

TESE DE DOUTORADO Nº 251

**ESTUDO DE CASO DE UM CENTRO DE CONTROLE DE  
SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA: UMA ABORDAGEM TRIDIMENSIONAL**

**Lucia Helena Souza de Toledo**

DATA DA DEFESA: 06/03/2017

**Universidade Federal de Minas Gerais**

**Escola de Engenharia**

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**ESTUDO DE CASO DE UM CENTRO DE CONTROLE DE  
SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA: UMA ABORDAGEM  
TRIDIMENSIONAL**

Lucia Helena Souza de Toledo

Tese de Doutorado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Maria Helena Murta Vale

Coorientador: Prof. Francisco de Paula Antunes Lima

Belo Horizonte - MG

Março de 2017

T649e

Toledo, Lucia Helena Souza de.

Estudo de caso de um centro de controle de sistema elétrico de potência [manuscrito] : uma abordagem tridimensional / Lucia Helena Souza de Toledo. - 2017.

xxiii, 195 f., enc.: il.

Orientadora: Maria Helena Murta Vale.

Coorientador: Francisco de Paula Antunes Lima.

Tese (doutorado) Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Bibliografia: f. 178-195.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Energia elétrica - Teses. 3. Sistemas de energia elétrica - Controle - Teses. 4. Sistemas elétricos de potência - Teses. I. Vale, Maria Helena Murta. II. Lima, Francisco de Paula Antunes. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.

CDU: 621.3(043)

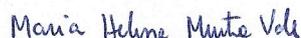
**"Estudo de Caso de um Centro de Controle de Sistema Elétrico de Potência: Uma Abordagem Tridimensional"**

**Lucia Helena Souza de Toledo**

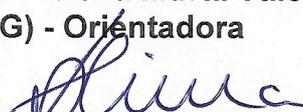
Tese de Doutorado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

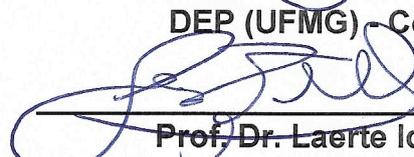
Aprovada em 06 de março de 2017.

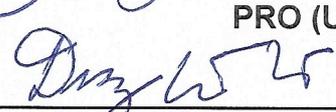
Por:



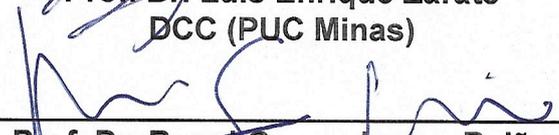
Prof. Dr<sup>a</sup>. Maria Helena Murta Vale  
DEE (UFMG) - Orientadora

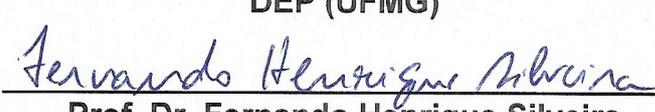
  
Prof. Dr. Francisco de Paula Antunes Lima  
DEP (UFMG) - Coorientador

  
Prof. Dr. Laerte Idal Szelwar  
PRO (USP)

  
Prof. Dr. Delly Oliveira Filho  
DEA (UFV)

  
Prof. Dr. Luis Enrique Zárate  
DCC (PUC Minas)

  
Prof. Dr. Raoni Guerra Lucas Rajão  
DEP (UFMG)

  
Prof. Dr. Fernando Henrique Silveira  
DEE (UFMG)

## **Dedicatória**

À minha família, pelo apoio incondicional,  
sem o qual eu não teria conseguido  
chegar até o fim deste trabalho.

# AGRADECIMENTOS

Esta tese foi o resultado de um aprendizado contínuo, que tem me acompanhado pela vida afora e muitos foram os que me ajudaram nesse processo, aos quais tenho a satisfação e a obrigação de agradecer.

Agradeço a Deus por todas as oportunidades recebidas.

Ao meu pai Loester pelos olhos nos astros, me ensinando a busca constante por um padrão mais alto; à minha mãe Francisca pelos pés firmes na terra, pelo exemplo de perseverança e cumprimento do dever; à minha irmã Marcia, pela amizade; aos meus filhos André e Luciana, pela cumplicidade, paciência infinita e o perdão pelos tempos de ausência dedicados ao doutorado; ao meu marido Marcos, pelo exemplo de dedicação ao trabalho e amor à Ciência; e a todos eles pelo apoio incondicional.

Agradeço também à minha orientadora, prof. Maria Helena, pelo trabalho competente e incentivo constante; ao também orientador, prof. Francisco, que surgiu num momento crucial do trabalho, contribuindo com seu conhecimento essencial para a elaboração do mesmo.

Agradeço à empresa que tão gentilmente possibilitou que a pesquisa fosse realizada nas suas instalações e, de forma especial, aos operadores do centro de controle, pela atenção com que me receberam e pela contribuição da sua experiência diária, de grande valor para o trabalho.

“Não importa o quanto você vá  
devagar desde que não pare.  
Onde quer que você vá, vá  
com todo o coração.”

Confúcio

# RESUMO

A operação dos sistemas elétricos de potência tem sido executada pelas empresas de energia elétrica, nas últimas décadas, a partir de um centro de controle. Tem-se observado, desde então, que a evolução desses centros normalmente tem se processado em função de dois condicionantes principais: mudanças na forma de funcionamento do setor elétrico e avanços na tecnologia, sobretudo nas áreas de informática e de telecomunicação. Reformas do setor elétrico no Brasil e no mundo e as revoluções tecnológicas, ocorridas nos últimos anos, colocaram os centros de controle num contexto diferente e mais complexo do que o conhecido até então. Esse novo contexto caracteriza-se pela inserção das empresas de energia elétrica, levando consigo os centros de controle, num ambiente competitivo e pressionado por fortes restrições ambientais e financeiras, e por uma nova hierarquia operativa, onde novos atores avaliam e penalizam seu desempenho. O desenvolvimento tecnológico, se por um lado, traz recursos mais poderosos, por outro, aumenta a dificuldade da atuação dos operadores, pela diversidade de protagonistas e crescimento do sistema elétrico de potência, cada vez mais interligado. Sob a perspectiva humana, para enfrentar esse ambiente, novas habilidades são exigidas dos operadores dos centros de controle, sendo que os mais novos, em função de mudanças organizacionais e tecnológicas, têm se apresentado de uma forma atípica, com um novo perfil, requerendo inovações na sua gestão.

Os fatos mencionados motivaram a realização desta tese sobre centros de controle de sistema elétrico de potência. O objetivo principal foi responder à pergunta: a última reforma do setor elétrico trouxe riscos à confiabilidade dos sistemas, em função dos seus desdobramentos nos centros de controle? Para isso, buscou-se analisar os centros de controle de sistema elétrico de potência, investigar os impactos das mudanças sobre esses centros, e apresentar propostas mitigadoras dos problemas encontrados. Outro objetivo foi deixar um breve registro histórico das transformações ocorridas no setor elétrico para as futuras gerações.

Para o desenvolvimento do trabalho, foi utilizada uma orientação metodológica sociotécnica, uma vez que os centros de controle se enquadram na categoria dos sistemas complexos e viu-se a necessidade de analisar esta complexidade em partes, para melhor compreender o todo. Esta abordagem não é muito utilizada na área de Engenharia Elétrica, com relação aos centros de controle, uma vez que o tecnocentrismo, tradicionalmente, tem sido aplicado nesses estudos,

limitando seu espaço de problemas e soluções. Fatores ditos não-técnicos foram também considerados, uma vez que ampliam esse espaço, mostrando-o de forma mais abrangente. Assim sendo, a pesquisa abordou três dimensões dos centros de controle, aqui denominadas: sócio-organizacionais, humanas e tecnológicas.

Como metodologia, utilizou-se a pesquisa qualitativa, focalizando um estudo de caso de um centro de controle brasileiro. Buscou-se analisar os centros de controle sob a perspectiva de seus atores principais, os operadores. Recorreu-se também ao embasamento teórico a partir de uma revisão bibliográfica.

Para dar suporte ao desenvolvimento desta tese, utilizou-se a integração de experiência acadêmica e práticas obtidas na área de operação de sistemas elétricos de potência e de engenharia de produção.

**Palavras-chave:** Centro de controle, Operação de sistemas elétricos de potência, Reestruturação do setor elétrico, Sistema de supervisão e controle, Sistemas sociotécnicos, Conhecimento tácito.

# **ABSTRACT**

*The electric power companies have carried out the operation of the Electric Power Systems in the last decades, from a control center. It has been observed since then that the evolution of these centers has usually been processed by two main factors: changes in the way the electric sector works and advances in the technology, especially in the areas of information technology and telecommunications. Reforms of the electric sector in Brazil and in the world, and the technological revolutions that have occurred in recent years have placed the control centers in a different and more complex context than what was known until then. This new context is characterized by the insertion of electric power companies, taking control centers with them, in a competitive environment and under pressure from strong environmental and financial constraints, and by a new operational hierarchy, where new actors evaluate and penalize their performance. Technological development, on the one hand, brings more powerful resources, on the other, intensifies the difficulty of the operators by the diversity of protagonists, and the growth of the power system, increasingly interconnected. From a human perspective, new skills are required of the control center operators to deal with this environment, and the younger ones, due to organizational and technological changes, have presented themselves in an atypical way, with a new profile, requiring innovations in their management.*

*The above mentioned facts motivated the realization of this thesis about power system control centers. The main objective was to answer the question: did the last reform of the electric sector bring risks to the reliability of the systems, due to its unfolding in the control centers? In order to do this, we sought to analyze the control centers of the electric power system, to investigate the impacts of the changes on these centers, and to present proposals to mitigate the problems encountered. Another objective was to leave a brief historical record of the transformations that occurred in the electric sector for future generations. For the development of the work, a socio-technical methodological orientation was used, since the control centers fall under the category of complex systems and it was seen the need to analyze this complexity in parts, to better understand the whole. This approach is not much used in the area of Electrical Engineering, in relation to control centers, since technocentrism has traditionally been employed in these studies, limiting its space of problems and solutions. Non-technical factors were also considered, since they extend this space, showing it more comprehensively. Thus,*

*the research addressed three dimensions of control centers, here called: socio-organizational, human and technological. As a methodology, qualitative research was used, focusing on a case study of a Brazilian control center. The aim was to analyze the control centers from the perspective of their main actors, the operators. The theoretical basis was a bibliographical review. To support the development of this thesis, the integration of academic experience and practices obtained in the area of operation of power systems and production engineering was utilized.*

**Keywords:** *control center; power system operation; restructuring of the power system sector; supervisory control system; socio-technical; tacit knowledge.*

# SUMÁRIO

ÍNDICE DE FIGURAS .....	xii
ÍNDICE DE TABELAS .....	xiv
ÍNDICE DE QUADROS .....	xv
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS .....	xvi
<b>Capítulo 1 – Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1. Considerações Iniciais.....	1
1.2. Características da Pesquisa .....	2
1.3. Pesquisas Relacionadas .....	4
1.4. Estrutura do Trabalho .....	6
1.5. Considerações Complementares .....	6
<b>Capítulo 2 – Sistemas Elétricos de Potência e Centros de Controle .....</b>	<b>9</b>
2.1. Introdução.....	9
2.2. O Sistema Elétrico de Potência .....	9
2.2.1. Estados da Operação do SEP .....	15
2.2.2. Crescente Dimensão e a Interligação dos Sistemas Elétricos .....	15
2.3. Os Centros de Controle .....	17
2.3.1. Breve Histórico sobre Centros de Controle .....	17
2.4. Os Sistemas de Supervisão e Controle.....	20
2.4.1. O SCADA .....	22
2.4.2. O EMS .....	26
2.5. O Centro de Controle Pesquisado.....	29
2.5.1. Operação em Tempo Real .....	29
2.5.2. Programação de Intervenções .....	33
2.5.3. Procedimentos Operativos .....	33
2.5.4. Análise da Operação .....	33
2.5.5. Gestão de Infraestrutura e Automação do Centro.....	34
2.6. Considerações Complementares .....	34
<b>Capítulo 3 – Considerações Metodológicas .....</b>	<b>37</b>
3.1. Entrando em um Novo Domínio .....	37

3.2.	Os Métodos de Pesquisa .....	38
3.2.1.	A Pesquisa Qualitativa .....	38
	A. A Primeira Etapa de Entrevistas .....	39
	B. A Segunda Etapa de Entrevistas .....	40
3.2.2.	A Revisão Bibliográfica.....	41
3.3.	A Orientação Metodológica .....	41
3.4.	A Dimensão Tecnológica.....	45
3.5.	A Dimensão Sócio-organizacional.....	46
3.6.	A Dimensão Humana .....	46
3.7.	Considerações Complementares .....	47
<b>Capítulo 4 – O Modelo do Setor Elétrico .....</b>		<b>50</b>
4.1.	Introdução.....	50
4.2.	Princípios da Reestruturação .....	51
4.3.	Principais Modelos de Configuração da Indústria de Energia Elétrica .	54
	4.3.1. Monopólio Verticalmente Integrado.....	54
	4.3.2. Monopsônio .....	56
	4.3.3. Competição no Atacado .....	58
	4.3.4. Competição Plena .....	59
4.4.	O Funcionamento do Setor Elétrico no Brasil .....	60
	4.4.1. O Início da Indústria de Energia Elétrica no Brasil .....	61
	A. A Estrutura Organizacional e Financeira .....	61
	B. A Estrutura Operacional.....	64
	4.4.2. O Modelo Estatal do Setor Elétrico Brasileiro .....	64
	A. A Estrutura Organizacional e Financeira .....	64
	B. A Estrutura Operacional.....	70
	4.4.3. O Modelo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro .....	73
	A. A Estrutura Organizacional e Financeira .....	73
	B. A Estrutura Operacional.....	82
4.5.	Considerações Complementares .....	88
<b>Capítulo 5 – Análise dos Impactos do Modelo do Setor Elétrico e da Evolução da Tecnologia sob o Enfoque Tridimensional .....</b>		<b>89</b>
5.1.	Introdução.....	89
5.2.	Dimensão Sócio-organizacional .....	90
	5.2.1. Nível Macro .....	90

