

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**DESEMPENHO DE TOPOLOGIAS DE REDES
DE COMUNICAÇÕES APLICADO AO
MONITORAMENTO DE SISTEMA
ELÉTRICO DE POTÊNCIA SIMULADO EM
TEMPO REAL**

Guilherme Rosse Ramalho

Itajubá, MG

2016

Guilherme Rosse Ramalho

**DESEMPENHO DE TOPOLOGIAS DE REDES DE
COMUNICAÇÕES APLICADO AO MONITORAMENTO
DE SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA SIMULADO
EM TEMPO REAL**

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

Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI

Instituto de Sistemas Elétricos e Energia

Programa de Pós-Graduação

Orientador: Paulo Fernando Ribeiro

Coorientador: José Maria de Carvalho Filho

Itajubá, MG

2016

Agradecimentos

Aos meus pais.

Aos professores Paulo Fernando Ribeiro, José Maria de Carvalho Filho e Paulo Márcio da Silveira, pelo trabalho e paciência na orientação e outros professores do CERIn que mesmo não oficialmente orientadores pelo apoio e ensinamentos proporcionados.

Ao Roberto Netto com seus conhecimentos em linguagens de programação e Carlos Villegas e Frederico de Oliveira Passos em assuntos relacionados a sistemas elétricos de potencia e sua parametrização no simulador RTDS.

À banca examinadora pelos comentários que enriqueceram o texto final desta tese.

À Universidade Federal de Itajubá e ao Centro de Excelencia em Redes Inteligentes (CERIn), pelo ensino, apoio e infraestrutura que permitiram o desenvolvimento desta tese.

À CAPES pelo apoio financeiro.

Ao IF Sul de Minas Gerais, campus Poços de Caldas, pelo tempo cedido.

Resumo

Esta tese apresenta a integração de um sistema elétrico de potência simulado em tempo real a um programa externo caracterizando uma aplicação de monitoramento do perfil de tensão eficaz em um centro de controle do sistema elétrico. É apresentada uma breve descrição do conceito de redes elétricas inteligentes que visa a integração de diferentes aplicações ao legado e tradicional sistema elétrico de potência, dando enfoque quanto a diferentes requisitos de desempenho disponibilizados pela literatura. Ao contrário do gerenciamento tradicional e unidirecional do fluxo de potência, as redes elétricas inteligentes apresentam novas formas de geração e modelos de negócios que obrigatoriamente dependem de uma infraestrutura de comunicação que contemple não somente os grandes geradores, linhas de transmissão e subestações de interconexão, mas também permita controle de cargas individuais de consumidores. Diferentes topologias e tecnologias de telecomunicações podem ser empregadas pelo setor elétrico e nesta tese foram empregadas tecnologias disponíveis aos consumidores de telecomunicações tradicionais de forma a integrar um simulador hospedado no CERIn e uma aplicação que pode empregar acesso a rede de dados interna ou externa à infraestrutura do CERIn. Para cada requisição enviada em diferentes redes e distâncias pela aplicação externa, é monitorado o tempo de comunicação para se analisar quais das aplicações para redes elétricas inteligentes apresentadas no corpo desta tese é adequada e também definir parâmetros mais restritos quanto ao atraso admissível para diferentes aplicações.

Palavras-chave: redes de comunicações de dados, redes elétricas inteligentes, tempo médio de conexão

Abstract

This thesis presents the integration of a real-time simulated power system with an external program featuring an application that monitors the rms voltage profile in a power system control center. A brief description of the smart grids concept aiming at integration of different applications to legacy and traditional electric power system is presented, with focus on some performance metrics that data communications infrastructure must fulfill. Unlike the traditional uni-directional power flow management, the smart grids presents new forms of generation and business models that rely on a communications infrastructure that spread not only over the large generators, transmission lines and substations, but also communication and control of individual costumers loads. Different topologies and telecommunications technologies can be used by the energy sector. In this thesis were employed data communications technologies available to ordinary telecommunications costumers inside or outside of CERIn infra-structure. For each request the external application monitors the round trip time in order to define for the presented smart grids applications, which tested communication technology is adequate and also defines restrigent parameters regarding the maximum admissible delay for different applications.

Keywords: data networks, smart grids, round trip time.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Estrutura do projeto: sistema elétrico integrado a monitoramento remoto.	19
Figura 2 – Ingredientes Básicos para Smart Grids (fonte: Gridwise Alliance).	25
Figura 3 – Aspectos hierárquicos para autonomia.	28
Figura 4 – Estrutura Conceitual de projeto TIC sobre o conceito SG.(SALEEM et al., 2013)	31
Figura 5 – Tecnologia RTDS. Equipamentos modulares e placa GTWIF com quatro tipos de interfaces externas. fonte manual RTDS	39
Figura 6 – Tipos de conexões entre o RTDS e computadores externos. Fonte: manual RTDS	41
Figura 7 – Sistema elétrico modelado no RTDS/RSCAD.	43
Figura 8 – Sistema elétrico modelado no RTDS/RSCAD.	44
Figura 9 – Possível infraestrutura de comunicações para SG.	46
Figura 10 – Hierarquia de protocolos para interconexão de redes de computadores.	47
Figura 11 – Caminho de transmissão de dados segundo o modelo ARPA.	48
Figura 12 – Topologia em estrela para redes Ethernet.	52
Figura 13 – Topologia de rede Ethernet/UNIFEI.	54
Figura 14 – Topologias de rede empregadas nos testes.	62
Figura 15 – Visão geral dos protocolos da pilha TCP/IP.(STEVENS; FENNER; RUDOFF, 2004)	64
Figura 16 – Traçado de rota IP para o destino <www.unifei.edu.br>. Acesso ADSL a partir de Santa Rita do Sapucaí - MG.	65
Figura 17 – Traçado de rota IP para o destino <www.unifei.edu.br>. Acesso móvel celular a partir de Poços de Caldas - MG.	66
Figura 18 – <i>three way handshake</i> .	67
Figura 19 – Linhas de Código para estabelecimento de conexão TCP com o RTDS/Runtime.	69
Figura 20 – Interface com usuário da aplicação Cerin monit.	71
Figura 21 – Topologia de rede de computadores no CERIN e parte da rede da UNIFEI.	74
Figura 22 – Topologia de rede Ethernet: emprego de um <i>switch cut-thorough</i> para a conexão entre cliente CERIn Monit e Servidor RTDS/Runtime.	75
Figura 23 – Topologia de rede Ethernet: emprego de um <i>switch store and forward</i> para a conexão entre cliente CERIn Monit e Servidor RTDS/Runtime.	76
Figura 24 – Resumo de análise estatística para topologia com um switch Ethernet <i>store and forward</i> para a conexão entre cliente CERIn Monit e Servidor RTDS/Runtime.	77
Figura 25 – Topologia de rede Ethernet: emprego de três <i>switches store and forward</i> para a conexão entre cliente CERIn Monit e Servidor RTDS/Runtime.	78

Figura 26 – Resumo de análise estatística para topologia com três <i>switches</i> Ethernet <i>store and forward</i> para a conexão entre cliente CERIn Monit e Servidor RTDS/ <i>Runtime</i> . Tempo entre amostras de 1s	79
Figura 27 – . Função Distribuição acumulativa para: nenhum tráfego concorrente (curva mais à esquerda), tráfego concorrente de descida (curva mais à direita); tráfego concorrente <i>full-duplex</i> (curva central).	80
Figura 28 – Topologia de rede mista Ethernet/wifi: emprego de dois <i>switches store and forward</i> e um AP wifi para a conexão entre cliente CERIn Monit e Servidor RTDS/ <i>Runtime</i>	81
Figura 29 – Resumo de distribuição de probabilidade para tempo de conexão entre aplicações de 1s - RSCAD/ <i>runtime</i> e CERIN monit em diferentes computadores e rede sem fio AP CERIN.	82
Figura 30 – Resumo de distribuição de probabilidade para tempo de conexão entre aplicações de 10 s - RSCAD/ <i>Runtime</i> e CERIn monit em diferentes computadores e rede sem fio AP UNIFEI.	83
Figura 31 – Resumo de distribuição de probabilidade para tempo de conexão entre aplicações de 30 s -rede sem fio AP unifei no restaurante e hora congestionada.	84
Figura 32 – Tipos de Rede de dados empregadas para acesso externo à rede da UNIFEI.	85
Figura 33 – Resumo de distribuição de probabilidade para tempo de conexão entre aplicações de 10 s - RSCAD/ <i>runtime</i> e cerin monit em diferentes computadores e rede sem fio AP UNIFEI.	86

Lista de tabelas

Tabela 1 – Tabela comparativa entre redes elétricas atuais e redes elétricas do futuro(FARHANGI, 2010).	27
Tabela 2 – Requerimentos para Aplicações SG (GUNGOR et al., 2013).	38
Tabela 3 – Dados dos transformadores.	43
Tabela 4 – Tempo de conexão para uma mesma máquina.	73
Tabela 5 – : Cenário 1: Um <i>switch</i> com característica <i>cut-throught</i> entre os computadores.	76
Tabela 6 – <i>Switch</i> com característica <i>store and forward</i> entre cliente e servidor. . .	77
Tabela 7 – : Cenário 1: Tres switches entre cliente CERIn Monit e servidor RSCAD.	79
Tabela 8 – Testes realizados a partir de acesso sem fio CERIn.	82
Tabela 9 – Testes realizados a partir de acesso sem fio Unifei.	83
Tabela 10 – Resumo dos testes realizados em redes de dados Unifei.	84
Tabela 11 – Resumo dos testes para as redes de dados do IFSuldeMinas/Poços de Caldas, MG.	87
Tabela 12 – Resumo dos testes para redes externas e acesso ADSL/Santa Rita do Sapucaí, MG.	87
Tabela 13 – Resumo dos testes para redes externas e acesso móvel celular de Itajubá e Poços de Caldas, MG.	88
Tabela 14 – Correlação entre aplicações SG e tipos de acesso/redes de dados empregadas nos testes.	93

Lista de abreviaturas e siglas

AC	<i>Alternating Current</i>
ACK	Reconhecimento
ADSL	<i>Asynchronous Digital Subscriber Line</i>
AMI	<i>Advanced Metering Infra-structure</i>
AP	<i>Access Point</i>
API	<i>Application Program Interface</i>
ARP	<i>Address Resolution Protocol</i>
ARPA	<i>Advanced Research Projects Agency</i>
A/D	conversor analógico digital
BSD	<i>Berkley Software Distribution</i>
BPF	<i>BSD Packet Filter</i>
bps	bits por segundo
BT	baixa tensão
CERIn	Centro de Excelência em Redes Elétricas Inteligentes
CSMA-CD	<i>Carrier Sense Multiple Access - Collision Detection</i>
CSMA-CD	<i>CSMA - Collision Avoidance</i>
DA	<i>Distribution automation</i>
DC	<i>Direct current</i>
DEEP	<i>Dynamic Exascale Entry Platform</i>
DER	<i>Distributed Energy Resources</i>
DLCI	<i>Data Link Connection Identifier</i>
DMS	<i>Distribution Management System</i>
DNP	<i>Distributed Network Protocol</i>

DNS	<i>Domain Name System</i>
DRM	<i>Demand Response Management</i>
DSL	<i>Digital Subscriber Line</i>
ERMS	<i>Ethernet Relay Multipoint Service</i>
EMS	<i>Ethernet Multipoint Service</i>
ERS	<i>Ethernet Relay Service</i>
EWS	<i>Ethernet Wire Service</i>
FACTS	<i>Flexible AC Transmission System</i>
FPGA	<i>Field Programmable Gate Array</i>
FR	<i>Frame Relay</i>
FTP	<i>File Transfer Protocol</i>
GIS	<i>Geographical Information System</i>
GPB	<i>Generic Processing Board</i>
GSM	<i>Global System for Mobile Communications</i>
GTIRC	<i>Giga Transceiver Inter Rack Communication</i>
GTNET	<i>Giga Transceiver Network Communication Card</i>
GTWIF	<i>Giga Transceiver Inter Rack communication</i>
HAN	<i>Home Area Network</i>
HEM	<i>Home energy Monitoring</i>
HVDC	<i>High voltage DC</i>
ICCM	<i>Integration, Control, Communication and MEtering</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IGMP	<i>Internet Group Management Protocol</i>
ICMP	<i>Internet Control Messaging Protocol</i>

IP	<i>Internet Protocol</i>
ISDN	<i>Integrated Services Digital Networks</i>
ISO	<i>International Standardization Organization</i>
I/O	dispositivo de entrada e saída de dados
LAN	<i>Local Area Network</i>
LT	Linha de Transmissão
MAN	<i>Metropolitan Area Network</i>
MAS	<i>Multi Agent System</i>
MTU	<i>Maximum Transfer Unit</i>
MODEM	MOdulador DEModulador
MT	Média Tensão
NAN	<i>Neighbourhood Area Network</i>
NTI	Núcleo da Tecnologia da Informação
pu	Por Unidade
PB5	<i>Processing Board - 5</i>
PLC	<i>Power Line Communication</i>
PoP	<i>Point of Presence</i>
QoS	<i>Quality of Service</i>
RARP	<i>Reverse ARP</i>
RDSI	Rede Digital de Serviços Integrados
RFC	<i>Request For Comments</i>
RNP	Rede Nacional de Pacotes
RTDS	<i>Real Time Digital Simulator</i>
RTT	<i>Round Trip Time</i>
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
RSCAD	<i>RTDS Simulator Computer Aided Design</i>

RISC	<i>Reduced Instruction Set Computer</i>
SAS	<i>Substation Automation System</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCTP	<i>Stream control Transmission Protocol</i>
SE	Sub-Estação
SEP	Sistema Elétrico de Potencia
SG	<i>Smart Grids</i>
STP	<i>Spaning Tree Protocol</i>
SW	<i>Switch</i>
SYN	sincronização
TCP	<i>Transmission Control Protocol</i>
TIC	<i>Tecnologia da Informação e Comunicação</i>
UDP	<i>User Datagram Protocol</i>
UTP	<i>Unshield Twisted Pair</i>
VoIP	<i>Voice over IP</i>
VPN	<i>Virtual Path Network</i>
vRES	<i>variable RES</i>
WAN	<i>Wide Area Networks</i>

Lista de símbolos

kV	Unidade de Tensão (Quilovolt)
kbps	Unidade de Taxa de Transmissão de dados (Quilo bits por segundo)
Mbps	Unidade de Taxa de Transmissão de dados (Mega bits por segundo)
Gbps	Unidade de Taxa de Transmissão de dados (Giga bits por segundo)
km	Unidade de Comprimento (Quilômetro)
ms	Unidade de Tempo (Milissegundo)
kVA	Unidade de Potência Complexa (Quilovolt Ampere)
R%	Resistência Percentual do Transformador
s	Unidade de Tempo (segundo)
Z%	Indutância Percentual do Transformador
%	Porcentagem

Sumário

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Considerações Iniciais	16
1.2	Motivadores	17
1.3	Objetivos e Questionamentos que se propõem a responder	18
2	CONCEITOS SOBRE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA, PROGRAMAS, PROTOCOLOS E EQUIPAMENTOS EMPREGADOS	21
2.1	Considerações Iniciais	21
2.2	Evolução do Sistema Elétrico	21
2.2.1	Rede de comunicação: uma função habilitadora	28
2.2.2	Ideias básicas para Tecnologias da Informação e Comunicação - TIC	30
2.2.3	Exigências e Aplicações para as Comunicações	31
2.2.3.1	Latência	31
2.2.3.2	Confiabilidade	32
2.2.3.3	Taxa de dados	32
2.2.3.4	Segurança	32
2.2.3.5	Fluxo de dados	32
2.2.4	Aplicações para o setor elétrico	32
2.2.4.1	Automação de Subestações	32
2.2.4.2	Monitoramento de Linhas de Transmissão Aéreas	33
2.2.4.3	Monitoramento da Energia Residencial (HEM – <i>Home energy Monitoring</i>)	33
2.2.4.4	Infraestrutura de Medidores Avançada (AMI – <i>Advanced Metering Infra-structure</i>)	33
2.2.4.5	Sistemas de monitoramento situacional de grandes áreas	34
2.2.4.6	Gerenciamento de resposta à demanda (DRM – <i>Demand Response Management</i>)	34
2.2.4.7	Gerenciamento de Interrupções	34
2.2.4.8	Automação das redes de distribuição de energia (DA – <i>Distribution Automation</i>)	35
2.2.4.9	Sistema de gerenciamento de distribuição (DMS - <i>Distribution Management System</i>)	35
2.2.4.10	Gerenciamento de ativos	36
2.2.5	Novas tecnologias para sistemas de transmissão e distribuição	36
2.2.5.1	Recursos Renováveis	37
2.2.5.2	Algoritmos de Previsões	37
2.2.6	Resumo dos Requerimentos para Aplicações SG	37
2.3	Equipamento RTDS	37
2.3.1	Algumas placas e estrutura do RTDS	40

2.3.1.1	Placa de processamento PB5 - <i>Processing Board - 5</i>	40
2.3.1.2	Placa de comunicação GTNET - <i>Giga Transceiver Network Communication Card</i>	40
2.3.1.3	Placa para nterfaces com estações de trabalho GTWIF – <i>Giga Transceiver Workstation interface Card</i>	40
2.3.2	Modelamento de SEP no RTDS	42
2.4	Protocolos de comunicações de dados empregados	44
2.4.1	Protocolo ARPA/IP - <i>Advanced Research Projects Agency/Internet Protocol</i>	45
2.4.2	Protocolo de transporte e aplicação	49
2.4.3	Protocolo de enlace de dados	51
2.4.3.1	Ethernet	51
2.4.3.2	Definição de Serviços Ethernet WAN	53
2.4.3.3	Disponibilidade / redundância de redes Ethernet de grande escala	55
2.4.3.4	Redes de dados sem fio Wifi	57
2.4.3.5	Linha de assinante digital ADSL	57
2.4.3.6	Acesso Móvel Celular	59
2.4.4	Tecnologias de monitoramento e controle remotos no setor elétrico	60
2.4.4.1	MODBUS	60
2.4.4.2	<i>Digital Network Protocol</i>	60
2.4.5	Vista Geral das Redes de Dados Empregadas nos Testes	61
3	PROGRAMAÇÃO DE APLICAÇÕES	63
3.1	Considerações Iniciais	63
3.2	Acesso à camada de transporte da pilha de protocolos TCP/IP	63
3.2.1	Ferramenta de traçado de rotas	64
3.3	Estabelecimento e Término de Conexões	66
3.4	Par de <i>Sockets</i>	67
3.5	<i>Sockets</i> para interface de programação de aplicações (API)	68
3.6	Desenvolvimentos	68
3.6.1	Aplicação CERIn Monit	70
4	TESTES E RESULTADOS	72
4.1	Considerações Iniciais	72
4.2	Cerin Monit e RTDS/<i>Runtime</i> executando em um mesmo computador	72
4.3	Rede Ethernet CERIn	73
4.3.1	Cliente e servidor conectados por um <i>switch</i> Ethernet	75
4.3.1.1	<i>Switch cut throug</i>	75
4.3.1.2	<i>Switch Store and Forward</i>	76
4.3.2	Cliente e servidor conectados por três <i>switches</i> Ethernet	78
4.4	Cliente e servidor conectados por um <i>switch</i> e tráfego concorrente.	79

4.5	Cenário 3: Rede de dados sem fio (wifi)	80
4.5.1	Conexão via rede wifi do CERin	81
4.5.2	Conexão via rede WiFi da Unifei	82
4.5.3	Resumo para redes privadas dentro da UNIFEI	83
4.6	Redes de dados Externas à Unifei	84
4.7	Análise dos resultados	88
5	CONCLUSÃO	94
5.1	Conclusões Gerais	94
5.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	96
	REFERÊNCIAS	98
	APÊNDICE A – ARTIGOS PUBLICADOS	109

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Do ponto de vista da engenharia das telecomunicações o setor elétrico é um cliente com informações a serem transportadas a partir de aplicações que confiam em sinais de sensores e equipamentos dispersos pela rede elétrica (AKYILDIZ et al., 2002), (YICK; MUKHERJEE; GHOSAL, 2008), (GUNGOR; LU; HANCKE, 2010), (GAO et al., 2012), (EROL-KANTARCI; MOUFTAH, 2011), (FARHANGI, 2010), (LI et al., 2010), (GUNGOR et al., 2011), (MOMOH, 2009), (OVERMAN; SACKMAN, 2010), (METKE; EKL, 2010), (ANDERSON et al., 2012), (RAMCHURN et al., 2011), (MOMOH, 2009). Com o aumento da conectividade provida por ramificação das redes de dados, novas fontes de informação podem e estão sendo integradas ao sistemas de controle tradicionais do setor elétrico, em especial na tarefa de manipular o balanço entre geração e demanda elétrica. Existem soluções para o setor elétrico com processamento distribuído dos dados entre dispositivos inteligentes e próximos entre si, como em barramento de dados para automação de subestações (SE), mas com pequena influencia, principalmente em se tratando de redes de distribuição de energia. (BRAND; BRUNNER; WIMMER, 2011), (ANDERSSON; BRUNNER; ENGLER, 2003), (MCDONALD, 2003), (BUSE et al., 2003), (SIDHU; GANGADHARAN, 2005), (WU; HU, 2003)(SKEIE; JOHANNESSEN; BRUNNER, 2002). A informação sobre o estado de diversas e dispersas SE's são enviadas e concentradas a centros de gerência que realizam a supervisão e controle de áreas geográficas ou redes elétricas como um todo a partir de grandes geradores, linhas de transmissão (LT), de subtransmissões e SE de interconexão e distribuição de energia vista na grande maioria dos sistemas de telessupervisão, como cargas individuais(FARHANGI, 2010),(MOSLEHI; KUMAR, 2010),(AMIN; WOLLENBERG, 2005),(GUNGOR et al., 2011)(LI et al., 2010)(AMIN; WOLLENBERG, 2005),(MOMOH, 2009)(YAN et al., 2013)(MOSLEHI; KUMAR, 2010)(CAI et al., 2004). Mesmo concentrando a grande massa de consumidores, as redes de distribuição ao longo da evolução da rede elétrica não contemplou mecanismos eletrônicos com capacidade de processamento e comunicação de dados e na atualidade é uma parte do sistema elétrico que depende de sistemas, como os que interagem com chamadas de consumidores comunicando às concessionárias sobre a falta ou interrupção de energia, dada inexistência de automatismos que permitam supervisionar segmentos dos alimentadores de média tensão (MT) (BROWN, 2008)(PALENSKY; DIETRICH, 2011)(IPAKCHI; ALBUYEH, 2009)(SIANO, 2014)(GUNGOR et al., 2013)(BUMILLER; LAMPE; HRASNICA, 2010)(HIGGINS et al., 2011)(HOMMELBERG et al., 2007)(JÄRVENTAUSTA et al., 2010)(SOOD et al., 2009). Maior atenção e desenvolvimentos aplicados a estas redes é observada na atualidade.

1.2 Motivadores

Existem algumas motivações que justificaram o desenvolvimento deste trabalho, das quais se destacam:

- Disponibilidade de tecnologias de automação comerciais que seguem protocolos padrões provendo o meio de comunicação entre dispositivos de operação e controle do setor elétrico (FARHANGI, 2010), (SAUTER; LOBASHOV, 2011), (SOOD et al., 2009), (LU et al., 2011), (LU et al., 2010), (LIU et al., 2012), (YAN et al., 2012).
- Desregulamentação do mercado energético que impõe requerimentos econômicos restritos para as operações das concessionárias, que tendem a automatizar processos com maior visibilidade da rede elétrica (VINHAES et al., 1999), (ROSA; SENRA, 1995).
- Crescimento de novas formas de geração de energia, em especial a eólica e fotovoltaica que impõem novos desafios devido à variável disponibilidade das fontes e indicadores de qualidade de energia, podendo causar impactos nos modelos de controle de estabilidade tradicionais. Estes novos desafios impõem a necessidade de integração de elementos de operação e controle por comunicação em tempo real em toda a rede (HAN; ANSARI, 2013), (GREEN, 1982), (GREEN, 2002), (BYRNE et al., 2007).
- Preocupações e necessidade por redes elétricas com capacidade de auto cicatrização (*self healing*) (AMIN; WOLLENBERG, 2005), (FARHANGI, 2010), (BROWN, 2008), (AMIN, 2008), (MINGJUN, 2007), (TSOUKALAS; GAO, 2008), (ZHI-ZHONG, 2005), e mecanismos de proteção adaptativos, (RAMASWAMY; DECORNINCK, 2011), (SANTACANA et al., 2010), base para o conceito de micro-redes (*micro-grids*), (OUDALOV; FIDIGATTI, 2009), (LAAKSONEN, 2010) (LASSETER, 2007)(GUERRERO et al., 2011)(ZAMANI; YAZDANI; SIDHU, 2012)(GUOZHENG, 2003)(GANG; RENGANG; XIQING, 2004)(IPAKCHI; ALBUYEH, 2009)(GUNGOR; LAMBERT, 2006)(SKEIE; JOHANNESSEN; BRUNNER, 2002), que demandam avanços em telecomunicações(ZABALLOS; VALLEJO; SELGA, 2011)(LAVERTY et al., 2010)(SHIJIE, 2009)(SAUTER; LOBASHOV, 2011)(CHEN et al., 2009).

Estes são alguns motivadores para que as concessionárias de energia elétrica e fabricantes de sistemas de automação de subestações (SAS – *Substation Automation System*)(WU; HU, 2003)(LAVERTY et al., 2010)(SAUTER; LOBASHOV, 2011)(FAN et al., 2010) pesquisem por novas técnicas e soluções para a operação e controle da rede elétrica.

1.3 Objetivos e Questionamentos que se propõem a responder

Em simulações de rede de computadores é necessária a configuração de pilha de protocolos, algoritmos empregados e, principalmente, as características dos enlaces de dados que incluem taxa de modulação, atraso na propagação no meio, probabilidade de erros de bits e de pacotes, entre outros (WEHRLE; GÜNES; GROSS, 2010), (VARGA, 2010), (RILEY; HENDERSON, 2010), (VARGA et al., 2001), (BRESLAU et al., 2000). Estes parâmetros podem ser arbitrados, sendo possível monitorar a resposta de uma topologia criada e definição da frequência de envio de mensagens de cada dispositivo. Entretanto, dado que o monitoramento de sinais do sistema elétrico é uma aplicação que ainda depende de desenvolvimentos e padronizações, não existe informação suficientemente confiável para a parametrização de simulações de redes de dados. Para esta tese foi desenvolvida uma aplicação, denominada de CERIn Monit, que se comporta como um cliente a enviar requisições para um servidor de dados referente a um sistema elétrico de potência simulado em um simulador digital em tempo real (RTDS – *Real Time Digital Simulator*) (KUFFEL et al., 1995). Entre cliente e servidor, diferentes topologias de rede de computadores foram empregadas para a coleta de informações referente a tensão eficaz de três medidores definidos no servidor de dados de um sistema elétrico simulado no RTDS. O principal objetivo deste trabalho é permitir análises quanto ao tempo de resposta para requisição e retorno de mensagens com pequeno volume de dados. A diferença de tempo entre envio e recebimento da mensagem pelo cliente ou tempo de ida e volta de uma mensagem se denomina RTT (*Round Trip Time*). O cálculo do RTT é o dobro do tempo (t) descrito na Figura 1 e se inicia por um processo ou função que envia solicitação para formatação de uma mensagem por sua interface de rede no cliente (t_c), que entrega a mensagem formatada conforme padrão de comunicação para o meio físico. O tempo de propagação no meio é definido por (t_b) e no receptor, há o desencapsulamento dos protocolos (t_a) que foram utilizados pela interface de rede para que a mensagem possa ser entregue para o processo destino ou servidor. O processo no servidor deve processar a mensagem, capturar os dados solicitados formatando uma nova mensagem para ser entregue para a sua interface de rede, que segue os mesmos passos descritos. Assim, do ponto de vista do cliente, os valores de RTT calculados contemplam tempo de processamento das mensagens, tempo de formatação de protocolos de comunicações nos cliente e servidor e tempo de propagação de ida e volta. Os estudos realizados servem para aferição de modelos de comunicação que em simuladores de redes de computadores, devem ser configurados pelo usuário e, portanto, os resultados permitem ajustar as simulações de forma a terem respostas semelhantes aos testes. Posteriormente, pode ser expandida para outros ambientes e outros propósitos aplicados ao setor elétrico. Assim, o ineditismo deste trabalho está na proposta de uma comunicação confiável entre elementos de um sistema elétrico de potência, a qual não existe padronização na atualidade. Este trabalho do ponto de vista do setor elétrico focou em uma rede de distribuição de energia e para caracterização do sistema elétrico,

são empregados dados do modelo de referência do instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos IEEE 13bus feeder, do qual foram tomadas como referência de informações para dois transformadores, potência das cargas, tipos e características dos alimentadores trifásicos, banco de capacitores para configuração do modelo elétrico no RTDS. A rede elétrica simulada é representada pelo diagrama unifilar da parte mais à esquerda da Figura 1. Nesta há um computador empregado para ser a interface com o RTDS pela aplicação computacional RSCAD/RunTime, que permite conexões TCP com o mundo externo tornando o simulador RTDS um servidor de informações para a internet. O conceito de nuvem em telecomunicações, define que qualquer terminal conectado a esta nuvem, possui acesso a qualquer terminal também a ela conectada, restando ao usuário discriminar o destino e tipo de serviço. Para monitorar diferentes tipos e topologias de redes de dados reais, infraestrutura de cabeamento estruturado do CERIn/UNIFEI, assim como acessos públicos de telefonia fixa e móveis celulares foram utilizadas nos testes de conexão. Além da situação sem nenhum controle do tráfego, também foram testadas situações em que houve emissão de tráfego concorrente e controlado, visando assim, analisar a influência no RTT na comunicação desenvolvida e o RTDS.

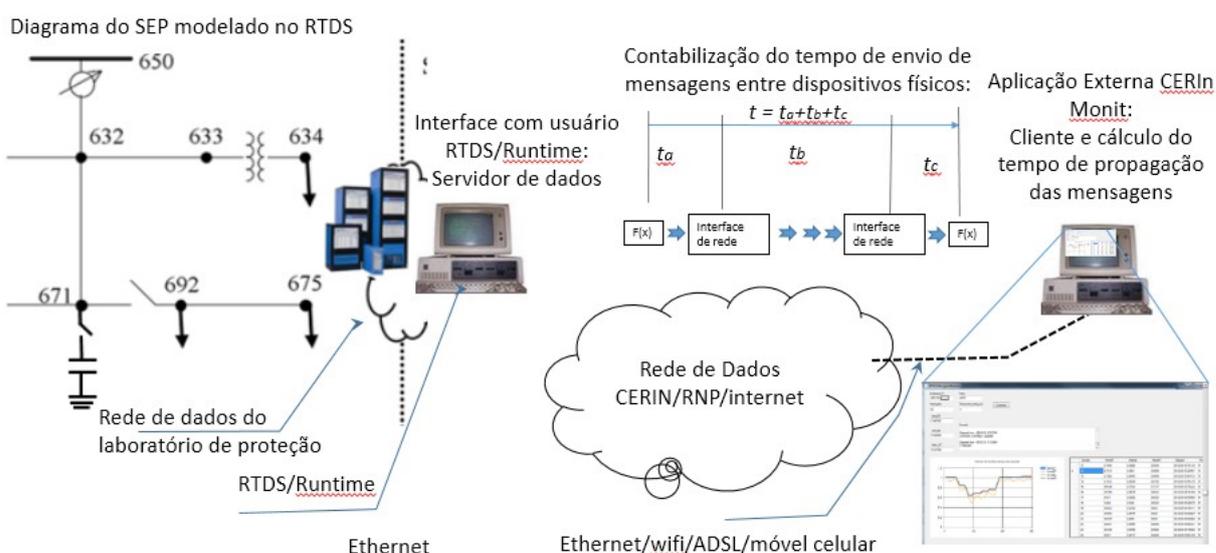


Figura 1 – Estrutura do projeto: sistema elétrico integrado a monitoramento remoto.

Em suma, o diagrama da Figura 1 pode ser considerado uma emulação entre uma rede elétrica simulada, redes de computadores reais e uma aplicação externa que integrados permitem a troca de informação em qualquer sentido das setas da Figura 1. Este trabalho visa gerar informação e responder a algumas perguntas a partir de análises derivadas da integração entre os sistemas de telecomunicações e sistema elétrico de potencia, que são:

1. É viável integrar equipamentos que empregam mesmo protocolo de comunicação?
2. É possível integrar a aplicação externa ao simulador em tempo real?

3. Para sistemas críticos, proteção por exemplo, o tempo de resposta da tecnologia de comunicação empregada é adequada?
4. Qual o impacto da distância de um enlace de comunicação no atraso da informação?
5. Qual impacto de diferentes taxas de transmissões dos enlaces entre switches e de tráfego concorrente em uma rede Ethernet?

Além deste capítulo introdutório, esta tese se compõe dos seguintes capítulos:

- Capítulo 2 - Conceitos sobre Sistemas Elétricos de Potência, Programas, Protocolos e Equipamentos empregados.
- Capítulo 3 - Programação de Aplicações para a Internet.
- Capítulo 4 - Testes e Resultados.
- Capítulo 5 - Conclusão.

O Capítulo 2 apresenta conceitos pertinentes às redes elétricas inteligentes enfatizando as redes de comunicações como relevantes e essenciais para o adequado funcionamento e realização das funcionalidades idealizadas. Também são apresentados o equipamento RTDS empregado para representar um sistema elétrico de potência e protocolos pertinentes aos testes para a análise dos dados trafegados em redes de computadores. O Capítulo 3 aborda a programação de aplicações para a Internet, pertinentes para o desenvolvimento de aplicações que empregam a pilha de protocolos TCP/IP e a aplicação desenvolvida para caracterizar um centro de monitoramento do perfil da tensão ao longo do tempo em uma rede de distribuição de energia simulada. O Capítulo 4 apresenta os testes realizados, resultados e análise sobre características observadas durante os testes. No Capítulo 5 são apresentadas conclusões e propostas para trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos a parte deste trabalho.

2 CONCEITOS SOBRE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA, PROGRAMAS, PROTOCOLOS E EQUIPAMENTOS EMPREGADOS

2.1 Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta uma vista geral sobre as tendências que se apresentam ao setor elétrico que é conhecido pelo conceito de redes elétricas inteligentes (SG – *Smart Grids*), as ferramentas, simuladores, programas computacionais e tecnologias de comunicações empregadas na integração de um simulador e servidor de dados de uma rede elétrica e uma aplicação externa, representando um centro de monitoramento. O simulador em tempo real RTDS é apresentado e conceitos de sua composição e estrutura com processamento distribuído, que disponibiliza respostas de simulações em tempo real e possibilidades de integração com equipamentos externos. Neste trabalho, a aplicação externa denominada de CERIn Monit foi desenvolvida para quando conectada em rede, enviar requisições e apresentar dados relacionados ao perfil de tensão eficaz de três barramentos de uma rede de distribuição de energia. Diferentes topologias de redes de comunicações de dados foram empregadas e uma breve descrição das tecnologias utilizadas também é apresentada neste capítulo.

2.2 Evolução do Sistema Elétrico

Alertas para o esgotamento do planeta, impacto de grandes hidroelétricas, riscos e lixo advindos de geradores nucleares, barateamento e natural aumento de climatizadores, veículos elétricos, além de massivo emprego de aparelhos eletroeletrônicos, são exemplos para uma desordenada e crescente demanda energética. Uma característica chave para o desenvolvimento do setor elétrico é sua habilidade em ser flexível para acomodar uma demanda variável, historicamente regulada a partir de grandes e controláveis geradores. Com o advento tecnológico de geração apta a ser conectada em sincronismo com a rede elétrica principal, geradores com média e baixa potência distribuídos pelas redes de distribuição de energia, tendem a aumentar as dificuldades no controle do balanço energético, além de novos mecanismos em diversas partes do sistema elétrico, principalmente com foco no controle de geração de fontes intermitentes e maior interação com os consumidores

de baixa tensão é uma tendência mundial (ROY; NORDELL; VENKATA, 2011), (USLAR et al., 2012), (HADJSAÏD; SABONNADIÈRE, 2013), (EKANAYAKE et al., 2012), (PHOTOVOLTAICS; STORAGE, 2011).

Ao contrário do modelo tradicional com grandes e geradores controlados, novas formas de geração integradas às redes elétricas tendem a ser descentralizadas e distribuídas (DER – *Distributed Energy Resources*) que em função de sua característica intermitente impõem desafios para os modelos tradicionais de controle do balanço energético e estabilidade da rede elétrica (PUDJIANTO; RAMSAY; STRBAC, 2007), (PEDRASA; SPOONER; MACGILL, 2010), (JIAYI; CHUANWEN; RONG, 2008), (CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009), (JUSTO et al., 2013), (BASAK et al., 2012), (CARRASCO et al., 2006), (YU et al., 2011), (HILL et al., 2012), (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001). Os consumidores têm a oportunidade de gerar sua própria energia e, caso haja excedente, comercializar a sobra instantânea com a concessionária ou armazenar para venda ou uso próprio em momentos oportunos. Esta descentralização das fontes geradoras somente foi possível com os avanços da eletrônica de potência, em especial no controle microprocessado de conversores e inversores de frequência, para conexão direta de pequenos geradores ao sistema elétrico, sem ocasionar sérios distúrbios na qualidade da energia.

Atualmente, a influência de fontes DER's é pequena, mas devido a fatores como pressões pela diminuição de gases poluentes, esgotamento de combustíveis, declínio da atenção por fontes nucleares, crises hídricas com períodos de seca nunca antes percebidos, diminuição dos custos de produção de usinas eólicas e solares, tendem a impulsionar o emprego de geradores distribuídos. As fontes de energia solar e eólica são as de maior crescimento na atualidade e a migração para uma rede elétrica fundamentada primordialmente em DER requer alterações na forma em que os sistemas de potência são planejados e operados. Com uma pequena porcentagem de DER que empregam fontes intermitentes de energia como sol e vento, os sistemas de potência estão operando e lidando com a demanda da forma tradicional, ajustando os grandes e controlados geradores para atender os efeitos da demanda menos geração variável. Entretanto, com o aumento da influência ou percentual de DER na matriz geradora, as variações abruptas podem impor controle com capacidade de aquisição de dados mais refinados e de um número maior de pontos em relação às práticas atuais.

Inúmeras ações podem ser desenvolvidas para melhor integrar vRES (*variable Renewable Energy Sources*) aos sistemas de potência e estas ações, se fundamentam em cinco categorias (LUND et al., 2015), (SINGH et al., 2011), (FOLEY et al., 2010), (CARRASCO et al., 2006), (WALTERS, 1986), (LISERRE; SAUTER; JOHN, 2010), (HAMMONS, 2008):

1. Suprimento => melhor emprego de geração convencional com especial atenção

à flexibilidade. vRES são frequentemente definidos como incontroláveis e exigem maior flexibilidade. Controles sofisticados que limitam a potência de saída em certas circunstâncias é uma alternativa para serem reduzidas as margens necessárias e advindas de outras fontes controláveis de geração.

2. Flexibilidade do lado da carga => controle da demanda e aplicações que incorporam mecanismos de armazenamento de energia com foco a processos industriais que demandam alta potência. Eficiência energética também pode ser vista como uma forma de flexibilidade, pois induz alteração do perfil de carga e melhor adequação ao suprimento disponível. As concessionárias tradicionalmente enxergam consumidores que pagam, não como parceiros nos serviços de suprimento para a rede elétrica e novas relações comerciais devem ser estabelecidas. Algumas iniciativas de envio de sinais sobre o custo da energia instantânea para medidores inteligentes (SM – *Smart Meter*) residenciais que sinalizam ou controlam cargas residenciais pode ser comparada com os impulsos de tarifação da telefonia fixa nos antigos planos de tarifação.
3. Rede => redes, nesta perspectiva, trata de transmissão e distribuição de energia elétrica e devem permitir compartilhamento flexível de recursos entre diferentes áreas de abrangência de um Sistema Elétrico de Potência (SEP). Dado os custos e dificuldades enfrentadas para a construção de novas LT's, formas otimizadas para a utilização da infraestrutura de potência existente devem ser empregadas. Como exemplo, no modelo atual, a máxima capacidade de transferência de potência é calculada em função de condições previstas e não em função do estado da rede a cada instante e para tal, é necessário emprego de redes de comunicações que permita supervisão e controle de toda a rede elétrica, incluindo as extremidades de menor potência compostas pelas redes de distribuição e a intervalos de tempo que se aproximam das unidades de minutos ou, conforme a influência de vRES no futuro monitoramento do estado da rede em janelas de unidades de segundos.
4. Armazenamento de Energia => pode ser visto como uma ação benéfica tanto do lado da geração quanto do lado da demanda. É comum a ideia de armazenamento com base em baterias, hídrico e ar comprimido, mas, em um sentido mais amplo, o armazenamento de energia corresponde a adaptar os períodos com e sem suprimento advindo de vRES. Iniciativas de resposta à demanda podem ser vistas como forma de se armazenar energia e como nas ações descritas nos itens 3 e 2, necessitam de redes de dados que permitam em tempo suficientemente hábil, contornar a variabilidade das fontes intermitentes e de cargas.
5. Operações do sistema e mercado => mudanças na forma de controle para aumentar a habilidade em acomodar vRES, negociações de mercado automatizado aberto

e capaz de controlar certas cargas críticas mediante tarifação diferenciada. Uma característica possível para o mercado de energia com alta penetração de fontes renováveis é a possibilidade ocasional de suprimento de energia em escala suficiente para direcionar as previsões de custo de energia para preços próximos de zero.

A rede elétrica norte-americana é uma das mais modernas no mundo e em menos de um quarto do montante de suas redes de distribuição, apresentam algum tipo de automação. A carência por automatismos se torna mais evidente devido à escassez de recursos com aumento nos custos da geração tradicional e centralizada, iniciativas para implementação de geração diversificada e distribuída, utilização ótima dos ativos, resposta à demanda, armazenamento de energia, veículos elétricos, gerenciamento de energia residencial que são possíveis características das próximas redes elétricas, são tendências de alterações no SEP convencional que impulsionam o desenvolvimento de capacidades de supervisão e controle. Estes desafios não podem ser contemplados com o emprego da infraestrutura elétrica existente, que evoluiu no século XX caracterizada por fluxo de potência unidirecional e, praticamente, desprovida de automação e redes de comunicações avançadas. Nos SEP convencionais, para ilustrar deficiências numéricas, um terço da energia de combustíveis é convertida em eletricidade sem nenhuma reutilização das perdas por calor, 8 % da potência gerada é perdida ao longo de LT's e 20 % da geração existe para atender picos de demanda correspondendo a 5 % do tempo. Estes são alguns números que justificam necessidades por melhorias. Além destas características, devido topologia hierárquica das redes elétricas, são susceptíveis a falhas em cascata (GUNGOR et al., 2013).

(REDDY et al., 2014) apresenta os requisitos para as redes de telecomunicações darem suporte ao controle de sistemas elétricos com alta penetração de DER, que deve integrar e controlar múltiplas unidades geradoras e cargas de forma confiável e inteligentemente ao longo de todo o SEP, incluindo as redes de distribuição. Uma evolução do sistema elétrico, definido como SG, deve facilitar a complexa integração com alta penetração de DER na rede, redução das perdas na transmissão, capacidade de expansão otimizadas com melhor gerenciamento do lado da demanda e controle hierárquico para segurança da rede. SG consiste de quatro características principais, que são integração, controle, comunicação e medições (ICCM – *Integration, Control, Communication and Metering*). Integração se refere a conexão de diferentes e heterogêneos tipos de fontes de energia em redes de corrente alternada (AC) ou corrente contínua (DC) com emprego de conversores. A potência de saída de DER é dependente da natureza e o controle em uma rede SG deve ser inteligente o suficiente para extrair a máxima potência destas fontes com agendamentos operacionais das fontes de energia e sobrecargas, controle de transitórios e potência real e aparente. Para uma efetiva operação SG, a comunicação entre vários nós ou dispositivos controláveis é necessária e padrões de comunicações, usualmente definidos por protocolos, devem existir para integração de dispositivos distintos. Devem ser empregados *firewalls*

nos vários níveis de interconexão e, assim, garantir segurança cibernética. Medidores inteligentes corriqueiramente apresentam capacidade de monitoramento de fluxo bidirecional e informações adicionais além da energia elétrica consumida, disponibilizado pelos medidores de energia tradicionais. Capacidade de monitorar parâmetros de qualidade de energia remotamente e transferir os dados através de redes de comunicações é uma facilidade que muitas iniciativas testes empregadas por concessionárias pelo mundo estão praticando atualmente (BUGHIN; CHUI; MANYIKA, 2010), (RAMCHURN et al., 2011), (AGHAEI; ALIZADEH, 2013).

Um dos focos para SG é a maximização dos benefícios com mínimo impacto derivado da integração de DER. A maioria das mudanças devem e estão acontecendo nas redes de distribuição, composta por milhares de transformadores servindo a centenas, milhares ou milhões de consumidores, que, do ponto de vista de centros de controle das concessionárias de energia, é justamente esta a parte com menor visibilidade da rede elétrica (SMITH et al., 2015), 2015). Na atualidade, parece haver uma convergência de conceitos em que o maior desafio para o futuro das redes elétricas seja o controle da estabilidade da sistema elétrico com grande penetração de geradores distribuídos nas redes de distribuição, que em sua maioria apresentam baixos índices de automatismos.

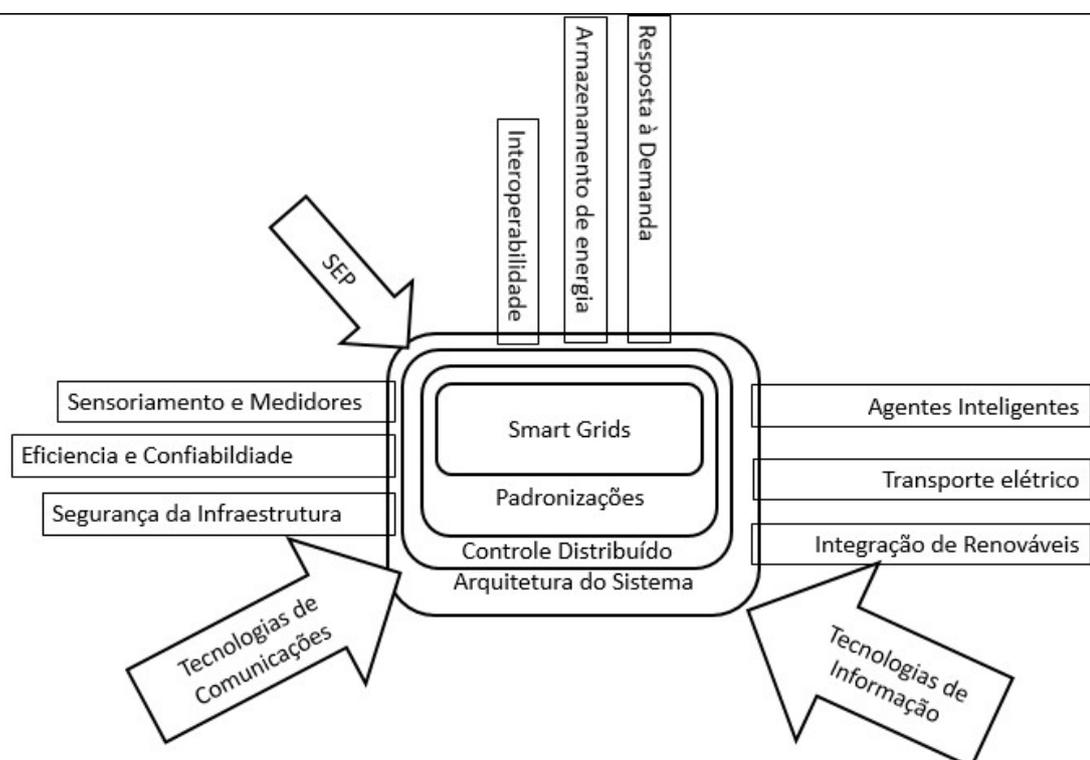


Figura 2 – Ingredientes Básicos para Smart Grids (fonte: Gridwise Alliance).

A próxima geração das redes elétricas deve contornar os principais empecilhos das redes elétricas atuais, provendo às concessionárias completa visibilidade e controle de ativos e serviços. Para tanto, é evidente a necessidade por redes de comunicações

para o transporte de informações diversas de uma infraestrutura que pode compreender grandes áreas geográficas mas, principalmente, informação referentes a sinais de corrente e tensão ou fasores advindas de uma diversificada gama e pontos remotos de monitoramento. Este monitoramento e processamento existente nas gerações, transmissões e subestações de energia tradicionais, é inadequado para a estabilidade de redes elétricas fortemente dependentes de fontes de energia intermitentes. As fontes de energia intermitentes, ao contrário do modelo tradicional de geração de energia, vêm sendo instalados próximos às cargas, como parques eólicos na Média Tensão (MT) e pequenas usinas fotovoltaicas instaladas na Baixa Tensão (BT). A Figura 2 (FARHANGI, 2010) apresenta um ponto de vista para a convergência integrada entre tecnologias de comunicações e informações (TIC), com engenharia de sistemas de potência, assistida por um grupo de novas soluções tecnológicas e aplicações integradas aos sistemas elétricos existentes rumo a SG's.

É difícil definir uma área ou aplicação clara que objetivamente especifique o conceito SG e para uma visão comparativa da modernização do setor elétrico, (FARHANGI, 2010), apresenta um paralelo entre redes elétricas existentes e futuras cuja tradução é apresentada na Tabela 1. É evidente a necessidade por adaptações da infraestrutura existente, considerada a maior obra de engenharia na Terra e esta deve ser a base para os desenvolvimentos em SG's, disponibilizando em termos hierárquicos do ponto de vista de sistemas de controle, uma camada superior de informação que tornem as redes elétricas mais ágeis na tomada de decisões. As redes elétricas são fruto de rápidos desenvolvimentos urbanísticos e de infraestrutura e, desta forma o crescimento do sistema de potência foi e continua sendo influenciado por fatores econômicos, políticos e geográficos, únicos para cada país e concessionária de energia. Independente de tais diferenças, a topologia básica das redes elétricas permanece inalterada desde o princípio com fronteiras claramente definindo subsistemas de geração, transmissão e distribuição de energia. Desta forma, diferentes níveis de automação, e evolução em cada um destes subsistemas aconteceram e representam um legado de sistemas diversos e não padronizados que devem ser integrados a uma infraestrutura capaz de visualizar em tempo real o estado de uma SG (FARHANGI, 2010).

É evidente a importância das tecnologias da informação e comunicação para a atual evolução das redes elétricas no auxílio para operação, manutenção e controle. (GRID, a) desenvolveu algumas possíveis linhas evolutivas SG mirando um horizonte de 30 anos. Este documento define três conceitos em termos de arquitetura, funcionalidades e tecnologias, onde se menciona existência de outras possibilidades para os cenários propostos e tecnologias da computação que podem ser incluídas aos pontos de vista do projeto CS-SGVP. Alguns pontos de vista podem ser mais representativos do que outros, mostrando a dificuldade em ser definido o conceito SG. As áreas do conhecimento relevantes são sistema auto integráveis, arquitetura distribuída de multi agentes, computação virtual, *middleware* orientado a mensagens, visualização, análises e base de dados, modelamento

Tabela 1 – Tabela comparativa entre redes elétricas atuais e redes elétricas do futuro (FARHANGI, 2010).

Rede elétrica existente	Rede elétrica futura
comunicação unidirecional	comunicação bidirecional
geração centralizada	geração distribuída
hierárquica	malha
poucos sensores	Sensores por toda a rede elétrica
cega	auto monitorável
restauração manual	auto cicatrizante (<i>self healing</i>)
susceptível a falhas	adaptativo e capacidade de ilhamentos
testes e verificações manuais	testes e controles remotos
controle limitado	controle intrusivo
poucas escolhas para os consumidores	muitas escolhas para os consumidores

e simulações, computação de alto desempenho, verificação e validação de programas e segurança cibernética (confiabilidade de componentes, gerenciamento de identidades e detecção de padrões

A Figura 3 apresenta uma estrutura hierárquica em três níveis para autonomia auto-adaptativa para SG. Na base da pirâmide o sistema elétrico se fundamenta em sensores inteligentes e inteligência computacional para monitoramento de estado e comportamentos relacionados a localização e operação (GUNGOR et al., 2013). Estes desenvolvimentos devem ser realizados a curto prazo. Massivo emprego de sensores é o caminho a ser seguido pelas concessionárias de energia para serem realizadas as funções de camadas superiores, apresentados na Figura 3 (RAWAT et al., 2014), (GUNGOR et al., 2013). O nível 2 da hierarquia depende das capacidades da camada 1 em apresentar dados relacionados ao sistema elétrico de potência. Estes dados devem ser processados por alguma entidade de nível superior que aplica análises computacionais e, então, envia comandos para as entidades de camada 1, objetivando auto configuração, otimização, proteção e cicatrização (*self-healing*) do sistema elétrico que respondem em tempo hábil às mudanças do estado da rede elétrica. As redes elétricas atuais carecem de instalação, atualização, integração e desenvolvimento de entidades computacionais com capacidade de auto-diagnóstico e reparação a falhas ou rupturas, fato facilmente observado nas redes de distribuição de energia. A Figura 3 apresenta uma estrutura hierárquica em três níveis para

autonomia auto-adaptativa para SG. Na base da pirâmide o sistema elétrico se fundamenta em sensores inteligentes e inteligência computacional para monitoramento de estado e comportamentos relacionados a localização e operação, e estes desenvolvimentos devem ser realizadas a curto prazo. Massivo emprego de sensores é o caminho a ser seguido pelas concessionárias de energia para se realmente serem realizadas as funções de camadas superiores apresentados na Figura 3. O nível 2 da hierarquia depende das capacidades da camada 1 em apresentar dados relacionados ao sistema elétrico de potência. Estes dados devem ser processados por alguma entidade de nível superior que aplica análises computacionais e então envia comandos para as entidades de camada 1, objetivando auto configuração, otimização, proteção e cicatrização do sistema elétrico que respondem em tempo hábil às mudanças do estado da rede elétrica. As redes elétricas atuais carecem de instalação, atualização, integração e desenvolvimento de entidades computacionais com capacidade de auto-diagnóstico e reparação a falhas ou rupturas.

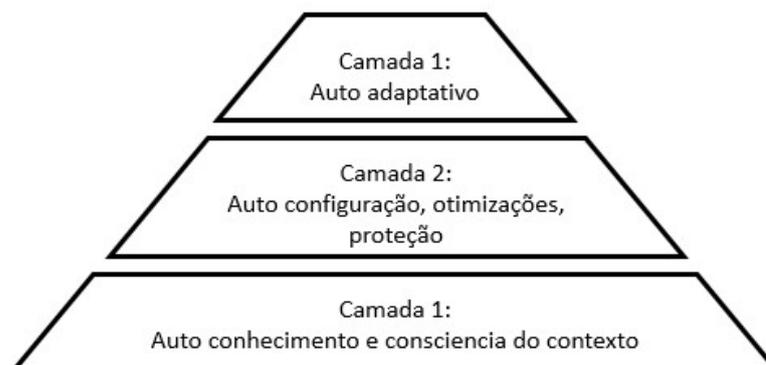


Figura 3 – Aspectos hierárquicos para autonomia.

2.2.1 Rede de comunicação: uma função habilitadora

Conforme a visão computacional para SG (GRID, b), nós e dispositivos elétricos inteligentes se proliferarão pela rede elétrica desde os grandes geradores, passando pelas linhas de transmissão e distribuição até as premissas dos consumidores industriais, comerciais e residenciais. Estes dispositivos irão permitir o monitoramento e controle de equipamentos e sistemas de todos os tipos em uma SG composta por uma mistura da redes elétricas e de dados convergidas para disponibilizar comandos seguros e interoperáveis, visando máxima estabilidade. A convergência de redes SG inclui redes de dados proprietárias às concessionárias, redes privadas contratadas de operadoras de telecomunicações e a própria internet pública. Esta convergência de redes deverá prover disponibilidade, integridade e confidencialidade necessárias para o comando e controle de redes sem a necessidade de desenvolvimento de redes de dados dedicadas que cubra toda a rede elétrica.

As redes de comunicações das concessionárias de energia são variadas e crescem pela soma de novos trechos (*ad-hoc*) por natureza, dentre os quais incluem: enlaces seriais, *frame*

relay, rádios ponto a ponto e ponto multiponto dedicados, portadoras sobre as linhas de potencia, rádios *mesh*, fibras óticas e enlaces IP de vários tipos. Muitos destes enlaces são dedicados para um único propósito e, portanto, onerosos e com uso ineficiente dos recursos de transmissão. Enlaces com pequena taxa de dados que empregam o legado tecnológico dificulta ou em alguns casos proíbe a coleta de dados advindos de modernos sensores remotos. Enlaces dedicados, equipamentos existentes e não interoperáveis impedem o desenvolvimento de enlaces redundantes (LEITE; ERRICO; BOAVENTURA, 2013).

Qualquer aplicação SG certamente irá empregar a família de protocolos IP e, conforme (GRID, b), algumas suposições podem ser feitas:

- A família de protocolos IP continue sendo adotadas por fabricantes de sistemas e equipamentos para a rede elétrica.
- As taxas de transmissão das redes de dados continuem aumentando.
- Protocolos baseados em IP sejam disponibilizados de forma a negociar e controlar as propriedades fim a fim de um enlace de comunicação requeridos para a adequada operação de sistemas de controle. Alguns parâmetros negociáveis são *jitter* (que pode ser interpretado como a variação do atraso), latência, qualidade de serviço (QoS) e redundância nos enlaces. A disponibilidade requer coordenação e participação de cada nó presente em um enlace.
- As operadoras de telecomunicações irão oferecer níveis de serviço e segurança apropriados para os requerimentos SG.
- A infraestrutura de telecomunicações e controle de uma SG irá se tornar como sistemas de tecnologias da informação (TI) em que estes nunca são estáticos e atualizações de equipamentos e programas ocorrem continuamente e assincronamente.

