



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE TELEINFORMÁTICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE TELEINFORMÁTICA
MESTRADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA DE TELEINFORMÁTICA

FERNANDO ARAÚJO BARROS

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE CONTROLE CENTRAL PARA
UMA MICRORREDE**

FORTALEZA

2020

FERNANDO ARAÚJO BARROS

MODELAGEM E SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE CONTROLE CENTRAL PARA UMA
MICRORREDE

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia de Teleinformática do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Teleinformática do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia de Teleinformática. Área de Concentração: Engenharia Sinais e Sistemas

Orientador: Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso

FORTALEZA

2020

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)

B277m Barros, Fernando Araújo.

Modelagem e Simulação do Sistema de Controle Central para uma Microrrede / Fernando Araújo Barros. – 2020.

109 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Teleinformática, Fortaleza, 2020.

Orientação: Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso.

1. Microrrede. 2. Controlador Central. 3. Redes de Petri Coloridas. 4. Simulação e Modelagem. I. Título.

CDD 621.38

FERNANDO ARAÚJO BARROS

MODELAGEM E SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE CONTROLE CENTRAL PARA UMA
MICRORREDE

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia de Teleinformática do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Teleinformática do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia de Teleinformática. Área de Concentração: Engenharia Sinais e Sistemas

Aprovada em: 27 de Janeiro de 2020

BANCA EXAMINADORA

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

Prof. Dr. José Renato de Brito Sousa
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia
do Ceará (IFCE)

Prof. Dr. Paulo César Marques de Carvalho
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. José Marques Soares
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Dedico esse trabalho ao meu Pai, Fernando, minha mãe, Maria de Jesus, minha esposa, Daniela e meus filhos, Fernanda, Fábio e Luca, por todo amor, incentivo e paciência nessa jornada científica.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), que desempenha papel fundamental na expansão e consolidação da pós-graduação *stricto sensu* (mestrado e doutorado) em todos os estados da Federação.

Ao Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso por me orientar em minha dissertação de mestrado, por trilhar minha pesquisa e o meu desenvolvimento profissional.

Ao Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio do curso de Engenharia Elétrica (UFC), pelo aconselhamento e apoio nas minhas apresentações técnicas.

Ao Prof. Wilkley Bezerra Correia do curso de Engenharia Elétrica (UFC), pelas orientações de estudo, aulas, e análise crítica ao meu trabalho, tem-se mostrado um verdadeiro amigo.

Ao Doutorando em Engenharia Elétrica, Ednardo Moreira Rodrigues, e seu assistente, Alan Batista de Oliveira, aluno de graduação em Engenharia Elétrica, pela adequação do *template* utilizado neste trabalho para que o mesmo ficasse de acordo com as normas da biblioteca da Universidade Federal do Ceará (UFC).

Agradecimento a empresa Enel Distribuição Ceará, a qual faço parte desde 1999, que cedeu dados e a minha participação no programa de pesquisa e desenvolvimento, e aos meus gestores que permitiram que esse trabalho fosse concluído.

Aos meus pais, esposa, e filhos, que nos momentos de minha ausência dedicados ao estudo superior, sempre fizeram entender que o futuro é feito a partir da constante dedicação no presente!

Agradeço a todos os professores por me proporcionar o conhecimento não apenas racional, mas a manifestação do caráter e afetividade da educação no processo de formação profissional, por tanto que se dedicaram a mim, não somente por terem me ensinado, mas por terem me feito aprender.

“O sonho é que leva a gente para frente. Se a gente for seguir a razão, fica aquietado, acomodado.”

(Ariano Suassuna)

RESUMO

A sociedade moderna tem uma maior necessidade de confiabilidade e qualidade do fornecimento da energia. A crescente evolução da geração distribuída tem despertado o interesse da sociedade científica devido as contribuições no mesmo sentido. As microrredes fazem o uso de fontes de energia renováveis, sistemas de armazenamento de energia, e dos diversos recursos da rede de distribuição operando como um sistema único. Nesse trabalho é apresentado uma modelagem e análise de um controlador central para microrredes baseado no projeto piloto da concessionária Enel Distribuição Ceará, instalado num condomínio de casas residenciais, operando em modo conectado ou ilhado da rede elétrica. São apresentadas a descrição técnica do projeto, a arquitetura centralizada e a definição dos requisitos da Microrrede. Como metodologia de desenvolvimento é utilizada a linguagem matemática redes de Petri coloridas. Foram realizadas simulações do modelo nas quais foram identificados erros de projeto antes da implementação, melhoria dos procedimentos operacionais, e a obtenção de dados confiáveis de maneira a ter uma precisão das estimativas obtidas na operação da Microrrede. Também é observado um aumento da resiliência e confiabilidade do fornecimento de energia confirmada com a melhoria nos indicadores de qualidade de energia para os consumidores da Microrrede.

Palavras-chave: Microrrede. Controlador Central. Redes de Petri Coloridas. Simulação e Modelagem.

ABSTRACT

The modern society has a greater need for reliability and quality of energy supply. The growing evolution of distributed generation has aroused the interest of the scientific society due to contributions in the same direction. The microgrids make use of renewable energy sources, energy storage systems, and the diverse features of the distribution network operating as a single system. In this work we present a modeling of a central controller to microgrids, operating in connected or island mode of the electric network. This modeling is based on the Enel Distribuição Ceará microgrid pilot project, installed in a condominium of residential houses. The technical description of the project, the proposed architecture and the definition of the requirements are presented. Through modeling it is possible to simulate and identify design errors before implementation and better analysis of network operation procedures. It also makes it possible to analyze model performance by performing various simulations to obtain reliable data in order to have an accuracy of the obtained estimates. The development methodology uses the mathematical language Colored Petri Nets for the modeling of the central system, allowing simulations and structural and behavioral analysis.

Keywords: Adult education. Community schools. Peasants. Popular culture.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Escala de tempo das várias funções de controle da MR	24
Figura 2 – Estrutura com controle centralizado.	25
Figura 3 – Estrutura hierarquizada.	26
Figura 4 – Estrutura com controle distribuído.	27
Figura 5 – Redes de Petri	31
Figura 6 – Representação de uma estrutura de uma RPC.	35
Figura 7 – Representação de um sistema FIFO.	36
Figura 8 – Representação de um sistema FIFO em RP.	36
Figura 9 – Representação de um sistema FIFO em RPC.	37
Figura 10 – Escopo projeto MR Enel	39
Figura 11 – Projeto da MR Enel	40
Figura 12 – Caso de uso para MR	41
Figura 13 – Arquitetura geral da Microrrede	45
Figura 14 – Diagrama Esquemático de Conexões entre as unidades da Microrrede	47
Figura 15 – Diagrama de Conexões entre as unidades da microrrede	49
Figura 16 – Interface entre a unidade de armazenamento central e a unidade de conexão	51
Figura 17 – Interfaces da unidade de armazenamento central	51
Figura 18 – Interfaces da unidade portaria	53
Figura 19 – Interfaces das Unidade consumidora participantes (UCP)s	55
Figura 20 – Interfaces da Unidade de iluminação pública (UIP)	56
Figura 21 – Interface da Unidade consumidora (UC) não participante – Grupo B	58
Figura 22 – Interface da UC não participante – grupo A	58
Figura 23 – Etapas da Modelagem	67
Figura 24 – Fluxograma de funcionamento da MR	68
Figura 25 – Hierarquia RPC do modelo microrrede	69
Figura 26 – Modelo MR em redes de Petri colorida	70
Figura 27 – Sub-rede MODO ATIVADO	71
Figura 28 – Sub-rede bat	72
Figura 29 – Sub-rede Clube	73
Figura 30 – Sub-rede Casa P	74
Figura 31 – Sub-rede Casa NP (não participantes)	74

Figura 32 – Sub-rede portaria	75
Figura 33 – Sub-rede iluminação pública	76
Figura 34 – Rotina reconexão das cargas.	77
Figura 35 – Comando religador via COS.	77
Figura 36 – Trecho do relatório do grafo de alcançabilidade da rede	80
Figura 37 – Sub-rede Comando Religador	81
Figura 38 – Lista de defeitos típicos ocorridos no alimentador da Microrrede	83
Figura 39 – Estatísticas com o resultado da simulação	84
Figura 40 – Intervalo confiança variável Conta_microrrede_ILHADA_com_bateria	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Funções de Controle do SGMR	24
Tabela 2 – Sinais Elétricos – Interface Digital I/O – Religador Automático	50
Tabela 3 – Estados da Microrrede simulados	80
Tabela 4 – Indicadores de qualidade do alimentador AGF01I2	82
Tabela 5 – Descrição da variáveis dos resultados	84
Tabela 6 – Medidas das médias	85
Tabela D.1–Equipamentos da unidade de conexão	105
Tabela D.2–Equipamentos da unidade de armazenamento central	105
Tabela D.3–Equipamentos da unidade de portaria	106
Tabela D.4–Equipamentos da unidade de portaria - UC TIPO 1 (cargas inteligentes) . .	106
Tabela D.5–Equipamentos da unidade de portaria - UC TIPO 2 (cargas inteligentes + GDFV)	107
Tabela D.6–Equipamentos da unidade de portaria - UC TIPO 3 (cargas inteligentes + GDFV + armazenamento local)	107
Tabela D.7–Equipamentos da unidade de portaria - UC TIPO 4 - Clube (cargas inteligentes + GDFV + GD eólico + estação solarimétrica)	108
Tabela D.8–Equipamentos da Unidade de Iluminação Pública	108
Tabela D.9–Equipamentos da UC não participante – grupo A	109

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMI	<i>advanced meter infrastructure</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
B2B	<i>back to back</i>
CEPEL	Centro de Pesquisa em Energia Elétrica
COS	Centro de Operações do Sistema
CPN ML	<i>Coloured Petri Nets Markup Language</i>
CSCMR	centro de supervisão e controle da microrrede
DEC	duração equivalente de interrupção por unidade consumidora
DMS	<i>distribution management system</i>
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
FEC	frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora
FIFO	<i>First In First Out</i>
GD	geração distribuída
GDE	geração distribuída eólica
GDFV	geração distribuída fotovoltaica
GPON	<i>gigabit passive optical network</i>
IHM	<i>interface human machine</i>
LAN	<i>local area network</i>
MDC	<i>meter data collector</i>
MME	Ministério das Minas e Energia
MR	microrrede
MRCC	microrrede com controle central
MT	média tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCC	ponto de conexão comum
RA	Religador Automático
RED	recursos elétricos distribuídos
RER	recurso de energias renováveis
RP	rede de Petri
RPC	redes de Petri coloridas
RTDS	<i>Real Time Digital Simulador</i>

SAED	sistemas de armazenamento de energia distribuída
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SG	<i>Smartgrid</i>
SGIP	Sistema de gerência da iluminação pública
SGMR	sistema de gerenciamento da microrrede
SGN	<i>smart grid node</i>
UAC	Unidade de armazenamento central
UC	Unidade consumidora
UCP	Unidade consumidora participantes
UIP	Unidade de iluminação pública
UTR	unidade terminal remota
VLAN	<i>virtual local area network</i>
WAN	<i>wide area network</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

PN	Rede de Petri
N	Conjunto dos números naturais
N^*	Conjunto dos números naturais sem o zero
\subseteq	Operador de conjunto está contido
\cup	Operador união de conjuntos
\cap	Operador interseção de conjuntos
\emptyset	Conjunto vazio
P	Conjunto finito de lugares
p_m	Lugar de entrada ou saída
T	Conjunto finito de transições
t_n	Transição
F	Conjunto finito de arcos
W	Função peso do arco
K_i	Fichas
$w(p, t)$	Peso do arco de entrada da transição
$w(t, p)$	Peso do arco de saída da transição
M	Marcação de uma rede de Petri
M_0	Marcação inicial de uma rede de Petri
m_j	Número de fichas do lugar
M_0	Marcação inicial de uma rede de Petri

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Motivação	18
1.2	Justificativa	19
1.3	Objetivos geral e específicos	20
1.4	Metodologia	21
2	MICRORREDES, REDES DE PETRI E REDES DE PETRI COLORIDAS	23
2.1	Microrredes	23
2.1.1	<i>Estrutura da Microrrede</i>	25
2.1.2	<i>Revisão Bibliográfica de Microrredes</i>	27
2.2	Redes de Petri	30
2.2.1	<i>Propriedades e métodos de análise de redes de Petri</i>	33
2.2.2	<i>Redes de Petri coloridas</i>	34
3	DESCRIÇÃO TÉCNICA	38
3.1	Escopo do projeto	39
3.2	Casos de uso	41
3.3	Caso de uso e atores	41
3.4	Funcionamento da microrrede	44
3.5	Descrição técnica	47
3.5.1	<i>Unidade de conexão</i>	48
3.5.2	<i>Unidade de armazenamento</i>	49
3.5.3	<i>Portaria</i>	52
3.5.4	<i>Unidade consumidora participante - UCP</i>	53
3.5.5	<i>Unidade de iluminação pública - UIP</i>	56
3.5.6	<i>Unidade Consumidora não Participante - Grupo B</i>	57
3.5.7	<i>Unidade Consumidora não Participante - Grupo A</i>	57
3.6	Centro de supervisão e controle da MR	58
3.7	Rede de comunicação da MR	60
3.8	Transição entre os modos de operação da microrrede	60
3.8.1	<i>Transição do modo conectado para o modo ilhado</i>	61

3.8.2	<i>Transição do modo ilhado para o modo conectado</i>	62
3.8.2.1	<i>Reconexão após reestabelecimento automático da rede de distribuição</i> . . .	62
3.8.2.2	<i>Reconexão após ilhamento intencional</i>	63
3.8.3	<i>Transição para o modo de manutenção</i>	63
3.8.3.1	<i>Solicitação de manutenção externa</i>	64
3.8.3.2	<i>Manutenção devido à falta interna na microrrede</i>	65
4	MODELAGEM E SIMULAÇÃO	67
4.1	Modelagem em redes de Petri coloridas	67
4.1.1	<i>Controlador central - sub-rede Central</i>	69
4.1.2	<i>Sistema de armazenamento central - sub-rede bat</i>	71
4.1.3	<i>Clube - sub-rede Clube</i>	72
4.1.4	<i>Casas participantes - sub-rede Casa P</i>	73
4.1.5	<i>Casas não participantes - sub-rede Casa NP</i>	73
4.1.6	<i>Portaria - sub-rede Portaria</i>	75
4.1.7	<i>Iluminação pública - sub-rede IP</i>	75
4.2	Modelagem das cargas	75
5	SIMULAÇÕES E ANÁLISE DA MODELAGEM	79
5.1	Simulações da Microrrede	79
5.2	Dados coletados	82
5.3	Resultados obtidos	83
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	87
	REFERÊNCIAS	89
	APÊNDICES	93
	APÊNDICE A – Declaração de variáveis CpnTools	93
	APÊNDICE B – Relatório de Alcançabilidade	96
	APÊNDICE C – Declaração dos monitores	103
	APÊNDICE D – Lista de Equipamentos	105
	ANEXOS	105

1 INTRODUÇÃO

O cenário das redes elétricas vem passando por uma transformação tecnológica em todo o mundo. A aplicação de novas ferramentas e dispositivos automatizados estão representados nas redes inteligentes, chamadas de *Smartgrid* (SG), que proporcionam segurança ao sistema, qualidade de energia, proteção ambiental, melhor custo e eficiência da energia.

A microrrede (MR) é considerada como um elemento de uma SG, a qual é capaz de operar em paralelo com a rede elétrica e, no caso de emergência, pode operar independentemente. Para o Departamento de Energia dos Estados Unidos, a MR é um grupo de cargas interconectadas e recursos elétricos distribuídos (RED) com funções definidas que atuam com uma unidade controlável em relação a rede elétrica (DELIVERY; RELIABILITY, 2012). Os REDs consistem em geração distribuída (GD) de pequena capacidade e sistemas de armazenamento de energia distribuída (SAED) que podem ser instaladas no sistema elétrico ou nas instalações dos consumidores.

A sociedade moderna tem uma maior necessidade de confiabilidade e qualidade do fornecimento da energia elétrica, e isso impulsiona a inserção das MRs adicionando eletrônica de potência e a instalação de REDs. As MRs oferecem benefícios significativos para os clientes e a rede de serviços públicos como um todo: confiabilidade aprimorada com a introdução de autocorreção (*self-healing*) na rede de distribuição local; maior qualidade de energia com gerenciamento local de cargas; redução da emissão de carbono pela diversificação das fontes de energia, economia na operação pela redução dos custos de transmissão e distribuição; utilização de unidades de GDs mais baratas; e mais eficiência energética, respondendo ao mercado de preços em tempo real (PARHIZI *et al.*, 2015).

O conceito de MR foi primeiramente apresentado por (LASSETER, 2001), (LASSETER, 2002), com um aglomerado de cargas, micro fontes e sistema de armazenamento operando como um sistema controlável simples que fornece energia local para uma determinada área. As MRs são mais que um sistema de *backup* para o fornecimento de energia elétrica. Elas oferecem uma ampla gama de benefícios e são significativamente mais flexíveis que a geração de energia. Uma MR pode conectar ou desconectar da rede elétrica, operando assim num modo conectado ou ilhado. A estabilidade e o controle operacional em ambas as situações são objetos de vários estudos apresentados durante a última década e meia (SEN; KUMAR, 2018).

1.1 Motivação

Segundo Sen e Kumar (2018), o paradigma das MRs não é apenas na economia, resiliência, e confiabilidade, mas também na entrega de outros benefícios como o ambiental com o uso do recurso de energias renováveis (RER). Com um crescimento de 2,5% anual da carga, é produzida uma diferença entre a demanda e a energia convencional gerada. À medida que a demanda aumenta e as fontes de energia convencionais se esgotam gradualmente, existem opções alternativas de fontes de energia renováveis para sustentar o crescimento da geração de energia no futuro (KAUR *et al.*, 2015).

Além disso o transporte de energia para lugares com demandas remotas geram bastantes perdas. As MRs com recursos de instalação rápida e a proximidade da carga é uma solução viável para os problemas relacionados a demanda de energia, sendo esse modelo aplicável em uma vila, condomínio ou em pequenas cidades (BASAK *et al.*, 2011). São consideradas como um aglomerado de unidades de GDs interconectadas, cargas e unidades de armazenamento que colaboram entre si e que são vistas coletivamente pela rede elétrica como uma carga ou gerador controlável em solução para a escassez de combustíveis fósseis no futuro.

Outro ponto é que os engenheiros tem usado os REDs localmente no sistema de potência de distribuição para a geração de energia elétrica. Entretanto dadas as diferentes características dos REDs, a conexão direta na rede não é aceitável. O desafio de ter múltiplos REDs interconectados requer diferentes estratégias de controle que permitam o funcionamento da MR tanto no modo conectado como no modo ilhado.

A partir de 2012 o governo federal, através da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2012), regulamentou que o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Em 2020, o número de conexões de micro e mini geração de energia chegou a mais de 190 mil instalações, com atendimento a a mais de 240 mil unidades consumidoras, o que representa uma potência instalada de 2.225,8 MW (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRAL DE ENERGIA SOLAR, 2020). Adicionalmente, essa regulamentação e um conjunto de fatores mostram que a difusão da mini e micro geração de energia na rede de distribuição deverá ser uma realidade no curto/médio prazo, por tais motivos: (1) o custo das tecnologias de geração distribuída de pequeno porte está sofrendo sistemática redução; (2) torna-se cada vez mais importante uma melhor utilização do sistema de distribuição, com redução de perdas e de demanda em horário de ponta; (3) questões socioambientais relacionadas à geração e

distribuição de energia são levadas cada vez mais a sério.

Esses fatores motiva o acesso de um grande número de microgeradores na rede de distribuição, ainda mais por que grande parte da geração será de fontes renováveis. Por outro lado, gera uma preocupação com a possibilidade da inserção descontrolada de GD na rede de distribuição, podendo causar impactos negativos, como problemas de estabilidade, qualidade de energia, medição, proteção e controle. Isso gera um aumento na complexidade, na de operação da rede e, além disso, a necessidade de alteração dos procedimentos de operação técnica das concessionárias, para operar, controlar e proteger a rede elétrica (CARNEIRO, 2017).

A MR é uma solução promissora que oferece um novo modo de acesso a diferentes fontes de energia, de forma controlada, levando em consideração a produção interna da MR, o consumo local, a produção de energia dos ocupantes e a energia fornecida pela concessionária. Baseando-se principalmente em fontes renováveis, as soluções de MRs garantem o fornecimento de energia em caso de falha de energia aumentando a confiabilidade e disponibilidade para os clientes.

1.2 Justificativa

O mercado de tecnologias das MRs cresce numa taxa de mais de 22% ao ano com custo de instalação e operação cada vez mais atrativos, entretanto o desconhecimento de como esses equipamentos interagem com as instalações do consumidor e com a rede se torna uma barreira para sua utilização em larga escala. Desta forma, é estratégico para o setor elétrico nacional entender como integrar, controlar e desenvolver modelos técnicos, comerciais e regulatórios viáveis para as MRs em aplicações de interesse das empresas de energia elétrica.

Muitas concessionárias de energia elétrica tem incluído as MRs na lista de projetos de sustentabilidade e inovação. A MR é um tema recente, mas em ritmo acelerado de desenvolvimento. No âmbito internacional, as MRs existentes se encontram, na sua grande maioria, em estágio de pesquisa e desenvolvimento experimental, e já começam a surgir as primeiras aplicações pré-comerciais, principalmente no Japão, Estados Unidos, Alemanha, Itália e outros países da Europa. Num levantamento feito pelo (CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS, 2018), o Brasil ocupa a 85^o posição do ranking mundial em produção científica referente ao tema de Geração de Energia Elétrica e Armazenamento de Energia.

No Brasil existem alguns casos de sistemas híbridos e MRs (com geração fotovoltaica, diesel e baterias) operando de forma isolada na Região Norte do país e em algumas ilhas

marítimas, mas tratam-se de sistemas relativamente simples, sem conexão com a rede elétrica e com muitas necessidades de melhorias.

Atualmente alguns empresas no Brasil instalaram casos de MRs recentemente. Algumas delas são: concessionária Coelba, possui projeto de desenvolvimento de MRs utilizando pequenas usinas fotovoltaicas e *backup* de gerador a diesel para áreas distantes dos grandes centros (COMPANHIA DE ELETRICIDADE DA BAHIA, 2019); Projeto implantação de uma MR integrada a rede de distribuição da COPEL, projeto parceria Itaipu e Copel (AMBIENTE ENERGIA, 2019); concessionária AES Tietê, Hidroelétrica de Bariri, projeto de uso de baterias para armazenamento de energia em pequena escala (AES TIETÊ, 2018); concessionária CELPE Neoenergia, implementação de provas de conceito de redes elétricas inteligentes na ilha de Fernando de Noronha (CELPE, NEOENERGIA, 2017); e a concessionária Enel Distribuição Ceará, projeto piloto de MRs em condomínio residencial (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2017).

Instituições governamentais como o Ministério das Minas e Energia (MME), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (CEPEL), a Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), e o Operador Nacional do Sistema (ONS) têm estudado o estabelecimento de políticas públicas para a implantação do programa brasileiro de SGs. O grupo também estuda a regulamentação de novas possibilidades de atuação de novos agentes que acessem o mercado no qual as MRs estejam incluídas.

1.3 Objetivos geral e específicos

Essa dissertação foi baseada na elaboração e implementação do projeto de MR da empresa distribuidora de energia, Enel Distribuição Ceará, por meio do programa de pesquisa e desenvolvimento do governo federal, gerenciado pela ANEEL, Desenvolvimento de Aplicação Piloto de Microrrede de Distribuição de Energia com Geração Distribuída e Modelo de Operação Comercial (projeto PD-0039-0073 / 2014 ANEEL). O projeto piloto é aplicado em um condomínio residencial, abrangendo dez unidades consumidoras residenciais, um clube, e serviços essenciais do condomínio, tais como portaria, segurança e iluminação.

Tem o objetivo geral de apresentar uma modelagem e simulação de um projeto de MR na rede de distribuição elétrica da concessionária, sendo um modelo viável baseado em microgeração distribuída a partir de fontes renováveis (solar e eólica), sistemas de armazenamento de energia e sistemas de gerenciamento energético. É apresentada a implementação de um

modelo de sistema central de MRs, gerando uma ferramenta que possibilite análises futuras com variações da quantidade de unidades consumidoras e parâmetros de configuração da arquitetura da rede de distribuição.

Os objetivos específicos são:

- Estudo e definição dos requisitos de funcionalidades do sistema de controle central;
- Definição dos modos de operação da MR junto a concessionária de energia;
- Desenho da modelagem da rede do sistema central utilizando a ferramenta *CPNtools*, para aplicação da redes de Petri;
- Definição dos parâmetros de configuração da MR, visando o desenvolvimento de simulador em redes de Petri;
- Gerar um simulador da Microrrede com um sistema central em redes de Petri;
- Simulação da MR considerando o número de unidades consumidoras participantes do projeto piloto, a integração com os subsistemas instalados e controlados pelo sistema central

1.4 Metodologia

Esse trabalho está estruturado da seguinte forma:

É apresentado no Capítulo 2, um resumo das estruturas físicas e diferentes topologias das MRs encontradas na literatura. Foi realizado um estudo do estado da arte em MRs e em trabalhos correlatos. Também é apresentado o conceito de rede de Petri (RP), propriedades e métodos de análise, e redes de Petri coloridas (RPC), ferramenta utilizada no desenvolvimento do trabalho.

A descrição técnica do projeto de MR da Enel é abordada no Capítulo 3. São apresentadas a especificação técnica do projeto, arquitetura sistêmica, a estratégia para controle central do fluxo de energia gerada, armazenada e consumida pelas unidades da MR em seus diversos níveis de operação. Também é apresentado o fluxo operacional e as interações entre as respectivas unidades que a compõem, de acordo com estado de operação: conectado, ilhado ou manutenção.

É proposto no Capítulo 4, a modelagem de um sistema de controle central para uma MR, baseado no projeto por meio da ferramenta computacional *CPNtools*, na qual é possível refletir a dinâmica de operação da MR bem como o comportamento dos estados e parâmetros de forma a permitir sua simulação de forma configurável.

No Capítulo 5 são apresentados os critérios da simulação do modelo da MR, apresentando a análise da modelagem e por meio de dados estatísticos gerados pela simulação, é realizada uma análise das variáveis.

Finalmente, no Capítulo 6, são apresentadas as conclusões e propostas de trabalhos futuros que poderão dar seguimento às outras pesquisas.

2 MICRORREDES, REDES DE PETRI E REDES DE PETRI COLORIDAS

Nesse capítulo são apresentados os conceitos resumidos de MR e RP.

A arquitetura da MR consiste em otimizar as interconexões das unidades REDs, posicionando e dimensionando da melhor forma a maximizar a confiabilidade, qualidade e além de reduzir o impacto ambiental. Portanto a MR é uma solução que visualiza a geração e cargas numa integração de um subsistema que melhor aplica o potencial da GD (BASAK *et al.*, 2011).

A RP é uma ferramenta matemática e gráfica para modelagem de sistemas. É bastante utilizada para descrever e analisar sistemas de processamento de informações que são caracterizados como concorrentes, assíncronos, distribuídos, paralelos, não determinísticos, e/ou estocásticos (MURATA, 1989).

2.1 Microrredes

MR é uma integração de cargas e micro fontes que operam como um sistema único fornecendo energia e calor. Essas micro fontes devem ser baseadas em eletrônica de potência a fim de permitir a flexibilidade necessária para uma operação controlada como um sistema único, e devem ter uma facilidade para agregar novas outras micro fontes, atendendo as necessidades dos clientes locais (LASSETER *et al.*, 2003).

As MRs são conectadas ao sistema de distribuição através de um ponto de conexão comum (PCC) que permite ao sistema de gerenciamento da microrrede (SGMR) fazer a gestão e controle de diferentes abordagens, como:

- Gestão da qualidade de energia fornecida, como o monitoramento de grandezas elétricas de tensão e frequência da rede;
- Inteligência na gestão econômica da operação da MR, arbitrando o momento de desconexão da rede de distribuição de acordo com os regras tarifárias do local;
- Desconexão da carga a fim de melhorar a resposta a demanda;
- Permissão de disruptura da MR provocada por faltas na rede elétrica de distribuição ou desastres naturais.

Quando a MR está desconecta da rede principal, o SGMR pode coordenar os REDs disponíveis para equilibrar a geração com a demanda local, enquanto monitora o estado da rede de distribuição para uma reconexão oportuna.

As principais funções do SGMR são apresentadas na Tabela 1.

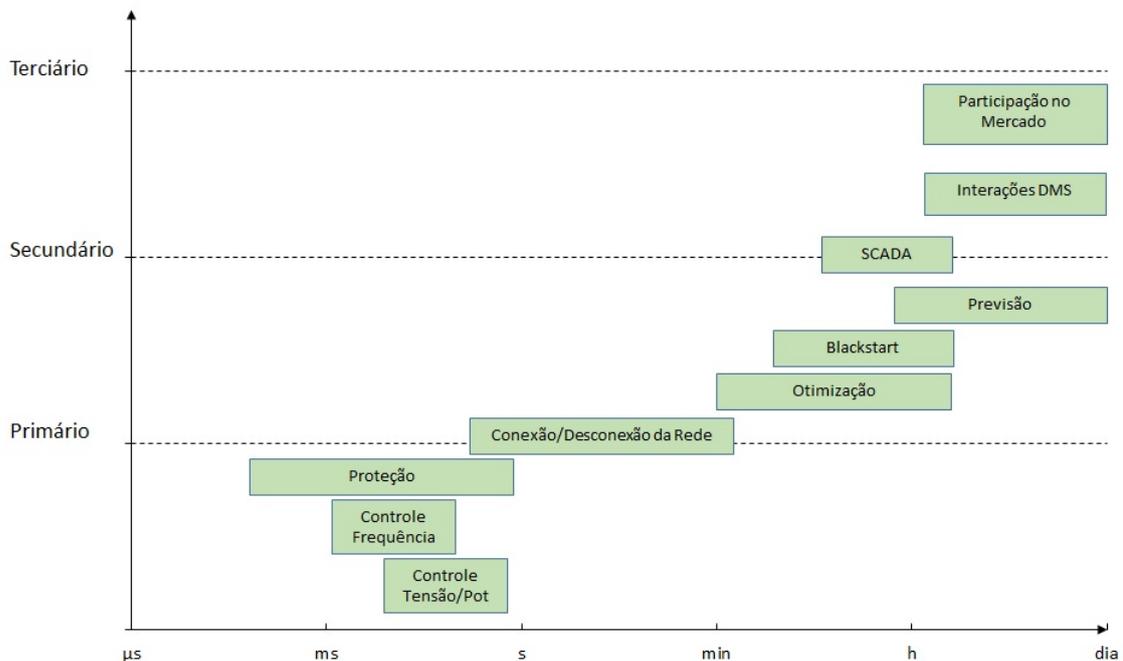
Tabela 1 – Funções de Controle do SGMR

Funções de controle	Descrição
Gerenciamento da Conexão/Desconexão da rede	Realizar a transição entre modo conectado à rede e modo ilhado
<i>Black start</i>	A reenergização pode ser realizada no modo ilhado logo após a desconexão da rede principal
Participação no mercado de energia	Interface de gestão de energia, capacidade e serviços auxiliares
Detecção de falta e proteção	SGMR gerencia os dispositivos locais de proteção, como sensores, relés de proteção, disjuntores, detectores e isoladores de faltas
Otimização dos custos de operação	O SGMR prever informações de carga e clima e despacha de maneira otimizada sua geração e carga controláveis de acordo com o custo de geração, previsão e informações de mercado
Controle de Volts/Var	O SGMR controla a geração de energia reativa dos REDs para o suporte da tensão
Controle de frequência	Monitora e controla a saída de energia dos REDs para regular e suavizar a frequência

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

Essas funções seguem um controle de nível hierárquico divididas em 3 níveis: o primário, secundário e terciário, chamados de níveis hierárquicos do SGMR (CHENG *et al.*, 2018). Na Figura 1 são apresentados os tempos de respostas de cada nível. Os equipamentos que exigem uma rápida resposta do sistema estão num nível mais baixo no controle hierárquico, enquanto os mais lentos estão no topo da hierarquia.