A.	Centralização e Perda de Autonomia .....	91
B.	Centralização e Perda de Conhecimento .....	93
5.2.2.	Nível <i>Meso</i> .....	96
A.	Crescimento do Número de Instalações e do Dinamismo da Operação .....	96
B.	Privatização de Empresas e Mudança de Cultura .....	100
C.	O Surgimento das Redes Horizontais.....	101
5.2.3.	Nível <i>Micro</i> .....	102
A.	Competição, Busca pela Eficiência Produtiva e Interrupção do Processo Natural de Treinamento de Operadores de Centros de Controle.....	102
B.	Desverticalização e Elevação do Número de Contratos.....	103
C.	Competição e o Eventual Aumento dos Custos com Assistência Técnica Especializada .....	106
D.	Aumento na Complexidade e Necessidade de Padronização .....	106
E.	Complexidade da Operação e Necessidade de Maior Interação na Sala de Controle.....	108
5.3.	Dimensão Humana .....	109
5.3.1.	Visão Geral .....	109
5.3.2.	A Comunicação na Sala de Controle .....	111
5.3.3.	Capacitação dos Novos Operadores.....	114
A.	Alguns Aspectos do Processo de Aprendizagem .....	116
B.	Gestão do Conhecimento Tácito.....	120
C.	Condições para a Aprendizagem Efetiva.....	125
5.3.4.	Diferentes Gerações no Centro de Controle .....	127
A.	Diversidade na Chegada e no Desenvolvimento da Carreira .....	128
B.	Perfil versus Habilidades Cognitivas/Manuais versus Experiência.....	131
D.	Contato Pessoal.....	134
E.	Treinamento dos Operadores .....	134
5.4.	Dimensão Tecnológica .....	136
5.4.1.	Funcionalidade .....	136
5.4.2.	Equipamentos e <i>Software</i> de Base .....	138
5.5.	Análise Integrada das Três Dimensões.....	138
5.5.1	O Entrelaçamento das Três Dimensões.....	139
5.6.	Considerações complementares .....	143
A.	Dimensão Sócio-organizacional – Nível Macro .....	143
B.	Dimensão Sócio-organizacional – Nível Meso.....	144
C.	Dimensão Sócio-organizacional – Nível Micro.....	145

D. Dimensão Humana .....	146
E. Dimensão Tecnológica.....	148
<b>Capítulo 6 – Propostas para Mitigação de Problemas e Reflexões Finais .....</b>	<b>151</b>
6.1.    Introdução.....	151
6.2.    Dimensão Sócio-Organizacional .....	151
6.2.1. Nível Macro .....	151
6.2.2. Nível <i>Meso</i> .....	153
6.2.3. Nível Micro.....	154
A. Tornando a Carreira de Operador de Centro de Controle mais Atrativa .....	154
B. Manutenção do Conhecimento Sistêmico.....	161
6.3.    Dimensão Tecnológica .....	162
6.3.1. Funcionalidade .....	162
A. Sistema Integrado para Operação de Ativos (SIOA) .....	162
B. Sistema de Casos de Prática Operativa (SCPO).....	167
6.3.2. <i>Software</i> de Base e Equipamentos .....	168
6.4.    Dimensão Humana .....	171
6.4.1. Gestão do Conhecimento Tácito no Centro de Controle.....	171
A. Treinamento Atual dos Operadores .....	171
6.4.2. Análise do Treinamento à Luz do Arcabouço Teórico.....	173
A. Níveis de Similaridade .....	173
B. Nível de Imersão .....	173
C. Variedade de Formas de Realização de uma Tarefa .....	174
D. Micromundos de Complexidade Crescente .....	174
E. Ambientes de Discussão de Incidentes .....	175
6.5.    Considerações Finais .....	176
Referências Bibliográficas .....	178

# ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> – Esquema de condicionantes nas dimensões do centro de controle .....	2
<b>Figura 2</b> – Abordagem tridimensional para estudo dos centros de controle .....	3
<b>Figura 3</b> – Esquema do contexto do trabalho .....	7
<b>Figura 4</b> – Caracterização da operação como atividade complexa .....	8
<b>Figura 5</b> – Esquema do sistema elétrico de potência .....	10
<b>Figura 6</b> – Esquema da integração dos diversos subsistemas do SEP .....	11
<b>Figura 7</b> – Utilização de quantidade de energia e a evolução do homem .....	12
<b>Figura 8</b> – Atividades ligadas ao SEP .....	13
<b>Figura 9</b> – Evolução dos centros de controle .....	19
<b>Figura 10</b> – Esquema de um centro de controle .....	22
<b>Figura 11</b> – Esquema de interação entre funções no EMS .....	27
<b>Figura 12</b> – Atividades da operação nos centros de controle .....	35
<b>Figura 13</b> – Contexto da operação do SEP .....	35
<b>Figura 14</b> – Representação tridimensional dos centros de controle .....	44
<b>Figura 15</b> – A dimensão humana .....	47
<b>Figura 16</b> – A dimensão tecnológica .....	48
<b>Figura 17</b> – A dimensão sócio-organizacional .....	48
<b>Figura 18</b> – Modelo Monopólio Verticalmente Integrado .....	55
<b>Figura 19</b> – Modelo Monopsônio .....	57
<b>Figura 20</b> – Modelo Competição no Atacado .....	59
<b>Figura 21</b> – Modelo Competição Plena .....	60
<b>Figura 22</b> – Investimentos no setor elétrico (US\$ bilhões) .....	69
<b>Figura 23</b> – Consumo de energia (GWh) versus capacidade instalada (MW) .....	69
<b>Figura 24</b> – Estrutura organizacional do novo modelo do setor elétrico .....	78

<b>Figura 25</b> – Rede básica .....	79
<b>Figura 26</b> – Estrutura de supervisão e controle do ONS .....	84
<b>Figura 27</b> – Agentes de comercialização .....	97
<b>Figura 28</b> – Crescimento da potência instalada no Brasil .....	98
<b>Figura 29</b> – Sistema Integrado de Operação de Ativos – SIOA .....	163
<b>Figura 30</b> – Interação SCADA e Sistema de Casos de Prática Operativa .....	168

# ÍNDICE DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> – Potência Elétrica no Brasil (1883 a 1895).....	61
<b>Tabela 2</b> – Participação por tipo de geração (2016) <sup>1</sup> .....	80
<b>Tabela 3</b> – Linhas de transmissão concedidas e acréscimo anual (em km) .....	98
<b>Tabela 4</b> – Número de contratos existentes após a reestruturação .....	105
<b>Tabela 5</b> – Variação da tarifa média residencial de energia elétrica .....	154

# ÍNDICE DE QUADROS

<b>Quadro 1</b> – Caracterização dos empregados entrevistados na primeira etapa ...	39
<b>Quadro 2</b> – Caracterização dos empregados entrevistados na primeira etapa ...	40
<b>Quadro 3</b> – Resumo da Reestruturação do Setor Elétrico .....	74
<b>Quadro 4</b> – Resumo das mudanças do setor elétrico brasileiro na última década .....	82
<b>Quadro 5</b> – Principais concessionárias de energia elétrica do Brasil (1996) .....	96
<b>Quadro 6</b> – Tipos de contratos existentes após a reestruturação .....	104
<b>Quadro 7</b> – Coorte geracional num centro de controle brasileiro .....	127
<b>Quadro 8</b> – Impactos na dimensão sócio-organizacional – nível macro .....	144
<b>Quadro 9</b> – Impactos na dimensão sócio-organizacional – nível <i>meso</i> .....	145
<b>Quadro 10</b> – Impactos na dimensão sócio-organizacional – nível micro .....	146
<b>Quadro 11</b> – Impactos na dimensão humana .....	147
<b>Quadro 12</b> – Impactos na dimensão tecnológica .....	149

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEE	Associação Brasileira de Engenheiros Eletricistas
Abradee	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
Abracee	Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia Elétrica e de Consumidores Livres
Abraceel	Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica
Abrage	Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica
Abrate	Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AMFORP	<i>American Foreign Power</i>
Ana	Agência Nacional de Águas
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
Aperc	<i>Asia Pacific Energy Research Centre</i> (em português, Centro de Pesquisas Energéticas Ásia-Pacífico)
BEN	Balanco Energético Nacional
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAG	Controle Automático de Geração

CAT	Controle Automático de Tensão
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica – Rio Grande do Sul
CEGB	<i>Central Electricity Generating Board</i>
Celpa	Centrais Elétricas do Pará
Cemig	Companhia Energética de Minas Gerais
Cemar	Companhia Energética do Maranhão
Cemat	Centrais Elétricas Mato-grossenses
Cepel	Centro de Pesquisas de Engenharia Elétrica
Cerj	Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro
Cesp	Companhia Energética de São Paulo
Chesf	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CIM	<i>Common Interface Module</i> (em português, Modelo de Informação Comum)
CME	Companhia Mineira de Eletricidade
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNOS	Centro Nacional de Operação de Sistemas
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COD	Centro de Operação da Distribuição
Coelba	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia

Coelce	Companhia Energética do Ceará
COG	Centro de Operação da Geração
Copel	Companhia Paranaense de Energia
COS	Centro de Operação do Sistema
Cosern	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
COSR	Centro Regional de Operação do Sistema
COSR-N	Centro Regional de Operação do Sistema - Norte
COSR-NE	Centro Regional de Operação do Sistema - Nordeste
COSR-S	Centro Regional de Operação do Sistema - Sul
COSR-SE	Centro Regional de Operação do Sistema - Sudeste
COT	Centro de Operação da Transmissão
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
Cteep	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
DNAEE	Departamento de Águas e Energia Elétrica
DO	Diagrama de Operação
DORT	Distúrbio Osteomuscular Relacionado ao Trabalho
DTS	<i>Dispatcher Training Simulator</i> (em português, Simulador de Treinamento)
EBE	Empresa Bandeirantes de Energia
ECE	Esquemas de Controle de Emergência

ECS	Esquemas de Controle de Segurança
ED	<i>Economic Dispatch</i> (em português, Despacho Econômico)
EDF	<i>Electricité de France</i> (em português, Eletricidade da França)
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
Eletropar	Eletrobrás Participações S.A.
Eletrosul	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.
Energipe	Empresa Energética de Sergipe S.A.
Enersul	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.
EMS	<i>Energy Management System</i> (em português, Sistema de Gerenciamento de Energia)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERM	Gerenciamento de Recurso Empresarial
ERP	Planejamento de Recurso Empresarial
Escelsa	Espírito Central Centrais Elétricas S.A.
FND	Fundo Nacional de Desestatização
GCOI	Grupo Coordenador para a Operação Interligada
GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos
GWH	Giga Watt-hora
IHM	Interface Homem-Máquina
ICCP	<i>Inter Control Center Protocol</i> (em português, Protocolo de

	Comunicação entre Centros de Controle)
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i> (em português, Dispositivo Eletrônico Inteligente)
IO	Instrução de Operação
ISO	<i>Independent System Operator</i> (em português, Operador Independente do Sistema)
ISO	<i>International Organization for Standardization</i> (em português, Organização Internacional para Padronização)
IT	Instrução de Trabalho
kcal	Quilocaloria
kV	QuiloVolt
LAN	<i>Local Area Network</i> (em português, Rede Local)
LER	Lesão por Esforço Repetitivo
LFC	<i>Load frequency control</i> (em português, Controle Automático de Frequência)
LRC	<i>Lightning Research Center</i> (em português, Núcleo de Desenvolvimento Científico e Tecnológico em Descargas Atmosféricas)
LT	Linha de Transmissão
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MBC	Manutenção Baseada na Confiabilidade
MG	Minas Gerais
MME	Ministério de Minas e Energia

MOP	Mensagem Operativa
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MTE	Ministério do Trabalho e Emprego
MW	MegaWatt
MWh	MegaWatt-hora
NR	Norma Regulamentadora
ONS	Operador Nacional do Sistema
PAA	<i>Power Purchasing Agreement</i> (em português, Contrato de Compra de Energia)
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDO	Programa Diário de Operação
PE	Procedimento Específico
PEPE	Programa de Estímulo à Privatização Estadual
PIE	Produtor Independente de Energia
PLE	Programa de Liberação de Equipamento
PMU	<i>Phasor Measurement Units</i> (em português, Unidades de Medida de Fasores)
PND	Plano Nacional de Desestatização
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
RE-SEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

RNC	Registro de Não-Conformidade
SARESTA	Sistema de Apoio ao Restabelecimento
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> (em português, Supervisão e Aquisição de Dados e Controle)
SCPO	Sistema de Casos de Prática Operativa
SE	Subestação
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
Siese	Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
SIOA	Sistema Integrado para Operação de Ativos
SIOPA	Sistema de Operação de Ativos
SOA	<i>Service-Oriented Architecture</i> (em português, Arquitetura Orientada a Serviço)
SSC	Sistema de Supervisão e Controle
SSCL	Sistema de Supervisão e Controle Local
STA	Sistema de Tratamento de Alarmes
TOC	Transtorno Obsessivo-Compulsivo
TR/SO	Departamento de Operação do Sistema
TSO	<i>Transmission System Operator</i> (em português, Operador do Sistema de Transmissão)
UFMG	Universidade Federal de Minas Gerais

UML	<i>Unified Modeling Language</i> (em português, Linguagem de Modelagem Unificada)
UTR	Unidade Terminal Remota
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas
WAN	<i>Wide Area Network</i> (em português, Rede de Longa Distância)
XML	<i>Extensible Markup Language</i> (em português, Linguagem de Marcação Extensível)

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1. Considerações Iniciais

Os sistemas de energia elétrica, dentre eles os Sistemas Elétricos de Potência – SEP, caracterizam-se por exigirem várias atividades para o seu planejamento, construção e funcionamento. Entre estas diversas atividades incluem-se as de operação, que são realizadas em centros de controle.