Os modelos atuais de planejamento a curto prazo do balanço demanda geração, podem não serem válidos e eficientes para redes elétricas com alta penetração de vRES, o balanço do sistema elétrico tende a se tornar uma atividade mais complexa, que envolve aumento da capacidade de geração atual e transferência de fluxo de potência ativa com suporte adequado de potência reativa. As reservas podem se tornar mais importantes e podem e devem ser empregadas sistemas vizinhos, necessitando de despacho entre regiões e natural aumento no volume de dados trafegados. Neste novo ambiente, tecnologias de informação e controle avançados serão importantes na tarefa de manutenção da confiabilidade do sistema. O ambiente operacional se torna mais complexo pelo monitoramento em tempo real correlacionados à avaliação do estado operativo, geração de curto prazo e previsões de mercado e carga. Áreas locais integradas a áreas regionais e possivelmente a supervisão de grandes áreas proverão aos operadores informações diversas para o auxílio

no gerenciamento da complexa interconexão de SEP. Além disso, a infraestrutura de comunicações, capacidades de processamento de dados e computação de alto desempenho são requeridos para transmitir, armazenar e analisar grandes sistemas (GRID, b).

2.2.2 Ideias básicas para Tecnologias da Informação e Comunicação - TIC

Projetos básicos que empregam Tecnologias da Informação e Comunicação (TIC) visam o provisionamento de sinais bidirecionais para controle direto sobre cargas na baixa tensão. Também é mais provável de ser implementado em redes de distribuição de energia é o envio de sinais de tarifas diferenciadas para induzir à mudança de hábitos da população alterando a curva de demanda energética tradicional e facilitando novas formas de negócios no mercado energético. Para disponibilizar estes sinais, tecnologias facilitadoras que incluem controle distribuído, otimização global e aplicações TIC avançadas, com emprego de programação baseada em agentes. A Figura 4 ilustra o conceito de TIC para suporte a redes de distribuição elétricas inteligentes, com serviços para operação das redes de distribuição, produtores e consumidores que ativamente participam nos serviços auxiliares e negócios de energia. Funções de roteamento de fluxo de energia com balanceamento local irá auxiliar o gerenciamento das redes de distribuição de energia de uma forma controlada e segura para lidar com as incertezas e natureza imprevisível das fontes de energia renováveis (GRID, a), (GUNGOR et al., 2011).

O projeto Europeu DEEP (*Dynamic Exascale Entry Platform*) compreende 42 parceiros de 16 países e lida com as condições sobre as quais os atores envolvidos no setor elétrico serão capazes de lidar com o crescimento de unidades DER. Devido à complexidade dos dados e ações de controle para unidades DER individuais, sistemas de multiagentes (MAS – *Multi Agent System*) é uma das mais apropriadas soluções para simplificação das interfaces pelas quais as unidades podem interagir com o sistema de energia. Iniciativas empregando MAS para gerenciamento de redes de distribuição de energia, sistemas de proteção, operação do sistema de potência, negócios e suporte a centros de controle existem mas as publicações não apresentam como os multiagentes interagem entre si. Recentemente, MAS têm permitido aos usuários terminais da rede elétrica em participar no comércio da energia em diferentes escalas, desde redes locais (*microgrids*) executando o balanço para redes de áreas locais até a integração de RES em grande escala com iniciativas de resposta à demanda. Na atualidade, aplicação de MAS em tempo real para o controle, automação e diagnósticos do sistema elétrico de potência esta em curso (SALEEM et al., 2013). A Figura 4 apresenta uma estrutura conceitual das TIC, sobre o conceito SG na Europa para o projeto DEEP. Na Europa, existem projetos que empregam MAS como ferramenta para a criação interfaces com os operadores de rede e consumidores. Em um dos primeiros projetos foi empregada a internet e aplicação TIC para funções de proteção e controle. Projetos sucessores visaram o provisionamento de mecanismos de mercado,

controle de fluxo de potência e ferramentas de proteção por funções identificadas pela análise de diferentes estados do sistema, tais como normal, crítico e emergencial, além de possibilidade dos consumidores diretamente se comunicarem com produtores de energia.

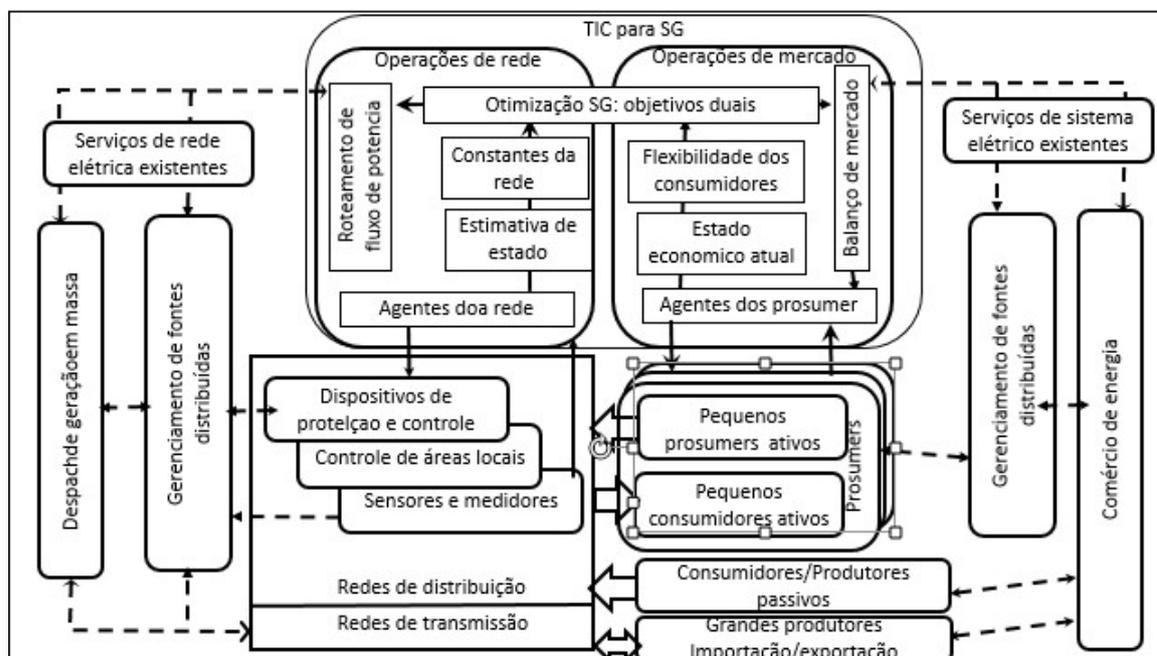


Figura 4 – Estrutura Conceitual de projeto TIC sobre o conceito SG.(SALEEM et al., 2013)

2.2.3 Exigências e Aplicações para as Comunicações

A integração de infraestrutura de sistemas elétricos de potência e infraestrutura de comunicações apresentam para as redes de dados diferentes tipos de aplicações com distintos níveis de segurança, confiabilidade, QoS (*Quality of Service*) e parâmetros de atraso. Especialmente para redes de grandes áreas (WAN - *Wide Area Networks*), certamente com suas funções de integrar diferentes tipos de dados para centros de controle, existe a necessidade por integrar tecnologias flexíveis e prover comunicações bi-direcionais confiáveis que atendam a cada um dos requerimentos das diferentes aplicações SG (GUNGOR et al., 2013), (YAN et al., 2013). Alguns requisitos são:

2.2.3.1 Latência

Atraso na transferência de dados entre componentes SG. Para algumas aplicações direcionadas a esquemas de proteção, o tempo de transferência de dados é crítico, enquanto que para aplicações como AMI ou gerenciamento de energia residenciais, a latência não é um fator agravante.

2.2.3.2 Confiabilidade

Métrica medida em termos de quão confiável é a transferência de dados de acordo com outro requerimento e os elementos de comunicações devem estar sempre disponíveis para transferência de dados continuamente. A confiabilidade pode ser aumentada conforme necessidade com o emprego de equipamentos e meios de comunicações redundantes, assim como formas de suprimento de energia independentes e ininterruptos.

2.2.3.3 Taxa de dados

Métrica que influencia em quão rápido é a transferência dos dados entre componentes SG. Os requerimentos são diferentes para cada tipo de aplicação. Como fonte de dados, vídeos é uma aplicação com contínuo aumento na necessidade por taxa de dados conforme definição almejada, enquanto que aplicação de áudio requer largura de banda relativamente pequena, dependendo do codificador de voz e qualidade. Para aplicações como automação de redes de distribuição e AMI as taxas de dados requeridas são pequenas.

2.2.3.4 Segurança

É a capacidade da infra-estrutura de comunicação em combater ataques cibernéticos e físicos. Protege dados críticos de serem capturados ou corrompidos.

2.2.3.5 Fluxo de dados

Estima a taxa de dados total requerida das redes de comunicações para o transporte de dados oriundos de várias aplicações ou dispositivos.

2.2.4 Aplicações para o setor elétrico

A seguir serão apresentadas aplicações para o setor elétrico, baseadas em (GUNGOR et al., 2013), onde são definidos parâmetros para cada aplicação conforme exigências, principalmente quanto a atrasos na propagação admissível para as mensagens. A partir destas informações, foi criada tabela que analisa as aplicações e suas exigências para as redes de comunicações de dados.

2.2.4.1 Automação de Subestações

O termo Subestação (SE) se refere ao elemento de transformação de níveis de tensão necessários entre a geração, transmissão e distribuição de energia. Sistemas de automação de subestação (SAS – *Substation Automation Systems*). Em sua evolução, sistemas denominados SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) e alguns protocolos foram desenvolvidos como DNP, sendo, na atualidade, o IEC 61850 o padrão mais evidente no mercado. Este protocolo é um padrão que tende a facilitar a interoperabilidade

entre dispositivos de um SAS, e define o Ethernet para provisionamento de barramento de dados cuja eficiência é comprovada em (SKEIE; JOHANNESSEN; BRUNNER, 2002), (POZZUOLI, 2003), (GEORG et al., 2013), (HIGGINS et al., 2011).

2.2.4.2 Monitoramento de Linhas de Transmissão Aéreas

Dada a influencia geográfica que faltas ou falhas em LT's causam, o monitoramento de pontos remotos com o envio de sinais para relés de proteção e também monitoramento de fasores são áreas de interesse para a pesquisa. Para o envio de sinais remotos não havendo infraestrutura de comunicação proprietária, é usual empregar interfaces de sistemas móveis celulares (HUNG et al., 2010). É citado atraso em uma comunicação híbrida com redes *Zig-Bee* e GPRS com 100 nós enviando dados para um concentrador de 73 segundos.

2.2.4.3 Monitoramento da Energia Residencial (HEM – *Home energy Monitoring*)

Gerenciamento da potência do lado dos consumidores consiste, basicamente, de medidores inteligentes com capacidade de comunicação interna com os dispositivos eletro-eletrônicos inteligentes residências que atuam conforme conveniência dos consumidores e sinais advindos de sistemas de controle avançados do lado das concessionárias. Em termos de métricas para as comunicações, consome pequena largura de banda, sendo aceitável latência da ordem de 2 a 15 s. Para monitorar consumo em tempo real, com disparos inteligentes de sinais (não previamente programados ao longo do período de um dia) e vários tipos de mecanismos de pergunta, respostas e visualizadores do perfil de consumo de cada consumidor, são exemplos de tipos de dados para este tipo de aplicação SG(DIETRICH et al., 2010)(BOUHAFS; MACKAY; MERABTI, 2012).

2.2.4.4 Infraestrutura de Medidores Avançada (AMI – *Advanced Metering Infra-structure*)

Trata de uma rede de comunicação bidirecional entre os medidores inteligentes e os sistemas das concessionárias e também a integração de sensores, sistemas de monitoramento e atuação em redes de distribuição de energia. Uma AMI que permita participação ativa dos consumidores no gerenciamento da energia não se trata de uma mera integração de medidores inteligentes (BOLLEN, 2011) com capacidades de comunicações e sim uma imponente infraestrutura para armazenamento e processamento de dados. Parâmetros para determinação dos requerimentos das redes de comunicações depende do número de consumidores por área, disponibilidade de conexões com a internet, esperada eficiência no consumo de energia, escalabilidade, taxa de dados requerida pelas aplicações a serem implementadas e o atraso admissível. Algumas aplicações AMI requerem pequenas latências, entre 12 e 20 ms para medidores em tempo real, enquanto outras aplicações não são críticas quanto ao atraso. Entretanto, o quesito sigilo é altamente relevante, tais como dados referentes ao consumo de energia (GUNGOR et al., 2012), (PAUDYAL; CANIZARES;

BHATTACHARYA, 2011), (SAUTER; LOBASHOV, 2011), (YAN et al., 2013), (BENZI et al., 2011). Em (KADUREK, 2013) apresenta aplicações de dados para operações para redes de distribuição de energia avançadas que se fundamenta na disponibilidade de infraestrutura de medidores inteligentes.

2.2.4.5 Sistemas de monitoramento situacional de grandes áreas

É a integração de um conjunto de tecnologias para monitoramento efetivo de sistemas de potência, provendo uma vista geral e dinâmica do estado da rede elétrica. O grande desafio é a integração entre diferentes tecnologias sendo um ponto chave para as SG's alcançarem confiabilidade, segurança e interoperabilidade entre o maior número de sistemas e dispositivos. Assim, esses pontos tornam-se de suma importância para as concessionárias de energia. Sincro-fasores é uma tecnologia que permite diferentes pontos do sistema de potencia serem sincronizados para uma base de tempo única, simplificando a comparação do estado de diferentes frações do sistema elétrico. A latência é um requisito para aplicações em tempo real que, neste caso, pode estar entre 20 a 200 ms, dependendo da precisão almejada para a aplicação (GUNGOR et al., 2013), (DOE, 2010).

2.2.4.6 Gerenciamento de resposta à demanda (DRM – *Demand Response Management*)

Esta aplicação acarreta no controle de cargas durante picos na demanda de energia para balanço mais intrusivo de energia e torna a operação do sistema elétrico, em termos de utilização da energia eficiente e a custos operacionais, menores (CECATI et al., 2011). Diferentes programas pioneiros DRM existem (SIANO et al., 2012), (KOUTSOPOULOS; TASSIULAS, 2011) e sem maiores restrições quanto a latência, sendo comum taxas de 14 a 100 kbps de largura de banda por dispositivo, fornecendo capacidade contínua de comunicação e remota capacidade de ligar e desligar dispositivos dentro das residências, evitando sobrecargas em horários de pico.

2.2.4.7 Gerenciamento de Interrupções

Interrupção no fornecimento de energia é definida como a perda momentânea ou duradoura no suprimento de eletricidade causadas principalmente por falhas ou curto-circuitos nas linhas de distribuição, transmissões ou SE's. Devido aos impactos à população e financeiros, a detecção de interrupções, gerenciamento e restauração são fatores críticos para prestação de serviços com qualidade e satisfação dos clientes. Funções avançadas podem ser desenvolvidas a partir da integração de sistemas de gerenciamento de interrupções com sistemas SCADA, sistemas de leitura de medidores, sistemas de atendimento a clientes e sistemas que integram os ativos das concessionárias sobrepostos a bases de sistemas de informações geográficas (GIS – *Geographical Information System*) e geo-referenciamento dos clientes. Existem várias formas de integração dependendo do tipo de infraestrutura

de comunicação empregada. Esta integração permite a detecção de interrupções mesmo em horários que os consumidores estejam dormindo ou no trabalho e não reportem esta situação à concessionária, técnica esta que é a única forma de percepção de interrupções na grande maioria das redes de distribuição de energia na atualidade. Basicamente, a integração entre sistemas permite mais confiável e precisa detecção de interrupções, ou diminua o tempo dispensado por recursos humanos na coleta e análises de dados referentes a interrupções. Muitos sistemas de gerenciamento de interrupções requerem latência da ordem de 2 s e taxa de dados em torno de 56 kbps de largura de banda (GUNGOR et al., 2013), (DOE, 2010).

2.2.4.8 Automação das redes de distribuição de energia (DA – *Distribution Automation*)

Um sistema de distribuição de energia atua como um elo entre os sistemas de transmissão e as premissas dos consumidores. DA é definida como a capacidade de automática e remotamente monitorar, controlar, manipular e coordenar os componentes das redes de distribuição de energia. Mas, as soluções existentes ainda estão longe de poderem ser consideradas em tempo real. O seu emprego diminui os tempos de correção de faltas, reduzindo os impactos e duração das interrupções. Controle e balanceamento de cargas, com cálculos de afundamentos de tensão são algumas possibilidades oferecidas por DA. Melhorias podem ser derivadas pelo emprego de infraestrutura de comunicações melhores das tradicionalmente empregadas por sistemas SCADA, empregadas em grandes geradores e linhas de transmissões. Esta aplicação não é tolerante a atrasos e latências menores que 1 segundo para alarmes e alertas devem ser providos pelas redes de comunicações. Latência menor que 100 ms pode ser requerida para aplicações como de tele-proteção. Em geral, necessita de largura de banda entre 10 e 100 kbps (YAN et al., 2013), (DOE, 2010).

2.2.4.9 Sistema de gerenciamento de distribuição (DMS - *Distribution Management System*)

As redes de distribuição tendem a se tornarem mais complexas para operações manuais, especialmente com massiva disseminação de geração distribuída nas residências dos consumidores. Os sistemas de gerenciamento das redes de distribuição podem ser considerados como o sistema central para as redes elétricas futuras. Consiste de um sistema baseado em TIC para gerenciar toda a operação das redes elétricas em tempo real, sendo, na atualidade, derivados de sistemas SCADA. Dada a diversidade de equipamentos e padrões proprietários ou parciais entre fabricantes, a interoperabilidade necessária obrigatoriamente passa por iniciativas de padronizações, sendo conforme (GRID, a), padrões da comissão eletrotécnica internacional (IEC - *International Electrotechnical Commission* (IEC 62357, IEC 61970 e IEC 61968) descritores dos diferentes componentes e suas relações em uma arquitetura hierárquica. Além destes, o IEC 61850 é um padrão que ganha aceitação no mercado e tende a atender áreas para além das SE's que manipulam níveis de tensão acima da MT, ou seja, integração de dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED – *Intelligent*

Electronic Device) em toda a rede elétrica, incluindo as redes de distribuição com capacidade de geração distribuída e funções de ilhamento ou micro-redes (*microgrids*) de energia. Dadas as imposições de gerenciamento e manutenção para as redes de distribuição de energia, comunicações transparentes independente do meio de transmissão, altamente confiáveis com sistemas de sincronização em tempo real e, principalmente, capacidades de interoperabilidade retroativa e futuras entre outros componentes são os principais requerimentos para DMS's. Taxas de dados entre 9,6 e 100 kbps e latência de 100 ms a 2 s devem ser disponibilizadas pelas redes de comunicações de dados. Requisitos de interoperabilidade são definidos em (IEEE 2030,2011) e conceitos relacionados a geração distribuída em (GUNGOR et al., 2011), (BRUNO et al., 2011).

2.2.4.10 Gerenciamento de ativos

A necessidade por gerenciamento de ativos das concessionárias de energia surgiu em resposta a imposições de órgãos reguladores por melhor QoS ao mínimo custo. Contempla automatismos, gerenciamento, rastreamento, otimização do trabalho dos processos de ordem de serviço e agendamentos para obras em campo dos ativos. Ativos, reposições, custos de manutenção, desempenho do sistema, riscos de falhas e impactos da confiabilidade são os impulsionadores que justificam os custos para o gerenciamento dos ativos, que pode usufruir de novas tecnologias de sensores, redes de comunicações de novos sistemas de monitoramento e derivação de informação. O estado de equipamentos em redes de transmissão e distribuição de energia, gerenciamento coordenado e ajustes dinâmicos dos limites operacionais são funções críticas. É uma aplicação que não impõem restrições de latência e é comum o emprego de taxas de transmissão da ordem dos 56 kbps (DOE, 2010), (MCGRANAGHAN, 2010).

2.2.5 Novas tecnologias para sistemas de transmissão e distribuição

Em torno de 6 a 8 % da energia é perdida pela resistência dos cabos e equipamentos pelos quais a eletricidade percorre. SG's atualiza as infraestruturas de transmissão e distribuição de energia empregando facilidades como Sistemas de transmissão AC flexíveis (FACTS - *Flexible Alternating Current Transmission System*) para maximizar a potência transferida e sistemas DC de alta tensão (HVDC - *High-Voltage Direct Current*) para a integração de recursos de energia renováveis próximos a áreas urbanas, possibilitando menores perdas na transferência da energia. Conforme (GUNGOR et al., 2013), uma possível linha evolutiva que coincide com o ponto de vista das concessionárias de distribuição de energia no Brasil, as redes elétricas inteligentes têm início com o advento da instalação de medidores de energia residenciais com capacidade de comunicação unidirecional e tarifação remota. com avanços tecnológicos em termos de capacidade de transferência de dados bidirecional,s sensores inteligentes e controle distribuído, as redes de distribuição

de energia estão aptas a autonomamente detectar interrupções, efetuar manobras para evitar interrupções (*self-healing*) com automação da infraestrutura, desenvolvimento de aplicações de resposta à demanda, detecção de fraudes e sistemas de informações dos clientes integradas a diversas facilidades de operação e manutenção dos ativos. É esperado que este nível de automação das redes elétricas de distribuição seja atingido com uma infraestrutura de medidores avançada (AMI). Uma rede elétrica inteligente, ou SG será quando o sistema amadurecer e pelo emprego de aplicações inteligentes, gerenciamento de toda a rede em tempo real e agentes distribuídos, automação das SE's de distribuição, os consumidores realmente participando na operação em resposta à demanda com cargas inteligentes e controláveis, geração distribuída, prevenções de sobrecargas, diminuição dos gases poluentes, etc.

2.2.5.1 Recursos Renováveis

É conhecido o aumento da integração de geradores solares e eólico à rede de potência. Desenvolvimentos em veículos elétricos e plugáveis a rede de potência, diminuindo as emissões de motores a combustão, que também podem funcionar como formas de armazenamento de energia, além de outros mecanismos armazenadores, informações sobre o clima, monitoramento em tempo real e balanço da carga do sistema para prevenção de escassez quando algo possa corromper a geração de energia (GUNGOR et al., 2013).

2.2.5.2 Algoritmos de Previsões

O crescimento na demanda de eletricidade foi acelerada recentemente e varia principalmente, conforme a situação da economia. Mas, o desafio de previsão de cargas para o despacho de geração existe para qualquer rede em qualquer lugar. A integração de tecnologias SG nas redes elétricas existentes promete aumentar a eficiência do sistema de suprimento e atender aos desafios do aumento na complexidade da matriz energética e requisitos de qualidade de energia das cargas (GUNGOR et al., 2013), (OUTLOOK, 2008).

2.2.6 Resumo dos Requerimentos para Aplicações SG

Como resumo dos requerimentos para as aplicações SG apresentadas pode ser criada a Tabela 2 requerimentos para aplicações SG.

2.3 Equipamento RTDS

Simuladores em tempo real são normalmente empregados para propósitos muito específicos, principalmente pelos custos dos equipamentos e programas envolvidos. Comercialmente são conhecidos no setor elétrico os simuladores *RTDS Inc* e *OPAL-RT*

Tabela 2 – Requerimentos para Aplicações SG (GUNGOR et al., 2013).

Aplicação	Taxa	Latência	confiabilidade	segurança
AMI	10 100kbps	de 2 a 14 seg.	de 99 a 99,99%	alta
Resposta à demanda	14 a 100 kbps	500 ms a minutos	de 99 a 99,99%	alta
Monitoramento de grandes áreas	600 a 1550 kbps	de 20 ms a 200 ms.	de 99,999 a 99,9999%	alta
DER e armazenamento	9,6 a 100 kbps	de 20 ms a 200 ms.	de 99 a 99,99%	alta
Automação de SE	9,6 a 100 kbps	100 ms.	de 99 a 99,999%	alta
Gerenciamento de distribuição	9,6 56 kbps	de 2 a 14 seg.	de 99 a 99,99%	alta
OTLM	9,6 56 kbps	15 ms a 200ms.	de 99 a 99,99%	alta
Gerenciamento de interrupções	14 100 kbps	2000 ms.	99 %	alta
Gerenciamento de ativos	9,6 56 kbps	2000 ms.	99 %	alta

Technologies. O RTDS está disponível no laboratório de proteção do CERIn, sendo um simulador dedicado para análises de SEP comumente empregado para análises de ajustes de equipamentos de proteção e controle, contemplando tecnologias e aplicações diversas. Todos os dados apresentados nesta seção foram obtidas do manual que é disponível dentro do pacote do produto RTDS.

O RTDS apresenta armários para compor diferentes tamanho de equipamentos, que, dada modularidade e processamento distribuído, podem ser integrados formando um simulador com maior ou menor capacidade de processamento. Sua estrutura de conexão de placas e algumas funções podem ser comparadas às antigas centrais de comutação e controle dos sistemas de telefonia comutado por circuitos, onde as placas com processadores são inseridas em trilhas disponíveis em módulos (*racks*), que podem formar unidades maiores ou armários (*cubicle*). A primeira versão do RTDS disponível no CERIn era composta de um armário com dois armários e placas de processamento GPB (*Generic*

Processing Board). Em um modelamento de rede de distribuição de energia composto por 10 transformadores e outros elementos como chaves, cargas e nós necessários foi alcançado o limite de processamento. Atualmente, com uma ampliação da capacidade do simulador RTDS do CERIn, placas (PB5 – Processing Board - 5) com maior capacidade de processamento e módulos adicionais.

Os *racks* também abrigam placas de entrada e saída (I/O – *Input/Output*), componentes de proteção, suprimento de energia e outros dispositivos necessários à comunicação por meio de fibras óticas, cabos de pares trançados não blindados (UTP-*Unshielded Twisted Pair*) Ethernet e comutadores. Existem quatro tipos de armários: tamanho completo, tamanho médio, mini e portátil. As opções de armário do RTDS são apresentadas na parte à esquerda da Figura 5, e, à sua direita, apresenta uma placa específica que segue padrão de tamanho para inserção nas trilhas. Em cada armário, em sua parte traseira, há um barramento de comunicação entre as placas (*backplane*) que interconecta todas as placas montadas nos trilhos. Em um simulador multi-armários, o “*backplane*” opera independente e em paralelo, reduzindo gargalos na comunicação de forma a influenciar no tempo de resposta das simulações. Entre armários, a comunicação é realizada por canais de comunicação dedicados.



Figura 5 – Tecnologia RTDS. Equipamentos modulares e placa GTWIF com quatro tipos de interfaces externas. fonte manual RTDS

2.3.1 Algumas placas e estrutura do RTDS

Não é objetivo deste tópico apresentar toda a estrutura e placas do equipamento RTDS e sim apresentar alguns pontos relevantes que, de certa forma, estão relacionados dentro do contexto deste trabalho, o que visa a interconexão de dispositivos.

2.3.1.1 Placa de processamento PB5 - *Processing Board* - 5

Placa de processamento composta de dois processadores RISC (*Reduced Instruction Set Computer*) (Freescale MC7448). Cada placa inclui 24 canais analógicos de saída, com conversor Analógico/digital (A/D) de 12-bits, 8 transceptores óticos para a conexão com dispositivos de I/O periféricos e comunicações entre placas, amparadas por um FPGA (*Field-Programmable Gate Array*).

2.3.1.2 Placa de comunicação GTNET - *Giga Transceiver Network Communication Card*

Placa que disponibiliza protocolos de comunicação e interface Ethernet. Somente um protocolo conforme seleção de versão de *firmware* pode ser executada pela placa GTNET. Ao contrário de outras funções de I/O, o GTNET é instalado em uma trilha (*slot*) e alimentado pelo *backplane*, se comunica com o PB5 por uma porta ótica direta. Os protocolos disponíveis na versão do CERIn são: IEC 61850 (*binary and sampled values*), DNP (*Distributed Network Protocol*) e *Playback*.

2.3.1.3 Placa para interfaces com estações de trabalho GTWIF – *Giga Transceiver Workstation interface Card*

Uma placa GTWIF é instalada por *rack*, ocupando dois trilhos para facilitar a interconexão com outros *racks* e serve a cinco funções:

- Comunicações entre RTDS e computador.
- Sincronismo entre armários.
- Caminhos de comunicação de dados entre módulos (GTIRC).
- Comunicações de *backplane*.
- Diagnósticos.

Para mais de três armários em um simulador, é necessário o emprego do dispositivo *hub* de barramento global (GBH – *Global Bus Hub*) instalada na parte traseira de um dos módulos para comunicação direta entre módulos. Nesta placa estão disponíveis as seguintes conexões, destacadas na parte direita da Figura 5, que apresenta a placa GTWIF:

1. Conector de *backplane*.
2. Porta de comunicação com o barramento global.
3. Porta de comunicação Ethernet.
4. Canais de comunicação entre *racks* (GTIRC – *Giga Transceiver Inter Rack Communication*).

O equipamento RTDS é controlado pela interface gráfica RSCAD (*RTDS Simulator Computer Aided Design*), que é um programa instalado em um computador externo ao RTDS. Para a comunicação entre o equipamento RTDS e um computador externo é empregada a placa GTWIF que disponibiliza comunicação por interfaces Ethernet 10 BaseT (10 Mbit/sec) ou 100BaseTX (100 Mbit/sec). Pode ser realizada comunicação direta entre o RTDS e um computador externo empregando cabo cruzado. Se múltiplos módulos RTDS são empregados, um *hub* ou *switch* Ethernet deve ser empregado, onde múltiplos computadores podem acessar o simulador em uma rede de área local (LAN - *Local Area Network*). As possibilidades de comunicação entre o RTDS e computador externo e conseqüentemente com as interfaces com o usuário do RTDS são apresentadas na Figura 5, possibilidades de conexão do RTDS e computadores

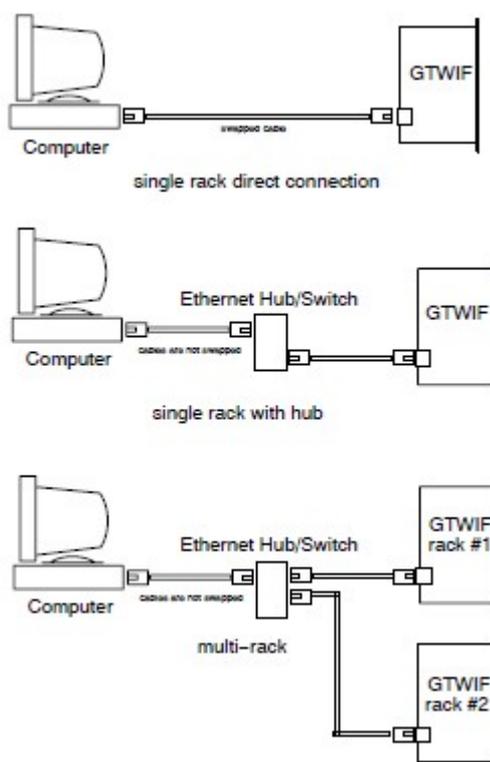


Figura 6 – Tipos de conexões entre o RTDS e computadores externos. Fonte: manual RTDS

2.3.2 Modelamento de SEP no RTDS

O sistema elétrico modelado no RSCAD/RTDS é apresentado na Figura 7. Para este sistema, o modelo de alimentador de teste com 13 nós do IEEE (IEEE,2004), do qual se extraiu os parâmetros de alguns alimentadores, dos transformadores e cargas para parametrização do modelo elétrico no RTDS. A fonte gera uma forma de onda senoidal trifásica e dado que a magnitude, fase e frequência não alteram em resposta a mudanças no sistema elétrico, este modelo de fonte é referido como fonte infinita. Infinito porque qualquer volume de potência ativa e reativa deve ser gerado para manter a tensão no barramento que conecta a fonte ao sistema modelado, independente de suas condições.

Na Figura 7, conectada à fonte, estão representados dois transformadores, sendo o primeiro para simular as funções fundamentais de um transformador e o segundo para regulação de tensão de acordo com diferentes posições de "tape". Para os dois transformadores do sistema, um na SE e outro que transforma para BT (parte mais a direita da Figura 9), foram empregados o modelo linear de transformador cujos dados mais relevantes são apresentados na Tabela 3. O modelo linear provê uma representação adequada e suficientemente precisa quando as tensões nos enrolamentos permanecem dentro dos níveis de saturação. A tensão do primário é de 115 kV e no secundário 4,16 kV, que apesar de não ser comum em redes de distribuição de energia, foi escolhido para o modelo por apresentar maior sensibilidade a afundamentos e quedas de tensão ao longo das linhas. Para o transformador com regulação de tensão, os valores de tensão primária e secundária foram atribuídos o mesmo valor de 4,16 kV, estando este bloco somente a cargo de funções de adaptação da relação e transformador do tipo ideal. Para o modelamento em questão, do ponto de vista técnico e acadêmico foram definidas 10 posições de TAP, entre 0,80 e 1,25 pu, em passos de 0,05 pu, mesmo que não usuais na prática de forma a obter maior margem de controle sobre o sistema elétrico.

Para interligar o transformador da SE e o transformador de BT, assim como cargas e banco de capacitores na média tensão, são empregados alimentadores cujas características de impedância são referidas ao cabo do tipo 1/0.

A carga na baixa tensão, apesar do modelo de referência apresentar valores fixos no RSCAD, foi utilizado modelo dinâmico de potência ativa e reativa dentro de limites pré definidos pelo modelo de referência.

1.2.3 Execução de Simulações pela aplicação *Runtime*

Na aplicação computacional *Runtime*, o usuário do RTDS tem a experiência de praticar alterações em uma simulação corrente e monitorar o seu efeito na tela do computador. As funções de controles criadas no modelamento do sistema efetuado no programa RSCAD podem ser alteradas para verificar os efeitos no sistema simulado no equipamento RTDS.

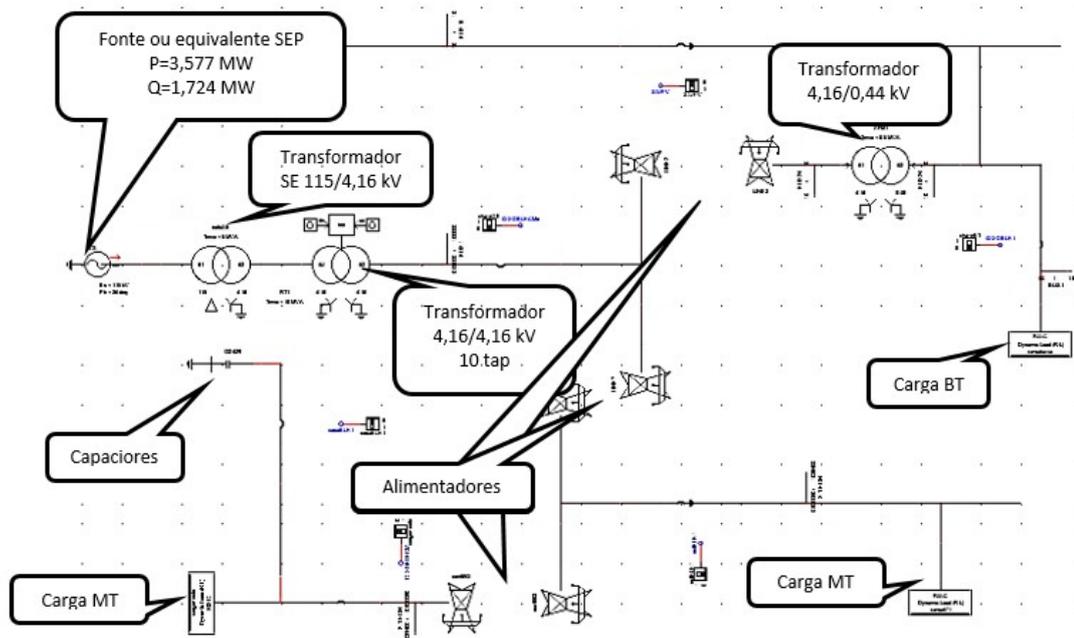


Figura 7 – Sistema elétrico modelado no RTDS/RSCAD.

Tabela 3 – Dados dos transformadores.

Transformador	Potencia kVA	V primário - kV	V secundário kV	R %	X %
SE	5000	115 - D.	4,16 - Gr Y	1,0	8,0
XFM - 1	500	4,16 - Gr W .	0,46 - Gr W	1,1	2,0

Maiores detalhes da parte de comunicação externa será apresentada no Capítulo 4, seção que aborda os desenvolvimentos deste projeto. A partir do instante que o *Runtime* executa um *script* de comandos específico conforme destaque da parte superior esquerda da Figura 8, o computador em questão passa a executar funções de um servidor de dados. Este servidor *Runtime* atua como um elo entre a aplicação externa e o controle do SEP no equipamento RTDS, sendo que as variáveis das funções de controle e monitoramento desejadas pela aplicação externa devem ser declaradas no *script* e criadas no *Runtime*. Como exemplo de funções de controle, a Figura 8 apresenta quatro disjuntores que controlam duas cargas, a conexão da SE com a rede de distribuição e um banco de capacitores. Para a regulação de tensão por meio de ajustes de TAP do transformador da SE são realizadas pelas botoeiras “Up” e “Down”. Há diferentes formas de visualização das funções criadas no *Runtime* e a interface criada para os medidores apresentam a tensão eficaz ao longo do tempo, com um valor numérico, sendo apresentado em sua parte inferior, conforme os medidores de tensão eficaz SE, MT e BT da Figura 8. O diagrama da rede elétrica é mera ilustração criada para facilitar a visualização de qual ponto esta sendo monitorado

ou controlado na simulação criada no RSCAD, que neste caso a rede elétrica da Figura 8.

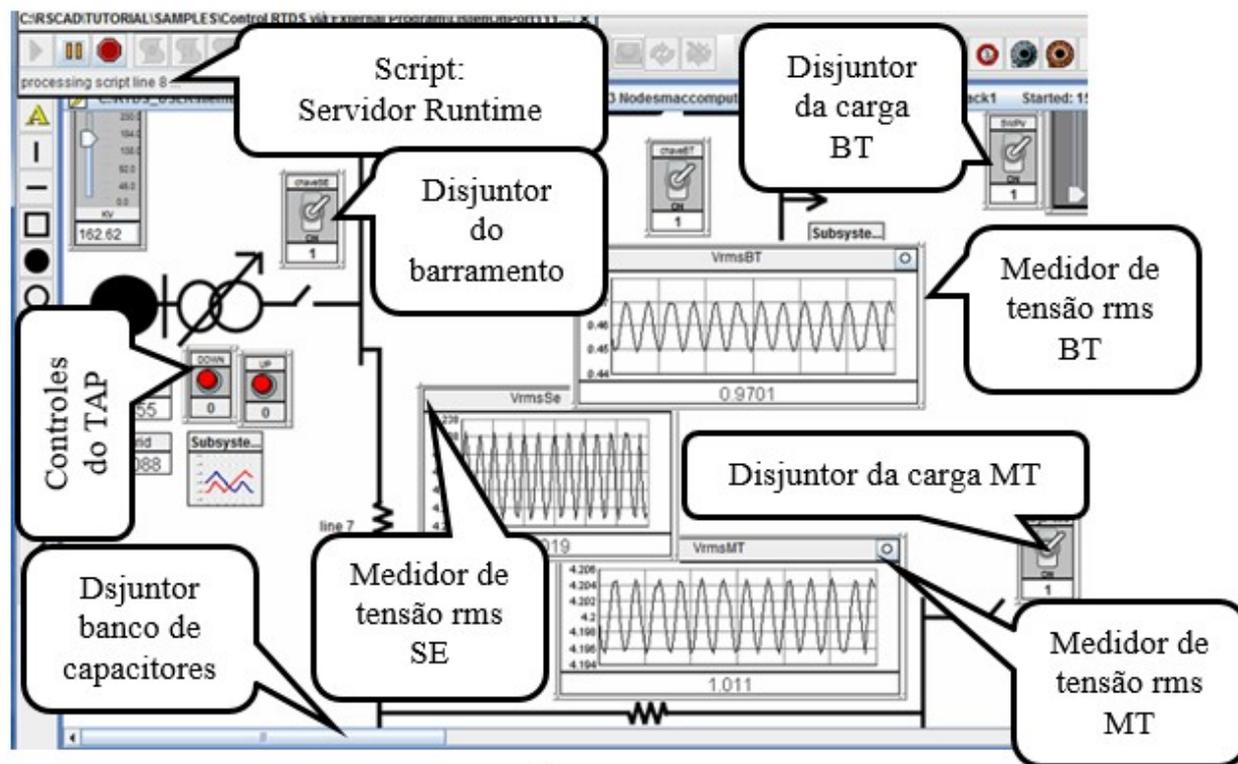


Figura 8 – Sistema elétrico modelado no RTDS/RSCAD.

2.4 Protocolos de comunicações de dados empregados

Para a integração proposta foram empregados aplicações computacionais criados para o servidor RTDS e um cliente externo CERIn Monit, conectados pelos protocolos TCP/IP. Do ponto de vista de programação, um programa acessa à uma interface de rede da mesma forma a uma chamada de arquivos em disco, do qual se emprega uma função que acessa interface de ponto de acesso (API - *Application Programming Interface*) com parâmetros específicos de uma conexão. O protocolo IP está presente nos sistemas operacionais dos diversos dispositivos microcontrolados pode ser visto como uma camada de software comum a diversos dispositivos em rede que permite o emprego de diferentes tecnologias na camada de enlace para o transporte de dados. As aplicações, protocolos e interfaces de rede de computadores empregadas e apresentadas a seguir foram derivadas de (TANENBAUM, 1995). Também é mostrado um breve histórico da evolução do protocolo IP, cujos objetivos iniciais são correlatos com os objetivos para a evolução prestes a acontecer no sistema elétrico.

Sistemas de comunicações são essenciais em qualquer sistema elétrico de potência moderno e sua importância aumenta com o advento de novas aplicações desenvolvidas para SG's. Um exemplo do emprego de sistema de comunicação é o seu emprego para o envio de

informações de estado a partir de dispositivos eletrônicos inteligentes IED (MACKIEWICZ, 2006), para uma estação de trabalho com interface homem máquina. Qualquer controle coordenado do sistema de potência se fundamenta em enlaces de comunicação entre diversos dispositivos. Os canais de comunicação são caracterizados por sua velocidade máxima de transferência de dados, taxa de erros, atraso e tecnologia de comunicação utilizada e normalmente caracterizam os sistemas de controle supervisorio e aquisição de dados SCADA (BOYER, 2009).

A infra-estrutura de comunicação de um Sistema de potência, tipicamente, consiste de sistemas SCADA com canais de comunicação dedicados de e para centros de controle e redes de dados de grandes áreas WAN. Algumas concessionárias de energia antigas certamente possuem redes que empregam enlaces telefônicos e outros sistemas de comunicações pioneiros. Os sistemas SCADA conectam todas as facilidades operacionais do Sistema de potência tradicional com geração centralizada, linhas de transmissões, de distribuição e as subestações de transmissão e de distribuição de energia aos centros de controle. As redes WAN são empregadas para a incorporar operações de Mercado e negócios, formando uma rede núcleo dos sistemas elétricos tradicionais. Em uma SG, se espera uma maior abrangência das redes de dados e um desenvolvimento essencial é a extensão das capacidades de comunicações, adentrando às redes de distribuição de energia e estabelecimento de comunicações bidirecionais entre os consumidores pelas redes de área circunvizinha (*Neighbourhood Area Network* - NAN), que, provavelmente, compreenderão áreas servidas por transformadores ou subestações de distribuição de energia. Dentro das premissas dos consumidores, haverá redes de áreas locais (*Home Area Networks* - HAN), que se comunicam com as NAN's por meio de medidores de energia inteligentes. Existem diferentes tecnologias que possibilitam o desenvolvimento de tais sub-redes e o principal desafio está em como estas tecnologias podem ser integradas efetivamente (LUAN; SHARP; LANCASHIRE, 2010). No modelo de referência ISO/OSI (*International Organization for Standardization/Open System Interconnection*) as aplicações lidam com os dados indiferentemente de qual mecanismo de transporte tenha sido empregado, enquanto que as camadas inferiores lidam com a tarefa de transmitir os dados indiferentemente quanto ao tipo de aplicação (EKANAYAKE et al., 2012). Uma possível infraestrutura de comunicação para SG é apresentada na Figura 9.

2.4.1 Protocolo ARPA/IP - *Advanced Research Projects Agency/Internet Protocol*

Da mesma forma que o setor elétrico, as redes de computadores em seus primórdios, quando existiam ilhas de comunicação isoladas por protocolos distintos e dispersas geograficamente nas universidades, houve a necessidade por interconexão dos computadores da mesma forma que na atualidade do setor elétrico dispositivos eletrônicos inteligentes

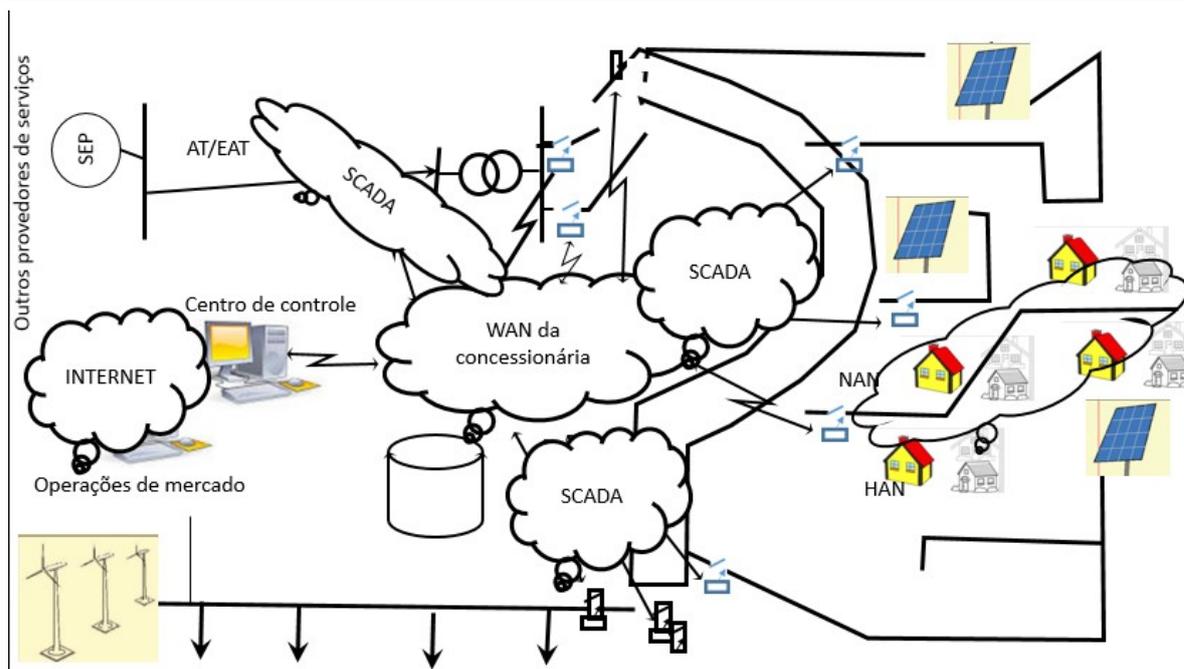


Figura 9 – Possível infraestrutura de comunicações para SG.

devem ser integrados contemplando uma infraestrutura existente e permitindo aplicações futuras.

A base para a a rede de dados do departamento de defesa dos Estados Unidos da América (DARPAnet) evoluiu por anos, se tornando aberta para a comunidade científica não vinculada à DARPA com a ARPAnet. Sua concepção em termos de comutação de pacotes é quem possibilita a integração de diferentes tecnologias de comunicações, em diferentes áreas de interesse e naturalmente será empregada para o legado de sistemas SCADA do setor elétrico. Um roteador pode ser visto como um computador dedicado a funções de roteamento que possui interfaces de rede conforme a tecnologia de interesse e número de pontos a serem conectados. O equipamento deve apresentar alta capacidade de processamento e memórias, sem interfaces gráficas ou I/O com o usuário, para o qual é empregado ou acesso remoto ou um computador conectado a uma de suas interfaces, programado para funções de roteamento, dependendo das informações contidas no cabeçalho de cada pacote. Tal sistema de redes interconectadas, definido como Catenet ou Catenet-ARPA, permitia a interconexão de redes com significativas diferenças em termos de protocolos internos e desempenho individual, originalmente desenvolvidos por fabricantes ou entidades independentes atendendo, a propósitos específicos e nenhuma alteração é necessária às funções internas a cada rede local (SALUS; VINTON, 1995), (POSTEL; SUNSHINE; COHEN, 1981).

O serviço entre redes emprega padrão para o formato dos pacotes e regras de funções baseadas em informações de controle (cabeçalho IP). Também empregam protocolo entre equipamentos de fronteiras de rede (*gateway-a-gateway*) para a troca de informações de

controle e roteamento. Além da transmissão de datagramas, também são executadas funções de fragmentação e remontagem de datagramas quando necessário para a transmissão por redes com limites para pacote menores. Esta função é raramente empregada, mesmo sendo possível a implementação de funções de controle, sequenciamento, remontagem adicionais e outros serviços comuns a protocolos de camada de rede. Estas funções foram deixadas a cargo de protocolos de camadas superiores que as implementam conforme requerimentos de cada aplicação (DICICCIO et al., 1979), (CERF; KIRSTEIN, 1978).

O IP emprega a transmissão específica de cada rede e é utilizado por protocolos de camadas superiores, confiável no caso do protocolo de controle de transmissões (TCP - *Transmission Control Protocol*), na ARPA-Catenet, ou um protocolo em tempo real denominado de UDP (*User Datagram Protocol*), para pacotes de voz e normalmente definido como não confiável por não corrigir erros, apenas os detecta e informa para a aplicação. Se destaca na Figura 10, o protocolo IPv4 em cujo nível na hierarquia de protocolos era o único empregado. Este ponto de convergência hierárquico preserva a flexibilidade para incorporar diferentes redes e protocolos individuais provendo mecanismos de transmissões de dados abaixo do IP, enquanto permanece geral e eficiente para servir de base para uma diversidade de protocolos de camadas superiores. Com esta característica os *gateways* e roteadores devem prover, basicamente, serviços de datagramas, simplificando, barateando e tornando-os eficientes (GROSSMAN; HINCHLEY; SUNSHINE, 1979), (POSTEL, 1980).

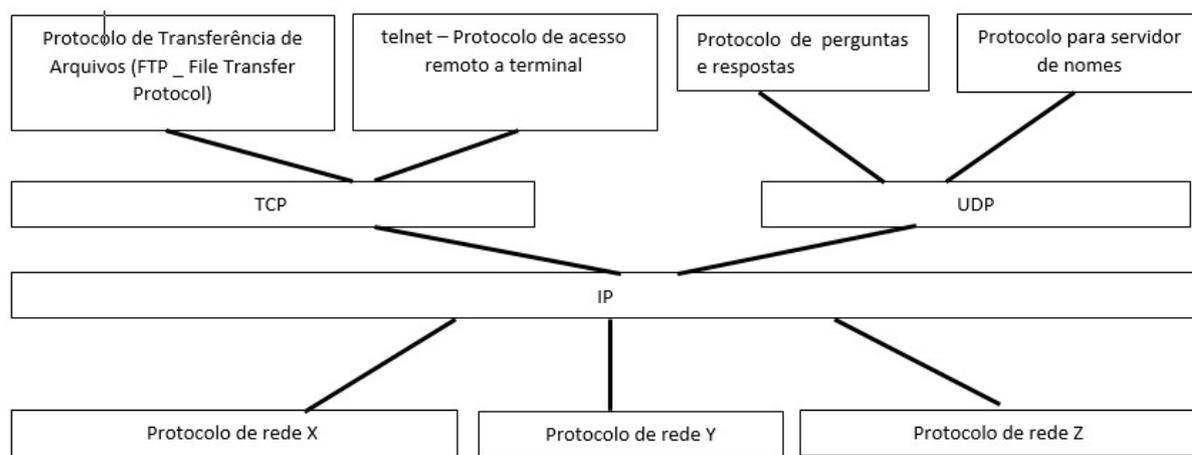


Figura 10 – Hierarquia de protocolos para interconexão de redes de computadores.

A Figura 11 descreve o caminho de um datagrama desde a origem até o destino em que estes estão separados por um *gateway*. Em uma pilha de protocolos há o encapsulamento dos dados em protocolos específicos para que estes possam atravessar diferentes ambientes de rede. O endereçamento de redes locais têm significância local e a camada de rede torna possível uma “casca” lógica comum e hierarquicamente acima de todas as redes locais e com endereçamento específico, identifica máquinas terminais mesmo estando conectadas por tecnologias completamente diferentes ou não. Os dados devem ser encapsulados em

um pacote IP e, posteriormente, em um quadro, como exemplo Ethernet e extraído na outra extremidade da rede que pode empregar Ethernet ou não, como, por exemplo, em um MODEM (modulador demodulador) celular. No destino, o pacote deve ser totalmente desencapsulado, enquanto que em nós intermediários somente ocorre análises até o nível de camada de rede onde é empregado o protocolo IP da pilha apresentada na Figura 10. Este modelo de comunicação é uma série de encapsulamentos e desencapsulamentos e não tradução de protocolos, processo este que preserva a informação mesmo se redes individuais ao longo do caminho não tomem conhecimento ou utilizem a informação. A origem ou usuário IP, tipicamente protocolo de camada 4, prepara os dados advindos da aplicação e chama o seu módulo IP local para enviar os dados. São informados o endereço de destino e outros parâmetros ou argumentos da chamada para que o módulo IP possa encapsular os dados em pacotes e inserir o seu cabeçalho. Se o endereço de destino estiver presente na mesma rede local, este datagrama pode ser enviado diretamente para o destino, empregando o endereço e protocolo de rede LAN. Se o endereço IP de destino não estiver na mesma rede, fato descoberto pela estrutura hierárquica de endereçamento, o módulo IP envia o pacote para a interface de um *gateway* que o encaminhará para fora da rede local. A seleção de qual interface, local ou *gateway* enviar um pacote é uma decisão de roteamento internet. Esta decisão é tomada por uma lógica entre o endereço de origem com a máscara de rede, assim como desta mesma máscara com o endereço de destino. Caso seja obtido resultado diferente, o destino se encontra em uma rede diferente e, caso contrário, o destino se encontra na mesma rede local da origem dos pacotes (TANENBAUM, 1995).

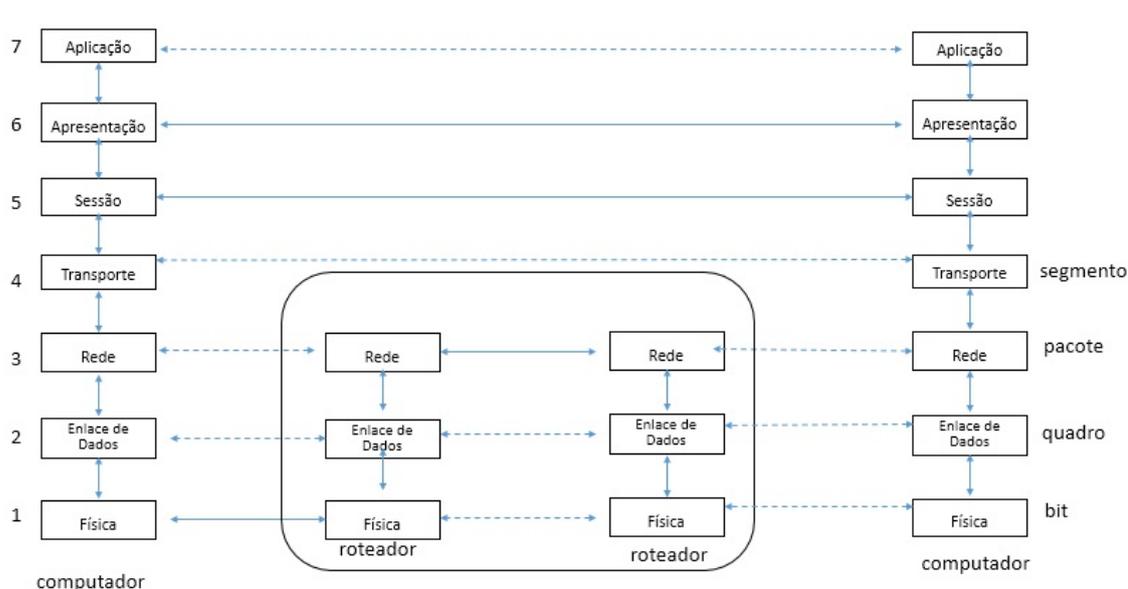


Figura 11 – Caminho de transmissão de dados segundo o modelo ARPA.

Tendo determinado para qual interface de rede encaminhar o pacote IP, alguns procedimentos são tomados. Se o datagrama IP for maior que o quadro de rede, deve haver

fragmentação. Em caso de serem menores, os pacotes devem receber o preenchimento e encaminhados individualmente para a interface de rede. Esta interface local cria um quadro de dados conforme seu protocolo e encapsula o datagrama para transmissão no meio físico. No terminal de destino o datagrama IP é extraído do quadro de rede e encaminhado para o módulo IP local, que determina se este pacote pertence a um usuário deste terminal. Se sim, é encaminhado para a camada superior informando o endereço IP de origem e outras informações contidas no cabeçalho.

A escolha chave na tomada de decisões do projeto da ARPA é a definição de datagramas ao invés de circuitos virtuais, como executado nas redes de telefonia para a interconexão das diversas redes existentes na época. O emprego de datagramas permite a simplificação dos roteadores, pois estes não precisam manter as informações do estado de circuitos virtuais individuais, deixando a comunicação fim-a-fim acontecer por rotas alternativas em caso de falha de alguma rota. No projeto DARPA, existiam carências para outros estilos de comunicação além dos descritos, como para transporte de dados vocálicos que requer um serviço que disponibilize mínimo atraso, sem árduas restrições quanto a perda de pacotes. Tal serviço pode ser concretizado em uma rede baseada em pacotes e não baseada na comutação de circuitos (GROSSMAN; HINCHLEY; SUNSHINE, 1979), (POSTEL, 1979), (DICICCIO et al., 1979), (POSTEL, 1979), (SUNSHINE, 1977a), (CERF; KIRSTEIN, 1978).