Figura 1 – Escala de tempo das várias funções de controle da MR



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

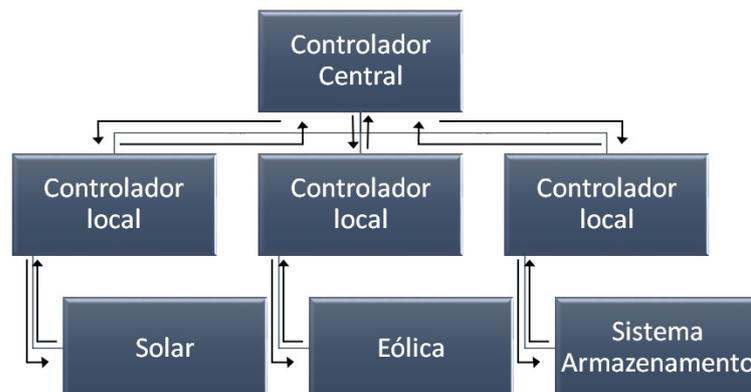
2.1.1 Estrutura da Microrrede

Quanto a estrutura de controle, a MR pode ser classificadas em duas categorias:

- centralizada;
- descentralizada;

Numa configuração de microrrede com controle central (MRCC), ou simplesmente configuração centralizada, cada MR conta com um controlador local, um controlador central e um glsSGMR. Geralmente o SGMR está confinado numa sala de controle e conta com a função de *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) e uma *interface human machine* (IHM) que permite a um operador operar e controlar a MR. Na arquitetura centralizada o controlador local coleta os sinais medidos de cada RED (fonte, armazenamento ou carga) da MR e os envia para o controlador central, conforme o esquema apresentado na Figura 2, por meio de uma *local area network* (LAN). O MRCC age como um supervisor da MR e toma as decisões baseado nos sinais medidos e funções definidas (DEHGHANPOUR *et al.*, 2017). Adicionalmente o MRCC mantém comunicação com o centro de controle da concessionária de distribuição de energia através de uma *wide area network* (WAN), que provê o controle do sistema elétrico.

Figura 2 – Estrutura com controle centralizado.

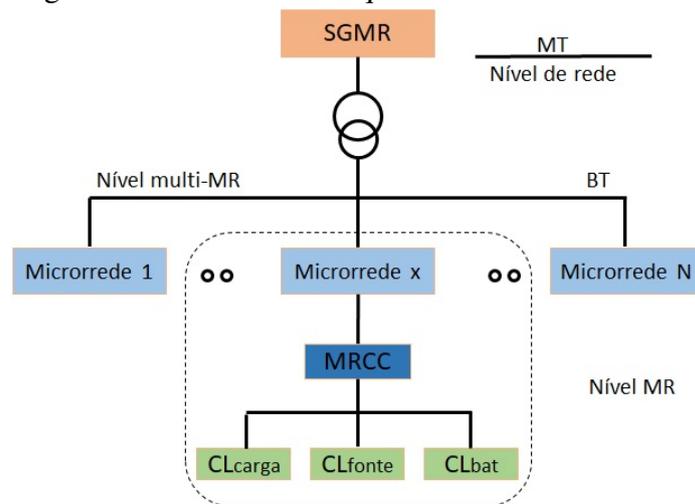


Fonte: Adaptado de (DEHGHANPOUR *et al.*, 2017)

Para multi MRs ligadas à rede, outro controlador central pode ser adicionado. Portanto, a estratégia de controle central pode ser dividida em três camadas numa estrutura hierarquizada com base no número de componentes e na área controlada, adicionando um *distribution management system* (DMS), ilustrada na Figura 3.

Na configuração descentralizada, o SGMR é implementado localmente em cada

Figura 3 – Estrutura hierarquizada.



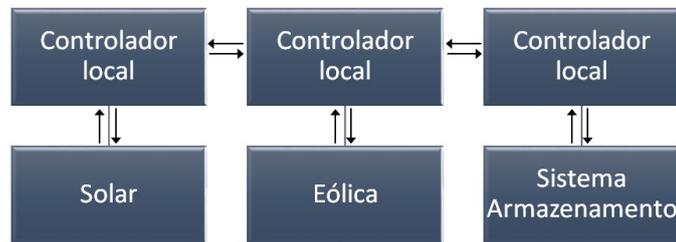
Fonte: Adaptado de (SEN; KUMAR, 2018)

controlador distribuído. O controle descentralizado é uma variante do controle mestre / escravo (BANI-AHMED *et al.*, 2019). Para (SEN; KUMAR, 2018), a arquitetura distribuída é uma adaptação da técnica descentralizada, onde existe uma comunicação direta entre os controladores locais, ou seja uma comunicação ponto a ponto, tomando decisões locais, porém de uma forma coesa em benefício de toda a MR, como mostrado na Figura 4. Isso elimina a necessidade de um controlador central, reduzindo o tráfego da informação na rede e processamento. Comparando com o padrão centralizado, a configuração distribuída apresenta as seguintes vantagens:

- controle distribuído requer menos recurso computacional, ou seja, redução do custo efetivo;
- maior controle redundante e robustez quando ocorre falha individual;
- tomada de decisão local reduz o uso da rede, requerendo uma banda de comunicação menor;
- sistema de manutenção e atualizações podem ser feitos sem a necessidade de desligamento de todo o sistema;
- padrão distribuído é de maior flexibilidade para adições de modificações futuras e expansões (escalabilidade);
- informações históricas do usuário são armazenadas localmente e a privacidade dos clientes é protegida.

Isso reflete um sistema de comunicação complexo, que pode ser tratado com o uso de algoritmos inteligentes (modelo livres), como lógica fuzzy, redes neurais, algoritmos genéticos e suas combinações híbridas, são ferramentas potenciais para resolver esse problema (DEHGHANPOUR *et al.*, 2017).

Figura 4 – Estrutura com controle distribuído.



Fonte: Adaptado de (DEHGHANPOUR *et al.*, 2017)

2.1.2 Revisão Bibliográfica de Microrredes

Em (BASAK *et al.*, 2011) é apresentado um estudo de simulação e modelagem de uma MR para o estado estacionário e transitório nas situações de conectado a rede e ilhado, com seletividade crítica e não crítica, e com abordagem na integração dos REDs. Neste trabalho, é apresentado um modelo dinâmico dos REDs integrados como fontes de tensão alternada para o sistema de MRs. A simulação da MR é realizada usando a ferramenta *Simulink* no software *Matlab*, através do uso do visualizador LTI (sistema linear e invariante no tempo) para análise de resposta em etapas. O desempenho dinâmico da MR é estudado com flutuações passo a passo na tensão da rede, incluindo isolamento repentino da rede a montante. Um método de simulação é estudado, mostrando vários aspectos da análise.

Um estudo de controlador central para MR é apresentado em (KAMPEZIDOU *et al.*, 2018), numa arquitetura de sistemas de distribuição, conhecida como "arquitetura de múltiplas microrredes", baseada em um controlador de nível superior centralizado e em controladores de MRs distribuídas para operar tecnicamente o futuro sistema de distribuição. O controlador da MR é analisado no estado estacionário para minimizar o custo total de operação da MR, mantendo os limites de segurança para todos os dispositivos. O mesmo controlador garante que os limites de tensão sejam respeitados.

O desenvolvimento de uma plataforma experimental de MR inteligente com o uso de controlador central baseado em inversores na Universidade de Aalborg, Dinamarca, é apresentado em (MENG *et al.*, 2015). O sistema de controle completo aplicado neste laboratório é baseado no esquema de controle hierárquico para MRs e inclui controle primário, secundário e terciário. Os *loops* de controle primário são desenvolvidos no *Matlab/Simulink* e compilados nos *dSPACEs*

para fins de controle local. Para realizar a supervisão do sistema e o gerenciamento secundário e terciário adequado, também é desenvolvido um controlador central de microrrede baseado no software *LabVIEW*. São também adicionados a combinação de arquitetura de hardware/comunicação e hierarquia de controle projetada. Diferentes tipos de tecnologias de comunicação, como *wi-fi* e *zigbee*, e tipos de algoritmos distribuídos também são implementados e testados neste laboratório, para obter um sistema completo de emulação da MR proposta. Resultados experimentais são apresentados para mostrar o desempenho do sistema emulado.

Em (CARNEIRO, 2017) é apresentado um projeto e implementação da estrutura de uma microrrede conectada em baixa tensão (220V/60 Hz) e instalada no laboratório de Redes Elétricas Inteligentes, no Departamento de Engenharia Elétrica, do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará (UFC). Para isso utiliza um controlador que embarca protocolo de comunicação industrialmente estabelecido no mercado. Também são utilizados simuladores como um *Real Time Digital Simulador (RTDS)*, Matlab/simulink, e uma plataforma JADE (multiagentes). Testes foram realizados considerando diferentes cenários de operação, que comprovaram as funcionalidades da microrrede,

Um simulador é desenvolvido para apoiar em projetos das MRs, em (MAGRO *et al.*, 2018), tanto em termos de dispositivos de potência quanto em técnicas de controle. O principal objetivo deste simulador é testar o sistema de automação da MR antes da instalação do site. Foi simulado o comportamento dinâmico de geradores convencionais, fontes renováveis e cargas. Todo o ajuste de controle dos equipamentos controláveis, frequência e tensão calculadas da MR são interligados ao sistema de controle usando um barramento de campo padrão *ethernet*-base. Essa solução permite estudar diferentes lógicas de controle e ajustar os parâmetros de controle do sistema usando o sistema de controle real. Com o uso do simulador, o sistema de controle da MR é implementado durante a fase de projeto, com tempos reduzidos de desenvolvimento, teste e comissionamento.

Em (NZIMAKO; RAJAPAKSE, 2016) também é desenvolvido um modelo de simulação em tempo real de uma MR de média tensão (MT) com REDs, usando o simulador digital em tempo real RTDS©. Os REDs nessa MR incluem um gerador a diesel, um sistema fotovoltaico, e um sistema de turbina eólica com gerador de indução duplamente alimentado. O modelo de simulação da MR em tempo real desenvolvido foi conectado a um relé de proteção com religamento automático, usado nas simulações de *loop*. Foi demonstrado que o estado estacionário e a resposta transitória da MR, nos modos de operação conectado e ilhado, proporcionam

desempenho satisfatório.

Segundo Parhizi *et al.* (2015), os principais componentes da MR incluem cargas, REDs, controlador mestre, comutadores inteligentes, dispositivos de proteção, bem como sistemas de comunicação, controle e automação. Deve existir um controlador mestre para controlar e operar os REDs e cargas como uma única entidade controlável, a capacidade de geração instalada deve ser superior ao pico da carga prioritária, ou seja, durante um ilhamento a MR é suficientemente capaz de atender a demanda local. Os REDs consistem em unidades de GD e SAED, e podem ser considerados como parte de uma MR, desde que controlados pelo controlador principal da MR e estão sujeitos a restrições técnicas, dependendo do tipo de unidade, como limites de capacidade, limites de rampa, limites mínimos de tempo de ativação/desativação e limites de combustível e emissão.

Várias proposições de valor das MRs são apresentadas em (BAHRAMIRAD *et al.*, 2015) que incluem confiabilidade, resiliência, reduções de emissões, melhorias na eficiência operacional, qualidade de fornecimento, e redução de custos com atualização do sistema.

A confiabilidade do consumidor é normalmente avaliada em termos de sistema e frequência e/ou duração média de interrupção do cliente (indicadores de qualidade). Quando uma MR comunitária é implantada, essas métricas podem ser significativamente melhoradas. Isso se deve a inteligência intrínseca (sistemas de controle e automação) das MRs e a utilização de DERs que permitem a operação isolada da rede elétrica. Em (DIALYNAS; DAOUTIS, 2011) a simulação Monte Carlo é utilizada para calcular a confiabilidade, na qual aplica a simulação de falhas nos componentes dos alimentadores de MRs e à operação de interruptores normalmente abertos que podem ser usados para reduzir seu impacto conectando alimentadores adjacentes.

Em (DANESHI; KHORASHADI-ZADEH, 2012) é apresentado uma simulação de modelo de MR abordando questões econômicas e de confiabilidade, mostrando que uma MR operada com DERs oferece desempenhos indicadores de qualidade e índice de disponibilidade média de serviço muito melhores em comparação com uma MR e um sistema sem DERs devido à sua capacidade de transferência contínua para o modo de ilhamento quando o fornecimento de energia da concessionária falhar.

A melhoria da resiliência é observada como uma proposição complementar de valor das MRs. Resiliência refere-se à capacidade dos sistemas de energia de suportar eventos de baixa probabilidade e de alto impacto, minimizando possíveis quedas de energia e retornando rapidamente ao estado operacional normal. São exemplos de eventos naturais como furacões,

tornados, terremotos, inundações, tempestades de neve, dentre outras categorias como ataques de segurança cibernética ou ataques maliciosos. (HUSSAIN *et al.*, 2019) apresentam uma análise da resiliência, com melhorias nas redes convencionais propondo uma MR autônoma, dimensionando e posicionando, de maneira ideal, unidade de GDs. Através de métodos heurísticos (otimização de enxame de partículas e algoritmo genético) são usados para o dimensionamento e localização de GDs.

O problema de agendamento da MR visa minimizar os custos operacionais dos DERs locais, bem como a troca de energia com a rede elétrica, para fornecer cargas de microrrede previstas em um determinado período de tempo (normalmente um dia). Em (MAZIDI *et al.*, 2019) é proposta uma nova estrutura de tratamento de incertezas, baseada no método estocástico de otimização p-robusto para o agendamento diário de MGs, incluindo GDs renováveis e não renováveis, sistemas combinados de calor e energia, sistemas de armazenamento de energia e fontes de resposta à demanda.

Outro tema abordado pelos autores é a implementação do controle distribuído da MR usando Sistema Multi-Agente (SMA). Em (AFRASIABI *et al.*, 2019) o objetivo é minimizar a perda de energia e o custo de operação dos agentes. Cada agente utiliza a abordagem de aprendizado projetada e seus próprios dados históricos para prever seus parâmetros/dados necessários para fins de agendamento. Para preservar a privacidade das informações dos agentes, o método de direção alternada dos multiplicadores (ADMM) é utilizado para encontrar o ponto operacional ideal da MR distribuída. A combinação de outros métodos de aprendizado para formar novos algoritmos tem sido considerado um potencial avanço para melhoria no desempenho dos processos de aprendizado.

2.2 Redes de Petri

As RPs são uma ferramenta matemática e gráfica, para modelagem, análise, controle, validação e implementação de muitos sistemas, especialmente sistemas que possam ser interpretados como sistemas a eventos discretos (MURATA, 1989).

As RPs foram originalmente descritas por Carl Adam Petri em sua tese de doutorado intitulada Comunicação entre Autômatos, defendida em 1962 (PETRI, 1962). A partir de então, consideráveis trabalhos teóricos e aplicações práticas com RP têm sido realizados, principalmente nas áreas de modelagem (“*software*” e “*hardware*”). Aplicam-se apropriadamente em sistemas assíncronos e com alto nível de concorrência ou paralelismo. São áreas privilegiadas as redes

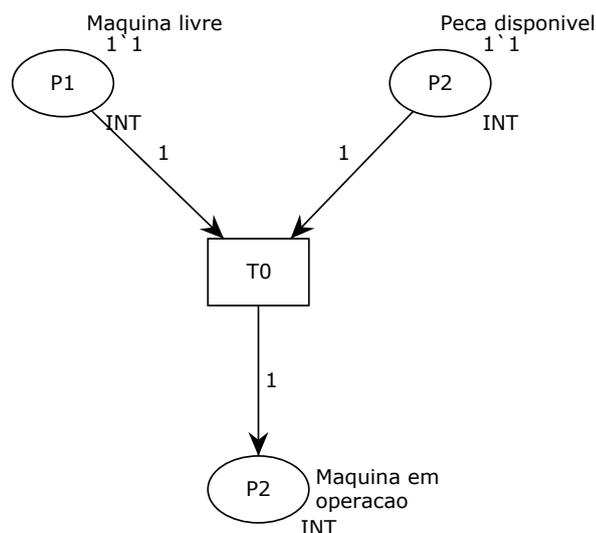
de computadores, protocolos de comunicações, sistemas operacionais, programação paralela, banco de dados distribuídos, sistemas de manufatura, dentre muitos outros. A análise de RP pode revelar informações importantes sobre a estrutura e o comportamento dinâmico do modelo (PETERSON, 1981)(JENSEN; KRISTENSEN, 2009).

Uma RP é um tipo de grafo bipartido e direcionado, em que os arcos nunca ligam dois nós do mesmo tipo. Na Figura 5 é apresentado os elementos gráficos que compõem uma RP. São três elementos básicos que permitem a definição de uma RP, que suas configurações e disposições podem ter interpretações variadas. Estes elementos são descritos a seguir:

- Lugar p : representado por um círculo, pode ser interpretado como uma condição, estado inicial, uma espera, um procedimento, um conjunto de recurso, etc. Todo lugar tem um predicado associado, por exemplo, uma máquina livre, peça em espera;
- Transição t : representada por uma barra ou retângulo, representa um evento que ocorre no sistema, como evento *iniciar a operação*;
- Ficha: representada por um ponto num lugar, significa que a condição associada ao lugar é válida. Pode representar a presença de um recurso (peça ou uma pessoa), ou ainda a estrutura que se manipula, para simular a dinâmica e as atividades concorrentes do sistema.

No exemplo da Figura 5, os elementos P0, P1, e P2 são os lugares, e T0 é a transição. Neste caso P0 e P1 são lugares de entrada da transição T0, e P2 é lugar de saída de T0. Os arcos de P0, P1 para T0, e de T0 para P2 possuem peso 1, e existe uma ficha em P0 e em P1.

Figura 5 – Redes de Petri



O estado de uma RP é representado por um número K_i de fichas contidas em cada lugar p_i , chamada marcação, conforme apresentado na Figura 5. O estado do sistema é dado pela

distribuição de fichas nos lugares da RP e cada lugar representa um estado parcial do sistema. A mudança de estado é representada pelo movimento de fichas na RP, que acontece quando ocorre o disparo de transições. Cada evento que ocorre no sistema é associado ao disparo de uma transição no modelo RP. O disparo de uma transição representa que o seu evento correspondente ocorreu. Uma transição é dita habilitada (ou é dita gatilhada) se em cada lugar p de t contém um número de fichas maior ou igual ao peso do arco que o conecta à transição. Uma transição pode ou não disparar (gatilhar). Ao disparar uma transição fichas são removidas dos lugares de entrada da transição e fichas são adicionadas aos lugares de saída, da qual a quantidade de fichas removidas e adicionadas depende dos pesos dos respectivos arcos. A nova marcação resultante do disparo da transição representa o novo estado do sistema. A marcação inicial M_0 representa o estado inicial da RP.

Como definição formal, uma Rede de Petri é uma 5-upla $PN = (P, T, F, W, M_0)$ (MURATA, 1989) em que:

- $P = p_1, p_2, \dots, p_m$ é um conjunto finito de lugares;
- $T = t_1, t_2, \dots, t_n$ é um conjunto finito de transições;
- $F \subseteq (PxT) \cup (TxP)$ é um conjunto de arcos (fluxo de relações);
- $W : F \rightarrow 1, 2, 3, \dots$ é uma função peso;
 - $w(p, t)$ peso do arco que liga o lugar à transição;
 - $w(t, p)$ peso do arco que liga a transição ao lugar;
- $M_0 : P \rightarrow N^*$ é a marcação inicial, em que N denota os números naturais e M_0 a marcação inicial;
 - $P \cap T = \emptyset$ e $P \cup T \neq \emptyset$

Sendo $M(p) \geq 0$ equivalente ao número de fichas contidas em cada lugar. A marcação de todos os lugares é representada por um vetor n-dimensional:

$$M = [m_1, m_2, \dots, m_j]_T \quad (2.1)$$

onde m_j = número de fichas do lugar p_j .

A marcação num determinado instante representa o estado da RP, ou mais precisamente o estado do sistema descrito pela RP, assim a evolução do estado da RP corresponde a uma evolução da marcação, a qual é causada pelo disparo de transições. Uma marcação M é, portanto, uma aplicação que associa a cada lugar na RP um inteiro não negativo chamado de ficha. Pode-se dizer também que M é a distribuição das fichas nos lugares P ou o número de fichas nos lugares, conforme pode ser visto na Figura 5, onde a marcação M_0 está dada pela

Equação 2.2:

$$M = [1, 1, 0] \quad (2.2)$$

2.2.1 *Propriedades e métodos de análise de redes de Petri*

As RP permitem analisar várias propriedades dos sistemas concorrentes, como as propriedades estruturais e comportamentais. A análise das propriedades das RP com estes métodos pode revelar informações importantes do modelo construído, permitindo ao projetista realizar modificações e as correções antes da implementação. Algumas destas propriedades são:

- (*Liveness* – vivacidade) permite saber se um sistema não possui bloqueio (*deadlock*) e se todos os elementos do sistema estão ativos;
- (*Reversibility* – reversibilidade ou reinicialização) permite saber se o sistema é capaz de sempre retornar ao estado inicial após uma tarefa realizada;
- (*Boundedness* – limitação) permite verificar a consistência de um sistema quanto aos limites de sua capacidade de armazenamento e de realização de tarefas.

Quando os sistemas começam a se tornar complexos, como é o caso de um sistema de manufatura, surgem certos problemas na modelagem, onde já não é possível tais sistemas serem modelados por RP ordinárias (com a marcação dos lugares dada por fichas indiferenciadas e com os lugares se comportando como contadores). Esta complexidade significa às vezes a composição de vários processos semelhantes (JENSEN; KRISTENSEN, 2009). Neste caso, quando se utiliza a RP ordinária tem-se duas escolhas:

- Modelar o comportamento geral sem precisar a identidade de cada processo, mas somente seu número;
- Modelar individualmente cada um dos processos que constituem o sistema, e modelar a interação existente entre eles, o que consiste muitas vezes em desdobrar o modelo que representa o comportamento geral.

No primeiro caso se obtém uma descrição compacta, mas não detalhada o suficiente: há uma falta de informação. No segundo caso o modelo obtido pode ser pouco prático de se trabalhar seja pelo tamanho da rede, seja pelo número de interações existentes. Para contornar estes problemas foram desenvolvidas extensões de RP, capazes de descrever sistemas mais complexos de forma mais compacta, entre as quais estão as RPCs que são RPs de alto nível, e as RPs com restrições de tempo (JENSEN; KRISTENSEN, 2009)

Este trabalho utiliza RP coloridas e portanto será apresentado uma breve introdução a essa extensão.

2.2.2 *Redes de Petri coloridas*

As RPCs têm por objetivo reduzir o tamanho do modelo, permitindo que as fichas sejam individualizadas, através de cores atribuídas a elas; assim, diferentes processos ou recursos podem ser representados em uma mesma rede. As cores não significam apenas cores ou padrões. Elas podem representar tipos de dados complexos, usando a nomenclatura de colorida apenas para referenciar a possibilidade de distinção entre as fichas (HUBER *et al.*, 1991).

A *Coloured Petri Nets Markup Language* (CPN ML) é a linguagem de programação da RPC, baseada na linguagem de programação funcional Padrão ML (ULLMAN, 1998), fornece as primitivas para a definição de tipos de dados, para descrever a manipulação de dados e para criar modelos compactos e parametrizáveis. A vantagem das RPC sobre as outras RP é a capacidade de modelar sistemas complexos e fornecer modelos com um alto nível de abstração e da representação gráfica (JENSEN; KRISTENSEN, 2009).

O tempo desempenha um papel significativo em uma ampla gama de sistemas concorrentes. O funcionamento correto de alguns sistemas depende crucialmente do tempo gasto por determinadas atividades, e diferentes decisões de modelagem podem ter um impacto significativo no desempenho de um sistema. As RPs incluem um conceito de tempo que permitem capturar o tempo gasto pelos eventos no sistema. Esse conceito de tempo também significa que as RPCs podem ser aplicadas à análise de desempenho baseada em simulação, onde são avaliadas medidas de desempenho como atrasos, taxa de transferência e comprimentos de fila no sistema, além de modelagem e validação de sistemas em tempo real.

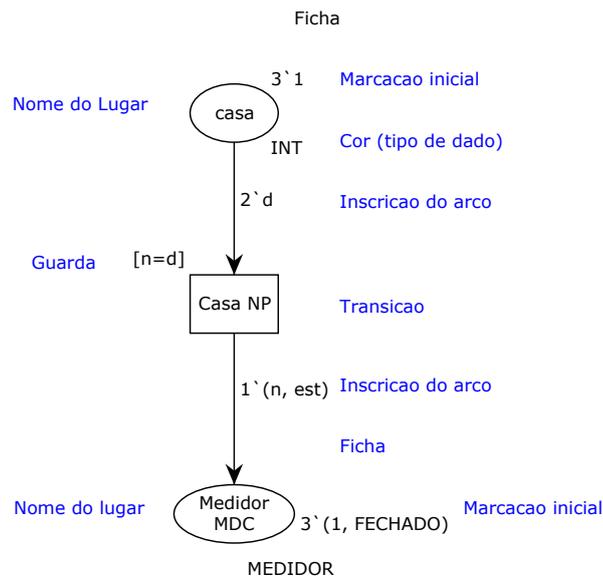
O conceito de RPC é modular, baseado em um mecanismo de estruturação hierárquico no qual permite que um módulo tenha submódulos, permite que um conjunto de módulos seja composto para formar um novo módulo e permite a reutilização de submódulos em diferentes partes do modelo. Isso permite que o modelador trabalhe de cima para baixo e de baixo para cima ao construir modelos de RPC. Por meio do mecanismo de estruturação, é possível capturar diferentes níveis de abstração do sistema modelado no mesmo modelo de RPC.

O *CPNtools* é uma ferramenta computacional desenvolvida pela AIS Group (2018) que suporta a construção, simulação, análise de espaço de estados e análise de desempenho de modelos de RPC. Uma licença para uso educacional, de pesquisa e comercial do *CPNtools* pode

ser obtida gratuitamente em *link*:<<http://cpntools.org/category/downloads/>>

Uma estrutura básica é apresentada na Figura 6, constituída de lugares, transição e arcos. Nesse modelo RPC podemos adicionar informações das quais é possível manipular dados complexos, como tempo, funções condicionais e temporizações.

Figura 6 – Representação de uma estrutura de uma RPC.



Os lugares representam o estado do sistema modelado. Cada lugar pode ser marcado com uma ou mais fichas, e cada ficha tem um valor de dados ligado a ele. Este valor de dados é chamado cor da ficha. É o número de fichas e as cores das fichas nos lugares individuais que, em conjunto, representam o estado do sistema. Isto é chamado uma marcação do modelo RPC. As fichas em um lugar específico constituem a marcação daquele lugar.

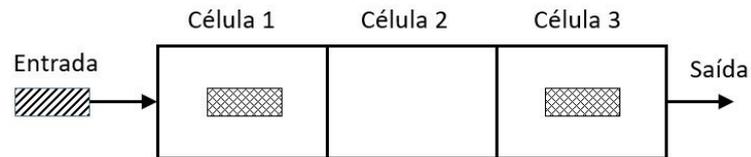
As transições representam os eventos que podem ocorrer no sistema. Tal como acontece com os lugares, os nomes das transições são escritos dentro dos retângulos. As expressões de arco são escritas na linguagem de programação CPN ML e são construídas a partir de variáveis, constantes, operadores e funções. Quando todas as variáveis em uma expressão são ligadas a valores do tipo correto, a expressão pode ser avaliada.

As transições possuem uma guarda, que é uma expressão booleana. Quando uma guarda está presente, deve ser avaliada como verdadeira para que a transição possa ser habilitada, caso contrário, a transição estará desabilitada e não pode disparar. Assim, uma guarda coloca uma restrição adicional sobre a habilitação da transição.

Na Figura 7, é mostrado, por exemplo, um sistema *First In First Out* (FIFO) com

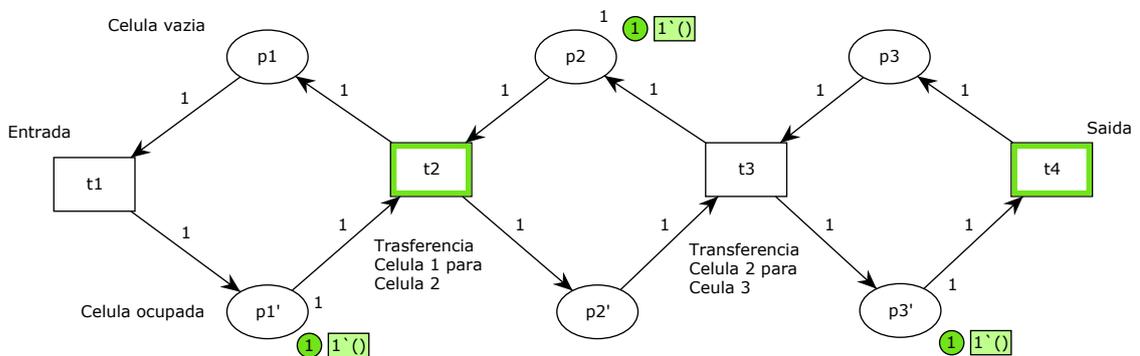
três células. Um objeto (peça) pode movimentar-se desde a esquerda para o lado direito sem passar pela célula precedente. Um objeto na célula 1 pode mover-se para a célula 2 desde que esta se encontre vazia. Se a célula 2 mudar de condição, então a célula 1 torna-se vazia, e um novo objeto pode entrar na célula 1. Também é possível que o objeto na célula 3 abandone a fila.