Os centros de controle têm sofrido transformações ao longo dos anos em função de dois condicionantes principais: mudanças na forma de funcionamento do setor elétrico e avanços na tecnologia, principalmente nas áreas de informática e de telecomunicação. A **reforma do setor elétrico brasileiro** e as **revoluções tecnológicas** ocorridas nos últimos anos inseriram os centros de controle num contexto diferente e mais exigente do que o conhecido até então. Verifica-se um ambiente altamente competitivo, com forte viés econômico.

Neste cenário, com a introdução de novos paradigmas, como o da competição, entende-se que o conceito de centro de controle evoluiu. Os requisitos atuais não são meramente técnico-operacionais. Verifica-se uma maior repercussão das tomadas de decisão nos centros de controle sobre os resultados financeiros e sociais das empresas, aumentando a abrangência dos mesmos. As decisões operativas não podem ser tomadas simplesmente baseando-se em critérios ditos puramente técnicos. No dia-a-dia dos centros, há que se considerar aspectos técnicos e não técnicos na tomada de decisão.

Adicionalmente à questão dos novos paradigmas nos centros de controle, destaca-se o aumento da complexidade da própria atividade (a operação), em função de novos modelos institucionais e do seu objeto (o sistema elétrico).

Essa situação motivou a realização deste trabalho de pesquisa, cujo tema tem como foco os **centros de controle de sistemas elétricos de potência**.

Partindo da percepção de que esses centros são essenciais no contexto do fornecimento de energia elétrica para a sociedade moderna, o **objetivo** deste trabalho foi responder a pergunta: a última reforma do setor elétrico trouxe riscos à confiabilidade da operação dos sistemas elétricos de potência, em função dos seus desdobramentos nos centros de controle?

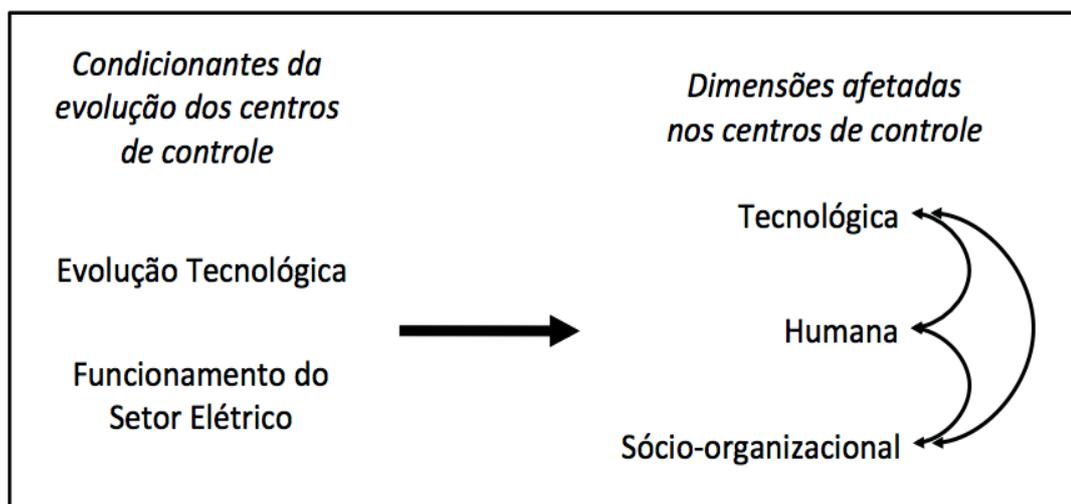
Nesta direção, buscou-se compreender o novo contexto no qual estavam inseridos os centros de controle, baseando-se na experiência de uma empresa brasileira. Assim, os **objetivos específicos** desta tese foram a **análise e o tratamento dos impactos** dos últimos acontecimentos, sobre os centros de controle, visando à continuidade e à confiabilidade do fornecimento de energia elétrica, no que tange, sobretudo, o papel desses centros.

A pesquisa desenvolvida nesta tese traz como **contribuição** a utilização de uma nova abordagem de análise e projeto de centros de controle, visando ao aumento da confiabilidade da operação dos Sistemas Elétricos de Potência. A **relevância** do trabalho no contexto do setor elétrico se traduz em trazer para o debate pontos que colocam em risco a confiabilidade da operação do SEP e assim como alternativas de soluções para uma maior possibilidade de garantia do fornecimento de energia elétrica demandada pelos consumidores, dentro dos padrões de segurança, qualidade e economia exigidas pela sociedade.

## 1.2. Características da Pesquisa

O centro de controle de sistemas elétricos de potência enquadra-se como um sistema complexo, sociotécnico, que pode ser definido como aquele que apresenta uma forte relação interdependente entre pessoas, máquinas e contexto de trabalho [Baxter & Sommerville 2011].

Os efeitos dos condicionantes da evolução dos centros de controle foram estudados, então, sob a ótica de três dimensões: tecnológica, humana e sócio-organizacional, conforme esquema apresentado na Figura 1.

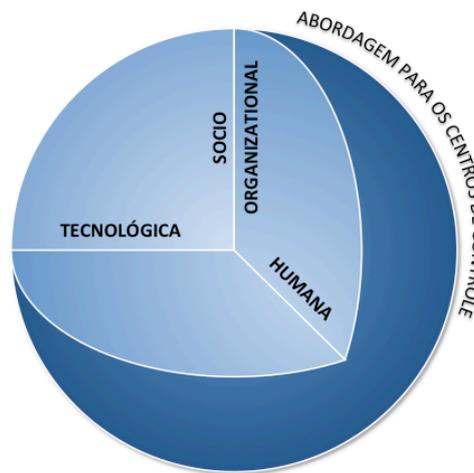


**Figura 1** – Esquema de condicionantes nas dimensões do centro de controle

Fonte: Elaborada pela autora

O tecnocentrismo com que normalmente os centros de controle são tratados tende a limitar seu espaço de problemas e soluções. Assim, fatores ditos “não-técnicos” foram também considerados, uma vez que ampliam esse espaço, revelando de forma mais transparente sua constituição. Designou-se de tridimensional a abordagem utilizada, a qual buscou fazer uma decomposição analítica dos centros de controle em três dimensões e posterior integração.

As pesquisas desenvolvidas, no início deste trabalho de doutorado, tiveram o foco centrado na dimensão tecnológica do centro de controle. Entretanto, as investigações realizadas nos níveis acadêmico e prático estimularam a continuação dos estudos, indicando a necessidade de se aplicar a abordagem tridimensional. A Figura 2 ilustra uma representação simbólica desta abordagem.



**Figura 2** – Abordagem tridimensional para estudo dos centros de controle

Fonte: Elaborada pela autora

A dimensão da tecnologia, até certo ponto, está mais próxima do âmbito da Engenharia Elétrica, de onde se iniciou o trabalho. Para ampliar o escopo da pesquisa, buscou-se referencial teórico e prático junto à Engenharia de Produção, lançando mão de orientação metodológica sociotécnica. Por meio dela, procurou-se integrar, na análise dos centros de controle de sistemas elétricos de potência, o conjunto de aspectos que determinam o funcionamento desses centros. Foram considerados o detalhe e a particularização, ao invés do uso de similaridades e de universalidades [Teixeira & Cukierman 2007]. Para apoiar a particularização, foi utilizada uma abordagem metodológica qualitativa, centrada, por meio de entrevistas

semiestruturadas, nos operadores do centro de controle de uma empresa de energia elétrica brasileira.

Procurou-se sair do paradigma da simplicidade, já que ele é reducionista e linear e utilizar o paradigma da complexidade, que é dinâmico e interdisciplinar [Soares 1999], como o setor elétrico e os centros de controle. Objetivou-se evitar a visão simplista e comum de que aos processos produtivos é imputado um determinismo tecnológico. Pelo ângulo determinista, vê-se a tecnologia como “resultado do desenvolvimento de sua própria lógica e necessidades internas” somente e deixa-se de considerar o “papel ativo dos sistemas sociais e da cultura” [Garcia 1980, pág. 74]. Na visão simplista, corre-se o risco de considerar o homem como dependente e acessório dos processos tecnológicos, quando é justamente o contrário. Como definido por Perrow (1967)<sup>1</sup>, são as ações do homem sobre um objeto, seja com o apoio ou não de ferramentas ou outros dispositivos, que modificam esse objeto.

Com estas abordagens, procurou-se enriquecer e dar uma nova perspectiva ao trabalho. Buscou-se conseguir uma melhoria significativa em algumas das áreas propostas por Garcia (1980, pág. 74). Destaca-se a valorização de habilidades e conhecimentos que sejam socialmente importantes para a comunidade de operadores dos centros e para o setor elétrico. Ressalta-se a modificação da estrutura de responsabilidades em função da contribuição do trabalho de cada centro ao produto final da operação do sistema elétrico.

### 1.3. Pesquisas Relacionadas

Diversos trabalhos de investigação, acadêmicos e práticos, têm sido realizados no LRC<sup>2</sup>-UFMG e em empresas de energia elétrica, principalmente com o objetivo de dotar os centros de controle de ferramentas e funções que permitam elevar o patamar da atuação dos profissionais de operação.

Já em [Vale 1986], foi discutida a necessidade de se ter centros de supervisão e controle para a operação de sistemas elétricos de potência de grande porte, que sejam dotados de funções executadas em tempo real relacionadas à segurança do sistema. Neste trabalho, estas funções foram tratadas dentro de uma perspectiva de caracterização da atuação e interação dos centros e dos sistemas de energia que esses se destinam a controlar.

---

<sup>1</sup> Apesar da publicação já contabilizar mais de cinco décadas, continua sendo o referencial teórico para o assunto.

<sup>2</sup> LRC – *Lightning Research Center* – Universidade Federal de Minas Gerais

Prosseguindo na linha de pesquisa de funções necessárias em centros de controle, em [Vale *et al.* 1999a], a investigação apresentada teve como resultado um Sistema de Controle Automático de Tensão (CAT), em tempo real, integrado ao Sistema de Supervisão e Controle (SSC) do centro de controle de uma empresa de energia elétrica. Em [Vale *et al.* 1999b], é descrito um Sistema de Apoio ao Restabelecimento (SARESTA), desenvolvido e integrado num centro de controle brasileiro.

Em [Faria *et al.* 2002], é apresentado um trabalho de investigação sobre o problema de excesso de alarmes que o operador do centro de controle tem que tratar em situações de ocorrências, o qual resultou no desenvolvimento de uma ferramenta de tempo real, denominada Sistema de Tratamento de Alarmes (STA), também integrado num centro de controle.

Nesta mesma linha de investigação, foram procuradas novas soluções para os problemas experimentados pelos operadores, em situações de emergência, como numa contingência. Nesses casos, é exigido desses operadores um rápido diagnóstico e ações imediatas para restabelecer as condições de normalidade do sistema, colocando-os diante de uma situação complexa, na qual ele atinge uma **barreira cognitiva**. Assim, em [Toledo *et al.* 2005] foi desenvolvida uma proposta de utilização da técnica de *data mining* na tentativa de minimização desse problema.

Em [Ferreira *et al.* 2007] é proposto um novo modelo integrado da automação dos processos de operação e manutenção. A implantação de sistemas não integrados, com frequência, acarreta a elevação de custos na implantação e a existência de verdadeiras ilhas de dados e conhecimento, com significativa perda de sinergia entre eles. Assim, foi proposto um modelo de automação que priorize a visão sistêmica e seus importantes acoplamentos, bem como difunde a importância da disseminação destas informações a todos os agentes envolvidos com a operação e manutenção do sistema elétrico.

Em [Andrade *et al.* 2014], é apresentada a evolução dos desenvolvimentos que vêm sendo realizados em relação à aplicação dos dados de medição fasorial sincronizada na análise do comportamento do SEP, em relação à estabilidade de tensão de barramentos da rede elétrica.

Este trabalho, portanto, deu prosseguimento às pesquisas já desenvolvidas no tema centros de controle, que tem sido alvo de dissertações de mestrado na UFMG, já defendidas, projetos de P&D com empresas de energia elétrica e inúmeras publicações, como mostram as referências [Vale 1986], [Vale 1999a],

[Faria *et al.* 2002], [Ferreira *et al.* 2007], [Toledo *et al.* 2005], [Andrade *et al.* 2014] e [Toledo *et al.* 2015].

## 1.4. Estrutura do Trabalho

Este documento foi estruturado de forma a apresentar uma análise dos impactos sofridos pelos centros de controle de sistema elétrico de potência e medidas mitigadoras sob um enfoque tridimensional. O texto visa contextualizar a pesquisa de doutorado, identificar as atividades já realizadas e apresentar propostas de continuidade. Para cumprir seu propósito, o texto foi dividido em seis capítulos.

No Capítulo 2 é feita uma revisão sobre os Sistemas Elétricos de Potência e sobre os Centros de Controle, contextualizando o objeto desta pesquisa e destacando os aspectos de complexidade inerentes aos dois assuntos.