A decisão mais difícil no projeto para a definição do protocolo entre redes talvez tenha sido a escolha do tamanho e estrutura de endereços. O tamanho deste campo no IP é um compromisso entre permitir o crescimento futuro da capacidade de endereçamento, sem considerável aumento do número de bits necessário para a sua escrita no cabeçalho de cada pacote. A estrutura do endereço IP define a separação em rede e sub-redes, e aos *gateways* é possível processar endereços de destino para redes distantes baseada somente na parte de rede do endereço, diminuindo memória das máquinas e no tráfego de protocolos de roteamento que divulgam tabelas de roteamento entre *gateways*. A separação do endereço define as fronteiras entre redes.

2.4.2 Protocolo de transporte e aplicação

A seguinte descrição para o protocolo de controle de transmissões (TCP) resultado da tradução da RFC (*Request For Comments*) 793 (POSTEL, 1981), protocolo este que estabelece conexão terminal-a-terminal (*host-to-host*) em redes de computadores comutadas por pacotes e em sistemas interconectados de tais redes. Na década de 1980, sistemas de comunicação entre computadores já eram importantes em ambientes militares, governamentais e civis. O TCP foi idealizado em função de especificações militares quanto a robustez na presença de enlaces de comunicações não confiáveis e disponibilidade na presença de congestionamentos. Além do fato de que devem prover formas de interconexão

e protocolos padronizados entre processos que suporte uma diversa gama de aplicações. O TCP é um protocolo orientado à conexão e confiável nos terminais de uma conexão, foi projetado para ser parte de uma hierarquia de pilha ou camadas de protocolos que suportam múltiplas aplicações de rede. Provê confiável comunicação entre processos pares em computadores conectadas a redes de comunicações locais, mas interconectadas entre si. A confiabilidade exigida se baseou no fato de pouca atenção atribuída à confiabilidade nos protocolos de comunicação abaixo da camada TCP e na época muitos dos enlaces eram via rádio altamente susceptíveis a ruídos. A camada IP oferece um serviço de datagramas simples, potencialmente não confiável às camadas superiores, sendo deixado ao protocolo TCP que disponibiliza interfaces para processos usuários ou aplicações de camada superior, tornando transparente para a aplicação o serviço provido pelas camadas inferiores.

A interface entre aplicação e o TCP consiste de um conjunto de chamadas semelhantes aos procedimentos que um sistema operacional de um computador oferece a um processo de manipulação de arquivos ou acesso a periféricos. Existem chamadas para abrir e fechar conexões, enviar e receber dados e, assincronamente, comunicar com programas de aplicações. Os diferentes sistemas operacionais de computadores da atualidade oferecem interfaces apropriadas a cada ambiente, com mínimos requerimentos de desenvolvimentos para a interface TCP para qualquer aplicação válida. A interface entre o TCP e protocolos de camadas inferiores IP não são especificadas, exceto pelo fato de se assumir a existência de mecanismo interno que conecta estes dois níveis da hierarquia de protocolos de forma assíncrona, para a troca de informações dentro do sistema operacional.

A escolha por uma breve descrição do TCP e não do UDP (POSTEL, 1980) ou SCTP (*Stream Control Transmission Protocol* (STEWART, 2007)), neste capítulo se deve ao fato de ser o TCP o protocolo empregado pela aplicação desenvolvida neste trabalho e descrita no Capítulo 2. Este protocolo executa inúmeras funções, mas para o entendimento da comunicação com o RTDS que se comporta como um servidor de dados. A aplicação desenvolvida que atua como um cliente, uma vez estabelecida uma conexão, pode ser enviado solicitações tanto do lado cliente quando do lado servidor para a leitura ou escrita de dados na simulação corrente. O conceito cliente/servidor basicamente define que o estabelecimento de uma sessão de comunicação deve ser iniciada pelo cliente, e após estabelecido um caminho entre estes, tráfego de dados bidirecional pode acontecer.

Do ponto de vista de funcionamento do TCP, um cliente deve conhecer a porta e endereço IP de destino da aplicação ao qual se deseja conectar. Ao enviar uma solicitação, deve-se escolher um valor aleatório para a porta de origem. Em um único computador, endereçado por um endereço IP, podem existir vários processos de aplicações simultâneas e para discriminação do tráfego de dados os números das portas presentes no cabeçalho TCP de cada segmento de informação é empregado. Detalhes e comparações entre protocolos de aplicação e adequações da camada de transporte são disponíveis em (SUNSHINE, 1977b),

(POSTEL, 1980), (PANG et al., 2016).

2.4.3 Protocolo de enlace de dados

Diversas tecnologias, soluções e equipamentos proprietários viraram padrões acordados e aceitos na evolução das redes de computadores. A própria rede de telefonia fixa, comutada por circuitos, pode ser considerada uma rede de dados. Em termos de tecnologias para redes de computadores, o padrão IEEE 802.3, conhecido como Ethernet, predomina no mercado e suas variantes atendem além de redes locais com enlaces metálicos inicialmente a 10 Mbps, também redes núcleo com enlaces óticos a dezenas de Gbps. Quando se menciona Ethernet existe uma diversa gama de equipamentos e, com os baixos custos na atualidade, é uma alternativa para o acesso em redes metropolitanas e não somente para redes locais. Entretanto, quando existem dificuldades ou inviabilidade financeira para a capilarização de cabeamento estruturado, outras tecnologias de comunicação que empregam comunicações sem fio podem ser empregadas, como exemplo: IEEE 802.15.4 (zigbee), redes *mesh*, quarta geração de sistemas móveis celulares, IEEE 802.11 (wifi), IEEE 802.16 (Wimax), (SUSMITHA; REDDY; KAUR, 2013), (MASOOD, 2013), (WANG, 2013), (ARUN; KRISHNAMOORTHY; RAO.M, 2011), (SARASWALA, 2012), (CARVALHO, 2015), (NOH; OH, 2011).

Dos protocolos descritos anteriormente, estão disponíveis na infraestrutura de dados da UNIFEI uma rede núcleo (core) Ethernet e acessos Ethernet e wifi, abordados nos próximos itens. Além destas tecnologias de camada de enlace, também são descritas as soluções da telefonia fixa e móvel como alternativas para prover uma conexão de um cliente externo à rede que abriga o servidor RTDS na rede do CERIn/UNIFEI.

2.4.3.1 Ethernet

O Ethernet não utiliza somente o padrão IEEE 802.3 (LOCAL... , 1988) sim uma série de protocolos que lhe adicionam diferentes possibilidades conforme necessidade da empresa e os custos envolvidos (DUNLOP, 1989). Sua topologia inicialmente idealizada para barramentos com cabos coaxiais e derivações empregando conectores “vampiro”, evoluiu para o emprego de cabos com oito fios e de “*hub's*”, que regeneram e enviam sinais de uma para todas as portas, simulando uma topologia em barramento. O *hub* foi substituído, com o barateamento dos equipamentos Ethernet, por “*switches*”, que regeneram o sinal e lê o cabeçalho dos quadros Ethernet, permitindo encaminhar quadros especificamente para as devidas portas de destino. Com esta característica, o domínio de colisões diminui consideravelmente e o desempenho da rede empregando *switch* em detrimento ao uso de *hub's* é evidente, bastando trocar um único equipamento na rede. Quando se emprega o *hub*, quadros Ethernet são reproduzidos para todas as portas, caracterizando uma rede em barramento. Entretanto, quando se emprega o *switch*, a topologia de rede é em estrela

e somente origem e destinos de um quadro são efetivamente conectados pela matriz de comutação. Com foco em redes locais, a evolução da tecnologia Ethernet contempla novos mercados e abrangências a ponto que em 2003 (BROCKNERS; FINN; PHILLIPS, 2003a), menciona que o Ethernet foi a tecnologia mais influente para redes locais e tende a ser aplicada em redes metropolitanas (MAN – *Metropolitan Area Networks*) e de grande área WAN. A estrutura básica de uma rede Ethernet é apresentada na Figura 12(LAW et al., 2013).

A rede Ethernet do CERIn é composta por nove *switches* provendo acessos nos três pavimentos do edifício, que por sua vez são individualmente conectados a um *switch* central ou *switch* núcleo. Nos enlaces de acesso Ethernet, a taxa de dados disponibilizada é de 100 Mbps, enquanto que nas conexões dedicadas entre *switches* de acesso ao *switch* núcleo, é empregado enlace ótico a 1 Gbps. Em algumas portas de acesso Ethernet são conectados pontos de acesso (AP – *Access Point*) disponibilizando acesso Wifi por meio de três AP's.

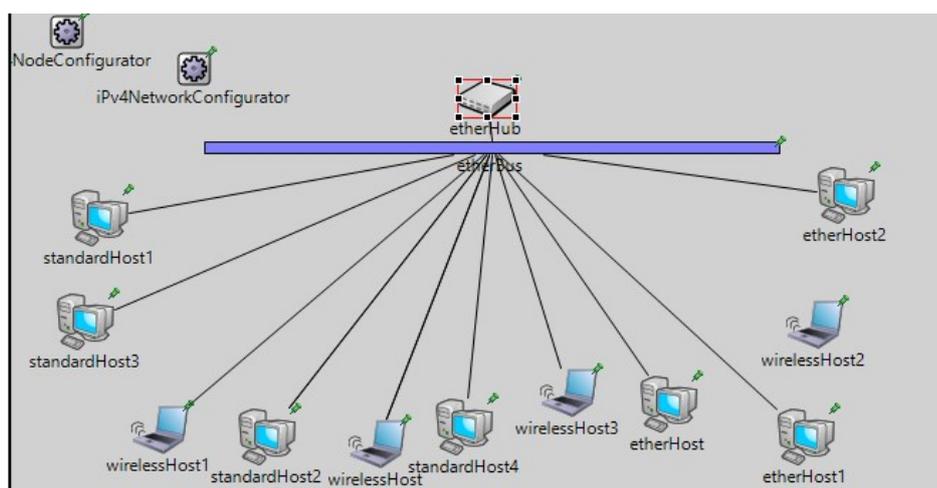


Figura 12 – Topologia em estrela para redes Ethernet.

Uma característica chave do Ethernet é sua simplicidade, principalmente na época de sua concepção quando capacidades de memória e processamento eram itens limitantes nos projetos de equipamentos microcontrolados. Não existia um elemento central e todos os computadores eram conectados em um único barramento provido por um cabo coaxial. Para enviar dados, cada placa de rede deveria escutar, mensurar o nível de tensão ou impedância do barramento, no instante de transmissão. Se não houver nenhum sinal no meio, o barramento está livre e se inicia a transmissão. Continuamente, o meio deve ser monitorado e, se por exemplo, acontecer outra transmissão simultânea, a impedância ou tensão na linha mudam e a placa de rede percebe a ocorrência de colisão, não sendo possível a detecção por parte dos receptores de qual é a sequência binária modulada na linha. O protocolo determina a execução de um algoritmo que dispara um temporizador aleatório em cada placa de rede que monitora a colisão e, após expirar este, se monitora o

meio novamente para nova tentativa de transmissão. Esta técnica de múltiplo acesso é denominada de CSMA – CD (*Carrier Sense Multiple Access – Collision Detection*).

Uma dúvida que paira sobre os engenheiros que implementam os primeiros equipamentos compatíveis com o IEC 61850 em SE's de energia é: “porque o IEC 61850 não contempla funções para além dos limites de uma SE?”. Uma possível resposta para esta questão pode ser derivada da data da publicação de (BROCKNERS; FINN; PHILLIPS, 2003a). Até então, o Ethernet era adequado a LAN's e se iniciava atuar para uma maior abrangência geográfica entre interfaces que, obrigatoriamente, deveriam ser óticas e não elétricas.

A grande vantagem do emprego do Ethernet para instituições, governos e universidades é uso de tecnologia única que permite, a partir de uma infraestrutura padronizada, criar redes virtuais e discriminar tráfegos de áreas ou setores diferentes. Entretanto, com o aumento do volume de dados, número de dispositivos e *switches* conectados, algumas medidas tais como segurança, efeitos de protocolos de roteamento, distribuição *multicasting*, QoS e efeitos de interconexão ou roteamento na camada 2 devem ser consideradas e implementadas. Estas características se tornam necessárias com o aumento do interesse por novas aplicações que necessitam de alta largura de banda, baixa latência, além de interconectar todas as redes locais por meio de uma tecnologia comum às LAN's, MAN's e WAN's.

Para ilustrar uma rede Ethernet de maior dimensão, a Figura 15 apresenta a topologia de rede Ethernet dentro da UNIFEI. Esta imagem em formato "pdf" foi disponibilizada pelo Núcleo da Tecnologia da Informação (NTI) da Unifei, onde se comentou tratar de uma mera ilustração, não sendo possível visualizar os nomes de cada elemento neste mapa da rede. Para tal, é necessária a utilização de um programa computacional específico e as informações de topologia da rede foram informadas verbalmente “nos corredores”. Nesta topologia, a rede do Cerin, concentra os dados de nove *switches* de acesso em um *switch* de distribuição, conforme já mencionado e destaque superior direito da Figura 13, em que a nuvem a ele conectado representa a rede interna ao CERIN. O *switch* núcleo do CERIN é conectado por um enlace ótico de 1Gbps a uma porta do *switch* que se encontra no prédio do INCIT, que por sua vez possui enlace com o *switch* núcleo do NTI. Este *switch* tem a tarefa de rotear todo o tráfego interno à LAN UNIFEI e também tráfego externo, que deve ser encaminhado para um roteador.

2.4.3.2 Definição de Serviços Ethernet WAN

Dois serviços básicos são providos por interfaces Ethernet, ponto a ponto e ponto-multiponto. Diferentes definições existem no mercado para interfaces Ethernet e conforme (BROCKNERS; FINN; PHILLIPS, 2003b), (GANDHI; KLESSIG, 2003), os seguintes serviços podem ser ofertados:

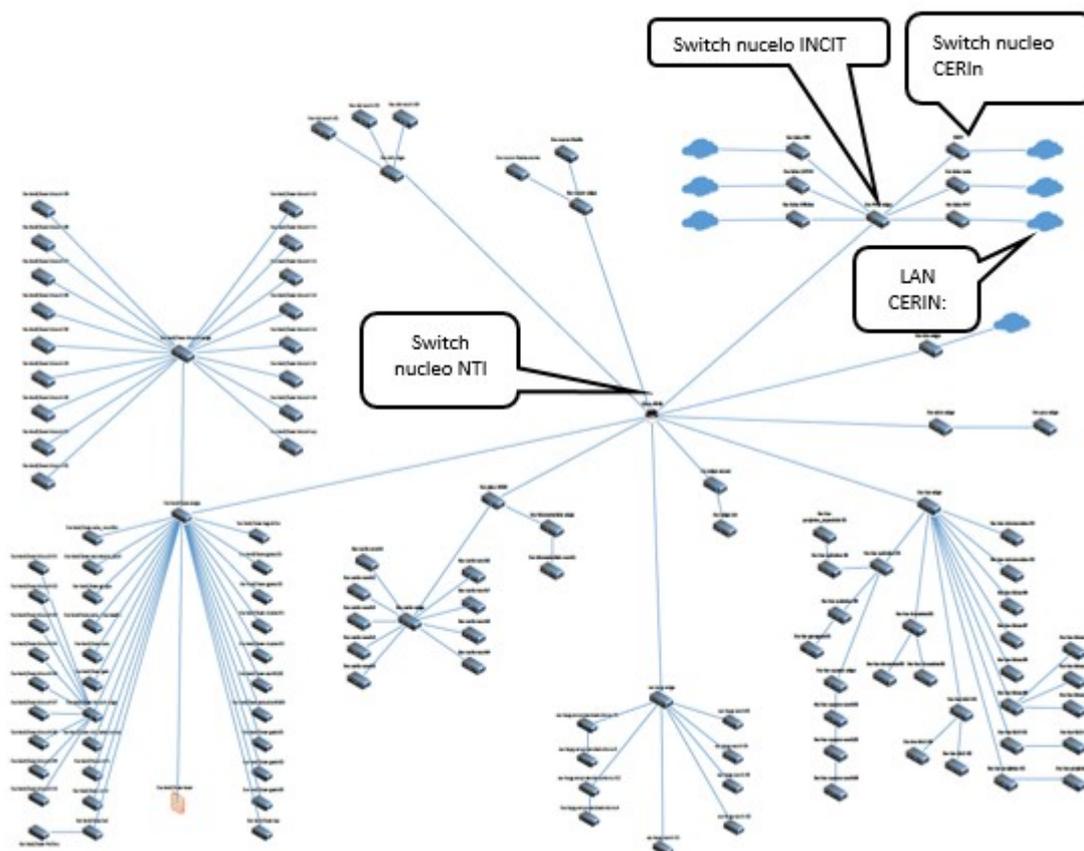


Figura 13 – Topologia de rede Ethernet/UNFEI.

- *Ethernet Wire Service* (EWS), serviço análogo às linhas privadas, nas quais, roteadores, pontes (*bridge* ou computadores podem ser empregados como dispositivos de fronteira dos consumidores que estabelecem conexão ponto a ponto entre áreas geográficas distintas.
- *Ethernet Relay Service* (ERS), serviço Ethernet semelhante ao Frame Relay (FR) (interface inicialmente disponibilizada por redes de telefonia para tráfego de dados). Neste tipo de serviço, roteadores ou computadores são empregados como dispositivos CE que estabelecem conexão fim a fim entre dois locais. Nos serviços FR, a multiplexagem de serviços é empregada, conectadas a uma interface física que permite múltiplos pontos remotos serem alcançados a partir de um único ponto, ou UNI. Para identificar as conexões de enlace de dados, que no FR utiliza um identificador de conexão de enlace de dados *DLCI - Data Link Connection Identifier*). Os serviços ERS emprega identificadores de LAN's virtuais para identificar conexões Ethernet ponto a ponto lógicas dentro de uma UNI e como no FR estes identificadores tem significância somente local.
- *Ethernet Multipoint Service* (EMS) é a rede WAN Ethernet análoga a redes LAN que entrega cada quadro de dados (*unicast*) ao destino adequado empregando pontes

(bridges) Ethernet com capacidade de auto aprendizagem e encaminhamento. Pode ser acordado que a operação de um EMS simule funções de camada de enlace de dados Ethernet. O equipamento do consumidor pode ser um roteador, computador ou um bridge. Como no serviço EWS, multiplexagem *all-to-one* e transparência de LAN's virtuais são empregadas.

- *Ethernet Relay Multipoint Service* (ERMS) é a combinação de EMS e ERS. Este é um serviço interessante para consumidores que requerem serviços de Layer 2 multiponto, e que além disto, também requerem serviços ponto-a-ponto, como o acesso a internet em uma única interface de rede de usuário.

Independente do serviço provido, a estrutura de redes WAN Ethernet pode ser vista como uma interconexão de nuvens que representam redes locais ou redes corporativas por meio de uma nuvem núcleo, que integra diferentes pontos e clientes em uma mesma infraestrutura Ethernet.

2.4.3.3 Disponibilidade / redundância de redes Ethernet de grande escala

Serviços WAN Ethernet não são limitados a cidades ou regiões e pode se expandir para nível nacional e continental a partir da interconexão de redes de diferentes provedores, se estende a área de cobertura do serviço. "Como o serviço Ethernet pode ser multiponto por natureza, uma pergunta é como disponibilizar confiabilidade em cada interface de serviço do consumidor e evitar o aumento de encaminhamentos em rotas infinitas, ou sem destino dentro da rede?" Se todas as conexões forem simplesmente ponto-a-ponto e não houver necessidade de resiliência dos serviços prestados aos consumidores, o próprio Ethernet e qualquer tecnologia pode transportar os dados fim-a-fim sem mesmo saber que se trata de tráfego Ethernet. Entretanto, pode haver necessidade por parte das aplicações por serviços ponto-a-ponto e ponto-multiponto com confiabilidade, "inteligência" e segurança e um exemplo para este serviço é provido por EMS, que pode não entregar quadros para determinados pontos quando estes não forem necessários e nem entregar múltiplas cópias do mesmo quadro para o um único destino. Uma forma de serem disponibilizados serviços Ethernet WAN é o emprego de *switches* que manipulam rótulos de de LAN's virtuais e assim identificar e discriminar membros distintos de de redes de caminhos virtuais (VPN - *Virtual Path Network*. Uma solução simples para prover redundância e evitar laços infinitos (*loop*) dentro da rede é o emprego do protocolo *Spanning Tree* (STP - *Spanning Tree Protocol*). Infelizmente o STP não é aplicável a grandes dimensões geográficas. Além disso, o STP assume uma única unidade operacional e é provável que nem todos os provedores acordem em empregar o mesmo protocolo, mesmo se isto fosse possível (MARCHESE; MONGELLI, 2012) Para a automação de SE's, que emprega Ethernet para prover barramento de dados e infraestrutura em anel para maior confiabilidade, é

empregado o protocolo STP para evitar que fisicamente exista uma rede em anel, mas logicamente esta rede se comporta como um Ethernet comutada e em barramentos.

Inúmeras técnicas são implementadas conforme as dimensões, taxas, área de aplicação e serviços disponibilizados por uma operadora de dados que emprega Ethernet, fato facilmente constatado quando se faz uma busca na internet com o termo (*Ethernet switch technology*). Praticamente todo o mercado de comunicação de dados novos ou antigos, como na automação industrial FIELDBUSES, tendem a serem mapeados sobre o Ethernet, que disponibiliza meios físicos metálicos e óticos conforme ambiente, necessidades e disponibilidade de recursos.

Em termos de hardware, os *switches* apresentam uma vasta gama de opções para compor uma rede, desde simples e residenciais até redes de grandes corporações multinacionais. O mais simples destes equipamentos apresenta característica *cut throug* em que não existe capacidade de armazenamento do quadro Ethernet. Após leitura do endereço de destino e estabelecida conexão na matriz de comutação, os dados são imediatamente encaminhados para a porta de destino. Outra possibilidade quanto a tecnologia é o *store and forward*, tecnologia esta que disponibiliza memórias em cada uma das portas de entrada de forma a ser suficiente para armazenar todo o quadro Ethernet e efetuar leitura do cabeçalho dos quadros, possibilitando definição de prioridades e redes virtuais sobrepostas a uma rede física. Outro parâmetro de interesse para o desempenho de *switches* é a sua capacidade de comutação (*Switch fabric*), que define a taxa da matriz de comutação, normalmente maior que as taxas nas suas interfaces. A velocidade de comutação deve ser tal que mesmo havendo tráfego concorrente para uma porta, os quadros não percebam o efeito de uma colisão na transmissão.

Para a aplicação deste trabalho e durante os estudos de interoperabilidade do RTDS com o mundo externo, inicialmente foi utilizado a facilidade de enviar valores amostrados (SV) segundo o padrão IEC 61850 do RTDS sobre uma rede Ethernet. A rede de dados do CERIN é composta por *switches* gerenciáveis que ao receberem quadros com o campo *Ethertype* específico para SV e desconhecido para aplicações normais de uma rede de computadores, não foram capturados no outro extremo de uma conexão. Analisando o tráfego dos switches, se percebeu que os dados estavam sendo enviados pelo RTDS e dado o desconhecimento do protocolo acima do Ethernet (*Ethertype = SV*), estes quadros são simplesmente descartados. Dizer que um *switch* é compatível com a IEC 61850 significa que a parte de controle deste equipamento foi programada para também conhecer este protocolo e encaminhá-lo adequadamente. Entretanto, após configurado no RTDS para que os quadros Ethernet com valores amostrados de tensão e corrente sejam enviados sobre uma VPN identificada pelo valor 1, estes começaram a ser roteados e disponíveis em qualquer computador dentro da LAN CERIN. Os *switches* em questão, de fábrica são configurados para discriminar a VPN 1 e encaminha o tráfego com este rótulo, não importando o que

está sendo transmitido ou protocolo de camada superior. Esta dificuldade de coleta de dados inicialmente foi contornada pelo emprego de um *switch cut-throught*, conectando um computador em uma LAN interna ao RTDS que envia os quadros Ethernet e estes puderam ser capturados e analisados.

2.4.3.4 Redes de dados sem fio Wifi

As redes sem fio, apesar de sido popularizadas recentemente, possui pesquisas práticas que datam do fim do século XIX. Na atualidade, existem variantes diversas que possibilitam controles remotos nas residências e, em termos de redes de dados, assim como o Ethernet, predomina no mercado de redes sem fio o produto Wifi, que segue padrões IEEE 802.11. Em sua concepção, se almejava alcançar a eficiência do Ethernet e para a sua área de cobertura se definiu como WLAN (*Wireless Local Area Network*). O padrão IEEE define diferentes possibilidades como em termos de topologia, que são: *ad hoc* e infra-estrutura. O modo infra-estrutura é o mais comum e se fundamenta em um AP que determina quem tem a permissão de acessar o meio dentro de sua área de cobertura. Este AP normalmente é conectado a uma rede de dados, como a LAN do CERIn, ou em um modem de linha de assinante digital (ADSL) residencial (TANENBAUM, 1995).

O Wifi tem várias semelhanças ao Ethernet, como estrutura de quadro de dados, mas ao contrário do Ethernet que o acesso ao meio é controlado pelos terminais, no Wifi os terminais devem sentir o meio (CSMA) e enviar uma solicitação caso desocupado, estimando o tempo de ocupação do meio em termos do volume de informação a ser transferida e das condições do enlace sem fio ao AP. O AP responde positivamente em difusão reservando o meio a um determinado terminal. Os demais terminais esperam este tempo para tentarem enviar solicitações com permissões a transmitir. Esta adaptação foi necessária dado o problema do “nó escondido” que acontece devido às características de propagação de sinais sem fio, não relevante em uma rede cabeada como Ethernet. O sinal elétrico se propaga por todo o meio, enquanto que em um ambiente sem fio pode acontecer de terminais estarem em recintos separados por paredes em um ambiente que um único AP cobre toda a área. O acesso de um terminal, percebido pelo AP pode não ter potência suficiente para sensibilizar o receptor de outros terminais distantes. Esta técnica evita colisões no meio e se denominou de CSMA-CA (CSMA-CA – *Collision Avoidance*)

2.4.3.5 Linha de assinante digital ADSL

Quando há a necessidade de comunicação entre dois ou mais computadores próximos fisicamente é fácil efetuar a conexão utilizando cabo metálico, ótico, ou sem fio criando-se LAN'S. Entretanto, quando a distancia aumenta e existe a necessidade de atravessar vias públicas, o custo de instalação de cabos privados costuma ser proibitivo. Em muitos países tal empreitada significa ilegalidade e assim, a interconexão de redes isoladas geograficamente

devem utilizar de recursos de telecomunicações existentes.

Até o início da década de 1980 ainda não existiam regulamentações quantos aos serviços prestados por companhias telefônicas e para exemplificar será utilizada como referência a *Bell Systems*, detentora do monopólio telefônico norte americano por muitas décadas. O acontecido com a Bell serviu de modelo para outros países e as privatizações nos sistemas de telecomunicações disseminaram pelo mundo. Recentemente, em 23/04/2014 o Brasil sancionou o marco para a internet, regulamentando os serviços prestados pelos provedores.

Atualmente existem opções de operadores de serviços de internet provendo acessos diversos, mas houve época em que somente existia a Rede de Telefonia Publica Comutada (RTPC), especialmente projetada para serviços de voz mais ou menos inteligível. No início, as linhas telefônicas foram utilizadas por MODEM's de clientes que "discavam" para um modem remoto (um conjunto de MODEM's remotos na central telefônica eram compartilhados por todos os usuários), com taxas que, em função da interferência variável na rede de telefonia, alcança no máximo 56 kbps. Da mesma forma que na telefonia, o número de modems remotos era dimensionado para uma determinada probabilidade de bloqueio, que aumenta com o aumento do numero de usuários querendo acessar os recursos. Vale ressaltar que os custos eram tarifados pelo tempo de conexão devido exclusividade do canal comutado por circuitos para tráfego de dados.

Com o advento de redes digitais de serviços integrados (RDSI) ou ISDN (*Integrated SERVICES Digital Network*) em meados da década de 1980, acesso digital fim a fim foi possível, mas o acesso residencial não obteve muita aceitação. Para acessos corporativos, com taxas a partir de 2 Mbps, conectando PABXs e LANs é responsável por considerável parte da receita das operadoras de telefonia fixa. Basicamente não foi bem aceita por inexistência de aplicações e seu acesso síncrono, não é adequado às características da internet.

A evolução no acesso telefônico para redes de dados, em especial para a internet ocorreu com a tecnologia de linha de assinante digital assíncrono (ADSL - *Assynchronous Digital Subscriber Line*), que disponibiliza taxas maiores que 1 Mbps. Ao contrário da tecnologia discada, que modula os dados dentro do canal de voz, com largura de banda de até 4 kHz, no ADSL os dados são modulados em portadoras acima de 4 kHz, dedica maior largura de banda para ao tráfego recebido (*download*) em relação ao tráfego transmitido (*upload*) e portanto mais adequado ao acesso à internet, além de permitir maior largura de banda em relação aos filtros do canal telefônico.

O termo ADSL evoluiu do termo linha de assinante digital (DSL - *Digital Subscriber Line*) e se aplica a todas as tecnologias empregadas sobre as linhas telefônicas que visavam tráfego de dados assimétrica e fora da faixa do espectro da voz (TANENBAUM, 1995). Na extremidade da operadora de telefonia, também são separados os sinais de voz para

a rede de telefonia e de dados para o multiplexador de acesso DSL (DSLAM), que por sua vez, tem acesso a uma rede de dados proprietária ou a internet. A multiplexação de dados em grandes centros foi um dos impulsionadores para o desenvolvimento do Metro Ethernet, que inicialmente emprega fibras óticas entre os multiplexadores de assinantes ADSL até a rede de dados da operadora.

Na atualidade, a rede núcleo (*backbone*) da telefonia é bem estruturada, com troncos e comutadores de alta capacidade, mas ainda limitados quanto ao par metálico da última milha. Esta situação tende a mudar com a massificação do emprego da fibra ótica, massificação esta definida como *fiber-to-the-home*, que devido aos altos custos e tempo de instalação dos cabos óticos, tendências apontam para *fiber-to-the-corner* ou *fiber to the building*, e a partir e prover acesso metálico ou sem fio.

As possibilidades em termos de taxa de transmissão dependem principalmente da relação sinal ruído, que tende a diminuir com o aumento da distância. Para equalizar valores contratuais, é comum serem firmados contratados com valores pré definidos, como na região Sul de Minas Gerais, valores entre 5 e 1 Mbps sem muita garantia de porcentagem mínima de tráfego.

2.4.3.6 Acesso Móvel Celular

Para não alongar muito em uma área que o autor conhece desde os primeiros sistemas móveis celulares instalados no Brasil, optou-se por descrever este acesso do ponto de vista da engenharia da computação (TOWNSEND, 2008). Esta variante da rede de telefonia fixa, que posteriormente desmembrada se tornou maior, impulsionou desenvolvimentos e evolução da infraestrutura comutada por circuitos para uma rede IP, e que na atualidade, disponibilizam uma infinidade de possibilidades na palma das mãos e há quem diga que os aparelhos “*touch*” estão com os dias contados.

Do ponto de vista do sistema operacional de um computador que implementa o IP, após ser inserida um modem celular e ser registrado na operadora de telefonia, o computador está apto para a transferência de dados cuja disponibilidade depende da área de cobertura da operadora e a taxa de dados conforme distância entre o modem e uma estação rádio base, em diferentes taxas de transmissão de dados (RAPPAPORT et al., 1996).

Diferentes topologias de rede, conforme evolução dos equipamentos e protocolos foram evoluindo e com conexão Ethernet nas estações rádio base e adaptações de protocolos é criado um túnel, para cada assinante ativo entre o AP e um roteador/*gateway* da operadora que provê acesso a redes externas.

2.4.4 Tecnologias de monitoramento e controle remotos no setor elétrico

Modbus e DNP (Distributed Networking Protocol) são protocolos orientados a byte, amplamente utilizados por concessionárias e equipamentos do setor elétrico sobre várias tecnologias de camada física tais como: RS-232, RS-422, RS-485 e TCP/IP.

2.4.4.1 MODBUS

O Modbus foi desenvolvido visando controle de processos industriais, inicialmente projetado para simples transferência de dados entre controles e sensores por interfaces RS-232. Atualmente suportam outros meios de comunicação, incluindo TCP/IP e é um padrão aberto administrado pela Modbus-IDA (MODBUS, 2004). Os dispositivos Modbus comunicam com um controlador PLC. O principal problema em termos de interoperabilidade de dispositivos de diferentes fabricantes é a adição de extensões customizadas aos equipamentos para aumentar as funcionalidades além do provido pelo padrão. É utilizado por sistemas de monitoramento industriais e em sistemas supervisórios que conectam unidades terminais remotas (RTU - *Remote Terminal Unit*) de sistemas SCADA a centros de controle. O desenvolvimento e atualizações dos protocolos que compreendem a solução Modbus é administrada pela Modbus Organization desde abril de April 2004, quando a Schneider Electric transferiu os direitos para a citada organização.

É um protocolo de perguntas e respostas e oferece serviços especificadas por códigos de funções, empregando:

- TCP/IP sobre Ethernet.
- transmissão serial assíncrona sobre vários meios (cabo: EIA/TIA-232-E, EIA-422, EIA/TIA-485-A; fibra, rádio, canais telefônicos).
- MODBUS PLUS, uma rede de passagem de permissões (token) com altas taxas

2.4.4.2 *Digital Network Protocol*

O DNP foi originalmente desenvolvido pela *Westronic Inc.* em 1990, especificamente desenvolvido para emprego em sistemas SCADA de concessionárias de energia elétrica. O desenvolvimento do DNP3 se deu com objetivos de ser um padrão aberto para a interoperabilidade entre estações mestre e estações fora de SEs de concessionárias de eletricidade. Também pode e é utilizado por companhias de água/esgoto, transporte, petrolíferas e gás. Em 2010, o comitê técnico DNP começou a trabalhar em conjunto com o IEEE e tornou-se IEEE *Standard for Electric Power Systems Communications – Distributed Network Protocol* (DNP3), publicado como IEEE Std 1815TM-2010. Atualizações foram sendo incorporadas e na atualidade incorpora um conjunto de protocolos de comunicações utilizados entre componentes de processos automatizados. Foi criado especificamente

comunicação entre vários tipos de equipamentos de controle e aquisição de dados de sistemas SCADA, é utilizado por estações mestre (*aka Control Centers*), RTU's, e IED's. Em relação ao modelo OSI, o DNP 3 especifica um protocolo de camada 2, provendo facilidades de multiplexação, fragmentação dos dados, verificação de erros, controle de enlace, prioridades e serviços de endereçamento de camada 2. Também define uma função de transporte, semelhante à camada 4 e uma camada de aplicação, que define as funções e tipos de dados adequados para aplicações SCADA corriqueiras. O protocolo DNP3 suporta sincronização no tempo com os RTUs pelo emprego de estampa de tempo em todos os pontos de objetos de dados, e mesmo com *polling* infrequentes, é possível reconstruir uma sequência de eventos do que possa ter acontecido. Mesmo não especificando camada física, são definidos como operar e também sugere como evitar colisões entre dispositivos que enviam dados simultaneamente. Implementações utilizam RS-232, RS-485 ou fibra ótica, também pode ser implementado sobre redes orientadas a pacotes, tais como TCP-UDP/IP para os quais é comum o emprego do Ethernet.

2.4.5 Vista Geral das Redes de Dados Empregadas nos Testes

É evidente que para provisionamento de acesso a múltiplas mídias com mobilidade, infraestrutura com protocolos, base de dados e acordos entre operadoras estão presentes e certamente serve de exemplo para soluções SG, como tarifação de recargas/descargas de veículos elétricos, energia pré-paga, etc. Entretanto, para entender os testes aqui realizados, será considerada a rede celular da mesma forma que uma rede Wifi, que provê diferentes taxas de dados conforme o canal de propagação.

As estruturas de rede empregadas nos testes realizados são ilustradas na Figura 17. Nesta são apresentados detalhes da rede Ethernet dentro do CERIn na parte inferior, e parte da rede UNIFEI empregada nos testes, como no wifi do restaurante, representado na parte superior da Figura 14 e acessos externos que obrigatoriamente passam por um roteador/gateway.

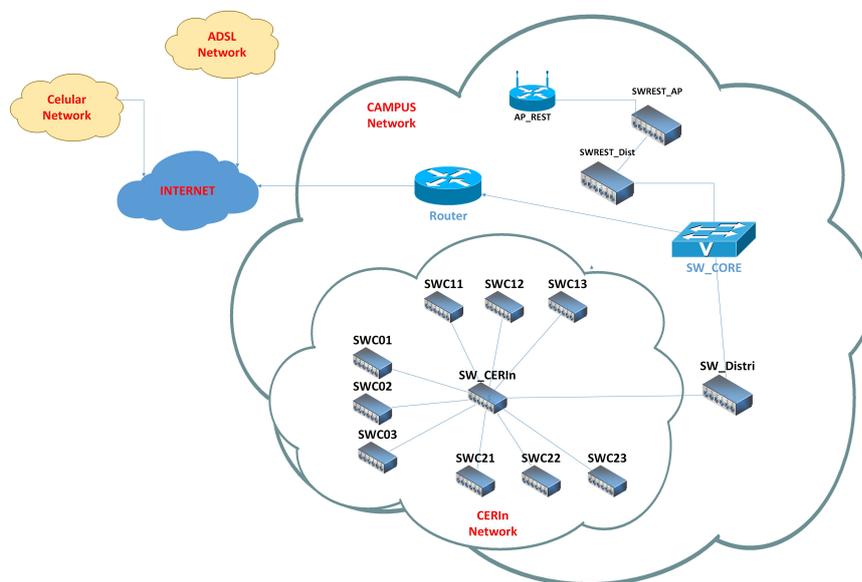


Figura 14 – Topologias de rede empregadas nos testes.

3 Programação de Aplicações

3.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo são apresentados conceitos relacionados à programação de *sockets*, ou acesso de programas de aplicação à funcionalidade de rede de dados TCP/IP de um computador. Em seguida, é apresentado desenvolvimento da aplicação CERIn Monit, que comportando como um cliente, coleta os valores de tensão pré-determinados do servidor RTDS tendo a informação requisitada referente a um SEP simulado.

Este capítulo é resultado de estudos e desenvolvimentos para a programação de redes de computadores. Muito embora seja possível conectar diretamente uma aplicação na placa de rede como para as aplicações de mensagens GOOSE e SV do IEC 61850, facilidade esta denominada de “*raw sockets*”, na qual não são empregadas as camadas de transporte e rede, esta é uma técnica raramente utilizada para a comunicação entre computadores em rede (STEVENS; FENNER; RUDOFF, 2004).

3.2 Acesso à camada de transporte da pilha de protocolos TCP/IP

Na atualidade, a camada de transporte disponibiliza, basicamente, três protocolos: TCP, UDP e SCTP. A grande maioria das aplicações para internet empregam os protocolos TCP e UDP. O SCTP é um protocolo projetado para garantir as imposições de qualidade de serviço exigidas e necessárias para o tráfego de sinalização telefônica sobre redes comutadas por pacotes, redes estas sem garantias.

Todos os protocolos de transporte citados empregam o protocolo internet versão quatro (IPv4), que na essência, não disponibilizam enlaces confiáveis quanto a perdas de pacotes, atrasos e variação de atrasos entre origem e destino de uma comunicação.

O UDP é um protocolo simples, não orientado a conexão e não confiável, ao contrário do TCP, confiável e orientada a fluxo de bytes. O SCTP é similar ao TCP adicionando melhorias como a delimitação de mensagens, suporte a *multihoming* (uma máquina pode ser alcançada por mais de um endereço IP, permitindo redundâncias), dentre outras que visam contornar pontos falhos no TCP, além da capacidade de autenticação das máquinas conectadas.

Mesmo denominada de pilha TCP/IP, outros protocolos estão presentes conforme Figura 15. A aplicação mais à esquerda, *TCP Dump*, se comunica diretamente com a camada de enlace de dados pelo filtro de pacotes BSD (*Berkeley Software Distribution Packet Filter* (BPF)) para acesso direto à interface ou placa de rede.

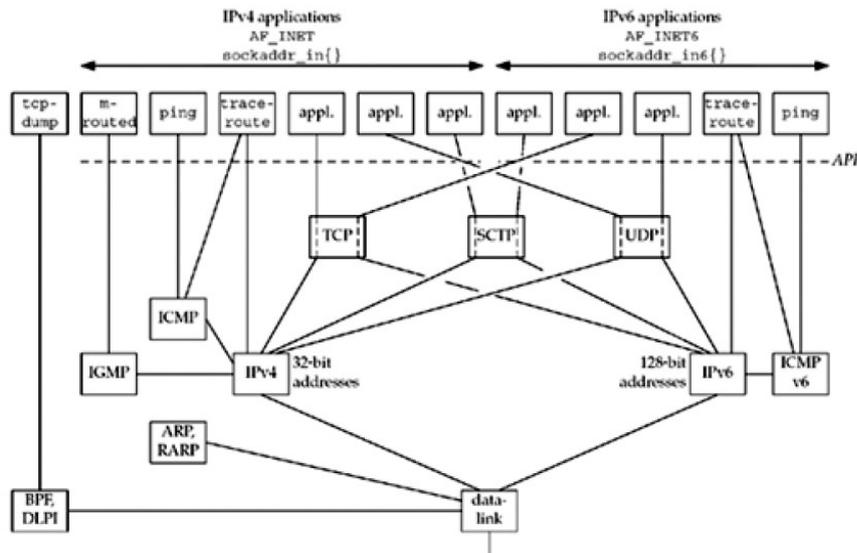


Figura 15 – Visão geral dos protocolos da pilha TCP/IP. (STEVENS; FENNER; RUDOFF, 2004)

Na linha que separa a camada de aplicação da camada de transporte, ou interface de programação de aplicações API, são definidos os *sockets*. Uma exceção no Unix permite acesso diretamente à camada de enlace por conexão definida como *socket-packet*. *Sockets* TCP lida com funções de reconhecimentos positivos e negativos, retransmissões e temporizadores entre outras funções pertinentes ao protocolo TCP, que o tornam mais confiável que o protocolo UDP.

O SCTP é um protocolo orientado à conexão que oferece uma associação *full-duplex* confiável. A palavra associação é empregada no sentido de que uma conexão SCTP permite múltiplos endereços IP acessarem a uma mesma porta em cada lado de uma associação. Pode acessar serviços tanto IPv4 quanto IPv6 simultaneamente.

Ainda referindo à Figura 15, o protocolo IGMP (*Internet Group Management Protocol*) é empregado para suporte a *multicasting* ou grupo de terminais pré-definidos. O protocolo de resolução de endereços ARP (*Address Resolution Protocol*) traduz ou mapeia endereços IPv4 em endereço de *hardware* ou placa de rede. O ARP é normalmente aplicável para redes em difusão, não sendo necessário em redes ponto a ponto. O ARP reverso (RARP) mapeia endereços de placa de rede em endereços IPv4.

3.2.1 Ferramenta de traçado de rotas

Na Figura 15, o programa de aplicação *trace route* utiliza dois *sockets*, um para o IP e outro para o protocolo de mensagens de controle da Internet ICMP (*Internet Control Messagng Protocol*), que lida com informações de controle e erros entre roteadores. Estas mensagens são normalmente geradas e processadas pelos programas de rede TCP/IP e não são processos de usuário. Ao usuário, são disponíveis comandos como *tracert* e *ping*,

utilizados para aferição de caminho e conectividade entre um dispositivo e um ponto remoto, ou endereço supostamente conectada na internet. Na Figura 16 é apresentado o resultado do envio do *tracert* para o destino <www.unifei.edu.br>. Inicialmente, o sistema operacional recebe o comando *tracert* com o argumento <www.unifei.edu.br e caso a máquina não tenha conhecimento do endereço IP deste domínio, envia um questionamento à base de sistemas de nomes de domínio (DNS – *Domain Name System*). O rastreamento parte de uma rede residencial que emprega endereço de classe não válido e o primeiro roteador/*gateway* da rota para o destino indagado desta rede é 192.168.1.1. Em cada roteador na rota que passam as mensagens do comando *tracert*, é gerada um pacote de resposta para a origem com o nome e/ou endereço destes pontos. Em um primeiro instante foi esgotado o tempo limite para aguardo de resposta, fato este que aconteceu outras duas vezes neste teste. Um segundo salto foi efetuado, em uma conexão por linha telefônica e posteriormente por três roteadores até então alcançar a RNP (*Rede Nacional de Pacotes*) que interconecta as universidades e instituições de ensino e pesquisa no Brasil. O ponto de presença (PoP-*Point of Presence*) da Unifei na RNP é o roteador de endereço 200.19.156.110 e o servidor do sítio <www.unifei.br>, está no endereço 200.131.128.101. O traçado de rota apresentado foi originado de um acesso ADSL da operadora Oi a partir de Santa Rita do Sapucaí, MG.

```
C:\Users\guilherme>tracert www.unifei.edu.br
Rastreando a rota para www.unifei.edu.br [200.131.128.181] com no máximo 30 saltos:

 1  2 ms  1 ms  1 ms      192.168.1.1
 2  *    *    *          Esgotado o tempo limite do pedido.
 3  *   37 ms 37 ms     200216101002.user.veloxzone.com.br [200.216.101.2]
 4 36 ms 39 ms 42 ms     200.164.14.207
 5 37 ms 38 ms 37 ms     gi14-0-0.525-arc-rj-rotnd-04.telemar.net.br [200.164.14.204]
 6  *    *    *          Esgotado o tempo limite do pedido.
 7  *   34 ms 36 ms     as1916.mg.ix.br [200.219.139.101]
 8 35 ms 35 ms 36 ms     lanmg-mg.bkb.rnp.br [200.143.253.162]
 9 37 ms 35 ms 35 ms     tutu.pop-mg.rnp.br [200.131.0.4]
10 51 ms 50 ms 51 ms     unifei.pop-mg.rnp.br [200.19.156.110]
11  *    *    *          Esgotado o tempo limite do pedido.
12  *    *    *          Esgotado o tempo limite do pedido.
13 77 ms 55 ms 50 ms     jarnsaxa-01.unifei.edu.br [200.131.128.181]

Rastreamento concluído.
```

Figura 16 – Traçado de rota IP para o destino <www.unifei.edu.br>. Acesso ADSL a partir de Santa Rita do Sapucaí - MG.

Considerando outro tipo de acesso, a partir da operadora de telefonia móvel celular Claro a partir de Poços de Caldas, MG, a rota para alcançar o sítio da UNIFEI segue informação apresentada na Figura 17.

```

C:\Users\guilherme>tracert www.unifei.edu.br
Rastreando a rota para www.unifei.edu.br [200.131.128.182]
com no máximo 30 saltos:
  1  105 ms    105 ms    91 ms    10.129.180.78
  2  110 ms    97 ms     107 ms   10.129.58.62
  3  133 ms    97 ms     98 ms   embratel-T0-0-0-3-uacc03.rjo.embratel.net.br [200.131.73.77]
  4  105 ms    114 ms    99 ms    200.244.216.87
  5  161 ms    118 ms    120 ms   eht-B10-tcore01.rjo.embratel.net.br [200.230.251.158]
  6  149 ms    99 ms     99 ms   eht-B10821-tcore01.spoph.embratel.net.br [200.230.251.210]
  7  175 ms    98 ms     98 ms    200.244.212.70
  8  158 ms    111 ms    99 ms   eht-C2-iacc02.spomb.embratel.net.br [200.230.131.31]
  9  154 ms    98 ms    100 ms   rnp-br-G1-3-3-iacc02.spomb.embratel.net.br [201.64.240.18]
 10  *          *          *        Esgotado o tempo limite do pedido.
 11  *          *          *        Esgotado o tempo limite do pedido.
 12  *          *          *        Esgotado o tempo limite do pedido.
 13  138 ms    118 ms    116 ms   tutu.pop-mg.rnp.br [200.131.0.4]
 14  210 ms    160 ms    143 ms   unifei.pop-mg.rnp.br [200.19.156.110]
 15  *          *          *        Esgotado o tempo limite do pedido.
 16  *          *          *        Esgotado o tempo limite do pedido.
 17  183 ms    150 ms    158 ms   jarnsaxa-02.unifei.edu.br [200.131.128.182]

Rastreamento concluído.
C:\Users\guilherme>_

```

Figura 17 – Traçado de rota IP para o destino <www.unifei.edu.br>. Acesso móvel celular a partir de Poços de Caldas - MG.

3.3 Estabelecimento e Término de Conexões

Para a programação de conexões TCP é empregado o termo “função”, que caracteriza comandos entre processos computacionais. Para estabelecimento e manutenção de conexões, as funções *connect*, *accept* e *close* estão disponíveis. A situação descrita a seguir apresenta como uma conexão TCP é estabelecida, após envio por parte de um programa a função *connect* para o *kernel* de um computador.

1. O servidor deve estar preparado para aceitar uma conexão. Este procedimento é realizado por chamadas a *sockets*, *bind* e *listen*, situação denominada de *passive open*, que representa o estado de operação do servidor.
2. O cliente inicia a mudança de estado para *active open* pelo envio da função *connect* à sua camada TCP. O cliente TCP envia um segmento de sincronização (SYN), que informa ao servidor o número de sequência inicial referente aos dados a serem recebidos pelo cliente nesta conexão. Normalmente, não são enviados dados atrelados à mensagem SYN, que contempla o cabeçalho TCP e cabeçalho IP.
3. O servidor ao receber o SYN deve reconhecer pelo envio da mensagem ACK e informar ao cliente nesta resposta a sua numeração de sequência de dados a ser recebido e seu SYN. Tanto as mensagens SYN e ACK enviadas pelo servidor podem ser encapsuladas em um segmento de dados.
4. O cliente reconhece o SYN enviado pelo servidor estabelecendo uma conexão bidirecional ou *full-duplex* para troca de informações.

O número mínimo de mensagens para o estabelecimento de uma conexão TCP entre cliente e servidor é três e, em função disto, este procedimento é denominado de *Three-Way-Handshake*. Analogamente ao sistema telefônico, uma conexão TCP para ser estabelecida, passa por alguns estágios de sinalização. A função *socket* é o equivalente a se ter uma linha telefônica ativa. Definir um número para uma chamada é o equivalente à função *bind*, permitindo alcançar o destino. A função *listen* é o equivalente ao sinal de campainha no destino, que sinaliza uma chamada terminada. Ter conhecimento do número de destino e digitá-lo no telefone é equivalente à função *connect*. Quando o destino atende uma chamada, equivale à função *accept* e o conhecimento do endereço IP/*socket* da origem é o equivalente ao reconhecimento de chamadas no sistema telefônico. Uma diferença entre estes dois mundos é o fato que o *accept* retorna a identidade do cliente somente após estabelecimento da conexão. Os passos para estabelecimento de uma conexão TCP descritos são ilustrados na Figura 18, *three way handshake*.

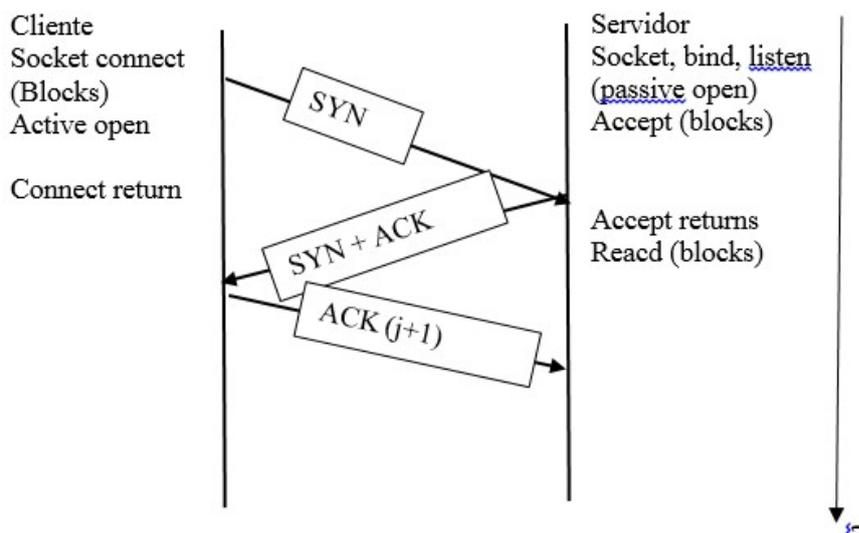


Figura 18 – *three way handshake*.

3.4 Par de Sockets

O par de *sockets* para uma conexão TCP é um quarteto que define numericamente e discrimina dois terminais em uma conexão ponto a ponto, que são: endereço IP de origem e porta de origem (local) e, também, endereços IP e porta remotos. No SCTP *multihomed*, este quarteto pode ser composto por mais de quatro números e o UDP, mesmo não sendo orientado a conexão, também emprega o conceito de quatro números para identificar uma conexão .

Certos limites afetam o tamanho de um datagrama TCP mesmo que este protocolo, por meio de campo com 16 bits para indicação de tamanho, permita sinalizar datagramas com até 64536 bytes. Um fator que normalmente limita o tamanho de um datagrama TCP,

com intuito de não acontecer segmentação de dados nas camadas inferiores, é definir a unidade de transferência máxima (MTU – *Máximum Transfer Unit*) com o tamanho de um quadro Ethernet (aproximadamente 1500 bytes), conforme versão do protocolo IP utilizado. Especificamente, dado cabeçalhos de tamanho diferentes, o MTU é normalmente configurado em 1460 bytes para o IPV4 e 1440 bytes para o IPV6. O cabeçalho TCP é sempre composto por 20 bytes independente da versão do IP.

3.5 Sockets para interface de programação de aplicações (API)

Do ponto de vista da programação de aplicações, as facilidades de comunicação são acessadas através de API's. Para tal é necessário o conhecimento da estrutura de endereçamento e que estas informações podem ser passadas tanto do processo para o *kernel*, quanto do *kernel* para o processo ou programa computacional com acesso a interfaces de redes. Existem funções de conversão de endereços entre representação textual e binária. A estrutura de endereços *sockets* utilizam apontadores, ou ponteiros para acesso a estrutura própria de cada conjunto de protocolos suportado por um computador. O nome destas estruturas sempre deve começar com "*socket addr*" e terminado com um sufixo único para cada protocolo. As quatro funções que uma estrutura de endereços *socket* passa de um processo para o *kernel* de um computador são *bind*, *connect*, *send to* e *sendmsg*, todas informadas pela função em implementações que tenham sido baseadas na solução de Berkley (JACOBSON, 6/28/90).

3.6 Desenvolvimentos

O desenvolvimento de uma aplicação para se comunicar com o RTDS ocorreu a partir de exemplo de conexão deste simulador com o mundo externo. Com o passar dos tempos, usuários do RTDS apresentaram diferentes necessidades por comunicações, normalmente sendo suficiente o envio de pequeno número de comandos assim como capturar resultados de simulação em tempo real a partir de aplicações externas como o MATLAB™. Tais capacidades de comunicação são realizadas no RSCAD/*Runtime*, que oferece uma função "*script*" para automatizar a operação do RTDS. Alguns dos comandos desenvolvidos visam facilidades de comunicação e uma destas é o comando '*ListenOnPort()*', que estabelece uma comunicação *socket* entre o RSCAD/*Runtime* e uma aplicação externa. O computador que esteja rodando o RSCAD/*Runtime* se comporta como um servidor TCP, que escuta uma porta específica esperando por requisições externas. O número da porta para o estabelecimento do *socket* é passado pelo comando '*ListenOnPort()*' como um parâmetro de função de linguagens de programação. O cliente *socket*, ou programa externo pode se conectar à porta, quando aberta no servidor e uma vez estabelecida uma conexão um fluxo TCP se inicia.

Uma comunicação *socket* usual assume que um único servidor pode manipular múltiplas conexões com os clientes, mas somente um cliente por vez é tratado no servidor RSCAD/*Runtime*. O RSCAD/*Runtime* recebe os dados, interpreta e executa da mesma forma quando lê um script de comandos de um arquivo. Algumas literaturas consideram e tratam um *socket* TCP como um objeto de arquivo. Conforme mencionado no início da tese para objetivos para a aplicação CERIn Monit, são coletados valores de tensão eficaz trifásica em três pontos da rede elétrica: *VrmsBT*, *VrmsMT*, e *VrmsSE*. Medidores da aplicação RSCAD/*Runtime* devem ser criados e seguir os mesmos nomes que a aplicação externa utiliza, ou vice versa para possibilitar coleta de dados sem erros. O *script* escrito no RTDS é descrito na Figura 19

```
1. float temp_float;  
2. string temp_string;  
3. fprintf(stdmsg, "Inicialização do RTDS");  
4. ListenOnPort(4595,true);  
5. fprintf(stdmsg, "Execução do scrit terminada\n");  
6. float temp_float;  
7. float temp_float2;  
8. float temp_float3;  
9. string temp_string;  
10. closePort(4595);  
11. ListenOnPort(4595,true);  
12. fprintf(stdmsg, "Inicialização do RTDS");  
13. fprintf(stdmsg, "Execução do scrit terminada\n");
```

Figura 19 – Linhas de Código para estabelecimento de conexão TCP com o RTDS/Runtimee.