Figura 7 – Representação de um sistema FIFO.



O comportamento deste sistema pode ser modelado pela RP na Figura 8, onde o disparo de T1 corresponde a transferência do objeto da Célula 1 para a Célula 2, similarmente ao disparo de T2 corresponde ao passo do objeto da Célula 2 para a Célula 3, enquanto que o disparo de T3 corresponde à saída do objeto da Célula 3.

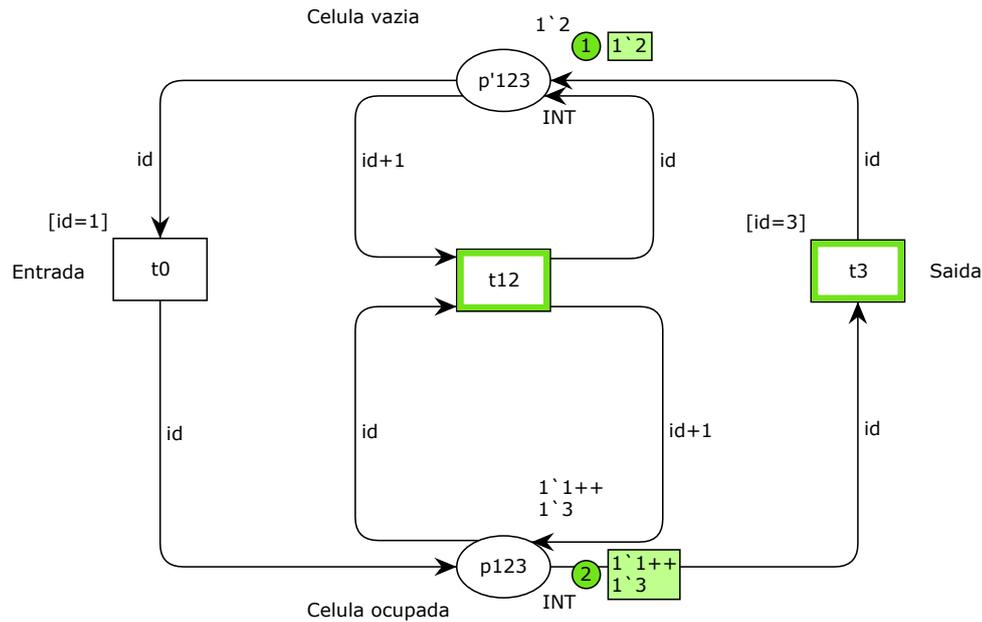
Figura 8 – Representação de um sistema FIFO em RP.



Na Figura 9 representa a correspondente RPC, descrevendo o mesmo sistema (dobramento da rede). Aqui o lugar p123 corresponde ao conjunto de lugares p1, p2, p3 da Figura 8, e a transição t12 vai corresponder ao conjunto de transições t1, t2 da Figura 8. Com os arcos da Figura 9 são associados a uma variável. A variável "id" significa que pode assumir um valor de um tipo de ficha e é associado a diversos arcos. A função "id+1" é associada então com p'123 t12 e t12 p123

Com um modelo RPC temporizado, medidas de desempenho, tais como comprimento máximo da fila e média de tempo de espera, podem ser calculadas. Podemos verificar, também, se a operação de um sistema em tempo real obedece aos prazos exigidos. Em um modelo de RPC temporizado, as fichas podem transportar um selo de tempo, além de sua cor. Isto significa

Figura 9 – Representação de um sistema FIFO em RPC.



que a marcação de um lugar em que as fichas possuem selo de tempo é agora um multiconjunto temporizado. Além disso, o modelo RPC possui um relógio global que representa o tempo de modelo. A distribuição das fichas nos lugares, em conjunto com as suas temporizações e o valor do relógio global, é chamada de marcação temporizada. Mesmo num modelo RPC hierárquico temporizado há um único relógio global. O selo de tempo especifica o tempo em que a ficha está pronta para ser utilizada, ou removida por uma transição que ocorre. Retardos de tempo podem ser implementados nos arcos e nas transições. Se houver um tempo de retardo em uma transição, a sua ocorrência adiciona o valor do retardo a todas as fichas de saída que carregam um selo de tempo. Se há um tempo de retardo associado a um arco de saída de uma transição, o retardo é adicionado apenas para as fichas temporizadas que são colocadas no lugar de saída associado a esse arco.

Nesse capítulo foi feita uma revisão do conceito de MRs, diferentes arquiteturas, gestão e controle, assim como a revisão bibliográfica das MRs. Também foram apresentados alguns conceitos básicos da linguagem RP e RPC, aplicados nesse trabalho de dissertação.

3 DESCRIÇÃO TÉCNICA

Este capítulo tem o propósito de descrever o projeto de pesquisa de Microrredes da empresa Enel Distribuição Ceará (Desenvolvimento de Aplicação Piloto de Microrrede de Distribuição de Energia com Geração Distribuída e Modelo de Operação Comercial, projeto PD-0039-0073 / 2014 ANEEL), como estudo de caso. É apresentada uma abordagem da sua arquitetura sistêmica, a estratégia para controle central do fluxo da energia gerada, armazenada e consumida pelas unidades da MR em seus diversos níveis de operação, e também o fluxo operacional e as interações entre as respectivas unidades que a compõem, de acordo com os estados de operação: conectado, ilhado ou manutenção.

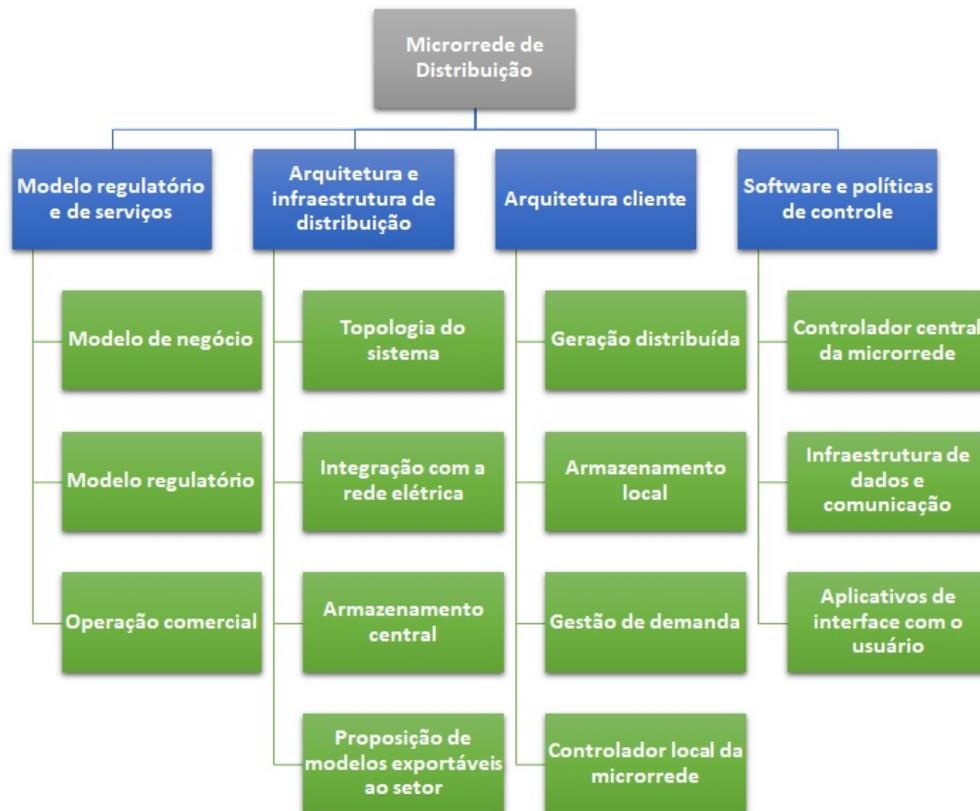
O projeto é aplicado a um condomínio residencial na cidade do Aquiraz-Ceará, com cerca de 300 (trezentas) unidades consumidoras alimentadas em baixa tensão, mais cargas de uso comum, como portaria, clube, iluminação pública e de segurança. No projeto piloto participam 12 unidades consumidoras, sendo distribuídas em 10 casas, um clube e uma portaria. Além disso, a MR contempla alguns REDs (DELIVERY; RELIABILITY, 2012) como: um sistema híbrido com potência de 25 kW de geração solar mais 7 kW de geração eólica, instalados no clube recreativo, e 10 estações solares com potência de 2 KW cada, instaladas em unidades residências. Adicionalmente, conta com um sistema solar com potência de 2 kW instalados na guarita de segurança, totalizando, assim, 54 kW de geração através de fontes renováveis. Adicionalmente, um sistema de armazenamento central de energia Li-íon, de 250 kW de potência nominal e 111 kWh de capacidade de armazenamento (S&C ELECTRIC COMPANY, 2017), que tem como principal objetivo, suprir energia para cargas críticas de algumas unidades consumidoras e de uso comum. Outros componentes como religador de conexão da MR (EATON POWERING BUSINESS WORLDWIDE, 2019), Sistema de Telegestão de Iluminação Pública e Medição Eletrônica, Sistema e Software de Controle e Automação, Quadros de Distribuição Inteligentes, e aplicativos móveis.

Esta descrição foi utilizada como base para a organização e formalização dos requisitos de cada parte do sistema do projeto da concessionária Enel: interfaces, controladores e equipamentos.

3.1 Escopo do projeto

O projeto da concessionária Enel tem como objetivo desenvolver um modelo viável de MR baseada em microgeração distribuída de fontes renováveis, sistema de armazenamento central e gerenciamento de demanda, com aplicação piloto em condomínio residencial com diferentes unidades consumidoras.

Figura 10 – Escopo projeto MR Enel



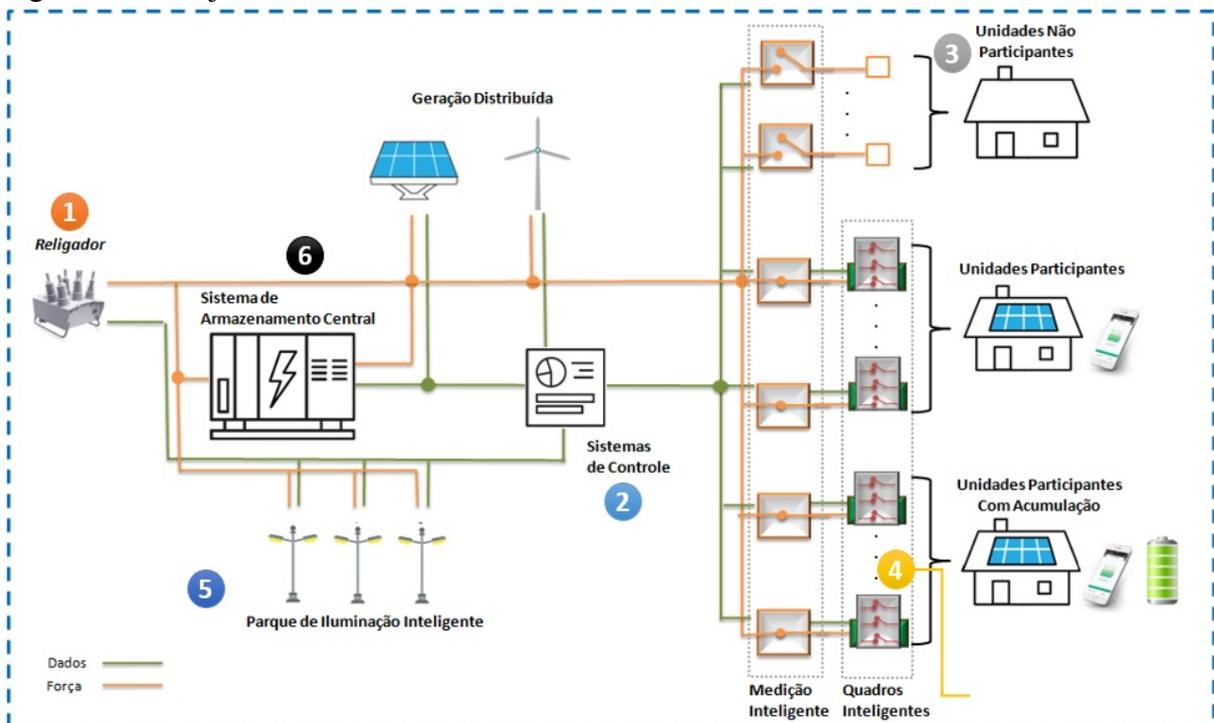
Fonte: ENEL Distribuição Ceará (2017)

O projeto foi subdividido em áreas de interesse, como: modelo regulatório e de serviços; arquitetura de infraestrutura de distribuição; arquitetura cliente; software e políticas de controle, conforme Figura 10. Em Campos *et al.* (2017) são apresentados protótipos de modelos de negócios comerciais com potencial aplicação no Brasil, desenvolvido com a ferramenta *Business Model Canvas*, utilizando o projeto piloto de MR da Enel na área de interesse para "modelo regulatório e serviços". Alguns modelos são apresentados como protótipo de modelo de negócio em MRs para clientes isolados, mistas e de confiabilidade total. Na área de arquitetura cliente, Martins *et al.* (2017) apresenta um laboratório de testes da MR (casa modelo) com soluções de domótica para as casas participantes, solução de geração de energia solar, sistema de geração eólica, sistema de armazenamento de energia, sistema de gestão de demanda e simulação

dos modos de operação.

Na Figura 11 é apresentado um desenho do projeto da MR Enel, cujas premissas operacionais são: 1- detecção da queda da rede de distribuição (externa ao condomínio), 2- início da rotina de ilhamento (comando via controle central), 3- desconexão dos clientes não participantes, 4- descarte das cargas não prioritárias dos clientes participantes, 5- descarte de cargas não prioritárias do parque de iluminação pública, 6- conexão do sistema de armazenamento central em média tensão 13,8 kV. Basicamente essa sequência de eventos determina a dinâmica operacional da MR.

Figura 11 – Projeto da MR Enel



Fonte: ENEL Distribuição Ceará (2017)

A solução proposta para a MR define seu funcionamento de forma autônoma ou conectada à rede elétrica da concessionária. Quando ligada à distribuidora, armazena energia durante o dia para ser consumida à noite, demandando menos do sistema que abastece a cidade. Já no modo autônomo, no caso de uma eventual falha no fornecimento, a MR fornece energia para os consumidores durante uma hora (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2017).

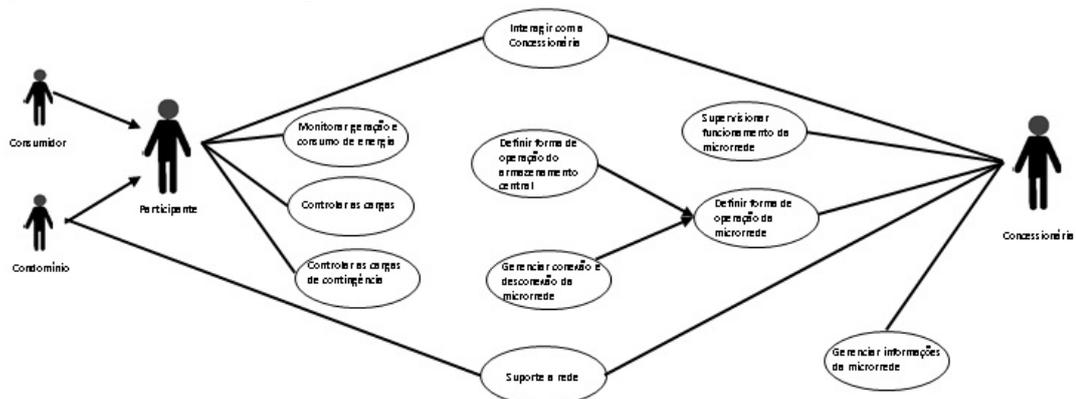
A solução trará autonomia para estabelecimentos que não podem ficar sujeitos a instabilidades da rede elétrica – como hospitais, fábricas, *data centers* e outros espaços – uma vez que o sistema de armazenamento mantém o fornecimento de energia para equipamentos e máquinas prioritárias.

Além disso, com as tecnologias desenvolvidas pela iniciativa, o cliente passa a ser um agente ativo do sistema elétrico, tendo controle, em tempo real, da energia consumida pela sua casa.

3.2 Casos de uso

No diagrama de caso de uso ilustrado na Figura 12 são apresentadas as ações dos atores envolvidos no sistema. Estes diagramas são úteis para identificar a interação destas partes com o sistema e, posteriormente, balizaram o desenvolvimento das interfaces e dos demais componentes do sistema

Figura 12 – Caso de uso para MR



Fonte: ENEL Distribuição Ceará (2017).

Foram identificados três atores para a MR: 1. Participante, correspondente ao ator que interage no controle de suas cargas (durante operação normal e contingência), na operação (virtual) da bateria local e no relacionamento com a concessionária. 2. Condomínio, correspondente à entidade que toma decisões a respeito da utilização das cargas e geração da portaria (aonde está instalado o conversor *back-to-back* e ambientes comuns); 3. Concessionária, interessada na relação da MR com o sistema elétrico e no relacionamento com os consumidores na perspectiva de desenvolvimento de novos negócios.

3.3 Caso de uso e atores

Casos de uso relacionados ao ator Participante (Consumidor ou Condomínio):

1. Interagir com a concessionária:

Corresponde à troca de informações entre concessionária e participante. As mensa-

gens provenientes da concessionária podem ser informações de mudanças de tarifa, eventuais manutenções preventivas e previsão de retorno do sistema em caso de falta. O consumidor pode enviar eventuais dúvidas, sugestões e reclamações.

2. Monitorar geração e consumo da residência:

- a) Acesso a informações relevantes decorrentes da operação do sistema, tais como:
 - i. Geração de energia elétrica gerada em reais - na última hora, dia ou mês;
 - ii. Históricos de geração, compra da rede e consumo – durante até 1 ano;
 - iii. Informações sobre estado e autonomia do total de energia armazenada disponível, caso aplicável;
 - iv. Custo da conta elétrica do mês até o momento e custo estimado ao fim do mês, baseado no consumo atual;
 - v. Tarifa da energia;
 - vi. Economia devido à utilização do sistema de armazenamento central para mitigar diferenças de preço em horários de pico
- b) Controle de cargas:
 - i. Comando em tempo real das cargas elétricas de sua unidade;
 - ii. Definição agendamento de ligação/desligamento de cargas de acordo com o horário do dia e/ou preço da energia elétrica;

3. Gerenciar cargas para contingência:

Quando ocorrer uma falha no sistema de distribuição, os consumidores serão suportados apenas pela energia nos sistemas de armazenamento central e local. Este caso de uso está relacionado à capacidade do utilizador de gerenciar a utilização das cargas de sua unidade para aproveitar da melhor maneira possível a energia restante.

4. Suporte à rede:

Este caso de uso está ligado ao condomínio, pelo fato da unidade da portaria ser a única a possuir um gerador, que também pode ser utilizado na devolução de energia à rede, uma vez que o sistema de armazenamento central também pode realizar esta funcionalidade. Permite controlar a utilização de recursos para, quando e caso possível, diminuir o consumo de sua unidade, aliviando o sistema de distribuição (modo conectado) ou complementando o sistema de armazenamento central (modo ilhado).

Casos de uso relacionados ao ator concessionária:

1. Interagir com o participante;

2. Supervisionar funcionamento da MR:

Está relacionado à possibilidade de visualização, por parte da concessionária, das informações em tempo real e histórico de:

- a) Potência em pontos relevantes da rede;
- b) Energia elétrica gerada e consumida pelos diversos consumidores, incluindo informações relevantes que permitam realizar diversos tipos de faturamento;
- c) Informações referentes à integridade, autonomia e operação do sistema de armazenamento central;

Essa funcionalidade será realizada por meio de um sistema supervisor dedicado a MR.

3. Definir forma de operação da MR:

Este caso de uso engloba definições que estão fora do escopo dos participantes da rede, sendo de responsabilidade do operador da MR, que poderá ser a concessionária, empresa de serviços ou o próprio condomínio.

- a) Definição da forma de operação do sistema de armazenamento central engloba:
 - i. Realização ou não de arbitragem¹;
 - ii. Limites de carga e descarga para arbitragem;
 - iii. Preços para realização de arbitragem
- b) Gerenciar conexão e desconexão da MR.

A concessionária poderá controlar a conexão e desconexão da MR, podendo executar operações simuladas de ilhamento intencional ou mesmo evitar reconexões em caso de reestabelecimento do sistema de distribuição. Além disso, pode também conectar ou desconectar unidades consumidoras como desejado. Estas funcionalidades podem ser realizadas com intuito de teste ou manutenção.

4. Gerenciar informações da MR

Este caso de uso diz respeito à adição e modificação de dados referentes ao cadastro dos consumidores participantes da MR, prevendo a inclusão e remoção de novos consumidores ao sistema, bem como atualização dos dados cadastrados.

¹ Termo utilizado para a tomada de decisão quando a diferença entre os preços da energia na ponta e fora da ponta pode representar uma oportunidade para o uso da Microrrede

3.4 Funcionamento da microrrede

A MR é um sistema que possui dois itens primordiais como diferenciais: Integração de inteligência e interação com os recursos da rede elétrica e possibilidade de operar de modo isolado, suprindo energia elétrica mesmo no caso de faltas da rede de distribuição.

A inteligência do sistema é refletida na capacidade de coordenação automática entre dispositivos em situações de ilhamento e reconexão. Além disso, dispositivos inteligentes instalados em cada uma das unidades da MR (consumidores, sistema de armazenamento, portaria) permitem operações autônomas baseadas no valor da tarifa ou a partir de interações com o operador do sistema de distribuição via comandos de suporte à rede.

Aliado à tecnologia avançada dos recursos energéticos e equipamentos de comunicação, existe um sistema de armazenamento de grande porte capaz de servir de reserva para o sistema em situações de contingência e, quando ligado à rede, gerar receita financeira pelo aproveitamento de diferenças tarifárias.

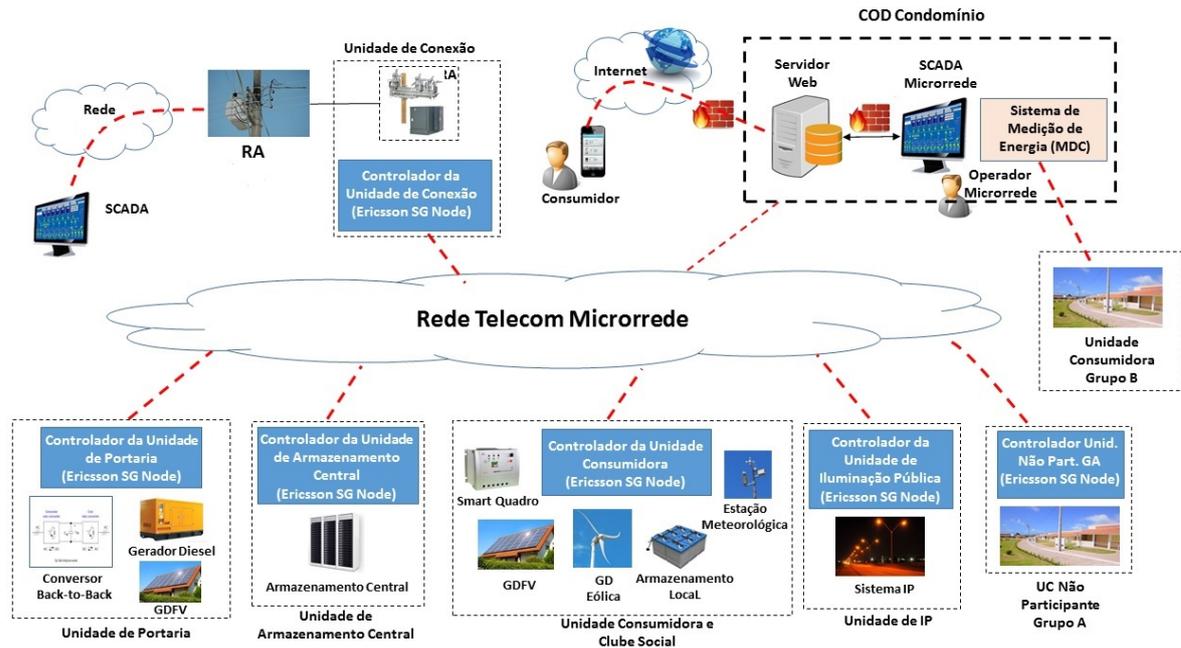
A seguir será realizada uma descrição breve do sistema, iniciando por suas partes constituintes e a interação entre as mesmas, visando fornecer uma visão geral do funcionamento da MR nos mais diversos cenários de operação. Após, cada unidade é detalhada individualmente, mostrando como as funções locais são realizadas e descrevendo a interação do sistema com o usuário no caso das unidades consumidoras. Ao final de cada unidade são mostrados os requisitos finais que balizaram o desenvolvimento da modelagem do sistema central para a implementação propriamente dita da MR deste projeto.

As partes do sistema foram identificadas em unidades e agrupadas de acordo com funcionalidades em comum, de acordo com equipamentos previstos nas mesmas, conforme apresentado na Figura 13.

As seguintes unidades compõem a MR:

- Unidade de conexão: é composta pelos equipamentos necessários para detecção de faltas e reestabelecimentos do sistema de distribuição, e coordenação das operações de ilhamento e reconexão da MR.
- Unidade de armazenamento central: é composta pelo sistema de armazenamento central e seus respectivos sistemas de controle, que coordenam operações de carga e descarga de suas baterias para suporte à rede e fornecimento de energia para a MR. Em modo ilhado, fornece tensão ao sistema e potência para o restante das unidades da MR. Em modo conectado pode exercer funções de suporte a rede, a partir do fluxo de potência ativa e

Figura 13 – Arquitetura geral da Microrrede



Fonte: ENEL Distribuição Ceará (2017)

reativa.

- Unidade da portaria: contém cargas críticas para a segurança do condomínio. Essa unidade é equipada com um sistema de geração solar, um gerador diesel de backup de energia e um conversor *back-to-back*, o qual possibilita operação em situações de contingência sem sobressaltos no fornecimento de energia às suas cargas. Além disso, este gerador pode ser utilizado em esquemas de suporte à rede, aliviando o sistema de distribuição de energia.
- UC: corresponde a cada unidade consumidora inteligente participante do projeto. Em comum, estas unidades são dotadas de cargas inteligentes controladas por *smart* quadros e sistema geração distribuída fotovoltaica (GDFV). Algumas destas unidades também são dotadas de sistema de armazenamento local, para suprimento extra de energia às cargas críticas internas na situação de contingência da rede de energia que atende a unidade. O consumidor poderá controlar as cargas residenciais via *interface web*, local ou remotamente, e se beneficiará da geração renovável e da possibilidade de operação por tempo estendido em caso de faltas, com o suprimento do sistema de armazenamento central e banco de baterias local. Além das residências, o clube recreativo do condomínio também é uma unidade consumidora participante. Essa unidade é composta por controladores de cargas inteligentes, sistema de geração solar e eólica e miniestação meteorológica.
- Unidade de iluminação pública: esta unidade é composta pelo sistema de iluminação

das vias públicas do condomínio, composto pelas lâmpadas, sistemas de comunicação e sistema de supervisão. A iluminação do condomínio poderá ser controlada para garantir o maior nível de conforto e segurança dos condôminos. Em caso de contingência da rede de energia, os circuitos de iluminação prioritários poderão permanecer em funcionamento a partir da operação da MR.

- Sistema SCADA: essa unidade é composta pelo sistema supervisório, a partir do qual é realizada a supervisão e controle de toda a MR. O sistema SCADA possibilitará ao operador uma visão geral do funcionamento da MR, do estado de seus elementos e o envio de comandos para configuração e operação dos equipamentos das unidades que a compõem.
- *meter data collector* (MDC): Equipamento de medição utilizado pela concessionária para gerenciar os medidores de energia das unidades participantes e não participantes da MR, além de coletar dados de medição de consumo e disponibilizá-los para consulta.
- Servidor *Web*: sistema centralizado destinado às conexões remotas com o usuário consumidor. Esse sistema receberá as requisições dos usuários e as repassará aos controladores das respectivas UC participantes da MR, para a obtenção ou envio dos dados de controle da UC.
- Unidade não participante: Corresponde aos consumidores conectados à rede de energia elétrica do condomínio que não farão parte da MR e que serão automaticamente desconectados em caso de faltas da rede de distribuição. Existem dois tipos de unidade não participante.
 - Unidade não participante grupo B: essas unidades são dotadas apenas de medidores inteligentes com capacidade de corte e religamento. Na falta de energia da rede de distribuição, essas unidades serão automaticamente desconectadas através do próprio medidor de energia elétrica. A reconexão ocorrerá por meio do sistema de medição, a partir de uma infraestrutura *advanced meter infrastructure* (AMI);
 - Unidade não participante grupo A: no condomínio existem duas unidades atendidas em média tensão que deverão ser desconectadas/conectadas da MR através de um dispositivo controlador, que atuará diretamente nas chaves seccionadoras que conectam essas unidades à rede de distribuição.