O Capítulo 3 expõe as orientações metodológicas seguidas, detalhando, justificando e apresentando o enfoque tridimensional adotado que considerou a perspectiva humana, tecnológica e sócio-organizacional e apoiou-se numa visão sociotécnica dos centros de controle. A pesquisa qualitativa realizada, consolidada num estudo de caso, é descrita. Detalhes da revisão bibliográfica são apresentados, assim como os novos percursos teóricos seguidos, buscando saberes na Sociologia do Conhecimento Científico e Tecnológico.

No Capítulo 4 é feita uma retrospectiva histórica do setor elétrico no Brasil, em cada uma das suas três fases principais. Também são apresentados os principais modelos de configuração do setor elétrico, amplamente usado pelos países ao planejarem a reforma do setor.

No Capítulo 5 é apresentado o resultado da análise dos impactos sofridos pelos centros de controle, provocados pela nova forma de funcionamento do setor elétrico e pela evolução tecnológica, à luz das três dimensões e da visão integrada delas.

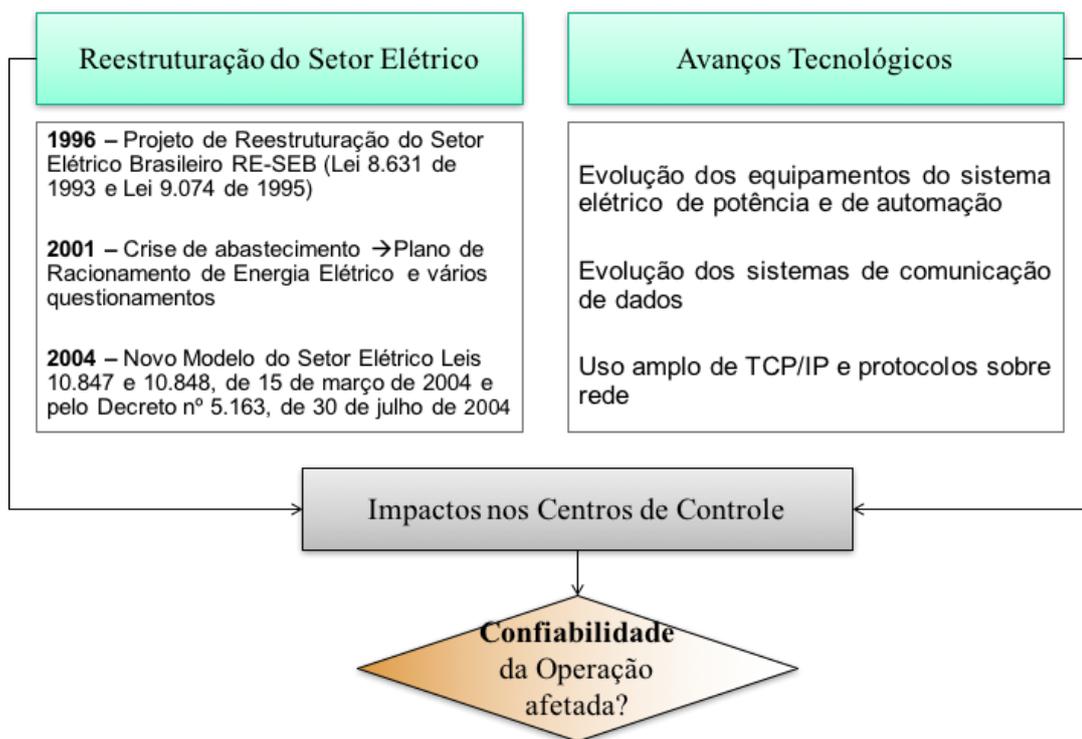
No Capítulo 6 é apresentado um conjunto de propostas mitigadoras dos diversos impactos percebidos no centro de controle pesquisado, bem como as considerações finais e propostas de continuidade do trabalho de pesquisa.

## 1.5. Considerações Complementares

A **motivação** para o desenvolvimento deste trabalho foi determinada pela experiência e vivência da autora em centros de controle, as quais possibilitaram a

percepção de que profundas mudanças estavam ocorrendo nesses centros, em função dos dois condicionantes citados neste capítulo.

A Figura 3 apresenta, de forma esquematizada, o contexto desta pesquisa, explicitando as principais leis e acontecimentos ligados à reestruturação e os avanços tecnológicos que levaram aos impactos analisados na pesquisa e detalhados no Capítulo 5 deste trabalho. Adiantando o que é lá apresentado, os impactos nos centros de controle levaram sim a alguns efetivos e outros potenciais riscos à confiabilidade da operação do SEP, motivando propostas de contramedidas para a sua mitigação e mesmo eliminação.



**Figura 3** – Esquema do contexto do trabalho

Fonte: Elaborada pela autora

Estas propostas são inovadoras. Apesar de sua implementação representar um desafio, sobretudo porque envolve discussões acerca de novos conceitos, ela tem o potencial de elevar o desempenho dos centros de controle a um novo patamar, compatível com as atribuições mais exigidas dos mesmos e à complexidade de suas atividades.

A percepção das atividades da operação como atividades complexas, partindo de uma visão prática da pesquisadora no desempenho de suas funções

profissionais, encontrou base teórica nos estudos realizados durante a pesquisa, como mostra a Figura 4. Baseando-se nas mesmas características, os centros de controle como instrumentos essenciais da operação são classificados também sistemas complexos.



**Figura 4** – Caracterização da operação como atividade complexa

Fonte: Elaborada pela autora

Uma revisão dos principais assuntos que compreendem o universo dos centros de controle se faz necessária, para uma compreensão da sua amplitude, possibilitando aos leitores não próximos desses temas um melhor entendimento deste trabalho. É a que se propõe o próximo capítulo.

# **Capítulo 2**

## **Sistemas Elétricos de Potência e Centros de Controle**

### **2.1. Introdução**

Os centros de controle, cuja finalidade básica é a operação dos Sistemas Elétricos de Potência, constituem o cerne desta pesquisa de doutorado. Uma revisão dos diversos processos envolvidos nesses sistemas, incluindo seus componentes, atividades correlacionadas e estratégias de controle, já seria, por si só, justificável. Diferentes maneiras poderiam ser adotadas para organizar e apresentar tal revisão. Neste capítulo, as diversas questões envolvidas no tema não foram tratadas sob a visão detalhada do analista de SEP. Optou-se, em função da interdisciplinaridade da tese, apresentar os aspectos fundamentais deste assunto, para possibilitar a compreensão e desenvolvimento das reflexões que motivaram o desenvolvimento da pesquisa: os impactos do modelo do setor brasileiro e do desenvolvimento tecnológico sobre os centros de controle.

O capítulo apresenta também um histórico sobre a evolução dos centros e identifica o papel dos Sistemas de Supervisão e Controle como suporte fundamental à operação do SEP. Tais sistemas recebem, portanto, atenção especial neste texto.

### **2.2. O Sistema Elétrico de Potência**

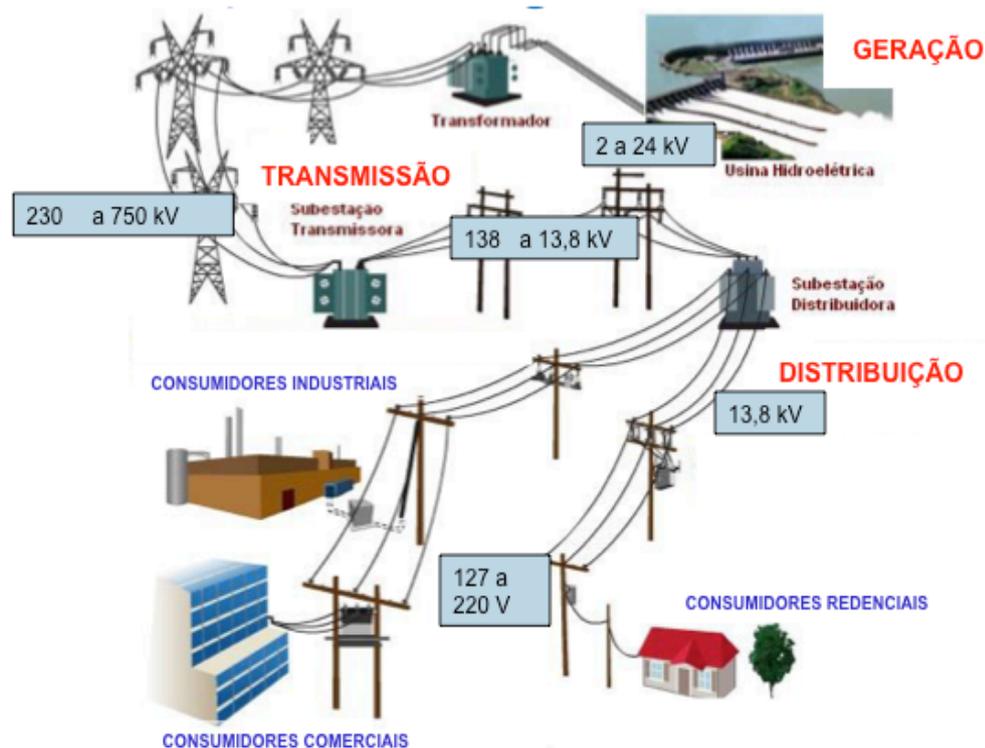
Estruturalmente, o Sistema Elétrico de Potência consiste dos subsistemas de Geração, de Transmissão e de Distribuição de energia, os quais existem suportados por equipamentos, processos e pessoas.

O subsistema de Geração produz eletricidade, em corrente trifásica alternada, com tensões entre 2.000 a 24.000 volts. Para que esta eletricidade possa ser transmitida com eficiência para longas distâncias, ela é transformada em tensões mais altas, na faixa de 230 a 750 kV.

O subsistema de Transmissão, por meio de suas várias interconexões, possibilita o intercâmbio de energia entre as diversas empresas de energia elétrica. As linhas de transmissão chegam a subestações, onde a tensão é rebaixada para

fornecimento de energia a grandes consumidores industriais, na faixa de tensão entre 13,8 e 138 kV, ou transformada para níveis de tensão inferiores para Distribuição aos consumidores residenciais, industriais e comerciais. O acesso a essa energia pelos consumidores é viabilizado por um subsistema de Comercialização.

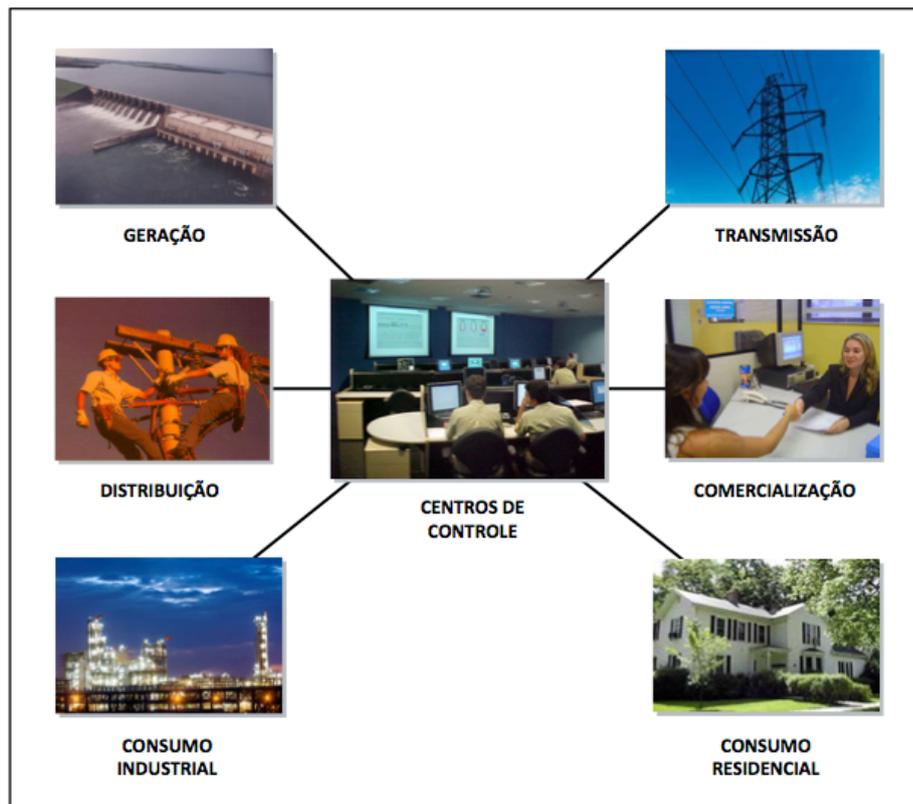
A Figura 5 apresenta o Sistema Elétrico de Potência, destacando, num esquema, os principais aspectos abordados no parágrafo anterior.



**Figura 5** – Esquema do sistema elétrico de potência

Fonte: Adaptada pela autora de [COORSEL 2016]

Para que esses subsistemas possam desempenhar suas funções adequadamente, há necessidade de supervisão e controle dos mesmos, que normalmente é realizada num centro de controle, com suporte computacional específico, com destaque para os Sistemas de Supervisão e Controle – SSC. Esses centros podem ser responsáveis por um ou mais dos subsistemas citados, dependendo da filosofia adotada pelas empresas. A Figura 6 ilustra a integração dos diversos subsistemas citados.