As primeiras duas linhas do programa declaram as variáveis utilizadas, sendo a linha 1 declarante de um valor “float” “temp float” utilizada como um *container* para o medidor de valores “VALOUT” no *Runtime*, variável esta composta por 32 bits. A segunda variável declarada na linha 2 do programa é uma “temp string”, que suporta um *token* gerado pelo RSCAD/*Runtime*, é transmitido para a aplicação externa utilizando o comando “ListenOnPortHandshake()” em que transporta o nome da variável e respectivo valor no instante da simulação que foi solicitado ao *Runtime*. Ao mesmo tempo que este comando é enviado, os parâmetros deste *token* são passados para a aplicação externa, que manipula (*parse*) o *token* e deriva a informação ou dados de interesse. As linhas 3 e 5 são para apresentar um texto na área de mensagens do RSCAD/*Runtime*. O comando presente na linha 6 “ListenOnPort()”, com o número da porta como parâmetro é quem determina

para o *Runtime* iniciar operação de servidor. Muitas aplicações conhecidas empregam números de portas pré-definidas. Este valor da porta a ser utilizado como parâmetro do comando “*ListenOnPort()*” deve evitar as ditas portas conhecidas e reservadas. O segundo parâmetro determina se a execução da função deve continuar ou não quando acontecer um erro sendo que a configuração “*TRUE*” significa que o *script* continua enquanto uma mensagem de erro é transferida para o cliente. A menos que a porta seja fechada a conexão entre o RSCAD/*Runtime* e a aplicação externa é mantida indefinidamente. O comando ‘*ListenOnPort()*’ bloqueia qualquer execução do *script* do arquivo e uma vez fechado o *socket* a próxima linha de comando é executado. Para a aplicação desenvolvida que coleta três valores de tensão eficaz, foi necessário a definição de três variáveis no *script* RTDS, que após adaptação para a aplicação desenvolvida se apresenta conforme linhas de código seguintes na descrição do programa *script* do RSCAD/*Runtime*. Neste primeira variável declarada, “*float temp float*” serve para receber valores do RSCAD/*Runtime* da variável *VrmsBT*. A variável “*float temp float2*”, recebe *VrmsSE* e “*float temp float3*”, recebe a variável de medidor *VrmsMT*. O comando da linha 10 serve para fechar o número da porta caso esteja aberta para evitar problemas na execução do próximo comando que habilita a função de servidor (*ListenOnPort(4575,true)*) para o número de porta 4595 no RSCAD/*Runtime*.

3.6.1 Aplicação CERIn Monit

Inicialmente, havia a intenção de se adaptar o programa disponível no MATLAB para a realização dos testes propostos. Dado que o MATLAB é um programa oneroso financeiramente, consome considerável carga de processamento e no exemplo disponível no RTDS simplesmente foi empregada a função *jtcp* que abre uma conexão *socket* padrão, se optou por desenvolver uma aplicação externa que segue programação disponível como exemplo em manual específico do RTDS. Como resultado, se obteve uma ferramenta leve e que pode ser executada em qualquer computador em rede e praticamente não interfere na carga de processamento de nenhum computador na atualidade. A Figura 20 apresenta a interface com o usuário da aplicação CERIn Monit, que apresenta alguns campos que devem ser configurados. O primeiro destes é o endereço IP de destino ou máquina que estiver executando o RSCAD/*Runtime* com o *script* que o torna um servidor verificando uma porta específica. Esta porta também deve ser definida pelo usuário do CERIn Monit. O campo “Interações” define o número de vezes que um teste específico irá requisitar dados do servidor. Tempo de *pooling* define de quanto em quanto tempo devem ser feitas as requisições ou qual é a frequência entre requisições.

Após configurar o endereço de destino o usuário pode clicar em “conectar” e uma vez preparado o RSCAD/*Runtime* para funcionar como um servidor, este deve estar esperando por conexão da aplicação CERIn Monit. Se esquecido este fato, é apresentado na janela

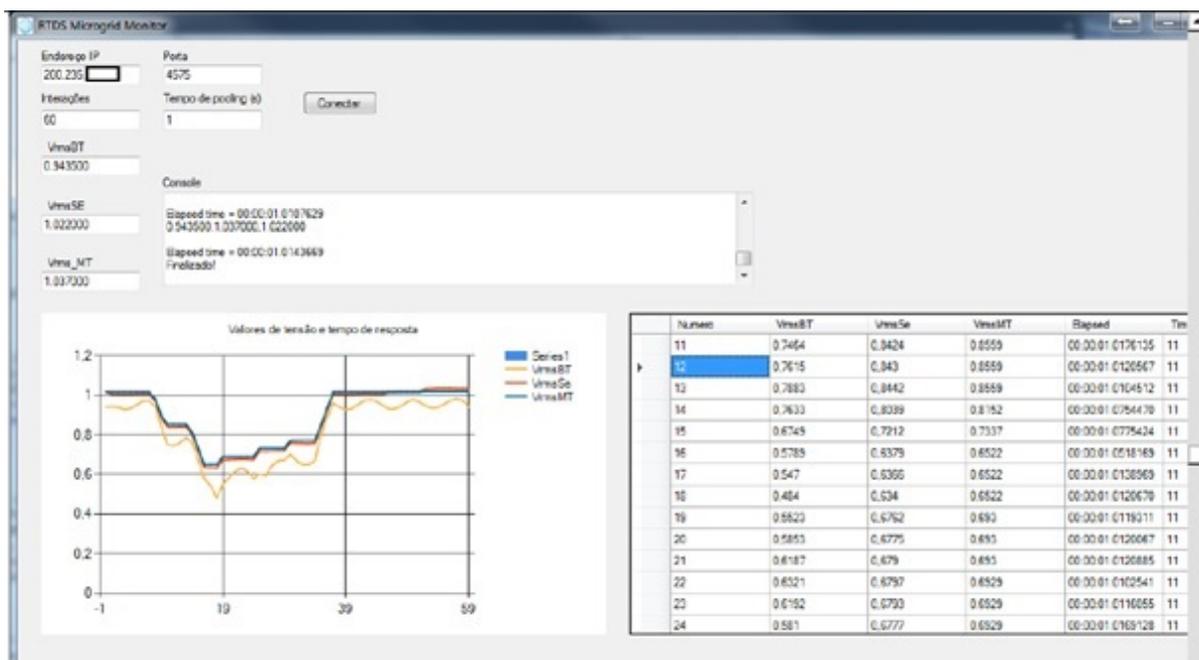


Figura 20 – Interface com usuário da aplicação Cerin monit.

intitulada de “Console”, da Figura 26, uma mensagem de erro informando que a máquina de destino não respondeu à conexão. Em caso de conexão bem sucedida, a mensagem informa que a simulação no equipamento está sendo iniciada e caso nenhum erro aconteça, o console continuamente apresenta o RTT para coleta de valores de tensão. Ao fim de um ciclo definido pelo número de interações, o console apresenta a mensagem “finalizado”, conforme percebível na Figura 26. Os valores para a tensão são apresentados pelos três números em pu (por unidade). Na parte inferior da Figura 26 é apresentado um perfil de tensão eficaz ao longo do tempo dos três pontos de coleta. Do lado direito, é criada uma tabela com os valores de tensão coletados e o RTT de todas as requisições. Um fato relevante é o tempo de conexão calculado segundo modelo de conexão de referência que emprega o MATLAB. Testes realizados em uma mesma máquina apontaram tempo de conexão sempre maiores que 0,5 segundos e a aplicação desenvolvida quando operando em uma mesma máquina que o RSCAD/*Runtime* apresentou tempo médio de conexão de 0,03 segundos.

4 Testes e Resultados

4.1 Considerações Iniciais

Com objetivo de ilustrar a influência da rede de computadores no tempo de propagação de dados entre duas aplicações, RSCAD/*Runtime* e CERIn Monit conforme diferentes topologias, alguns testes foram realizados na rede interna da Unifei e também a partir de acesso externo. Os testes foram realizados de forma que o servidor sempre esteve presente em um computador específico, com especial atenção quanto a testes de segurança e definição do endereço IP da máquina, não anunciado neste trabalho. Os testes podem ser agrupados em cenários que são: mesmo computador, rede puramente Ethernet dentro do CERIn, Ethernet/Wifi também dentro do CERIn, Ethernet/Wifi dentro do campus UNIFEI, e a partir de redes de acesso a internet e externas à infraestrutura Ethernet UNIFEI/CERIN que abrigam o servidor de dados, foi empregada a Rede Nacional de Pacotes a partir do campus do Instituto Federal do Sul de Minas Gerais, campus Poços de Caldas, acesso ADSL a partir de Santa Rita do Sapucaí e rede móvel celular a partir de Itajubá, Santa Rita do Sapucaí e Poços de Caldas, MG. Estes grupos de testes foram agrupados em em redes privadas e redes públicas para comparação.

4.2 Cerin Monit e RTDS/*Runtime* executando em um mesmo computador

Estes testes de conexão foram realizados com o cliente e servidor instalados na mesma máquina ou computador que está recebendo os dados da simulação do equipamento RTDS, e portanto, não há topologia de rede a ser considerada. Para esta análise, foram realizados os ensaios com diferentes tempos entre coleta de dados (*pooling time*), conforme descrito na Tabela 4, tempo de conexão em uma mesma máquina ou computador.

É perceptível nas duas primeiras linhas da Tabela 4 que para o mesmo tempo entre amostras, neste caso um segundo, o tempo de resposta variou muito, de 0,01217 s para 0,12575 s. Isto certamente é devido ao escalonamento de tarefas do processador. Executando os testes em momentos que, mesmo não havendo nenhuma outra aplicação iniciada pelo usuário, estejam sendo executados processos definidos pelo sistema operacional, o tempo de resposta para os monitoramentos efetuados pode ser influenciado. Analisando os RTT para outros tempos de "*pooling*", se encontra para quinze segundos, o tempo de 0,01249 s, muito próximo para um dos testes com um segundo. Em soluções especificadas para o setor elétrico, com o desenvolvimento de equipamentos dedicados, a influencia do escalonamento

Tabela 4 – Tempo de conexão para uma mesma máquina.

Tempo entre amostras [s]	RTT médio [s]
1	0,01217
1	0,12575
5	0,02260
10	0,01613
15	0,01249
30	0,01733
30	0,02097
150	0,03142
300	0,31124

de tarefas do processador pode ser programada para haverem prioridades para determinados processos.

Analisando a forma do perfil de tensão eficaz apresentado na interface da Figura 20, para tempo entre amostras maior do que 15 segundos, o gráfico não se aproxima ao apresentado pela interface do RSCAD/*Runtime* que utiliza tempo de amostragem de 50 micro segundos. Entretanto, caso o sistema monitorado não sofra alterações abruptas na tensão eficaz e com tempo de amostragem no CERIN Monit para 3 segundo, se obtém a forma de onda da tensão eficaz ilustrada na Figura 20, que acompanha o perfil da tensão monitorada diretamente na interface do RTDS/*Runtime*. Testes para valores menores que 1 s necessita emprego de computador com maior capacidade de processamento.

4.3 Rede Ethernet CERIn

A rede Ethernet no Cerin pode ser dividida em pontos de acesso disponibilizados por nove *switches* conectados em topologia estrela a um *switch* núcleo ou de distribuição do tráfego entre os *switches* de acesso e para roteamento de tráfego para a rede da UNIFEI e internet. Em cada piso ou andar do edifício estão presentes três *switches*, conforme ilustrado na Figura 21. Conforme mencionado, o servidor de dados esteve fixo em todos os testes e na mesma sala do RTDS, que além dos pontos de rede Ethernet providos por *switches* gerenciáveis, também são empregados *switches* simples, com característica *cut*

through para a conexão direta entre equipamentos de proteção, medidores de qualidade, RTDS e computadores. O CERIn Monit pode ser instalado em qualquer máquina dentro ou fora da infraestrutura de comunicação de dados da UNIFEI. Todos os acessos Ethernet disponibilizam taxa de 100 Mbps por enlaces elétricos e na conexão com o *switch* núcleo e com a rede externa ao CERIN são empregados enlaces óticos a 1 Gbps. O tráfego externo a LAN CERIn deve seguir rota para um *switch* core do INCIT que por sua vez provê rota ao *switch* de distribuição do DSI. Para acesso externo à rede local Unifei, o tráfego passa por um roteador com acesso à Rede Nacional de Pacotes que provê acesso à outras instituições governamentais e Internet.

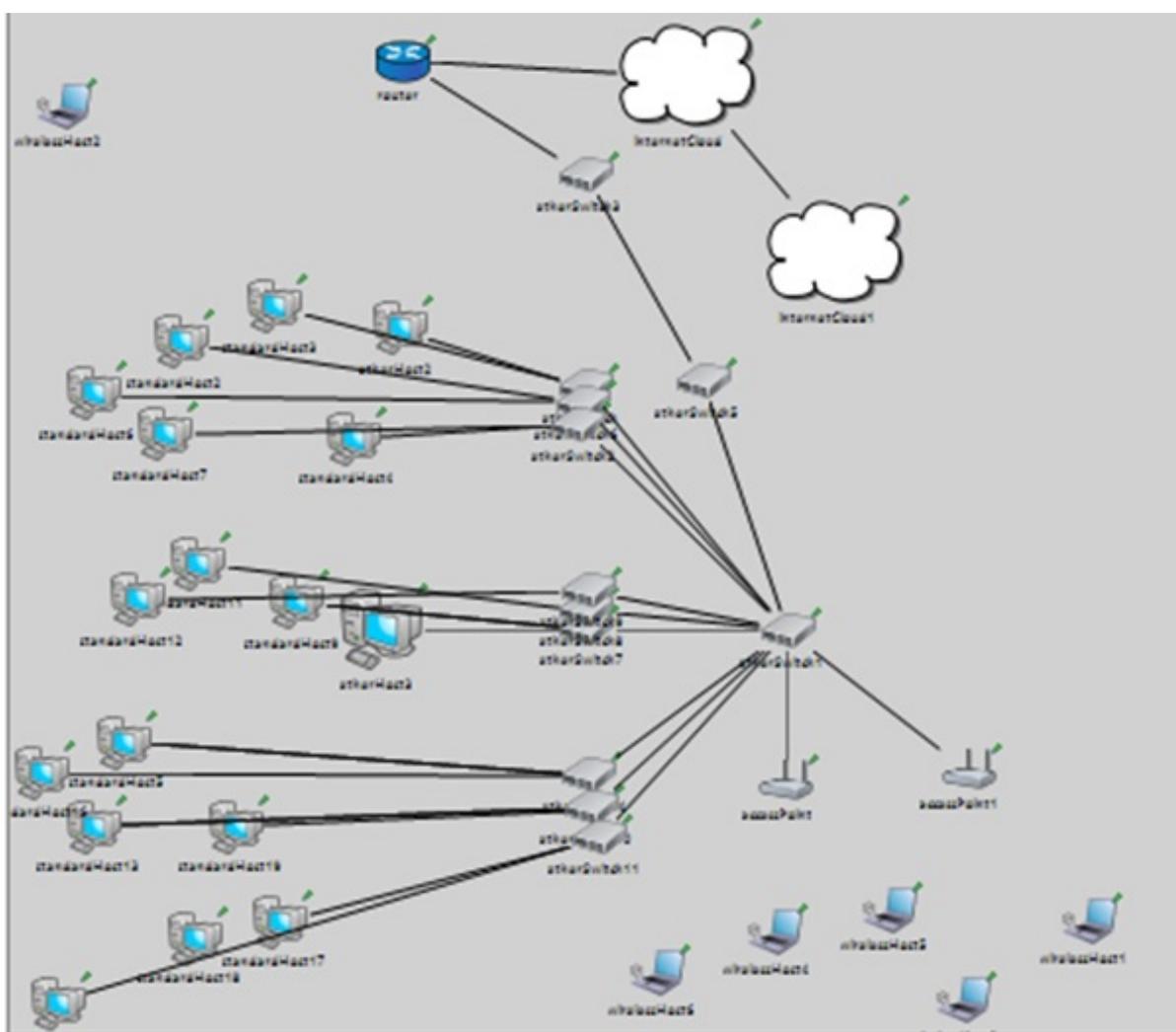


Figura 21 – Topologia de rede de computadores no CERIN e parte da rede da UNIFEI.

Uma primeira topologia Ethernet realizável é o emprego de um *switch* entre os computadores e na mesma sala do RTDS puderam ser testados conexão pelo *switch cut through* e gerenciável. Mudando de sala, que pode ser no mesmo ou em andares diferentes dentro do CERIn, a topologia de conexão sempre emprega três *switches*. Tendo percebido

possível influência do tráfego nos testes, um terceiro caso, empregando rede Ethernet e injetando tráfego conhecido e concorrente à interface de rede do servidor, pode serem verificados os efeitos da carga na rede.

4.3.1 Cliente e servidor conectados por um *switch* Ethernet

Para este caso teste, dado a disponibilidade de equipamentos de comutação e topologia de rede oferecida no CERIn, foram testadas na configuração em que é empregado um *switch* Ethernet, diferentes pontos de conexão providos por *switches* de características construtivas distintas, conforme apresentado nos dois subitens a seguir.

4.3.1.1 *Switch cut through*

Dentro do laboratório onde se encontram o equipamento RTDS, alguns computadores e equipamentos do setor elétrico, há um *switch* que apresenta características de *cut-through*, sem nenhuma capacidade de gerenciamento e dedicado aos equipamentos do laboratório. Este cenário é apresentado na parte à esquerda da Figura 22, que também apresenta parte da infraestrutura de comunicação de dados do CERIn e UNIFEI. O tempo médio de resposta para diferentes tempos entre amostras é apresentado na Tabela 5. A Figura ?? apresenta o gráfico de distribuição de probabilidade para este cenário e tempo de amostragem em 3 segundos. No gráfico de barras que representa a acumulação dos eventos, se observa predominância das amostras acontecendo em tempo próximo a 0,018 segundos. .

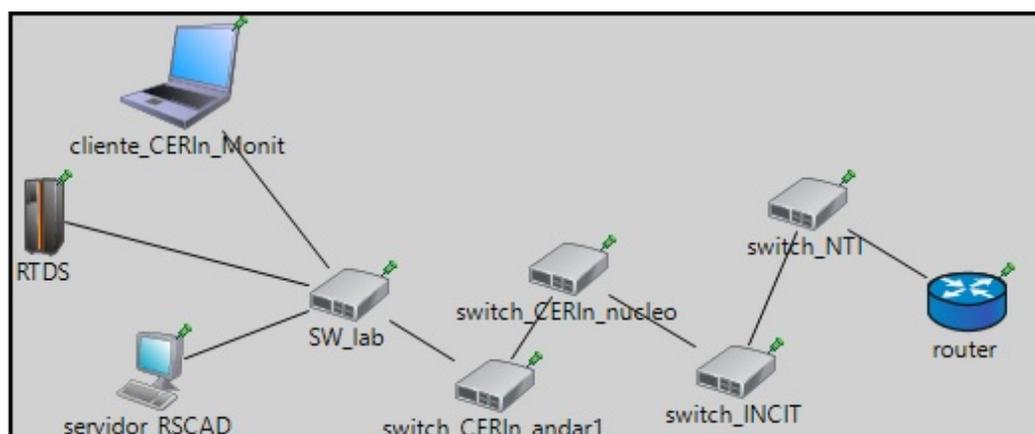


Figura 22 – Topologia de rede Ethernet: emprego de um *switch cut-through* para a conexão entre cliente CERIn Monit e Servidor RTDS/*Runtime*.

Tabela 5 – : Cenário 1: Um *switch* com característica *cut-through* entre os computadores.

Tempo entre amostras [s]	RTT médio
3	0,01897
5	0,01187
15	0,01130
25	0,01875
30	0,02097

4.3.1.2 *Switch Store and Forward*

Também sendo empregado um *switch* para conectar os cliente e servidor mas alterando a porta Ethernet que conecta os computadores para um *switch* da infraestrutura do CERIn, conforme Figura 23 apresenta alteração na configuração da topologia de rede de dados. Dado utilização de equipamento que suporta a infraestrutura de dados do CERIn, sujeito à intensidade de tráfego maior que o equipamento exclusivo ao laboratório apresentado no sub-item anterior, não apresentou significativas diferenças. A Tabela 6 apresenta os resultados para tempo entre amostras (*pooling time*) maiores que 15 segundos, pois este foi um limiar de tempo em que os valores de RTT começaram a aumentar, tanto em média quanto em desvio padrão, empregando equipamento *switch store and forward* e gerenciável e *switch cut through* e não gerenciável no teste descrito no sub-item anterior..

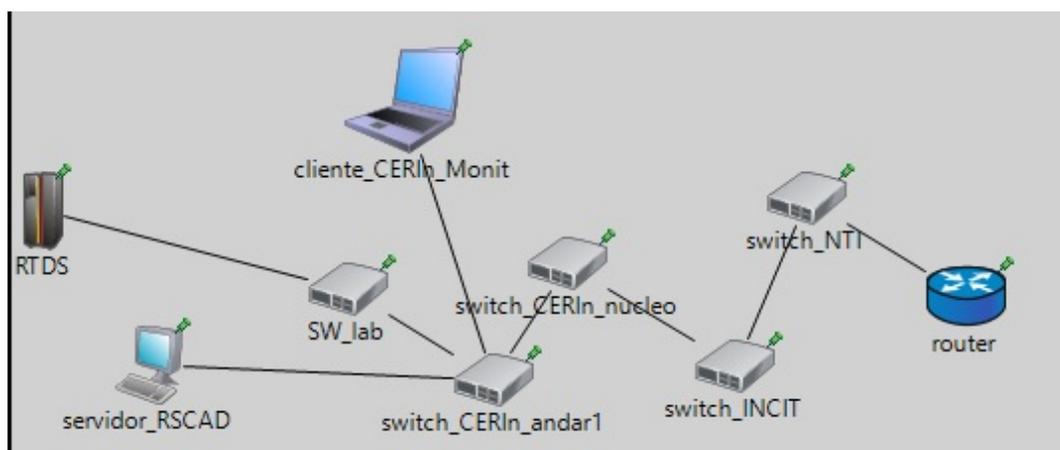


Figura 23 – Topologia de rede Ethernet: emprego de um *switch store and forward* para a conexão entre cliente CERIn Monit e Servidor RTDS/*Runtime*.

Das informações referentes ao RTT nos testes realizados em topologia de rede empregando um *switch*, independente de sua característica construtiva *cut through* ou *store*

Tabela 6 – *Switch* com característica *store and forward* entre cliente e servidor.

Tempo entre amostras [s]	RTT médio
15	0,01267
30	0,02002
60	0,3283
150	0,02441
600	0,05512

and foward apresentados nas Tabela 5 e Tabela 6 respectivamente, para testes com tempo entre amostras de 15 e 30 segundos, apresentaram resultados muito próximos. Para tempo entre amostras maiores, em especial para o caso em 600 segundos na Tabela 6, se obteve maior valor para o RTT médio, o que tende a ser um indicativo de que houve influencia de tráfego externo ou interno ao computador. A Figura 24 apresenta a um histograma em barras que apresenta a acumulação das amostras em referidos. Nesta se observa que não existes grandes desvios que possam ter influencia o valor médio das conexões, ou para o conjunto de amostras, houve pequeno desvio padrão, de 0,000891.

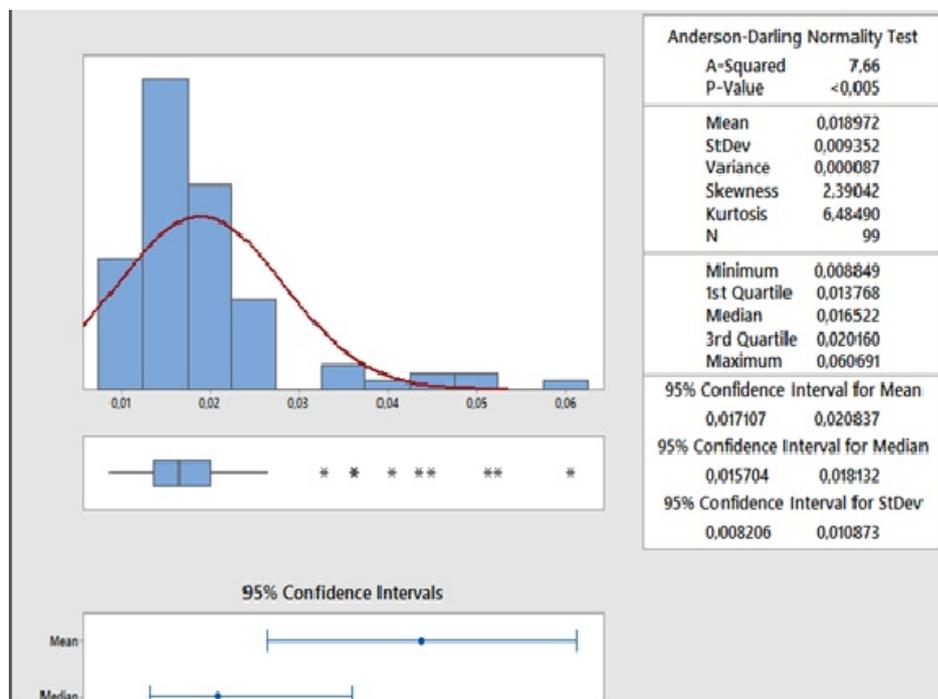


Figura 24 – Resumo de análise estatística para topologia com um switch Ethernet *store and forward* para a conexão entre cliente CERIn Monit e Servidor RTDS/*Runtime*.

4.3.2 Cliente e servidor conectados por três *switches* Ethernet

Outro cenário para testar a topologia de rede Ethernet do CERIn é conectar o computador com o cliente CERIN Monit em um ponto de rede Ethernet que seja provido por *switch* diferente ao que prove acesso ao computador que executa o servidor RTDS/*Runtime*. Este cenário pode ser realizado escolhendo pontos de acesso Ethernet nos primeiro, segundo e terceiro andares do CERIn, que conforme Figura 25 a topologia de rede sempre emprega três *switches* entre cliente e servidor. Nesta topologia de rede, o *switch* de distribuição é empregado para comutação de todo o tráfego do CERIN que se destina à internet, tráfego de VoIP (*Voice over IP*) do PABX local e sistema de segurança que contempla monitoramento de vídeo, dentre outras aplicações. A Tabela 7 apresenta valores médios para RTT com três *switches* entre os computadores do cliente e servidor em diferentes andares do CERIn.

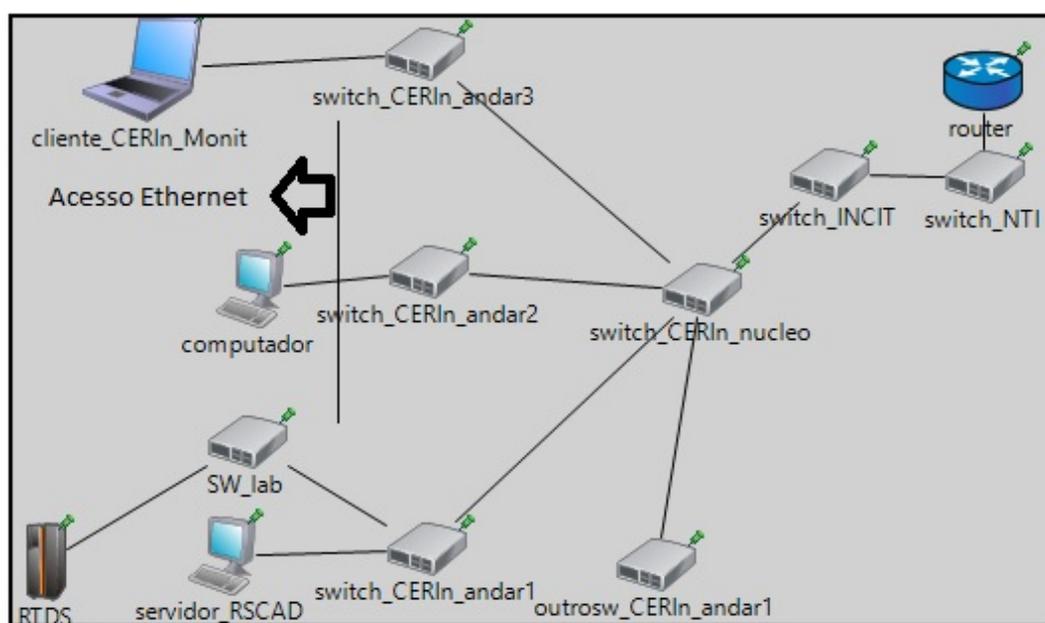


Figura 25 – Topologia de rede Ethernet: emprego de três *switches store and forward* para a conexão entre cliente CERIn Monit e Servidor RTDS/*Runtime*.

A Figura26 apresenta uma distribuição de probabilidade para tempo de conexão entre cliente e servidor de 1s. Se observam desvio padrão 0,005 e média de tempo de conexão entre aplicações bem próximas das médias apresentadas para o caso anterior, quando a conexão empregou um switch Ethernet.

Tabela 7 – : Cenário 1: Tres switches entre cliente CERIn Monit e servidor RSCAD.

Tempo entre amostras [s]	RTT médio
1	0,01389
5	0,01743
10	0,01283
15	0,02175
30	0,01893
30	0,01814
300	0,035472

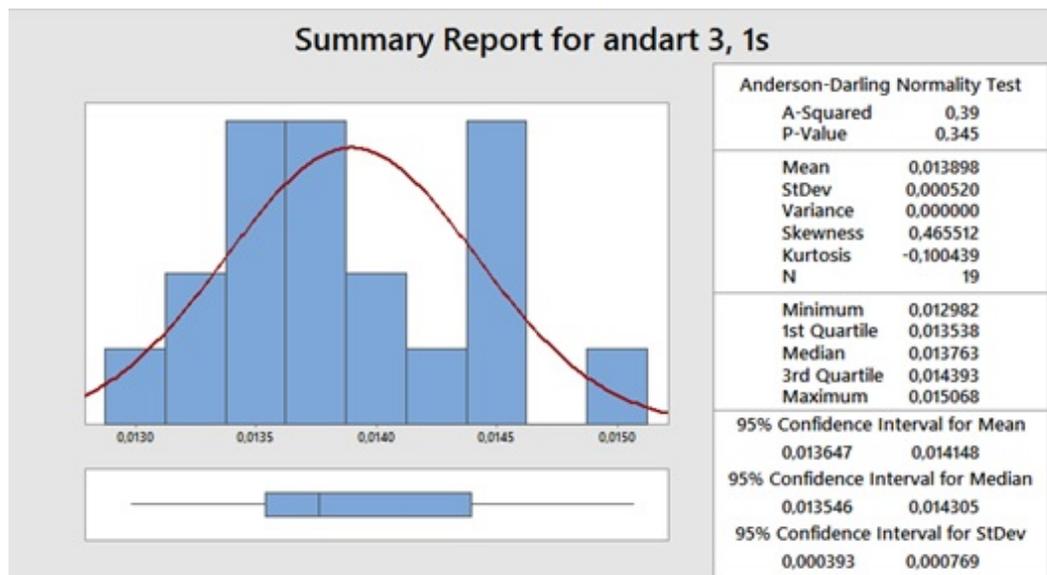


Figura 26 – Resumo de análise estatística para topologia com três *switches* Ethernet *store and forward* para a conexão entre cliente CERIn Monit e Servidor RTDS/*Runtime*. Tempo entre amostras de 1s

4.4 Cliente e servidor conectados por um *switch* e tráfego concorrente.

Analisando os resultados para o RTT médio das conexões empregando rede Ethernet, é perceptível que para valores grandes para o tempo entre amostras, da ordem de minutos, as mensagens apresentaram por via de regra, RTT médio maior quando considerando menor tempo entre as amostras, dezenas de segundos. Uma suposição para justificar o aumento no tempo das conexões é o aumento da probabilidade das requisições acontecerem

em instantes que há tráfego concorrente da infraestrutura de rede de dados do CERIN. Com o intuito de ter controle sobre o tráfego na rede e medir a eficiência do Ethernet em termos de tempo de resposta frente a diferentes intensidades de tráfego, foi empregado um gerador de tráfego de forma que o servidor RSCAD também foi servidor de outro cliente diferente do CERIn Monit, Figura 25 r. Desta forma, tráfego concorrente e conhecido foi submetido aos mesmos enlace e equipamento de comutação empregados no monitoramento do sistema elétrico executado pelo cliente CERIN Monit. A função de distribuição cumulativa com uma topologia de rede com um *switch* Ethernet e outra função de comutação executada por um computador, para o tempo entre amostras de 3 s é apresentada na Figura 27. As características do tráfego gerado são 98 Mbps simplex e 98 Mbps full-duplex. Com carga de 98 %, se observa um aumento no RTT de 19,29 ms para 40,87 ms no tempo médio de resposta. O dimensionamento de tráfego gerado por aplicações em HAN e NAN reportando situações críticas, é apresentado em (WENPENG,2010).

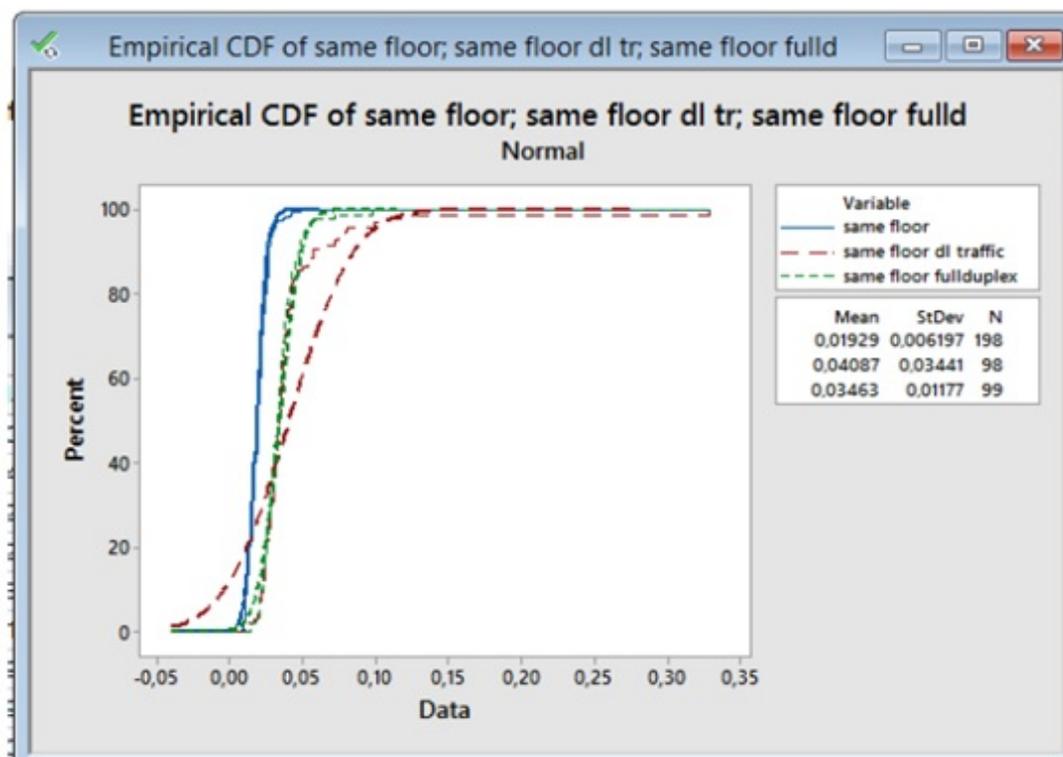


Figura 27 – . Função Distribuição acumulativa para: nenhum tráfego concorrente (curva mais à esquerda), tráfego concorrente de descida (curva mais à direita); tráfego concorrente *full-duplex* (curva central).

4.5 Cenário 3: Rede de dados sem fio (wifi)

Dentro da infraestrutura de dados do CERIN, estão disponíveis duas redes sem fio: rede CERIN, composta por três pontos de acesso, e rede sem fio da Unifei, da qual não há

conhecimento de quantos pontos de acesso são disponíveis. Em ambos os casos, os pontos de acesso são conectados à infraestrutura Ethernet do Cerin, especificamente no switch de distribuição conforme Figura 21 e detalhadamente apresentado na Figura 28.

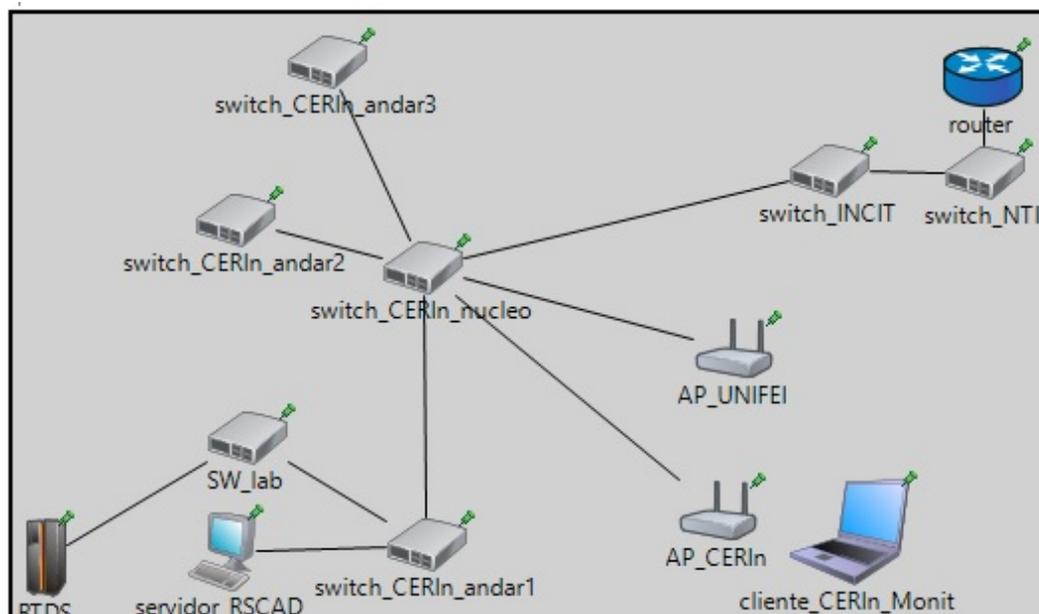


Figura 28 – Topologia de rede mista Ethernet/wifi: emprego de dois *switches store and forward* e um AP wifi para a conexão entre cliente CERIn Monit e Servidor RTDS/*Runtime*.

4.5.1 Conexão via rede wifi do CERIn

Para a topologia de redes sem fio apresentadas na Figura 28, os pontos de acesso Wifi podem ser vistos como os *switches* de acesso Ethernet e são conectados ao *switch* de distribuição do CERIn a 1 Gpbs. Neste caso, em um computador portátil, conectado via Wifi, foi executado o CERIn Monit que acessou o servidor RSCAD/*Runtime* conectado na rede Ethernet e passando por dois *switches*, o núcleo e o que provê acesso ao computador servidor. A Tabela 8 9 apresenta a média dos tempos de conexão, da qual não se percebe diferença significativa no tempo de conexão em relação aos cenários anteriores, quando foi empregada rede puramente Ethernet. A Figura 29 apresenta um resumo para o acesso pelo AP da rede sem fio do CERIn e tempo entre amostras de 1 segundo.

Na Tabela 8, as linhas que apresentam os mesmos valores para o tempo entre amostras representam testes efetuados em instantes distintos. Dado que a rede WiFi apresenta maior utilização no prédio dado a predominância de computadores portáteis e celulares inteligentes, o RTT médio apresentou valores com relativa diferença no tempo de resposta.

Tabela 8 – Testes realizados a partir de acesso sem fio CERIn.

Tempo entre amostras [s]	RTT médio
1	0,02649
3	0,01384
5	0,01808
5	0,04186
10	0,02079
15	0,01687
15	0,03871
15	0,05158

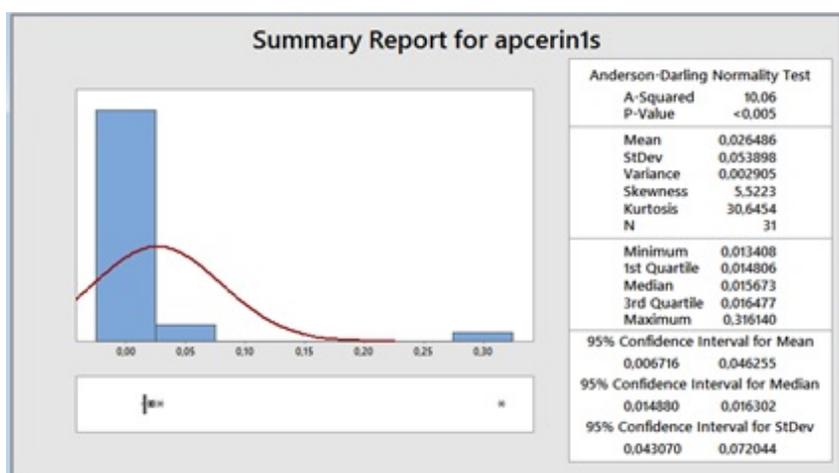


Figura 29 – Resumo de distribuição de probabilidade para tempo de conexão entre aplicações de 1s - RSCAD/runtime e CERIN monit em diferentes computadores e rede sem fio AP CERIN.

4.5.2 Conexão via rede WiFi da Unifei

Neste cenário, se conectou à rede sem fio da UNIFEI no mesmo prédio do CERIN, que topologicamente é semelhante ao caso anterior cujos resultados são apresentados na Tabela 9, Para a conexão via rede sem fio da Unifei presente no CERIn apresentou resultados conforme Tabela 9. A Figura 30 apresenta um resumo da distribuição de probabilidade para este cenário e tempo entre amostras de 10 s, que foi o caso que apresentou maior tempo médio de conexão conforme Tabela 9.

Tabela 9 – Testes realizados a partir de acesso sem fio Unifei.

Tempo entre amostras [s]	RTT médio
1	0,02456
5	0,038176
10	0,031751
15	0,018649

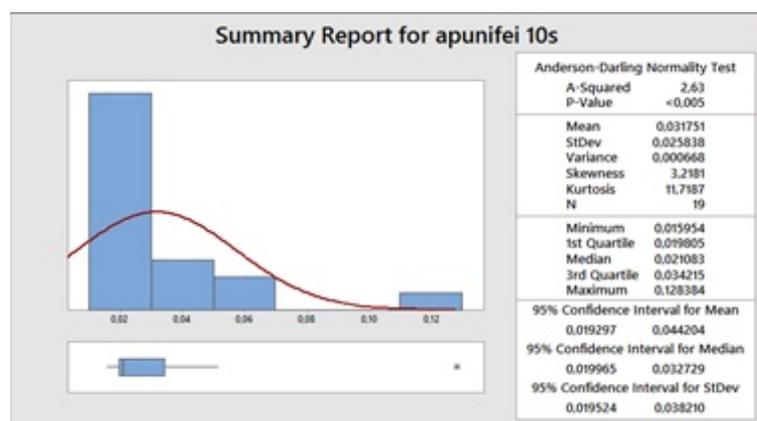


Figura 30 – Resumo de distribuição de probabilidade para tempo de conexão entre aplicações de 10 s - RSCAD/*Runtime* e CERIn monit em diferentes computadores e rede sem fio AP UNIFEI.

Neste cenário, o ponto de acesso sem fio UNIFEI se encontra conectado à rede LAN do CERIn e conclui-se que os resultados em termos de tempo de conexão são muito próximos aos tempos de conexão observados quando se utiliza a rede AP CERIN.

Com intuito de ver um caso extremo, foram realizadas conexões utilizando a rede sem fio da UNIFEI no restaurante da universidade e aparente hora de maior movimento ou intervalo de aulas. Para este caso, conforme ilustra a Figura 31, apresenta média próxima a 3 segundos, mas com desvio padrão de 7 segundos e, alguns casos, com tempo de conexão maiores de que 30 segundos.

4.5.3 Resumo para redes privadas dentro da UNIFEI

Para resumir os testes realizados dentro da rede do CERIn, a Tabela 10 apresenta os resultados dos testes realizados. Nesta, são apresentados o RTT médio, desvio padrão e valores máximos nas diferentes topologias de rede. Para o caso de três *switches*, são apresentadas três linhas referentes a períodos diferentes, sendo manhã, hora de almoço e

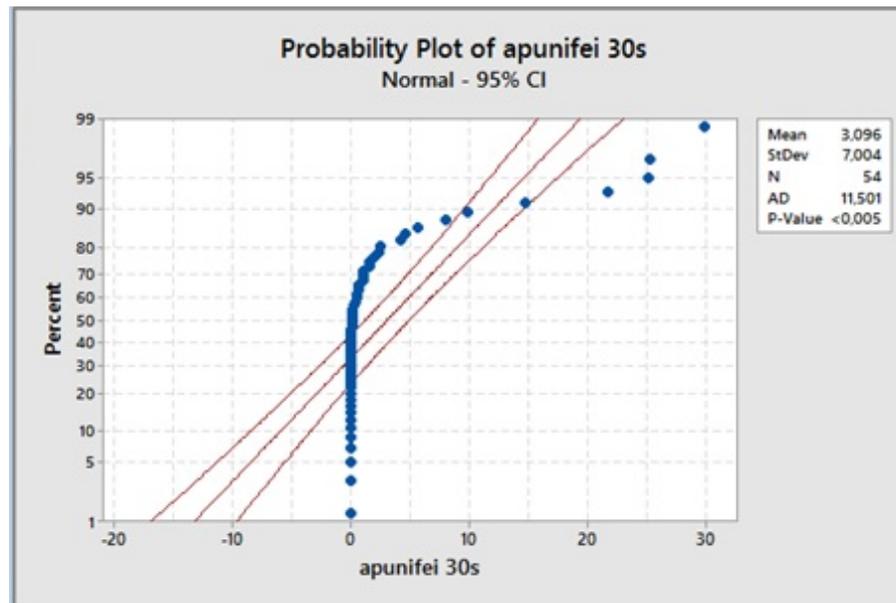


Figura 31 – Resumo de distribuição de probabilidade para tempo de conexão entre aplicações de 30 s -rede sem fio AP unifei no restaurante e hora congestionada.

tarde, respectivamente. Em função dos testes realizados terem sido em períodos diferentes entre si e em relação aos testes já apresentados, os resultados da Tabela 10 mostram que para o acesso sem fio, o tempo médio das conexões é maior que na rede Ethernet.

Tabela 10 – Resumo dos testes realizados em redes de dados Unifei.

Topologia de rede	RTT médio [ms]	Desvio padrão [ms]	RTT máximo [ms]
Um <i>switch</i>	18,97	9,3	60,691
Três <i>SW</i> manhã	21,776	15,075	112,131
Três <i>SW</i> tarde	41,83	323,82	532,641
Três <i>SW</i> noite	38,715	16,634	335,442
AP CERIn tarde	51,58	27,43	518,32
AP CERIn manhã	46,39	42,1	940,996

4.6 Redes de dados Externas à Unifei

Para testar redes de acesso de dados externas à UNIFEI, três tipos de acesso foram testados: Rede Nacional de Pacotes (RNP) à partir de outra instituição de ensino; rede de telefonia fixa ADSL e rede de telefonia móvel celular. Os testes realizados pela RNP

utilizaram acesso da rede de dados do IFSuldeMinas, campus Poços de Caldas, MG. Para os testes da rede móvel celular, foram avaliados diferentes períodos do dia e duas cidades, Itajubá e Poços de Caldas para a conexão. Para o acesso fixo, a cidade de origem das requisições foi Santa Rita do Sapucaí, MG.

Para ilustrar o caminho de uma requisição externa à rede da Unifei, vide Figura 32, acesso este que só foi possível após solicitação ao Núcleo de Tecnologia da Informação (NTI) da UNIFEI e inúmeros testes de segurança no servidor de dados e alteração de endereço IP do servidor de dados antes do acesso externo ser liberado pelo *Firewall* da UNIFEI. Cabe mencionar que no modelo tradicional de acesso à internet, de dentro da rede da UNIFEI os computadores realizam funções de clientes que acessam servidores externos e permissão natural para o fluxo de dados. Devido a políticas de segurança, não é comum ser liberado acesso externo a servidores internos à uma rede de dados de uma instituição.

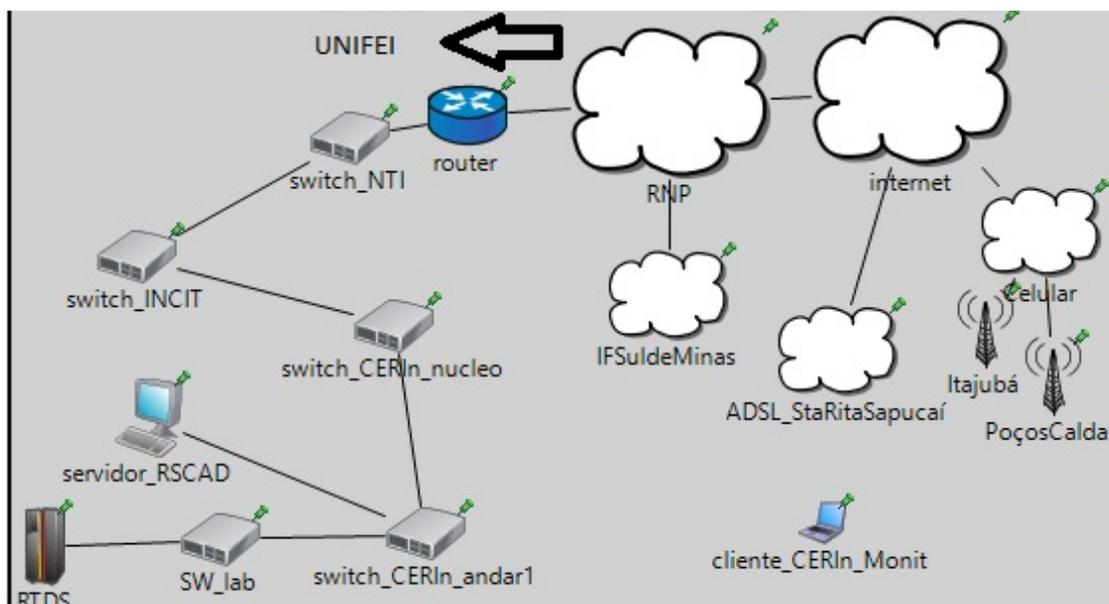


Figura 32 – Tipos de Rede de dados empregadas para acesso externo à rede da UNIFEI.

Para ilustrar a existência da RNP entre a rede da UNIFEI e a internet, com a função *ping* do protocolo de controle de mensagens da internet ICMP, apresentou resposta conforme apresentado na Figura 33, que é o traçado de rota à partir de acesso móvel para o sitio da UNIFEI. Vale ressaltar que esta ferramenta opera na camada de rede e portanto somente são apresentados os roteadores no caminho das mensagens, e não é possível ter conhecimento dos diversos equipamentos da rede móvel celular e toda a infraestrutura de camada dois ou enlace de dados empregada nas nuvens apresentadas na Figura 32. As duas primeiras linhas da lista de rotas apresentada na Figura 33 apresentam dois elementos do núcleo da rede de dados da infraestrutura móvel celular da operadora CLARO. A partir

da terceira linha, as mensagens entram na rede da Embratel e seguem por oito roteadores até a linha 10, quando termina o domínio da Embratel e entra na RNP. Percorridos quatro roteadores representadas pelas linhas de 11 a 14 em que nos nomes dos equipamentos está presente a sigla "rnp", até que o traçado de rota encontra um roteador, na linha 15, que pertence à rede da UNIFEI. Deste ponto, que representa o seu *gateway*, até o servidor de conteúdo do sitio Unifei, o pacote sofreu atraso que causou o reenvio de solicitações antes de alcançar a *thor.unifei.edu.br* na última linha do rastreamento apresentado na Figura 33.

```
C:\Users\guilherme>tracert unifei.edu.br

Rastreando a rota para unifei.edu.br [200.131.128.48]
com no máximo 30 saltos:

  1    79 ms    93 ms    73 ms    10.129.180.78
  2   130 ms    83 ms    82 ms    10.129.58.62
  3   122 ms    84 ms    75 ms    embratel-T0-0-0-3-uacc03.rjo.embratel.net.br [201.73.3.77]
  4   138 ms    94 ms   106 ms    ebt-H0-0-0-0-tcore01.rjo.embratel.net.br [200.244.216.85]
  5   106 ms   110 ms    93 ms    ebt-B1211-tcore01.bhe.embratel.net.br [200.244.212.131]
  6   104 ms   103 ms   102 ms    ebt-B10-tcore02.bhe.embratel.net.br [200.244.160.230]
  7   157 ms    98 ms    98 ms    ebt-B1312-tcore01.bsa.embratel.net.br [200.230.251.73]
  8   154 ms    99 ms   107 ms    ebt-T0-5-0-0-udist01.bsa.embratel.net.br [200.244.211.82]
  9   244 ms   105 ms    95 ms    ebt-G6-1-gacc03.bsa.embratel.net.br [200.230.215.35]
 10   271 ms    99 ms   106 ms    embratel-G3-0-gacc03.bsa.embratel.net.br [187.28.30.54]
 11   187 ms    95 ms    99 ms    df2-df.bkb.rnp.br [200.143.253.30]
 12   182 ms   117 ms   112 ms    mg-df2-oi.bkb.rnp.br [200.143.252.81]
 13   251 ms   112 ms   114 ms    lanmg-mg.bkb.rnp.br [200.143.253.162]
 14   118 ms   112 ms   114 ms    tutu.pop-mg.rnp.br [200.131.0.4]
 15   308 ms   158 ms   159 ms    unifei.pop-mg.rnp.br [200.19.156.110]
 16    *        *        *        Esgotado o tempo limite do pedido.
 17    *        *        *        Esgotado o tempo limite do pedido.
 18   257 ms   158 ms   158 ms    thor.unifei.edu.br [200.131.128.48]

Rastreamento concluído.
```

Figura 33 – Resumo de distribuição de probabilidade para tempo de conexão entre aplicações de 10 s - RSCAD/runtime e cerin monit em diferentes computadores e rede sem fio AP UNIFEI.

Para acesso a partir do Instituto Federal do Sul de Minas Gerais, campus Poços de Caldas, a Tabela 11 apresenta os resultados dos testes. Para o acesso foram empregados Ethernet e sem fio em diferentes horários do dia.

Para o mesmo tipo de acesso móvel, é observável melhor desempenho para o RTT a partir de Poços de Caldas em relação à Itajubá. Certamente, é devido à tecnologia de acesso empregado que em Poços de Caldas é disponível quarta geração, enquanto que em Itajubá, durante os testes, foi disponibilizado terceira geração. Em ambos os casos, o tráfego do acesso móvel é encaminhado para infraestrutura da Embratel, que roteia o tráfego para a RNP, sempre passando por dois roteadores da rede de telefonia móvel celular que é comum para todo o Sul de Minas Gerais.

O acesso via telefonia fixa apresentou resultados conforme Tabela 12 em que foram utilizados acesso direto a um MODEM ADSL residencial e também via rede sem fio que

Tabela 11 – Resumo dos testes para as redes de dados do IFSuldeMinas/Poços de Caldas, MG.

Acesso	RTT médio [ms]	Desvio padrão [ms]	RTT máximo [ms]
Ethernet manha	122,97	29,49	478,92
Ethernet tarde	125,79	33,91	352,26
Ethernet noite	125,64	32,45	349,06
WiFi manha	350,95	356,84	1706,69
WiFi hora do almoço	457,17	632,97	4810,15
wifi tarde	346,62	426,37	2527,88
wifi hora do <i>lunch</i>	300,92	596,83	13.435,0

por sua vez acessa a internet via o MODEM ADSL. Os valores para o RTT médio indica um grande atraso no processo de roteamento interno, entre o MODEM ADSL e o ponto de acesso WiFi, cabendo ressaltar que os testes realizados foram sobre uma condição limite de área de cobertura justamente para estressar os resultados.

Tabela 12 – Resumo dos testes para redes externas e acesso ADSL/Santa Rita do Sapucaí, MG.

Tipo de acesso	RTT [ms]	Std Dev [ms]	RTT máx [s]
ADSL puro	68,339	9,739	366,811
ADSL/Wifi	332,67	670,97	5600,77

Além da rede de telefonia fixa, também foi testada uma rede de telefonia móvel celular que cobre o Sul de Minas Gerais pela operadora CLARO. Testes a partir das cidades de Itajubá e Poços de Caldas foram realizados em diferentes períodos do dia e apresentados na Tabela 13. Para a cidade de Poços de Caldas, foi escolhido um instante, definido na tabela como teste crítico para a realização dos testes por se tratar de uma sexta feira, véspera de feriado em uma cidade turística, que tende a receber tráfego nômade, ou romeiro.

Tabela 13 – Resumo dos testes para redes externas e acesso móvel celular de Itajubá e Poços de Caldas, MG.

Tipo de acesso	RTT [ms]	Std Dev [ms]	RTT máx [s]
PCaldas manhã	293,81	68,9	585,25
PCaldas tarde	322,22	103,98	940,54
PCaldas noite	318,57	69,32	642,43
PCaldas teste crítico	2227	4936	26009
Itajubá manhã	419,69	430,83	298,08
Itajubá almoço	345,24	276,42	2990,7
Itajubá tarde	366,26	392,29	5432,68

4.7 Análise dos resultados

Em termos de aplicação para a internet, a telemetria desenvolvida é composto de um pequeno numero de bits em cada pacote. Com auxílio do programa Wireshark para o monitoramento do tráfego gerado pelos testes de tensão eficaz da rede simulada no RTDS, um quadro Ethernet, excluindo o campo de sincronismo, é composto por 571 *bytes*, dos quais 217 *bytes* são dados de aplicação. Para comparação de uma aplicação de telefonia que emprega redes IP, há codificação de voz com diferentes taxas e características, com pequeno tamanho do fluxo de dados por pacote e apresenta como parâmetro de qualidade, tempo de propagação fim a fim menores que 200 ms. Como exemplo, o padrão GSM (*Global System for Mobile Communications*) a cada 20 ms gera 260 bits.

Tomando como referencia os testes realizados, as redes privadas e dentro do CERIn, para todos os testes realizados apresentaram RTT menores que 200 ms, conforme Tabela 10. Vale lembrar que a infraestrutura de dados do CERIn emprega VoIP para os serviços de telefonia. É de conhecimento da prática de rede de computadores que aplicações como VoIP ocupam pouco tempo dos recursos de transmissão/comutação de dados e, naturalmente, compartilham os recursos de comunicação já utilizados por outras aplicações sem depreciação na qualidade aos usuários multimídias de redes de computadores. Gradualmente, com o desenvolvimento de protocolos específicos, em especial para o tráfego de sinalização telefônica sobre redes comutadas por pacotes e sem garantias, foi sendo aceita e aplicada nas telecomunicações o IP. O índice de qualidade de voz é subjetivo e mantido desde que o volume de dados ofertado esteja dentro dos limites da capacidade

da rede. No caso de VoIP, assim como telemetria, existe um fluxo contínuo de dados e assim é possível dimensionar uma rede privada com parâmetros de desempenho almejado em função de um número conhecido de dispositivos conectados na rede. Para o exemplo de codificação de voz com amostras de 260 bits/20 ms, é gerado um fluxo de 13 kbps e, em termos de dimensionamento, para uma rede Ethernet a 100 Mbps e 50 % desta capacidade dedicada para tráfego vocálico, podem ser atendidas aproximadamente 3.846 (50 Mbps/13kbps) comunicações simultâneas.