A MR poderá operar em três modos de operação:

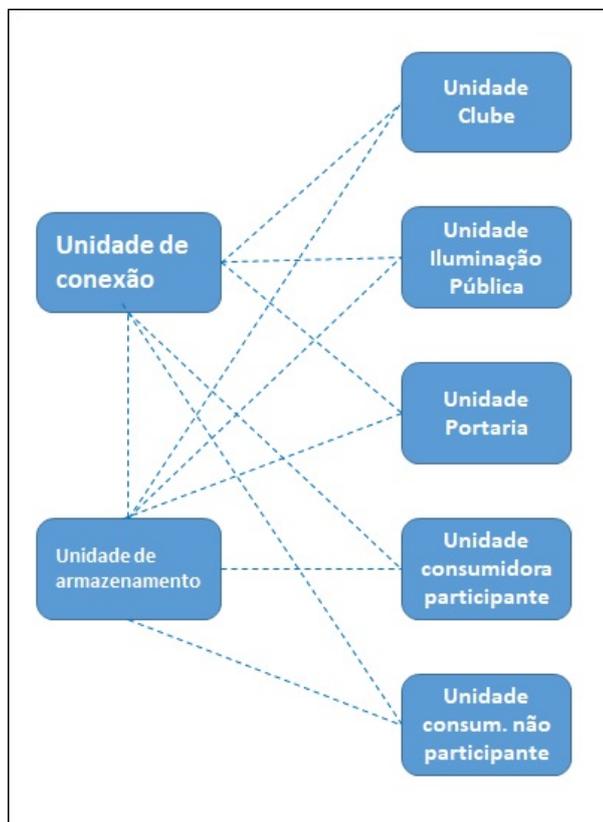
- Conectado: nesse modo de operação, a MR encontra-se conectada à rede de distribuição

de energia da concessionária;

- Ilhado: nesse modo de operação, a MR encontra-se desconectada da rede de distribuição de energia da concessionária e opera de forma autônoma. O ilhamento poderá ocorrer de forma intencional ou não intencional;
- Manutenção: nesse modo de operação, a MR, além de encontrar-se desconectada da rede de distribuição de energia da concessionária, não exerce nenhuma função de controle.

Além da comunicação interna com os respectivos equipamentos e com o sistema SCADA, as unidades da MR comunicarão entre si, utilizando protocolo proprietário sobre TCP/IP, conforme ilustrado na Figura 14

Figura 14 – Diagrama Esquemático de Conexões entre as unidades da Microrrede



Fonte: ENEL Distribuição Ceará (2017)

3.5 Descrição técnica

A seguir, são descritos os requisitos técnicos e operacionais dos controladores das unidades que compõe a MR, com ênfase em suas interfaces internas e externas e fluxo de informações.

3.5.1 Unidade de conexão

A Unidade de Conexão é utilizada para conexão da MR à rede de distribuição da concessionária e ativação da condição de ilhamento, a partir da detecção automática de contingência da rede de distribuição ou por solicitação do operador. É composta pelos seguintes equipamentos:

1. Religador Automático (RA): dispositivo responsável pela conexão da rede de distribuição da concessionária com a MR do condomínio. Esse dispositivo é composto de:
 - Relé com configurações de proteção do sistema elétrico. Faz a conexão/desconexão física entre a rede de distribuição da concessionária e MR;
 - Medidores de corrente e de tensão para detecção de falta na rede elétrica.
2. • Controlador da Unidade de Conexão: dispositivo responsável pela interação com o RA para identificação do estado da rede de distribuição (operação normal ou contingência) e coordenação das transições entre os modos de operação conectado e ilhado com as demais unidades da MR. Esse controlador também faz interface com o MDC para comandar operações de conexão/desconexão das Unidades consumidoras participantes e não participantes da MR, em determinadas condições de operação.

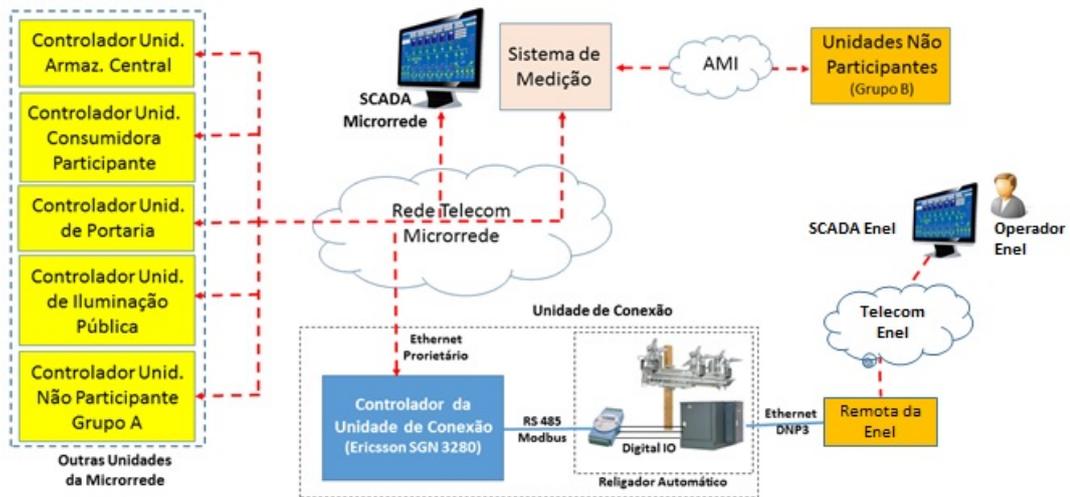
A prerrogativa de controle do religador automático (abertura e fechamento do relé) é exclusiva da concessionária, a partir da operação do sistema SCADA da própria concessionária. O RA possui uma interface de comunicação *ethernet*/DNP3.0 direta com a rede da concessionária por meio de uma unidade terminal remota (UTR) de comunicação. Pelo ponto de vista da MR, o RA é monitorado pelo controlador da Unidade de Conexão, por meio de uma interface de comunicação local RS 485/*modbus*. Um adaptador de interface RS-485 para digital I/O é necessário para condicionar o sinal entre esses equicom o uso de uma interface *ethernet*, comunicando-se com as demais unidades da MR por uso de protocolo proprietário.

Na Figura 15 são ilustradas as interfaces da unidade de conexão.

Os sinais elétricos da interface digital I/O, monitorados ou acionados através de contato secos, são descritos na Tabela 2.

Na Tabela D.1 é apresentada a descrição dos equipamentos da unidade de conexão.

Figura 15 – Diagrama de Conexões entre as unidades da microrrede



Fonte: ENEL Distribuição Ceará (2017)

3.5.2 Unidade de armazenamento

A unidade de armazenamento central é o principal recurso de fornecimento de energia ao condomínio no caso de contingência da rede de distribuição da concessionária. É composta por um banco de baterias com autonomia de 111 KWh. Possui um sistema de controle a partir do qual é possível fazer todo o gerenciamento e despacho de energia para a MR.

Essa unidade tem as seguintes funções:

- Funções em modo de operação conectado
 - Carga plena: armazenar energia de reserva para suprir energia ao condomínio em caso de contingência na rede de distribuição da concessionária;
 - Suporte à rede: injetar/absorver potência ativa ou reativa na MR, de acordo com as configurações realizadas pelo operador do SCADA, para adequar os parâmetros de qualidade de energia de acordo com requisições da concessionária
 - Arbitragem: injetar potência ativa ou reativa na MR, de acordo com as configurações realizadas pelo operador do SCADA, para obter receita por meio da exploração de diferenças tarifárias. Essa função será realizada pela interface de gerenciamento do próprio sistema de armazenamento central.
- Funções em Modo de Operação Ilhado
 - Imposição de tensão: suprimento de energia à MR em situação de contingência da rede da concessionária.

A unidade de armazenamento central tem uma relação intrínseca com a unidade de conexão, pois as funções executadas pelo sistema de armazenamento dependerão das condições

Tabela 2 – Sinais Elétricos – Interface Digital I/O – Religador Automático

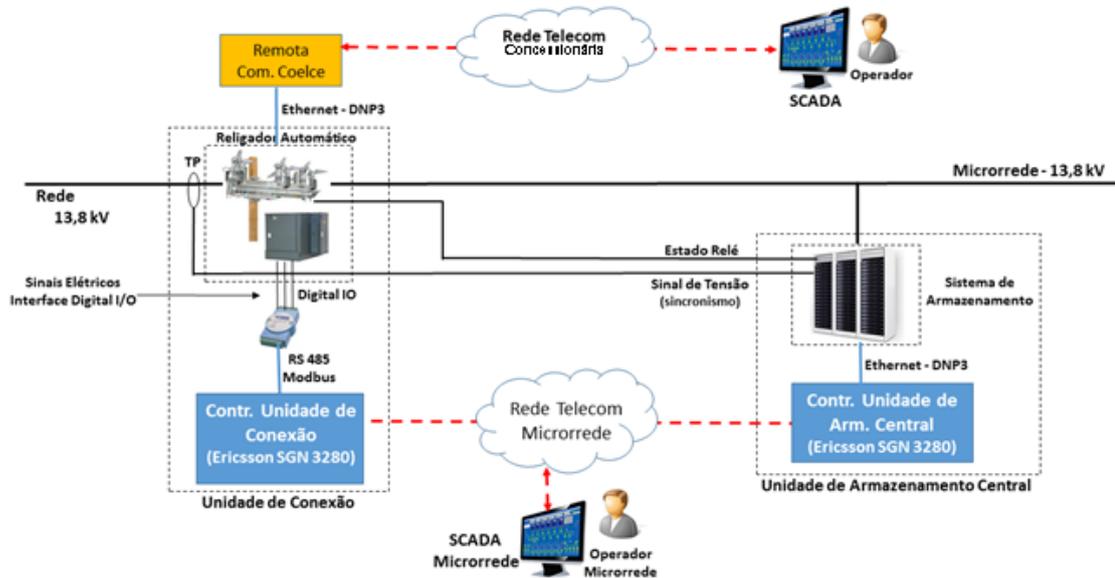
Sinal	Descrição	Tipo	Nível do Sinal
Estado do Relé	Indicação do estado permanente do relé do RA.	Entrada	0 = Aberto 1=Fechado
Falta Interna	Indica a existência de falta elétrica na MR. Nesse caso a MR deverá transitar para o modo de manutenção.	Entrada	0 = Não há falta 1 = Há falta interna
Comando de Abertura Manual	Indica se o relé foi aberto via comando do SCADA.	Entrada	0 = Não houve comando de abertura manual 1 = Houve comando de abertura manual
Presença de Tensão	Indicação de presença de tensão na rede.	Entrada	0 = Sem Tensão 1 = Com Tensão
Sincronização do Sistema de Armazenamento	Indicação de sincronização do sistema de armazenamento com a rede de distribuição. Esse sinal também será enviado para o SCADA.	Saída	0 = Não Sincronizado 1 = Sincronizado
Solicitação Manutenção Externa	Solicitação de entrada da MR em modo de manutenção pelo SCADA.	Entrada	0 = Sem Solicitação 1 = Com Solicitação
Confirmação de Manutenção	Indicação do controlador da unidade de conexão da confirmação da entrada do modo de manutenção da MR.	Saída	0 = não confirmada 1= confirmada
Solicitação de Manutenção Interna	Indicação de solicitação de entrada da MR em modo de manutenção pelo SCADA. Esse sinal será enviado para SCADA. Nesse caso a MR deverá entrar em modo de manutenção.	Saída	0 = Sem Solicitação 1 = Com Solicitação
Manutenção por Falta	Indicação de manutenção da MR devido a ocorrência falta interna detectada pelo sistema de armazenamento central. O controlador do sistema de armazenamento envia ao controlador de conexão o sinal de falta. O controlador de conexão coloca a MR em manutenção e informa ao SCADA o respectivo motivo de manutenção.	Saída	0 = sem falta interna 1 = Com falta interna

Fonte: ENEL Distribuição Ceará (2017)

da rede elétrica da concessionária e do estado de conexão do relé do religador automático que faz a conexão com a MR. A Figura 16 ilustra a arquitetura e as interfaces entre essas duas unidades. No diagrama existem dois sinais elétricos que indicam o estado do relé e a amostra do sinal de tensão na entrada do RA.

O primeiro indica o estado de conexão do relé (*on/off*) e, o segundo, a presença de tensão na rede da concessionária. Esses sinais são importantes para determinar a atuação do sistema de armazenamento de acordo com os modos de operação da MR. Os controladores das unidades de conexão e da unidade de armazenamento central se comunicam pela rede de comunicação da MR.

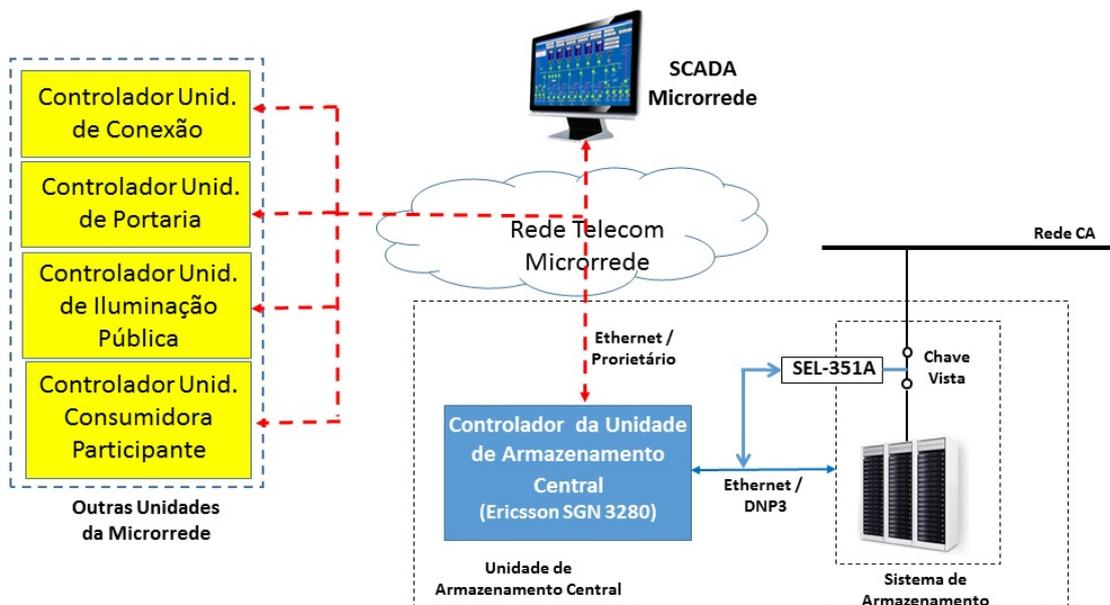
Figura 16 – Interface entre a unidade de armazenamento central e a unidade de conexão



Fonte: ENEL Distribuição Ceará (2017)

Além da unidade de conexão, a unidade de armazenamento central comunica-se com outras unidades da MR, conforme ilustrado na Figura 17. O controlador da unidade de armazenamento é composto por um Ericsson SGN 3280. Esse controlador comunica-se com o sistema de armazenamento por meio uma interface *ethernet/DNP3.0* e com a MR, também por uma interface *ethernet*, utilizando protocolo proprietário.

Figura 17 – Interfaces da unidade de armazenamento central



Fonte: ENEL Distribuição Ceará (2017)

Na Tabela D.2 é apresentada a descrição dos equipamentos da unidade de armazena-

mento central.

3.5.3 Portaria

A portaria é composta por cargas críticas para a segurança do condomínio e, por isso, devem ter alta disponibilidade. Essa unidade contém um gerador diesel de 25 kVA e é dotada de um conversor *back to back* (B2B)¹, permitindo operação em situações de contingência sem sobressaltos no fornecimento de energia às suas cargas. Além disso, o gerador diesel pode ser utilizado em esquemas de suporte à rede, aliviando a rede de distribuição da concessionária em momentos de pico. Através do conversor B2B é possível controlar a quantidade de potência do gerador diesel exportada para a MR. O Conversor B2B também é equipado com uma bateria interna, que fornece energia às cargas da portaria durante a transição da MR entre os seus modos de operação.

O controle do conversor B2B é realizado pelo controlador local. Esse controlador receberá as informações relevantes do sistema SCADA e de outros controladores locais da microrrede e executará as ações de configuração e acionamento do conversor B2B. Este atua diretamente no despacho do gerador diesel.

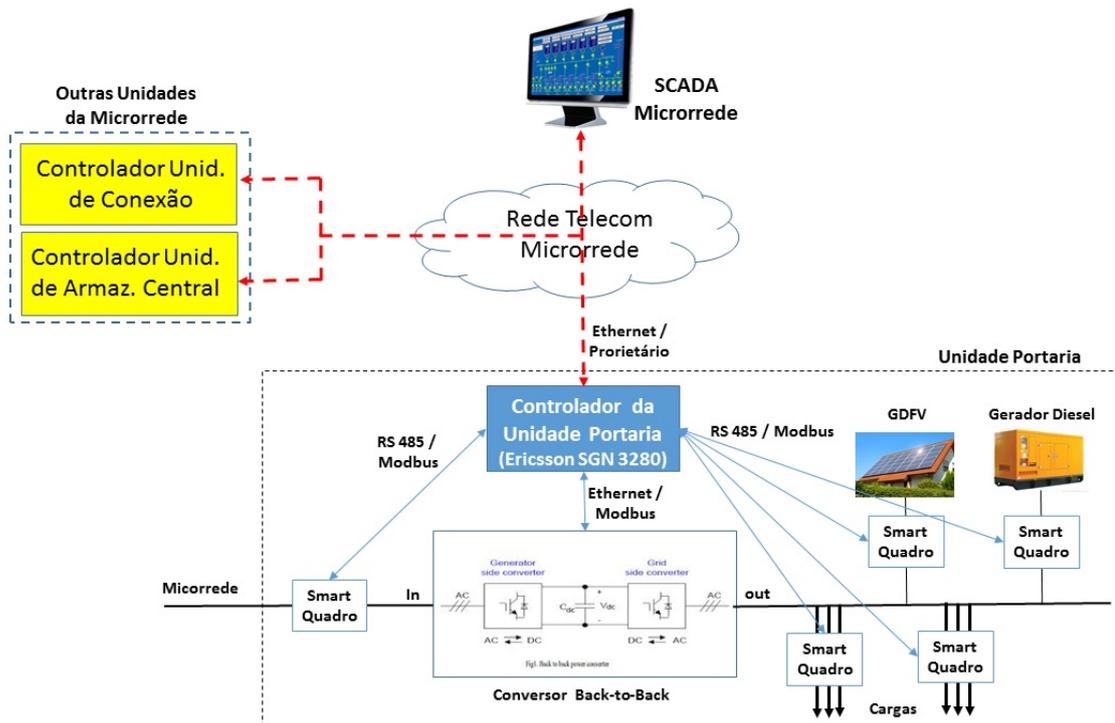
Nessa unidade também existe uma fonte de GDFV de 2 kWp para suprimento de energia para as cargas internas. O excedente de energia gerada também poderá ser injetado na MR. Assim como nas demais unidades consumidoras participantes, as cargas são classificadas como prioritárias e não prioritárias e são comandadas por *smart* quadros presentes na unidade de portaria.

O controlador da unidade de portaria é composto por um Ericsson SGN 3280. Esse controlador se comunica com o conversor B2B pela interface *ethernet/modbus*, com os *smarts* quadros através de interface RS 485/*Modbus* e com a microrrede, também por meio de interface *ethernet*, utilizando protocolo proprietário. Na Figura 18 são ilustradas as interfaces da unidade portaria.

Na Tabela D.3 é apresentada a descrição dos equipamentos da unidade de portaria.

¹ É um equipamento utilizado no acoplamento do gerador à rede elétrica feito por um conversor estático bidirecional, responsável por regular os níveis de tensão e frequência para a correta conexão à rede.

Figura 18 – Interfaces da unidade portaria



Fonte: ENEL Distribuição Ceará (2017)

3.5.4 Unidade consumidora participante - UCP

UCP é a instalação do consumidor que efetivamente participa da MR. São unidades consumidoras dotadas de cargas inteligentes controláveis (*smart* quadro) e GDFV tipo *grid tie*¹. Algumas dessas unidades possuem sistema de armazenamento de energia local, utilizando banco de baterias, com inversor conectado à rede. As cargas inteligentes dessas unidades podem ser controladas pelo usuário consumidor por meio de dispositivo móvel tipo *smartphone*, *interface web* ou, localmente, via IHM.

O clube social do condomínio também é caracterizado como uma unidade consumidora participante, composto por cargas elétricas inteligentes, GDFV, geração distribuída eólica (GDE) e miniestação meteorológica. O clube tem um número maior de circuitos/cargas e, conseqüentemente, o controlador central dessa unidade consumidora deverá se conectar a um número maior de circuitos e cargas elétricas inteligentes por meio do *smart* quadro.

Considerando essas características, as UCPs se classificam em quatro tipos:

- Tipo 1 – UC residencial com *smart* quadro;
- Tipo 2 – UC residencial com *smart* quadro e GDFV

¹ *Grid tie* é um inversor solar que converte a eletricidade produzida pelos painéis solares de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) na tensão adequada para casa ou empresa.

- Tipo 3 – UC residencial com *smart* quadro, GDFV e sistema de armazenamento local;
- Tipo 4 – UC clube social, com *smart* quadro, GDFV, GDE e estação meteorológica.

Do ponto de vista da arquitetura de controle e comunicação, as UCs participantes possuem os seguintes dispositivos:

- Controlador de cargas (*smart* quadro): equipamento que controla a conexão e desconexão de circuitos/cargas do barramento residencial e disponibiliza informações de potência e consumo de energia por circuito/carga. Esse equipamento será conectado a UCP;
- IHM: dispositivo que possibilitará ao usuário consumidor, localmente, executar a conexão e desconexão de cargas prioritárias e não prioritárias da unidade consumidora e verificar o consumo de energia da residência, a partir de informações obtidas do *smart* quadro. A IHM permitirá que o usuário consumidor atue nos circuitos/cargas caso ocorra alguma contingência, devido a falha na rede de comunicação que impossibilite o usuário acessar os dados via aplicativo *web* ou móvel. Esse equipamento será conectado a UCP;
- Inversor solar/eólico: equipamento do sistema de geração distribuída responsável por converter a energia de corrente contínua gerada pelos painéis solares ou pelo micro gerador eólico em energia de corrente alternada para fornecimento às cargas internas e exportação de excedente de energia para a rede. Fornece informações sobre a condição operacional da GD, parâmetros elétricos do ponto de conexão (tensão, corrente, potência, fator de potência, etc.) e a energia gerada, em kWh. Quando possível, esse equipamento será conectado a UCP. Caso contrário, as informações do inversor (potência e energia consumida pela carga local e exportada para a MR) serão obtidas através do *smart* quadro no qual o equipamento está conectado;
- Inversor de bateria: equipamento do sistema de geração distribuída (quando há bateria para armazenamento de energia) que controla as operações de carga e descarga de energia na bateria e monitora seu estado de funcionamento e nível de carregamento. Esse equipamento será conectado a UCP;
- Estação Meteorológica: equipamento presente no clube para medição de grandezas meteorológicas (irradiação solar, temperatura, umidade, direção e velocidade do vento, etc.). Esse equipamento será conectado ao controlador da UC do clube;
- UCP: equipamento responsável por estabelecer conexões internas e troca de informações com os demais equipamentos da residência ou clube e, externamente, com o sistema SCADA e controladores de outras unidades da MR. Esse equipamento será instalado

dentro da UC;

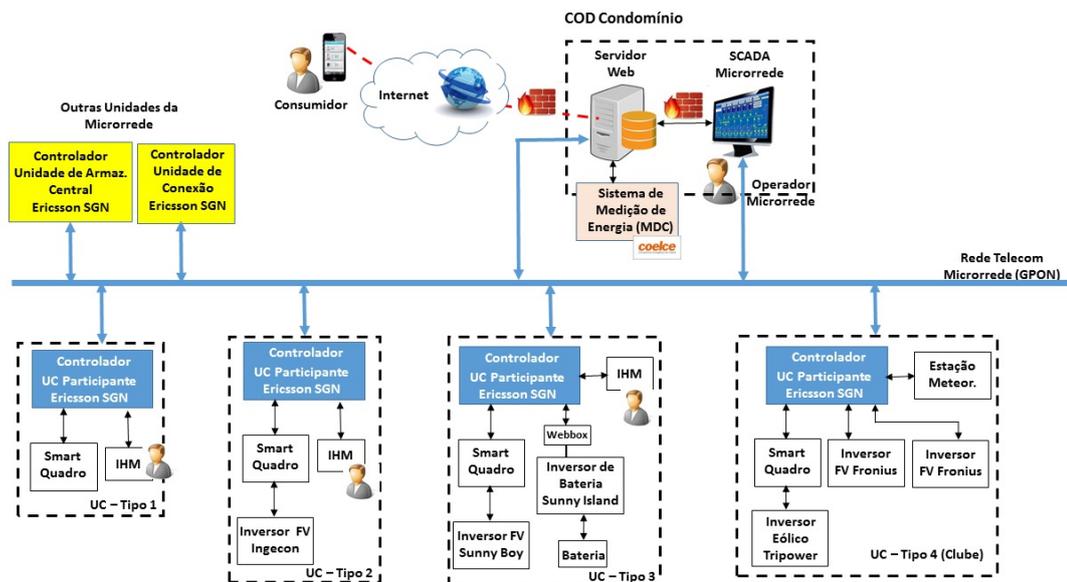
- Chave Seletora Manual: chave para seleção do modo de funcionamento (manual ou automático) do barramento de circuitos/cargas da UC. Se em modo manual, o controle automático da UC do ponto de vista da MR é desativado. Nessa condição, a UCP torna-se não participante da MR.

O usuário consumidor poderá controlar a conexão das cargas e fazer a gestão energética de sua respectiva unidade consumidora, local ou remotamente, através de aplicativo *web* ou móvel, que fará conexão com os respectivos controladores das UCs por meio de um servidor centralizado. Opcionalmente, quando o acesso à internet não estiver disponível, o usuário consumidor poderá fazer a gestão das cargas da UC através de uma IHM local.

O usuário consumidor, participante ou não participante, também poderá consultar os dados históricos de medição da respectiva unidade consumidora, em uma base de tempo diária, mensal e anual. Para tanto, o servidor *web*, no qual o consumidor se conectará, fará requisição dessas informações diretamente ao sistema de medição (MDC) da concessionária.

Na Figura 19 é ilustrado o diagrama de conexão entre o controlador da UCP e os demais dispositivos e sistemas para cada tipo de UC.

Figura 19 – Interfaces das UCPs



Fonte: ENEL Distribuição Ceará (2017)

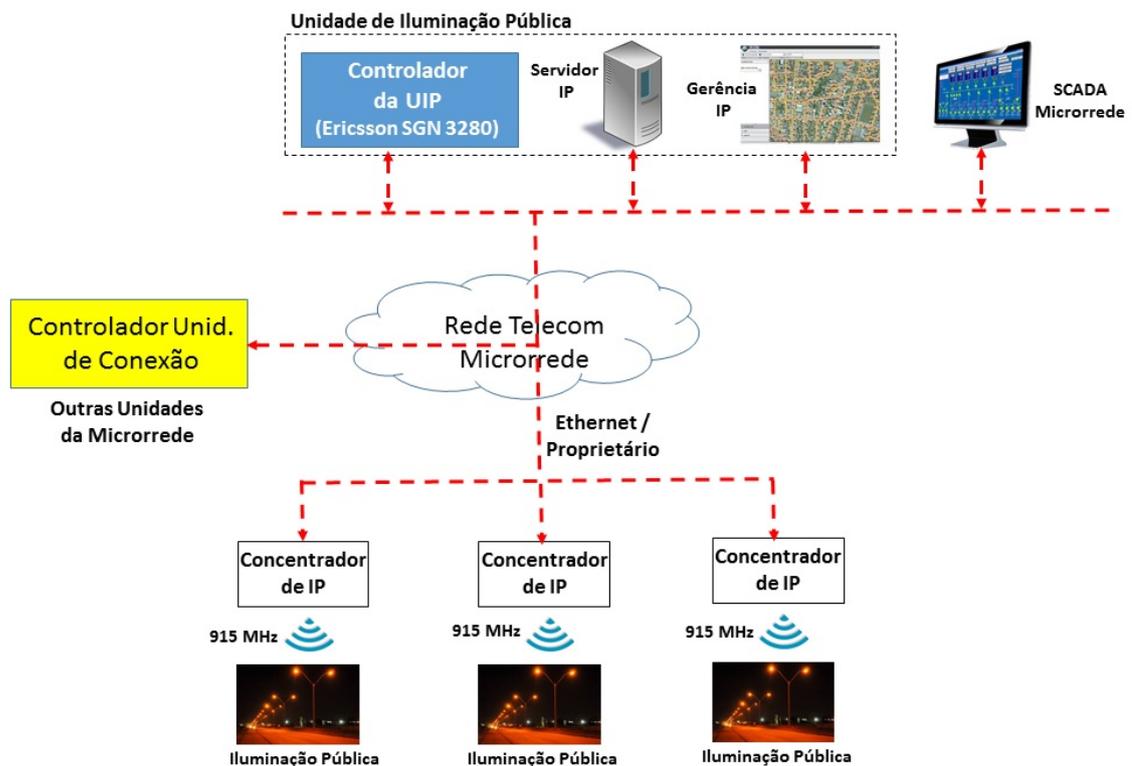
A seguir as Tabelas D.4, D.5, D.6, e D.7 apresentam a descrição dos diferentes tipos de equipamentos das UCP.

3.5.5 Unidade de iluminação pública - UIP

A UIP compreende todo o sistema de iluminação das vias e praças públicas do condomínio que pode ser controlado de forma manual ou automática, de acordo com o estado operacional da MR.

Na Figura 20 são ilustradas as interfaces da UIP.

Figura 20 – Interfaces da UIP



Fonte: ENEL Distribuição Ceará (2017)

Do ponto de vista da arquitetura de controle e comunicação, a Unidade de iluminação pública contém os seguintes dispositivos:

- Lâmpadas de iluminação pública: lâmpadas de iluminação que podem ser comandadas por um equipamento concentrador para operações de conexão e desconexão;
- Concentrador de IP: equipamento do sistema de iluminação pública responsável por habilitar/desabilitar e gerenciar individualmente os circuitos de iluminação espalhados pelo condomínio. Normalmente, esse equipamento fica instalado nos postes em campo e se comunica com um conjunto de lâmpadas através de rede sem fio utilizando protocolo proprietário. Dependendo da dispersão das lâmpadas são necessários vários concentradores de IP;

- Servidor de IP: aplicação residente em um servidor que executa as ações de configuração, supervisão e controle do sistema de IP. Esse servidor normalmente se comunica com os concentradores através de uma rede cabeada. Na arquitetura da MR, a comunicação entre o Servidor de IP e os Concentradores de IP será realizada pela rede de comunicação óptica existente no condomínio (infraestrutura de comunicação da MR);
- Gerência de IP: *software* para gestão do sistema de Iluminação Pública pelo usuário. Permite o gerenciamento de grupos de IP, visualização dos estados dos circuitos/lâmpada, alarmes, etc;
- Controlador da UIP: equipamento responsável por estabelecer comunicação com o Servidor de IP para comandar a habilitação e desabilitação dos circuitos de IP, de acordo com os procedimentos determinados pela ação de controle e operações manuais do operador da MR.