**Figura 6** – Esquema da integração dos diversos subsistemas do SEP

Fonte: Elaborada pela autora

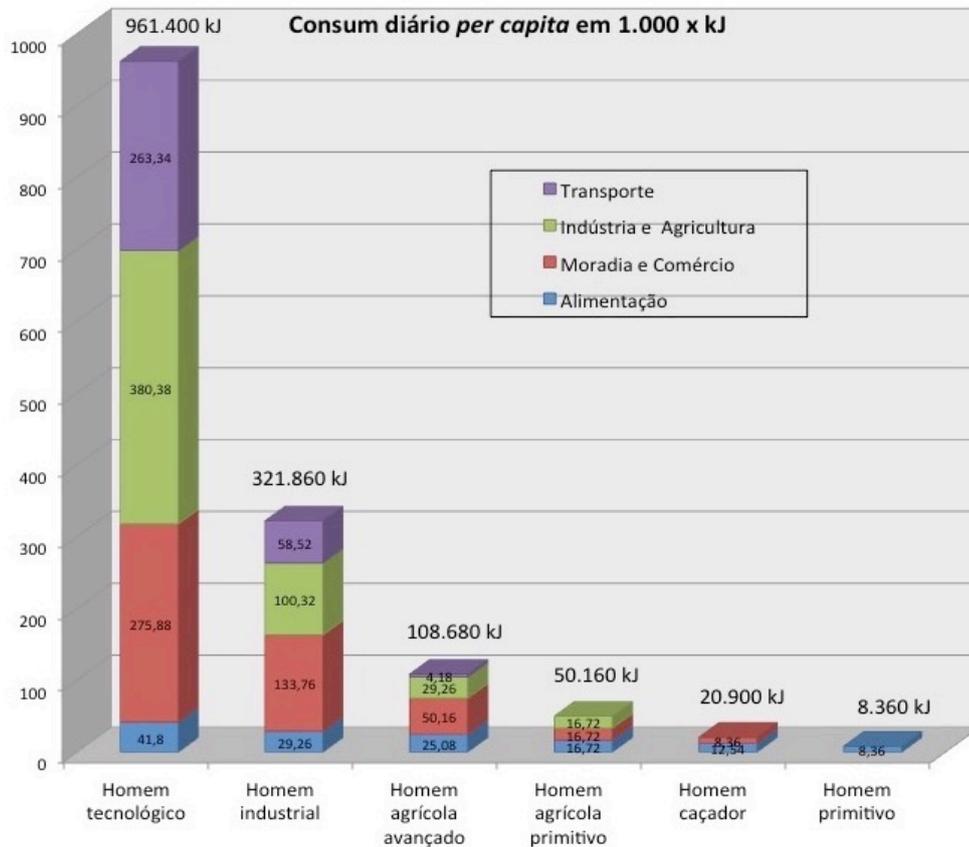
Os centros de controle são necessários, enquanto parte do modelo adotado nas sociedades modernas, pois elas estão cada vez mais dependentes da energia elétrica suprida pelo SEP, conforme palavras de Goldemberg (2002 apud Gonçalves Jr, 2007, pág. 42):

Energia é um ingrediente essencial para a vida humana e para as múltiplas atividades que os seres humanos realizam; estas, quanto mais complexas, mais consomem energia.

Para nos mantermos vivos são necessárias apenas mil quilocalorias de energia por dia, que obtemos dos alimentos que ingerimos; as transformações químicas que ocorrem no nosso organismo convertem esta energia que através dos nossos músculos nos permitem realizar as tarefas necessárias como se locomover ou mudar a posição dos objetos.

O homem moderno, porém, precisa de muito mais energia do que a contida nos alimentos, pois sua variedade de serviços exteriores a ele como iluminação, temperatura ambiente adequada, refrigeração, transporte, telecomunicação e produtos de consumo que por sua vez exigem energia.

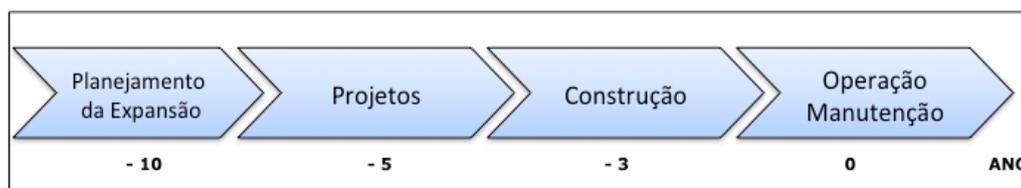
A Figura 7 representa a história da evolução humana relacionada com a utilização de quantidade de energia em quilocalorias. É importante ressaltar que embora a fonte citada seja de 1976, ela ainda representa o estudo mais utilizado na literatura sobre o assunto.



**Figura 7** – Utilização de quantidade de energia e a evolução do homem

Fonte: Adaptada pela autora de [Cook 1976]

Para que o SEP seja capaz de cumprir a finalidade para a qual foi concebido, que é a de fornecimento de energia elétrica para os consumidores, atendendo aos requisitos de qualidade, segurança e economia impostos pela sociedade e pelos órgãos reguladores, várias atividades são necessárias. Estendendo-se estas atividades numa linha do tempo, de forma simplificada, na extremidade inicial, estariam contempladas as atividades realizadas com vários anos de antecedência, para elaboração dos planos de expansão eletro-energética e na extremidade final, as atividades de controle requeridas nas operações de tempo real e as atividades de manutenção do sistema, conforme vistas na Figura 8.



**Figura 8** – Atividades ligadas ao SEP

Fonte: Elaborada pela autora

As atividades relacionadas ao Planejamento da Expansão Eletro-energética caracterizam-se por elaborar um quadro da situação atual e futura do SEP, por meio do diagnóstico do momento presente e do prognóstico do comportamento futuro. Em função desse quadro são feitos planos para alterações no SEP para que seja possível o atendimento do mercado futuro, com uma antecedência que pode chegar a 10 anos. Essas alterações são resultadas de análises de diversas alternativas. Em termos elétricos, as alternativas incluem a construção de novas linhas e subestações, a inserção de novos equipamentos de controle da rede, recapacitação de circuitos e outras obras de reforço e reforma do sistema. As alternativas devem levar em conta questões econômicas, sociais e relativas ao meio ambiente.

As atividades de Projeto referem-se a cálculos, dimensionamentos e especificações relativas às alternativas escolhidas para alterar o SEP e as atividades de Construção são destinadas à execução das obras projetadas.

As atividades de Manutenção existem para que ações de recuperação de equipamentos com defeito sejam executadas, de forma corretiva ou preventiva, com o objetivo de que os componentes do SEP estejam disponíveis e sem falhas para desempenhar suas funções. Essas atividades podem incluir também o aprimoramento e projeto de novos equipamentos.

As atividades de Operação, ponto de interesse desse trabalho de pesquisa, podem ser agrupadas nas seguintes áreas funcionais: Pré-operação, Operação em Tempo real e Pós-operação.

A Pré-operação, vista sob uma ótica ampliada, abrange um leque de atividades que suportam o planejamento da operação, o qual estabelece um plano de gerenciamento dos recursos de geração e transmissão, englobando a programação energética, programação elétrica, passando pela programação de intervenções em equipamentos e previsão da carga, envolvendo vários processos.

A Operação em Tempo Real refere-se ao gerenciamento dos recursos já disponíveis no SEP, planejados, projetados, construídos e mantidos pelas áreas de Planejamento da Expansão, Projeto, Construção e Manutenção, respectivamente,

conforme citado anteriormente. Ela envolve a supervisão das instalações elétricas, a coordenação das intervenções nesse sistema e ações de controle nos equipamentos (que em algumas empresas são feitas remotamente), de forma a garantir o fornecimento de energia aos consumidores, com qualidade e segurança.

A Pós-operação é responsável por fazer a análise da qualidade da operação em tempo real, considerando as ocorrências havidas, e propor recomendações para a melhoria do desempenho desta atividade.

A Operação, em toda a sua abrangência, para assegurar o atendimento à carga demandada pelos consumidores, dentro de requisitos pré-estabelecidos, envolve problemas bastante complexos. Por exemplo, em termos energéticos, se a geração do sistema é de predomínio hidráulico, devem ser considerados aspectos tais como a aleatoriedade das afluições dos rios, usos múltiplos e conflituosos da água, evolução dos níveis dos reservatórios das usinas. Adicionalmente, há necessidade de se definir a proporção de geração hidráulica e térmica, as metas de geração de cada usina, de modo a não violar as restrições do sistema (limites de estabilidade, limites de fluxos de potência nas linhas de transmissão, etc.). Em termos elétricos, devem ser estudados os principais problemas a serem enfrentados pelo SEP e estabelecidas soluções temporárias, até que soluções definitivas (como a construção de novas instalações ou inserção de equipamentos em instalações existentes) sejam implantadas. A partir desses estudos, devem ser elaboradas ou atualizadas instruções e normas de operação, com o objetivo de se operar o sistema, na melhor condição possível, com os recursos disponíveis.

Como visto, a Operação do SEP exige uma grande estrutura para o seu funcionamento, pois a continuidade de serviço deve ser mantida em função da dependência crescente da sociedade atual da eletricidade. Esta exigência é função também da complexidade intrínseca ao processo, determinada, sobretudo pela natureza dinâmica dos estados da Operação. Adicionalmente, a necessidade da interligação do SEP trouxe maiores dificuldades ao processo de Operação.

O tema complexidade de sistemas é abordado de forma aprofundada em literatura técnica específica. Ressalta-se, aqui, o livro "*Normal Accidents, Living with High-Risk Technologies*" [Perrow 1984], onde se busca referencial teórico para a caracterização da Operação como atividade de crescente complexidade e para a identificação dos principais vetores que contribuem para isso.

A complexidade dos sistemas aumenta à medida que eles crescem em tamanho e em número e diversidade de funções que eles servem. Também, segundo ele, a complexidade aumenta na medida em que são construídos para funcionar em ambientes cada vez mais hostis, aumentando suas ligações com

outros sistemas, experimentando assim, mais e mais interações inesperadas e incompreensíveis. Dessa forma, eles se tornam mais vulneráveis a acidentes sistêmicos inevitáveis. Por apresentar estas características, admite-se que o SEP demonstra uma predisposição a acidentes<sup>3</sup>, que está ligada a dois conceitos: interatividade, que pode confundir operadores, e estreito acoplamento, que pode impedir uma rápida recuperação de um incidente<sup>4</sup> [Perrow 1984].

### 2.2.1. Estados da Operação do SEP

Como visto no item anterior, a atividade de operar o SEP apresenta um alto grau de complexidade intrínseca devido ao seu comportamento dinâmico, que envolve incertezas e um grande número de variáveis, as quais têm a potencialidade de levá-lo a diferentes estados de operação [Vale 1986]:

- Seguro (Normal-seguro): o SEP atende à carga, às restrições operativas e às condições de segurança.
- Alerta (ou Normal-alerta): o SEP atende à carga e às restrições operativas, porém não atende às condições de segurança.
- Emergência: o SEP atende à carga, porém viola restrições operativas.
- Restaurativo: o SEP não atende às restrições de carga, ou seja, há consumidores desligados.

O SEP pode sofrer transição de um estado para outro em consequência de ocorrência de perturbações, denominadas transições involuntárias ou de ações de controle, denominadas transições voluntárias, sendo que algumas delas podem constituir ações específicas dos centros de controle, geralmente comandadas pelo operador. A tomada de decisão sobre qual ação executar não é simples e requer a capacidade de julgamento<sup>5</sup>, conceito que será detalhado mais a frente neste texto, pois diversas variáveis têm que ser analisadas para evitar que uma ação não adequada seja executada e deteriore a condição do sistema.

### 2.2.2. Crescente Dimensão e a Interligação dos Sistemas Elétricos

Os principais subsistemas que compõem o SEP, como a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica, são por si só complexos, embora a

---

<sup>3</sup> De acordo com [Perrow 1984], acidente é algo que “envolve dano aos subsistemas ou ao sistema como um todo, interrompendo a saída pretendida ou afetando-o ao ponto de ter que ser parado de imediato”.

<sup>4</sup> Segundo [Perrow 1984], “incidente envolve dano, insucesso ou falha de partes ou de uma unidade somente, mesmo embora a falha possa parar a saída do sistema ou afetá-lo ao ponto de ter que ser parado. “

<sup>5</sup> Segundo Silva (2012, pág. 19), “ (...) julgar é atribuir valor, em conformidade com as convenções sociais vigentes, aos aspectos que são percebidos a partir do meio e da própria ação em curso. “

tecnologia atualmente neles empregada já seja conhecida e relativamente bem estudada. Contudo, o inter-relacionamento desses subsistemas eleva o nível de complexidade do SEP, tornando sua operação uma atividade não trivial.

Além disso, a necessidade de atendimento à contínua demanda da sociedade moderna por energia elétrica tem como consequência o crescimento em porte do SEP. Esse fato requer soluções para problemas relacionados à segurança e à economia desses sistemas. Uma das soluções adotadas é a estrutura de SEP interligados (ou de áreas interligadas), os quais são denominados de Sistema Interligado. Esta interligação pode se dar em nível regional, nacional ou internacional.

Ao se interligar sistemas elétricos de potência por meio de linhas de transmissão, a resposta de cada um deles será em função não somente de variações (de carga, geração, etc.), dentro da sua área, mas também daquelas ocorridas nos demais sistemas.

Faz-se a interligação de sistemas com o objetivo de reduzir o custo de serviço prestado pelos mesmos e para aperfeiçoar a confiabilidade e segurança do fornecimento de energia. Detalhando um pouco mais, as motivações para a interligação são [Vale 1986]:

- Diminuir custos operacionais pela substituição de energia gerada de maior custo em um sistema, pela de menor custo gerada em outro sistema.
- Utilizar a produção de geradores de maior capacidade de forma econômica e eficiente.
- Apoiar os outros sistemas, quando da ocorrência de emergências.

A operação dos sistemas interligados deve ser coordenada por meio da análise e da solução de problemas advindos da interligação. São requeridas análises integradas de diversas questões, tais como, controle de tensão, sistema de proteção, estabilidade estática e transitória, controle de carga e frequência, sistema de comunicação, presença de extensas linhas de interligação de extra alta tensão, etc.