Para a aplicação CERIn Monit, tempo de amostragem de 1 s, extrapolando para situação de monitoramento de redes de distribuição de energia e cada medidor fornecendo três níveis de tensão, cada terminal gera, aproximadamente, 2 kbps. Esta taxa pode variar conforme técnica e protocolos empregados, mas se aplicado o mesmo raciocínio para determinar um número de terminais simultaneamente conectados na rede, a quantidade de dispositivos é 25.000 em uma rede Ethernet a 100Mbps e calculado para 50% do tráfego. Assim, outros problemas como número de portas disponíveis pela infraestrutura de comunicação, manipulação e análise dos dados para ações de controle na rede elétrica são fatores mais restritivos.

As requisições de conexões para uma rede, durante os instantes de ocupação plena dos circuitos, simplesmente recebem um sinal de bloqueio ou ocupado da rede e não há a transferência de dados. Para contornar o problema de bloqueio e praticamente extinguir o tempo de estabelecimento de conexão de circuitos, as concessionárias de energia alugam linhas telefônicas exclusivas para monitoramento de certas SEs. Este tipo de conexão é onerosa por ser tarifado o tempo de conexão e não volume de dados. Outra característica destas ditas *leasing lines* é serem normalmente limitadas a 64 kbps, taxa que inviabiliza novas aplicações além das tradicionais aplicações de monitoramento remoto em esquemas mestre escravos herdados de automatismos industriais.

Os cenários estudados podem ser agrupados em dois grandes grupos: redes de acesso públicas e redes de acesso privadas. Para os acessos públicos, se utilizado ADSL a partir de Santa Rita do Sapucaí, MG para conectar ao servidor hospedado dentro da rede de dados da UNIFEI em Itajubá, conforme Tabela 12, se um computador for conectando diretamente ao MODEM ADSL permite serviço de voz com qualidade. Todavia se estabelecer acesso a partir de rede sem fio conectada ao mesmo MODEM ADSL, o atraso não permite qualidade na conversação e o usuário certamente perceberia cortes na fala e quedas na conexão. Também em se tratando de redes públicas, para acesso móvel celular comutado por pacotes, para o serviço VoIP, não haveria qualidade na comunicação e dado ao não atendimento à premissa de tempo conforme Tabela 13.

Em termos de redes privadas, a aplicação VoIP é atendida com margens para todas as topologias empregadas, mas do ponto de vista das redes elétricas inteligentes (SG's), conforme aplicações apresentadas na introdução desta tese e resumidas na Tabela 2,

algumas aplicações críticas apresentam restrições quanto ao atraso em que as redes fora do domínio local do CERIn não são atendidas. Cabe ressaltar que para aplicações críticas, com as especificidades em um SAS, devem ser providos equipamentos de comunicações de dados de alto desempenho e confiabilidade e número controlado de dispositivos compartilhando a rede. Assim, certamente não são violados limites de atraso toleráveis na comunicação para aplicações críticas, como em sistemas de tele-proteção.

Um fato observado na realização dos testes foi referente ao tempo mínimo, de 1 s, para o envio de requisições pela aplicação CERIn Monit. Quando o tempo entre requisições foi diminuído para 0,5 s, a aplicação gerou erros por falta de resposta antes do envio de uma nova mensagem. Tomando como referência a prática do envio de dados de monitoramento da rede elétrica comumente maiores que 10 minutos, 1 segundo é certamente suficiente para novas imposições acarretadas no controle do balanço da rede elétrica quanto as incertezas da geração de fontes intermitentes de energia. Se acredita que o tempo de monitoramento de 1 s seja adequado para que os sistemas de controle, por exemplo idealizado para um sistema de distribuição como em () seja capaz de atuar nos ajustes de reguladores de tensão de transformadores de SE, ou em banco de capacitores ou eliminação de cargas conforme definição de prioridades em micro-redes. Outra consequência do aumento de DER's em redes de distribuição é a possibilidade de fluxo de potencia bidirecional variável e com estas variações, má atuação de dispositivos de proteção e flutuações de tensão.

Além das redes privadas e locais (LAN e WLAN) ao CERIn, testes a partir de acesso pelo Instituto Federal do Sul de Minas, campus Poços de Caldas, MG (IFPoços) foram realizados, o que caracteriza uma rede privada e de grande área. As instituições de ensino federais e outras são conectadas RNP e a partir das duas citadas instituições foram conectados o servidor RTDS/Runtime e CERIn Monit. O acesso na rede de dados do IF Poços empregou Ethernet e rede sem fio disponível ao público e nenhum policiamento de tráfego e garantias de QoS foram utilizadas 11. Possivelmente, estes resultados podem ser melhorados, principalmente conforme observado para o caso extremo em que foi submetido um tráfego concorrente de 98% da capacidade do enlace Ethernet com o servidor 31.

Considerando que cada valor monitorado dispensou tempo para ser formatada uma mensagem na origem e no destino, além do tempo de formatação da pilha de protocolos e tempo de propagação na rede, os valores apresentados na Tabela 1 podem ser pelo menos divididos pela metade. Fazendo a média dos valores médios de RTT e arredondando para a metade para comparação a posteriori, o tempo médio para conexão, considerando tecnologia Ethernet em um *switch* entre computadores nos testes realizados, pode ser considerado de 10 ms.

Ainda considerando a tecnologia Ethernet, quando se empregam três *switches* entre cliente e servidor dentro da infraestrutura do Cerin, obrigatoriamente a conexão se finda por meio de três *switches*. Interessante observar que mesmo empregando 3 equipamentos

de comutação, em alguns testes para este cenário, o tempo de resposta foi menor do que nos testes realizados no cenário com um *switch* entre cliente e servidor. Para a comparação que segue, tomando como referência o pior caso do tempo médio apresentado na Tabela 7, para este cenário de conexão se obtém um tempo médio de conexão unidirecional de 20 ms.

Para o acesso sem fio provido pela infraestrutura do Cerin, os testes realizados mostram que os valores encontrados são muito próximos para o caso anterior quando foi considerada somente tecnologia Ethernet e três *switches* entre cliente e servidor. Considerando a metade deste valor para caracterizar somente um sentido na comunicação, os testes consideram o tempo de ida e volta, o acesso Wifi dentro das dependências do CERIn apresentou tempo médio de 25 ms. Esta proximidade em termos de tempo de resposta se justifica pela topologia de rede e por se tratar de infraestrutura não aberta ao público da Unifei.

Para o acesso provido pela rede nacional de pacotes a partir do IFPoços, as médias de tempo de conexão testados estão muito próximas e sendo considerado a metade do valor apresentado na Tabela 11, o tempo médio para uma conexão Ethernet é de 60 ms. Considerando o acesso Wifi, o valor médio apresentado pode ser aproximado para 350 ms e o tempo das conexões para comparação e preenchimento da Tabela 14 será considerado de 180 ms. Fatos interessantes foram observados e apresentados nas linhas da Tabela 11 referentes à hora do almoço que apresentou tempo de resposta de 13,43 s e na hora do lanche que apresentou valor máximo de 4,81 s. Este fato pode ser comparado à situação monitorada no acesso wifi do restaurante da UNIFEI, em que muitas conexões simultâneas enviam solicitações para os pontos de acesso e estes devem manipular as requisições conforme disponibilidade de recurso limitado, aumentando a probabilidade de bloqueio nos acessos e, assim, o aumento no tempo de conexão. O IFPoços é uma escola nova e bem menor que a UNIFEI e toda a infraestrutura de dados é sempre compartilhada por todos os usuários, incluindo os discentes com seus aparelhos móveis e alguns AP's Wifi conectados em pontos Ethernet sem proteção.

Analisando os dados da rede pública fixa ADSL, o tempo médio de uma conexão quando conectado um computador diretamente ao MODEM e para a metade do valor apresentado na Tabela 12 é de 34 ms. Outro caso considerado, foi empregar rede sem fio conectada ao ADSL. Neste caso, dado conhecimento das características das obstruções entre computadores e AP, além de haver somente um terminal conectado na rede, foi testada situação extrema de nível de sinal, situação que apresentou tempo médio de conexão de 160 ms. A baixa intensidade do sinal ocasiona perdas e natural retransmissões e, assim, aumento no tempo de conexão conforme observado nos testes. Este tipo de situação é difícil de ser testada dentro da infraestrutura do CERIn que provê disposição de pontos de acesso estratégica e paredes de material que obstrui pouco as ondas eletromagnéticas.

A rede móvel celular, conforme Tabela 13, é o acesso que apresentou o pior dos resultados em termos de tempo de conexão, o que facilmente é explicado pela topologia das redes. Em relação ao caso anterior, as redes móveis apresentam poucos e mais distantes *gateways*, que concentram os dados de grandes áreas geográficas e conectam à internet em pontos estratégicos do território nacional, como São Paulo, Rio de Janeiro, Brasília, Recife e Florianópolis, em se tratando da rede da CLARO. Ao contrário, a rede de telefonia fixa apresenta maior capilaridade herdada de infraestrutura secular com maior número de pontos para conexão com as redes de dados e, certamente, à partir de Santa Rita do Sapucaí, as mensagens passam por um menor número de roteadores até alcançar a rede de dados da UNIFEI em Itajubá. Somente considerando o acesso móvel, mesmo que geograficamente seja pequena a distância entre cliente e servidor., conforme testes de conexão executados na cidade de Itajubá, os resultados são na maioria das vezes maiores do que a partir de Poços de Caldas. Outro fato relevante é a disponibilidade de acesso de quarta geração em Poços de Caldas. Entretanto, aconteceu um grupo de testes no qual o tempo de conexão a partir de Poços de Caldas está fora da média em dias normais, com valores maiores do que 1 s para o RTT médio. Certamente tal evento se deve devido a coincidência do instante dos testes com provável congestionamento na rede celular.

Para correlacionar os testes com parâmetros de latência para aplicações SG, da Tabela 2, os requerimentos para aplicações SG foram retirados os valores base para a comparação e resumo dos resultados apresentados na Tabela 14, em que os seguintes acrônimos foram empregados: NA (Não Atende) e ?? (incerteza). Já eram esperados alguns resultados, haja visto que o padrão para automação de SE IEC 61850 define o Ethernet como tecnologia de transmissão de dados para o provisionamento de barramento de informação entre IED's de uma SE automatizada. Para os cenários em que foram empregados um e três *switches* entre cliente CERIn Monit e servidor RTDS/*RunTime*, são atendidos os requerimentos de latência para todas as aplicações SG consideradas. Cabe ressaltar que todos os testes foram realizados sobre o conceito de melhor esforço e nenhuma prioridade é atribuída ao tráfego de monitoramento e em se tratando de uma aplicação real para SG, parâmetros e policiamento do tráfego para provisionamento de QoS podem ser empregados.

Na Tabela 14, o limite de atraso para as aplicações foram limitadas a valores mais precisos em relação à Tabela 2. Para as aplicações AMI e SA, as redes de abrangência de grandes áreas, WAN não atendem ao parâmetro de latência, fato este não relevante porque as redes que atendem a estas aplicações SG estão limitadas a áreas locais e, no máximo, metropolitanas.

Tabela 14 – Correlação entre aplicações SG e tipos de acesso/redes de dados empregadas nos testes.

LAN	AMI <15s	WAM >0,5s	DER <0,2s	SA <15s	DM 0,02s	DA <0,02s	OTLM	OM	AM
1SW 10ms	ok	ok	276	ok	ok	ok	pk	ok	ok
3SW 20ms	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok
WiFi 25ms	ok	ok	ok	??	ok	ok	pk	ok	ok
WAN	AMI <15s	WAM >0,5s	DER <0,2s	SA <15s	DM 0,02s	DA <0,02s	OTLM	OM	AM
ETH 60ms	NA	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok
WiFi 180ms	NA	ok	ok	??	ok	ok	pk	ok	ok
WAN	AMI <15s	WAM >0,5s	DER <0,2s	SA <15s	DM 0,02s	DA <0,02s	OTLM	OM	AM
ADSL 35ms	NA	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok
Celular 180ms	NA	??	NA	NA	??	??	pk	ok	ok

5 Conclusão

5.1 Conclusões Gerais

Independente do ponto de vista ou área de emprego de melhorias que tornem o setor elétrico mais autônomo em suas decisões operativas, há consenso da necessidade de emprego massivo de Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC) e paira uma imensa dúvida sobre a integração de dispositivos eletrônicos inteligentes para o futuro SG. Uma contribuição inerente a este trabalho é demonstrar que para a integração entre equipamentos que estejam fisicamente desconectados, o emprego da pilha de protocolos TCP/IP é a alternativa que naturalmente acontecerá e haverá a substituição ou evolução da legada infraestrutura SCADA que empregam linhas seriais para a comunicação com muitos equipamentos na atualidade. Devido aos desenvolvimentos nas últimas décadas depois da integração das redes de telefonia e redes de dados com acessos fixos e móveis, certamente existem soluções em termos de protocolos e capacidade de transmissão que atendam aos requisitos do setor elétrico em termos de comunicações para redes de áreas locais, metropolitanas e de grandes extensões. Não é necessário inventar novas soluções, mas sim deixar claro por parte do setor elétrico quais são os parâmetros de entrada, tais como taxa de transmissão, latência, disponibilidade, confiabilidade, sigilo na troca de informações, número de terminais para iniciar uma coleta de dados que permita o desenvolvimento de projetos em TIC que atendam a estas premissas.

No início da maturação do conceito SG, foi apresentado um paralelo entre as redes criadas por Thomas Edison e Graham Bell, sistemas estes que poderiam ser comparados com alta correlação até meados da década de 1970, época que com o emprego massivo de transistores nas redes de telefonia, revolucionaram a eletrônica e as telecomunicações. Esta tecnologia permitiu miniaturização, digitalização e controle computadorizado dos enlaces e redes de comutação da de dados. Na engenharia das companhias telefônicas, houveram receios e operação paralela de redes de transmissão comutadas por circuitos e comutadas por pacotes antes da convergência de serviços de voz vídeo e dados para uma mesma infra-estrutura baseadas no protocolo IP.

O setor elétrico historicamente empregou enlaces e técnicas da telefonia para monitoramento remoto necessários a operação de um sistema nacional, que tradicionalmente focou os automatismos a SE's, LT's e geradores. Muitos destes sistemas ainda operam em 2015, mas são onerosos e limitados em termos de taxas de transmissões, disponibilidade e tempo de transferência dos dados. É comum a tomada de decisões a partir de janelas de tempo de coleta de dados com períodos de 15 minutos, dado técnicas mestre escravo que necessitam conectar aos dispositivos remotos empregando comunicação serial e canais

dedicados. Há receios no setor elétrico em migrar para novas técnicas, em especial comutação de pacotes empregando Ethernet e IP, pois “é melhor” confiar em um sistema que está funcionando e não em um sistema desconhecido, cujos princípios do IP para a simplificação dos roteadores e *gateways* da Internet, tornam estas redes, muitas vezes, não confiáveis.

A internet é uma rede sem controle por natureza, mas quando existe domínio sobre os *switches*, roteadores e protocolos habilitados em uma empresa, caracterizando uma intranet, é possível empregar técnicas que permitam o compartilhamento dos recursos de maneira ótima e por múltiplas aplicações com diferentes requisitos de qualidade de serviço. Para ilustrar aplicações com diferentes requisitos, a Tabela 2 e Tabela 14, apresentam aplicações SG's e seus parâmetros para definição da qualidade dos serviços providos por redes de comunicações quanto ao atraso nas comunicações. Neste contexto foi provada a viabilidade do monitoramento remoto de pontos distintos de um SEP simulado através do RTDS. Tal integração permite adaptações, descritas no subitem de trabalhos futuros, e durante os desenvolvimentos algumas perguntas inicialmente apresentadas puderam ser compreendidas e respondidas. A primeira das perguntas foi respondida nos desenvolvimentos e destaca nos parágrafos anteriores e sim, com o emprego de protocolos de comunicações de dados comum, no caso TCP/IP, entre dois dispositivos conectados em rede é possível a integração entre dois mundos completamente distintos e a partir desta integração serem monitorados remotamente fenômenos. Neste trabalho é monitorado o perfil de variação de tensão eficaz em três pontos distintos de uma rede elétrica com características de distribuição de energia.

Mesmo sendo possível a integração e monitoramento de variáveis de interesse externamente ao RTDS pela aplicação desenvolvida, o monitoramento em tempo real não é viável. A própria estrutura do RTDS não provê informações em tempo real para os computadores que estabelecem sua interface com o usuário, que nestes testes se portou como um servidor de dados. Entretanto, do ponto de vista do setor elétrico, uma frequência de monitoramento de sinais de 1 Hz, conforme testes realizados pode ser considerado monitoramento em tempo real em relação às práticas de monitoramento normalmente empregadas.

Para sistemas críticos, o tempo de resposta da tecnologia de comunicação empregada é adequada desde que se escolhida e empregada tecnologia correta. Mesmo que a norma IEC 61850 já tenha definido o Ethernet para provisionamento de barramento de dados para a automação de SE, os comutadores devem ser dedicados a esta aplicação e com características construtivas não necessárias em ambientes de telecomunicações. Dado a intensidade de campo magnético em SEs, os *switches* normalmente empregam blindagem eletromagnética mais eficiente, sem partes móveis, enlaces óticos e comumente um número pequeno de portas por elemento comutador. Os testes realizados sobre o Ethernet empregam rede de dados “viva”, sem prioridades ou redes virtuais e tráfego concorrente diverso e mesmo assim a tecnologia Ethernet atende até às premissas mais exigentes e críticas das

aplicações SG.

A distância impacta no atraso na comunicação, mas esta métrica deve ser interpretada pelo número de nós e redes que os pacotes de dados trafegam e não uma métrica geográfica, em quilômetros (km). Se constata que mesmo fisicamente os cliente e servidor estarem presentes na mesma sala, o acesso celular foi o teste que apresentou maior tempo médio de conexão.

Testes de tráfego concorrente e conhecido foi submetido à placa de rede do servidor de dados. Na topologia empregada o servidor esta em uma rede Ethernet, e na mesma rede local foi estabelecido conexão cliente servidor e gerado tráfego para até 98 % da capacidade. Nestes testes foi percebido aumento do dobro na média das conexões. Em termos práticos para o dimensionamento de redes Ethernet, é sabido que os comutadores começam a descartar quadros quando a carga chega próximo de 70%.

Mesmo não havendo nenhuma engenharia de tráfego para priorizar as mensagens de telemetria, os resultados mostram que as redes de dados testadas atendem ao requerimento de latência, desde que adequadamente direcionadas. Por exemplo, não é possível automatizar uma SE com tecnologias de redes de dados da telefonia fixa ou móvel da forma que os testes foram realizados, sem policiamento e garantias por parte de ambas operadoras. Entretanto, há possibilidades, mediante contrato de serviços específicos para empresas, que acordos de níveis de serviço devem ser garantidos e assim satisfazer a determinadas aplicações com exigências críticas

5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Este trabalho foi desenvolvido com o intuito de provar a possibilidade de integração de dois programas distintos que empregam uma rede de dados virtual, ou programa TCP/IP instalado nos terminais e elementos intermediários da rede. A partir do instante que cliente e servidores estejam conectados em rede, pode acontecer troca bidirecional de informações e neste trabalho foram coletados três valores de tensão eficaz, de três pontos distintos do sistema elétrico de referência. Para melhor caracterizar um centro de controle de uma rede de distribuição, aqui denominado de Cerin Monit, em termos de trabalhos futuros podem ser citados:

- Monitorar não somente sinais de tensão, mas também corrente nas três fases.
- Coletar valores de pontos individuais e não de três pontos simultâneos, melhor caracterizando sistemas SCADA.
- Definição de eventos que violem limiares de qualidade de energia, disparando ações de controle, como controle de TAP de transformadores, banco de baterias e banco

de capacitores no sistema elétrico simulado no RTDS.

- Integração de geração distribuída e operação ilhada.
- Em uma rede de dados com QoS, submeter tráfego concorrente e derivar valores de atraso mais restritos para aplicações SG.
- Emprego de mensagens de eventos em SE's para monitoramento conforme IEC 61850.
- Segurança cibernética.

Referências

- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric power systems research*, Elsevier, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001. Citado na página 22.
- AGHAEI, J.; ALIZADEH, M.-I. Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 18, p. 64–72, 2013. Citado na página 25.
- AKYILDIZ, I. F. et al. A survey on sensor networks. *IEEE communications magazine*, IEEE, v. 40, n. 8, p. 102–114, 2002. Citado na página 16.
- AMIN, M. Challenges in reliability, security, efficiency, and resilience of energy infrastructure: Toward smart self-healing electric power grid. In: IEEE. *Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*. [S.l.], 2008. p. 1–5. Citado na página 17.
- AMIN, S. M.; WOLLENBERG, B. F. Toward a smart grid: power delivery for the 21st century. *IEEE power and energy magazine*, IEEE, v. 3, n. 5, p. 34–41, 2005. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 17.
- ANDERSON, D. et al. Intelligent design"real-time simulation for smart grid control and communications design. *IEEE power and energy magazine*, IEEE, v. 10, n. 1, p. 49–57, 2012. Citado na página 16.
- ANDERSSON, L.; BRUNNER, C.; ENGLER, F. Substation automation based on iec 61850 with new process-close technologies. In: IEEE. *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*. [S.l.], 2003. v. 2, p. 6–pp. Citado na página 16.
- ARUN, S.; KRISHNAMOORTHY, R.; RAO, M, D. V. Zigbee based electric meter reading system. IJCSI Press, 2011. ISSN 16940784. Citado na página 51.
- BASAK, P. et al. A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 16, n. 8, p. 5545–5556, 2012. Citado na página 22.
- BENZI, F. et al. Electricity smart meters interfacing the households. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 58, n. 10, p. 4487–4494, 2011. Citado na página 34.
- BOLLEN, M. *Adapting Electricity Networks to a Sustainable Energy System: Smart Metering and Smart Grids*. [S.l.]: Energy Markets Inspectorate, 2011. Citado na página 33.
- BOUHAFES, F.; MACKAY, M.; MERABTI, M. Links to the future: communication requirements and challenges in the smart grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, IEEE, v. 10, n. 1, p. 24–32, 2012. Citado na página 33.
- BOYER, S. A. *SCADA: supervisory control and data acquisition*. [S.l.]: International Society of Automation, 2009. Citado na página 45.

- BRAND, K.; BRUNNER, C.; WIMMER, W. Design of iec 61850 based substation automation systems according to customer requirements. *Indian Journal of Power and River Valley Development*, v. 61, n. 5, p. 87, 2011. Citado na página 16.
- BRESLAU, L. et al. Advances in network simulation. *IEEE computer*, v. 33, n. 5, p. 59–67, 2000. Citado na página 18.
- BROCKNERS, F.; FINN, N.; PHILLIPS, S. Metro ethernet - deploying the extended campus using ethernet technology. In: *LCN*. IEEE Computer Society, 2003. p. 594–604. ISBN 0-7695-2037-5. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/mostRecentIssue.jsp?punumber=8808>; <http://www.computer.org/csdl/proceedings/lcn/2003/2037/00/index.html>>. Citado 2 vezes nas páginas 52 e 53.
- BROCKNERS, F.; FINN, N.; PHILLIPS, S. Metro ethernet - deploying the extended campus using ethernet technology. In: *Proceedings of the 28th Annual IEEE International Conference on Local Computer Networks*. Washington, DC, USA: IEEE Computer Society, 2003. (LCN '03), p. 594–. ISBN 0-7695-2037-5. Disponível em: <<http://dl.acm.org/citation.cfm?id=950788.951219>>. Citado na página 53.
- BROWN, R. E. Impact of smart grid on distribution system design. In: IEEE. *Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*. [S.l.], 2008. p. 1–4. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 17.
- BRUNO, S. et al. Unbalanced three-phase optimal power flow for smart grids. *IEEE Transactions on industrial electronics*, IEEE, v. 58, n. 10, p. 4504–4513, 2011. Citado na página 36.
- BUGHIN, J.; CHUI, M.; MANYIKA, J. Clouds, big data, and smart assets: Ten tech-enabled business trends to watch. *McKinsey Quarterly*, v. 56, n. 1, p. 75–86, 2010. Citado na página 25.
- BUMILLER, G.; LAMPE, L.; HRASNICA, H. Power line communication networks for large-scale control and automation systems. *IEEE Communications Magazine*, IEEE, v. 48, n. 4, p. 106–113, 2010. Citado na página 16.
- BUSE, D. et al. Agent-based substation automation. *IEEE Power and Energy Magazine*, IEEE, v. 1, n. 2, p. 50–55, 2003. Citado na página 16.
- BYRNE, J. et al. American policy conflict in the greenhouse: Divergent trends in federal, regional, state, and local green energy and climate change policy. *Energy Policy*, Elsevier, v. 35, n. 9, p. 4555–4573, 2007. Citado na página 17.
- CAI, J. Y. et al. Current status and prospect of wide-area protection (dynamic stability control) technologies. *POWER SYSTEM TECHNOLOGY-BEIJING-*, MINISTRY OF ELECTRIC POWER OF CHINA, v. 28, n. 8, p. 20–25, 2004. Citado na página 16.
- CARRASCO, J. M. et al. Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey. *IEEE Transactions on industrial electronics*, IEEE, v. 53, n. 4, p. 1002–1016, 2006. Citado na página 22.
- CARVALHO, G. H. S. Optimal wimax backhauling solutions for wifi traffic. *Comput. Syst. Sci. Eng*, v. 30, n. 2, 2015. Citado na página 51.

- CECATI, C. et al. Smart operation of wind turbines and diesel generators according to economic criteria. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 58, n. 10, p. 4514–4525, 2011. Citado na página 34.
- CERF, V. G.; KIRSTEIN, P. T. Issues in packet-network interconnection. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 66, n. 11, p. 1386–1408, 1978. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 49.
- CHEN, S.-y. et al. Survey on smart grid technology. *Power System Technology*, v. 33, n. 8, p. 1–7, 2009. Citado na página 17.
- CHOWDHURY, S.; CROSSLEY, P. *Microgrids and active distribution networks*. [S.l.]: The Institution of Engineering and Technology, 2009. Citado na página 22.
- DICICCIO, V. et al. Alternatives for interconnection of public packet switching data networks. In: ACM. *Proceedings of the sixth symposium on Data communications*. [S.l.], 1979. p. 120–125. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 49.
- DIETRICH, D. et al. Communication and computation in buildings: A short introduction and overview. *IEEE transactions on industrial electronics*, IEEE, v. 57, n. 11, p. 3577–3584, 2010. Citado na página 33.
- DOE, U. Communications requirements of smart grid technologies. *US Department of Energy, Tech. Rep*, p. 1–69, 2010. Citado 3 vezes nas páginas 34, 35 e 36.
- DUNLOP, J. Techniques for the integration of packet voice and data on IEEE 802.3 LANs. *Computer Communications*, v. 12, n. 5, p. 273–280, 1989. Disponível em: <[http://dx.doi.org/10.1016/0140-3664\(89\)90020-0](http://dx.doi.org/10.1016/0140-3664(89)90020-0)>. Citado na página 51.
- EKANAYAKE, J. et al. *Smart grid: technology and applications*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 45.
- EROL-KANTARCI, M.; MOUFTAH, H. T. Wireless sensor networks for cost-efficient residential energy management in the smart grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 2, n. 2, p. 314–325, 2011. Citado na página 16.
- FAN, Z. et al. The new frontier of communications research: smart grid and smart metering. In: ACM. *Proceedings of the 1st International Conference on Energy-Efficient Computing and Networking*. [S.l.], 2010. p. 115–118. Citado na página 17.
- FARHANGI, H. The path of the smart grid. *IEEE power and energy magazine*, IEEE, v. 8, n. 1, p. 18–28, 2010. Citado 5 vezes nas páginas 7, 16, 17, 26 e 27.
- FOLEY, A. et al. A strategic review of electricity systems models. *Energy*, Elsevier, v. 35, n. 12, p. 4522–4530, 2010. Citado na página 22.
- GANDHI, P.; KLESSIG, B. Metro ethernet wan services and architectures. *Int'l. Eng. Consortium's Annual Rev. of Commun*, 2003. Citado na página 53.
- GANG, Y.; RENGANG, Y.; XIQING, G. Implementation of embedded ethernet in intelligent electric device (ied) in the substation automation system [j]. *Automation of Electric Power Systems*, v. 3, p. 018, 2004. Citado na página 17.
- GAO, J. et al. A survey of communication/networking in smart grids. *Future Generation Computer Systems*, Elsevier, v. 28, n. 2, p. 391–404, 2012. Citado na página 16.

- GEORG, H. et al. Performance evaluation of time-critical communication networks for smart grids based on iec 61850. In: IEEE. *Computer Communications Workshops (INFOCOM WKSHPS), 2013 IEEE Conference on*. [S.l.], 2013. p. 43–48. Citado na página 33.
- GREEN, M. A. Solar cells: operating principles, technology, and system applications. Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, NJ, 1982. Citado na página 17.
- GREEN, M. A. Third generation photovoltaics: solar cells for 2020 and beyond. *Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures*, Elsevier, v. 14, n. 1, p. 65–70, 2002. Citado na página 17.
- GRID, S. Ieee smart grid vision for computing: 2030 and beyond. Citado 3 vezes nas páginas 26, 30 e 35.
- GRID, S. Ieee smart grid vision for computing: 2030 and beyond. Citado 3 vezes nas páginas 28, 29 e 30.
- GROSSMAN, G. R.; HINCHLEY, A.; SUNSHINE, C. A. Issues in international public data networking. *Computer Networks (1976)*, Elsevier, v. 3, n. 4, p. 259–266, 1979. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 49.
- GUERRERO, J. M. et al. Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids—a general approach toward standardization. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 58, n. 1, p. 158–172, 2011. Citado na página 17.
- GUNGOR, V. C.; LAMBERT, F. C. A survey on communication networks for electric system automation. *Computer Networks*, Elsevier, v. 50, n. 7, p. 877–897, 2006. Citado na página 17.
- GUNGOR, V. C.; LU, B.; HANCKE, G. P. Opportunities and challenges of wireless sensor networks in smart grid. *IEEE transactions on industrial electronics*, IEEE, v. 57, n. 10, p. 3557–3564, 2010. Citado na página 16.
- GUNGOR, V. C. et al. Smart grid technologies: communication technologies and standards. *IEEE transactions on Industrial informatics*, IEEE, v. 7, n. 4, p. 529–539, 2011. Citado 3 vezes nas páginas 16, 30 e 36.
- GUNGOR, V. C. et al. Smart grid and smart homes: key players and pilot projects. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, IEEE, v. 6, n. 4, p. 18–34, 2012. Citado na página 33.
- GUNGOR, V. C. et al. A survey on smart grid potential applications and communication requirements. *Industrial Informatics, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 9, n. 1, p. 28–42, 2013. Citado 11 vezes nas páginas 7, 16, 24, 27, 31, 32, 34, 35, 36, 37 e 38.
- GUOZHENG, T. Selection of communication network and protocol for substation automation system. *POWER SYSTEM TECHNOLOGY-BEIJING-*, MINISTRY OF ELECTRIC POWER OF CHINA, v. 27, n. 9, p. 66–68, 2003. Citado na página 17.
- HADJSAÏD, N.; SABONNADIÈRE, J.-C. *Smart grids*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2013. Citado na página 22.

- HAMMONS, T. Integrating renewable energy sources into european grids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 30, n. 8, p. 462–475, 2008. Citado na página 22.
- HAN, T.; ANSARI, N. On optimizing green energy utilization for cellular networks with hybrid energy supplies. *IEEE Transactions on Wireless Communications*, IEEE, v. 12, n. 8, p. 3872–3882, 2013. Citado na página 17.
- HIGGINS, N. et al. Distributed power system automation with iec 61850, iec 61499, and intelligent control. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C (Applications and Reviews)*, IEEE, v. 41, n. 1, p. 81–92, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 33.
- HILL, C. A. et al. Battery energy storage for enabling integration of distributed solar power generation. *IEEE Transactions on smart grid*, IEEE, v. 3, n. 2, p. 850–857, 2012. Citado na página 22.
- HOMMELBERG, M. et al. Distributed control concepts using multi-agent technology and automatic markets: An indispensable feature of smart power grids. In: IEEE. *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*. [S.l.], 2007. p. 1–7. Citado na página 16.
- HUNG, K. et al. On wireless sensors communication for overhead transmission line monitoring in power delivery systems. In: IEEE. *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. [S.l.], 2010. p. 309–314. Citado na página 33.
- IPAKCHI, A.; ALBUYEH, F. Grid of the future. *IEEE Power and Energy Magazine*, IEEE, v. 7, n. 2, p. 52–62, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 17.
- JACOBSON, V. BSD TCP code. *Berkeley Software Distribution Unix, release 4.4*, University of California, 6/28/90. Citado na página 68.
- JÄRVENTAUSTA, P. et al. Smart grid power system control in distributed generation environment. *Annual Reviews in Control*, Elsevier, v. 34, n. 2, p. 277–286, 2010. Citado na página 16.
- JIAYI, H.; CHUANWEN, J.; RONG, X. A review on distributed energy resources and microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 12, n. 9, p. 2472–2483, 2008. Citado na página 22.
- JUSTO, J. J. et al. Ac-microgrids versus dc-microgrids with distributed energy resources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 24, p. 387–405, 2013. Citado na página 22.
- KADUREK, P. Data applications for advanced distribution networks operation. 2013. Citado na página 34.
- KOUTSOPOULOS, I.; TASSIULAS, L. Challenges in demand load control for the smart grid. *Ieee Network*, IEEE, v. 25, n. 5, p. 16–21, 2011. Citado na página 34.
- KUFFEL, R. et al. Rtds-a fully digital power system simulator operating in real time. In: IEEE. *WESCANEX 95. Communications, Power, and Computing. Conference Proceedings.*, IEEE. [S.l.], 1995. v. 2, p. 300–305. Citado na página 18.

- LAAKSONEN, H. J. Protection principles for future microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 25, n. 12, p. 2910–2918, 2010. Citado na página 17.
- LASSETER, R. H. Microgrids and distributed generation. *Journal of Energy Engineering*, American Society of Civil Engineers, v. 133, n. 3, p. 144–149, 2007. Citado na página 17.
- LAVERTY, D. M. et al. Telecommunications for smart grid: Backhaul solutions for the distribution network. In: IEEE. *IEEE PES General Meeting*. [S.l.], 2010. p. 1–6. Citado na página 17.
- LAW, D. et al. Evolution of ethernet standards in the IEEE 802.3 working group. *IEEE Communications Magazine*, v. 51, n. 8, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1109/MCOM.2013.6576344>>. Citado na página 52.
- LEITE, L. H. de M.; ERRICO, L. de; BOAVENTURA, W. do C. Criteria for the selection of communication infrastructure applied to power distribution automation. In: IEEE. *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On*. [S.l.], 2013. p. 1–8. Citado na página 29.
- LI, F. et al. Smart transmission grid: Vision and framework. *IEEE transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 1, n. 2, p. 168–177, 2010. Citado na página 16.
- LISERRE, M.; SAUTER, T.; JOHN, Y. H. Future energy systems integrating renewable energy sources into the smart power grid through industrial electronics. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, v. 4, n. 1, p. 18–37, 2010. Citado na página 22.
- LIU, J. et al. Cyber security and privacy issues in smart grids. *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, IEEE, v. 14, n. 4, p. 981–997, 2012. Citado na página 17.
- LOCAL Area Networks: CSMA/CD, Std 802.3. [S.l.], 1988. Citado na página 51.
- LU, X. et al. On network performance evaluation toward the smart grid: A case study of dnp3 over tcp/ip. In: IEEE. *Global Telecommunications Conference (GLOBECOM 2011), 2011 IEEE*. [S.l.], 2011. p. 1–6. Citado na página 17.
- LU, Z. et al. Review and evaluation of security threats on the communication networks in the smart grid. In: IEEE. *Military Communications Conference, 2010-MILCOM 2010*. [S.l.], 2010. p. 1830–1835. Citado na página 17.
- LUAN, W.; SHARP, D.; LANCASHIRE, S. Smart grid communication network capacity planning for power utilities. In: IEEE. *IEEE PES T&D 2010*. [S.l.], 2010. p. 1–4. Citado na página 45.
- LUND, P. D. et al. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 45, p. 785–807, 2015. Citado na página 22.
- MACKIEWICZ, R. Overview of iec 61850 and benefits. In: IEEE. *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*. [S.l.], 2006. p. 623–630. Citado na página 45.
- MARCHESE, M.; MONGELLI, M. Simple protocol enhancements of rapid spanning tree protocol over ring topologies. *Computer Networks*, v. 56, n. 4, p. 1131–1151, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.comnet.2011.10.008>>. Citado na página 55.

- MASOOD, S. H. Performance comparison of IEEE 802.11g and IEEE 802.11n in the presence of interference from 802.15.4 networks. *CoRR*, abs/1308.0678, 2013. Disponível em: <<http://arxiv.org/abs/1308.0678>>. Citado na página 51.
- MCDONALD, J. D. Substation automation. ied integration and availability of information. *IEEE Power and Energy magazine*, IEEE, v. 1, n. 2, p. 22–31, 2003. Citado na página 16.
- MCGRANAGHAN, M. Making connections [guest editorial]. *IEEE Power and Energy Magazine*, IEEE, v. 8, n. 6, p. 16–22, 2010. Citado na página 36.
- METKE, A. R.; EKL, R. L. Security technology for smart grid networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 1, n. 1, p. 99–107, 2010. Citado na página 16.
- MINGJUN, W. Self healing grid and distributed energy resource. *POWER SYSTEM TECHNOLOGY-BEIJING-*, MINISTRY OF ELECTRIC POWER OF CHINA, v. 31, n. 6, p. 1, 2007. Citado na página 17.
- MODBUS, I. Modbus application protocol specification v1. 1a. *North Grafton, Massachusetts (www.modbus.org/specs.php)*, 2004. Citado na página 60.
- MOMOH, J. A. Smart grid design for efficient and flexible power networks operation and control. In: IEEE. *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES*. [S.l.], 2009. p. 1–8. Citado na página 16.
- MOSLEHI, K.; KUMAR, R. A reliability perspective of the smart grid. *IEEE Trans. Smart Grid*, Citeseer, v. 1, n. 1, p. 57–64, 2010. Citado na página 16.
- NOH, J.-H.; OH, S.-J. System-level simulation of LTE/LTE-A for IMT-advanced systems. In: *VTC Spring*. IEEE, 2011. p. 1–5. ISBN 978-1-4244-8331-0. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1109/VETECS.2011.5956445>>. Citado na página 51.
- ODDALOV, A.; FIDIGATTI, A. Adaptive network protection in microgrids. *International Journal of Distributed Energy Resources*, Citeseer, v. 5, n. 3, p. 201–226, 2009. Citado na página 17.
- OUTLOOK, A. E. With projections to 2030 (revised preliminary reference case). *Washington, DC: EIA, US Department of Energy*, 2008. Citado na página 37.
- OVERMAN, T. M.; SACKMAN, R. W. High assurance smart grid: Smart grid control systems communications architecture. In: IEEE. *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. [S.l.], 2010. p. 19–24. Citado na página 16.
- PALENSKY, P.; DIETRICH, D. Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads. *IEEE transactions on industrial informatics*, IEEE, v. 7, n. 3, p. 381–388, 2011. Citado na página 16.
- PANG, Y. et al. *Wi-Fi Coexistence with Duty Cycled LTE-U*. 2016. Disponível em: <<http://arxiv.org/abs/1606.07972>>. Citado na página 51.
- PAUDYAL, S.; CANIZARES, C. A.; BHATTACHARYA, K. Optimal operation of distribution feeders in smart grids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 58, n. 10, p. 4495–4503, 2011. Citado na página 34.

- PEDRASA, M. A. A.; SPOONER, T. D.; MACGILL, I. F. Coordinated scheduling of residential distributed energy resources to optimize smart home energy services. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 1, n. 2, p. 134–143, 2010. Citado na página 22.
- PHOTOVOLTAICS, D. G.; STORAGE, E. Ieee guide for smart grid interoperability of energy technology and information technology operation with the electric power system (eps), end-use applications, and loads. 2011. Citado na página 22.
- POSTEL, J. *RFC 768: User Datagram Protocol*. 1980. Status: STANDARD. See also STD0006 (??). Disponível em: <ftp://ftp.internic.net/rfc/rfc768.txt,ftp://ftp.math.utah.edu/pub/rfc/rfc768.txt>. Citado na página 50.
- POSTEL, J. *RFC 793: Transmission Control Protocol*. 1981. See also STD0007 (??). Status: STANDARD. Disponível em: <ftp://ftp.internic.net/rfc/rfc793.txt,ftp://ftp.math.utah.edu/pub/rfc/rfc793.txt>. Citado na página 49.
- POSTEL, J. B. An informal comparison of three protocols. *Computer Networks (1976)*, Elsevier, v. 3, n. 1, p. 67–76, 1979. Citado na página 49.
- POSTEL, J. B. Internetwork protocol approaches. *Communications, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 28, n. 4, p. 604–611, 1980. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 51.
- POSTEL, J. B.; SUNSHINE, C. A.; COHEN, D. The arpa internet protocol. *Computer Networks (1976)*, Elsevier, v. 5, n. 4, p. 261–271, 1981. Citado na página 46.
- POZZUOLI, M. P. Ethernet in substation automation applications—issues and requirements. In: *Proc. Western Power Delivery Automation Conf.* [S.l.: s.n.], 2003. Citado na página 33.
- PUDJIANTO, D.; RAMSAY, C.; STRBAC, G. Virtual power plant and system integration of distributed energy resources. *IET Renewable Power Generation*, IET, v. 1, n. 1, p. 10–16, 2007. Citado na página 22.
- RAMASWAMY, P. C.; DECONINCK, G. Relevance of voltage control, grid reconfiguration and adaptive protection in smart grids and genetic algorithm as an optimization tool in achieving their control objectives. In: IEEE. *Networking, Sensing and Control (ICNSC), 2011 IEEE International Conference on*. [S.l.], 2011. p. 26–31. Citado na página 17.
- RAMCHURN, S. D. et al. Agent-based control for decentralised demand side management in the smart grid. In: INTERNATIONAL FOUNDATION FOR AUTONOMOUS AGENTS AND MULTIAGENT SYSTEMS. *The 10th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems-Volume 1*. [S.l.], 2011. p. 5–12. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 25.
- RAPPAPORT, T. S. et al. *Wireless communications: principles and practice*. [S.l.]: Prentice Hall PTR New Jersey, 1996. v. 2. Citado na página 59.
- RAWAT, P. et al. Wireless sensor networks: a survey on recent developments and potential synergies. *The Journal of supercomputing*, Springer, v. 68, n. 1, p. 1–48, 2014. Citado na página 27.
- REDDY, K. et al. A review of integration, control, communication and metering (iccm) of renewable energy based smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 38, p. 180–192, 2014. Citado na página 24.

- RILEY, G. F.; HENDERSON, T. R. The ns-3 network simulator. In: *Modeling and Tools for Network Simulation*. [S.l.]: Springer, 2010. p. 15–34. Citado na página 18.
- ROSA, L. P.; SENRA, P. M. A. *Participação privada na expansão do setor elétrico ou venda de empresas públicas?* [S.l.]: Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1995. Citado na página 17.
- ROY, S.; NORDELL, D.; VENKATA, S. Lines of communication. *IEEE Power & Energy Magazine*, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 3 Park Avenue, 17 th Fl New York NY 10016-5997 United States, v. 9, n. 5, p. 64–73, 2011. Citado na página 22.
- SALEEM, A. et al. Integrated multi-agent testbed for decentralized control of active distribution networks. In: IEEE. *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. [S.l.], 2013. p. 1–5. Citado 3 vezes nas páginas 5, 30 e 31.
- SALUS, P. H.; VINTON, G. *Casting the Net: From ARPANET to Internet and Beyond...* [S.l.]: Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc., 1995. Citado na página 46.
- SANTACANA, E. et al. Getting smart. *IEEE Power and Energy Magazine*, IEEE, v. 8, n. 2, p. 41–48, 2010. Citado na página 17.
- SARASWALA, P. P. Survey on upcoming zigbee technology in future communication system. Buldanschahr : IJECSE, 2012. Citado na página 51.
- SAUTER, T.; LOBASHOV, M. End-to-end communication architecture for smart grids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 58, n. 4, p. 1218–1228, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 34.
- SHIJIE, X. Consideration of technology for constructing chinese smart grid [j]. *Automation of Electric Power Systems*, v. 9, n. 33, p. 1–4, 2009. Citado na página 17.
- SIANO, P. Demand response and smart grids—a survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 30, p. 461–478, 2014. Citado na página 16.
- SIANO, P. et al. Real time operation of smart grids via fcn networks and optimal power flow. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, IEEE, v. 8, n. 4, p. 944–952, 2012. Citado na página 34.
- SIDHU, T.; GANGADHARAN, P. K. Control and automation of power system substation using iec61850 communication. In: IEEE. *Proceedings of 2005 IEEE Conference on Control Applications, 2005. CCA 2005*. [S.l.], 2005. p. 1331–1336. Citado na página 16.
- SINGH, M. et al. Grid interconnection of renewable energy sources at the distribution level with power-quality improvement features. *IEEE transactions on power delivery*, IEEE, v. 26, n. 1, p. 307–315, 2011. Citado na página 22.
- SKEIE, T.; JOHANNESSEN, S.; BRUNNER, C. Ethernet in substation automation. *IEEE Control Systems Magazine*, v. 22, n. 3, p. 43–51, 2002. Citado 3 vezes nas páginas 16, 17 e 33.
- SMITH, J. et al. It’s all in the plans: Maximizing the benefits and minimizing the impacts of ders in an integrated grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, IEEE, v. 13, n. 2, p. 20–29, 2015. Citado na página 25.

- SOOD, V. K. et al. Developing a communication infrastructure for the smart grid. In: IEEE. *Electrical Power & Energy Conference (EPEC), 2009 IEEE*. [S.l.], 2009. p. 1–7. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 17.
- STEVENS, W. R.; FENNER, B.; RUDOFF, A. M. *UNIX network programming*. [S.l.]: Addison-Wesley Professional, 2004. v. 1. Citado 3 vezes nas páginas 5, 63 e 64.
- STEWART, R. *RFC 4960: Stream Control Transmission Protocol*. 2007. Citado na página 50.
- SUNSHINE, C. A. Interconnection of computer networks. *Computer Networks (1976)*, Elsevier, v. 1, n. 3, p. 175–195, 1977. Citado na página 49.
- SUNSHINE, C. A. Interconnection of computer networks. *Computer Networks*, v. 1, p. 175–195, 1977. Citado na página 50.
- SUSMITHA, P.; REDDY, V. B.; KAUR, M. LOW POWER ZIGBEE TECHNOLOGY IN WIRELESS MESH NETWORKS. S&S Publications, 2013. Citado na página 51.
- TANENBAUM, A. S. *Distributed operating systems*. [S.l.]: Pearson Education India, 1995. Citado 4 vezes nas páginas 44, 48, 57 e 58.
- TOWNSEND, A. Mobile communication and society: A global perspective. by manuel castells, mireia fernández-ardèvol, jack linchuan qiu and araba sey. *Economic Geography*, Taylor & Francis, v. 84, n. 1, p. 119–120, 2008. Citado na página 59.
- TSOUKALAS, L.; GAO, R. From smart grids to an energy internet: Assumptions, architectures and requirements. In: IEEE. *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on*. [S.l.], 2008. p. 94–98. Citado na página 17.
- USLAR, M. et al. *Standardization in smart grids: Introduction to it-related methodologies, architectures and standards*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2012. Citado na página 22.
- VARGA, A. Omnet++. In: *Modeling and Tools for Network Simulation*. [S.l.]: Springer, 2010. p. 35–59. Citado na página 18.
- VARGA, A. et al. The omnet++ discrete event simulation system. In: SN. *Proceedings of the European simulation multiconference (ESM'2001)*. [S.l.], 2001. v. 9, n. S 185, p. 65. Citado na página 18.
- VINHAES, É. A. S. et al. A reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira: uma avaliação da possibilidade de competição através da teoria de mercados contestáveis. Florianópolis, SC, 1999. Citado na página 17.
- WALTERS, C. Adaptive management of renewable resources. MacMillan Pub. Co., New York, NY, 1986. Citado na página 22.
- WANG, J. Zigbee light link and its applications. *IEEE Wireless Commun*, v. 20, n. 4, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1109/MWC.2013.6590043>>. Citado na página 51.

- WEHRLE, K.; GÜNES, M.; GROSS, J. *Modeling and tools for network simulation*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2010. Citado na página 18.
- WU, Z.-j.; HU, M.-q. Research on a substation automation system based on iec 61850 [j]. *Power System Technology*, v. 10, p. 017, 2003. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 17.
- YAN, Y. et al. A survey on cyber security for smart grid communications. *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, IEEE, v. 14, n. 4, p. 998–1010, 2012. Citado na página 17.
- YAN, Y. et al. A survey on smart grid communication infrastructures: Motivations, requirements and challenges. *IEEE communications surveys & tutorials*, IEEE, v. 15, n. 1, p. 5–20, 2013. Citado 4 vezes nas páginas 16, 31, 34 e 35.
- YICK, J.; MUKHERJEE, B.; GHOSAL, D. Wireless sensor network survey. *Computer networks*, Elsevier, v. 52, n. 12, p. 2292–2330, 2008. Citado na página 16.
- YU, F. R. et al. Communication systems for grid integration of renewable energy resources. *IEEE Network*, IEEE, v. 25, n. 5, p. 22–29, 2011. Citado na página 22.
- ZABALLOS, A.; VALLEJO, A.; SELGA, J. M. Heterogeneous communication architecture for the smart grid. *IEEE Network*, IEEE, v. 25, n. 5, p. 30–37, 2011. Citado na página 17.
- ZAMANI, M. A.; YAZDANI, A.; SIDHU, T. S. A communication-assisted protection strategy for inverter-based medium-voltage microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 3, n. 4, p. 2088–2099, 2012. Citado na página 17.
- ZHI-ZHONG, G. Scheme of self-healing control frame of power grid [j]. *Automation of Electric Power Systems*, v. 10, p. 021, 2005. Citado na página 17.

APÊNDICE A – Artigos Publicados

A defesa desta tese entrou em regime especial da UNIFEI que permite defesa sem ter sico aceito artigo em revista com qualificação maior que B1. Para tal, devem ter sido publicados pelo menos dois artigos em congressos internacionais renomados e durante o doutoramento foram redigidos artigos submetidos a congressos que conforme comentários dos revisores norteou o desenvolvimento desta tese e a elaboração de um artigo a ser submetido para revista. Assim que este for publicado pelo autor, o orientador volta a ter a possibilidade de defesa de tese conforme este regime.

A seguir seguem artigos publicados, que por somarem ao conteúdo desta tese, foram impressos. O primeiro destes, *textitTelecommunications Considerations for Monitoring Applications in Smart Grids*, foi aceito para o evento *Paving the way for the Grid Modernization, 2016 IEEE PES General Meeting*.

Em seguida é apresentado o artigo *Information and Communications for Smart Grids*, apresentado no *International Workshop on Telecommunications, IWT 2013* no qual foram apresentadas aplicações SG, conceitos de sistemas de telecomunicações aplicados a SG, pilha de protocolos e parâmetros de qualidade de serviço com ênfase para o atraso máximo admissível para cada aplicação que somam ao conteúdo do texto deste documento.

Os demais artigos apresentados a seguir apresentam conceitos relacionados a tecnologias e protocolos de telecomunicações relevantes ao conteúdo da tese. O artigo "Uma Avaliação da IEEE Std 2030 na Interoperabilidade de *Smart Grids*" traz novos conceitos de telecomunicações aplicados ao setor elétrico, assim como as primeiras iniciativas de padronização global para as redes elétricas de potência apresentado para no Congresso Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica 2013. Outro artigo relevante é o "Comunicações para Linhas de Transmissão: Uma Visão Panorâmica das Tecnologias, Aplicações e Desafios" submetido para o grupo de Estudo de Sistemas de Informação e Telecomunicação Para Sistemas Elétricos, do Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2013.

Ao fim é apresentado o artigo "Uso do RTDS em Testes de Esquemas de Teleproteção Aplicando o Padrão IEC 61850", apresentado no *Protection, Automation and Control World Latin America, 2012*, que além da abordagem do protocolo de automação de SE IEC 61850, apresenta estudo para contabilização de tempo de troca de mensagens entre relés de proteção.

Telecommunication Considerations for Monitoring Applications in Smart Grids

Guilherme Rosse Ramalho
Roberto Silva Netto

Centro de Excelencia em Redes Eletricas Inteligentes
Universidade Federal de Itajuba
gramalho@gmail.com, roberto.netto@unifei.edu.br

Paulo Fernando Ribeiro

Jose Maria de Carvalho Filho

Antonio Carlos Zambroni de Souza

Centro de Excelencia em Redes Eletricas Inteligentes
Universidade Federal de Itajuba

pfribeiro@ieee.org, jmaria@unifei.edu.br, zambroni@unifei.edu.br

Abstract—This paper presents a developed application, denoted as CERIn Monit that uses TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol) protocol stack in order to be integrated with the RTDS simulator. The RTDS is used to provide information regarding a simulated distribution electrical system, acting as a server to provide information to the external application or client in a client/server model. Remotely, at the moment inside the UNIFEI Local Area Network (LAN), the CERIn Monit can request voltage signals from the electrical system, and monitor the Round Trip Time (RTT) of the requests, or messages. The intention here is to prove the feasibility of common medium, the TCP/IP stack used for data communications. These protocols allows the integration of different technologies, as it was the main objective of IP in the past and certainly will be essential to the Smart Grid (SG) developments that needs massive integration of different devices and technologies. The transport protocol TCP was defined by the server RTDS. The Ethernet certainly as it is in the telecommunications world the transmission technology predominant in the market and is the choice for automation developments including the power system, as choose and defined by the IEC 61850.

Index Terms—Telecommunication, Smart Grid, RTDS

I. INTRODUCTION

There are a lot and different definitions regarding to the Smart Grid (SG) concept, and each one is focusing in specific points of power system upgrade with implemented or idealized functionality for the future. In IEEE transactions on Smart Grids, Power and Energy Society, December 2013 presents special sections on real time demand response and optimization methods and algorithms applied to smart grids, mention that the customer are expecting in be a part of the energy market. Specially to the distribution energy field, instead of the legacy telecommunications requirements for the bulk generation and transmission systems, the needs for an Advanced Metering Infrastructure (AMI) with thousands and maybe millions of connected devices imposes the use of the common network protocol, and the choice is a version four or six of IP. In reporting available demand response paper, the recent developments in advance monitoring, information and communication technologies applied to smart grid, electric power systems will be able to respond more efficiently to the various customer demands [1]. The increase of distributed Energy Resources (DER) penetration in the power system market needs some telecommunications infrastructure to monitor

someway the sources of energy that requires bi-directional digital technologies developments, allowing providers and customer to constantly monitor and adjust electricity usage. The benefits are energy saving, high power quality, and enhanced system capabilities. Is evident the needs for some communication infrastructure to support the information traffic [1]–[11]. These references presents different SG approaches in which communications technologies are essential to the power system control and monitoring. The electrical system must be able to automatically manage the traditional bulk generation, integrated with high penetration of DER, and special attention to the ones with intermittent sources. The medium to small generators requires a decentralized control and intelligence spread all over the electrical network. Sensors with digital telecommunications capabilities spread all over the electrical system, specially in the distribution power networks, will provide a huge and unpredictable amount of data. As the sources of information are decentralized, communication systems and standards for applications are essential research subjects in the SG rollout [6]. [6] also mention the importance of simulations for study, analysis, design and evaluation of real world systems. In the above scenario, the telecommunications is a must and looking at the present data networks, no matter if it is derived from the networking computers or telephony, fixed or mobiles, there is a convergence, that starts to be digital at 1980's, and at actually it is packet switched (PS) by the spread use of the internet protocol (IP) and Ethernet as a transmission technology. The key point of IP was interconnection of different LAN transparently, with minimum or no changes in the legacy data networking protocols and the choice for datagrams instead of virtual circuits of the telephony networks of 1980-1990's. The imposed challenges that guided the IP development are similar to the power system needing integration of supervisory control and data acquisition (SCADA) technologies employed at legacy electrical power system. The IP should be integrated by any device that is intended to be a part of a SG data network. The IP is not a transmission technology, and can be viewed as a common software layer presented at the ends of and also in intermediate nodes called routers. The application data simply reaches the destination, trusting in IP layer responsibilities to find a way to the destination. The UNIFEI LAN

II. REAL TIME POWER SYSTEM

The researches of CERIn/UNIFEI has the opportunity to use the Real Time Digital Simulator (RTDS) that during its enhancements and evolution tries to incorporate new capabilities to be integrated with external devices. The main reason to a real time simulator is to put hardware on the loop. Instead of its traditional applications in power system protection and control, this work explores one of the RTDS communications capabilities that uses a socket connection. In future there is the intention to integrate protection devices, energy quality meter, and control schema's in a loop of information exchanges, triggered by electrical threshold violations. At the moment, the external application was developed to establish a connection, starts the simulation at RTDS, and capture voltage signals of the simulated power system.

A. Power System simulated at RTDS

Based on IEEE 13 Node Test Feeder [11], some of the line segment and loads, capacitor, transformers and regulator were modeled. Instead of fixed, dynamic loads were used. The simplified simulated power network is monitored at RSCAD - Runtime and its interface to the user to the proposed electrical system is presented at Fig. 1.