Existem quatro grupos de circuitos de Iluminação Pública: um grupo de circuitos de IP não prioritários e 03 grupos de circuitos de IP prioritários. Os circuitos de IP não prioritários serão automaticamente desabilitados quando a MR transitar para o modo ilhado. Já os grupos de circuitos prioritários, são desabilitados gradativamente, à medida que a cota do sistema de armazenamento central reservado para a UIP for consumida, durante o modo de operação em ilhamento. O percentual de consumo da cota de energia para o desligamento gradual de cada grupo de IP durante o ilhamento é configurado através do sistema SCADA. Na Tabela D.8 é apresentada a descrição dos equipamentos da UIP.

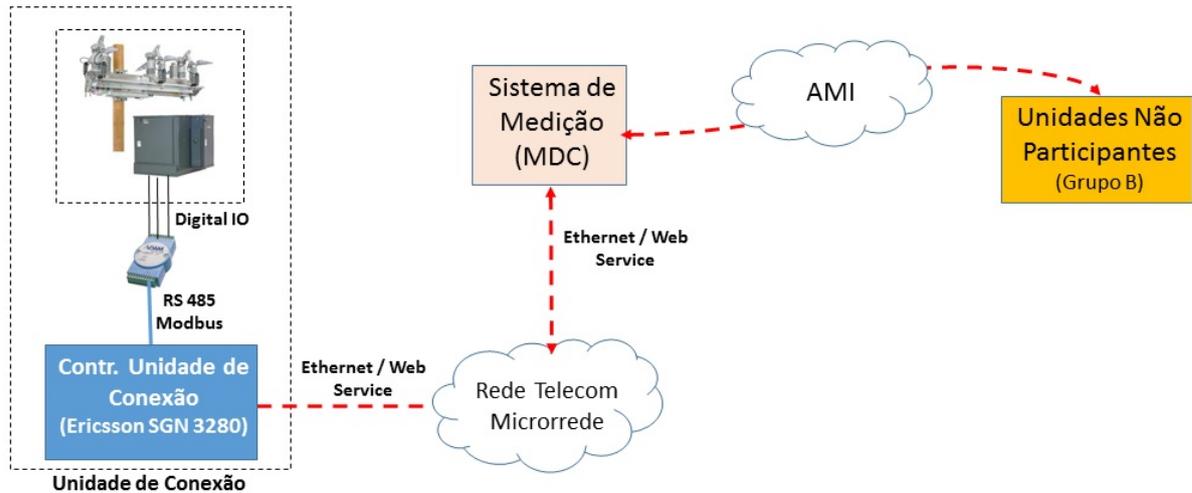
3.5.6 Unidade Consumidora não Participante - Grupo B

Na Figura 21 são ilustradas as interfaces de comunicação com as UCs não Participantes do Grupo B. Os medidores eletrônicos dessas unidades fazem conexão apenas com o MDC, através de uma rede de comunicação proprietária. O controlador da unidade de conexão é quem aciona o sistema de medição para que esse atue nos medidores das UCs não participantes, dependendo do modo de operação da MR.

3.5.7 Unidade Consumidora não Participante - Grupo A

Na Figura 22 são ilustradas as interfaces de comunicação com das UCs não Participantes do grupo A. O controlador de conexão Grupo A se comunica diretamente com sistema de controle da chave do religador conectado ao circuito de entrada da unidade consumidora.

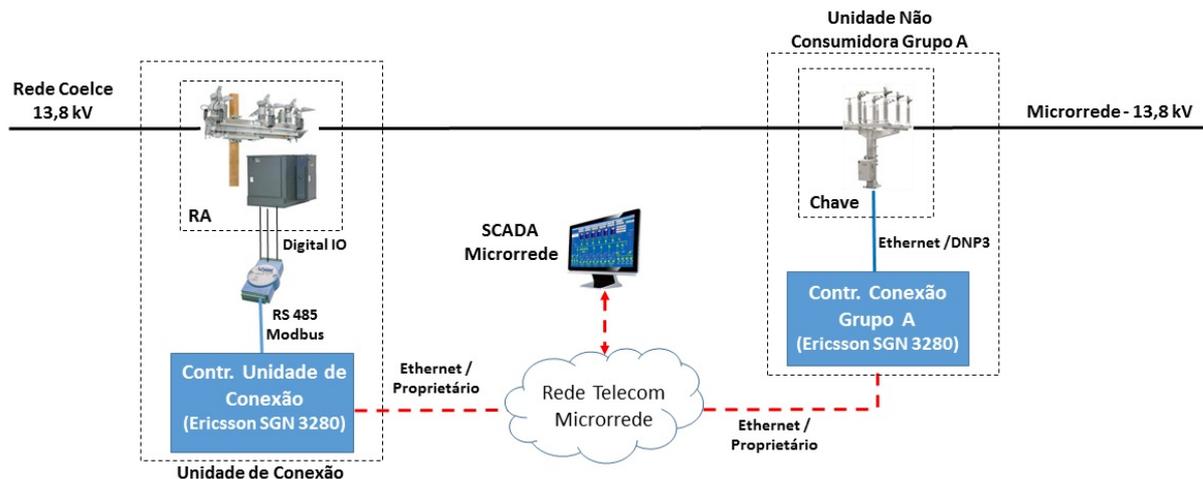
Figura 21 – Interface da UC não participante – Grupo B



Fonte: ENEL Distribuição Ceará (2017)

O controlador da Unidade de Conexão é quem aciona o controlador de conexão local para conectar/desconectar as UCs não participantes, dependendo do modo de operação da MR. No condomínio existem duas UCs não participantes Grupo A: uma unidade residencial e outra unidade comercial (laboratório). Na Tabela D.9 é apresentada a descrição dos equipamentos da UC não participante – grupo A.

Figura 22 – Interface da UC não participante – grupo A



Fonte: ENEL Distribuição Ceará (2017)

3.6 Centro de supervisão e controle da MR

No centro de supervisão e controle da microrrede (CSCMR), localizado nas dependências do condomínio, estão os equipamentos e sistemas necessários para a supervisão da MR

pelo operador responsável. O CSCMR é composto por:

- Sistema SCADA: sistema supervisorio, destinado a monitorar, supervisionar e atuar em alguns dispositivos e equipamentos da MR. É composto de telas representativas das unidades da MR, que permitem ao operador uma visão do seu estado operativo, a ocorrência e verificação de alarmes e *interface* para envio de comandos. O sistema SCADA se comunicará com os seguintes dispositivos e sistemas da MR:
 - Controlador da unidade de conexão;
 - Controlador da unidade de portaria;
 - Controlador do sistema de armazenamento Central;
 - Controlador da unidade de iluminação pública;
 - Controlador das unidades consumidoras participantes; e
 - Servidor web para comunicação com usuário consumidor.

Não há integração entre o sistema SCADA da MR e o sistema SCADA da concessionária, isto é, os dois sistemas não se comunicarão via rede de comunicação. Entretanto, o SCADA da concessionária poderá atuar na MR de forma indireta, através da supervisão e controle do religador automático instalado na fronteira entre a rede de distribuição e a MR. O SCADA da concessionária tem sempre a prerrogativa e exclusividade do acionamento do religador, quando essa operação não for realizada automaticamente. O intertravamento operacional entre a rede da concessionária e a MR será realizado através da operação do Religador Automático instalado na fronteira das duas redes. Somente o operador da concessionária pode comandar remotamente a conexão ou desconexão do RA, devido a um acordo operativo definido entre a concessionária e o condomínio.

- Servidor *Web*: sistema centralizado destinado às conexões remotas com o usuário consumidor. Esse sistema recebe as requisições dos usuários e as repassa aos controladores das respectivas UCs participantes da MR, para a obtenção ou envio dos dados de controle da UC. Os controladores, por sua vez, atuam no controle e acionamento de cargas e fontes de geração distribuída presentes nas residências e no clube social do condomínio. O acesso remoto ao servidor *web* pelo usuário é realizado através de acesso à internet, por meio de uma infraestrutura de telecomunicações logicamente distinta daquela utilizada para os processos operativos da MR.
- MDC: é o sistema de medição responsável pelas operações de conexão/desconexão e supervisão das UCs do grupo B, com tratamento específico para as unidades participantes

e não participantes da MR, de acordo com os respectivos modos de operação. Por um lado, recebe requisições do controlador da unidade de conexão e, por outro, executa as operações de conexão/desconexão dos medidores das unidades consumidoras. A comunicação do MDC com os medidores é realizada através de uma infraestrutura de comunicação proprietária, distinta daquela utilizada pela MR. A partir do MDC, os usuários consumidores da MR (participantes e não participantes) também podem acessar os dados históricos de medição de consumo, em uma base de tempo diária, mensal e anual;

- Sistema de gerência da iluminação pública (SGIP): Módulo de software responsável pela gestão de todas as funcionalidades de supervisão e controle do sistema de iluminação pública do condomínio. Possibilita o monitoramento da planta de iluminação instalada, criação de grupos de iluminação segregados por área geográfica ou por circuitos prioritários e a conexão/desconexão remota dos circuitos de iluminação pública

3.7 Rede de comunicação da MR

A comunicação entre os dispositivos e sistemas da MR utiliza a infraestrutura de telecomunicações de uma empresa terceirizada já implantada no condomínio, baseada na tecnologia *gigabit passive optical network* (GPON). Cada dispositivo e sistema da MR é conectado à rede óptica através de um conversor óptico-*ethernet*, uma vez que os dispositivos, especialmente os controladores *smart grid node* (SGN), das respectivas unidades, não possuem interface óptica. O endereçamento dos equipamentos da MR será pelo protocolo IPv4¹. Cada equipamento tem um endereço IP fixo. O tráfego de dados da MR será segregado do tráfego de dados dos usuários do condomínio, através de redes *virtual local area network* (VLAN).

3.8 Transição entre os modos de operação da microrrede

Quando a MR transitar entre os modos distintos de operação (conectado,ilhado e manutenção), os respectivos controladores das unidades da MR executam as ações pertinentes de acordo com novo estado operacional. Nas seções seguintes estão descritas as sequências dos principais eventos que ocorrerem quando a MR experimentar uma situação de ilhamento (intencional ou não intencional), no momento de reconexão à rede de distribuição após situação de ilhamento ou em condição de manutenção.

¹ O IPv4 é a quarta versão do Protocolo de *Internet* (IP). Ele é um dos principais protocolos de padrões baseados em métodos de interconexão de redes na *Internet*

3.8.1 *Transição do modo conectado para o modo ilhado*

A MR poderá transitar do modo conectado para o ilhado em duas situações: Ilhamento automático, devido a contingência na rede de distribuição da concessionária, ou ilhamento intencional, devido a ação deliberada do operador da concessionária. Na transição para o modo de operação ilhado, devido a contingência da rede de distribuição ou por ação deliberada do operador da concessionária, os seguintes eventos deverão ocorrer:

- O controlador da unidade de conexão detecta abertura do relé do religador;
- O controlador da unidade de conexão detecta a existência de falta interna na MR, logo o ilhamento não deverá ocorrer;
- O controlador da unidade de conexão verifica se houve comando de abertura manual do relé do religador. Caso afirmativo, a causa do ilhamento deve ser intencional. Caso contrário, o ilhamento deve ser automático;
- O controlador da unidade de conexão solicita ao controlador do SAED a energia disponível na bateria;
- O controlador da unidade de conexão envia uma mensagem de *broadcast* (estado atual de operação da MR - modo ilhado, e a carga total da bateria da Unidade de armazenamento central (UAC)) para os demais controladores das unidades da MR. Na transição da MR para o modo ilhado, essa mensagem deverá ser enviada após temporização de 15 segundos, tempo suficiente para garantir que todas as unidades consumidoras não participantes do grupo B estejam desconectadas;
- O controlador da Unidade de Conexão informa ao sistema SCADA a alteração do modo de operação da MR (ilhado), o motivo do ilhamento (intencional ou automático) e a indicação de presença/ausência de tensão na rede de distribuição;
- Os controladores das Unidades da MR atuam nas respectivas unidades de acordo com a condição de ilhamento da MR:
 - Controlador das UCPs (inclui clube): desconexão dos circuitos não prioritários das residências/clube;
 - Controlador da UAC: Comanda a saída do modo *Inhibit* (*check* dos alarmes) e a ativação do modo de imposição de tensão do SAED na MR.
- Controlador da unidade de portaria: desconexão dos circuitos não prioritários da portaria;
- Controlador da UIP: desconexão imediata dos circuitos de IP não prioritários e desconexão gradual dos circuitos de IP prioritários, à medida do consumo da cota de energia reservada

para a UIP;

- Controlador da unidade não participante - grupo A: desconexão da chave seccionadora.

3.8.2 *Transição do modo ilhado para o modo conectado*

A transição para o modo conectado pode ocorrer em duas situações diferentes: na reconexão após reestabelecimento automático da rede de distribuição, ou na reconexão após ilhamento intencional.

3.8.2.1 *Reconexão após reestabelecimento automático da rede de distribuição*

Na reconexão da MR devido ao reestabelecimento da rede de distribuição da concessionária, os seguintes eventos podem ocorrer:

- O controlador da unidade de conexão recebe do controlador da UAC informação de “Sincronização do Sistema de Armazenamento” com a rede de distribuição e enviar sinalização ao RA;
- O controlador da unidade de conexão detecta o estado do relé do RA (fechado) devido a ação de fechamento automático do próprio relé;
- O controlador da unidade de conexão envia mensagem de *broadcast* (estado atual de operação da MR – conectado) para os demais controladores das unidades da MR;
- O controlador da unidade de conexão envia ao MDC comando para reconexão dos medidores das UCs não participantes do grupo B;
- O controlador da unidade de conexão informa ao SCADA a alteração do modo de operação da MR (conectado) e a indicação de presença de tensão na rede de distribuição;
- Os controladores das unidades de conexão locais da MR atuam nas respectivas unidades de acordo com a condição de reconexão da MR:
 - Controlador das UCPs (inclui o clube): reconexão dos circuitos prioritários e não prioritários das residências/clube;
 - Controlador da unidade de portaria: reconexão dos circuitos prioritários e não prioritários da portaria;
 - Controlador do sistema de IP: habilitação dos circuitos de iluminação pública prioritários e não prioritários;
 - Controlador da UC não participante - grupo A: conexão da chave seccionadora.

3.8.2.2 Reconexão após ilhamento intencional

Na reconexão da MR devido ação compulsória do operador da concessionária, após um ilhamento intencional, os seguintes eventos podem ocorrer:

- O controlador da unidade de conexão recebe do controlador da UAC informação de “Sincronização do Sistema de Armazenamento” com a rede de distribuição e enviar sinalização ao religador automático;
- O controlador da unidade de conexão detecta o estado do relé do RA – (fechado) devido ação de fechamento manual;
- O controlador da unidade de conexão envia mensagem de *broadcast* (estado atual de operação da MR - conectado) para os demais controladores das unidades da MR;
- O controlador da unidade de conexão envia ao MDC comando para reconexão das UCs não participantes do grupo B;
- O controlador da unidade de conexão informa ao SCADA a alteração do modo de operação da MR (conectado) e a indicação de presença de tensão na rede de distribuição;
- Os controladores das unidades de conexão locais da MR atuam nas respectivas unidades de acordo com a condição de reconexão da MR:
 - Controlador das UCs participantes (inclui clube): reconexão dos circuitos prioritários e não prioritários das residências/clube;
 - Controlador da unidade de portaria: reconexão dos circuitos prioritários e não prioritários da portaria
 - Controlador do sistema de iluminação pública: habilitação dos circuitos de iluminação pública prioritários e não prioritários;
 - controlador da UCs não participante - grupo A: conexão da chave seccionadora

Nesse caso, a reconexão do RA é realizada deliberadamente através do SCADA concessionária, que recebe do religador a informação de sincronismo do sistema de armazenamento.

3.8.3 Transição para o modo de manutenção

Existem três situações em que a MR transita para o estado de manutenção:

- Solicitação de manutenção externa, solicitada pelo SCADA da concessionária;
- Solicitação de manutenção interna, solicitada pelo SCADA da MR (operador local);

- Manutenção devido a existência de falta elétrica na MR.

3.8.3.1 Solicitação de manutenção externa

Na transição para o modo de manutenção da MR solicitada pelo sistema SCADA da concessionária, os seguintes eventos podem ocorrer:

1. Entrada no modo de manutenção:
 - a) O controlador da unidade de conexão recebe do RA uma sinalização de “Solicitação de Manutenção Externa”;
 - b) O controlador da unidade de conexão envia comando para desligamento do SAED e da chave Vista©¹, com recebimento de confirmação de abertura do relé da chave Vista©. Caso não ocorra a confirmação, o modo de manutenção não poderá ser iniciado;
 - c) O controlador da unidade de conexão envia mensagem de *broadcast* (estado atual de operação da MR – entrada em modo de manutenção), para os demais controladores das unidades da MR;
 - d) O controlador da unidade de conexão notifica o RA sobre “Confirmação de Manutenção”, que permitirá a abertura do religador pelo SCADA da concessionária. O sinal de “Confirmação de Manutenção” deverá ser transmitido para o SCADA pelo religador;
 - e) O controlador da unidade de conexão informa ao SCADA da MR a alteração do modo de operação da MR (manutenção), o motivo da manutenção (solicitação externa) e a indicação de presença/ausência de tensão na rede de distribuição.

A transição da MR para o modo de manutenção independe do estado do relé do religador. Na entrada em modo de manutenção não haverá desconexão dos medidores das UCs participantes e não participantes. As unidades permanecerão conectadas na MR, porém a energia gerada pela GD local não será injetada na rede uma vez que os inversores estarão desconectados devido à perda de referência de tensão da rede.

2. Saída do modo de manutenção
 - a) O controlador da unidade de conexão envia mensagem de *broadcast* (estado atual de operação da MR – entrada no modo conectado/ilhado) para os controladores das demais unidades da MR, de acordo com o estado do RA;

¹ chaves seccionadora sob carga

- b) O controlador da unidade de conexão informa ao SCADA a alteração do modo de operação da MR (conectado/ilhado);
- c) O controlador da unidade de conexão notifica o RA sobre a efetivação da “Saída do Modo de Manutenção”, o qual será propagado para o SCADA da concessionária.
- d) Os controladores das unidades de conexão da MR atuam nas respectivas unidades de acordo com o modo de operação da MR (conectado ou ilhado).

3.8.3.2 *Manutenção devido à falta interna na microrrede*

Nesse caso, a MR transitará para o modo de manutenção após detecção de falta elétrica interna. A falta de energia na MR poderá ser detectada pela proteção do próprio religador ou pela proteção o sistema de armazenamento central. Na transição para o modo de manutenção da MR devido existência de falta interna, os seguintes eventos podem ocorrer:

1. Entrada no modo de manutenção

- a) O controlador da unidade de conexão recebe do religador e/ou do controlador da unidade de armazenamento central informação sobre a existência de falta na MR;
- b) O controlador da unidade de conexão envia comando para o desligamento do Sistema de Armazenamento central da chave Vista©, caso a falta seja detectada somente pelo religador. Caso a proteção da chave Vista©atue, a mesma já será desligada na ocorrência da falta e a informação de existência de falta interna será enviada para o controlador da unidade de conexão pelo controlador da UAC;
- c) O controlador da unidade de conexão envia mensagem de *broadcast* (estado atual de operação da MR – entrada em modo de manutenção), para os demais controladores das unidades da MR;
- d) O controlador da unidade de conexão notifica o RA sobre a entrada da MR em “Manutenção por Falta Interna”. Esse sinal deverá ser transmitido para o SCADA da concessionária pelo RA;
- e) O controlador da unidade de conexão informa ao SCADA microrrede a alteração do modo de operação da MR (manutenção), o motivo da manutenção (falta interna) e a indicação de presença/ausência de tensão na rede de distribuição.

2. Saída do modo de manutenção:

- a) O controlador da unidade de conexão recebe do religador e/ou do controlador da UAC informação sobre a inexistência de falta na MR;

- b) O controlador da unidade de conexão envia mensagem de *broadcast* (estado atual de operação da MR – conectado/ilhado) para os controladores das demais unidades da microrrede, de acordo com o estado do relé do religador;
- c) O controlador da unidade de conexão notifica o RA sobre a saída do estado de manutenção. Essa indicação deverá ser transmitida para o SCADA da concessionária pelo religador;
- d) O controlador da unidade de conexão informar ao SCADA MR a alteração do modo de operação da MR (conectado/ilhado) e a indicação de presença/ausência de tensão na rede de distribuição;
- e) Os controladores das unidades de conexão da MR atuam nas respectivas unidades de acordo com o modo de operação da MR (conectado ou ilhado).

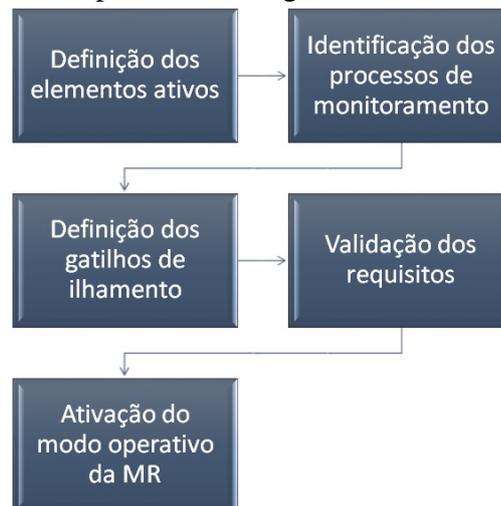
Nesse capítulo foi apresentada a descrição técnica do projeto piloto da concessionária Enel Distribuição do Ceará, aplicado a um condomínio residencial. Foram descritas as funcionalidades dos componentes instalados na MR, como unidades de controle, religador automático, sistema SCADA e SAED. Essa descrição será utilizada como ponto de partida da modelagem da MR aplicada no Capítulo 4 a fim de gerar uma análise do seu funcionamento operacional.

4 MODELAGEM E SIMULAÇÃO

Nesse capítulo é apresentada a modelagem de um controlador central de uma MR, utilizando a linguagem de RPC, com o auxílio da ferramenta *CPNtools*, utilizando como referencia o projeto Piloto de Microrredes da concessionária Enel Distribuição Ceará.

Como primeiro passo da modelagem, foram identificados os principais elementos ativos da rede como os módulos de controle central e locais, sistema SCADA e sistema de armazenamento central, conforme Figura 23. Em seguida os elementos de monitoramento que representam a inteligência central a qual faz a análise preliminar e decide se a MR encontra-se em condições de despachar com sua fonte de energia própria ou entrar em estado de isolamento.

Figura 23 – Etapas da Modelagem



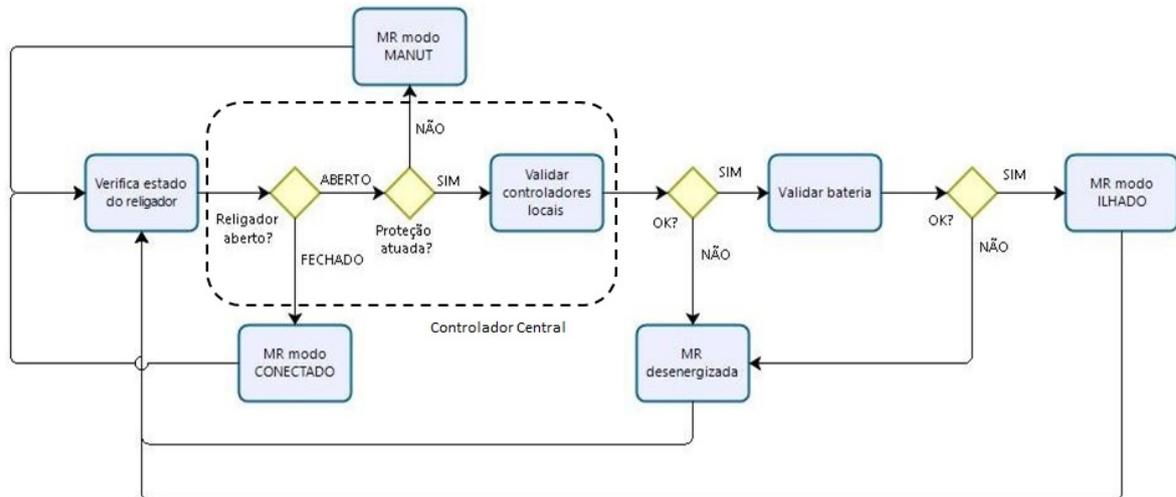
Também foram definidas as variáveis técnicas, dependendo da unidade, podendo ser um limite de tempo ou nível de tensão e até o estado de um equipamento que auxiliam o controlador central a iniciar o processo de mudança de modo de operação da MR. No modo ilhado é necessário que os requisitos da MR sejam satisfeitos para que seja confirmado o novo estado.

4.1 Modelagem em redes de Petri coloridas

A modelagem proposta através do fluxograma da MR na Figura 24, de uma forma genérica, apresenta as principais etapas de operação da MR associadas aos componentes ativos operando nos modos conectado, ilhado e manutenção. O escopo da pesquisa foi desenvolver a modelagem do controle central e a interação com os dispositivos REDs, na qual utilizou-se como

referência o escopo do projeto de MR da concessionária apresentado na Seção 3.1. A operação da MR é supervisionada e controlada pelo sistema SCADA central, decidindo pela desconexão da MR, ou seja, iniciando o modo de ilhamento. Vale ressaltar que a modelagem implementada representa um modelo básico da MR com as principais funcionalidades de integrações entre o controlador central e os controladores locais.

Figura 24 – Fluxograma de funcionamento da MR

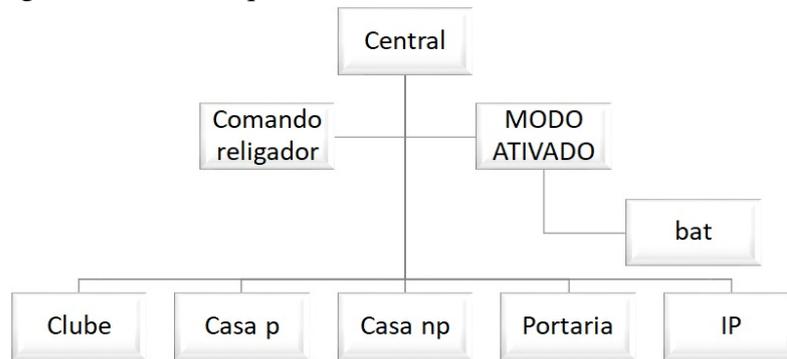


Outro elemento importante na modelagem da MR, são os controladores locais caracterizando a arquitetura como descentralizada. Segundo Sen e Kumar (2018) o modelo descentralizado é aplicado para MR com um grande número de componentes distribuídos, cuja inteligência central do controlador poderia ser afetada tornando-se mais lenta devido a coleta e o processamento de um grande volume de dados. O sistema de armazenamento de energia necessita de um controle local específico que desempenha um importante papel na MR, garantindo uma confiabilidade, e absorvendo variações e intermitências do sistema elétrico entre a geração e a demanda de energia (OLIVARES *et al.*, 2014).

Na Figura 25 é apresentada a hierarquia do modelo RPC do modelo da MR. A rede Central modela o religador PCC como entrada da MR, o sistema SCADA. Através dessa rede é feita a conexão com as demais sub-redes Comando religador, responsável pelo comando do RA, e MODO ATIVADO responsável pela rotina de análise dos controladores locais e estado do sistema de armazenamento central. Outra função da rede Central é fazer a conexão com os controladores locais, que são as sub-redes das unidades de conexões: Clube, Casa P (participantes), Casa NP (não participantes), Portaria e IP (iluminação pública).

Na Figura 26 está apresentada a modelagem da MR utilizando a linguagem mate-

Figura 25 – Hierarquia RPC do modelo microrrede



mática de modelagem RPC pela ferramenta *CPNtools*. O PCC está representado pelo lugar "Religador", sendo o ponto inicial da modelagem da MR, com a marcação inicial sendo uma ficha representado o estado de fechado como estado normal da rede elétrica, ou seja, o ponto de partida da nossa simulação. Essa ficha representa estado do RA "21F4", como sendo um código operacional fictício referente a linha de média tensão da rede de distribuição da concessionária. O lugar "proteção" indica o estado do dispositivo proteção e medição associado ao glsRA.

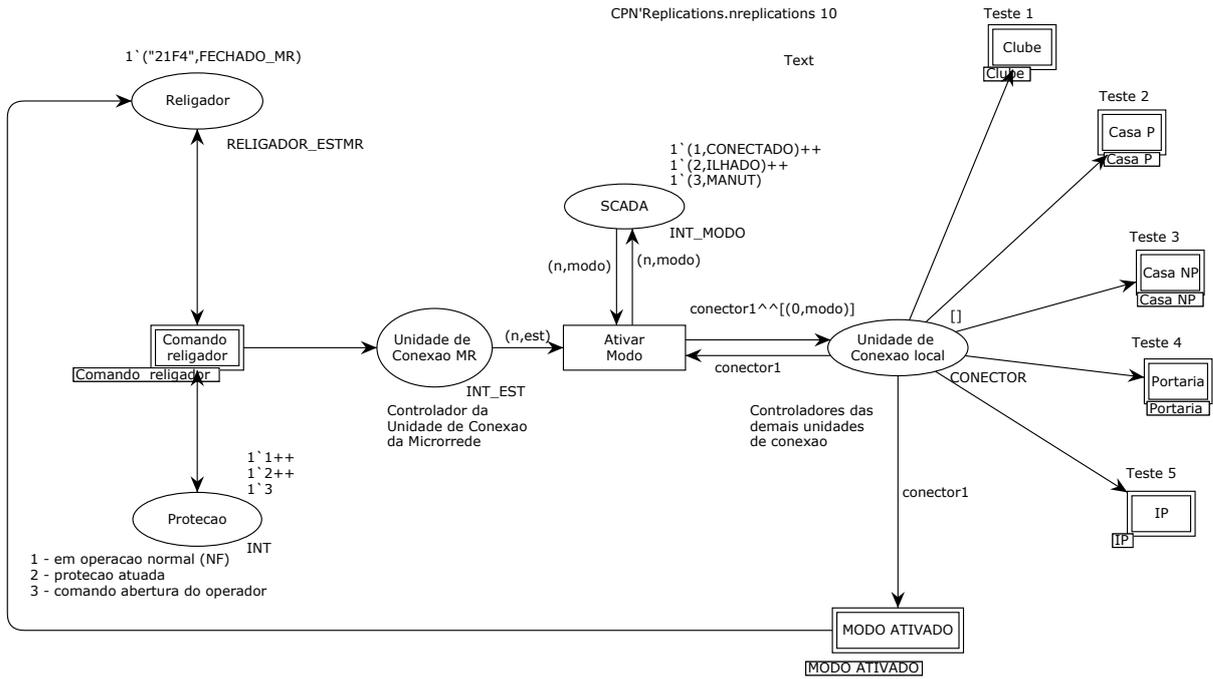
O lugar unidade de conexão MR representa o estado do dispositivo de controle do religador PPC, após o evento de abertura do RA. Esse controlador é responsável por checar se o religador foi aberto por atuação da proteção representado por uma ficha do tipo (cor) "ILHADO", ou abertura intencional do operador da MR representado por uma ficha da cor MANUT. Dependendo do evento ocorrido na rede distribuição elétrica, o controle central do sistema SCADA interpreta a informação enviada pela unidade controle MR e inicia a rotina de ilhamento ou manutenção.