Para suportar essa operação coordenada, os engenheiros buscam estabelecer e registrar regras, normas, procedimentos e guias de operação. Há a necessidade de uma troca de dados entre os sistemas de supervisão e controle dos centros de controle, cujos SEP estão interligados, além de um eficiente sistema de comunicação de voz.

## 2.3. Os Centros de Controle

A Operação do SEP tem sido executada, nos últimos 50 anos, pelas empresas de energia elétrica, a partir de um centro de controle, que tem como ponto central as atividades de Operação em Tempo Real, realizadas a partir de uma ou mais salas de controle, e as atividades de Pré-Operação (em geral, a programação de intervenções) e de Pós-Operação como atividades de apoio. Ao centro de controle, também denominado centro de operação, ou centro de supervisão e controle, estão conectadas, por meio de canais de comunicação, as diversas usinas e subestações que estão sob sua responsabilidade operativa [Toledo *et al.* 2005].

Os centros de controle supervisionam e controlam a Geração, a Transmissão e a Distribuição de energia, assim como monitoram o comportamento da carga dos consumidores. A supervisão e o controle desses subsistemas podem ser feitos de um único centro ou de vários centros, denominados, normalmente, de Centro de Operação do Sistema – COS, Centro de Operação da Geração – COG, Centro de Operação da Transmissão – COT e Centro de Operação da Distribuição – COD, dependendo do nível de atuação de cada empresa e dos seus objetivos estratégicos.

A função principal de um centro de controle é o monitoramento ou execução das operações do sistema de potência de forma a possibilitar o controle de equipamentos presentes no campo, promovendo uma operação eficiente e segura. Dentre suas atribuições, há aquela de manter o SEP no estado seguro, assim como satisfazer a demanda, mesmo na presença de contingências.

### 2.3.1. Breve Histórico sobre Centros de Controle

Os centros de controle são o sistema nervoso central da operação porque, por meio deles, é verificada e ajustada a condição do SEP, seus movimentos são coordenados, e são providenciadas medidas de defesa contra eventos prejudiciais externos.

A importância dos centros e seu aperfeiçoamento vêm crescendo de forma acentuada ao longo dos anos, na medida em que se aumenta o nível de automação e desassistência nas usinas e subestações. Tal tendência tem sido adotada pelas empresas, pois possibilita a centralização e a integração de informações, uma visão sistêmica do SEP e tomadas de decisão mais bem fundamentadas. O aprimoramento dos centros leva ao aumento da segurança das decisões, viabiliza uma operação mais próxima dos limites das capacidades dos equipamentos,

redução da capacidade ociosa dos recursos, otimização dos investimentos e o consequente aumento da lucratividade das empresas [Azevedo & Feijó 2005].

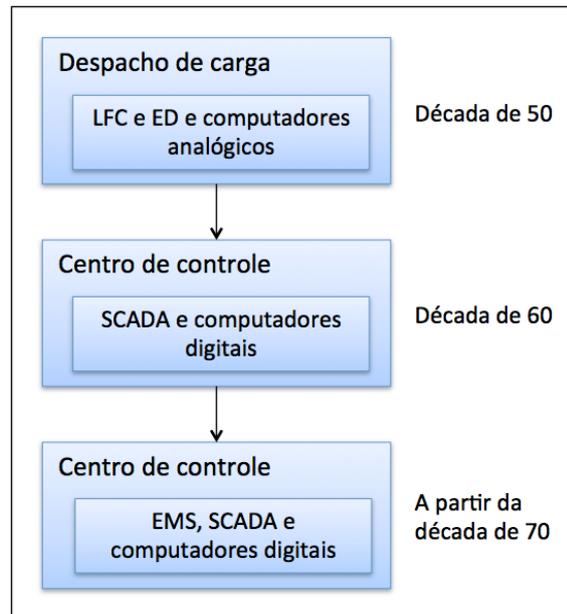
A evolução dos centros tem se dado, também, em função do surgimento de novas tecnologias e da necessidade de implantação de novas funcionalidades para atendimento a constantes demandas da operação do sistema.

Na década de 50, as funcionalidades requeridas nos centros, então denominados de despachos de carga, eram somente o Controle de Carga e Frequência (LFC - *Load Frequency Control*) e o Despacho Econômico (ED – *Economic Dispatch*). O LFC era utilizado para controlar a geração, com a finalidade de manter a programação de intercâmbio e a frequência do sistema, usando a frequência para balancear a potência entre geração e carga dentro de uma mesma área de controle. O ED ajustava as saídas dos geradores para atingir um custo mínimo no atendimento à demanda de carga. Para cumprir estas funcionalidades, fazia-se uso de recursos de comunicação analógica para coletar dados de potência ativa (MW) da saída dos geradores e de fluxo das linhas de intercâmbio e entregá-los a computadores analógicos, manipulados pelos operadores no despacho de carga.

Na década de 60, com o advento dos computadores digitais, Unidades Terminais Remotas - UTR foram desenvolvidas para coletar, em tempo real, medidas de tensão, potência ativa e reativa e informações sobre estado de equipamentos. Por meio de canais dedicados de comunicação esses dados eram enviados para computadores nos centros de controle, que tinham a capacidade de processar cálculos para o Controle Automático de Geração – CAG, que é uma combinação do LFC e do ED. Da mesma forma, sinais de controle podiam ser enviados remotamente dos computadores dos centros de controle para as UTR, que os repassavam para os geradores para que aumentassem ou diminuíssem sua geração. Nessa época, foram implantados os SSC denominados Supervisão e Aquisição de Dados e Controle - SCADA.

A partir de um blecaute ocorrido no nordeste dos Estados Unidos, em 1965, a comissão que foi designada para investigar o incidente recomendou às empresas de energia elétrica: (i) intensificar as oportunidades para expandir o uso efetivo de computadores no planejamento e operação do sistema elétrico de potência; (ii) dotar seus centros de controle de recursos para verificações rápidas, em tempo real, do estado de segurança dos sistemas, por meio do uso dos computadores digitais. Esta recomendação elevou o nível de desenvolvimento dos centros de controle e, a partir de 1970, com a introdução do conceito de sistemas de segurança, cobrindo sistemas de geração e transmissão, a capacidade dos centros

de controle foi enormemente expandida. Nessa época, evoluiu-se o conceito dos SSC de SCADA para Sistema de Gerenciamento de Energia - EMS. A Figura 9 apresenta um esquema da evolução dos centros de controle ao longo dos anos.



**Figura 9** – Evolução dos centros de controle

Legenda: LFC = Controle de Carga e Frequência. ED = Despacho Econômico. EMS = Sistema de Gerenciamento de Energia; SCADA = Supervisão e Aquisição de Dados e Controle.

Fonte: Elaborada pela autora

Desde então, têm surgido nos centros de controle muitas novas demandas por novas funcionalidades, visando à segurança dos sistemas elétricos e ao despacho econômico. Sistemas especialistas e inteligência computacional têm sido agregados aos SSC. Assim, a operação do SEP, a partir dos centros de controle, tem se tornado cada vez mais complexa, tanto quanto mais dependente de recursos tecnológicos.

A evolução dos SSC ao longo dos anos tem elevado extremamente o número de informações disponíveis nos centros e é baseado nesta grande quantidade de dados que o operador tem passado a tomar decisões sobre sua atuação no SEP.

Adicionalmente, com frequência, as informações que têm que ser manipuladas pelo operador se encontram não somente no SSC, mas também em outros sistemas de apoio à operação, às vezes disponíveis em plataformas de *hardware* e *software* diferentes, obrigando o operador a buscar informações em

diferentes sistemas, com interfaces diversas [Toledo *et al.* 2005]. Isso obriga o operador a ter que dominar o uso de várias plataformas e interfaces diferentes, não padronizadas, e deslocar sua atenção do ponto central de sua atividade, que é a supervisão do sistema elétrico, para desempenhar outras tarefas subjacentes. A necessidade do operador de continuamente alternar sua atenção, para pontos diferentes e com interfaces não padronizadas, é algo que pode induzi-lo a erros.

Outras considerações merecem ser feitas com relação ao aumento da complexidade dos centros de controle, além da necessidade de manipulação de grandes volumes de dados e à necessidade dos profissionais da área de fazer o melhor uso possível desses dados. Uma delas refere-se ao fato de que, atualmente, não é mais suficiente apenas tomar boas decisões, mas é também necessário provar aos reguladores e à sociedade como um todo, que as decisões foram realmente as melhores. Há, portanto, necessidade de embasamento e transparência nas ações [Toledo *et al.* 2005].

Adicionalmente, o número de atores envolvidos na operação tem crescido enormemente, inserindo os operadores do centro num mundo diferente daquele a que ele estava habituado no passado, quando havia uma padronização cultural e técnica (seus interlocutores pertenciam a uma mesma organização ou a organizações de nível técnico similar). Além disso, a hierarquia operacional mudou, gerando uma menor autonomia das suas ações.

## 2.4. Os Sistemas de Supervisão e Controle

Para cumprir suas funções, os centros de controle são dotados de sistemas computacionais denominados Sistemas de Supervisão e Controle, os SSC, como já visto. Por meio de interfaces gráficas amigáveis, apresentam os dados do SEP para os operadores. É com base nesses dados que os operadores tomam decisões e podem enviar sinais de controle para vários equipamentos do sistema elétrico no campo. Como exemplos, citam-se os controles para partir e parar unidades geradoras, aumentar ou diminuir geração, abrir e fechar disjuntores, aumentar e diminuir *tap*<sup>6</sup> de transformadores, entre outros.

Em geral, a comunicação entre o centro de controle e os equipamentos no campo se faz por meio de redes de telecomunicação, na grande maioria, pertencentes às próprias empresas de energia elétrica. Hoje em dia, grande parte

---

<sup>6</sup> *Tap* de um transformador é um ponto de conexão ao longo do enrolamento do transformador, que habilita o número de espiras a ser selecionado. A seleção de *tap* é feita por um mecanismo de mudança de *tap* (*tap changer*).

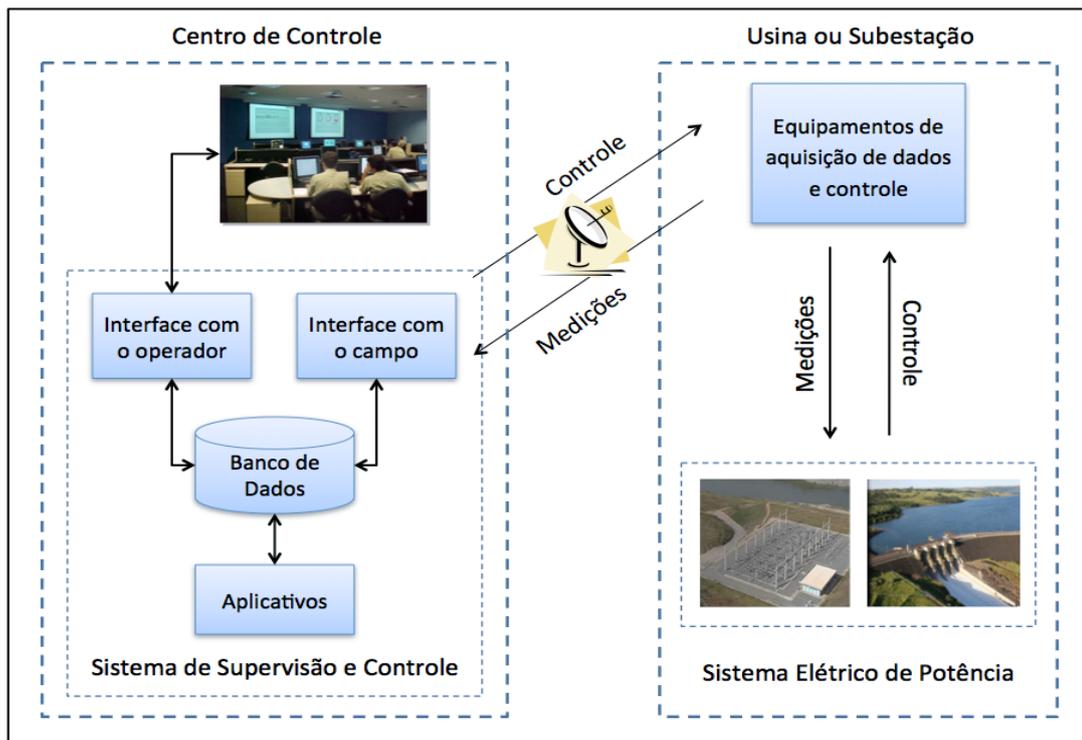
dessas redes é baseada em tecnologia de micro-ondas, analógica ou digital. Contudo, outras tecnologias têm sido usadas, como fibras ópticas, *power line carrier*, satélite, *spread-spectrum radio*, *two-way radio* e canais alugados de operadoras de telefonia e de dados.

Os centros de controle recebem os dados do sistema elétrico do campo por meio das Unidades Terminais Remotas – UTR, que coletam continuamente informações de equipamentos envolvidos na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. As UTR são responsáveis, também, por transmitir a esses equipamentos comandos advindos dos centros de controle.

Recentemente, as UTR estão sendo substituídas por configurações que trazem mais inteligência para o campo. Os *intelligent electronic devices* – IED, são conectados em rede na subestação e se comunicam com microcomputadores que substituem as unidades terminais remotas para transmissão dos dados do campo para os centros de controle. Os IED são dispositivos inteligentes que possibilitam levar inteligência e capacidade de decisão para o campo, ou seja, para mais próximo do ponto de coleta.