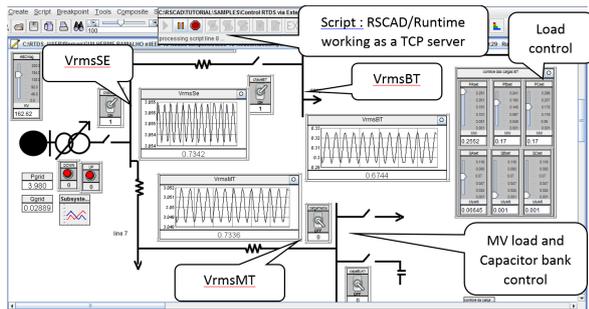


Fig. 1. Power System monitoring at RSCAD/Runtime User Interface

B. External Application

The development of an external application that uses a socket (source IP address and TCP port number and destination IP address and TCP port number), or TCP/IP connection to communicate to the RTDS package, actually the RSCAD/Runtime, starts with an example of RTDS connection with external world denoted as ListenOnPort() [12]. The purpose of the ListenOnPort() function is to transfer a small amount of data, regarding commands to and collecting data from the RSCAD/Runtime simulator. For these purposes, there is a script to automatize the RTDS operation by the command ListenOnPort(), that establishes a socket connection in which the RSCAD/Runtime becomes a TCP server. The RSCAD/Runtime server listen to a pre-defined port number, defined by a parameter of the ListenOnPort() command. The socket client or external program can connect to server port, since it is open, and a TCP data flow starts. This communication schema is normally referred as client-server model and a

connection can be viewed as a pipe in which RSCAD/Runtime script commands can be inserted at the other edge, by the external application. [13]

The developed external RTDS application, denoted as CERIn Monit, collects information from three RMS voltages (Vrms) meters. To do so, a script must be prepared to define three variables at RSCAD/Runtime: the float temp float0 to be a container of the voltage level near to the low voltage load (VrmsBT); float temp float2, to receives data regarding voltage at the substation bus (VrmsSE); and the float temp float3, that receives the meter variable regarding the voltage of medium voltage near to the far away load (VrmsMT).

The idea behind to development of an application that connects to the RTDS instead of use, the matlab for example, is the fact that it can be as simple as possible, resulting in a light software that uses few computer resources and is free, allowing it to be installed anywhere in a network. For some security reasons, at the moment the tests were limited to the boundaries of UNIFEI LAN and as soon as the complications that allow an external client connect to an internal server, other networking scenarios can be used and tests Internet connections.

At Fig. 2, User Interface of CERIn Monit Application, presents some fields that must be configured by the user before press connect. One of the fields is the IP address (field Endereo IP) of the host or machine in which the RSCAD/Runtime is running. Also is essential to the define the port number of the server and must be the same as the number defined in the ListenOnPort() command. The field *Interaes* (number of interactions) defines the number of times the external application will requests data from the server. The *tempo de pooling* field (pooling time), in seconds defines the period between requests.

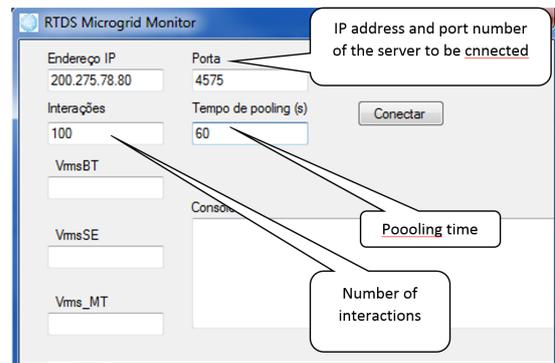


Fig. 2. CERIn Monit Interface Initial configurations

Before press the command *conectar* (connect), presented at Fig. 2, the simulation at RSCAD/Runtime must be prepared to work as a TCP server. The Fig. 1 shows the RSCAD/Runtime user interface, highlighting at the left top the script running and stopped at line 8, the ones that holds the ListenOnPort() command. In the interface presented at Fig. 1, there are some graphs and tools to control the loads, capacitor bank, transformer TAP, etc.

III. NETWORKING SCENARIOS TESTS AND RESULTS

The tests were run under the data networking available at CERIn building, Fig. 3. The building has three floors and at each floor there are three Ethernet Switches providing 100 Mbps individual access to desktop computers. These access switches are connected by and through a core switch and to the external UNIFEI LAN by 1Gbps interfaces. It is also available accesses by two wireless LANs, the CERIn and UNIFEI wifi.

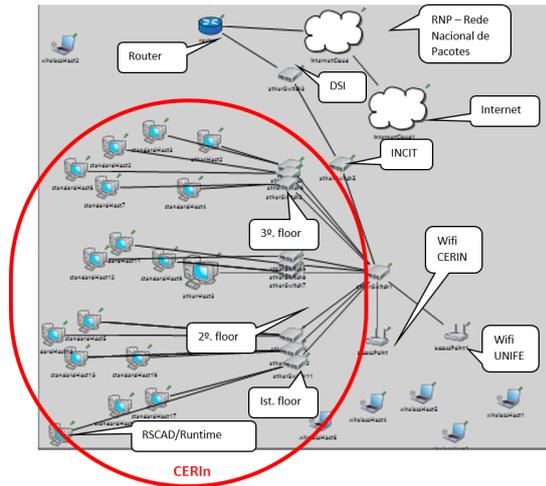


Fig. 3. Network computing of CERIn LAN and its connection inside the UNIFEI Lan to the external world

A. CERIn Monit and RSCAD/Runtime at the same computer

In this case, both software RSCAD/Runtime and CERIn Monit are running at the same computer and so, there is no network topology to be considered. Fig. 4 presents the CERIn Monit interface during a connection, collecting and monitoring data from the RTDS. In a Macro way, its possible to externally to the RTDS environment monitor the desired signals, but the response time of the graphs depends on the pooling time.

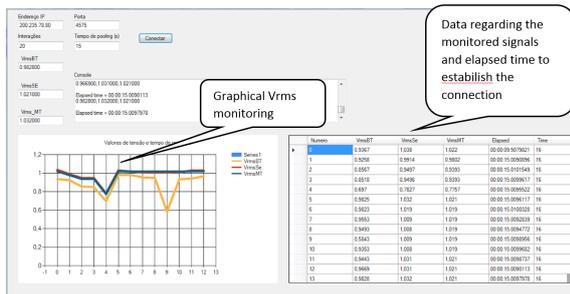


Fig. 4. CERIn Monit Interface with data collection presentation

In the tests, different pooling time were used to check the average response time, or RTT of different pooling time configurations. The results are summarized at Table I a probability plot for the case of pooling time of 15 seconds, both applications running at the same machine Fig. 5

TABLE I

AVERAGE TIME OF CLIENT AND SERVER AT THE SAME MACHINE

Day	Polling	Mean [s]
21/out	1s	0.012174
27/out	1s	0.125755
21/out	5s	0.022603
27/out	10s	0.016126
21/out	15s	0.012485
21/out	150s	0.03142
27/out	30s	0.01733
21/out	30s	0.020971
21/out	5 min	0.311236

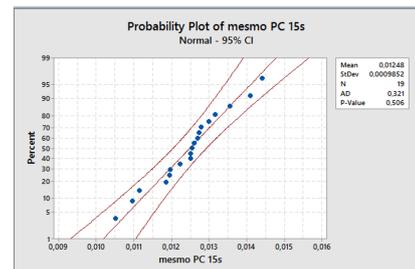


Fig. 5. Probability plot for the same computer

B. CERin Monit and RSCAD/Runtime connected by one switch

At the RTDS room, the computers are connected by the same switch, and results for the tests are presented at Table II. A probability plot analysis of the 30 s pooling time is presented at Fig.5

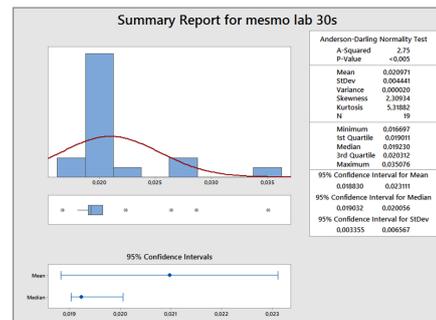


Fig. 6. Statistical data from connection of 30s

TABLE II

AVERAGE TIME OF CLIENT AND SERVER IN DIFFERENT HOSTS CONNECTED BY ONE ETHERNET SWITCH

Day	Polling	Mean [s]
21/out	5s	0.011866
21/out	15s	0.011301
21/out	30s	0.020971

C. CERin Monit and RSCAD/Runtime connected by three switches

Running the CERin Monit application in a machine located in a different room, but at the same floor of RTDS, the connection is achieved by paths in three switches, as can be seen in the topology presented at Fig. 3. The average connection time regarding different pooling times are presented at Table III.

As can be seen at Table III, as the pooling time increases, the average connection time increases and it can be due to the fact that running for a longer time, the connections are subjected to traffic generated by other hosts in the network.

TABLE III
AVERAGE TIME OF CLIENT AND SERVER IN DIFFERENT HOSTS CONNECTED BY THREE ETHERNET SWITCHES

Day	Polling	Mean [s]
21/out	1s	0.013898
21/out	5s	0.013958
21/out	10s	0.012836
21/out	5 min	0.035472

Another scenario that can be checked is the use of a machine in a different floor than the ones RTDS is installed. In this case, due to the network topology presented at Fig. 3, the number of switches between CERin Monit and RSCAD/Runtime is also three as in the case before. The average connection time for this scenario is presented at Table IV.

TABLE IV
AVERAGE TIME OF CLIENT AND SERVER IN DIFFERENT HOSTS CONNECTED BY THREE ETHERNET SWITCHES

Day	Polling	Mean [s]
21/out	15s	0.0168693
21/out	10s	0.0207996
21/out	5s	0.0180763
21/out	1s	0.0264857

D. CERin Monit and RSCAD/Runtime connected by wifi and Ethernet networks - AP-CERin

A different topology that employed to connect RTDS to the external application is the available wifi networks. The first choice is the dedicated network to CERIN staff, not open to the UNIFEI community. In this case, an Access Point (AP) is connected at CERIN LAN, by an interface into the core switch. Any connection that uses this access to reach the RSCAD/Runtime server pass through two switches, over the switch inside the AP. The average connection time to different pooling times are resumed at Table V. Analyzing the averaging time connection results at Table V, it can conclude that the response time can be considered as highly similar to the Ethernet accesses.

E. CERin Monit and RSCAD/Runtime connected wifi and Ethernet networks - AP-UNIFEI

At UNIFEI Campus there are different APs, and certainly the AP located at restaurant is subjected to a high load traffic,

TABLE V
AVERAGE TIME OF CLIENT AND SERVER IN WIFI

Day	Polling	Mean [s]
21/out	1s	0.013898
21/out	5s	0.013958
21/out	10s	0.012836
21/out	5 min	0.035472

mainly in the breaks. Due to the difficulties in connection establishments, the tests just consider a pooling time of 30 seconds and the probability plot for the average connection time is presented at Fig 7.

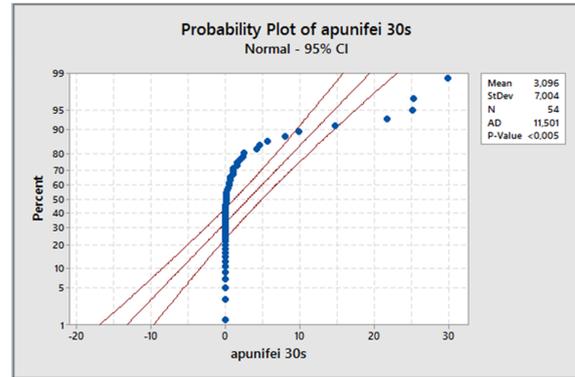


Fig. 7. Statistical data from connection of 30s

This can be considered the worst case because there is no quality of service (QoS) and there is a high traffic load. The average time connection was 3s, but there are some connections that spends more than 30 seconds.

IV. RESULT ANALYSIS

The elapsed times or RTT presented consider the spend time to format an request, with its parameters and call a socket AP (Application Point Interface), format the data into a payload area and fill the TCP and IP headers before the information reaches the network interface card (NIC) of the client host. Then the IP datagram is inserted into an Ethernet or wifi frame to be delivered to the destination, or server by the transmission medium. At the server, the information is disassembled and delivered to the RSCAD/Runtime that processes the request and responds to the client by using the same protocol stack of the request. There is the return transmission time and the protocol stack processing before the information can be presented to the user. So all the RTTs reported in the analysis has some points to be considered and all values can be divided by two. As a comparison metric, the processing times dispensed at source and destination are not considered. For example, taking into account a RTT of 0.02 seconds as presented at Table II, the transmission time is 10 ms, that satisfies most of the applications presented at Fig. 8. Its important to mention that the times presented at Fig. 8 takes into account the transmitting processing, and the mean

times presented by the tests inside CERIn LAN and Wireless LAN (WLAN) has the information processing time.

Application	Network Requirements				
	Bandwidth	Latency	Reliability	Security	Backup Power
AMI	10-100 kbps/node, 500 kbps for backhaul	2-15 sec	99-99.99%	High	Not necessary
Demand Response	14kbps- 100 kbps per node/device	500 ms-several minutes	99-99.99%	High	Not necessary
Wide Area Situational Awareness	600-1500 kbps	20 ms-200 ms	99-999-99.9999%	High	24 hour supply
Distribution Energy Resources and Storage	9.6-56 kbps	20 ms-15 sec	99-99.99%	High	1 hour
Electric Transportation	9.6-56 kbps, 100 kbps is a good target	2 sec-5 min	99-99.99%	Relatively high	Not necessary
Distribution Grid Management	9.6-100 kbps	100 ms-2 sec	99-99.999%	High	24-72 hours

Fig. 8. Smart Grid Application Network Requirement

V. CONCLUSIONS

This article shows the applicability of TCP/IP to integrate different hardware and software by two data transmission medium. The medias, cabled or wireless are the main reason of the time response or RTT variances of the information flow. The two access technologies employed shows that in a congested WiFi network there is an increased and variable delay. The medium shared by a countless and uncontrolled number of computers, becomes congested. If the resources allocation algorithms does not considers QoS, all frames are equally treated by a FIFO queue, and so, the RTT varies significantly. But just the access in an in-controlled, congested and chaotic medium presents response times unpredictable and higher than the average time response of a normal network, and even in a wireless link, for example in the CERIN wifi network tests, the response times are near the ones presented by the pure Ethernet network. In an average can be in the order of 10 ms and its important to mention that all the tests are realized under a best effort network with no privileges to any kind of media. In an intranet, as in the case of a power system telecommunication network, if it uses the state of the art in switching and routing algorithms, the performance can be improved. Performance means that the network is under control, and applies traffic policies to best allocation of the available resources.

ACKNOWLEDGMENT

The authors would like to thank to CNPQ, FAPEMIG and UNIFEI for they support in this research.

REFERENCES

- [1] Y. Tong, J. Deyton, J. Sun, and F. Li, "A secure data sharing mechanism for situational awareness in the power grid," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 4, pp. 1751–1759, 2013.
- [2] A. Bracale, P. Caramia, G. Carpinelli, A. R. Di Fazio, and P. Varilone, "A bayesian-based approach for a short-term steady-state forecast of a smart grid," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 4, pp. 1760–1771, 2013.
- [3] P. Papadopoulos, N. Jenkins, L. M. Cipcigan, I. Grau, and E. Zabala, "Coordination of the charging of electric vehicles using a multi-agent system," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 4, pp. 1802–1809, 2013.
- [4] Z. Wang, K. Yang, and X. Wang, "Privacy-preserving energy scheduling in microgrid systems," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 4, pp. 1810–1820, 2013.
- [5] K. Samarakoon, J. Ekanayake, and N. Jenkins, "Reporting available demand response," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 4, pp. 1842–1851, 2013.
- [6] J. Juárez, C. Rodríguez-Morcillo, and J. Rodríguez-Mondéjar, "Advanced simulation platform for smart grid communications."
- [7] A. Agnetis, G. de Pascale, P. Detti, and A. Vicino, "Load scheduling for household energy consumption optimization," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 4, pp. 2364–2373, 2013.
- [8] J. Wu and X. Guan, "Coordinated multi-microgrids optimal control algorithm for smart distribution management system," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 4, pp. 2174–2181, 2013.
- [9] S. Salinas, M. Li, P. Li, and Y. Fu, "Dynamic energy management for the smart grid with distributed energy resources," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 4, pp. 2139–2151, 2013.
- [10] Z. Chen and L. Wu, "Residential appliance dr energy management with electric privacy protection by online stochastic optimization," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 4, pp. 1861–1869, 2013.
- [11] W. H. Kersting, "Radial distribution test feeders," in *Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE*, vol. 2. IEEE, 2001, pp. 908–912.
- [12] RTDS, *RTDS User's Guide*.
- [13] W. R. Stevens, B. Fenner, and A. M. Rudoff, *UNIX network programming*. Addison-Wesley Professional, 2004, vol. 1.

Information and Communications for Smart Grid

Guilherme Rosse Ramalho
Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia Sul de Minas Gerais
P.O. 37701-103
Poços de Caldas - MG - Brazil
guilherme.ramalho@ifsuldeminas.edu.br

José Maria de Carvalho Filho
Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI
P.O. 37500-903
Itajubá - MG - Brazil
jmaria@unifei.edu.br

Paulo Marcio
Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI
P. O. 37500-903
Itajubá, MG Brazil -
pmsilveira@gmail.com

Paulo F. Ribeiro
Technische Universiteit Eindhoven – TUE
Den, Dolech 2, 5612 AZ - P.O. Box 513, CR 2.15
5600 MB Eindhoven - The Netherlands
asian1952@gmail.com

Abstract—This paper intends to present an overview of information and communications technologies that exists. Some of them was already considered in some power system standards, for example in the IEC 61850 that defines IEEE802.3 as the communication of substation automation in substations. Smart grid is a concept that cover different knowledge integrate with electric power systems, with the purpose to make it smarter. Standardizations is needed, and efforts exists especially in North America and Europe with focus on information and communications technologies.

Index Terms—Smart Grid, information and communications Technologies.

I. INTRODUCTION

The concept Smart Grid is used to characterize the electric grid evolution, with full and seamless integration of automatism all around the network, contemplating bulk generation, transmission, distribution and costumers loads. There are many questions from different viewpoints, many challenges, some initiatives around the world, and a need for a roadmap. A key point for this evolution is the standardization of interfaces between intelligent electronic devices (IED) and instead of what exists in terms of automatism in the bulk generation, transmission and substations, in which due to large areas of influence justified the investments to help the system control, with international standardization efforts, the costs for smart grid development, implementation, operation and maintenance tends to decrease over time, if accepted and implemented in fact. There are a lot of activities paving the way for standardization on smart grid, with emphasis on International Electrotechnical Commission (IEC), National Institute for Standards and Technologies (NIST), International Organization for Standardization (ISO)/IEC Joint Technical Committee (JTC1), European Committee for Standardization (CEN), European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC), European Telecommunications

Standards Institute (ETSI), German Commission for Electrical, Electronic & Information Technologies (DKE), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) and China State Grid.

There are eight areas identified with high priority for standardization: demand response and consumer energy efficiency, wide-area situational awareness, energy storage, electric transportation, advanced metering infrastructure, distribution grid management, cyber security and network communications. For these areas already exists technologies to realize the objectives identified for Smart Grid, and a intelligent grid should be digital, has two-way communication, with distributed generation and special attention on wind energy conversion systems (WECS), solar photovoltaic (PV) systems and small-scale hydroelectric power generation, sensors throughout the grid, self-monitoring, self-healing, adaptative and islanding, remote check/test, pervasive control and many costumers choices.

The NIST defines a smart grid conceptual model with six domains that are: customer, markets, service provider, operations, bulk generation, transmission and distribution. The IEEE std 2030, Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads defined smart grid as a "system of systems" and regardless of which smart grid application will be implemented, there are always the needs for information flow between the entities and so the needs for a trustful communication infrastructure. The Figure 1, presents an end-to-end smart grid communications model in which there are depicted smart grid power and telecommunications systems. Some of the clouds, that are used just to define a geographical influence, are common and known in telecommunications area. The common definitions are Local Area Network (LAN), Metropolitan Area Network (MAN) and Wide Area Network (WAN), the wireless variants WLAN e WMAN and also Telecommunications Management Network (TMN). The IEEE

also defined new network concepts as Advanced Metering Infrastructure (AMI), Home Area Network (HAN), Industrial Area Network (IAN), Business Area Network (BAN), Neighborhood Area Network (NAN), Field Area Network (FAN) and Extended Area Network (EAN) to realize the applications that are already been implemented and others to be realized for the smart electric grid.

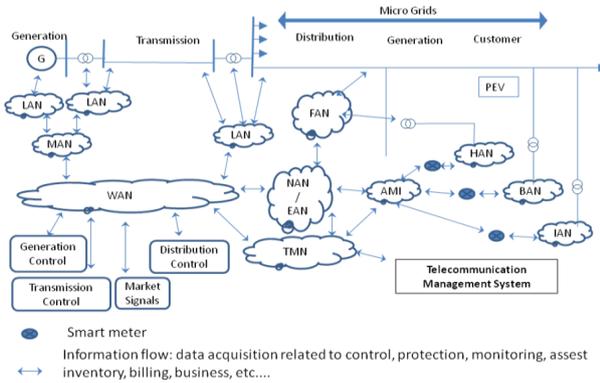


Fig. 1: End-to-end Smart Grid Communications Model

The objectives of this article is to identify and evaluate the functionality of the telecommunication technologies and their characteristics that can be used for the different network compositions illustrated in the Figure 1. This is a step for a future work that intends to simulate a complex telecommunication network for a "system of systems", and development to help the decisions if one technology is better than other, or better suitable for some electric grid characteristics based on traffic characteristics that will be considered in future simulations.

II. THE IEEE 2030 SMART GRID INTEROPERABILITY REFERENCE MODEL (SGIRM)

The IEEE 2030 SGIRM is a conceptual representation of the smart grid architecture from three perspectives: power systems, communications and information technology. The goal of each perspective architecture is to address interoperability among them, and each perspective contains unique aspects addressed from its individual architectural-specific technology purposes. As the focus in this paper is to describe information and communications technologies, the power system perspective will not be covered in details, and is mentioned for justifies sources of data.

The emphasis of the communications technology perspective is connectivity among systems, devices, and applications, and this perspective includes communication networks, media, performance, and protocols. The communications technology interoperability architectural perspective (CT-IAP) should be constantly validated and refined by utilities and other stakeholders to make sure it attends all relevant aspects of the smart grid communications framework and technologies, specially physical needs of electric power protection.

Any large smart grid communications system will be made up of a number of different communications technologies and subnetworks for monitoring and control of all power system. The communications requirements will vary widely depending on each intended applications to be realized, and [2] defined a smart grid evaluation criteria (SGEC). The SGEC is used to categorize communications cases with respect to protocols and technologies that can be used. The SGEC was used to define the requirements of architecture and is a basis for future certification and testing of smart grid components and subsystems. In Table I there are presented examples of applications, related tiers and standard references for implementations in smart grids.

The SGEC makes use of three aspects to make a quantitative and/or qualitative evaluation of the requirements for a particular application. These aspects are level of assurance, minimum latency, and impact on operations, that are classified as tiers. The technology chosen must meet the requirements defined under each tier class:

- Tier 1 (critical) ==> high level of assurance, covering operation data, control, and safe operation of the power system, including potential for loss of life and damage to assets.
- Tier 2 (important) ==> medium level of assurance, pertinent to operating data that can cause potential damage to assets and no risk to personnel.
- Tier 3 (informative) ==> low level of assurance for data not necessarily important for operations with no damage and risk to assets and personnel respectively.

Another evaluation criteria is level of assurance, that refers to the certainty that a service can be provided and meet the quantitative and qualitative use of communications links. In all cases, the impact on operations needs to be assured to guarantee the expected operation for that tier class.

A crucial and important point is the security categorization of links, that drives the requirements for a trustful communication, including resiliency, reliability, and fault tolerance. The IEEE std 2030 uses NISTIR 7628 for security categorization, that defines security-related logical interface categories, and their security objectives based on similar security properties such as confidentiality, integrity, and availability.

For the european community, [2] Final report of the CEN/CENELEC/ETSI Joint Working Group on Standards for Smart Grids, defines examples of standards available for data communication interfaces between the subsystems (domains), that are presented in the following subclauses.

A. WAN interface to Operations Subsystem

IEC 60870-5 and IEC 60870-6 standards are the mainly used interface. IEC 60870-6 standard is for application in Wide Area Networks (Control Centre to Control Centre), and the IEC 60870-5 was designed for telecontrol (substations to RTUs - Remote Terminal Units) and operates over TCP/IP networks. In favor of IEC 61850, IEC 60870-5 has not been selected by NIST and IEC to be one of the core standards of

the future smart grid

For the AMI interface to Home Automation, the interface should provide accurate information on consumption in order to increase customer awareness, enabling interactions with the user's environment. This interface also covers the connection of a Local or Neighborhood Network Access Point with a home automation or display functionality in the customer premises. Based on the same interoperability model, options may be provided for communication over standardized protocol on several media, or connection on IP LAN, or serial communication.

TABLE I
EXAMPLES OF SMART GRID APPLICATION TIER CLASSIFICATIONS

Application	References	Tier
Revenue metering information model	ANSI C12.19/MC1219, IEEE Std 1377™	1,2
Building automation	BACnet® ANSI/ASHRAE 135-2008, ISO 16484-5	2
Substation and feeder device automation	DNP3/IEEE Std 1815™	2
Inter-control center communications	IEC 60870-6/TASE.2	1
Substation automation and protection	IEC 61850	1
Application level EMS interfaces	IEC 61968 [B6], IEC 61970 [B7]	1
Information security for power system control	IEC 62351 Parts 1–8	1
Operations		
PMU communications	IEEE Std C37.118™	1
Physical and electrical interconnections between utility and DER	IEEE Std 1547™	1
Security for IEDs	IEEE Std 1686™-2007	1
Cyber security compliance for the bulk power system	NERC CIP 002-009	1
Home and Building Electronic System (HBES)	ISO/IEC 14543-3	1
Price responsive and direct load control	Open Automated Demand Response (OpenADR)	2
HAN device communication, measurement, and Control	OpenHAN, IEEE 1451™ series, IEEE Std 1901™	2,3
HAN information model	ZigBee® Smart Energy Profile® (SEP)	2,3

B. WAN interface to Distribution Automation

The Common Information Model CIM (IEC 61970 and IEC 61968) which also cover distribution management models and automation are well accepted around the world. It consists of several sub-standards, which deal with the automation of distribution systems with special regard to the exchange of grid topology data, GIS (Geographical Information System), billing based data and asset management.

Since the IEC 61968 and IEC 61970 suites cover several domains of the smart grid landscape, such as Distribution, Transmission, Generation and Metering, they are included in the cross domain. The CIM layer builds an upper layer providing data model and system interfaces for secondary IT in terms of distribution management. Downstream, the IEC 61850 family focuses on the communication within the distribution equipment within substations.

In the field of distribution automation, the IEC 61850 communication standard offers functionality for the distribution automation domain. WAN interface to Substation Automation IEC 60870-5 and IEC 61850 have been the most prominent and growing standards in this technical area. IEC 61850 is mainly used for configuration and communication within substation and between substation equipment whereas IEC 60870-5 focuses on the communication between Energy Management System (EMS) and substation.

C. WAN interface to Distributed Energy Resources

The most prominent standard in this scope is from the IEC. It is derived from the substation communications standards IEC 61850 and is being standardized as IEC 61850-7-420: Communication networks and systems for power utility automation. Currently the Edition 1 has become the fastest growing standard for communications with distributed energy resources like Combined Heat and Power (CHP), Photovoltaic (PV), fuel cells and BUGS (Back-Up Generating Systems).

D. WAN interface to AMI subsystem & Head-End

This interface is used to connect the meter, a Local Network Access Point, or a Neighborhood Network Access Point to a Central Data Collection system. Typical interface platforms for these interfaces are PSTN networks, public G2 (GPRS) and G3 (UMTS) networks, DSL or broadband TV communication lines, power line communications (PLC), either in narrowband or broadband. LAN/WAN interface to Generation Resources External access to Generation Resources can be provided at different levels: generation devices, generation operation controllers and generation management applications. These access points can be supported over LAN or WAN.

III. IEEE 2030 SGIRM INFORMATION TECHNOLOGY (IT-IAP)

The IEEE 2030 SGIRM IT-IAP views the Smart Grid from the perspective of the IT applications and the data flows associated with those applications used to operate and manage the power system with the main goal of allowing interoperability of independently developed systems. The objective is not to define new information exchange architecture but to work with the current best practices and technologies identifying and filling the gaps for information exchange between the seven domains as necessary. Some of the gaps may be non-functional rather than functional. Functional requirements describe the functions that the software has to execute, sometimes known as capabilities. Non-functional requirements are the ones that act to constrain the solution, sometimes defined as constraints or quality requirements.

Utilities operating a Smart Grid may have petabytes of operational data, both real-time and archival, static and dynamic. There is a wealth of information generated by field crews, and from root cause analyses of past system failures. AMI becoming a fine-grained distribution sensor network

feeding communication aggregation systems. Both devices, the ones which provides data and others collecting data require architectures to enhance, support, and provide context for real-time data coming in from new IEDs and other smart grid devices. Considering renewable energy sources, management of the machines, including weather forecasting and grid stability, become yet another data source. With renewable energy sources, such as wind-driven systems, micro-scale weather forecasting can provide valuable information for optimized grid operation

A well-defined data model not only makes exchanges of data and legacy program adjustments easier, but it can also help the applicability of security and performance requirements. For instance, the IEC Technical Committee 57 (IEC TC 57) Common Information Model (CIM) (IEC 61970) enables the interoperability of information exchanges through the use of standardized object models that provide semantic, contextual, and syntactical views of the information elements used within a smart grid infrastructure.

Another effort, the series IEC 61968 enables inter-application information exchanges among distributed software application systems supporting the management of utility electrical distribution networks. These series are based on the use of the CIM definitions, normative message structures, parameters and informative recommendations along with examples.

Data consistency and de-duplication can be major issues in complex enterprises, where uncoordinated development of systems have resulted in independent data naming constraints; however, the equipment to which they refer is fairly constant. A device can have different names or identifications depending on application is intended to access it.

Once data is sensed, securely communicated, modeled, and analyzed, the results need to be applied for business optimization. This means new smart grid data gets integrated with existing applications and metadata locked in legacy systems is made available to provide meaningful context. However, issues of common data formats, data integrity, and name services must be considered.

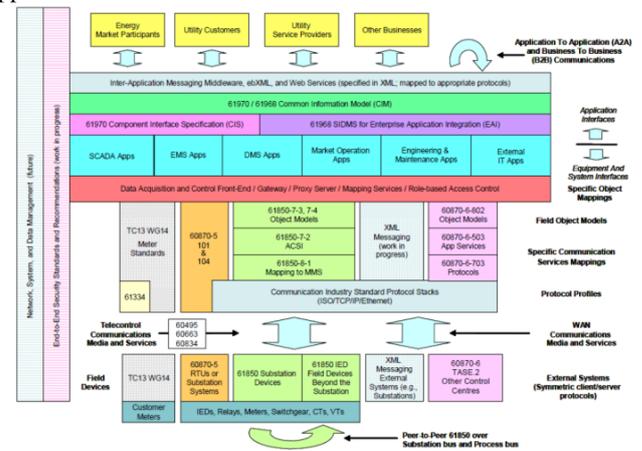
AMI storage consolidation addresses the concern that the volume of data coming into the utility will be increasing exponentially. As more meter data can be read, some kind of data analytics must be employed to properly understand and derives knowledge from it all, like patterns of customer usage or delivered voltage. This requires a robust hardware architecture to manage, back up, and feed the data into the analytics engines.

Power grid information security and protection requirements have aspects of both control (operation) systems as well as enterprise IT (business) systems. Both systems require information security services for combating malicious attacks or providing protection against errors. Confidentiality, integrity, and availability are the order of priority for a business IT system. However, availability, integrity, and confidentiality are often the prioritization order for control and

protection systems. Increasingly, utilities have to deal with data privacy issues as well as traditional defensive security.

IV. SIMULATION STRATEGY

The International Electrotechnical Commission IEC is the leading international body for electrotechnical standardization, and in 2008 create a strategy group to guide and coordinate the Smart Grid standardization in IEC. This group developed a framework which includes protocols and model standards to achieve interoperability of Smart Grid devices and systems. The base of the IEC framework is the seamless integrated architecture that is presented in Figure 2. Its scope is the convergence of data models, services and protocols for efficient and future-proof system integration for all applications.



Data characteristic	Classification/Value range			
Data use category	To be determined by the user of the table based on the intended use of the data (i.e., control data, protection data, and/or monitoring data)			
Reach	meters (feet)		kilometers (miles)	
Information transfer time	<3 ms	Between 3 ms and 10 s	Between 10 s and minutes	hours
Data occurrence interval	milliseconds	seconds	minutes	hours
Method of broadcast	Unicast	Multicast	Broadcast	All
Priority	Low	Medium		High
Latency	Low-low (<3 ms)	Low (<16 ms)	Medium (<160 ms)	High (>160 ms)
Synchronicity	Yes		No	
Information reliability	Informative		Important	Critical
Availability (information reliability)	Low (limited impact)	Medium (serious impact)	High (severe or catastrophic impact)	
Level of assurance	Low	Medium	High	
HEMP, IEMI	Hardened, yes		Hardened, no	
Data volume	bytes	kilobytes	megabytes	gigabytes
Security	Low (limited impact)	Medium (serious impact)	High (severe or catastrophic impact)	
Confidentiality	Low (limited impact)	Medium (serious impact)	High (severe or catastrophic impact)	
Integrity	Low (limited impact)	Medium (serious impact)	High (severe or catastrophic impact)	
Availability (security)	Low (limited impact)	Medium (serious impact)	High (severe or catastrophic impact)	

A. Protocol Stack

Interoperability in ICT has generally been improved by use of a functionally layered protocol in accordance with the International Organization for Standardization (ISO) Open Systems Interconnect (OSI) reference model [B15]. The idea behind this reference model is that the functions are placed into seven layers, and layers are connected with service interfaces. The layered structure simplifies the replacement of one communication technology with an alternative one without affecting the remaining technologies.

The bottom of the stack, the layer 1 or physical layer, provides mechanical, electrical, functional and procedural means to establish, maintain, and release physical connections between data link entities. It can be wireline, wireless and optical. For wireline, is intend to use UTP for ethernet, PSTN or DSL, cable TV and also PLC technologies. In wireless communications the focus will be on wifi, WiMax and zigbee, but as redundancy it can use PLMN as GPRS and UMTS for data communications. For optical will be just considered ethernet, as defined in IE 61850.

The layer 2, or data link layer has the purpose to provide the functional and procedural means to establish, maintain and release data links between entities. In the past, there were many choices (ATM, FR, V24, etc) but nowadays for wireline and optical the ethernet, specially because of its costs x benefits is the best choice for LANs and will be implemented in the simulations. For wireless, will be considered wifi and ZigBee for WLANS and WiMax for WMAN and maybe also point-to-point communications technogies.

The layer 3 or network layer provides functional and procedural means to exchange network service data units between two transport entities over a network connection. It provides transport entities with independence from routing and switching considerations and after protocols evolutions, nowadays there is one choice, the IP, or Internet Protocol. In its Version 4, there are some limitations and the most important is the addressing space. The is no routable addresses available, and there is a need for CIDR and DHCP to be implemented inside the network, or intranet to operate properly. It works well for some applications, but limits other. The newer version, the IPV6 has some improvements and the

most known is the increased addressing capabilities, but other capabilities exists, such as mobility, security and smaller overhead than the older version, increasing the performance of routers.

The transport layer provides a universal transport service in association with underlying services provided by lower layers. Is required to optimize the use of available communications services to provide the performance required for each connection between session entities. The most common protocols are TCP and UDP. UDP is unreliable and used for connectionless applications. TCP is byte-streamed, providing a single stream of data and guarantees delivering in byte-sequence order. It is particularly sensitive to delays caused by network errors like loss of bytes, messages or sequence violation. When using IP for telephone services (PSTN or PLMN), if a single TCP stream carries the ISUP signalling for many connections, the loss of a message relevant to only one resource will result in delay to all messages. Another gap of this protocol is it vulnerability for DoS attack and difficult support for multi-homing.

Sigtran is a working group of the IETF, formed in 1999, and tasked with defining an architecture for the transport of real-time signalling data over IP networks. Its comprise layers or a suit of protocols to adapt the SS7 to be transported by IP networks, instead of the circuit switched used by the principles of telephony. This protocol suite works below a new transport layer, the Stream Control Transmission Protocol (SCTP). The application for Sigtran is Voice over IP (VoIP) and nowadays more accurately, Media over IP (MoIP). 'Media' applies to any real-time traffic: voice, music, video, and so forth and so the opportunity to consider smart grid applications.

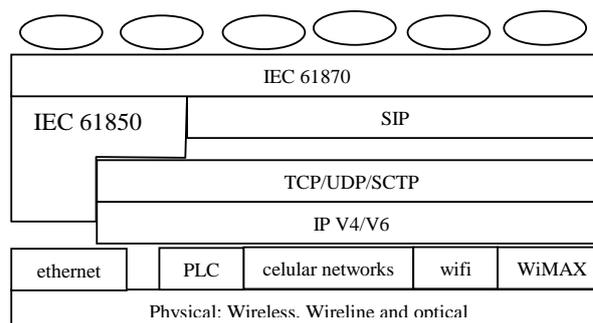
A stage in the evolution of VoIP, was the definition of an architecture which would support integration between the PSTN and IP networks. This architecture would provide a signalling capability for call management as well as defined media paths through the IP network with reserved bandwidth for real-time media. Related to the requisites of power system protection, the experience that comes from the above mentioned implementation can be used to define a complex communication network that stands for the smart grid applications sharing the same communications medias.

The session layer has the purpose to assist in the support of interactions between cooperating presentation entities. Provides services of binding two presentation entities into a relationship and unbinding them. Another service provided is the control of data exchange, delimiting and synchronizing operations between two presentation entities. One example of protocol implementation is the Session Initialization Protocol, wich was defined by 3GPP as a session protocol for UMTS.

The presentation layer has the purpose to provide a set of services, to be selected by the application layer, enabling interpretation of data exchanged. The services are for management of the entry exchange, display, and control of structured data. Specially for displaying of data, cryptographic can be implemented to protect the data against attacks.

The application layer is the interface with users, and in a power system environment, it can be the customer in a marketing point of view, business applications, protection devices, customer loads, electrical vehicles, bulk and distributed generation, etc. In a business perspective, all the internet applications can be used for advertisements, and maybe the biggest challenge is to change habits. In a communication perspective, the frequency and amount of data of each advertisement is the source of traffic that can be managed with low priority crossing through at least part of smart grid communication infrastructure. In the operation and management (O&M) point of view, there are systems limited to the boundaries of a substation, transmission and generation environment, specially related to fault elimination functions that must be considered of high priority traffic and uses some intranet to guarantee the requirements of these applications. O&M functions and consequently data traffic, can be considered of medium priority, and related to devices configuration and supervision that can use intranet or internet, as in "home office". Also in O&M area, but pertinent to business in the AMI features, that maybe can send generation and transmission costs informative data at interval that are fast than the practices nowadays. It should be noted that is not only the frequency, but also the possibility to integrate a variety of generations at the distribution level of voltage, that tends to have bidirectional energy flow, microgrids, etc, will increase drastically the traffic amount. Applications that can have access to weather forecasting, to predict the power generated by intermittent sources, to auxiliary in decision to dispatch other sources that affect the costs of energy is another example of not only one application, but a system that uses information from different systems, as defined by IEEE, a system of systems. How the application is the interface with the user, it should be constantly adapted to existent and future needs, and new solutions can emerge, here was just presented some ideas.

After cover the seven layers of OSI reference model, considering some practical implementations of substation automation, AMI, and specially at management system a simple protocol stack that can be considered is presented in the fig. 3. It should be noted that most of the layers presented has more than one layer in it, making the presentation of all protocols and technologies in a unique stack impracticable.



V. FINAL COMMENTS

The intention of this paper was not to ???(descobrir a roda), and just to present a study of tendencies in smart grid that must be considered in a communication infrastructure simulation. Smart Grid is not a new technology or system, but there is a big challenge. It is the integration of a variety of communications and information technologies intending to make the electric power systems smarter. Historically the electric knowledge grew to levels that was divided by Academy. The electronics evolution driven by telecommunications, that is a branch, and military needs in the early 1990's, at the end of nineteenth century get into the homes, in the palms hands, automobiles, and so on. Not only because of smart grid, because electronics, communication and information tech already are used in the electric networks, but with the tendencies to interact more intrinsically in to the power system, making the loads and customer more close with it. The computation and communication areas, managing data faster than ever will be the enabling tools for smart grid and someone can conclude that the division of knowledge that starts with the electric science, should be integrated to the electric again.

VI. ACKNOWLEDGEMENTS

The authors would like to thank CAPES, CNPQ and FAPEMIG by incentives for the development of this research.

VII. REFERENCES

- [1] Hassan Farhangi, "The Path of the Smart Grid", IEEE power & energy magazine january/february 2010
- [2] IEEE Std 2030 - 2011, "Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads"
- [3] Don Von Dollen, "Report to NIST on the Smart Grid Interoperability Standards Roadmap—Post Comment Period Version"
- [4] The SMART GRID: an introduction. prepared for the U.S. Department of Energy by Litos Strategic Communication under contract No. DE-AC26-04NT41817, Subtask 560.01.04
- [5] Matt Wakefi ELD, Mark Mcgranaghan, Achieving smart grid interoperability through collaboration, CI RED 20th International Conference on Electricity Distribution Prague, 8-11 June 2009
- [6] NIST Special Publication 1108, Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0
- [7] Smart Grid for Distribution Systems: The Benefits and Challenges of Distribution Automation (DA) (Draft Version 2) White Paper for NIST
- [8] Y.Ma1, Long Zhou1, Norman Tse2, Abdi Osman1, L L lai1, An initial study on computational intelligence for smart grid Proceedings of the

Uma Avaliação do IEEE Std 2030 na Interoperabilidade de Smart Grids

Guilherme Rosse Ramalho
IFSULDEMINAS, Rua Cel Virgínio Silva, 1723, Poços de Caldas - MG

Jose Maria de Carvalho Silva e Paulo Marcio Silveira
Universidade Federal de Itajubá, Av. BPS, 1303 - Itajubá - MG

Paulo F. Ribeiro
Technische Universiteit Eindhoven – TUE, Den, Dolech 2, 5612 AZ - Eindhoven - The Netherlands

Resumo — O desenvolvimento, implementação e operação de Smart Grids estão intrinsecamente relacionados com a qualidade de energia do sistema elétrico, seja para indicadores percebíveis pelos consumidores, como os de continuidade de fornecimento, seja para o monitoramento de parâmetros como afundamentos, fator de potencia, desvios de frequência, harmônicos, não percebíveis sem auxílio de medidores de qualidade de energia. Geração distribuída, capacidades de auto cicatrização, medidores inteligentes possibilitando tarifação diferenciada, veículos elétricos podendo ser abastecidos e tarifados em diferentes pontos, públicos ou privados da rede são exemplos de aplicações smart grid em diferentes pontos do mundo. Estas aplicações podem ser exemplos isolados ou agrupamento de aplicações visando principalmente melhoras na operação da rede elétrica, mas com propósitos de testes. Uma das causas para o seu emprego em áreas pontuais, é a ainda imaturidade do conceito smart grid associado aos custos da infraestrutura necessária em grande escala e a aceitação do modelo completo por todos os stakeholders. Uma prática em várias áreas tecnológicas é a definição de padrões, que facilitam a interoperabilidade entre os elementos de um dado sistema. Visando padronizar uma infraestrutura de comunicações e informações para a rede elétrica, o IEEE publicou em seu padrão 2030, *Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads*. Este artigo apresenta um sumário e avaliação da IEEE Std 2030, discutindo aspectos macros da evolução da rede elétrica de potencia e parâmetros de desempenho para o fluxo de informações necessário para tornar a rede elétrica com capacidades de tomada de decisões em tempo não alcançado com operação humana

Palavras-chaves — Qualidade de Energia, Smart Grids, Interoperabilidade de Sistemas Elétricos.

I. INTRODUÇÃO

A qualidade da energia elétrica pode ser mensurada por uma série de parâmetros definidos pela ANAEEEL no documento Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), Módulo 8 [1]. Para quantificar e padronizar a qualidade da energia elétrica, esta é dividida em qualidade do produto e qualidade do serviço. Do ponto de vista da qualidade do produto, são considerados tensão em regime permanente, fator de potencia, harmônicos, variação de frequência, desequilíbrio e flutuação de tensão. Para quantificar a qualidade do serviço,

deve existir um sistema de atendimento às reclamações dos consumidores, indicadores de tempo de atendimento às ocorrências emergenciais e indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia em função do número de unidades consumidoras.

Sobre a qualidade do produto, com o emprego massivo de equipamentos eletrônicos, fenômenos que não eram evidentes na rede elétrica alimentando cargas puramente resistivas e indutivas, causam deformações na forma de onda senoidal fornecida por sistemas alimentados por grandes centrais geradoras. Estas deformações são mensuradas por meio dos parâmetros da qualidade do produto, que principalmente nas redes de distribuição de energia o conhecimento destes fenômenos ocorrem em casos pontuais, quando algum problema torna-se frequente e o cliente reclama da energia elétrica. Para constatação *de facto* do que acontece no sinal elétrico há a necessidade de emprego de medidores de qualidade de energia. Uma das tendências iminentes para smart grids, é a troca dos medidores eletromecânicos atuais, por medidores inteligentes com capacidades de monitoramento de vários parâmetros da energia elétrica além de funções de comunicação e análise. Além de várias possibilidades em termos de monitoramento de continuidade e manobras nas redes de distribuição, estes medidores são a base para novas práticas de tarifação, com valores diferenciados de acordo com o horário de consumo e a possibilidade de venda de energia, caso uma dada residência tenha co-geração. Um limitante para permitir que geradores distribuídos de pequeno porte sejam conectados à rede elétrica de concessionárias de distribuição é o não conhecimento da qualidade da energia fornecida por estas fontes. Com o emprego de medidores inteligentes, podem ser verificados parâmetros como tensão, e frequência das fontes distribuídas, permitindo ou não a sua conexão ao SEP. Consumidores podem passar a fornecedores de energia caso exista excedente e o medidor inteligente contabiliza o quanto de energia foi fornecida ao sistema.

Uma outra tendência para smart grids, é a aplicação auto cicatrizante, ou operação *microgrids*, que é a capacidade de parte da rede elétrica funcionar isoladamente, ou ilhada em relação ao sistema elétrico de potencia. Para isto, é necessário fontes geradoras próximas às cargas, das quais merecem destaque, geração por pequenas centrais hidroelétricas (PCH), geradores eólicos e geradores fotovoltaicos. Para operar no modo ilhado, torna-se imprescindível o emprego de sistemas de proteção com características de dispositivos eletrônicos inteligentes (IED - *Intelligent Electronic Device*).

As tomadas de decisões são comunicadas entre todos os componentes, especialmente com funções de proteção, normalmente instalados em pontos de interconexão de redes elétricas. O emprego de microgrids tende a diminuir os indicadores de continuidade de serviço, pois além de permitir que menores áreas do sistema elétrico sejam afetadas por faltas, facilita e otimiza o trabalho das equipes de reparo a problemas. Atualmente a grande maioria dos casos de faltas na rede de distribuição são percebidas pelas concessionárias quando acionadas pelos clientes por meio de chamadas telefônicas. A determinação do ponto de falta é em sua maioria por inspeção visual, tendo os funcionários informações das áreas afetadas para nortear a busca.

Para a interconexão entre diferentes dispositivos elétricos, torna-se necessário o emprego de tecnologias de comunicações e informação. Para tal é imprescindível o emprego massivo de instrumentação da rede elétrica e tecnologias de comunicações privadas (HAN - *Home Area Networks*, BAN- *Building Area Network*, e IAN - *Industrial Area Network*), local (LAN - *Local Area Network* e *Wireless LAN*), metropolitana (MAN - *Metropolitan Area Network* e *Wireless MAN*) e de grande abrangência (WAN - *Wide Area Network*).

Além de uma nova infraestrutura atrelada às redes elétricas, especialmente para as redes de distribuição também há a necessidade de investimentos para tornar estas redes elétricas de potência com capacidades de rotear o fluxo de potência por mais de um caminho, situação não possível em topologias radiais. Com uma infraestrutura elétrica e de telecomunicações preparada, os dados coletados devem ser manipulados para tomadas de decisões. Alguns processamentos são distribuídos, como é o caso de automação de subestações segundo o padrão IEC 61850, que preconizam a tomada de decisões locais em função de restrições de tempo para atuação em determinadas situações de faltas. Outros processamentos como em aplicações de gerenciamento da demanda, têm os dados concentrados em centros de operação que devem enxergar toda a rede elétrica desde a geração de grande, médio e pequeno porte, transmissão e distribuição da energia, enviando informações e comandos para os consumidores e equipamentos destes. Esta comunicação pode utilizar meios públicos como a internet, ou meio de comunicação privada, da própria concessionária de energia por meio dos medidores inteligentes presentes na entrada de fornecimento de energia elétrica. Esta prática permite funções como resposta à demanda (DR - *Demand Response*) que em tese havendo a interação dos consumidores, possibilita crescimento do consumo sem necessariamente aumento da geração. Espera-se que o consumo seja melhor distribuído ao longo do dia.

Esta integração entre diferentes equipamentos e tecnologias é factível de ser realizada, como em algumas experiências em smart grids [2, 7], mas são práticas proprietárias, caras e focadas a propósitos específicos. Com o intuito de padronizar vislumbrando um contexto o mais abrangente possível, o IEEE publicou em setembro de 2011 a Std 2030 [6]. Este documento é uma tentativa de padronização das interfaces entre equipamentos que compõem e que venham a compor o que será a rede elétrica de potência do futuro. O desenvolvimento do smart grid é contínuo e não um evento específico, havendo a necessidade de serem adaptados os protocolos existentes. Dado a complexidade do desafio em

padronizar o que existe e o que está por vir na rede elétrica de potência, o IEEE em de 2012 lançou uma chamada para atualizar o padrão acima e tem prazo para ser publicado em 2016 [8].

O IEEE 2030 define um modelo de referência para interoperabilidade em smart grid (*Smart Grid Interoperability Reference Model* - SGIRM), para o qual são definidas as características para classificação do fluxo de dados entre as interfaces de um sistema de potência. As características de uma rede de telecomunicações para smart grid, considerando fatores de segurança e gerenciamento são definidas no referido padrão.

Com a constante evolução tecnológica da eletrônica, comunicações e computação embarcada, a conhecida diminuição dos custos com o aumento da escala, impulsionados com iniciativas de padronização permitirá um gerenciamento e controle dos equipamentos e cargas envolvidas. Também relacionado à evolução tecnológica, novas fontes de geração e armazenamento de energia são empregadas nas redes elétricas de potência tornando a geração distribuída pela rede possível, especialmente para as fontes intermitentes.

Além do gerenciamento de cargas e geração distribuída, uma tendência mundial é a substituição dos combustíveis fósseis por eletricidade na alimentação dos veículos. No futuro vislumbra-se a alimentação dos veículos em tempo real pela via e além do gerenciamento da rede elétrica, novas necessidades como a tarifação com mobilidade do consumo de energia é mais um desafio que se apresenta.

Smart grid é uma rede elétrica que pode eficientemente integrar o comportamento e ações de todos os usuários conectados à rede (geradores, consumidores e elementos da rede com funções de geração e consumo de energia) de modo a assegurar eficiência econômica e sistemas de potência adequados, com poucas perdas, alto nível de qualidade e segurança no suprimento de energia.

II. ARQUITETURA SMART GRID

Um sistema elétrico de potência com aplicações smart grid produzirá tráfego de dados da ordem dos petabytes [9] e para o seu gerenciamento, armazenamento e extração de informações novas arquiteturas de comunicações, armazenamento e processamento de dados devem ser dedicadas ao fluxo de informações do sistema de potência. Para sucesso da integração entre diferentes tecnologias, a arquitetura deve ser padronizada, aberta, interoperável, segura, extensível, escalável, gerenciável, apta a atualizações futuras, compartilhável, ambígua, íntegra e de fácil manuseio.

Um relevante aspecto para esta arquitetura é a privacidade da informação, que pode ser corrompida na coleta dos dados, endereçamento, controle de acesso, distribuição, modificações, realocação, reconstrução e disposição das informações. Privacidade pode ter diferentes interpretações, mas existe um consenso de que a fonte da informação possui o direito de determinar o grau de compartilhamento e como estas informações serão utilizadas. As informações podem ser tratadas de forma que, agrupadas e excluindo-se as identificações, sirvam para propósitos estatísticos. Novas tecnologias e aplicações como medidores e eletrodomésticos inteligentes interconectados a sistemas de gerenciamento de

energia (*Energy Management Systems - EMSs*), a privacidade da informação pode violar questões jurídicas existentes e novas questões surgirão para as quais não existem mitigações legais.

Programas de segurança normalmente focam na proteção de vidas humanas e equipamentos. Em um sistema que monitore geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, ataques podem intencionalmente ou inconscientemente, causar que uma linha de transmissão seja energizada colocando em risco vidas humanas. Por outro lado, uma linha energizada pode ser desenergizada e causar danos aos sistemas de transmissão e controle, riscos aos empregados e público, além de poder gerar problemas de qualidade como afundamentos de tensão em grandes áreas devido ao desbalanço do sistema elétrico.

Outro quesito referente à segurança é a confiabilidade, ou habilidade de um componente ou sistema efetuar suas funções sobre certas condições por um dado período de tempo. A complexidade e abrangência da arquitetura smart grid, quando materializada em grande escala, desafia a confiabilidade para patamares não conhecidos. Falhas conhecidas podem ser amplificadas com o advento de arquiteturas de informação e telecomunicações complexas, interconectando todos os componentes de um sistema elétrico inteligente.

Outro aspecto pertinente à arquitetura smart grid é o emprego de vários sensores, informações de controle e elementos de comunicações distribuídos e interligados por enlaces de dados, projetados com base em parâmetros de desempenho com características diversas ou suporte a multimídias. Algumas aplicações necessitam de enlaces de dados com altos índices de confiabilidade (e.g., eliminação de faltas e restauração autônoma da potência elétrica), enquanto que outras aplicações aceitam interrupções longas e frequentes na transferência dos dados, sem impacto à confiabilidade do sistema elétrico (e.g., leitura de medidores, supervisão e atualização de softwares em equipamentos).

Os requerimentos de confiabilidade são definidos pelas necessidades do sistema elétrico de potência, fonte e consumidor das informações de telessupervisão. Os diferentes níveis de confiabilidade são considerados por especialistas em tecnologias da comunicação e informação (*ICT - Information and Communications Technology*) na determinação e especificação das necessidades de uma dada implementação. As métricas e faixas de valores para a confiabilidade devem ser compreendidos por todos os elementos do sistema. Algumas características de confiabilidade empregadas, são: prioridade, disponibilidade, nível de segurança, habilidade de lidar com eventos pouco frequentes e de grande impacto. No contexto de perda de dados, uma determinada taxa de erros pode não influenciar em termos de interrupções no sistema de potência e portanto novas métricas de qualidade na comunicação devem ser consideradas quando mensurando sua BER (*Bit Error Rate*), com valores aceitáveis para cada aplicação.

III - IEEE 2030 *SMART GRID INTEROPERABILITY REFERENCE MODEL* (SGIRM)

O modelo de referência para interoperabilidade da arquitetura smart grid, SGIRM é uma representação conceitual dividida em três perspectivas de interoperatividade

(*Interoperability Architectural Perspective - IAP*): sistema de potência, tecnologias da informação e tecnologias de comunicações. Esta arquitetura foi idealizada para acomodar evoluções dos equipamentos atuais sem se tornarem obsoletos. Estas três IAPs são principalmente relacionados a considerações funcionais e lógicas do sistema de potência, interfaces de telecomunicações e informação.

Para a perspectiva do sistema de potência (*Power Systems - PS-IAP*), a ênfase é na produção, entrega e consumo da energia elétrica, incluindo aparelhos, aplicações e conceitos operacionais. Esta perspectiva define sete domínios comuns a todas as três perspectivas, que são geração em massa, transmissão, distribuição, provedores de serviços, mercados, controle/operações e consumidores.

A perspectiva das tecnologias de comunicações (*Communications Technology IAP - CT-IAP*) enfatiza a conectividade entre sistemas, dispositivos e aplicações no contexto smart grid. Inclui redes de telecomunicações, mídias, parâmetros de desempenho e protocolos.

A perspectiva de tecnologias da informação (*Information Technology IAP - IT-IAP*), contempla funções de controle de processos e gerenciamento do fluxo de dados, tecnologias que armazenam, processam, gerenciam e controlam o fluxo de dados.

A classificação dos dados deve garantir que a informação seja segura e efetivamente transferida. Por cada interface será transferida uma variada gama, independente para cada tipo de dado. Estes conjuntos de características são determinadas por categorias de utilização, contendo dados de controle, proteção e/ou monitoramento, assim como outras categorias relevantes a serem determinadas pelo usuário. Nos próximos subitens serão abordadas sete classificações para discriminar o tráfego de dados.

A Alcance

Em muitos casos, a distância geográfica é um importante fator na determinação do tipo de tecnologia de camada física capaz de atender os requerimentos para o transporte da informação. Esta distância relativa é usualmente uma aproximação em função de fatores conhecidos da engenharia do sistema de potência ou nova aplicação para smart grid. Esta distância não significa ser a distância de um enlace de comunicação e sim um caminho que reflita o menor custo entre destinos de acordo com métricas definidas pela rede de telecomunicações.

B Tempo de transferência da informação

É o intervalo de tempo que inicia quando a informação é enviada por um objeto de origem e termina quando esta informação é totalmente entregue ao objeto de destino, presentes nas camadas de aplicação segundo modelo de referência OSI [10]. Apresenta característica unidirecional e inclui os processos relevantes ao processamento e transporte da informação pelo sistema de telecomunicações. Para aplicações em loop de controle, o tempo de transferência da informação se computa pelo tempo acima descrito, somado ao tempo de processamento e transferência do resultado obtido pelo processamento remoto ao objeto que iniciou o processo. O tempo de transferência para uma determinada característica de tráfego depende da frequência da ocorrência

dos dados, método de difusão e prioridade. Estas componentes podem ser descritas por fatores tais como intervalo de ocorrência dos dados, método de difusão (*unicast, multicast e broadcast*) e prioridade

C Latência

É uma medida de atraso temporal, podendo ter múltiplos pontos de referencia dentro de um sistema de telecomunicações. A latencia de um enlace inclui atrasos no acesso, propagação do sinal e recepção da informação. O atraso no acesso é medido pela diferença no tempo em que a informação está pronta para ser transmitida até o instante em que esta é efetivamente entregue ao meio de comunicação, especialmente se este for compartilhado por inúmeras aplicações. O atraso no acesso ao canal também inclui atrasos necessários no tratamento dos dados, tais como codificação da informação, codificação do canal e criptografias, que são definidas conforme tipo e tecnologia de meio físico que esteja sendo utilizado. Se o atraso no acesso é medido na camada de aplicação, este pode incluir atrasos inerentes aos sistemas operacionais, processamento de protocolos (e.g., TCP/IP/Ethernet), atrasos inerentes à propagação dos dados na interface de comunicação e outras contribuições do sistema.