4.1.1 Controlador central - sub-rede Central

Uma ficha da cor ILHADO no lugar unidade de conexão local representa que a rotina de ilhamento foi iniciada. Com isso cada transição de substituição estará habilitada, onde serão verificados os estados das casas participantes e não participantes da MR. As sub-redes clube, casa P, casa NP, Portaria e IP, representam os controles locais distribuídos que se comunicam com os medidores inteligentes solicitando a desconexão dos medidores das casas não participantes (sub rede casas NP).

O lugar unidade de conexão local representa fichas do conjunto de cores do tipo CONECTOR definido com um conjunto do tipo *list* (lista) que tem uma sequência de elementos de um mesmo conjunto de cores previamente definido, como sendo um produto de dois conjuntos

Figura 26 – Modelo MR em redes de Petri colorida



inteiro e enumerado (*int*enumerated*). No total são cinco sub-redes que realizam os testes básicos de conexão ou desconexão dos medidores inteligentes (telecontrolados) através das unidades de conexão local. No Apêndice A são apresentadas as listas das variáveis do modelo RPC na ferramenta *CPNtools*.

Particularmente, no caso de uma ficha da cor MANUT presente no lugar Unidade de conexão local, não requer testes dos controladores locais. Nesse caso o controlador da unidade de conexão do RA identificou que foi realizado um comando manual no religador, podendo ser através do sistema SCADA da MR, ou via comando do sistema SCADA da concessionária. Isso representa uma situação de abertura da MR intencional, para casos de manutenção interna da MR, sem a ativação do sistema de armazenamento de energia. Nessa condição a MR estará desenergizada por completo.

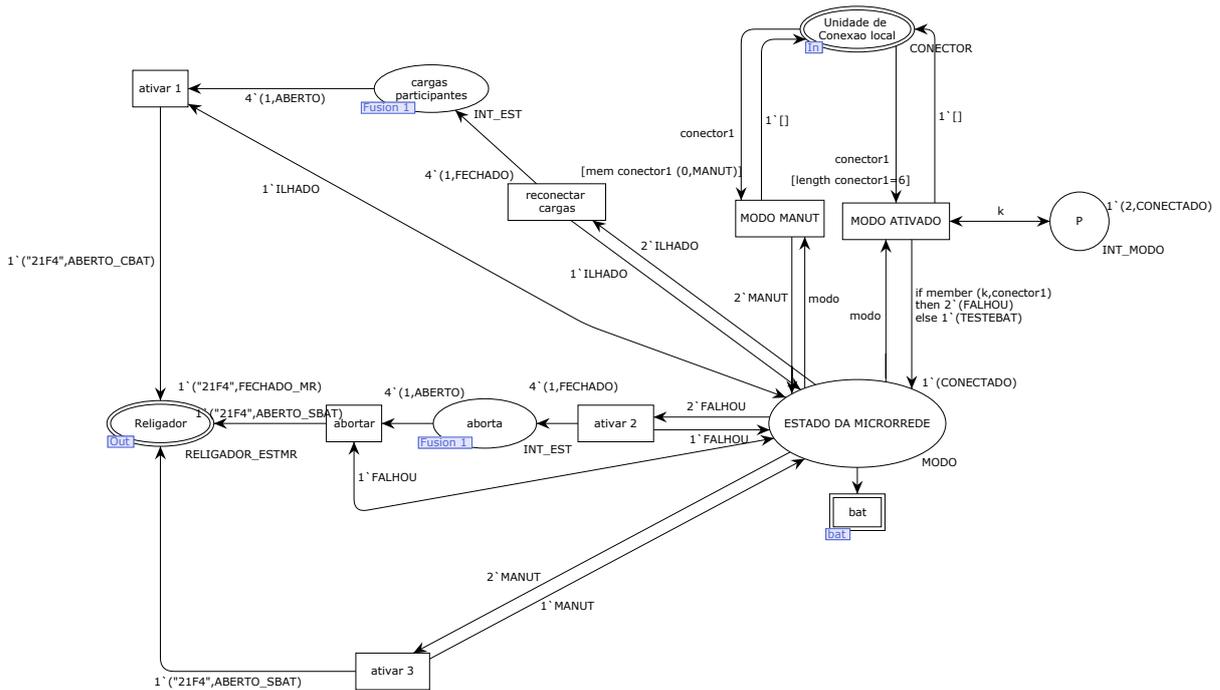
Quando ocorre o disparo do evento proteção, na transição Comando religador na entrada do condomínio, na Figura 26, é gerada uma ficha da cor ILHADO habilitando os testes das conexões locais. Após a realização de todos os comandos de abertura dos medidores inteligentes locais, o controlador central avança para a sub-rede MODO ATIVADO, apresentada na Figura 27, verificando o resultado de isolamento das cargas da MR, participantes e não participantes.

Como resultado dos testes locais a sub-rede MODO ATIVADO verifica se existe algum elemento do tipo CONECTADO, isto é, algum dos testes realizados apresentou uma falha

ao receber o comando de abertura do medidor. Na transição MODO ATIVADO é feita a análise do resultado dos testes. No caso de uma falha registrada, o sistema será ILHADO, porém não ativará o sistema de armazenamento da bateria, logo a MR está totalmente desenergizada.

Tendo todos os testes satisfatórios, então o controlador avança para o teste do sistema de armazenamento de energia, seguindo para a sub-red bat, a ser detalhado na Secção 4.1.2.

Figura 27 – Sub-rede MODO ATIVADO



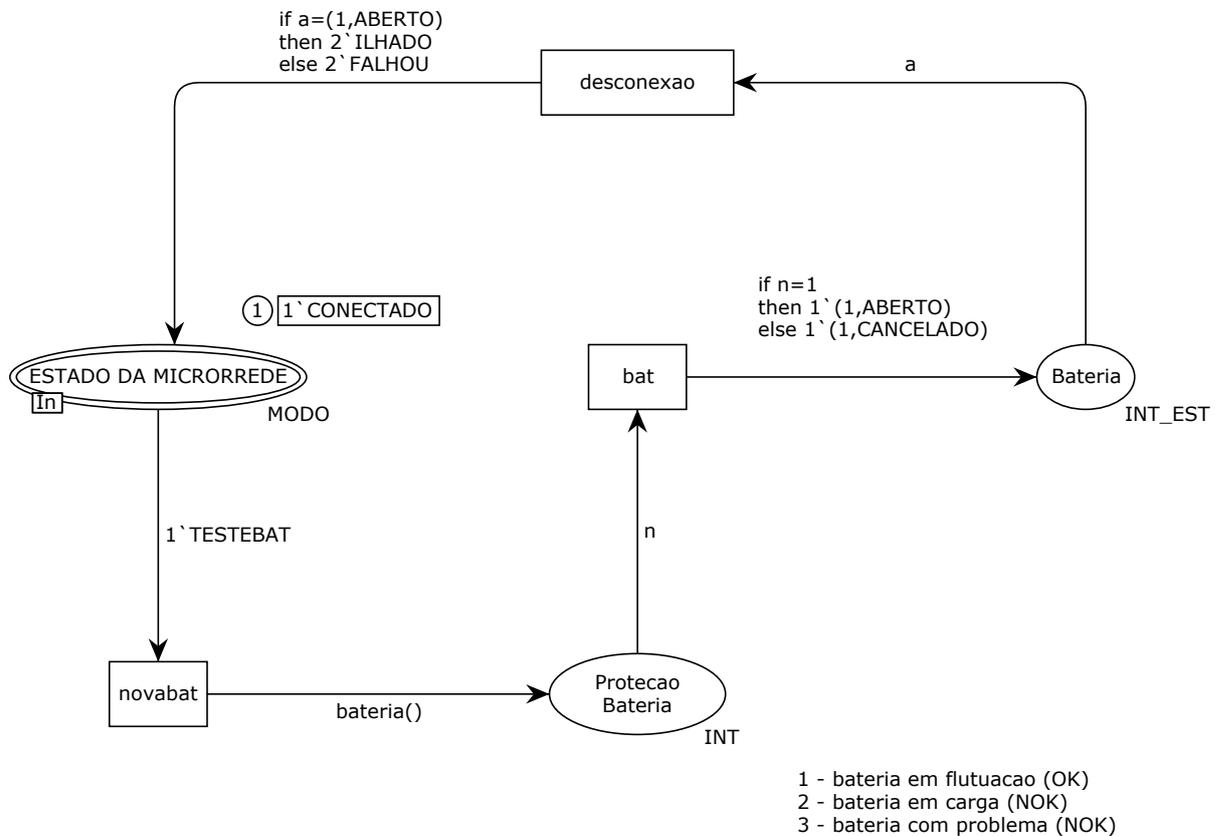
Após a confirmação do sistema de armazenamento que está habilitado para conectar na MR, as cargas prioritárias (casas participantes, clube, portaria e iluminação pública) serão reconectadas à rede de distribuição da MR. O controlador central enviará um comando para cada medidor reconectar e logo em seguida entra a fonte de energia da MR. Dessa forma a MR está operando no modo ILHADO com as baterias conectadas.

4.1.2 Sistema de armazenamento central - sub-rede bat

A modelagem do SAED representa o controlador local o qual funciona similarmente ao controlador de conexão da MR. Por se tratar de um acumulador/fonte de energia é necessário utilizar um dispositivo apropriado para proteção e medição próprio. Dentro do ciclo de ações do controle central, esse é o último teste de requisito para que o sistema confirme o estado do ilhamento da MR. É necessário verificar se as baterias estão no estado de flutuação (carregadas), em carga, ou com algum alerta ativo que impossibilite entrar em sincronismo com a rede elétrica

da MR. Na Figura 28 é ilustrada a modelagem da sub-rede bat.

Figura 28 – Sub-rede bat



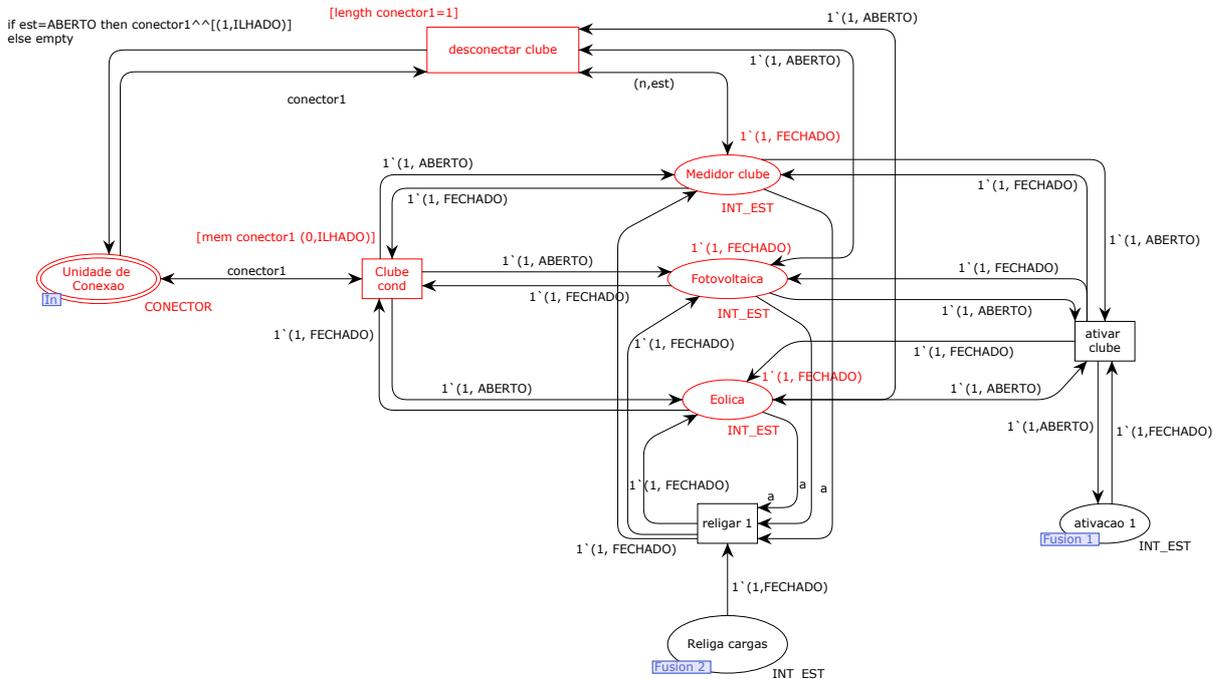
No caso de falha do sistema de armazenamento a transição desconexão devolve uma ficha do tipo FALHOU que indica existe um problema no SAED. Com isso o controlador identifica que a MR não poderá conectar as baterias na rede elétrica do condomínio, apenas confirmando o isolamento da MR porém desenergizada. Desta forma o modelo da MR apresentará fichas dos tipos ABERTO e FALHOU, nos lugares Religador e ESTADO DA MICRORREDE, respectivamente.

4.1.3 Clube - sub-rede Clube

No clube existem alguns elementos REDs representados pelos lugares FOTOVOLTAICA e EÓLICA, cujas fichas nesses lugares representam o estado do medidores dos sistemas de GDs. O lugar Medidor clube representa o medidor geral do clube que é uma carga participante da MR. O modelo representa o controle de abertura e fechamento remoto dos medidores inteligentes feito pelo unidade de conexão local, conforme apresentado na Figura 29, cujos lugares que representam essa funcionalidade estão em destaque. Com os três medidores desconectados

(Medidor clube, Fotovoltaica e Eólica), a sub-rede Clube devolve para o rede principal, no lugar unidade conexão local a confirmação da que as cargas do clube e as GDs estão desconectadas, habilitando o teste do SAED.

Figura 29 – Sub-rede Clube



4.1.4 Casas participantes - sub-rede Casa P

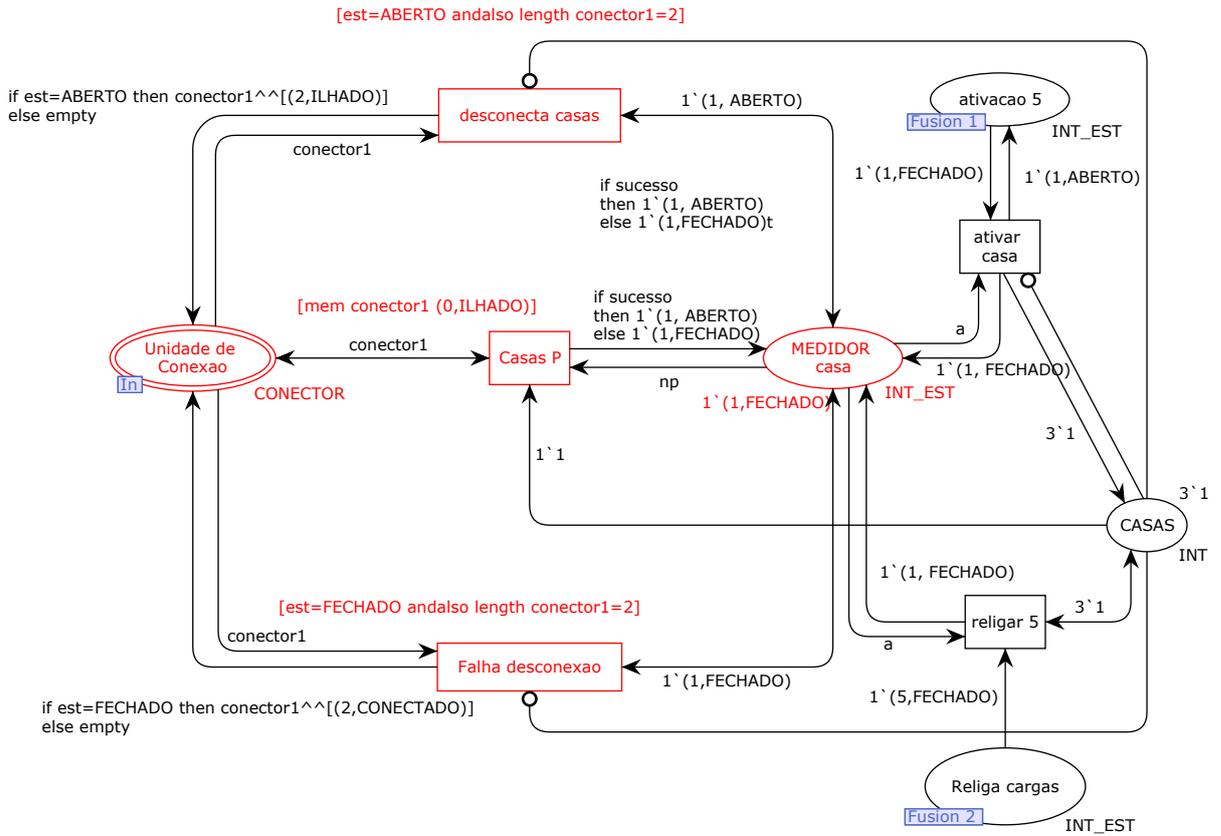
Na Figura 30 é apresentada a sub-rede Casa p (casas participantes) na qual foram modeladas três casas com medidores de energia telecontrolados no qual o sistema central envia um comando para desconexão, conforme destacado. Caso o comando apresente falha, o sistema habilita a transição Falha conexão e devolve para o controlador central uma ficha do tipo CONECTADO, ou seja, não foi possível desconectar alguma casa participante.

Nessa sub-rede é possível variar o número de casas participantes sem a necessidade de alteração na estrutura das rede modelada.

4.1.5 Casas não participantes - sub-rede Casa NP

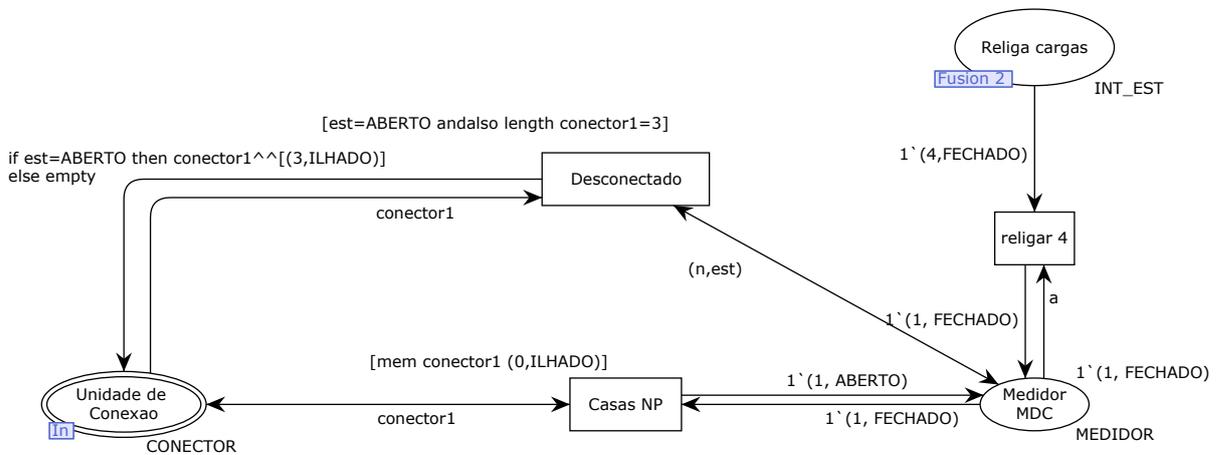
As casas não participantes da MR foram modeladas conforme ilustrado na Figura 31. Essas cargas não serão atendidas no caso de uma atuação do sistema de proteção da rede de distribuição da concessionária, e também quando houver a confirmação do modo de operação ilhado da MR. Porém o isolamento das casas é um requisito para completar execução da rotina

Figura 30 – Sub-rede Casa P



de ilhamento do condomínio. Isso porque o dimensionamento da capacidade de fornecimento de energia pelo SAED, não considera essas casas. Portanto, caso alguma casa não participante continue conectada na rede de distribuição elétrica, isso acarretará no ilhamento sem a conexão da fonte de armazenamento de energia da MR.

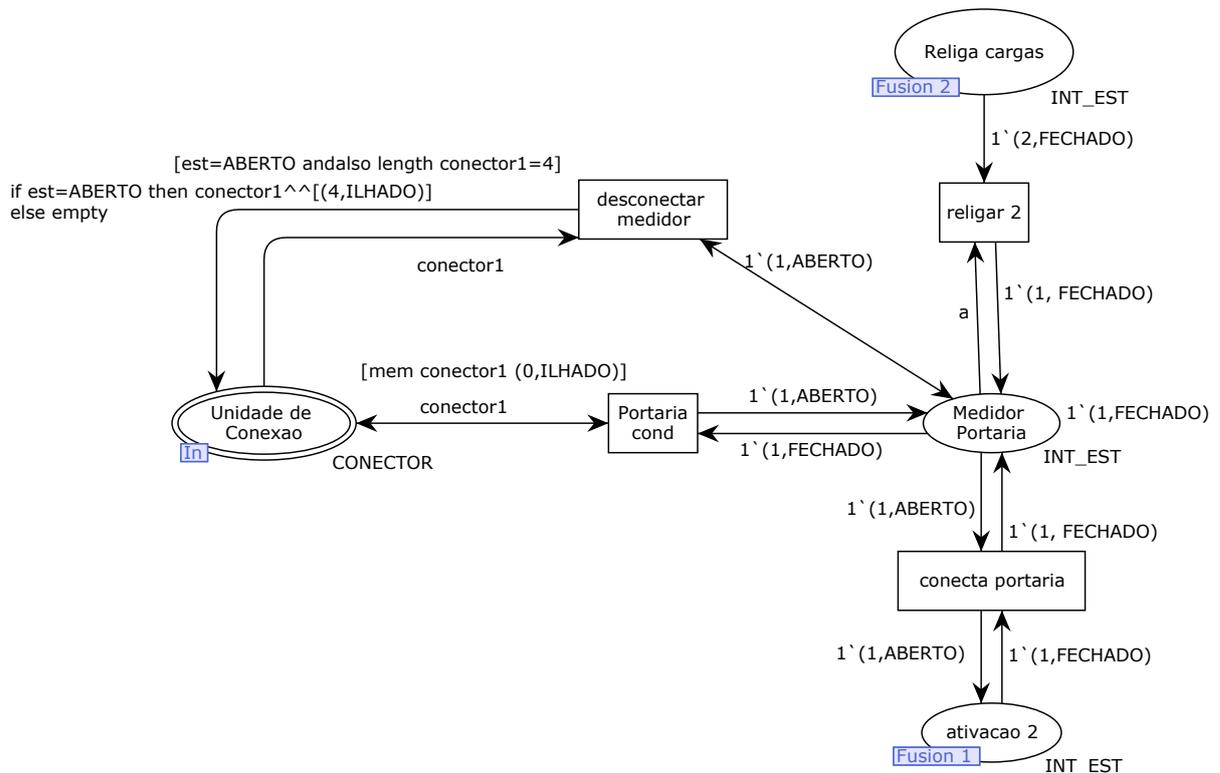
Figura 31 – Sub-rede Casa NP (não participantes)



4.1.6 Portaria - sub-rede Portaria

A portaria representa uma área de segurança do condomínio, na qual estão presentes o sistema de controle de acesso, sistema de video vigilância, sistema de monitoramento e eletrificação. Portanto a portaria é uma importante carga (prioritária) da MR. Da mesma forma, o controlador local faz uma verificação do estado do medidor e envia um comando de desligamento do medidor, conforme a Figura 32.

Figura 32 – Sub-rede portaria



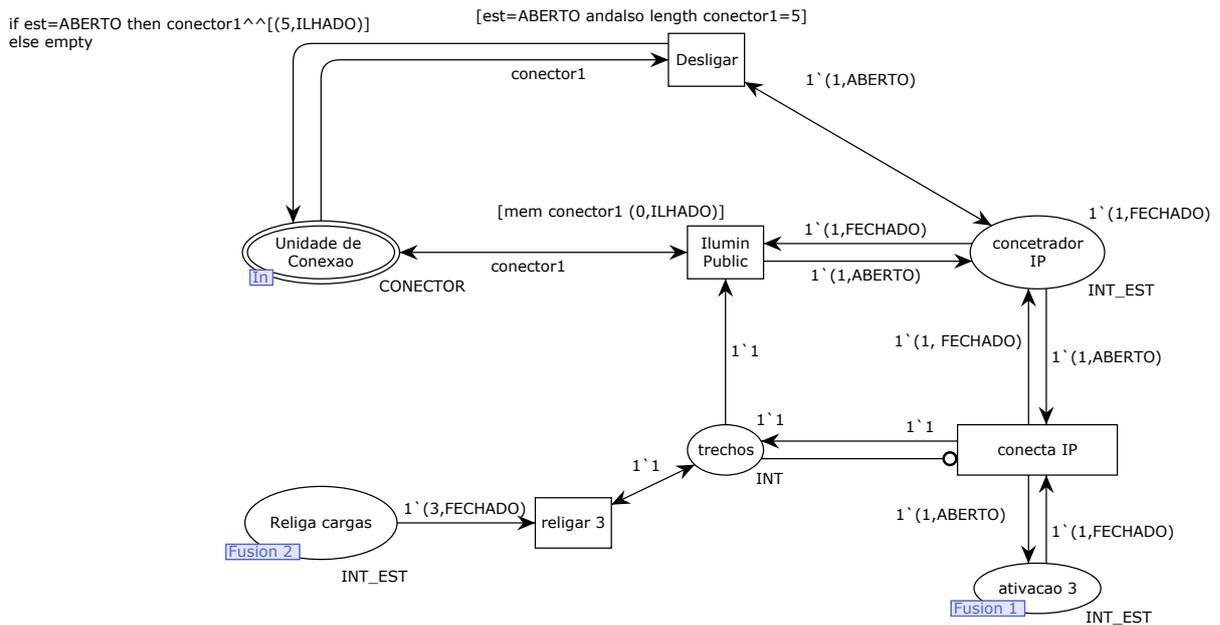
4.1.7 Iluminação pública - sub-rede IP

A modelagem da iluminação pública está representada na Figura 33, na qual o lugar Concentrador IP representa o ponto de conexão do medidor da rede de iluminação pública da do condomínio. Essa também é uma carga prioritária definida na modelagem.

4.2 Modelagem das cargas

Um elemento importante na modelagem da MR é a carga. No projeto foram definidas as cargas participantes que representam o clube, a portaria, a iluminação pública e as casas dos

Figura 33 – Sub-rede iluminação pública



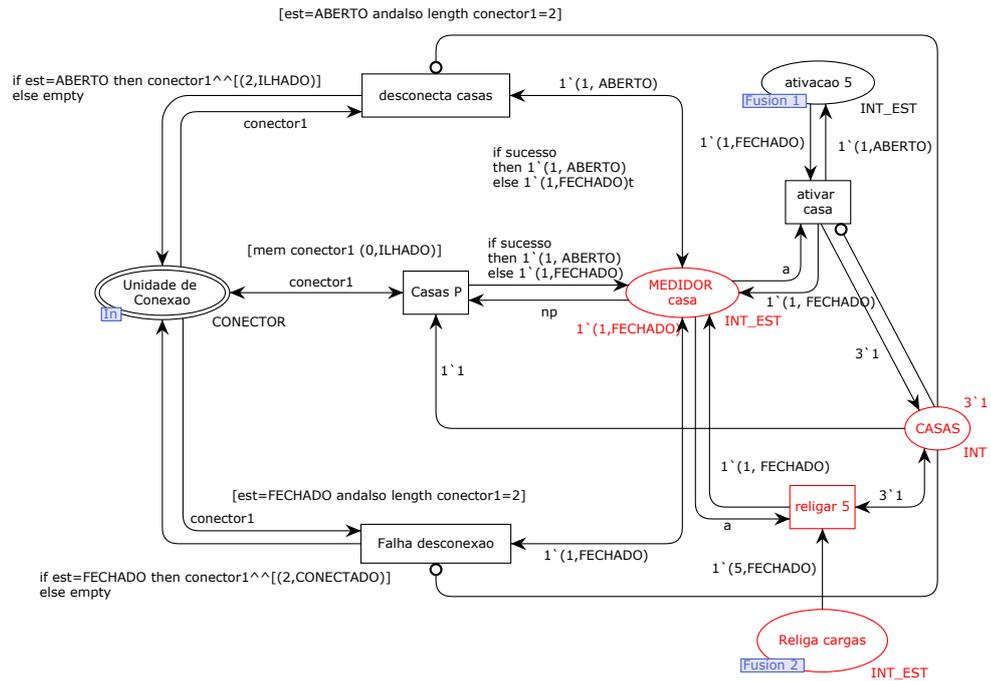
consumidores que são conectadas a bateria caso haja um ilhamento da MR. Também foram modeladas as casas não participantes da MR, ou seja, no caso de ativação do ilhamento da MR, essas cargas não serão alimentadas pelo SAED.

Diante disso, foi inserido dentro da rotina de ilhamento uma ação de desconexão de todas as cargas participantes e não participantes antes da verificação do estado da bateria. Essa ação consiste em um comando de abertura dos controladores locais diretamente nos medidores das cargas. No caso de sucesso de desconexão, significa que todas as cargas foram desconectadas da rede interna da MR, e o controlador central poderá avançar na rotina de ilhamento, testando o estado da bateria.

Com a validação do sistema de armazenamento, o controlador central ativa a conexão das cargas participantes da MR, por meio de um comando de fechamento dos medidores, garantindo assim o fornecimento de energia apenas para a demanda projetada pela MR para o ilhamento. Isso está representado na rede MODO ATIVADO conforme Figura 27, na transição reconectar cargas, e nos lugares em transições mostrados em destaque na Figura 34 da sub-rede Casa P.