Voltando ao SSC, diz-se que ele é um sistema computacional que utiliza uma plataforma de *hardware* e *software* básico. Sobre ela são configuradas as bases de dados do sistema elétrico de potência, são executadas as aplicações operacionais e são exibidas telas por intermédio uma Interface Homem-Máquina - IHM. Por meio desta IHM os operadores interagem com o sistema elétrico. Muitas vezes, a necessidade de compartilhar os dados disponíveis no SSC, com outras áreas das empresas, faz com que estas o conectem com redes corporativas, sejam do tipo *local area network* - LAN ou *wide area network* - WAN. Geralmente, sistemas de informação histórica têm sido desenvolvidos para facilitar a disseminação dos dados e para um conhecimento mais profundo nas empresas.

Os SSC podem apresentar um conjunto maior ou menor de funções, caracterizando-se como um EMS, ou SCADA, respectivamente. A Figura 10 apresenta um esquema simplificado de um centro de controle.



**Figura 10** – Esquema de um centro de controle

Fonte: Elaborada pela autora

### 2.4.1. O SCADA

O SCADA é responsável pela comunicação com as UTR e pela coleta dos dados do sistema elétrico de potência, normalmente por meio de computadores que atuam como *front-end* de comunicação. Normalmente, a periodicidade dessa coleta de dados é variável, chegando a dois segundos.

O SCADA é responsável por gerar alarmes direcionados para os consoles de operação e por enviar comandos de controle para o campo. Em geral, compreende um ou mais computadores centrais, várias UTR e diversos aplicativos com a função de monitorar e controlar remotamente elementos elétricos no campo.

Em termos de banco de dados, o sistema SCADA manipula alguns milhares de pontos coletados do campo e pode transmitir informação analógica, como por exemplo, valores de potência ativa para unidades geradoras, bem como informação digital (por exemplo, estado de disjuntor, aberto ou fechado).

É função do SCADA, também, enviar sinais de controle, o que pode ser feito em malha fechada ou aberta, dependendo da filosofia adotada no centro. Esses sinais são oriundos de ações de controle, como por exemplo, abrir ou fechar

disjuntores e, normalmente, o SCADA recebe um sinal de retorno informando o sucesso ou insucesso dessas ações.

Como componentes relevantes do SCADA podem ser citados:

- Conjunto de aplicativos com funções específicas.
- Controle de Geração.
- Banco de dados.
- Interface homem-máquina.

O conjunto de aplicativos cumpre as seguintes finalidades:

- Implementação de protocolos de comunicação com as UTR.
- Aquisição de dados.
- Monitoramento de valores de medições realizadas (tensão, corrente, potência ativa etc.) e de estado dos disjuntores e chaves seccionadoras.
- Envio de comando aos equipamentos no campo.
- Tratamento de alarmes para notificar o operador sobre ocorrências de alteração da configuração da rede elétrica ou irregularidade funcional de algum equipamento.
- Tratamento de intertravamentos, para executar ou impedir manobras a partir de uma lógica da condição atual do sistema.
- Tratamento de registro sequencial de eventos, pelo qual pode-se conhecer a ordem de atuação dos dispositivos no campo, possibilitando análises posteriores da causa das faltas.

Pela sua importância e complexidade, o controle de geração é tratado à parte dos aplicativos do SCADA. Ele é constituído das funções de CAG e DE. Estas funções, nos primeiros centros, eram executadas por computadores analógicos, que faziam, então, o chamado controle contínuo. Posteriormente evoluiu-se para o emprego de computadores digitais, fazendo, então, o chamado controle discreto.

O CAG cuida do intercâmbio e da frequência enquanto o DE tem como função a alocação ótima da geração entre as unidades geradoras disponíveis.

O CAG controla as unidades geradoras das empresas de energia elétrica para assegurar que a carga ótima do sistema esteja sendo atendida, com a geração mais econômica disponível. Ele submete sinais de controle suplementares para as unidades geradoras para ajustar sua saída de acordo com a previsão de carga, disponibilidade e taxa de resposta das unidades e intercâmbio programado com outras empresas de energia elétrica. Para que o CAG seja realizado, os níveis globais de geração interna de uma área e os intercâmbios contratados com outras empresas devem ser conhecidos previamente.

Em relação ao DE (também chamado de Programação da Produção), é ele quem fornece os pontos básicos de operação e os fatores de distribuição utilizados pelo CAG, esses últimos dando a proporção na qual as variações na carga do sistema são assumidas pelas unidades geradoras em controle. O despacho econômico, por meio de sua programação, distribui a geração entre as unidades do sistema, obedecendo aos requisitos de confiabilidade (reserva girante) e as restrições de operação do sistema (limites de operação).

O sistema de banco de dados normalmente gerencia dois tipos de banco: um de tempo real e um histórico/cadastral. O banco de tempo real gerencia as informações do sistema elétrico que são coletadas periodicamente a intervalos que chegam até dois segundos.

O número de pontos de tempo real configurados no banco de dados ultrapassa, tipicamente, 60.000. Em geral, o banco de dados de tempo real fica em memória principal devido ao tempo crítico de acesso requerido pelos programas de aplicação para controlar o processo elétrico de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica. As informações típicas representadas no banco de dados de tempo real são os estados (aberto/fechado) de disjuntores e chaves e as medidas analógicas de potência ativa, potência reativa, frequência, entre outras, obtidas dos equipamentos e dispositivos elétricos existentes nas usinas e subestações.

O banco de dados histórico/cadastral contém não somente as informações históricas, armazenadas a partir da base de dados de tempo real, mas também as informações cadastrais do tipo de dados estáticos, como é o caso dos parâmetros de equipamentos. Esse banco de dados trabalha com janelas de tempo que variam de sete dias a alguns meses, chegando até a alguns anos, dependendo do tipo de aplicação existente no SSC. Normalmente, ele fica armazenado em disco, uma vez que as aplicações que fazem uso dele não requerem tempo crítico para o acesso e, também, porque representa um grande volume de dados.

Para efeito de organização dos dados, em geral, os elementos do SEP são divididos em três tipos: disjuntores, circuitos e medidores. Os disjuntores são todas as chaves existentes, operadas de forma manual, automática ou tele controlada. São denominados circuitos todos os demais elementos do sistema: linhas de transmissão, barramentos, cargas, capacitores, reatores, geradores, transformadores e segmentos de interligação, sendo que um disjuntor só pode interligar-se a dois circuitos. Os medidores (ou as medidas) são associados a um circuito (normalmente barramento ou linha de transmissão, dependendo do tipo da medida).

Os primeiros sistemas gerenciadores de banco de dados para SSC apresentavam modelo hierárquico e tinham uma estrutura proprietária. No entanto, a evolução dos gerenciadores de modelos relacionais levou a sistemas mais eficientes, o que fez com que fornecedores de sistemas adotassem esse modelo em seus SSC. Atualmente já se fala em utilização de modelo de dados orientado a objeto.

O sistema de IHM viabiliza a interação entre o operador do centro de controle e o SSC, de forma que o primeiro possa observar, analisar e controlar o SEP. É por meio da IHM, que os operadores do centro de controle não somente podem monitorar o sistema elétrico, mas também agir sobre o mesmo. É por meio dela que eles enviam ações de controle para os equipamentos, de forma a concretizar uma tomada de decisão, após analisar o estado do sistema num determinado momento. A IHM representa o sistema elétrico que está sendo operado. Como o controle de sistemas complexos depende dos meios para lidar com a complexidade, é importante que ela apresente uma boa resolução para pesquisar a informação necessária [Rasmussen 1985].

Os procedimentos implementados na IHM precisam ser simples, de forma a minimizar o número de interações necessárias para o operador realizar uma operação no sistema. Além disso, é muito importante o tempo de resposta da IHM, principalmente quando há grande carga computacional, como no caso de perturbações importantes no sistema elétrico. Nessas ocasiões, existe um alto número de alarmes e solicitações de visualização de telas e procedimentos de emergência para restabelecimento do sistema.

As facilidades de *software* e *hardware* existentes, no momento, viabilizam uma IHM gráfica nos centros de controle, com recursos visuais importantes, que tornam disponíveis telas para o operador com excelente qualidade. Diferentemente do passado, em que só se dispunha de telas semigráficas nos centros, hoje é possível que aos operadores sejam exibidas diversas telas simultaneamente nos monitores de seus consoles de operação.

Além dos monitores e suas telas, um importante recurso de IHM são *videowalls* de grandes dimensões, que representam o sistema elétrico de forma simplificada, mas possibilitam uma visão geral do mesmo.

Outro recurso de IHM muito utilizado nos centros de controle eram as impressoras dedicadas ao registro de alarmes e ações do operador. Atualmente esse recurso não é mais utilizado. Estas informações ficam disponíveis nos bancos de dados e são acessadas, quando necessário, por aplicativos. Eles possibilitam a

pesquisa, em telas, da informação desejada, como também sua impressão por meio de impressoras de rede, localizadas em qualquer ponto do centro.

### 2.4.2. O EMS

O que diferencia o SCADA do EMS é a disponibilidade de um conjunto de aplicações de gerenciamento de energia. Com a ampliação do banco de dados do SCADA e uso de telas específicas para atendimento às aplicações, o conjunto possibilita que recursos funcionais avançados sejam utilizados na operação em tempo real nos centros de controle.

Quando se faz uso de funções avançadas nos centros de controle, eleva-se o nível do processamento e da qualidade das informações (medidas) disponíveis. Isso requer uma modelagem do sistema, que viabiliza a determinação do estado atual do sistema e de eventuais ações de controle. Esses possibilitam retornar o sistema para um ponto de operação que respeite restrições específicas, em caso de eventuais ocorrências previstas (contingências).

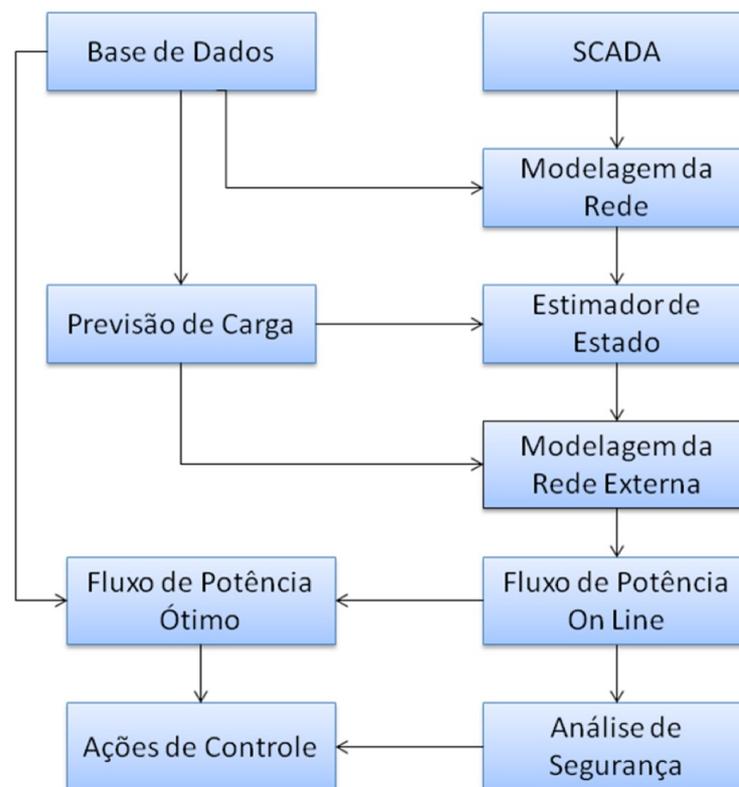
Basicamente, o Sistema de Análise de Segurança tem como função final descobrir se o sistema está operando em um ponto seguro e, se isso não estiver ocorrendo, definir quais ações de controle serão necessárias para conduzi-lo a esse ponto. Mas isso, geralmente, não é suficiente, pois tenta-se atingir um ponto ótimo, isso é, no qual uma função objetivo seja minimizada. Como exemplo, podem ser citados como objetivos, a minimização das perdas na transmissão e os custos de operação.

Para efeito de análise do SEP e da utilização das funções de Análise de Rede, a rede elétrica pode ser decomposta em sistema interno, fronteira e sistema externo. O sistema interno é a parte supervisionada da rede. O sistema interno, juntamente com a fronteira, compreende o que se denomina a rede de interesse. Para a supervisão e controle em tempo real, a área de interesse se confunde com a rede monitorada ou área observável. A fronteira são os nós observáveis que se conectam à parte não observável do sistema. Esta subdivisão da rede é muito importante no tratamento das aplicações de gerenciamento de energia abordadas a seguir.

O Sistema de Análise de Segurança compreende, normalmente, as seguintes funções: a Modelagem da Rede (Configurador), o Estimador de Estado, a Modelagem de Rede Externa (Equivalentes Externos), o Fluxo de Potência *On-line*, a Análise de Segurança e o Fluxo de Potência Ótimo. Elas fazem uso dos dados coletados pelo SCADA e demais dados disponíveis no banco de dados, além

daquelas da Previsão de Carga. Para o funcionamento dessas funções, devem ser configuradas, adicionalmente, no banco de dados do SCADA, as características dos medidores, os dados topológicos de rede, os esquemas de conexão, localização de medidores, etc.

A Figura 11 [UNICAMP 1999], mostra um esquema simplificado de como as funções de gerenciamento de energia interagem com outras funções disponíveis nos centros de controle.



**Figura 11** – Esquema de interação entre funções no EMS

Fonte: [Unicamp 1999]

O Configurador ou Modelagem da Rede tem como objetivo determinar a topologia atual da rede. Assim, toda vez que ocorre uma mudança da topologia do sistema, seja pela abertura ou pelo fechamento de disjuntores e chaves, solicitados ou não pelo operador do centro de controle, o Configurador inicia seu processo de construção do modelo da rede, por exemplo, verificando quantos e quais são os nós elétricos do sistema.

Para a operação adequada do SEP, é necessário que uma grande quantidade de informações obtidas da rede esteja disponível para os operadores.