O atraso na propagação é o tempo necessário para os dados atravessarem o meio de comunicação até o receptor, medido pela diferença de tempo em que o primeiro byte é transmitido no meio de transmissão até o instante que o último byte chega na interface de comunicação de destino. Os meios de transmissão mais apropriados são ondas de rádio, que normalmente necessitam de maior tratamento devido às interferências inerentes e fibras óticas que são mais imunes a interferências externas e apresentam maior capacidade de transmissão de dados.

O atraso na recepção é a convergencia do atraso no acesso somado ao atraso requerido às verificações de erros e similar à transmissão, atrasos relativos à latencia do canal, protocolo de comunicação e sistema operacional. A verificação de erros necessita que todos os dados enviados estejam disponíveis para cálculos e possíveis correções, que dependem da tecnologia de camadas física, camada de enlace e principalmente características do tráfego em questão. Camadas superiores da pilha de protocolos podem incluir verificações de erros quando necessário.

Enlaces de telecomunicações podem influenciar com diferentes valores de latencia. Rotas entre dois destinos podem tomar diferentes caminhos, principalmente se empregadas técnicas de roteamento dinâmico para redes de pacotes, existencia de memórias (*buffers* ou *queues*), são exemplos de mecanismos necessários às redes de telecomunicações, que tornam o valor da latencia variável. Esta também depende dos volumes de tráfego que se apresentam aos *bridges*, *gateways*, ou agregadores como *switches* ou *roteadores*. A combinação de atrasos de propagação, serialização do tráfego, armazenamento em memórias e processamento frequentemente produzem uma complexa e variável gama de valores para a latencia.

D Sincronismo

É a capacidade de agir em instantes específicos ou determinísticos, como por exemplo o emprego de rótulos de

tempo para coordenar ações entre entidades distantes entre si. Estas podem usar referencias de tempo da própria rede de telecomunicações, ou sinais externos como de satélites, conforme previsto em no padrão de automação para subestações, IEC 61850.

E Confiabilidade da Informação

O IEEE std 2030 utiliza termos qualitativos para caracterizar a confiabilidade da informação, que devem ser rotuladas como segue:

- Informativo: dados informativos por natureza, mas que não são importantes para as operações do sistema.
- Importantes: a falha na transferencia de informações com este rótulo pode causar perdas de renda, danos à imagem da empresa ou perdas de informações técnicas.
- Críticas: falhas no transporte deste tipo de informação pode resultar em danos a equipamentos e comprometer a segurança do sistema como um todo.

F Volume de dados

É um valor que serve para quantificar o quanto de dados devem ser processados e/ou transferidos, para permitir uma determinada função.

G Segurança

A segurança da informação trata da proteção contra acessos não autorizados. As características para segurança dos dados são confidencialidade, integridade e disponibilidade. Confidencialidade é a capacidade de prevenir contra acesso não autorizado, relacionada a dados dos ativos, operacionais e organizacionais, além de informações pessoais. A integridade da informação é referente à proteção contra modificações e destruição da informação e a disponibilidade, assegura acesso confiável e a tempo hábil para o uso da informação.

IV - INTEROPERABILIDADE DO SISTEMA DE POTENCIA

Para o sistema elétrico de potencia, interoperabilidade significa equipamentos de diversos fabricantes e diferentes propósitos trocando informações entre si, visando melhorar o suprimento de energia, garantindo distribuição de eletricidade para todos os consumidores com alta confiabilidade, disponibilidade, qualidade e a custos que tornem a eletricidade uma forma economica de energia. Para tal, os operadores do sistema elétrico devem garantir que a cada fração do tempo, o volume de energia produzida seja igual ao volume de potencia consumida. Se esta equação não estiver balanceada, impactos ocorrem no sistema elétrico em milissegundos. Similarmente, o volume de energia reativa produzida e consumida devem estar balanceados. Fontes de energia individuais podem variar em tamanho, desde dezenas de quilowatts a centenas de megawatts [11]. Algumas fontes são altamente controláveis enquanto outras não, variáveis, desde potencia de saída total a uma condição de potencia disponibilizada nula e vice versa em segundos. Com esta diversidade de fatores, emprego de ICTs é imprescindível para controle em tempo real do sistema elétrico de potencia vislumbrado para smart grids.

Na IEEE Std 2030 foram definidas 81 interfaces para o sistema de potencia. Como exemplo, a interface PS1 apresenta as características dos dados típicos do fluxo de informações entre subestações transmissoras e distribuidoras. A Tabela 1, apresenta uma simples classificação de amostras de dados em função de cada categoria de uso para a referida interface PS1. Um mesmo dado pode ser mapeado em multiplas categorias, mas as características dos dados podem ser diferentes em função de seu emprego, tais como proteção, monitoramento, controle, telefonia, etc.

TABELA 1. EXEMPLO DE CLASSIFICAÇÃO DE DADOS PELO SGIRM

Interface	PS1	PS1	PS1	PS1	PS1
Data use category	Protection	Monitoring	Control	Telephony	Etc.
Data characteristics					
Classification/Value range					
Reach	2 km	2 km	2 km	2 km	
Data occurrence interval	milliseconds	seconds	seconds	N/A	
Method of broadcast	All	Multicast	Unicast	Unicast	
Priority	High	Low	Medium	Medium	
Latency	Low-low (<3 ms)	High (>160 ms)	Low-low (<3 ms)	High (>160 ms)	
Synchronicity	Yes	No	No	No	
Information reliability	Critical	Important	Important	Important	
Availability	High	Medium	Medium	Medium	
Level of assurance	High	Low	Low	Low	
HEMP, IEMI	Yes	No	No	No	
Data volume	bytes	kilobytes	bytes	kilobytes	
Security	High	Medium	High	Medium	
Confidentiality	High	Medium	High	Medium	
Integrity	High	High	High	Medium	
Availability (security)	High	Medium	High	Medium	

V - INTEROPERABILIDADE DE TECNOLOGIAS DE TELECOMUNICAÇÕES

A Fig. 1 apresenta uma vista para as relações entre as várias redes elétricas presentes em smart grids: geração em massa, transmissão, distribuição e domínios dos consumidores. Em alguns casos, diferentes definições ocorrem para a mesma subrede funcional, tais como nas premissas do consumidor (*Customer Premises Networks* - CPNs) variam em tamanho e número de dispositivos conectados e são tipicamente classificados como HAN, BAN ou IAN, que do ponto de vista de engenheiros de telecomunicações podem ser classificadas como redes locais ou LAN. Existe uma fronteira entre estas redes e o domínio de distribuição de energia. Algumas rotas de comunicação ocorrem entre dispositivos terminais de diferentes domínios atravessando diferentes subredes. Outras rotas acontecem dentro de um mesmo domínio. A internet pública disponibiliza comunicações que se difundem por todos os quatro domínios ilustrados, mas uma dada solução, em função de parâmetros de engenharia ou órgãos reguladores, pode não a utilizar. Mesmo assim, a internet pública se constitui como uma arquitetura alternativa e sua escolha depende de cada implementação. As arquiteturas de segurança e gerenciamento ainda estão por ser definidas e especificadas pelo IEEE 2030 SGIRM.

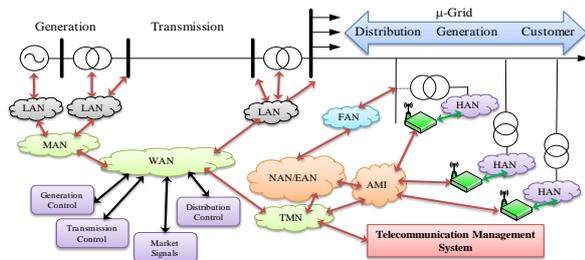


Fig. 1 - Modelo de Comunicação Fim a Fim para Smart Grids

VI - INTEROPERABILIDADE DE TECNOLOGIAS DA INFORMAÇÃO

Smart grid é tanto uma evolução das tecnologias do sistema de potencia quanto avanços na computação para o monitoramento, análises, otimização e controle a partir de centros de operações. Traz consigo muitos conceitos de automação distribuída que devem ser identificados por especialistas em tecnologia da informação (TI) para a interoperabilidade na troca de dados, segurança em redes de computadores, requerimentos de comunicação dos dados e integração com dispositivos, sistemas e aplicações existentes e futuras. O smart grid se tornará mais dinâmico em sua configuração e suporte a operações em tempo real, com muitas alternativas de análise e otimização sempre focado na qualidade da energia suprida a todos os consumidores.

O IEEE Std 2030 SGIRM IT-IAP enxerga o smart grid pela ótica de aplicações e fluxos de dados associados às aplicações de TI. Estas aplicações são utilizadas para operar e gerenciar o sistema de potencia com o principal objetivo de permitir a interoperabilidade de sistemas desenvolvidos independentemente.

Requerimentos funcionais descrevem as funções que os softwares devem executar, também conhecidas como capacidades do software. Algumas entidades são agregados de protocolos e base de dados, enquanto que outras entidades podem estar distribuídas entre múltiplos domínios, tornando altamente complexa a definição de uma infraestrutura comum e padronizada para smart grids.

VII - CONCLUSÕES

Este artigo apresenta uma avaliação da IEEE Std 2030 e discute os principais aspectos, e implicações para o sistema elétrico brasileiro em termos de novos conceitos que devem ser levados em consideração para o desenvolvimento de novas aplicações para os sistemas de potencia tradicionais. Do ponto de vista de projetos de sistemas de comunicações, uma dada métrica temporal é factível de ser atendida. Para tal, podem ser utilizadas experiências existentes ou simulações. Entretanto, estas práticas falham quando nem todos os parâmetros de entrada são considerados e em situações como em apagões, o volume de dados que se apresenta às infraestruturas de comunicações podem causar atrasos não previstos na fase de dimensionamento e projeto da rede. Historicamente a engenharia elétrica foi dividida em eletrônica, comunicações e computação com o aumento do conhecimento em cada área de conhecimento pelas universidades. Com o desenvolvimento da smart grid há a necessidade de uma nova fusão entre diversas áreas do conhecimento, além dos conceitos comuns à comunidade de engenharia elétrica. Aspectos relacionados a tecnologias da informação e desempenho de tecnologias de telecomunicações foram salientados e a observância das leis físicas de operação da rede elétrica de energia com um todo.

VIII - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem os incentivos e apoio da FAPEMIG, CAPES e CNPQ ao desenvolvimento deste trabalho.

III. Referências

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL , "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8, Qualidade da Energia Elétrica PRODIST". Rev 4, Resolução Normativa nº 469/2011, 01/02/2012
- [2] Hassan Farhangi, The Path of the Smart Grid, IEEE power & energy magazine January/February 2010
- [3] Smart Grid for Distribution Systems: The Benefits and Challenges of Distribution Automation (DA) (Draft Version 2) White Paper for NIST
- [4] Bob Saint, Rural Distribution System Planning using Smart Grid Technologies Paper No. 09 B3 2009 IEEE Conference Papers
- [5] M. Nakashima S. Gambini A. Figueiredo L. C., Aplicação de sistemas wireless em sistemas de supervisão e controle em subestações, VII SIMPASE
- [6] Y.Ma1, Long Zhou1, Norman Tse2, Abdi Osman1, L L lai1, An initial study on computational intelligence for smart grid Proceedings of the Eighth International Conference on Machine Learning and Cybernetics, Baoding, 12-15 July 2009
- [7] IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage, "IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads - IEEE Std 2030", New York, September 2011.
- [8] David Cartes, " Guide for Control and Automation Installations Applied to the Electric Power Infrastructure - P2030.4, New IEEE Standard, 08-Jun-2012
- [9] Jürgen Heiles, " D1.3.1 Smart Grid Standardization Analysis", Version 2.0 (February 2012), SGEM - Smart Grid Energy Markets.
- [10] OSI Reference Model
- [11] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury and P. Crossley, Microgrids and Active Distribution Networks, The Institution of Engineering and Technology, Renewable Energy Series 6, London, United Kingdom, 2009



**XXIII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

AB/XXX/YY
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - 15

Grupo De Estudo De Sistemas De Informação E Telecomunicação Para Sistemas Elétricos - GTL

**COMUNICAÇÕES PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO: UMA VISÃO PANORÂMICA DAS TECNOLOGIAS,
APLICAÇÕES E DESAFIOS**

**Guilherme Rosse Ramalho(*)
IFSULDEMINAS-PCS/UNIFEI**

**Paulo Fernando Ribeiro
UNIFEI**

**Roberto Silva Netto
UNIFEI**

RESUMO

As tecnologias de comunicação e informação servem o setor elétrico com informações diversas, em especial teleproteção empregadas nas linhas de transmissão (LT) que tornam a resposta de equipamentos de proteção mais rápida e funções de operação e controle central em termos de supervisor e telecomandos mais simples, que via de regra atendem a remotos e dispersos centros consumidores. Com a iminente implantação de formas de geração “limpas”, que apesar de sua disponibilidade natural, fontes como solar e eólica apresentam grande intermitência e volatilidade, que aumentam os desafios quanto ao controle do balanço do sistema elétrico.

PALAVRAS-CHAVE

Smart Grids, telecomunicações, protocolos, aplicações, automação

1.0 - INTRODUÇÃO

O termo rede, do ponto de vista do setor elétrico quanto ao sinal elétrico, ao longo de sua evolução sempre se procurou manter estáveis os parâmetros amplitude, frequência e fase dos sinais e para tal, eletrônica, computação e comunicações são ferramentas de suporte à operação e manutenção da rede elétrica em prover potência aos seus clientes de forma balanceada em termos de geração e consumo. Nas comunicações, o sinal elétrico sofre deformações controladas, ou modulação na amplitude, frequência, fase ou combinação destas variáveis do sinal elétrico para o envio da informação entre extremos de um enlace de comunicação, parte de uma rede de telecomunicações.

A evolução das tecnologias que empregam sinais elétricos originaram de teorias fundamentais e comuns nos primórdios do eletromagnetismo. Com o crescimento do conhecimento, houve diversificação e natural criação de áreas distintas, tais como engenharia elétrica, engenharia das telecomunicações, engenharia da computação, engenharia eletrônica, etc. As redes de telecomunicações e energia elétrica foram desenvolvidas inicialmente com propósitos fundamentais de servir à população do início do século XX.
99999

Como já mencionado, a interconexão entre computadores inicialmente experimentou diferentes tecnologias e havia a necessidade de interconexão entre estas. Sem entrar em detalhes da evolução da internet, os protocolos TCP/UDP/IP inicialmente fechado às aplicações militares e universitárias norte-americanas nas décadas de 1970 e 1980, a partir de 1990 começou a ser aberta para o “mundo” fora dos estados unidos, crescendo ao que atualmente é conhecida como internet. A base da internet é o emprego do protocolo entre redes (IP), camada de software que fica acima do hardware e software embarcados em placas de rede que provêm funções de enlace e conexão.

(*) Caixa postal 50 – CEP 37500 903 Itajubá. 903, MG, – Brasil
Tel: (+55 35) 3629X-1875 - Email: guilherme.ramalho@ifsulde Minas.edu.br

Para um país continental como o Brasil, a operação e manutenção da rede elétrica, em especial geração, transmissão e subestações de distribuição de energia ao longo de sua existência empregou e emprega diferentes tecnologias de instrumentação e comunicação. Como exemplo em 2014 para as SEs ainda não atendidas por enlaces óticos e redes ethernet, as funções de operação e manutenção da rede elétrica dependem de enlaces de telefonia fixa dedicados, modems PLC (*Power Line Carrier*), onerosos enlaces satélite, redes de telefonia móvel com acesso comutado por circuitos e pacotes e enlaces ponto-a-ponto dedicados para citar exemplos do legado de rede de comunicação para tráfego de informações entre subestações e centros de controle de rede (NCC – Network Control Center). Vale ressaltar que estas tecnologias precursoras são por via de regra limitadas quanto à taxa de transmissão por canal. Em uma campanha de medições de qualidade de energia elétrica desenvolvida no sudeste brasileiro, para as SEs que ainda não dispunham de Ethernet houve a necessidade de visita mensal para coleta do histórico de eventos de certas localidades. No início do projeto existia uma dúvida quanto a capacidade de armazenamento dos medidores ser suficiente para coleta de todos os eventos da janela de um mês de observação de alimentadores.

2.0 - TENDENCIAS, PADRONIZAÇÃO E INTEGRAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO

Na operação tradicional de redes elétricas, processos automatizados específicos foram desenvolvidos à medida da necessidade das concessionárias de energia e em função dos altos custos de desenvolvimento, implantação e manutenção de um sistema automatizado de abrangência continental como as redes elétricas, até o fim do século XX as redes de distribuição praticamente não evoluíram em tecnologia de informação e comunicação empregadas para manutenção e tomada de decisões distribuída e adaptativa, sendo estas tecnologias empregadas principalmente desde a geração, passando pelas linhas de transmissão até as SEs de distribuição de energia. Conforme visão para 2050 de [1], a evolução do setor elétrico definido como smart grids é uma integração transparente entre participantes ou *players*, que conforme modelo conceitual do NIST [1] os participantes são definidos por suas funções dentro de um sistema complexo, pois novas entradas ao modelo de controle elétrico serão disponíveis e interativo, conforme descrito na Figura 1.

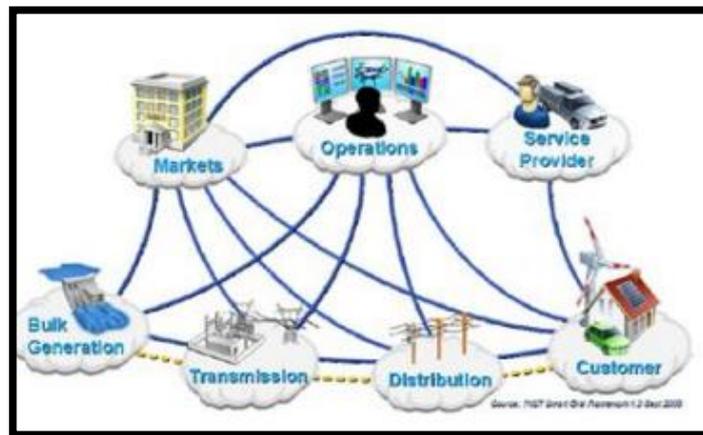


Figura 1 - Modelo NIST para Smart Grids[2]

Conforme [1] se espera que em uma rede elétrica inteligente todos os componentes atuais e futuros interajam entre si para que inteligentemente maximize o uso da rede elétrica a custos aceitáveis. Padronizações conforme [3] são uma necessidade que permite competição entre tecnologias para vários tipos de serviços e escolhas de configuração da rede.

Sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), que se fundamentam de automatismos de redes industriais como modbus, fielbus e especificamente para o setor elétrico o protocolo de rede distribuída (DNP3 – *Distributed Network Protocol*), utilizam meios de transmissão com pequena taxa de transmissão, alta latência e topologias mestre escravo, onde elementos de controle acessam unidades terminais remotas (RTU-*Remote Terminal Unit*). Apesar de ditos padrões, na prática a interoperabilidade entre diferentes fabricantes é limitada. O monitoramento remoto do sistema elétrico tende a evoluir para WAMCN (*Wide Area Monitoring and Control Network*), que se fundamenta no protocolo IP (*Internet Protocol*) que permite a interconexão entre redes locais, podendo ou não estas serem da mesma tecnologia de transmissão. Com o IP podem ser criadas WAN (*Wide Area Network*) que em função de sua maturidade e aceitação nos mercados de telecomunicações e redes de computadores naturalmente deve ser empregado no setor elétrico. Esta evolução é apresentada na revista IEEE PES de junho/julho de 2014, cujo título trata da conexão dos pontos (*connecting the dots*). A ideia pela conexão dos pontos provê informações para operação e controle que abrange a regulação de fontes renováveis correlacionadas com o despacho de gerações tradicionais e facilidades de proteção mais eficientes que não somente eliminam trechos com faltas, mas se adequam ao evento por meio de *self healing* ou operação no modo ilhado para *microgrids*. Nas sub-estações (SEs), funções como agregação

de recursos renováveis e monitoramento de carga por meio de dados de medidores de energia são aplicações que melhoram a operação e controle do SEP. Entretanto é evidente a necessidade por tecnologias e topologias de redes de comunicações que permitam compartilhamento dos mesmos meios de transmissão de diferentes aplicações, ou múltiplas mídias sem causar impactos entre si. É claro a necessidade por não somente os já empregados meios de telesupervisão empregados nas linhas de transmissão, SEs e geração de grande porte.

Com o protocolo IP é possível criar uma espinha dorsal (*backbone*) para interconexão das diversas redes locais presentes nas subestações (SE), permitindo o desenvolvimento de aplicações que anteriormente não eram viáveis, seja pela capacidade de processamento dos RTUs, seja pelas baixas taxas de transmissão disponibilizadas pelas tecnologias de transmissão pioneiras. A evolução da automação de SEs tende a migrar para o protocolo IEC 61850 que define, além de aplicações para centros de operações, também o conceito de dispositivos eletrônicos inteligentes (IED – *Intelligent Electronic Device*) que possibilita processamento distribuído e menor tempo de resposta a falhas. Inicialmente com foco para dentro das fronteiras de SEs, evoluiu para além, como por exemplo no monitoramento de geração distribuída e auxílio a esquemas de proteção adaptativos de LTs que necessitam de informações dos extremos para ajustes em caso de faltas.

Outro ponto a ser considerado é o avanço tecnológico dedicado a SG, que se fundamentará em computação e tecnologias de comunicações avançadas. Maior capacidade de processamento pode e deve ser empregada em despachos mais complexos e incluir modelos com maior resolução e consideração de parâmetros outros [1]. Como por exemplo, dados meteorológicos quanto a disponibilidade e intensidade dos ventos com antecedência de uma hora para que outras fontes de energia, como as termoelétricas possam iniciar processo de geração. Simulações mais rápidas que as atualmente consideradas em tempo real para estudar a viabilidade de condições operacionais e análises de enormes volume de dados empregando inteligência computacional, métodos de análises de dados e tecnologias de comunicações avançadas serão ponto chave na operação automática de processos SG.

Uma rede de comunicação de dados segura e confiável deve ser construída para suportar as necessárias trocas de dados entre IEDs em todos os níveis de tensão. Estas redes servem a múltiplos propósitos permitindo que decisões do setor elétrico interajam com outras, tais como parâmetros empresariais, bem estar dos usuários terminais, com preocupação ou não ao meio ambiente.

2.1 Padronização

O desenvolvimento de padrões é a forma ideal para interoperabilidade, desde que existam modelos comuns, grupos de protocolos para a troca de informação, segurança e adequada privacidade e proteção na transmissão de dados. A comunidade europeia dispensa esforços na normatização para redes inteligentes que teve início com o mandato M/490 seguido do *Smart Grid Coordination Group* (SG-CG) além de outros como RA, SP, FSS, SGIS, ainda existem muito por ser feito pelas agencias de padronização tais como CEN/CENELEC/ETSI/ITU. O modelo conceitual europeu é uma adaptação do modelo norte americano proposto pelo NIST e apresentado na Figura 1. A principal diferença entre os modelos europeu e norte americano é a necessidade por definição de descentralização para integração de geração de energia distribuída e renováveis (DER – *Distributed Energy Resources*). Em termos de padrões, estes devem ser referidos a cada um dos domínios (consumidor, provedor de serviços, operações, etc) do modelo proposto pelo NIST. Também existem diferentes organizações relevantes para padronização em Smart Grid, tais como IEC, CEN, CENELEC, ETSI, IEEE-SA, IETF, ISO/IEC, ITU-T e NIST.[3]

Do IEEE-SA (*Institute of Electrical and Electronics Engineers – Standards Association*), para padronização Smart Grid existe como exemplo de lista de padrões específicos para o setor elétrico:

- SCC21 Smart Grid Standards.
- SCC21 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
- SCC31 Automatic Meter Reading and Energy Management.
- P1815 Electric Power Systems Communications – Distributed Network Protocol (DNP3)
- P1901 Broadband over Power Line Networks: Medium Access Control and Physical Layer Specifications
- P2030 Interoperability Smart Grid Concepts.

Organizações como IETF (*Internet engineering Task Force*) e ITU-T originalmente das telecomunicações disponibilizam padrão, por exemplo a RFC 6272 *Internet Protocols for the Smart Grid* e o padrão ITU-T G.9904 para *Power Line Communication* (PLC) faixa estreita são consideradas tecnologias chave para a última milha dos enlaces de comunicações. Também existem outras iniciativas como HGI (*Home Gateway Initiative*) ou UPnP (*Universal Plug and Play*) dedicadas para o gerenciamento de dispositivos residenciais

2.2 Classificação da informação no setor elétrico

O IEEE 2030 *Smart Grid Interoperability Reference Model* (SGIRM) é uma representação conceitual que define três perspectivas para arquiteturas SG que são sistema de potência, tecnologias de comunicação e informação. O objetivo da arquitetura de cada perspectiva é a definição de interoperabilidade entre as perspectivas e cada perspectiva contém aspectos únicos de propósitos tecnológicos específicos.

A ênfase da perspectiva da tecnologia de comunicação é a conectividade entre sistemas, dispositivos e aplicações, podendo incluir redes de telecomunicações, mídias de informação, desempenho e protocolos. A *Communications Technology Interoperability Architectural Perspective* (CT-IAP) deve ser constantemente validada e refinada pelas concessionárias e outros mantenedores para assegurar que esta atenda a todos os aspectos da estrutura e tecnologia de comunicação para SG.

Qualquer SG de grandes proporções será construída por diferentes tecnologias de comunicações e sub-redes para o monitoramento e controle de todo o sistema elétrico. Os requerimentos para as comunicações variam dependendo de qual aplicação venha a ser implementada. Em [1] foi definido um critério de avaliação (*Smart Grid Evaluation Criteria* - SGEC), que pode ser utilizado para categorizar casos de comunicações em relação a protocolos e tecnologias que podem ser empregadas em SGs. O propósito primário é o provisionamento de um guia estrutural para a justificativa de decisões tomadas em detrimento a tecnologias de comunicações e provável ferramenta de testes e certificação de componentes SG e sub-sistemas. De [1], derivou-se a Tabela I que apresenta exemplos de aplicações padrões e “*tiers*” para desenvolvimentos em SG.

Tabela 1 – Exemplos de aplicações e classificações para Smart Grid

Aplicação	Referencias	Tier
Revenue metering information model	ANSI C12.19/MC1219, IEEE Std 1377™	1, 2
Building automation	BACnet® ANSI/ASHRAE 135-2008, ISO 16484-5	2
Substation and feeder device automation	DNP3/IEEE Std 1815™	2
Inter-control center communications	IEC 60870-6/TASE.2	1
Substation automation and protection	IEC 61850	1
Application level EMS interfaces	IEC 61968 [B6], IEC 61970 [B7]	1
Information security for power system control Operations	IEC 62351 Parts 1–8	1
PMU communications	IEEE Std C37.118™	1
Physical and electrical interconnections between utility and DER	IEEE Std 1547™	1
Security for IEDs	IEEE Std 1686™-2007	1
Cyber security compliance for the bulk power system	NERC CIP 002-009	1
Home and Building Electronic System (HBES)	ISO/IEC 14543-3	1
Price responsive and direct load control	Open Automated Demand Response (OpenADR)	2
HAN device communication, measurement, and Control	OpenHAN, IEEE 1451™ series, IEEE Std 1901™	2
HAN information model	ZigBee® Smart Energy Profile® (SEP)	2

Tendo em vista que as SEs são o elo entre geração, transmissão e distribuição de energia onde são abrigados equipamentos de transformação, FACTS, proteção, medição e chaveamentos, será empregado como referencia o padrão IEC 61850 que define sistemas e redes de comunicações para SEs. Nas SEs são empregados diferentes dispositivos de proteção e medição de energia, que além de suas funções primárias servem como fontes de dados digitalizando sinais de corrente e tensão para que o operador do sistema tenha condições de subtrair informações e tomar decisões.

Antes do IEC 61850, o padrão DNP3 e outras soluções proprietárias geralmente advindas de automação de redes industriais disponibilizam automatismos e provisionamento de informações para os centros de controle da rede elétrica, que via de regra empregam canais de comunicação com taxas da ordem de dezenas a poucas centenas de kbps. No IEC 61850 define um sistema de automação de sub-estações é descrito conforme apresentado pelo diagrama da Figura 2, em que são apresentadas as interfaces e comitês técnicos (TC – Technical Commite) que padronizam cada área deste ponto de vista de automação de subestações.

Como meio de transmissão de dados, tanto para nível de estação quanto para nível de processo, este padrão definiu o Ethernet ótico como meio de transmissão, mas existem estudos que mostram a viabilidade de comunicações sem fio em ambientes nocivos em termos de interferencias eletromagnéticas de SEs[3, 4]. Estudos também mostram que mesmo utilizando pilha de protocolos e rede de comunicação de dados onde anteriormente eram utilizados “contatos secos” entre relés de teleproteção, o tempo de resposta para mensagens de *trip* utilizando o IEC 61850 é mais rápida. Este protocolo é uma realidade, mesmo havendo limitações para interoperabilidade de certas funções, equipamentos certificados devem atender a funções básicas e fundamentais para interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes.

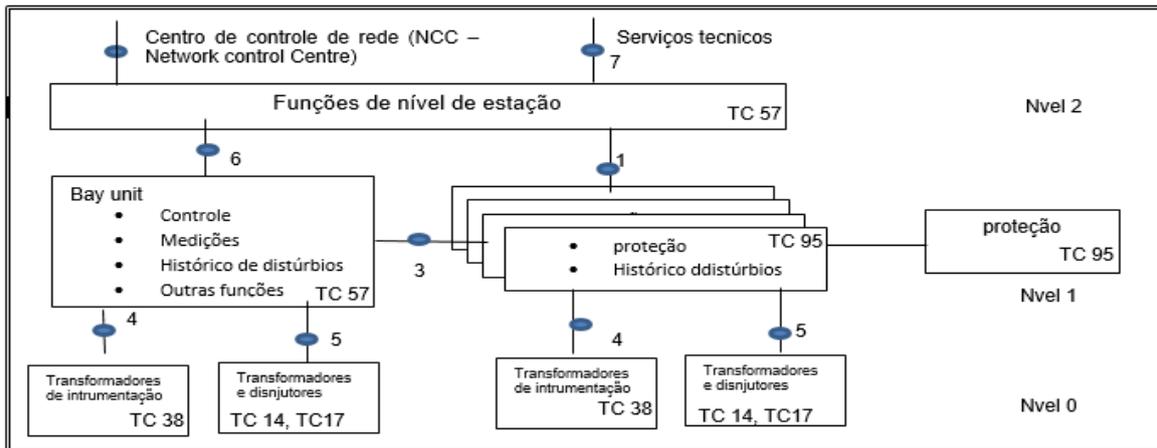


FIGURA 2 – Interfaces lógicas de um sistema de automação de sub-estações. (SAS – Substation Automation System)

Onde:

- IF1 → troca de dados de proteção entre os níveis de baía (bay) e estação .
- IF2 → troca de dados de proteção entre nível de baía e proteções remotas.
- IF3 → troca de dados dentro de nível de baía;
- IF4 → troca de dados instantâneos de transformadores de tensão e corrente, especificamente valores amostrados (sampled values) entre níveis de processo e baía.
- IF5 → troca de dados de controle entre níveis de processo e baía.
- IF6 → troca de dados de controle entre níveis de vaía e estação.
- IF7 → troca de dados entre nível de subestação e estações de trabalho remotas.
- IF8 → troca de dados direta entre baias, especialmente para funções críticas em tempo de resposta tais como intertravamento.

Tendo definidas interfaces padronizadas, é esperada integração transparente entre dispositivos de diferentes versões e diferentes fabricantes, sendo os tipos de mensagens definidos na Tabela 2.

Tabela 2 – Tipos de mensagens

Tipo	Nome	Exemplo
1a	Mensagens rápidas	Trip
1b	Mensagens rápidas – outras	Comandos e valores amostrados
2	Mensagens de velocidade média	Medições
3	Mensagens de baixa velocidade	Parametrização
4	Mensagens de dados crus	Dados de saída de transdutores e transformadores de instrumentação
5	Funões de transferencias de arquivos	Grandes arquivos como a histórico de violação de limiares de qualidade de energia
6a	Mensagens de sincronização tipo a	Sincronização de nível de estação
6b	Mensagens de sincronização tipo b	Sincronização de nível de barramento
7	Mensagens de comando com controle de acesso	Comandos de estações com interface homem máquina

2.3 QoS (Quality of Service).

A qualidade de serviço (QoS) em redes de dados é executada basicamente pela marcação, policiamento e priorização na transmissão dos dados no meio físico. Depende diretamente da marcação dos dados originados por cada aplicação e na internet tradicional, mesmo existindo o campo (ToS – Type of Service) no cabeçalho do protocolo IP, dado que as aplicações não marcam, os roteadores não dispõem de capacidade de processar mais esta tarefa.

Conforme apresentado na Tabela 1 e Tabela 2, as mensagens e aplicações são classificadas quanto principalmente ao tempo de transferência dos dados. Da tabela 1, a classificação em termos de *tiers*, define aspectos quantitativos e/ou qualitativos para avaliação dos requerimentos para as aplicações. Para o SGEN, estes níveis são segurança, mínima latencia e impacto nas operações. A tecnologia escolhida deve atender os requerimentos definidos em cada classe que são:

- Tier 1 (crítico) → alto nível de segurança, cobrindo dados operacionais, controle e operação segura do Sistema de potência, incluindo potencial risco à vida humana e danos à infra-estrutura das redes elétricas.
- Tier 2 (importante) → nível médio de segurança, pertinentes à operação dos dados que podem causar danos potenciais à infra-estrutura da rede elétrica e risco integridade dos operadores em campo.
- Tier 3 (informativo) → baixo nível de segurança, não necessariamente importantes para as operações, com nenhum dano e risco tanto para vidas quanto para a rede elétrica

Em termos de redes de telecomunicações, tendo sido marcadas as aplicações, na transferência dos dados os mecanismos de priorização e/ou reservas de recursos podem ser implementadas em diferentes camadas e protocolos, como na camada de sessão com os protocolos RTP (Real Time Protocol) que define uma caminho adequado entre origem e destino de uma sessão e o RSVP (Reservation Protocol) que reserva recursos ao longo da rota traçada pelo protocolo RTP, sendo estes dois protocolos previstos no protocolo SIP. Em termos de camada de rede, como já mencionado o IP, dispõem do campo DSCP, em que pode ser utilizado para classificar 64 tipos de aplicações distintas.

Um outro mecanismo, o MPLS (Multi Protocol Label Switching) também pode ser implementado nos roteadores (camada de rede), e em switches elétricos (camada de enlace) ou switches óticos (camada 1) permitindo mecanismos de tratar diferenciadamente pacotes marcados por rótulos [5]. Especificamente na camada de enlace, como é o caso do IEC 61850, qualidade de serviço pode ser tratado por discriminação e roteamento do tráfego por VLANs (Virtual LAN) em redes Ethernet.

2.4 Requerimentos de segurança.

Basicamente os requerimentos de segurança de informação são baseado em 3 fundamentos: confidencialidade, integridade e disponibilidade. Confidencialidade previne usuários não autorizados de obter ou informações secretas ou privadas. Integridade tem por objetivo garantir que a informação enviada não seja adulterada por usuários não autorizados e sem conhecimento. E por fim a disponibilidade são garantias quanto a obtenção de acesso ao meio e garantia de recursos ao longo da transmissão sempre que houver a necessidade para tal.

Um dos avanços das redes elétrica inteligentes, SG é a adoção global da Tecnologia da Informação e Comunicação (TIC), como um meio de tornar a rede elétrica mais eficiente, confiável, robusta e sustentável. A utilização de TIC abre novos horizontes de desenvolvimento e melhorias, mas também traz novas brechas de segurança.

Em um recente round-up do IEEE sobre segurança em Smart Grid[5], algumas perguntas foram lançadas. “Uma rede conectada será mais vulnerável à ataques? É possível manter uma rede de dados interconectada mais segura que a Internet?”. Foi apontado por vários convidados que existe um aumento de vulnerabilidade, mas também é possível tornar as redes inteligentes mais seguras. Enquanto o Smart Grid já nasce com esta premissa, nos primórdios da Internet, a ARPANet, não tinha essa preocupação.

As falhas de segurança de um sistema elétrico ou sistema de infraestrutura crítica, não podem ser avaliadas apenas como cibernéticas, mas usando uma nova temática, a Cyber-Physical [6, 7]. As ameaças cibernéticas já são conhecidas e algumas até mundialmente como o Stuxnet [8, 9], onde o alvo não eram PCs e sim equipamentos SCADA da SIEMENS. Ao ampliar o ambiente de segurança, é possível não somente endereçar problemas de ordem cyber-physic, mas também de prover melhorias em soluções de detecção, resposta e restauração de funcionalidades do sistema [10].

2.5 Internet Protocol

O IP desde suas origens foi idealizado para prover conexão entre redes locais que via de regra empregavam tecnologia de acesso distintas. Adequada conectividade entre SEs e diferentes plataformas de controle, processamento e monitoramento sobre regiões de abrangências de concessionárias de energia pode ser considerado como o principal desafio para SG, ou em outras palavras a interoperabilidade e naturalmente o IP é a solução.

As redes de transmissão em alta tensão, com um número moderado de pontos de monitoramento e relativa estabilidade, desde as décadas de 1980 a 1990 já são equipados com enlaces óticos faixa larga (*broadband*), advindos da substituição dos cabos guarda das LTs por cabos OPGW (*Optical Ground Wire*). É observado um aumento substancial no emprego de redes IP/Ethernet para aplicações do setor elétrico tais como esquemas de proteção e integridade, monitoramento e controle baseado em sincrofasores, acesso remoto e monitoramento dos equipamentos presentes em SEs, assim como monitoramento com vídeo e controle de acesso aos sites. Entretanto estas soluções são muito rígidas quanto a imposições dos fabricantes, difíceis de serem mantidas e em geral não muito escaláveis.

Todo o legado e desenvolvimentos de automatismos dedicados à geração, transmissão e distribuição de energia tornando-a mais fácil de operar, escalar cobrindo controle por toda a rede elétrica somente é viável com a comutação de pacotes faixa larga. A rede de dados deve atender a requerimentos de desempenho em termos de atraso,

dependenciabilidade, confiabilidade e segurança para cada segmento de aplicação e cada domínio SG. Várias tecnologias e formas de combinar estes requerimentos são possíveis, especialmente considerando redes de dados corporativas ou intranets, nas quais há o controle da rede. Entretanto, os novos sistemas de comunicação de dados para SGs não são necessária e exclusivamente considerada uma rede corporativa. As redes de dados devem manter as propriedades que já são inerentes aos sistemas de comunicações existentes enquanto atende a requerimentos de aplicações SGs.

Do ponto de vista do gerenciamento e manutenção de uma rede de dados para SG, duas questões inter-relacionadas devem ser consideradas simultaneamente, que são[10]:

- Projeto de arquitetura de rede que facilite o desenvolvimento, manutenção e monitoramento dos sistemas de comunicações
- Construção de plataforma de gerenciamento que permita funções para as equipes de manutenção e operação com capacidade de comunicação adequada mesmo quando havendo necessidade de conexões com outras redes de dados, provendo assim redundância.

2.6 Interoperabilidade entre redes

A interoperabilidade para tecnologias da informação e comunicação (TIC) geralmente é melhorada com o emprego de funcionalidades de camada de rede, ou camada de rede segundo o modelo de referência *International Organization for Standardization (ISO) Open Systems Interconnect (OSI)*. A ideologia deste modelo é que as funções para interconexão são divididas em sete camadas conectadas por interfaces de serviços. A estrutura em camadas simplifica e repositão de uma determinada tecnologia por uma alternativa sem afetar as camadas remanescentes.

Assim, após a definição do padrão ou protocolo de cada camada, qualquer fabricante pode desenvolver o seu equipamento, sem a preocupação de interoperabilidade com equipamento de outro fabricante. Essa mesma regra é adotada para cada camada, possibilitando que vários equipamentos de diversos fabricantes operem entre si, sem nenhum problema. Esse modelo fez com que o desenvolvimento e aperfeiçoamento dos dispositivos de TIC se desse independente de fabricante. Um grupo de estudo pode melhorar a camada física, saindo de velocidades de 10Mbps para 10Gbps sem afetar o resto da pilha e consequentemente, todas as aplicações e equipamentos que funcionam a 10Mbps conversam com equipamentos de 10Gbps.

Pode-se observar na Figura 3, que a utilização do modelo em camadas ISO/OSI contribuiu para o desenvolvimento e disseminação do IEC 61850, pois ao ser desenvolvido em cima do Ethernet, vários equipamentos de rede podem ser utilizados e reaproveitados para sua implantação.

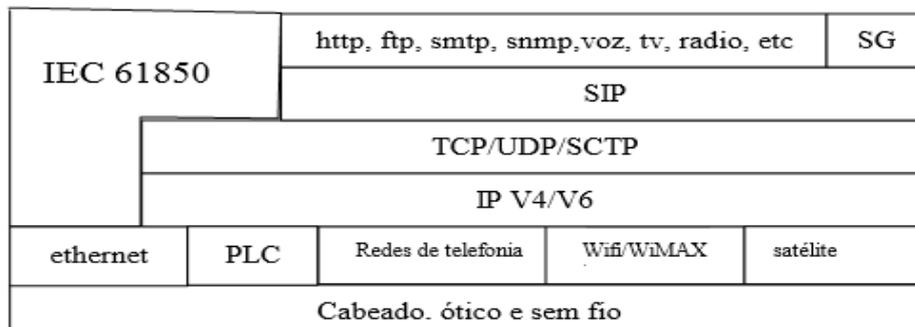


Figura 3 - Protocolo IEC 61850 no modelo OSI

3.0 - CONCLUSÃO

Uma palavra comumente mencionada nos últimos tempos é a cibernética, ciência que trata das comunicações e sistemas de controles automáticos de máquinas que auxiliam os seres humanos. O ambiente cibernético de uma concessionária de energia diz respeito a todos os aparatos tecnológicos onde os meios computacionais auxiliam na realização de tarefas pertinentes à geração, transformação e transmissão de energia. Do ponto de vista do setor elétrico, a flexibilidade provida por interligações e operações com remanejamento de cargas e fluxos de potência para linhas menos carregadas é diretamente dependente de meios de comunicações para troca de informações e protocolos para definição das mensagens e procedimentos.

4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Smart Grid Vision for Computing 2050 IEEE Press, 2010.
- [2] N. Framework, "Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards," *NIST special publication*, vol. 1108, 2010.
- [3] F. Covatti, J. M. Winter, I. Muller, C. E. Pereira, and J. C. Netto, "Wireless communication for IEC61850: A WirelessHART gateway proposal," in *Industrial Technology (ICIT), 2014 IEEE International Conference on*, 2014, pp. 754-759.
- [4] P. P. Parikh, T. S. Sidhu, and A. Shami, "A Comprehensive Investigation of Wireless LAN for IEC 61850-Based Smart Distribution Substation Applications," *Industrial Informatics, IEEE Transactions on*, vol. 9, pp. 1466-1476, 2013.
- [5] I. S. Grid. (13/03/2015). *IEEE Smart Grid Cyber Security Round Up*. Available: <http://smartgrid.ieee.org/questions-and-answers/845-ieee-smart-grid-cyber-security-round-up>
- [6] K. Ren, Z. Y. Li, and R. C. Qiu, "Cyber, Physical, and System Security for Smart Grid," *Ieee Transactions on Smart Grid*, vol. 2, pp. 643-644, Dec 2011.
- [7] Y. L. Mo, T. H. J. Kim, K. Brancik, D. Dickinson, H. Lee, A. Perrig, *et al.*, "Cyber-Physical Security of a Smart Grid Infrastructure," *Proceedings of the Ieee*, vol. 100, pp. 195-209, Jan 2012.
- [8] R. Langner, "Stuxnet: Dissecting a Cyberwarfare Weapon," *Security & Privacy, IEEE*, vol. 9, pp. 49-51, 2011.
- [9] T. M. Chen and S. Abu-Nimeh, "Lessons from Stuxnet," *Computer*, vol. 44, pp. 91-93, 2011.
- [10] M. Yilin, T. H. H. Kim, K. Brancik, D. Dickinson, L. Heejo, A. Perrig, *et al.*, "Cyber-Physical Security of a Smart Grid Infrastructure," *Proceedings of the IEEE*, vol. 100, pp. 195-209, 2012.

5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Guilherme R. Ramalho, nascido em 11 de agosto de 1975

Professor do curso de eletrotécnica e engenharia da computação do IFSULDEMINAS campus Poços de Caldas e doutorando no CERIN/UNIFEI. Graduado em engenharia elétrica com ênfase em eletrônica e telecomunicações pelo Instituto Nacional de Telecomunicações – INATEL, mestrado em telecomunicações pelo INATEL e doutorando pela UNIFEI. Experiência em treinamentos e consultorias em telecomunicações, em especial projeto e otimização de redes móveis celulares.

Roberto Silva Netto, nascido em 16 de setembro de 1975 .

possui graduação em Engenharia Elétrica e mestrado pela Universidade Federal de Itajubá e é doutorando pela UNIFEI. Atualmente é pesquisador bolsista CAPES - UNIFEI no CERIn - Centro de Excelência em Redes Elétricas Inteligentes (Smart Grids), onde realiza estudos sobre TIC aplicada a Smart Grids. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas de Comunicação e Desenvolvimento de Software, atuando principalmente nos seguintes temas: segurança da informação, vulnerabilidades, gerenciamento, SNMP, Netflow, QoS, Análise de Tráfego, SmartGrid, Frameworks de Redes Elétricas Inteligentes, IEC 61850, IEC 62351.



Paulo F. Ribeiro, nascido em 14 de novembro de 1952 .

Professor Titular Livre na Universidade Federal de Itajubá, graduado pela Universidade Federal de Pernambuco, e PhD pela Universidade de Manchester, Inglaterra. É Fellow do IEEE e IET.



Uso do RTDS em Testes de Esquemas de Teleproteção Aplicando o Padrão IEC 61850

Carlos A. V. Guerrero¹, Paulo M. Silveira¹, Aurélio L. M. Coelho¹ & Guilherme R. Ramalho¹

¹Grupo de Estudos em Qualidade da Energia Elétrica (GQEE) – Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Itajubá, 37500903, MG – Brasil

E-mails: ingcvillegasg@hotmail.com, pmsilveira@unifei.edu.br, aurelio.eng@gmail.com, gramalho@gmail.com

PALAVRAS-CHAVE

Esquemas de Teleproteção; RTDS; GOOSE; IEC 61850

RESUMO

Este trabalho propõe dois circuitos de teste para esquemas de teleproteção DCB (*Directional Comparison Blocking*) utilizando o Simulador Digital em Tempo Real (RTDS – *Real Time Digital Simulator*). A metodologia aplicada é baseada na modelagem de esquemas de controle que, ao serem operados em tempo real, podem interagir com as lógicas de teleproteção dos relés utilizados.

Cada circuito de teste propõe técnicas diferentes de funcionamento. O primeiro circuito emprega, nas interfaces do esquema de teleproteção, as típicas entradas e saídas binárias dos dispositivos envolvidos. Já o segundo, implementa as mesmas interfaces através da configuração de mensagens GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*), aplicando os aspectos relevantes do padrão IEC 61850. Ambos os circuitos são avaliados em tempo real através de simulações no módulo *RunTime* do programa RSCAD, o *software* do RTDS. Falta monofásica e entre fases são aplicadas com o intuito de verificar o desempenho do esquema de teleproteção.

A comparação dos resultados obtidos nos testes aplicando interface convencional e GOOSE mostra que, a aplicação do padrão IEC 61850 nos esquemas de teleproteção DCB, traz um ganho no tempo total de transferência do sinal de bloqueio e no tempo de operação da teleproteção. Outros aspectos gerais decorrentes da aplicação do padrão IEC 61850, observados durante a execução dos testes, mostram claramente o impacto deste padrão na comunicação entre subestações.

1. INTRODUÇÃO

As linhas de transmissão (LTs), por percorrerem uma extensa área geográfica, estão sujeitas à maior probabilidade de ocorrência de eventos prejudiciais ao sistema elétrico de potência. Desta forma, o tempo de permanência de uma falta em uma LT é crucial para o desempenho do sistema elétrico. Visando atender ao quesito “menor tempo possível”, a proteção de distância é considerada como uma boa solução, especialmente em LTs que apresentam grandes comprimentos. Porém, a temporização de 20 a 30 ciclos para o trecho de segunda zona, dentro da linha protegida, pode causar instabilidade no sistema, dependendo das condições operativas do mesmo, bem como do tipo de perturbação. O Grupo de Trabalho 34/35.11 do Cigré [2] considera este fato como a principal justificativa para o emprego de telecomunicações nos esquemas de proteção de linhas, pois assim, o comando de disparo pode ser executado em um tempo menor, tipicamente entre 2 a 3 ciclos após a ocorrência da falta em qualquer ponto da linha. Os esquemas de proteção que empregam telecomunicações são comumente conhecidos como “esquemas de teleproteção”. A *International Electrotechnical Commission* (IEC) em [4] define a estrutura geral destes esquemas conforme apresentado na Figura 1.

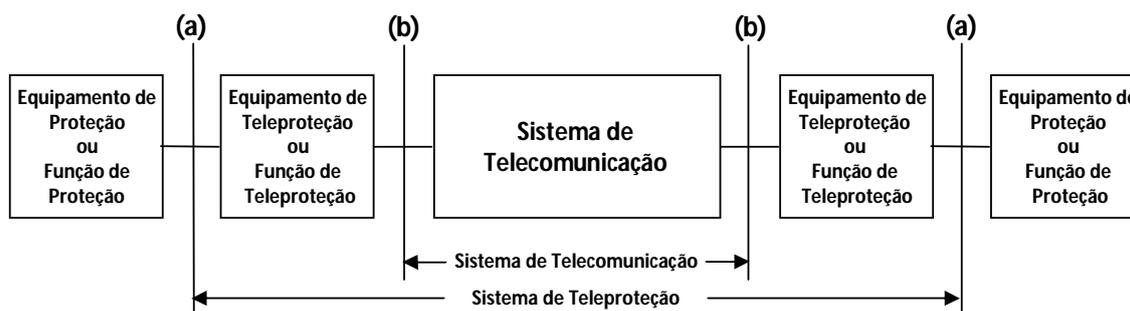


Figura 1 – Estrutura geral do esquema de teleproteção segundo o IEC 60834-1.

Um dos principais requisitos do sistema de teleproteção é utilizar interfaces compatíveis nas interconexões com o relé de proteção e o sistema de telecomunicação, a fim de garantir a transmissão dos sinais e mensagens de forma contínua, com mínimo atraso e atenuação. Observa-se na Figura 1 a existência de dois tipos de interfaces: (a) e (b). A interface (a) tem sido comumente implementada através de fios de cobre isolados interligando os contatos secos de um dispositivo com as entradas opto-isoladas do outro. Uma fonte de tensão DC, tipicamente de 125 volts, permite ao dispositivo transmissor alimentar as entradas do dispositivo receptor quando do fechamento de seus contatos. Esta técnica de interface é considerada simples e robusta, com a vantagem de permitir a interoperabilidade entre dispositivos de qualquer fabricante. Por outro lado, a interface (b) vem sendo implementada através da comunicação serial de dados elétrica ou ótica. A comunicação ótica destaca-se principalmente pelas suas vantagens quanto à imunidade às interferências eletromagnéticas, normalmente presentes em ambientes de subestações elétricas. Ambas as tecnologias citadas foram padronizadas como meios de camada física, utilizados no estabelecimento da comunicação. Porém, isto não aconteceu com os protocolos de comunicação aplicados, onde a carência de um padrão mundial dificulta ou inviabiliza a interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes. Um primeiro esforço na padronização da camada de enlace como protocolo de comunicação veio com os padrões IEEE Std. 1815 [10] e IEC 60870-5 [3] na comunicação entre IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) e RTUs (*Remote Terminal Units*) nas subestações. Entretanto, a aplicação destes protocolos ficou restrita ao continente de origem de cada padrão, sendo o IEEE Std. 1815 preferivelmente utilizado em países das Américas e o IEC 60870-5 em países da União Europeia.

Uma tentativa de se definir um padrão mundial veio com o advento do padrão IEC 61850. Este padrão, além das mensagens, também definiu as técnicas empregadas nas camadas física e de enlace em um ambiente de subestação. Para a camada de enlace, é utilizado o protocolo CSMA/CD (*Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection*) definido no IEEE Std.802.3 [9], comumente conhecido como *ethernet*. Na camada física podem ser utilizados os cabos metálicos ou óticos.

A recente publicação técnica 90-1 do IEC 61850 [7], que considera a aplicação deste padrão na comunicação entre subestações, propõe dois mecanismos diferentes de comunicação entre redes distintas de área local (LANs – *Local Area Networks*). O primeiro mecanismo, baseado no método do tunelamento, permite a comunicação direta entre relés de distância localizados nos extremos de uma LT, ou seja, sem utilizar equipamentos de teleproteção na interface. Assim, a rede de comunicação da subestação local pode se expandir até uma subestação remota, permitindo a livre alocação de uma função lógica (por exemplo, teleproteção). O segundo mecanismo utiliza os próprios equipamentos de teleproteção como portas de enlace (*gateways*) de cada rede LAN. Deste modo, o equipamento de teleproteção no terminal receptor, atua como um “*proxy*” ou espelho da função lógica habilitada no terminal transmissor.

Apesar da substituição gradativa dos enlaces convencionais de telecomunicação entre subestações, por enlaces empregando a tecnologia *ethernet*, existem ainda sistemas de teleproteção que utilizam os equipamentos de teleproteção como *gateways* na comunicação entre subestações. Por isso este

trabalho propõe a aplicação do segundo mecanismo de comunicação, definido pelo IEC 61850 90–1, para implementação de circuitos de teste do esquema de teleproteção DCB. Na montagem da estrutura geral do esquema de teleproteção, utiliza-se o RTDS para representar o sistema de teleproteção. Esta representação está baseada principalmente na simulação do tempo de operação da teleproteção, conforme definido em [4]. Considera-se também o emprego de dois relés numéricos de proteção de distância na implementação física do esquema de teleproteção, sendo um relé alocado em cada extremo da LT modelada no RTDS. Ambos os relés são sincronizados com uma referência de tempo GPS (*Global Positioning System*), utilizando-se um modo de sincronização IRIG-B, que apresenta uma exatidão de tempo de $\pm 100\text{ns}$. Como resultado, dois circuitos em malha fechada, ou *hardware-in-the-loop*, são estabelecidos dentro do esquema de teste implementado.

Várias faltas monofásicas e entre fases foram aplicados em diferentes pontos do sistema modelado com o intuito de verificar o correto desempenho do esquema de teleproteção DCB, ora com interface convencional, ora com interface GOOSE. Na análise foram utilizados os relatórios gráficos e registros sequenciais de eventos disponibilizados por cada relé. Aplicando os mesmos cenários de teste, realizou-se uma comparação entre os resultados obtidos empregando interface convencional e via mensagens GOOSE. Esta comparação mostra o impacto da aplicação do padrão IEC 61850 nos esquemas de teleproteção, conforme será apresentado nos resultados deste estudo.

2. ESQUEMAS DE TELEPROTEÇÃO BASEADOS EM SINALIZAÇÃO

Os esquemas de teleproteção baseados em sinalização, também conhecidos como esquemas de comparação de estados, são sistemas que através de telecomunicações conseguem melhorar a seletividade e o tempo de resposta dos esquemas *stand-alone* de proteção de LTs. Seu princípio de funcionamento é fundamentado no emprego de canais de comunicação, que permitem aos relés de proteção trocar informações lógicas entre os terminais de uma LT. Tais informações estão relacionadas com o estado das unidades direcionais dos relés, com o objetivo de que os relés, em todos os terminais da LT protegida, comparem suas respostas e determinem o sentido correto da falta. Isto permitirá acelerar a tomada de decisão do relé, tanto no bloqueio contra faltas externas, quanto na eliminação de faltas internas, em todo o comprimento da linha.

Os estados das unidades de medida ou partida dos relés de proteção de distância e sobrecorrente direcionais são usados tipicamente na implementação das lógicas de teleproteção. Na prática, dispõem-se de seis esquemas básicos de teleproteção, definidos de acordo com a característica da zona de impedância (subalcance ou sobrealcance) que fará a partida da transmissão do sinal no relé. Tais esquemas são:

- Transferência Direta de Disparo por Subalcance.
- Transferência Permissiva de Disparo por Subalcance (PUTT).
- Transferência Permissiva de Disparo por Sobrealcance (POTT).
- Aceleração de Zona.
- Comparação Direcional por Desbloqueio (DCUB).
- Comparação Direcional por Bloqueio (DCB).

A escolha por um ou outro esquema de teleproteção depende dos requisitos da aplicação, do canal de comunicação disponível e do protocolo de comunicação utilizado na subestação [1]. Considerando que o esquema DCB apresenta um maior requisito no tempo transferência do sinal de teleproteção, conforme definido em [2] e em [7], neste estudo optou-se por utilizar o referido esquema no desenvolvimento dos testes. No entanto, é importante salientar que o presente trabalho pode ser estendido aos demais esquemas de teleproteção baseados em sinalização. As informações mais relevantes do esquema DCB são apresentadas a seguir.

2.1 Esquema de Comparação Direcional por Bloqueio (DCB)

A lógica do esquema DCB é mostrada na Figura 2, da qual observa-se que esta utiliza duas unidades de medida em cada terminal da LT, uma direta de sobrealcance (FZ2) e outra reversa de bloqueio (FB).