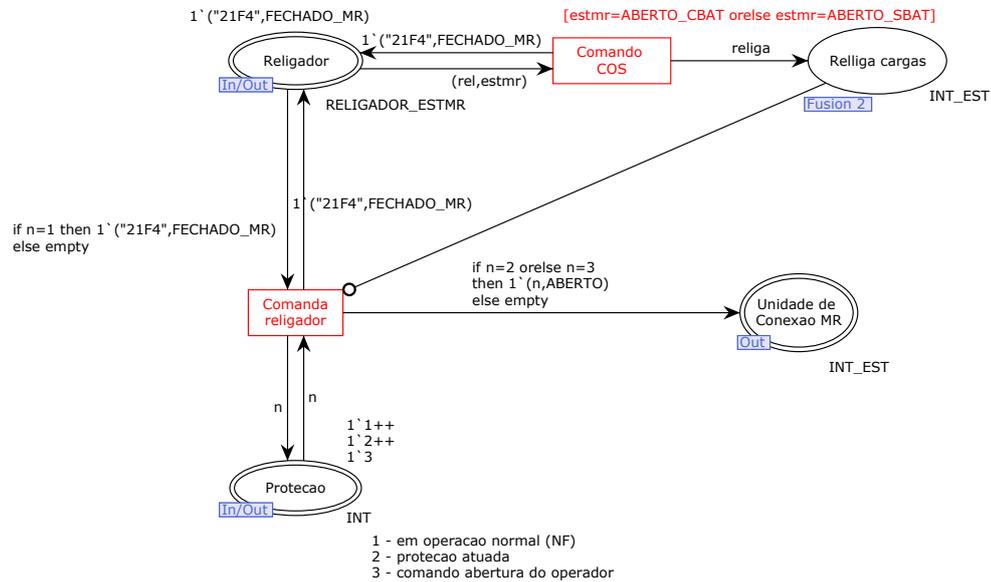
Uma vez a MR estando ilhada da rede elétrica da concessionária, esse estado permanecerá até que um comando remoto de fechamento do religador na entrada da MR seja enviado pelo Centro de Operações do Sistema (COS) da concessionária. Essa tomada de decisão está condicionada a requisitos de técnicos como o reestabelecimento do fornecimento da concessionária e de segurança operacional. Na modelagem essa operação está representada na sub-rede

Figura 34 – Rotina reconexão das cargas.



Comando religador na transição Comando COS, conforme Figura 35.

Figura 35 – Comando religador via COS.



Com o disparo da transição, um grupo de fichas é criado, iniciando a rotina de verificação e fechamento de todas as cargas da MR (participantes e não participantes), preparando para reestabelecimento do fornecimento de energia via a rede de distribuição da concessionária.

Nesse capítulo foi apresentado a modelagem do controlador central da MR e de seus elementos REDs. Também foi feita uma descrição da sequência de operação da MR para os modos conecta, ilhado e manutenção. No Capítulo 5 será apresentada simulação dessa

modelagem e, bem como, as análise das propriedades da rede e dos dados estatísticos gerados.

5 SIMULAÇÕES E ANÁLISE DA MODELAGEM

Nesse capítulo são apresentadas as simulações do modelo implementado da MR, através da ferramenta computacional *CPNtools*. São consideradas situações operacionais nas quais se observaram os estados da MR nos modos conectado, ilhado e manutenção. Foram criados pontos coletores de dados (monitores) nas variáveis de interesse, das quais são feitas análise quantitativa e qualitativa da modelagem.

Dos resultados obtidos são avaliados o desempenho do sistema, e assim validar a eficiência da modelagem. O desempenho é uma questão central no desenho e configuração de sistemas concorrentes, e é utilizada para avaliar sistemas existentes ou planejados, comparar implementações alternativas e encontrar configurações ideais de sistemas. A ideia básica é realizar várias simulações longas de um modelo de RPC, durante as quais os dados são coletados dos elementos de ligação que ocorrem e as marcações atingidas para calcular estimativas de medidas de desempenho do sistema. Os dados de saída da simulação exibem comportamento aleatório e, portanto, técnicas estatísticas apropriadas devem ser usadas para projetar e interpretar experimentos de simulação ((JENSEN; KRISTENSEN, 2009).

5.1 Simulações da Microrrede

A MR modelada representa a dinâmica operativa do controlador central. A ferramenta *CPNtools* permite gerar o grafo de alcançabilidade da rede modelada, na qual mostra as possíveis marcações a partir de uma marcação inicial, bem como os possíveis disparos a partir de cada marcação. Com isso é possível verificar algumas propriedades comportamentais da rede, ou seja, que dependem da marcação inicial. Na Figura 36 é apresentada parte do resultado da geração do grafo de alcançabilidade da rede por meio de um relatório (*log*), conforme apresentado no Apêndice B. Uma informação de interesse nesse relatório é que não foi encontrada nenhuma marcação morta na rede. Isso significa que não existem bloqueios na rede, ou seja, a partir de uma marcação inicial (estado inicial da rede) é possível alcançar qualquer outro estados da rede. Pode-se dizer também que é uma rede reversível (reinicializável), ou seja, é possível sempre retornar para o estado inicial da rede.

Foram simulados os possíveis estados da MR, conforme a Tabela 3, na qual a escolha da ficha no lugar Proteção na rede Central, representa uma variável aleatória com distribuição uniforme. Cada disparo da transição Comando religador faz com que o controlador central inicie

Figura 36 – Trecho do relatório do grafo de alcançabilidade da rede

```

CPN Tools state space report for:
/cygdrive/C/Users/br0514059032/Dropbox/Mestrado/2018_1/cpn
backup/MicrorredeV7_8.cpn
Report generated: Fri Nov 22 20:27:41 2019

-----
Statistics
-----

State Space
Nodes: 700
Arcs: 2249
Secs: 1
Status: Full

Scc Graph
Nodes: 203
Arcs: 675
Secs: 0

-----
Liveness Properties
-----

Dead Markings
None

```

Fonte: Cópia do trecho do Apêndice B

diferentes procedimentos operacionais da MR, ou seja, diferentes caminhos do modelo RPC. Também foram inseridas variáveis aleatórias no comando de abertura do medidor da sub-rede Casa P, no arco de saída da transição casa P, e no SAED, no disparo da transição novabat da sub-rede bat.

Tabela 3 – Estados da Microrrede simulados

Estado da Microrrede	Religador	Proteção
conectado	fechado	não atuada
ilhado	aberto	atuada
em manutenção	aberto	não atuada

Na transição Comando religador, na rede Central, são criados alguns monitores do tipo *data collector*. Os monitores do coletor de dados são usados para extrair dados numéricos durante as simulações. Os dados numéricos são usados no cálculo das estatísticas e os dados podem ser salvos nos arquivos de registro do coletor de dados. Um coletor de dados pode calcular estatísticas com ou sem tempo e são usados para análise de desempenho de RPCs (JENSEN; KRISTENSEN, 2009).

Foram criados 3 monitores com as seguintes características:

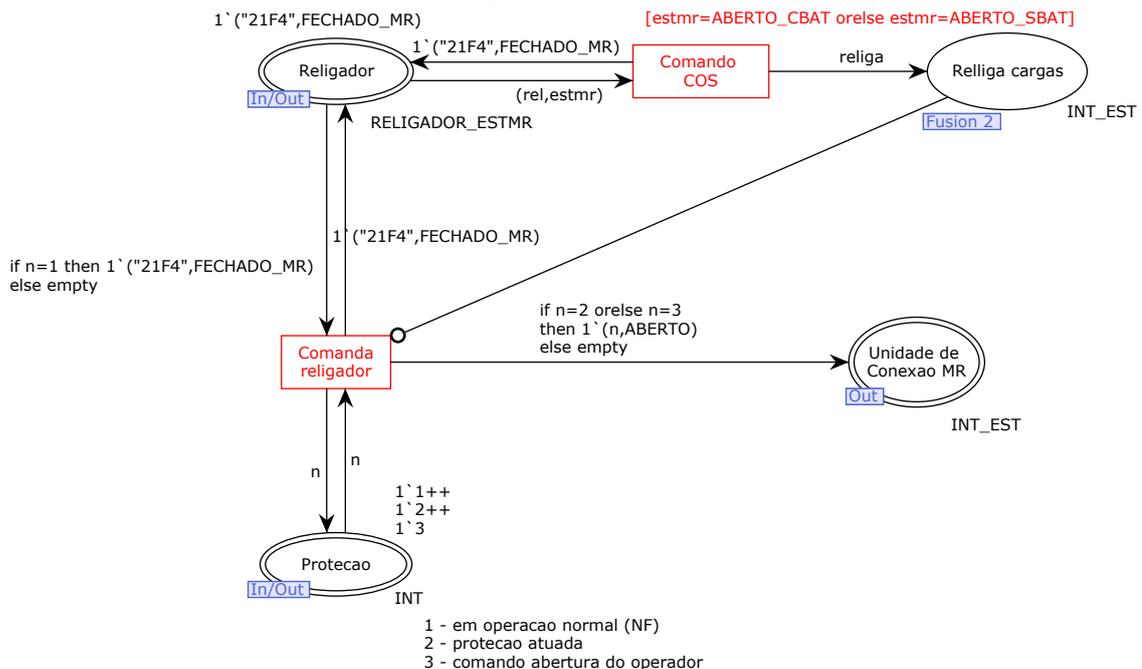
- **Conta_abertura_religador_PROTECAO:** Representa a quantidade de vezes que a proteção foi atuada;
- **Conta_microrrede_ILHADA_com_bateria:** Representa a quantidade de vezes que a MR ilhou com a conexão da bateria fornecendo energia para a MR;

- `Conta_microrrede_ILHADA_sem_bateria`: Representa a quantidade de vezes que a MR ilhou sem a conexão da bateria;

Na Apêndice C é apresentada a descrição dos monitores e suas funções de observação dos elementos da rede modelada.

Pode-se observar que o monitor `Conta_abertura_religador_PROTECAO` representa a quantidade de vezes que a transição `Comando religador`, na sub-rede da Figura 37 é habilitada. Isso representa o religador de entrada da MR sendo interrogado, podendo retornar o resultado na saída da transição `Comando religador` os estados em operação normal, proteção atuada, ou comando de abertura do operador, cuja probabilidade para cada resultado é de 33 %, considerando no modelo os 3 eventos equiprováveis. Como resultado, esse monitor identifica quantas vezes a proteção foi atuada.

Figura 37 – Sub-rede Comando Religador



O monitor `Conta_microrrede_ILHADA_com_bateria` também é habilitado com a atuação da transição `Comando COS` na Figura 37. Porém este monitor registra a quantidade de vezes que a rotina de ilhamento da MR foi realizada com sucesso, ou seja, houve a abertura do religador por proteção, e o sistema de armazenamento foi conectado a rede interna da MR com sucesso.

O último monitor `Conta_microrrede_ILHADA_sem_bateria` registra a quantidade de vezes que o religador foi aberto mas sem conexão do sistema das baterias. Isso reflete

duas situações possíveis de ocorrência. Uma vez que a MR entrou na condição de ilhamento, mas não conectou a bateria, significa que houve algum problema no sistema de armazenamento (bateria em carga ou bateria danificada) que fez interromper a rotina de ilhamento, abrindo o religador na entrada, porém sem a conexão da bateria. Nesse caso a MR permanece desenergizada, aguardando um comando de fechamento do centro de controle da concessionária. Outra maneira seria uma abertura do religador por comando de abertura intencional (manual ou remoto), que representa o sistema em manutenção ou em manobra operacional.

5.2 Dados coletados

Em Parhizi *et al.* (2015) a confiabilidade do consumidor é normalmente avaliada em termos de sistema, pelos indicadores duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) e frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC). As causas de interrupção, como tempestades, falha do equipamento etc., afetam os níveis de confiabilidade aumentando a frequência e a duração médias das interrupções; no entanto, quando uma microrrede comunitária é implantada, essas métricas podem ser significativamente melhoradas. Isso se deve à inteligência intrínseca (sistemas de controle e automação) das MRs e à utilização de REDs que permitem a operação isolada da rede elétrica. Como a geração de redes elétricas comunitárias está localizada próxima às cargas dos consumidores, é menos propensa a ser afetada por distúrbios na rede de distribuição e problemas de infraestrutura.

De forma a comparar os dados simulados com o dados reais da concessionária, foi possível coletar dados reais, cedidos pela empresa concessionária, valores dos indicadores de qualidade de fornecimento, DEC e FEC, dos últimos 5 anos do alimentador do condomínio (AGF01I2), conforme a Tabela 4. No ano de 2019 o alimentador AGF01I2 possuía em torno de 8936 clientes, sendo que 3,58 % são clientes de condomínio.

Tabela 4 – Indicadores de qualidade do alimentador AGF01I2

Ano	DEC	FEC
2015	4,13	5,00
2016	2,49	3,83
2017	3,39	2,89
2018	5,88	2,69
2019	3,39	2,37

Fonte: Enel Distribuição Ceará

Na Figura 38 é apresentada uma parte da lista dos defeitos típicos ocorridos no alimentador, especificamente no alimentador observado do condomínio da MR, AGF0112. Observa-se que diferentes fatores internos e externos ao condomínio são causas de falha no fornecimento de energia e afetam a confiabilidade e qualidade do fornecimento ao cliente. Destacam-se dois casos típicos de defeitos geralmente encontrados em na rede de distribuição elétrica, como defeito causado pela vegetação (fator externo) e falha em pára raios (fator interno), os motivos de prováveis atuações da proteção do RA da MR.

Figura 38 – Lista de defeitos típicos ocorridos no alimentador da Microrrede

	A	D	E	G	H	I	J	K	L	M	N	O
	Mês	Grupo	Causa	Conjunto	Alimentac	CLI.CJ	CLI.SE	CLI.Alim	CLI x Tmp	CLI. Afe.	Dt.Inicio	Dt.Fim
2	1	NPE	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	AGUA FRIA	AGF0112	54092	54091	8798	5412,208	150	13/01/2019 02:30	14/01/2019 14:35
3	1	PEM	DEFEITO TEMPORÁRIO NÃO IDENTIFICADO	AGUA FRIA	AGF0112	54092	54091	8798	1025,55	53	20/01/2019 13:14	21/01/2019 08:35
4	1	PEM	DEFEITO EM PÁRA RAIOS	AGUA FRIA	AGF0112	54092	54091	8798	4720,034	8377	25/01/2019 08:30	25/01/2019 09:29
5	2	PEM	DESLIGAMENTO EMERGENCIAL	AGUA FRIA	AGF0112	54194	54193	8810	93,8875	203	06/02/2019 00:02	06/02/2019 00:30
6	3	PEM	VEGETAÇÃO	AGUA FRIA	AGF0112	54032	54031	8825	129,8	60	04/03/2019 00:46	04/03/2019 02:56
7	3	PEM	DEFEITO TEMPORÁRIO NÃO IDENTIFICADO	AGUA FRIA	AGF0112	54032	54031	8825	2998,029	292	09/03/2019 07:44	09/03/2019 18:01
8	3	PEM	DEFEITO EM ISOLADOR	AGUA FRIA	AGF0112	54032	54031	8825	351,9411	292	10/03/2019 09:33	10/03/2019 10:46
9	3	PEM	VEGETAÇÃO	AGUA FRIA	AGF0112	54032	54031	8825	5477,57	7795	16/03/2019 02:24	16/03/2019 03:30
10	3	TER	GRANDE CLIENTE SEM MEDIÇÃO	AGUA FRIA	AGF0112	54032	54031	8825	39,325	1	16/03/2019 05:10	17/03/2019 20:30
11	3	PEM	JUMP PARTIDO	AGUA FRIA	AGF0112	54032	54031	8825	25,86167	2	20/03/2019 08:57	21/03/2019 10:15
12	3	TER	POSTE ABALROADO	AGUA FRIA	AGF0112	54032	54031	8825	408,7425	57	21/03/2019 12:26	22/03/2019 01:20
13	3	PEM	DEFEITO EM ISOLADOR	AGUA FRIA	AGF0112	54032	54031	8825	1916,294	164	28/03/2019 07:30	28/03/2019 19:12
14	4	PEM	DESLIGAMENTO EMERGENCIAL	AGUA FRIA	AGF0112	54264	54263	8885	672,0675	117	09/04/2019 23:23	10/04/2019 05:07
15	4	PEM	VEGETAÇÃO	AGUA FRIA	AGF0112	54264	54263	8885	297,555	18	14/04/2019 05:18	14/04/2019 21:50
16	4	TER	GRANDE CLIENTE REGULARIZADO	AGUA FRIA	AGF0112	54264	54263	8885	34,92972	1	14/04/2019 07:22	15/04/2019 18:18
17	5	TER	PÁSSARO	AGUA FRIA	AGF0112	54480	54479	8931	604,675	141	05/05/2019 16:00	05/05/2019 20:30
18	5	PEM	VEGETAÇÃO	AGUA FRIA	AGF0112	54480	54479	8931	945,513	1630	12/05/2019 13:00	12/05/2019 14:09
19	5	PEM	DESLIGAMENTO EMERGENCIAL	AGUA FRIA	AGF0112	54480	54479	8931	55,00917	17	24/05/2019 16:44	24/05/2019 19:58
20	6	TER	GRANDE CLIENTE REGULARIZADO	AGUA FRIA	AGF0112	54541	54540	8936	1,36444	1	10/06/2019 13:24	10/06/2019 14:46
21	7	PEM	DEFEITO EM CHAVE FUSIVEL	AGUA FRIA	AGF0112	52639	52638	8578	72,32778	47	10/07/2019 14:27	10/07/2019 16:00
22	7	TER	PIPA	AGUA FRIA	AGF0112	52639	52638	8578	1978,144	833	26/07/2019 14:01	26/07/2019 16:24
23	7	PRO	PROGRAMADA OBRAS	AGUA FRIA	AGF0112	52639	52638	8578	646,295	163	29/07/2019 08:32	29/07/2019 12:30

Fonte: Enel Distribuição Ceará

5.3 Resultados obtidos

Nesta sessão é apresentada uma análise da modelagem gerada para a MR do projeto e o resultado da simulação da MR executada na ferramenta *CPNtools*, utilizando comandos de simulação estatísticas.

A respeito da modelagem da MR observa-se que o modelo gerado é considerado satisfatório pois apresenta comportamento de ciclo fechado, na qual é possível alcançar todas as possíveis marcações da rede a partir da marcação inicial, voltando para seu estado inicial. Pode-se dizer assim que a rede é reversível e também não existem marcações mortas (*deadlock*) na rede, conforme o Anexo B. O modelo representa a MR do condomínio, a modelagem de um controlador central, distintas situações de operação da MR nos estados conectado, ilhado e em manutenção, identificando as cargas prioritárias e não prioritárias, o sistema de armazenamento e o controle do religador PCC.

Várias estatísticas podem ser calculadas para os dados coletados por um monitor de

coleta de dados específico, e essas estatísticas podem ser usadas como estimativas de medidas de desempenho. Com a introdução de variáveis aleatórias no modelo, os dados de saída da simulação também exibem comportamento aleatório. Isso significa que executar simulações diferentes resultará em estimativas diferentes. Foram realizadas 10 simulações, cada uma com 10.000 disparos de transições, a fim de gerar informações estatísticas do modelo gerado, conforme a Figura 39.

Figura 39 – Estatísticas com o resultado da simulação

Statistics							
Name	Avrg	90% Half Length	95% Half Length	99% Half Length	StD	Min	Max
Conta_abertura_religador_PROTECAO							
count_iid	759.000000	14.310971	17.660348	25.374063	24.689179	715	795
max_iid	1.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	1	1
min_iid	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0	0
sum_iid	253.300000	4.207036	5.191661	7.459283	7.257946	241	262
avrg_iid	0.334208	0.010416	0.012854	0.018469	0.017970	0.303145	0.362238
Conta_microrrede_ILHADA_com_bateria							
count_iid	506.500000	6.914026	8.532202	12.258911	11.928025	492	527
max_iid	1.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	1	1
min_iid	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0	0
sum_iid	43.100000	3.249808	4.010401	5.762071	5.606544	32	52
avrg_iid	0.085169	0.006745	0.008323	0.011959	0.011636	0.064777	0.104628
Conta_microrrede_ILHADA_sem_bateria							
count_iid	506.500000	6.914026	8.532202	12.258911	11.928025	492	527
max_iid	1.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	1	1
min_iid	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0	0
sum_iid	463.400000	8.079074	9.969922	14.324600	13.937958	445	488
avrg_iid	0.914831	0.006745	0.008323	0.011959	0.011636	0.895372	0.935223

Fonte: Arquivo relatório *CPNtools*

Na Tabela 5 é apresentada a descrição das variáveis geradas no relatório de saída da simulação do *CPNtools*.

Tabela 5 – Descrição da variáveis dos resultados

Variável	Descrição da variável
count_idd	quantidade de vezes que a ação foi habilitada
max_idd	valor máximo que a ação foi realizada
min_idd	valor mínimo que a ação foi realizada
sum_idd	valor total que a ação foi realizada
avr_idd	percentual médio que a ação foi realizada

O monitor `Conta_abertura_religador_PROTECAO`, informa que o religador abriu em média 253 vezes (variável `sum_iid`) por proteção, em 759 operações realizadas (variável `count_iid`). Isso representa um percentual de 33 % das ações do religador foi por proteção.

No monitor `Conta_microrrede_ILHADA_com_bateria`, a variável `sum_iid` retorna a quantidade de vezes que a proteção atuou e a MR foi ilhada da rede elétrica da concessionária e passou a ser alimentada pela bateria do sistema de armazenamento (43 vezes em média). Logo, isso representa um percentual de 17 % quando em relação a quantidade desconexão do RA por proteção. Isso significa uma implicação direta na recuperação de fornecimento de energia na MR, e conseqüentemente melhorando os indicadores de qualidade de fornecimento.

No monitor `Conta_microrrede_ILHADA_sem_bateria`, a variável `sum_iid` retorna a quantidade de vezes que o religador de entrada da MR foi aberto (463 vezes em média) podendo ter sido pela proteção atuada porém, por uma falha interna da MR, ocorreu o ilhamento e não houve a conexão da bateria, ou por um comando de abertura intencional por manutenção da rede elétrica ou do sistema da MR. Isso representa 91% das operações da MR.

Quando se está realizando uma análise de desempenho, é necessário realizar várias simulações para obter resultados estatisticamente confiáveis, a fim de buscar uma precisão das estimativas obtidas. Na Tabela 6 considera-se as dez estimativas da quantidade de conexões da MR com a conexão da bateria. O valor médio desses dez valores é 43,1. Com o intervalo de confiança de 95 %, isto é, o intervalo $[(43,1 - 4,01) ; (43,1 + 4,01)] = [39,09 ; 47,11]$. Pode-se concluir que, em 10.000 transições disparadas no modelo da MR, houveram em média 253 disparos por proteção, e que existe 95% de probabilidade que as quantidade de conexões médias da MR com a bateria esteja no intervalo de $[39,09 ; 47,11]$.

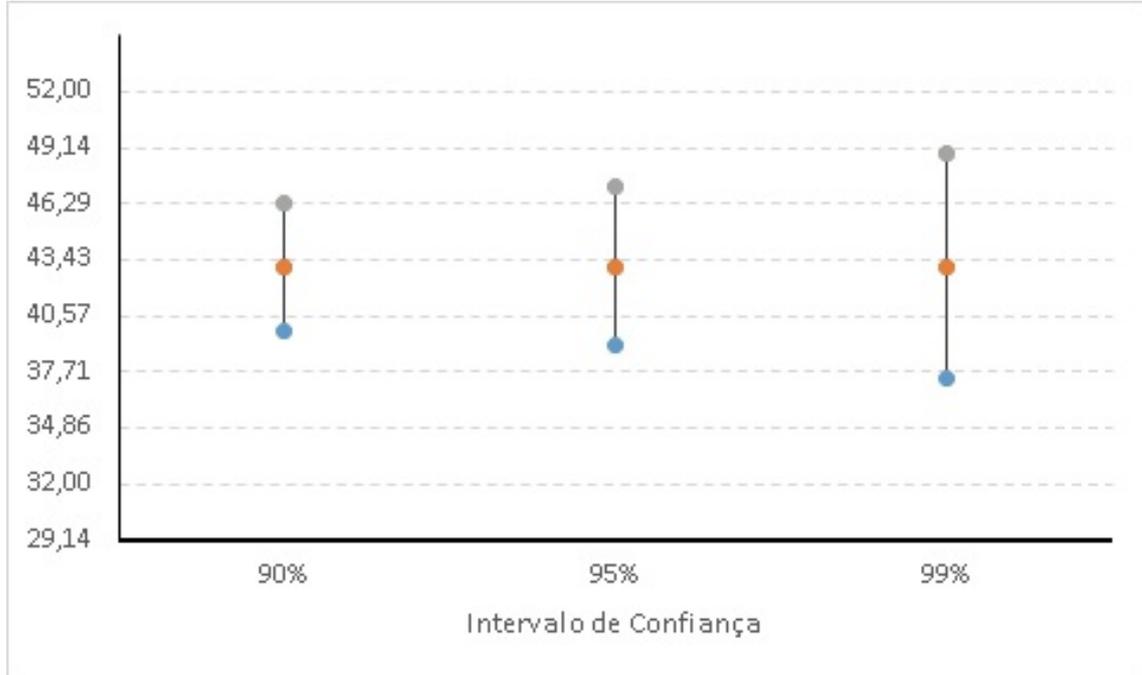
Tabela 6 – Medidas das médias

Medidas de desempenho	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<code>Conta_abertura_religador_PROTECAO</code>	253	261	262	259	254	254	253	255	241	241
<code>Conta_microrrede_ILHADA_com_bateria</code>	44	44	32	52	40	48	47	45	39	40
<code>Conta_microrrede_ILHADA_sem_bateria</code>	461	448	462	445	465	461	460	458	488	486

Intervalos de confiança é uma técnica comumente usada para determinar a confiabilidade das estimativas de medidas de desempenho. Um intervalo de confiança de 95 % é um intervalo determinado de modo que exista uma probabilidade de 95 % de que o valor real da medida de desempenho esteja dentro desse intervalo. Pode-se observar na Figura 40 o gráfico

do intervalo de confiança da variável *Conta_microrrede_ILHADA_com_bateria*, gerado pelo resultado de conexões de ilhamento da MR cujos consumidores do condomínio são beneficiados pelo auto suprimento da microrrede.

Figura 40 – Intervalo confiança variável *Conta_microrrede_ILHADA_com_bateria*



O tamanho de um intervalo de confiança depende de muitas coisas diferentes, por exemplo, os valores dos dados nos quais se baseia e o nível de confiança. O nível de confiança do intervalo de confiança para o ilhamento da rede com o uso do sistema de armazenamento da MR discutido acima foi de 95 %. Dado um conjunto de valores de dados, um intervalo de confiança de 90 % será mais estreito que um intervalo de confiança de 95 %, enquanto um intervalo de confiança de 99% será maior.

A simulação apresenta como resultados a quantidade de acionamento do estado de ilhamento da MR quando é cessado o fornecimento da concessionária por alguma falha externa ao condomínio. Com isso se confirma o aumento na confiabilidade e resiliência do sistema elétrico utilizando a solução da MR.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Nessa dissertação é apresentada uma modelagem do controle centro de uma MR baseado no projeto piloto da microrrede da concessionária Enel Distribuição Ceará, para um condomínio de casas residenciais. O condomínio contém 320 casas, sendo que o projeto piloto foi aplicado para 10 casas participantes, um clube social, uma portaria, iluminação pública, e um sistema de armazenamento de energia. Um controlador central foi implementado para controlar a unidade de conexão do PCC, e controladores locais em cada REDs, numa arquitetura distribuída.

Através do estudo dos requisitos do projeto da MR, foi proposta uma modelagem utilizando redes de Petri coloridas para um controlador central de MRs. No modelo implementado é possível detectar a falta de energia através do religador PCC do condomínio, disparando a rotina de ilhamento. Os controladores locais fazem a verificação da desconexão dos medidores das cargas locais, a fim de garantir a seletividade das cargas participantes do projeto MR. Após a confirmação do sistema de armazenamento estar disponível para o despacho de energia para a MR, a rotina do ilhamento é completada.

O modelo apresentado foi simulado e verificado que não existem pontos de bloqueios (*deadlocks*), e permite a operação cíclica, ou seja, é possível simular quantas operações se desejar. Também é possível ampliar o modelo para a totalidade de casas seja igual a quantidade real de casas do condomínio, sem modificar a estrutura da RPC, bastando configurar a quantidade dos medidores, através do número de fichas.

Por meio da simulação é possível identificar erros no projeto antes da implementação, e melhor análise dos procedimentos de operação da rede. Também possibilita analisar o desempenho do modelo realizando várias simulações para a obtenção de dados confiáveis de maneira a ter uma precisão das estimativas obtidas.

As MRs geram benefícios tanto para as concessionárias como para os clientes participantes com o aumento da resiliência do fornecimento de energia. A confiabilidade aprimorada pode ser traduzida em benefícios econômicos para consumidores e concessionárias devido a uma redução nos custos de interrupções e energia não fornecida.

Diante das análises realizadas, foi observado que o meio comunicação entre o controle central e os controladores locais ou medidores das unidades de cargas é um ponto chave para que possa garantir a confiabilidade do funcionamento da MR durante a rotina de ilhamento da rede, e conseqüentemente melhorar os indicadores de qualidade do fornecimento de energia para os cliente.

Dentro do modelo, como trabalhos futuros, é possível ampliar a rede de Petri colorida para modelar todos os clientes do condomínio. Também poderão ser otimizadas as rotinas de desconexão e conexão de cargas a fim avaliar o tempo de análise dos controladores locais que não transgrida o tempo máximo (3 min) permitido pela o órgão regulador federal brasileiro, na gestão de demandas de cargas possibilitando análises diárias e mensais, inteligência de arbitragem do ilhamento conforme a gestão econômica da operação. Ou seja, são outros benefícios que a modelagem de sistemas discretos permitem implementar, possibilitando uma análise estatísticas e qualitativa da microrrede em outros trabalhos.