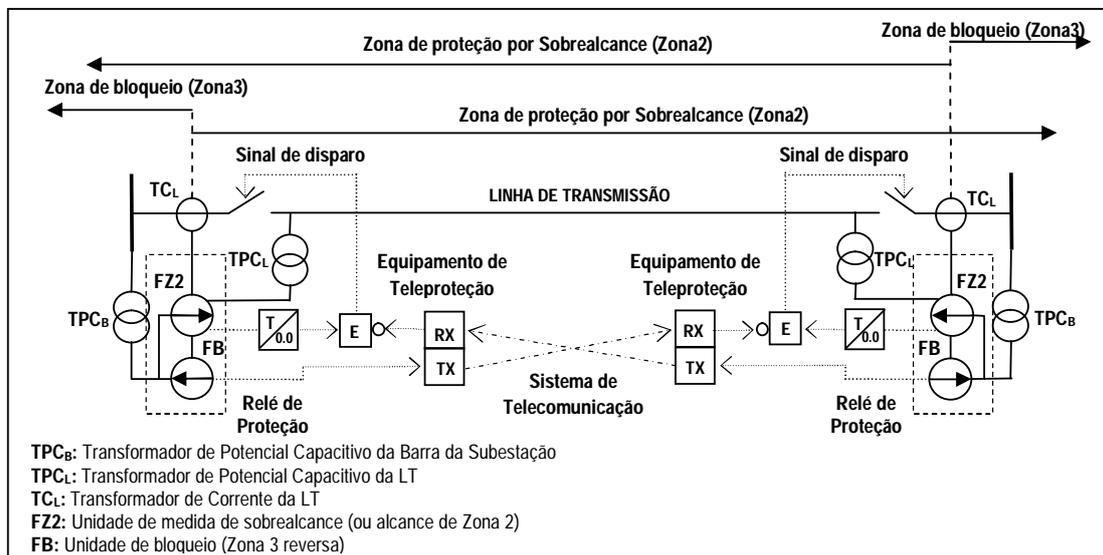


Figura 2 – Esquema de Comparação Direcional por Bloqueio (DCB).

As unidades de medida FZ2 e FZB, comumente utilizam as funções de proteção de distância na detecção de faltas entre fases. Para detecção de faltas fase-terra, ambas as unidades empregam tanto as funções de distância, quanto as funções de proteção direcional de sobrecorrente. Na partida da transmissão do sinal de bloqueio, podem ser utilizadas as funções de proteção direcional e não direcional. O sistema de telecomunicação do esquema DCB utiliza uma interface *duplex* sem redundância e aplica a técnica de modulação ON/OFF do sinal, sendo as próprias LTs o meio de transmissão. No entanto, este sistema requer um controle automático ou manual, que permita periodicamente testar o canal de telecomunicação durante condições normais de operação (em OFF).

A transmissão do sinal de bloqueio, desde o terminal remoto, é feita somente na ocorrência de qualquer tipo de falta externa vista pela unidade reversa. A recepção deste sinal no terminal local bloqueia o disparo já iniciado pela unidade de sobrealcance. O comando de disparo desta unidade possui um retardo de tempo, associado ao período de espera no recebimento do sinal de bloqueio. Este tempo, tipicamente de 1 a 2 ciclos, é chamado de tempo de coordenação (T). Se o sinal de bloqueio não é recebido dentro do tempo T , o comando de disparo da unidade de sobrealcance será liberado. O esquema DCB sempre opera para faltas internas, embora exista perda do canal de comunicação. Porém, nas mesmas condições, existe a probabilidade de atuação indevida para faltas externas ainda dentro do alcance de zona 2.

3. IEC 61850–90–1 – COMUNICAÇÃO ENTRE SUBESTAÇÕES

A parte 90–1 do IEC 61850 [7] proporciona uma visão abrangente dos principais aspectos a serem considerados dentro da aplicação do padrão IEC 61850 na comunicação entre subestações. Esta aplicação considera a alocação de funções, dentro do sistema de automação de uma subestação (SAS), que precisam de informações de outra subestação ou que podem ser distribuídas entre subestações. Assim, dentro do contexto da parte 5 do IEC 61850 [5], surgem duas novas interfaces, “IF2” e “IF11”, que permitem a alocação lógica das funções de proteção e controle entre subestações,

respectivamente. Dentre as funções de proteção, são consideradas as funções de distância (PDIS), de proteção diferencial de linha (PDIF) e de teleproteção (PSCH). Já no caso das funções de controle, são consideradas todas as funções de interbloqueio (CILO), tanto no nível de “bay”, quanto no nível de estação.

Segundo o IEC 61850, existem diferentes tipos de mensagens utilizados por funções dentro de um SAS e entre subestações. Estes tipos de mensagens são classificados em dois grupos, denominados de “classes de desempenho”. O primeiro grupo é utilizado em aplicações de controle e proteção, cujo parâmetro de avaliação é o tempo de transferência da mensagem. O segundo grupo é utilizado em aplicações de medição e qualidade da energia, sendo o principal parâmetro de avaliação o requisito de precisão. A IEC 61850 90–1 [7] estabelece que os requisitos para o tempo de transferência de uma mensagem entre subestações sejam os mesmos que o tempo de transferência dentro de um bay e entre bays de uma subestação.

A troca de informações de alta prioridade entre subestações, em uma arquitetura de comunicação baseada no padrão IEC 61850, é feita através da interface de serviços de comunicação abstrata (ACSI – *Abstract Communication Service Interface*) entre entidades pares (*peer-to-peer*). Esta interface permite uma rápida e confiável distribuição de eventos entre uma aplicação de um dispositivo e várias aplicações remotas em diferentes dispositivos (editor/subscritor). A comunicação *peer-to-peer* provê serviços para troca de mensagens GOOSE tipo *multicast* (para um grupo de dispositivos), e para troca de valores amostrados (SV – *sampled values*) tipo *multicast* ou *unicast* (entre duas entidades).

Dentro do contexto da parte 8-1 do IEC 61850 [6], consideram-se como mensagens GOOSE as mensagens “tipo 1A”, de alta velocidade e prioridade, normalmente associadas aos comandos de disparo, interbloqueio, interd disparo e discriminação lógica entre funções de proteção. As mensagens GOOSE contemplam informações que permitem ao dispositivo receptor ter conhecimento da ocorrência de um novo evento, sabendo qual foi e quando este ocorreu. Com estas informações, o IED deve tomar uma ação apropriada. O tempo de transferência de uma mensagem GOOSE entre IEDs, que conformam um bay de um SAS, não deve exceder $\frac{1}{4}$ de ciclo. Já entre dispositivos em diferentes bays, o tempo de transferência não pode exceder 10ms. Por outro lado, em [7], são definidos vários tempos de transferência máximos para transmissão de mensagens GOOSE entre subestações, sendo cada um destes associados ao desempenho dos diferentes esquemas de teleproteção definidos em [4].

Dentro do escopo do IEC 61850 90–1 [7], propõem-se dois mecanismos de comunicação entre subestações. O primeiro, baseado na tecnologia de tunelamento L2TP (*layer 2 tunneling protocol*), e o segundo, que utiliza os dispositivos de teleproteção como “gateways” da rede LAN de cada subestação. Conforme observado na Figura 3, o método baseado no tunelamento permite o acesso direto das funções lógicas (A2 e B2) alocadas em redes de estações remotas (A e B). Em outras palavras, a rede de comunicação da subestação local, pode-se expandir até uma subestação remota.

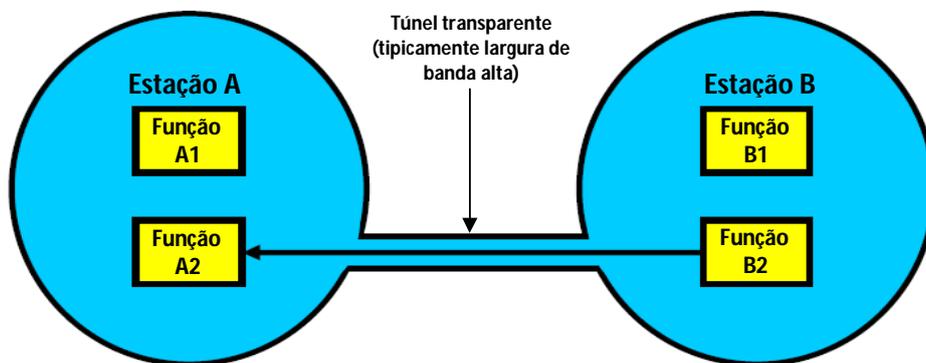


Figura 3 – Comunicação entre subestações via túnel.

Fonte: [7]

Neste caso, o túnel pode utilizar para a camada de enlace o protocolo CSMA/CD definido em [9]. Esta tecnologia deve cumprir com os requisitos de segurança e confiabilidade dos esquemas de teleproteção conforme estabelecido em [4]. Sua aplicação permite o emprego de comunicações baseadas no padrão IEC 61850, permitindo o tráfego tanto de mensagens GOOSE, quanto de pacotes de SV. Esta classe de tráfego deve utilizar o protocolo VLAN (*Virtual Local Area Network*) sobre redes *ethernet*. De acordo com o IEEE Std. 802.1Q [8], este protocolo permite a inserção de um cabeçalho de 4 bytes dentro da área útil do quadro *ethernet*, permitindo aos dispositivos da rede, identificarem a VLAN da qual o quadro pertence. Desta forma, é possível criar grupos lógicos ou redes virtuais entre IEDs, que se encontram conectados fisicamente em uma mesma rede.

O segundo mecanismo de comunicação entre subestações, baseado no uso dos equipamentos de teleproteção como *gateways*, estabelece o acesso indireto das funções em estações remotas. Conforme apresentado na Figura 4, o equipamento de teleproteção do extremo receptor (Estação A) atua como um “*proxy*” ou espelho da “Função B2”, alocada no extremo transmissor (Estação B). Neste caso, o enlace de telecomunicação entre subestações não utiliza a tecnologia *ethernet*. Portanto, o equipamento de teleproteção transmissor deve filtrar e recodificar a informação gerada pela “Função B2”, para que posteriormente um mecanismo especial de comunicação (por exemplo, PLC – *Power Line Carrier*) possa ser utilizado na transferência destas informações. Na “Estação A”, o equipamento receptor (Proxy B2) recriará esta informação através da publicação de mensagens GOOSE ou SV, as quais serão utilizadas pela “Função A2” do dispositivo assinante.

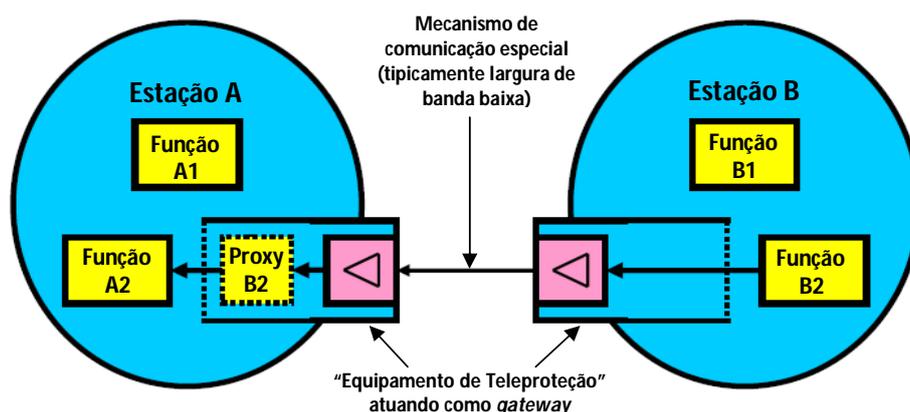


Figura 4 – Comunicação entre subestações via *proxy gateway*.
Fonte: [7]

4. MODELAGEM E IMPLEMENTAÇÃO NO RTDS

4.1 Sistema de Potência Modelado

Para os testes do esquema de teleproteção DCB, modelou-se dentro do módulo RSCAD/*Draft* do RTDS um sistema de potência composto de três LTs de comprimento médio, conectadas em série e contendo um único circuito de 230KV. Conforme ilustrado na Figura 5, uma das três linhas é considerada como principal e as outras como adjacentes.

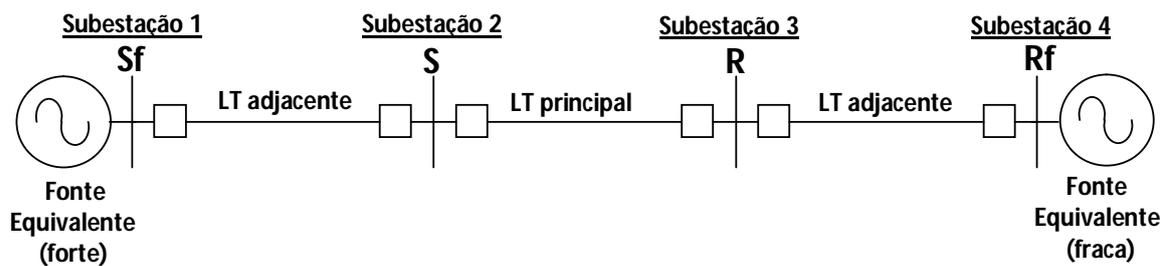


Figura 5 – Sistema de Potência Modelado.

4.2 Circuitos de Controle Modelados

Para fins de controle, operação e avaliação do sistema de potência modelado, foram criados dentro do módulo RSCAD/Draft, vários circuitos de controle. Estes circuitos foram modelados para cumprir diferentes funcionalidades, descritas a seguir:

- Abertura e fechamento dos disjuntores do sistema.
- Escolha do tipo, localização, duração e ângulo de incidência das faltas.
- Modelagem dos transformadores de corrente (TCs) e transformadores de potencial capacitivos (TPCs), utilizados nos terminais da LT principal.
- Estimativa da impedância vista pelos relés da LT principal.
- Extração de fasores dos sinais de tensão e corrente utilizados pelos relés da LT principal, para monitoração gráfica em tempo real.
- Implementação das interfaces externas, de sinais secundários dos TPs e TCs, utilizados pelos relés da LT principal.
- Implementação das interfaces convencional e por mensagens GOOSE, para o esquema de teleproteção.
- Representação do sistema de teleproteção do esquema DCB.

4.3 Circuitos de Interface Digital

Para a implementação dos circuitos de teste do esquema DCB no RTDS, utilizou-se a estrutura geral dos esquemas de teleproteção, conforme ilustrada na Figura 1. Assim, com o intuito de vislumbrar as potencialidades do RTDS na interoperabilidade com qualquer dispositivo de proteção, escolheu-se a interface entre o relé de proteção e o equipamento de teleproteção no emprego de duas tecnologias. A primeira, utilizando contatos secos e entradas opto-isoladas via fiação convencional, e a segunda, utilizando entradas e saídas virtuais via mensagens GOOSE.

Para implementação da estrutura geral do esquema de teleproteção neste estudo, utiliza-se o RTDS para representar o sistema de teleproteção, como ilustrado na Figura 6. Esta representação é baseada na simulação do tempo de operação da teleproteção (T_A). Conforme definido pelo IEC 60834 em [4], o tempo T_A corresponde ao tempo transcorrido entre o instante da mudança de estado na entrada do equipamento de teleproteção transmissor e a correspondente mudança de estado na saída do equipamento de teleproteção receptor.

Considera-se também dentro da implementação desta estrutura, o emprego de dois relés numéricos de proteção de LTs, modelo SEL-421 da *Schweitzer Engineering Laboratories* (SEL), para representação dos equipamentos de proteção, conforme Figura 6.

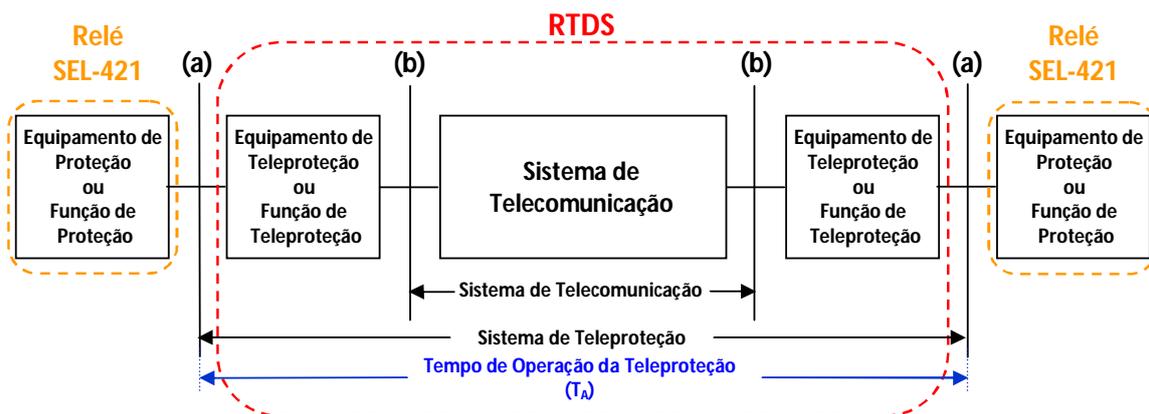


Figura 6 – Estrutura geral de teleproteção implementada através do RTDS.

4.3.1 Circuito de Teste com Interface Convencional

Para este circuito, as interfaces entre os relés de proteção e o RTDS são implementadas através de fiação convencional (enlaces), que interligam os contatos secos e as entradas opto-isoladas de ambos os dispositivos, conforme ilustrado na Figura 7.

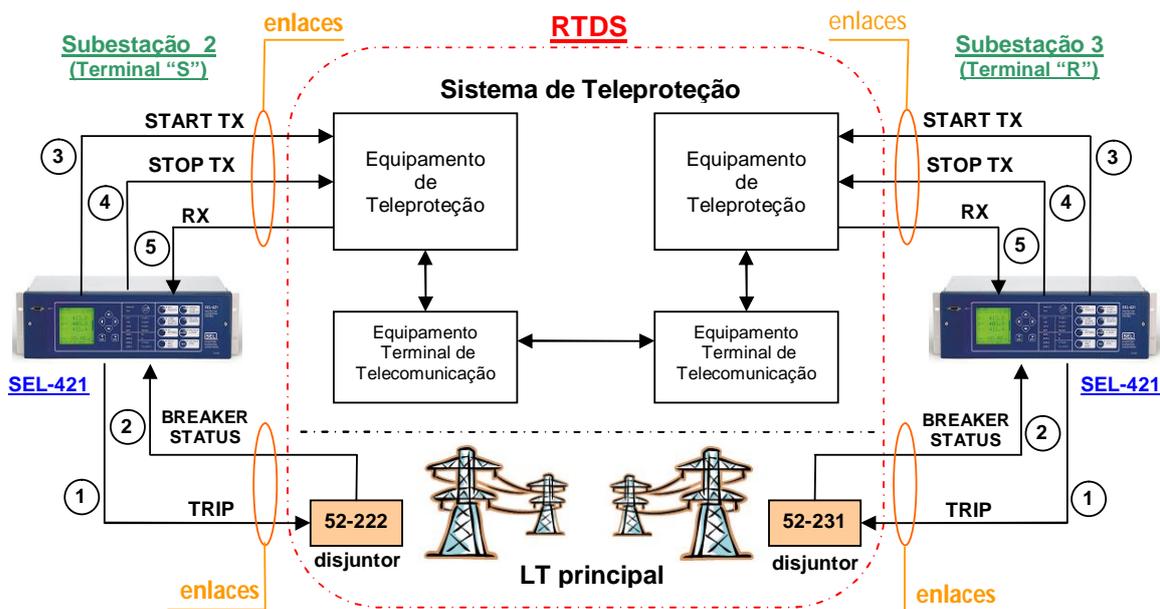


Figura 7 – Esquema de interface convencional.

As funcionalidades de cada enlace implementado, indicadas de 1 a 5 na Figura 7, são descritas como:

- 1) Envio do comando de disparo (TRIP) do relé ao disjuntor modelado no RTDS.
- 2) Transmissão do estado (BREAKER STATUS) do disjuntor modelado no RTDS ao relé.
- 3) Envio do comando de partida da transmissão do sinal de bloqueio (START TX), do relé ao equipamento de teleproteção representado no RTDS.

- 4) Envio do comando de parada da transmissão do sinal de bloqueio (STOP TX), do relé ao equipamento de teleproteção representado no RTDS.
- 5) Confirmação da chegada do sinal de bloqueio (RX), do equipamento de teleproteção representado no RTDS ao relé.

4.3.2 Circuito de Teste com Interface via Mensagens GOOSE

Para este circuito, as interfaces entre os relés de proteção e o RTDS são implementadas via comunicação serial, utilizando mensagens GOOSE, conforme ilustrado na Figura 8. Dessa forma, os mesmos enlaces implementados com conexões físicas no circuito de teste convencional são implementados através de conexões lógicas, configurando-se as respectivas mensagens GOOSE tanto nos relés, quanto no RTDS. Sabe-se que, cada fabricante fornece uma ferramenta de configuração destas mensagens. Neste caso, o aplicativo “SCD-Editor”, fornecido pelo fabricante RTDS *Technologies*, foi utilizado na configuração das mensagens no RTDS. Por outro lado, o aplicativo “AcSELErator Architect”, fornecido pela SEL, foi utilizado na configuração das mensagens nos relés de proteção SEL-421.

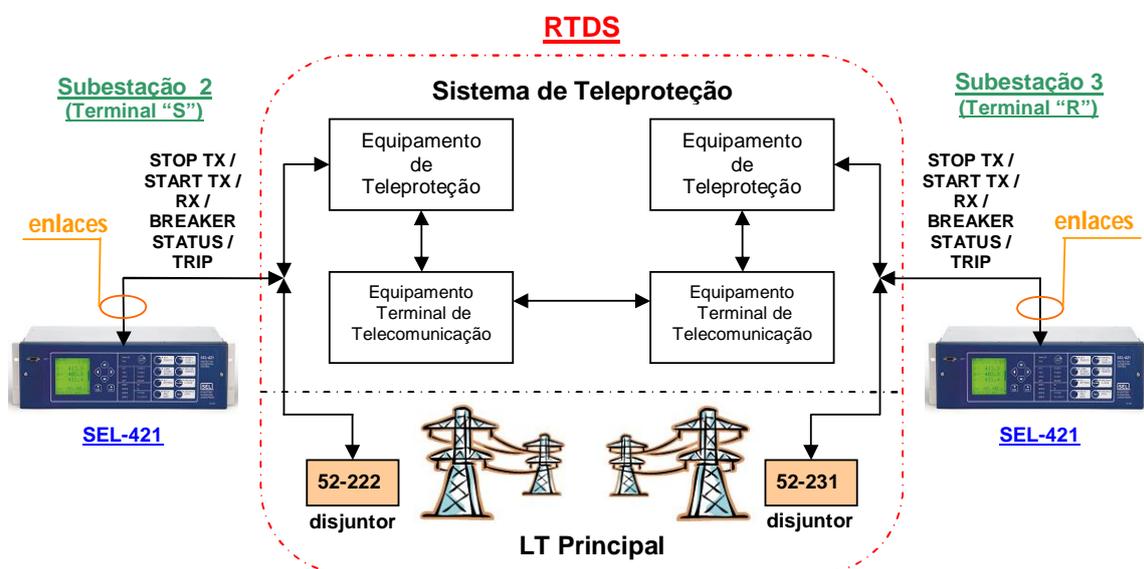


Figura 8 – Esquema de interface via mensagens GOOSE.

O RTDS, através do cartão de interface de comunicação GTNET, estabelece uma comunicação *peer-to-peer* de alta velocidade com qualquer dispositivo externo de proteção, que suporta aplicações baseadas no padrão IEC 61850. O GTNET permite exportar o arquivo de descrição da capacidade do IED (ICD – IED *Capability Description*) contendo um único conjunto de dados (*DataSet*) com 32 nós lógicos genéricos “GGIO”, os quais contém atributos tanto de qualidade (*quality*), quanto de estado do sinal (*stval*). Da mesma forma, têm-se 32 entradas binárias disponíveis, para subscrição de mensagens GOOSE compartilhadas por IEDs externos.

Na criação dos arquivos de descrição de configuração dos IEDs (CID – *Configured IED Description*) para os relés, utilizou-se o próprio aplicativo da SEL (*AcSELErator Architect*), sendo apenas necessário importar dentro deste aplicativo o arquivo ICD fornecido pelo RTDS, conforme ilustrado na Figura 9. Já na criação do arquivo CID para o RTDS é necessário utilizar o seu aplicativo SCD-Editor, precisando-se importar dentro deste aplicativo o arquivo CID de cada relé, conforme apresentado na Figura 10.

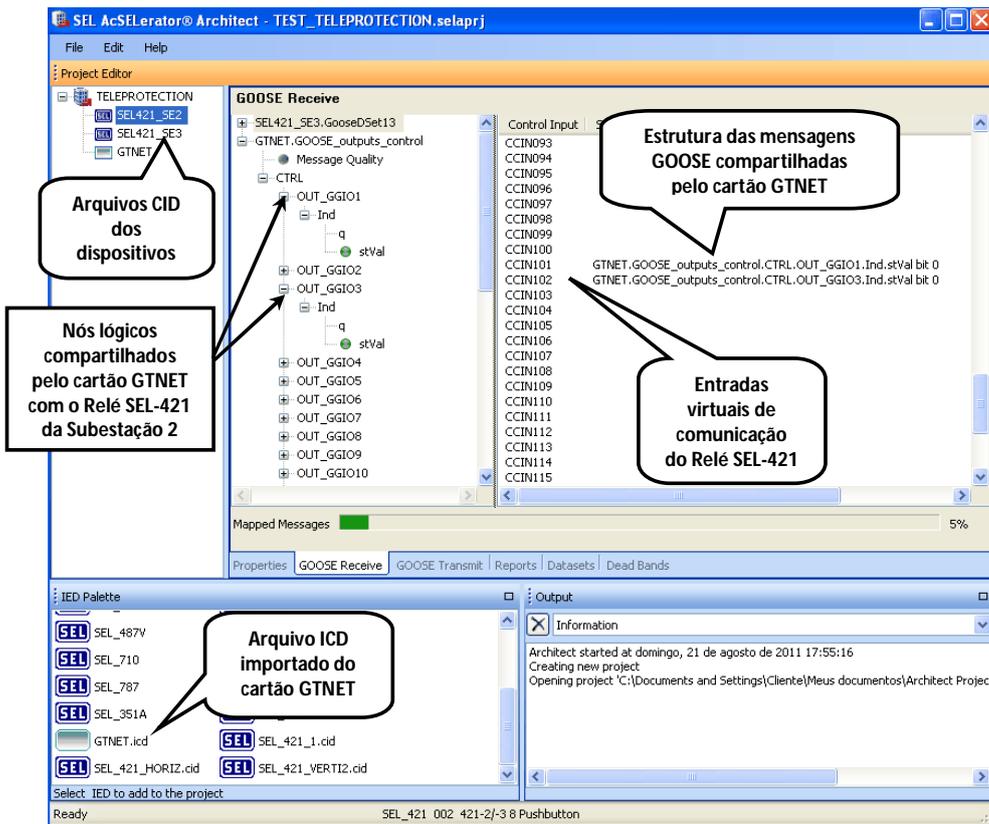


Figura 9 – Tela do AcSELeRator Architect para configuração das mensagens GOOSE.

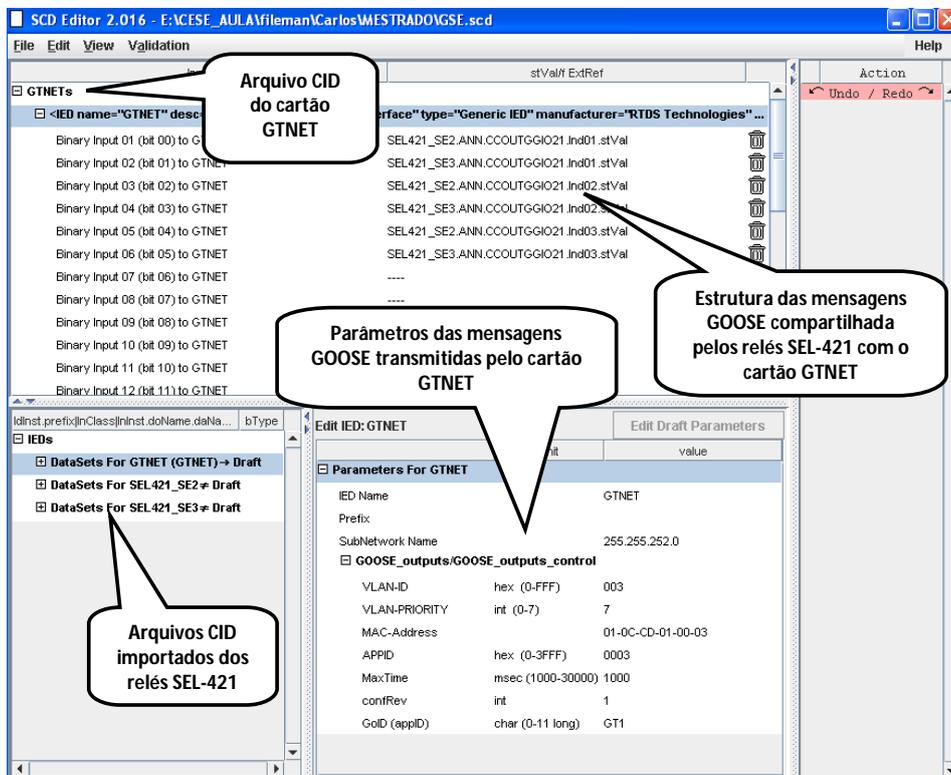


Figura 10 – Tela do SCD-Editor para configuração das mensagens GOOSE.

Na Tabela 1, é apresentado um resumo das conexões lógicas implementadas para o circuito de teste do esquema DCB, com interface IEC 61850 GOOSE.

Tabela 1 – Mensagens GOOSE parametrizadas.

MENSAGENS GOOSE			
Origem	Destino	Estrutura	Função
Saída virtual CCOUT01 Relé SEL-421 (Subestação 2)	Entrada virtual ING1 (bit00) GTNET (RTDS)	SEL421_SE2.ANN.CCOUUGGIO21.lnd01.stVal	TRIP 52-222
Saída virtual CCOUT01 Relé SEL-421 (Subestação 3)	Entrada virtual ING2 (bit01) GTNET (RTDS)	SEL421_SE3.ANN.CCOUUGGIO21.lnd01.stVal	TRIP 52-231
Saída virtual CCOUT02 Relé SEL-421 (Subestação 2)	Entrada virtual ING3 (bit02) GTNET (RTDS)	SEL421_SE2.ANN.CCOUUGGIO21.lnd02.stVal	START TX
Saída virtual CCOUT02 Relé SEL-421 (Subestação 3)	Entrada virtual ING4 (bit03) GTNET (RTDS)	SEL421_SE3.ANN.CCOUUGGIO21.lnd02.stVal	START TX
Saída virtual CCOUT03 Relé SEL-421 (Subestação 2)	Entrada virtual ING5 (bit04) GTNET (RTDS)	SEL421_SE2.ANN.CCOUUGGIO21.lnd03.stVal	STOP TX
Saída virtual CCOUT03 Relé SEL-421 (Subestação 3)	Entrada virtual ING6 (bit05) GTNET (RTDS)	SEL421_SE3.ANN.CCOUUGGIO21.lnd03.stVal	STOP TX
Saída virtual OUTG1 (bit00) GTNET (RTDS)	Entrada virtual CCIN101 Relé SEL-421 (Subestação 2)	GTNET.GOOSE_outputs_control.CTRL..OUT_GGIO1.lnd.stval	BREAKER STATUS 52-222
Saída virtual OUTG2 (bit01) GTNET (RTDS)	Entrada virtual CCIN101 Relé SEL-421 (Subestação 3)	GTNET.GOOSE_outputs_control.CTRL..OUT_GGIO2.lnd.stval	BREAKER STATUS 52-231
Saída virtual OUTG3 (bit02) GTNET (RTDS)	Entrada virtual CCIN102 Relé SEL-421 (Subestação 2)	GTNET.GOOSE_outputs_control.CTRL..OUT_GGIO3.lnd.stval	RX
Saída virtual OUTG4 (bit03) GTNET (RTDS)	Entrada virtual CCIN102 Relé SEL-421 (Subestação 3)	GTNET.GOOSE_outputs_control.CTRL..OUT_GGIO4.lnd.stval	RX

5. Representação do Sistema de Teleproteção dentro do RTDS

Para caracterizar o sistema de teleproteção do esquema DCB, foram modelados, dentro do módulo RSCAD/*Draft* do RTDS, dois tipos de circuitos de controle que permitem representar o tempo gasto na transmissão do sinal de bloqueio (ou tempo de operação da teleproteção T_A). Um destes circuitos é utilizado nos testes com interface convencional e outro nos testes com interface via mensagens GOOSE.

5.1 Circuito de Teleproteção para Interface Convencional

Neste caso, dois circuitos de controle foram modelados para representar a transmissão do sinal de bloqueio em ambos os extremos da LT principal. Na Figura 11 é apresentado o circuito que representa a transmissão do terminal “S”.

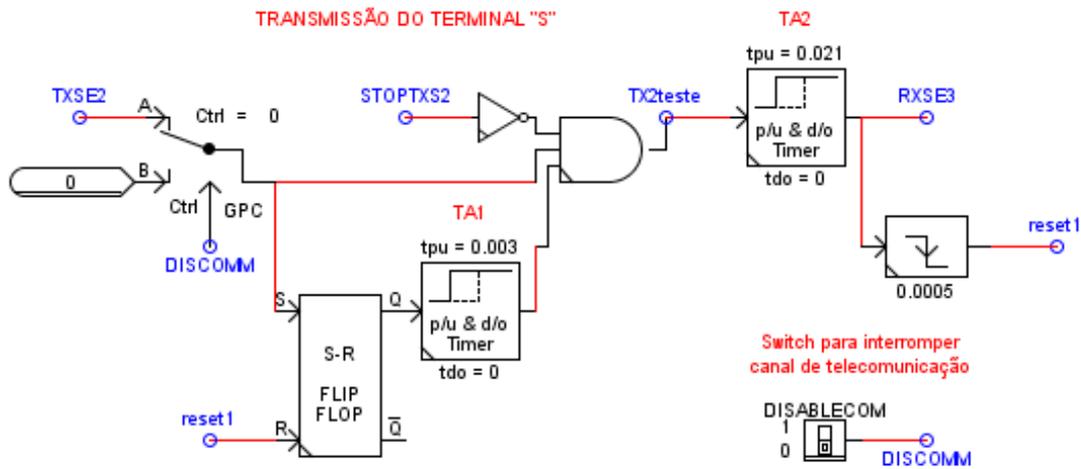


Figura 11 – Circuito que representa a transmissão do sinal de bloqueio com interface convencional, modelado no RTDS.

A Figura 11 mostra que a representação do tempo de operação da teleproteção T_A é realizada através de duas parcelas, T_{A1} e T_{A2} . A primeira parcela T_{A1} , compensa o tempo de *debounce* do contato de saída do relé transmissor, assumindo-se um valor típico de 3ms. Por outro lado, a segunda parcela T_{A2} considera o tempo resultante da expressão apresentada na equação (1).

$$T_{A2} = T_{ST} + T_{pu\ input} + T_{pu\ output} \quad (1)$$

onde:

T_{ST} : tempo do sistema de telecomunicação.

$T_{pu\ input}$: tempo de operação da entrada binária do equipamento de teleproteção do terminal transmissor "S".

$T_{pu\ output}$: tempo de operação do contato de saída do equipamento de teleproteção do terminal receptor "R".

Seguindo os requisitos expostos em [4], é adotado um valor máximo de T_A igual a 24ms para os testes do esquema DCB. Assim, considerando a primeira parcela de T_{A1} igual a 3ms, define-se a segunda parcela T_{A2} igual a 21ms. O valor de T_{A2} é calculado considerando os valores de $T_{pu\ input}$ igual a 2ms e $T_{pu\ output}$ igual a 4ms, similares aos atrasos apresentados pelas entradas e saídas binárias do relé SEL-421. Os 15ms restantes de T_{A2} são considerados como o tempo de atraso máximo do sinal de bloqueio no sistema de telecomunicação. Vale ressaltar que as entradas e saídas binárias do RTDS apresentam uma latência baixa na operação, da ordem dos microssegundos. Este fato justifica a compensação dos tempos $T_{pu\ input}$ e $T_{pu\ output}$ dentro da lógica de controle implementada.

5.2 Circuito de Teleproteção para Interface via Mensagens GOOSE

De modo similar ao circuito de teste com interface convencional, foram também modelados, no caso do circuito de teste com interface GOOSE, dois circuitos de controle para representar a transmissão do sinal de bloqueio em ambos os extremos da LT principal. Estes circuitos são ilustrados na Figura 12.

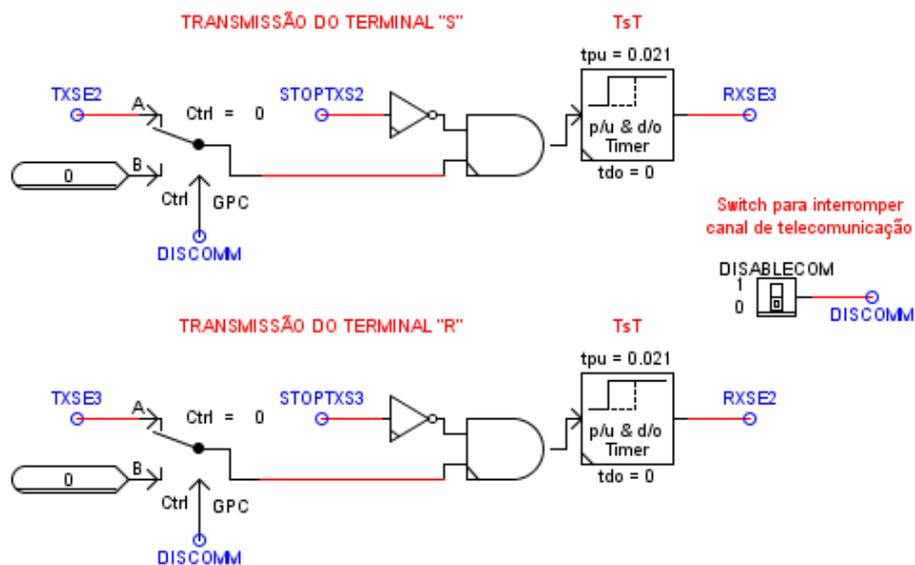


Figura 12 – Circuitos que representam a transmissão do sinal de bloqueio com interface GOOSE, modelado no RTDS.

A Figura 12 mostra que a representação do tempo de operação da teleproteção T_A é realizada através de uma única parcela T_{ST} igual a 21ms, que representa o tempo gasto no sistema de telecomunicação. Considera-se adicionalmente um tempo de 3ms que representa o período gasto na decodificação e codificação da mensagem GOOSE, recebida e enviada pelo RTDS, respectivamente. A soma total destes tempos resulta em T_A igual a 24ms, conforme definido em [4].

6. COMPARAÇÃO DE RESULTADOS ENTRE O ESQUEMA COM INTERFACE CONVENCIONAL E O ESQUEMA COM INTERFACE VÍA MENSAGENS GOOSE

Considerando a importância do tempo no desempenho dos sistemas de teleproteção, a comparação entre resultados dos esquemas de interface convencional e GOOSE, é baseada na análise do tempo total de transferência do sinal de teleproteção, ou sinal de bloqueio entre relés. Nesta análise comparativa empregou-se unicamente o cenário de teste com falta em zona reversa (em -10% da LT principal), para os casos de falta monofásica e entre fases.

Sabendo-se que uma rede LAN apresenta um inerente comportamento probabilístico, em cada caso teste utilizando interface GOOSE, foram executadas vinte simulações para coleta dos tempos de transferência empregando-se as mesmas condições de teste do esquema de teleproteção convencional. Nas Tabelas 2 e 3, são apresentados os tempos de transferência medidos a partir dos registros sequenciais de eventos dos relés, para os casos de faltas monofásica e bifásica, respectivamente.

Na Tabela 2, pode-se observar que existe um comportamento aleatório dos tempos de transferência. Uma possível justificativa para isto está na estrutura de teste implementada. Conforme ilustra a Figura 13, os dois relés e o único cartão GTNET do RTDS estão conectados ao mesmo *switch*. Imaginando que ambos os relés percebam a falta no mesmo instante e simultaneamente enviam a mensagem de bloqueio ao GTNET, pode ocorrer uma colisão. Quando duas entradas acessam uma mesma saída, o *switch* deve memorizar os dados de uma das entradas, transmitindo os dados da outra entrada para o destino comum. Ao término do envio do quadro *ethernet* gerado por um dos relés, o *switch* inicia a transferência dos dados armazenados que foram gerados pelo outro relé. Vale ressaltar que o desempenho de um *switch* é diretamente proporcional à sua taxa de comutação, a

qual deve ser muito maior que a taxa de transferência de dados. Quanto maior for esta diferença, menor será o tempo de bloqueio na ocorrência de colisões.

Tabela 2 – Tempos de transferência medidos com interface GOOSE – Falta Fase-Terra.

Simulação	Tempo de transferência do sinal de bloqueio (ms)	Simulação	Tempo de transferência do sinal de bloqueio (ms)
1	29	11	29
2	28	12	28
3	28	13	29
4	28	14	29
5	29	15	28
6	28	16	30
7	29	17	29
8	28	18	30
9	28	19	30
10	28	20	29

Tabela 3 – Tempos de transferência medidos com interface GOOSE – Falta Fase-Fase.

Simulação	Tempo de transferência do sinal de bloqueio (ms)	Simulação	Tempo de transferência do sinal de bloqueio (ms)
1	28	11	28
2	28	12	28
3	28	13	28
4	28	14	28
5	28	15	28
6	28	16	28
7	28	17	28
8	28	18	28
9	28	19	28
10	28	20	28

O acesso simultâneo dos relés ao cartão GTNET do RTDS é uma situação inevitável para este caso teste, pois a função não direcional “50G3” (sobrecorrente residual de zona 3), de ambos os relés, independente da localização da falta, sempre habilitará a transmissão simultânea dos sinais de bloqueio. No caso do esquema de teste com interface GOOSE, o acesso simultâneo dos relés aos canais de telecomunicação representados no RTDS, é feito unicamente pelo cartão GTNET. Nesta mesma linha de raciocínio, tendo-se no RTDS um único cartão GTNET recebendo as mensagens GOOSE de dois dispositivos externos, mais de uma mensagem deve ser processada concomitantemente. Entretanto, somente uma destas é processada por vez.

Visto que no esquema convencional o tempo de transferência entre dispositivos não apresenta variações, os registros de um único teste foram utilizados para calcular o tempo de transferência do sinal de bloqueio entre relés, conforme apresentados na Tabela 4. Este cálculo se dá pela subtração do tempo do registro OUT102 no relé transmissor (Terminal “S”), pelo tempo do registro IN102 no relé receptor (Terminal “R”). Assim, obtém-se como resultado o tempo de transferência de 34ms do sinal de bloqueio no esquema convencional.

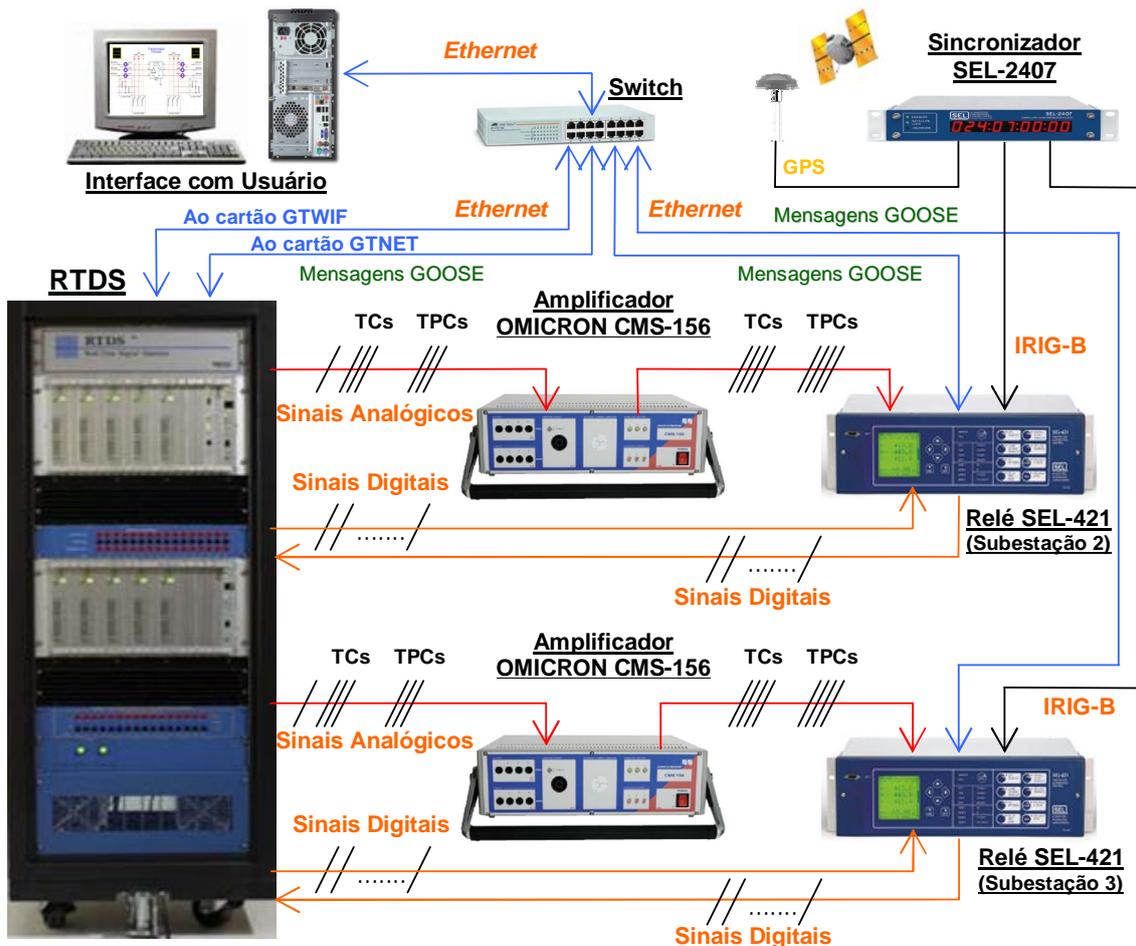


Figura 13 – Estrutura de teste implementada (*Hardware – in – the loop*).

Dentro do tempo T_A (24ms), utilizado na modelagem do esquema convencional, 9ms correspondem ao tempo dispensado nas entradas e saídas binárias dos equipamentos de teleproteção ($T_{A1} + T_{pu,input} + T_{pu,output}$) e 15ms são referidos ao tempo máximo requerido pelo sistema de telecomunicação (T_{ST}). Deste modo, ao se considerar o tempo de transferência de 34ms e subtraindo-se 15ms do sistema de telecomunicação, conclui-se que o tempo gasto nas interfaces convencionais, entre o relé e o equipamento de teleproteção de ambos extremos da LT, é de 19ms. Em outras palavras, tem-se 9,5ms gastos em cada extremo do sistema de teleproteção.

Tabela 4 – Registros sequenciais de eventos (Falta Fase-Terra) – Interface convencional.

Registro sequencial de eventos do relé SEL-421 do terminal "S" da LT Principal					Registro sequencial de eventos do relé SEL-421 do terminal "R" da LT Principal				
#	DATE	TIME	ELEMENT	STATE	#	DATE	TIME	ELEMENT	STATE
12	08/31/2011	21:21:10.435	50G3	PICK-UP	16	08/31/2011	21:21:10.433	50G3	PICK-UP
11	08/31/2011	21:21:10.435	67G3	PICK-UP	15	08/31/2011	21:21:10.433	OUT102	SENDING
10	08/31/2011	21:21:10.435	OUT102	SENDING	14	08/31/2011	21:21:10.440	51S2	PICK-UP
9	08/31/2011	21:21:10.442	Z3G	PICK-UP	13	08/31/2011	21:21:10.444	Z2G	PICK-UP
8	08/31/2011	21:21:10.452	Z3XT	RECEIVING	12	08/31/2011	21:21:10.469	IN102	RECEIVING
7	08/31/2011	21:21:10.467	IN102	DEASSERTED	11	08/31/2011	21:21:10.477	Z2PGS	PICK-UP
6	08/31/2011	21:21:10.485	IN102	DEASSERTED	10	08/31/2011	21:21:10.477	OUT103	SENDING
5	08/31/2011	21:21:10.506	Z3G	DEASSERTED	9	08/31/2011	21:21:10.477	OUT102	DEASSERTED
4	08/31/2011	21:21:10.510	50G3	DEASSERTED	8	08/31/2011	21:21:10.502	Z2G	DEASSERTED
3	08/31/2011	21:21:10.510	67G3	DEASSERTED	7	08/31/2011	21:21:10.502	Z2PGS	DEASSERTED
2	08/31/2011	21:21:10.527	Z3XT	DEASSERTED	6	08/31/2011	21:21:10.502	OUT102	SENDING
1	08/31/2011	21:21:10.527	OUT102	DEASSERTED	5	08/31/2011	21:21:10.502	OUT103	DEASSERTED
					4	08/31/2011	21:21:10.510	50G3	DEASSERTED
					3	08/31/2011	21:21:10.510	OUT102	DEASSERTED
					2	08/31/2011	21:21:10.519	51S2	DEASSERTED
					1	08/31/2011	21:21:10.535	IN102	DEASSERTED

Por outro lado, ao considerar o valor mínimo, de 28ms da Tabela 2, e subtraindo-se 21ms referentes ao sistema de telecomunicação (T_{ST}), do esquema GOOSE, conclui-se que 7ms correspondem ao tempo gasto nas interfaces entre o relé e o equipamento de teleproteção de ambos extremos da LT, ou seja, 3,5ms para cada extremo. Portanto, este tempo é considerado menor que $\frac{1}{4}$ de ciclo (ou 4,166ms), estabelecido pelo padrão IEC 61850 como o tempo máximo para as mensagens de alta prioridade tipo 1A. Já ao considerar o valor máximo de 30ms da Tabela 2, e aplicando o mesmo raciocínio, tem-se que 9ms correspondem ao tempo gasto nas interfaces entre o relé e o equipamento de teleproteção de ambos os extremos da LT, ou seja, 4.5ms para cada extremo. Neste caso, o tempo de transferência obtido não cumpre os requisitos expostos pelo padrão IEC 61850.

No caso de faltas entre fases, conforme apresentado na Tabela 3, os valores medidos não revelam um comportamento aleatório e são considerados iguais para as vinte simulações executadas (28ms). Neste caso, considera-se que a estrutura de teste implementada não influencia na operação do esquema DCB. Uma possível justificativa para isto é a declaração unidirecional do sinal de bloqueio feita unicamente pelo relé que vê a falta em zona reversa. Em outras palavras, só o relé transmissor percebe a falta em zona reversa e tenta acessar ao cartão GTNET para envio do sinal de bloqueio ao relé receptor, que enxerga a falta em zona de sobrealcance. Deste modo, descartam-se as possíveis colisões na troca de informações entre dispositivos durante a perturbação. Cabe ressaltar que, para faltas entre fases em zona reversa, a função 50G3 não é sensibilizada e, portanto, não existe envio simultâneo do sinal de bloqueio feito por ambos os relés, independentemente do sentido da falta.

O tempo de transferência do sinal de bloqueio obtido do esquema convencional, para o caso de falta entre fases, resultou igualmente em 34ms. Ao comparar este valor com o tempo de transferência de 28ms obtido no esquema GOOSE, pode-se concluir que, para este último, existe um ganho de tempo de 6ms na transmissão do sinal de bloqueio entre relés. Além desta melhora, tem-se também um ganho de 6ms no tempo de operação da teleproteção T_A , correspondente ao tempo gasto pelas entradas e saídas binárias dos equipamentos de teleproteção para o caso do esquema convencional. Conclui-se que, o tempo de transferência total de 34ms, obtido para o esquema convencional, pode ser reduzido para aproximadamente 22ms na implementação do mesmo esquema via mensagens GOOSE, para um cenário livre de colisões.

7. CONCLUSÕES

Neste artigo foram propostos dois circuitos de teste para esquemas de teleproteção DCB utilizando o RTDS. O primeiro, baseado na implementação das interfaces entre os relés e o RTDS através de fiação convencional, usando as típicas entradas e saídas binárias de ambos dispositivos. O segundo, baseado na implementação das mesmas interfaces convencionais através de mensagens GOOSE, utilizando as entradas e saídas virtuais de comunicação dos dispositivos. A avaliação de ambos os circuitos em tempo real mostrou que, existe uma melhora de 12ms no esquema de teleproteção DCB utilizando mensagens GOOSE, para um cenário de comunicação livre de colisões. Com este menor tempo de transferência, é possível diminuir o tempo de coordenação do esquema DCB e consequentemente diminuir o tempo de atuação das funções de sobrealcance de cada relé. Conclui-se também que, para o esquema DCB com interface convencional, o tempo gasto nas interfaces entre o relé de proteção e o equipamento de teleproteção, de ambos os extremos da LT, representa mais de 50% do tempo de transferência total do sinal de bloqueio.

Da implementação física dos circuitos de teste, constatou-se a substituição total dos 20 fios de cobre utilizados nas interfaces convencionais entre os relés e o RTDS, por três únicos cabos de rede utilizados nas interfaces com mensagens GOOSE. Este fato resulta em uma instalação mais compacta, com menos pontos de falhas e de fácil manutenção e operação. Portanto, uma significativa redução de custos pode ser obtida com a implementação prática dos esquemas de teleproteção baseados na aplicação do padrão IEC 61850.

8. AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) e à FAPEMIG (Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais) pelo suporte financeiro concedido à pesquisa.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Apostolov A.P. "Implementation of Accelerated Transmission Line Protection Schemes in Substations with IEC 61850", *Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2008 IEEE/PES, Bogotá – Colombia, May. 2008.
- [2] Cigré SC34 WG 34-35.11. "Protection Using Telecommunications", TB 13, Dec. 2000.
- [3] International Electrotechnical Commission – IEC, Part 5: "Telecontrol equipment and systems - Transmission protocols", IEC Standard 60870-5 – 1990.
- [4] International Electrotechnical Commission – IEC, "Teleprotection Equipment of Power Systems – Performance and Testing", IEC Standard 60834-1 – 1999.
- [5] International Electrotechnical Commission – IEC, Part 5: "Communication Requirements for Functions and Device Models", IEC Standard 61850-5 – 2003/07.
- [6] International Electrotechnical Commission – IEC, Part 8-1: "Specific Communication Service Mapping (SCSM) Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3", IEC Standard 61850-8-1 – 2004/05.
- [7] International Electrotechnical Commission – IEC, Part 90-1: "Use of IEC 61850 for the Communication Between Substation", IEC Standard 61850-90-1 – 2010/03.
- [8] Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE, "Standards for Local and metropolitan area networks: Virtual Bridged Local Area Networks", IEEE Standard 802.1Q – 2003/05.
- [9] Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE, Part 3: "Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection (CSMA/CD) - Access method and Physical Layer Specifications", IEEE Std.802.3 – 2005/12.
- [10] Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE, "Standard for Electric Power Systems Communications – Distributed Network Protocol (DNP3)", IEEE Std.1815 – 2012.

10. BIOGRAFIA

Carlos Alberto Villegas Guerrero é engenheiro eletricitista formado em 2009 pela *Escuela Superior Politécnica del Litoral* (ESPOL) na Cidade de Guayaquil - Equador. Trabalhou como técnico na área de Construção e Manutenção de Subestações Elétricas da Zona Ocidental do Sistema Nacional de Transmissão (SNI) do Equador, no período de 2006 a 2009. Recebeu os títulos de M.Sc. em Engenharia Elétrica e Especialista em Proteção de Sistemas Elétricos pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) em 2011. Atualmente é membro do Grupo de Estudos em Qualidade da Energia Elétrica (GQEE) e aluno de Doutorado em Engenharia Elétrica da UNIFEI. Tem especial interesse nas áreas de proteção de sistemas elétricos, transitórios eletromagnéticos, qualidade da energia e processamento digital de sinais aplicado em sistemas elétricos.

Paulo M. Silveira recebeu o seu grau de BSEE e M.Sc. em Engenharia Elétrica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI), Brasil, e o seu grau de D.Sc. em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Brasil, em 2001. De Fevereiro de 2007 a Janeiro de

2008, prosseguiu seus estudos no *Center for Advanced Power System (CAPS)* da *Florida State University, Tallahassee, FL-USA*, onde ele fez seu Pós-Doutorado. Ele é Professor Associado da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Suas áreas de interesses incluem Proteção de Sistemas Elétricos e Qualidade da Energia Elétrica.

Aurélio Luiz M. Coelho recebeu o seu grau de bacharel em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Maranhão (UFMA), São Luís (MA), Brasil, em 2010. Recebeu seu grau de M.Sc. em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Itajubá (MG), em 2011. Atualmente é membro do Grupo de Estudos em Qualidade da Energia Elétrica (GQEE) e aluno de Doutorado em Engenharia Elétrica da UNIFEI. Tem especial interesse nas áreas de proteção de sistemas elétricos, transitórios eletromagnéticos e processamento digital de sinais aplicado em sistemas elétricos.

Guilherme Rosse Ramalho é Professor de Eletrotécnica na IFSULDEMINAS, com foco em proteção e qualidade da energia elétrica. Doutorando em Sistemas Elétricos de Potência na Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Mestre em Telecomunicações na área de Predição de Cobertura para Sistemas Ponto Área pelo Instituto Nacional de Telecomunicações de Santa Rita do Sapucaí (INATEL) concluído em 2006. Graduação universitária em Engenharia Elétrica com ênfase em Telecomunicações pela INATEL concluída em 1998. Atualmente, no Grupo de Estudos em Qualidade da Energia Elétrica (GQEE), estuda o desenvolvimento de dispositivo microcontrolado para o envio de sinais monitorados ao longo das linhas de distribuição de energia ao centro de operação, com finalidades de localização de faltas e monitoramento da qualidade da energia. Este projeto contempla meios e protocolos de telecomunicações para o tráfego de dados, além de tecnologias de segurança que permitem a integridade e segurança da informação trafegada.