REFERÊNCIAS

- AES TIETÊ. **Armazenamento de energia – uma revolução silenciosa**. 2018. Dados publicados em, 16 de maio de 2018. Disponível em: <<https://www.aestiete.com.br/noticia/armazenamento-de-energia-uma-revolucao-silenciosa/>>. Acesso em: 03 out. 2019.
- AFRASIABI, M.; MOHAMMADI, M.; RASTEGAR, M.; KARGARIAN, A. Multi-agent microgrid energy management based on deep learning forecaster. **Energy**, v. 186, p. 115873, 2019. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544219315452>>.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012**: Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília, DF, 2012. 9 p.
- AIS GROUP, E. T. **A tool for editing, simulating, and analyzing Colored Petri nets**. 2018. Disponível em: <<http://cpntools.org/>>. Acesso em: 05 oct. 2019.
- AMBIENTE ENERGIA. **Itaipu e Copel desenvolvem projeto inédito de Microgrid**. 2019. Dados publicados em, 22 de abril de 2019. Disponível em: <<https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2019/04/itaipu-copel-desenvolvem-projeto-inedito-microgrid/35956>>. Acesso em: 03 out. 2019.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR. **Infográfico ABSOLAR**. 2020. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>>. Acesso em: 19 mar. 2020.
- BAHRAMIRAD, S.; KHODAEI, A.; SVACHULA, J.; AGUERO, J. R. Building resilient integrated grids: One neighborhood at a time. **IEEE Electrification Magazine**, v. 3, n. 1, p. 48–55, March 2015.
- BANI-AHMED, A.; RASHIDI, M.; NASIRI, A.; HOSSEINI, H. Reliability analysis of a decentralized microgrid control architecture. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 4, p. 3910–3918, July 2019.
- BASAK, P.; CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P.; DEY, S. H. nee. Simulation of microgrid in the perspective of integration of distributed energy resources. In: **2011 International Conference on Energy, Automation and Signal**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–6.
- CAMPOS, S. M.; CAMPOS, D. M. de; SILVA, R. F. C. da; JÚNIOR, J. N. R. da S. Protótipos de modelos de negócios para soluções de microrredes voltadas para o cenário brasileiro de energia elétrica. 2017. Cod. PD-0039-0073/2014. Disponível em: <http://www.citene.gov.br/pages/exporta_trabalhos.aspx>. Acesso em: 03 out. 2019.
- CARNEIRO, A. V. **Projeto, desenvolvimento e implementação de microrrede em campus universitário com tecnologia solar fotovoltaica e de armazenamento**. 2017. 176 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica: Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2017.
- CELPE, NEOENERGIA. **Implementações de provas de conceito de redes elétricas inteligentes em Fernando de Noronha**. 2017. Dados publicados em, fevereiro de 2017. Disponível em: <<https://docplayer.com.br/>

53089538-Programas-de-p-d-a-experiencia-da-neoenergia-fevereiro-de-2017.html>. Acesso em: 03 out. 2019.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS. **Produção Científica por País - Grupo temático: Geração de Energia Elétrica e Armazenamento de Energia**. 2018. Disponível em: <https://energia.cgee.org.br:8443/pentaho/api/repos/\%3Apublic\%3Adashboard_cgee\%3AArtigosPorNacionalidade\%3ARE\%20Art.\%20Nacionalidade\%3AArtigosPorNacionalidade.wcdf/generatedContent?userid=usuarioweb&password=cgee2017>. Acesso em: 20 set. 2019.

CHENG, Z.; DUAN, J.; CHOW, M. To centralize or to distribute: That is the question: A comparison of advanced microgrid management systems. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, v. 12, n. 1, p. 6–24, March 2018.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DA BAHIA. **Labsolar**. 2019. Dados publicados em, 28 de janeiro de 2019. Disponível em: <<http://servicos.coelba.com.br/sala-de-imprensa/noticias/Paginas/coelba-inaugura-primeiro-laboratorio-para-certificacao-de-placas-fotovoltaicas-do-norte-e-nordeste.aspx>>. Acesso em: 03 out. 2019.

DANESHI, H.; KHORASHADI-ZADEH, H. Microgrid energy management system: A study of reliability and economic issues. In: **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–5.

DEGHANPOUR, K.; COLSON, C.; NEHRIR, H. A survey on smart agent-based microgrids for resilient/self-healing grids. **Energies**, v. 10, n. 5, 2017. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/10/5/620>>.

DELIVERY, D. of Energy Office of E.; RELIABILITY, E. Summary report: 2012 doe microgrid workshop. 2012. Disponível em: <<https://www.energy.gov/sites/prod/files/2012%20Microgrid%20Workshop%20Report%2009102012.pdf>>. Acesso em: 11 set. 2019.

DIALYNAS, E. N.; DAOUTIS, L. Modelling and evaluation of microgrids reliability and operational performance and its impact on service quality. **European Transactions on Electrical Power**, v. 21, n. 2, p. 1255–1270, 2011. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/etep.401>>.

EATON POWERING BUSINESS WORLDWIDE. **Form 6 recloser control**. 2019. Disponível em: <<https://www.eaton.com/us/en-us/catalog/medium-voltage-power-distribution-control-systems/form-6-recloser-control.html>>. Acesso em: 09 oct. 2019.

ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ. **Projeto Microrredes Inteligentes**. 2017. Dados publicados em, 26 de abril de 2017. Disponível em: <<https://www.enel.com.br/pt-ceara/Sustentabilidade/iniciativas/archive/projeto-microrredes-inteligentes-traz-inovao-para-o-mercado-de-energia-brasileiro.html>>. Acesso em: 03 out. 2019.

HUBER, P.; JENSEN, K.; SHAPIRO, R. M. Hierarchies in coloured petri nets. In: ROZENBERG, G. (Ed.). **Advances in Petri Nets 1990**. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 1991. p. 313–341. ISBN 978-3-540-46369-6.

- HUSSAIN, A.; SHAH, S. D. A.; ARIF, S. M. Heuristic optimisation-based sizing and siting of dgs for enhancing resiliency of autonomous microgrid networks. **IET Smart Grid**, Institution of Engineering and Technology, v. 2, p. 269–282(13), June 2019. Disponível em: <<https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-stg.2018.0209>>.
- JENSEN, K.; KRISTENSEN, L. M. **Coloured Petri Nets: Modelling and Validation of Concurrent Systems**. 1st. ed. [S.l.]: Springer Publishing Company, Incorporated, 2009. ISBN 3642002838, 9783642002830.
- KAMPEZIDOU, S.; VASIOS, O.; MELIOPOULOS, S. Multi-microgrid architecture: Optimal operation and control. In: **2018 North American Power Symposium (NAPS)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–5. ISSN null.
- KAUR, A.; KAUSHAL, J.; BASAK, P. A review on microgrid central controller. **Renewable and Sustainable Energy Review**, Elsevier, v. 55, p. 338–345, 2015.
- LASSETER, B. Microgrids [distributed power generation]. In: **2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)**. [S.l.: s.n.], 2001. v. 1, p. 146–149 vol.1.
- LASSETER, R. H. Microgrids. In: **2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)**. [S.l.: s.n.], 2002. v. 1, p. 305–308 vol.1.
- LASSETER, R. H.; AKHIL, A. A.; MARNAY, C.; STEPHENS, J.; DAGLE, J. E.; GUTTROMSON, R. T.; MELIOPOULOS, A. S.; YINGER, R. J.; ETO, J. H. **Integration of Distributed Energy Resources: The CERTS MicroGrid Concept**. [S.l.], 2003. 32 p.
- MAGRO, M. C.; GIANNETTONI, M.; PINCETI, P.; VANTI, M. Real time simulator for microgrids. **Electric Power Systems Research**, v. 160, p. 381 – 396, 2018. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779618300907>>.
- MARTINS, M. L.; JUNIOR, J. N. R. S.; CAMPOS, S. M.; MARTINS, M. A. I. Componentes e modos de operação do laboratório de testes de uma microrrede autônoma experimental. 2017. Cod. PD-0039-0073/2014. Disponível em: <http://www.citenel.gov.br/pages/exporta_trabalhos.aspx>. Acesso em: 03 out. 2019.
- MAZIDI, M.; REZAEI, N.; GHADERI, A. Simultaneous power and heat scheduling of microgrids considering operational uncertainties: A new stochastic p-robust optimization approach. **Energy**, v. 185, p. 239 – 253, 2019. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544219313738>>.
- MENG, L.; SAVAGHEBI, M.; ANDRADE, F.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M.; GRAELLS, M. Microgrid central controller development and hierarchical control implementation in the intelligent microgrid lab of Aalborg University. In: **2015 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 2585–2592. ISSN 1048-2334.
- MURATA, T. Petri nets: Properties, analysis and applications. **Proceedings of the IEEE**, v. 77, n. 4, p. 541–580, April 1989.
- NZIMAKO, O.; RAJAPAKSE, A. Real time simulation of a microgrid with multiple distributed energy resources. In: **2016 International Conference on Cogeneration, Small Power Plants and District Energy (ICUE)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–6. ISSN null.

OLIVARES, D. E.; MEHRIZI-SANI, A.; ETEMADI, A. H.; CAÑIZARES, C. A.; IRAVANI, R.; KAZERANI, M.; HAJIMIRAGHA, A. H.; GOMIS-BELLMUNT, O.; SAEEDIFARD, M.; PALMA-BEHNKE, R.; JIMÉNEZ-ESTÉVEZ, G. A.; HATZIARGYRIOU, N. D. Trends in microgrid control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, July 2014.

PARHIZI, S.; LOTFI, H.; KHODAEI, A.; BAHRAMIRAD, S. State of the art in research on microgrids: A review. **IEEE Access**, v. 3, p. 890–925, 2015.

PETERSON, J. L. **Petri net theory and the modeling of systems**. [S.l.]: Prentice-hall, 1981.

PETRI, C. A. **Kommunikation mit Automaten**. Tese (Doutorado) — Universität Hamburg, 1962.

S&C ELECTRIC COMPANY. **S&C PureWave® SMS-250 Storage Management System, Operation and Maintenance Instruction Sheet**. 2017. Disponível em: <<https://www.sandc.com/globalassets/sac-electric/documents/sharepoint/documents---all-documents/instruction-sheet-659-540.pdf>>. Acesso em: 09 oct. 2019.

SEN, S.; KUMAR, V. Microgrid control: A comprehensive survey. **Annual Reviews in Control**, Elsevier, v. 45, p. 118–151, 2018. ISSN 1367-5788. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1367578818300373>>.

ULLMAN, J. D. **Elements of ML Programming (ML97 Ed.)**. Upper Saddle River, NJ, USA: Prentice-Hall, Inc., 1998. ISBN 0-13-790387-1.

APÊNDICE A – DECLARAÇÃO DE VARIÁVIES CPNTOOLS

Declaração de variáveis da microrrede no *cpntools*.

(* Standard declarations *)

colset UNIT = unit;

colset BOOL = bool;

colset INT = int with 0..9;

colset CASA = int with 0..4;

colset range = int with 1..3;

colset INTINF = intinf;

colset TIME = time;

colset REAL = real;

colset STRING = string;

colset EST= with ABERTO | FECHADO | CANCELADO;

colset ESTMR=with ABERTO_CBAT | ABERTO_SBAT | FECHADO_MR;

colset INT_EST= product INT*EST;

colset RELIGADOR = string;

colset RELIGADOR_EST = product RELIGADOR*EST;

colset RELIGADOR_ESTMR = product RELIGADOR*ESTMR;

colset MODO= with CONECTADO | ILHADO | MANUT | FALHOU | TESTEBAT;

colset ATIVO=bool;

colset INT_MODO=product INT*MODO;

colset MODO_EST= product MODO*EST;

colset MEDIDOR= product INT*EST;

colset CONECTOR= list INT_MODO;

var k: INT_MODO;

var conector1: CONECTOR;

var sucesso,ativar: BOOL;

var modo,p: MODO;

var rel: RELIGADOR;

var est: EST;

var estmr:ESTMR;

var e:RELIGADOR_ESTMR;

var n,d: INT;

```
var j: STRING;
var np: MEDIDOR;
var a: INT_EST;
fun member (y,l)=
  if l=[]
  then false
  else
    if (y = List.hd l)
    then true
    else member (y, List.tl l);
fun bateria()=range.ran();
fun ativo(sucesso,modo)=
  if modo=(1,CONECTADO)
  then 1^(CONECTADO)
  else 1^(ILHADO);
val religa=
  1^(1,FECHADO)++
  1^(2,FECHADO)++
  1^(3,FECHADO)++
  1^(4,FECHADO)++
  1^(5,FECHADO);
```

APÊNDICE B – RELATÓRIO DE ALCANÇABILIDADE

Relatório de Alcançabilidade de microrrede modelada gerado pela ferramenta *cpnto-ols*.

CPN Tools state space report for:
 /cygdrive/C/Users/br0514059032/Dropbox/Mestrado/2018_1/cpn
 backup/MicrorredeV7_8.cpn
 Report generated: Fri Nov 22 20:27:41 2019

Statistics

State Space

Nodes: 700
 Arcs: 2249
 Secs: 1
 Status: Full

Scc Graph

Nodes: 203
 Arcs: 675
 Secs: 0

Boundedness Properties

Best Integer Bounds

	Upper	Lower
Casa_NP'Medidor_MDC 1	1	1
Casa_NP'Religa_cargas 1	5	0
Casa_P'CASAS 1	3	0
Casa_P'MEDIDOR_casa 1	1	1
Casa_P'Religa_cargas 1	5	0
Casa_P'ativacao_5 1	4	0
Central'Protecao 1	3	3
Central'Religador 1	1	0
Central'SCADA 1	3	3
Central'Unidade_de_Conexao_MR 1	1	0
Central'Unidade_de_Conexao_local 1	1	1
Clube'Eolica 1	1	1
Clube'Fotovoltaica 1	1	1
Clube'Medidor_clube 1	1	1
Clube'Religa_cargas 1	5	0
Clube'ativacao_1 1	4	0
Comando_religador'Religa_cargas 1	5	0
IP'Religa_cargas 1	5	0
IP'ativacao_3 1	4	0
IP'concentrador_IP 1	1	1
IP'trechos 1	1	0
MODO_ATIVADO'ESTADO_DA_MICRORREDE 1	2	0
MODO_ATIVADO'P 1	1	1
MODO_ATIVADO'aborta 1	4	0
MODO_ATIVADO'cargas_participantes 1	4	0
Portaria'Medidor_Portaria 1	1	1


```

Clube'Medidor_clube 1
1` (1,FECHADO)
Clube'Religa_cargas 1
1` (2,FECHADO)++
1` (3,FECHADO)++
1` (4,FECHADO)++
1` (5,FECHADO)
Clube'ativacao_1 1 4` (1,ABERTO)++
4` (1,FECHADO)
Comando_religador'Religa_cargas 1
1` (2,FECHADO)++
1` (3,FECHADO)++
1` (4,FECHADO)++
1` (5,FECHADO)
IP'Religa_cargas 1 1` (1,FECHADO)++
1` (2,FECHADO)++
1` (3,FECHADO)++
1` (4,FECHADO)++
1` (5,FECHADO)
IP'ativacao_3 1 4` (1,ABERTO)++
4` (1,FECHADO)
IP'concentrador_IP 1 1` (1,ABERTO)++
1` (1,FECHADO)
IP'trechos 1 1`1
MODO_ATIVADO'ESTADO_DA_MICRORREDE 1
1` CONECTADO++
2` MANUT++
2` FALHOU++
1` TESTEBAT
MODO_ATIVADO'P 1 1` (2, CONECTADO)
MODO_ATIVADO'aborta 1
4` (1, ABERTO)++
4` (1, FECHADO)
MODO_ATIVADO'cargas_participantes 1
4` (1, ABERTO)++
4` (1, FECHADO)
Portaria'Medidor_Portaria 1
1` (1, ABERTO)++
1` (1, FECHADO)
Portaria'Religa_cargas 1
1` (2, FECHADO)++
1` (3, FECHADO)++
1` (4, FECHADO)++
1` (5, FECHADO)
Portaria'ativacao_2 1
4` (1, ABERTO)++
4` (1, FECHADO)
bat'Bateria 1 1` (1, CANCELADO)
bat'Protecao_Bateria 1
1`2

```

```

Best Lower Multi-set Bounds
Casa_NP'Medidor_MDC 1
empty

```

```

Casa_NP'Religa_cargas 1
                        empty
Casa_P'CASAS 1         empty
Casa_P'MEDIDOR_casa 1
                        empty
Casa_P'Religa_cargas 1
                        empty
Casa_P'ativacao_5 1    empty
Central'Protecao 1     1`1++
1`2++
1`3
    Central'Religador 1 empty
    Central'SCADA 1     1`(1,CONECTADO)++
1`(2,ILHADO)++
1`(3,MANUT)
    Central'Unidade_de_Conexao_MR 1
                                empty
    Central'Unidade_de_Conexao_local 1
                                empty
    Clube'Eolica 1         empty
    Clube'Fotovoltaica 1
                                empty
    Clube'Medidor_clube 1
                                empty
    Clube'Religa_cargas 1
                                empty
    Clube'ativacao_1 1     empty
    Comando_religador'Religa_cargas 1
                                empty
    IP'Religa_cargas 1     empty
    IP'ativacao_3 1        empty
    IP'concentrador_IP 1   empty
    IP'trechos 1           empty
    MODO_ATIVADO'ESTADO_DA_MICRORREDE 1
                                empty
    MODO_ATIVADO'P 1       1`(2,CONECTADO)
    MODO_ATIVADO'aborta 1
                                empty
    MODO_ATIVADO'cargas_participantes 1
                                empty
    Portaria'Medidor_Portaria 1
                                empty
    Portaria'Religa_cargas 1
                                empty
    Portaria'ativacao_2 1
                                empty
    bat'Bateria 1          empty
    bat'Protecao_Bateria 1
                                empty

```

Home Properties

Home Markings

498 [12, 30, 62, 107, 154, ...]

Liveness Properties

Dead Markings

None

Dead Transition Instances

MODO_ATIVADO'ativar_1 1
MODO_ATIVADO'reconectar_cargas 1

Live Transition Instances

Casa_NP'Casas_NP 1
Casa_NP'Desconectado 1
Casa_NP'religar_4 1
Casa_P'Casas_P 1
Casa_P'Falha_desconexao 1
Casa_P'ativar_casa 1
Casa_P'desconecta_casas 1
Casa_P'religar_5 1
Central'Ativar_Modo 1
Clube'Clube_cond 1
Clube'ativar_clube 1
Clube'desconectar_clube 1
Clube'religar_1 1
Comando_religador'Comanda_religador 1
Comando_religador'Comando_COS 1
IP'Desligar 1
IP'Ilumin_Public 1
IP'conecta_IP 1
IP'religar_3 1
MODO_ATIVADO'MODO_ATIVADO 1
MODO_ATIVADO'MODO_MANUT 1
MODO_ATIVADO'abortar 1
MODO_ATIVADO'ativar_2 1
MODO_ATIVADO'ativar_3 1
Portaria'Portaria_cond 1
Portaria'conecta_portaria 1
Portaria'desconectar_medidor 1
Portaria'religar_2 1
bat'bat 1
bat'desconexao 1
bat'novabat 1

Fairness Properties

Impartial Transition Instances

Comando_religador'Comanda_religador 1

Fair Transition Instances

Casa_NP'Casas_NP 1
Casa_NP'Desconectado 1
Casa_NP'religar_4 1
Casa_P'Casas_P 1
Casa_P'Falha_desconexao 1
Casa_P'ativar_casa 1
Casa_P'desconecta_casas 1

Casa_P'religar_5 1
Central'Ativar_Modo 1
Clube'Clube_cond 1
Clube'ativar_clube 1
Clube'desconectar_clube 1
Clube'religar_1 1
Comando_religador'Comando_COS 1
IP'Desligar 1
IP'Ilumin_Public 1
IP'conecta_IP 1
IP'religar_3 1
MODO_ATIVADO'MODO_ATIVADO 1
MODO_ATIVADO'MODO_MANUT 1
MODO_ATIVADO'abortar 1
MODO_ATIVADO'ativar_1 1
MODO_ATIVADO'ativar_2 1
MODO_ATIVADO'ativar_3 1
MODO_ATIVADO'reconectar_cargas 1
Portaria'Portaria_cond 1
Portaria'conecta_portaria 1
Portaria'desconectar_medidor 1
Portaria'religar_2 1
bat'bat 1
bat'desconexao 1
bat'novabat 1

Just Transition Instances

None

Transition Instances with No Fairness

None

APÊNDICE C – DECLARAÇÃO DOS MONITORES

Declaração da lista dos monitores de microrrede modelada gerado pela ferramenta *cpntools*.

▼ Monitors

▼ Conta_microrrede_ILHADA_com_bateria

▶ Type: Data collection

▶ Nodes ordered by pages

▶ Predicate

▼ Observer

```
fun obs (bindelem) =  
  let  
    fun obsBindElem (Comando_religador'Comando_COS (1,  
      {estmr,rel})) = if estmr=ABERTO_CBAT then 1 else 0  
      | obsBindElem _ = 0  
    in  
      obsBindElem bindelem  
    end
```

▶ Init function

▶ Stop

▼ Conta_microrrede_ILHADA_sem_bateria

▶ Type: Data collection

▶ Nodes ordered by pages

▶ Predicate

▼ Observer

```
fun obs (bindelem) =  
  let  
    fun obsBindElem (Comando_religador'Comando_COS (1,  
      {estmr,rel})) = if estmr=ABERTO_SBAT then 1 else 0  
      | obsBindElem _ = 0  
    in  
      obsBindElem bindelem  
    end
```

▶ Init function

▶ Stop

▼ Conta_abertura_religador_PROTECAO

▶ Type: Data collection

▶ Nodes ordered by pages

▶ Predicate

▼ Observer

```
fun obs (bindelem) =  
  let  
    fun obsBindElem (Comando_religador'Comanda_religador (1, {n})) = if n=2  
      then 1 else 0  
      | obsBindElem _ = 0  
    in  
      obsBindElem bindelem  
    end
```

▶ Init function

▼ Stop

APÊNDICE D – LISTA DE EQUIPAMENTOS

Tabela D.1 – Equipamentos da unidade de conexão

Equipamento	Modelo	Fabricante	Descrição
SGN	SGN 3280	ERICSSON	Controlador da unidade de conexão.
RA	FORM 6	COOPER	Religador trifásico que interliga a rede de distribuição à MR.
Módulo conversor digital	ADAM-4055	ADVANTECH	Conversor RS 485 / Digital IO para a interface de comunicação entre SGN e Religador.
ONU GPON	CTS2702D	CIANET	Conversor Óptico/Ethernet para interface com a rede de comunicação óptica da MR.
<i>Nobreak</i>	700VA	WEG	<i>Nobreak</i> para backup de energia para os equipamentos.

Fonte: Enel Distribuição Ceará

Tabela D.2 – Equipamentos da unidade de armazenamento central

Equipamento	Modelo	Fabricante	Descrição
SGN	SGN 3280	ERICSSON	Controlador da unidade de armazenamento central
Sistema de armazenamento central	Pure-Wave SMS-250	S&C	Sistema de armazenamento central para suprimento de energia ao condomínio
ONU GPON	CTS2702D	CIANET	Conversor Óptico/ <i>ethernet</i> para interface com a rede de comunicação óptica da MR.
<i>Nobreak</i>	700VA	WEG	<i>Nobreak</i> para backup de energia para os equipamentos.
<i>Switch</i>	EKI-3525/3528	ADVANTECH	<i>Switch</i> para conexão de equipamentos da Microrrede

Fonte: Enel Distribuição Ceará

Tabela D.3 – Equipamentos da unidade de portaria

Equipamento	Modelo	Fabricante	Descrição
SGN	SGN 3280	ERICSSON	Controlador da Unidade de Portaria
Conversor B2B	Conv 25kVA	SUPPLIER	Conversor CA-CA entre as cargas/-fontes da portaria e a MR
Gerador Diesel	ES20D6	CUMMINS	Gerador para suprimento às cargas críticas da portaria do condomínio
Inversor Fotovoltaico	Ingecon SunLite 2.5TL	INGETEAN	Equipamento inversor do sistema de GDFV. Esse equipamento estará conectado ao <i>smart</i> quadro
<i>smart</i> quadro	SmartQ	HEXA	Quadro de energia para conexão de cargas inteligentes
ONU GPON	CTS2702D	CIANET	Conversor Óptico/ <i>ethernet</i> para interface com a rede de comunicação óptica da microrrede
<i>Nobreak</i>	700VA	WEG	<i>Nobreak</i> para backup de energia para os equipamentos.
<i>Switch</i>	EKI-3525/3528	ADVANTECH	<i>Switch</i> para conexão de equipamentos à Microrrede

Fonte: Enel Distribuição Ceará

Tabela D.4 – Equipamentos da unidade de portaria - UC TIPO 1 (cargas inteligentes)

Equipamento	Modelo	Fabricante	Descrição
SGN	SGN 3280	ERICSSON	Controlador da unidade de portaria
IHM	MT8070IP	WEG	IHM para acesso/controle local do usuário ao Smart Quadro
<i>Smart</i> quadro	SmartQ	HEXA	Quadro de energia para conexão de cargas inteligentes
Chave Manual	CA-A220.600	KRAUS&NAIMER	Chave para comando manual do <i>Smart</i> quadro
ONU GPON	CTS2702D	CIANET	Conversor Óptico/ <i>ethernet</i> para interface com a rede de comunicação óptica da microrrede
<i>Nobreak</i>	700VA	WEG	<i>Nobreak</i> para <i>backup</i> de energia para os equipamentos
<i>Switch</i>	EKI-3525/3528	ADVANTECH	<i>Switch</i> para conexão de equipamentos à Microrrede

Fonte: Enel Distribuição Ceará

Tabela D.5 – Equipamentos da unidade de portaria - UC TIPO 2 (cargas inteligentes + GDFV)

Equipamento	Modelo	Fabricante	Descrição
SGN	SGN 3280	ERICSSON	Controlador da unidade de portaria
IHM	MT8070IP	WEG	IHM para acesso/controlado local do usuário ao <i>Smart</i> quadro
Inversor fotovoltaico	Ingecon SunLite 2.5TL	INGETEAN	Equipamento inversor do sistema de GDFV. Esse equipamento estará conectado ao <i>Smart</i> quadro
<i>Smart</i> quadro	SmartQ	HEXA	Quadro de energia para conexão de cargas inteligentes
Chave Manual	CA-A220.600	KRAUS&NAIMER	Chave para comando manual do <i>Smart</i> quadro
ONU GPON	CTS2702D	CIANET	Conversor Óptico/ <i>ethernet</i> para interface com a rede de comunicação óptica da microrrede
<i>Nobreak</i>	700VA	WEG	<i>Nobreak</i> para <i>backup</i> de energia para os equipamentos
<i>Switch</i>	EKI-3525/3528	ADVANTECH	<i>Switch</i> para conexão de equipamentos à Microrrede

Fonte: Enel Distribuição Ceará

Tabela D.6 – Equipamentos da unidade de portaria - UC TIPO 3 (cargas inteligentes + GDFV + armazenamento local)

Equipamento	Modelo	Fabricante	Descrição
SGN	SGN 3280	ERICSSON	Controlador da unidade de portaria
IHM	MT8070IP	WEG	IHM para acesso/controlado local do usuário ao <i>smart</i> quadro
Inversor fotovoltaico	Sunny Boy 2500	SMA	Equipamento inversor do sistema de GDFV. Esse equipamento estará conectado ao <i>smart</i> quadro
Inversor das baterias	Sunny Island 6.0H	SMA	Inversor do banco de baterias
Banco de baterias	Chumbo-Ácida Ventilada	MOURA	Banco de baterias (armazenamento local)
<i>Smart</i> quadro	SmartQ	HEXA	Quadro de energia para conexão de cargas inteligentes
Chave Manual	CA-A220.600	KRAUS&NAIMER	Chave para comando manual do <i>smart</i> quadro
Dispositivo de comunicação com inversor de baterias	Sunny WebBox	SMA	Interface de comunicação para o Inversor de Baterias
<i>Nobreak</i>	700VA	WEG	<i>Nobreak</i> para <i>backup</i> de energia para os equipamentos
<i>Switch</i>	EKI-3525/3528	ADVANTECH	<i>Switch</i> para conexão de equipamentos à Microrrede
ONU GPON	CTS2702D	CIANET	Conversor

Fonte: Enel Distribuição Ceará

Tabela D.7 – Equipamentos da unidade de portaria - UC TIPO 4 - Clube (cargas inteligentes + GDFV + GD eólico + estação solarimétrica)

Equipamento	Modelo	Fabricante	Descrição
SGN	SGN 3280	ERICSSON	Controlador da unidade de portaria
Inversor fotovoltaico	Fronius Galvo	Fronius	Equipamento inversor do sistema de GDFV
Inversor eólico	Tripower 5000TL	SMA	Equipamento inversor do sistema de GD eólica. Esse equipamento estará conectado ao <i>smart</i> quadro
<i>Smart</i> quadro	SmartQ	HEXA	Quadro de energia para conexão de cargas inteligentes
Chave M manual	CA-A220.600	KRAUS&NAIMER	Chave para comando manual do <i>smart</i> quadro
Estação solarimétrica	Eos-Array	Carlo Gavazzi	Miniestação solarimétrica para medição de irradiação solar, temperatura, direção e velocidade do vento
ONU GPON <i>Nobreak</i>	CTS2702D 700VA	CIANET WEG	Conversor <i>Nobreak</i> para <i>backup</i> de energia para os equipamentos
<i>Switch</i>	EKI-3525/3528	ADVANTECH	<i>Switch</i> para conexão de equipamentos à Microrrede

Fonte: Enel Distribuição Ceará

Tabela D.8 – Equipamentos da Unidade de Iluminação Pública

Equipamento	Modelo	Fabricante	Descrição
Smart Grid Node	SGN 3280	ERICSSON	Controlador da Unidade de Portaria
Sistema de iluminação pública	Smart IP	SSE	Sistema de supervisão e controle da iluminação pública do condomínio. Composto pelo servidor de IP, concentrador de IP e sistema e gerência de IP)
ONU GPON <i>Nobreak</i>	CTS2702D 700VA	CIANET WEG	Conversor <i>Nobreak</i> para <i>backup</i> de energia para os equipamentos

Fonte: Enel Distribuição Ceará

Tabela D.9 – Equipamentos da UC não participante – grupo A

Equipamento	Modelo	Fabricante	Descrição
Smart Grid Node	SGN 3280	ERICSSON	Controlador da unidade de portaria
Religador Automático	FORM 6	COOPER	Religador Automático que funcionará como chave seccionadora para a conexão/desconexão dos consumidores do Grupo A à rede de distribuição da concessionária em média tensão
ONU GPON <i>Nobreak</i>	CTS2702D 700VA	CIANET WEG	Conversor <i>Nobreak</i> para <i>backup</i> de energia para os equipamentos

Fonte: Enel Distribuição Ceará