Tais informações estão sujeitas a erros e, além disso, são obtidas de longas distâncias, por meio dos sistemas de telemedição, que nem sempre possibilitam a obtenção de todos os dados necessários. Sendo assim, é requerido que as medidas sejam tratadas antes de utilizadas, o que é feito pelo Estimador de Estado [Vale 1986]. Utilizando a saída do Configurador e outras informações da rede e do sistema de medições, o Estimador é executado em três fases:

- Determinação de qual parte do sistema é observável, isto é, para qual se pode obter as magnitudes e ângulos das tensões das barras, ou seja, o estado (fase chamada de observador).
- Obtenção do estado para a parte observável do sistema (fase chamada de estimador).
- Detecção da presença de erros grosseiros, tratamento do erro e re-estimação do estado, em casos positivos (fase chamada de processamento de erros grosseiros).

Na prática, são utilizados os estimadores estáticos cuja modelagem considera a formulação do SEP em regime permanente. Nesta condição, o estado da rede é caracterizado pelo módulo e ângulo de fase das tensões do sistema. Uma vez coletadas as variáveis de estado, o Estimador consegue estimar outras grandezas (fluxo de potência e corrente nos ramos, etc.).

A Modelagem da Rede Externa utiliza o estado estimado pelo Estimador e os dados da rede externa (parte não observável do sistema) para construir um modelo para o sistema externo, que reproduza o seu comportamento, para os casos de simulação de contingências.

O Fluxo de Potência *On-line* utiliza os dados fornecidos pelas funções anteriores para finalizar a obtenção do modelo. Ajusta as injeções de potência nas barras (nós) de fronteira. Ele é caracterizado como fluxo de potência especial porque o estado da parte observável tem que ser o obtido pelo Estimador de Estado. O produto dessa função é um modelo da rede em tempo real ajustado para a execução de estudos e análises.

A Análise de Segurança compreende a simulação de uma lista de contingências e da verificação de limites operativos. Em geral, produz uma lista em tempo real ou em modo *off-line* de contingências mais críticas, em função das restrições de tempo de simulação.

Utiliza-se o Fluxo de Potência Ótimo para realizar estudos para obtenção de um ponto de operação no qual uma função objetivo seja otimizada. Isso pode ser feito a partir do modelo de rede para o instante no qual foram realizadas as medidas, isto é, um modelo de fluxo de potência. Conseqüentemente, podem ser

determinadas ações de controle que devem ser tomadas para que o sistema seja levado ao ponto de operação desejado. Esta função trata tanto os limites operativos (restrições de operação), quanto as restrições de segurança.

A Previsão de Carga é uma função muitas vezes definida como parte do Sistema de Análise de Segurança. A previsão de carga por barra do sistema, tipicamente, é baseada na previsão de demanda do sistema, por exemplo, das curvas semanais de consumo médio horário. Transforma-se a demanda global do sistema em demanda por barra, por meio da utilização de fatores de distribuição calculados previamente. Isso é válido para as barras do sistema interno e para as barras do sistema externo. Esta função não fornece as cargas das barras de forma direta, mas somente os fatores de distribuição, que em cada aplicação específica, podem ser convertidos em cargas pelo conhecimento da previsão do sistema. Os resultados da previsão de carga são utilizados no estimador de estado e nos fluxos.

## **2.5. O Centro de Controle Pesquisado**

O centro de controle, onde foi realizada a pesquisa, é responsável pela operação em tempo real, realizada numa sala de controle, e é apoiado por três áreas de apoio: supervisão da operação, pré-operação (programação de intervenções e procedimentos operativos), pós-operação (análise da operação), e gestão de infraestrutura e automação do centro.

### **2.5.1. Operação em Tempo Real**

O centro de controle presta serviço de operação em tempo real dos sistemas de geração e transmissão sob sua responsabilidade, 24 horas por dia, sem interrupção. A operação em tempo real é executada por uma equipe de operadores, os quais trabalham em regime de escala de revezamento.

O centro de controle é apoiado tecnicamente por uma equipe, denominada de supervisão da operação, que trabalha em jornada convencional (diurno e repouso semanal). Fora do horário comercial e em finais de semana e feriados, o apoio é dado por um engenheiro proveniente das demais áreas do centro, que fica de sobreaviso, num regime de revezamento.

A equipe de supervisão é responsável, além do apoio técnico, pela gestão da interação do processo de tempo real com os demais processos do centro de controle, pela gestão da escala de revezamento dos despachantes e pelos contatos com os demais órgãos da empresa e clientes. A gestão da escala também cuida das convocações para serviços extraordinários nos turnos e para outras atividades.

A supervisão da operação trata, adicionalmente, das dificuldades e necessidades levantadas pelos operadores. Ela faz o acompanhamento do sistema de supervisão e controle para garantir que ele atenda sempre às necessidades operativas e de melhorias identificadas. Para divulgar informações importantes para a sala de controle, relativa ao SSC ou a procedimentos administrativos, a supervisão da operação utiliza boletins. Requisitos operativos são comunicados por meio de MOP<sup>7</sup> ou de revisão de Instruções de Operação.

Quanto à organização da sala de controle, as equipes trabalham em regime de escala de revezamento e elas são compostas de pelo menos cinco elementos: um supervisor de turno, um operador de geração, dois operadores de transmissão e um dedicado a funções de controle. Os turnos trabalham oito horas ininterruptas, sendo que cada equipe recebe a denominação de uma letra, não havendo vínculo entre operadores e letras.

A operação em tempo real é responsável pelas ações de coordenação, supervisão, controle, comando e execução das atividades de operação do sistema eletro-energético sob sua responsabilidade.

Um Plano de Operação<sup>8</sup> norteia as atividades da sala de controle. Ele é composto de diversos Programas Diários de Operação – PDO, elaborados pelos agentes com autoridade para tal, que têm reflexos na operação, programa diário de geração e programa diário de intercâmbio (que vêm do órgão de planejamento energético da empresa e é automaticamente cadastrado no SSC), programa de liberação de equipamentos e boletins informativos.

Como as atividades são executadas em tempo real, as demandas não programadas e não previstas no plano diário são analisadas e se verificado que se tratam de demandas com natureza de tempo real são executadas ou, em caso contrário, são encaminhadas para a equipe de pré-operação.

As saídas do processo são os resultados das diversas ações programadas ou não, executadas pela equipe de tempo real, a saber: controle de tensão, restabelecimento do sistema, controle de liberação de equipamentos, controle de carregamento e limites operativos, controle de geração e reservatórios.

O controle de tensão é de responsabilidade do operador de transmissão e está normatizada em Instruções de Operação – IO da empresa e do Operador Nacional do Sistema – ONS.

---

<sup>7</sup> MOP = Mensagens Operativas

<sup>8</sup> Conjunto de diretrizes operativas vigentes na sala de controle em um determinado dia.

Para o controle de tensão, devem ser utilizados equipamentos para manter a tensão dos barramentos, dentro das faixas recomendadas. Por exemplo, para baixar a tensão que está fora dos limites, podem ser executados os seguintes controles: desligar banco de capacitores, ligar reatores, efetuar comutação de *taps*, reduzir tensão de geração das unidades geradores, etc. Para controlar tensões baixas, geralmente utilizam-se controles contrários aos descritos, como por exemplo, ligar banco de capacitores.

No processo de restabelecimento de sistemas após perturbações no SEP, seguem-se os procedimentos operativos em vigor. Em caso de manobras de restabelecimento envolvendo pontos de interligação ou conexão com outros agentes, mesmo que autorizadas por um centro do ONS, requerem previamente a coordenação com o centro de operação ou com a própria instalação do agente, independentemente de serem manobras em equipamentos de sistema de potência ou em equipamentos de telecomunicação, à exceção de testes manuais previstos em IO.

Os operadores identificam perturbações no sistema elétrico utilizando os recursos de tele-supervisão e alarmes sonoros provenientes do SSC e também as informações de tempo real, passadas pelos operadores de COD, Centro Regional de Operação do Sistema – COSR do ONS e de outras empresas e operadores das estações. Uma vez identificada a perturbação, os operadores do centro de controle devem coordenar e realizar o restabelecimento do sistema elétrico sob sua responsabilidade. Para isso realizam contatos com os demais operadores envolvidos, sobretudo do COSR do ONS, e tele-controle em equipamentos de estações onde esse recurso está disponível, seguindo a IO pertinente e observando os preceitos de segurança existentes. Tanto os operadores de geração quanto os de transmissão atuam, respectivamente, de forma prioritária, nos sistemas de geração e transmissão, que estejam sob sua responsabilidade.

No processo de controle de liberação de equipamentos três etapas são executadas: a liberação das intervenções, o gerenciamento e a reintegração do equipamento à operação.

Nesse processo, o centro de controle faz a efetiva liberação do equipamento, entregando-o ao supervisor de serviço (na instalação onde se encontra o equipamento a ser liberado) nas condições requeridas por ele.

Os equipamentos que se enquadram nesse processo são os ativos da empresa e os de terceiros operados por ela. No caso de equipamentos de terceiros que fazem fronteira com equipamentos da empresa, o centro de controle coordena junto ao outro agente as manobras de liberação. Em qualquer caso, quando a

liberação envolve equipamentos da Rede de Operação<sup>9</sup> do ONS, a liberação e o retorno do equipamento só são feitos após autorização do COSR do ONS, seguindo-se as diretrizes de rotina específica.

O supervisor de turno é quem, na sala de controle, recebe, controla e distribui os documentos de liberação para os operadores de geração e transmissão, os quais coordenam as intervenções a eles delegadas.

Os operadores, quando fazem a passagem de turno, entre outras atividades descritas num *checklist*, verificam todos os serviços programados já encaminhados para a sua mesa. É muito importante cumprir os prazos programados para retorno dos equipamentos de transmissão da Rede de Operação. Caso o período de indisponibilidade seja superior ao programado irá acarretar uma perda de receita, uma vez que será aplicado um desconto multiplicado por um fator de 1,5.

No processo de controle de carregamento e limites operativos<sup>10</sup>, são implementadas medidas corretivas para normalização da violação, com a devida participação do COSR do ONS, quando necessário. Os recursos para o controle dos limites operativos são definidos nas instruções de operação, mensagens operativas, PDO, boletins para a sala de controle e programações de desligamentos. Realiza-se o monitoramento dos carregamentos e limites operativos com o apoio das informações disponíveis no SSC, de instalações do COSR do ONS, das informações dos carregamentos e limites operativos dos equipamentos, contidas nas instruções de operação, nas mensagens operativas, programações de desligamento e boletins para os despachantes.

Quando há ocorrência de violações de carregamentos, o supervisor de turno, quando não houver outras formas de normalizar os limites de carregamentos ou quando os recursos disponíveis forem insuficientes ou ineficazes, providenciará cortes de carga, que são feitos utilizando-se critérios pré-estabelecidos.

Para o controle de geração e reservatórios das usinas sob a responsabilidade do centro de controle, os operadores monitoram a geração, o nível, a vazão afluente e defluente dos reservatórios, verificam e validam pontos de intercâmbio, despacham a geração das usinas. Se os níveis dos reservatórios não estiverem dentro do previsto, eles devem implementar as alterações de vertedouro

---

<sup>9</sup> A rede de operação do Sistema Interligado Nacional é constituída pela Rede Básica, Rede Complementar e Usinas submetidas ao despacho centralizado, sendo a Rede Complementar aquela situada fora dos limites da Rede Básica e cujos fenômenos têm influência significativa nesta [ONS 2016]

<sup>10</sup> Limites Operativos são valores numéricos, supervisionados e controlados, que estão associados a parâmetros do sistema e de instalações e têm a finalidade de estabelecer níveis de confiabilidade ou capacidade operativa no sistema eletro-energético ou hidráulico, ou ainda de linhas de transmissão, equipamentos ou máquinas.

e geração em comum acordo com o COSR do ONS, seguindo as instruções de operação.

### **2.5.2. Programação de Intervenções**

É responsável pelo planejamento e programação das liberações de equipamentos do sistema para intervenções, no âmbito de atuação do Centro de Operação. É a partir de solicitações de liberação de equipamento, feitas pelas instalações cuja operação é coordenada pelo centro de controle, e de estudos e das instruções de operação, que a equipe de programação elabora o plano diário de liberações, o qual é encaminhado para a sala de controle, e faz sua divulgação aos demais agentes envolvidos (COSR do ONS, outros centros de controle, operadores locais, etc.). O plano de liberação é composto de documentos de liberação e relatórios específicos. A equipe de programação também desenvolve e participa de atividades relacionadas com o planejamento de médio e longo prazo, normalmente realizadas em conjunto com outras áreas da empresa e com outros agentes de operação.

### **2.5.3. Procedimentos Operativos**

É responsável pela adequação dos procedimentos operativos (sobretudo as IO) às necessidades do sistema elétrico e às necessidades dos clientes internos e externos à empresa. Esta área atua de forma a traduzir para a linguagem operativa as diversas especificações existentes no sistema. As IO têm como base os estudos elétricos e energéticos, acordos operativos, determinações e restrições operativas emanadas dos agentes e a filosofia de operação. Elas regem a atuação das demais equipes do centro de controle e agentes envolvidos na operação e quando se fala em IO, pode-se dizer que elas são de duas naturezas: as elaboradas internamente no COS e aquelas emanadas de agentes com autoridade hierárquica para tal (exemplo, ONS). No primeiro caso, a equipe de programação é responsável pela sua elaboração, distribuição e se necessário, pelo treinamento das demais equipes envolvidas. No segundo caso, a equipe é responsável pela sua adequação, aplicabilidade e clareza, fazendo uma análise crítica das IO ou participando da sua elaboração.

### **2.5.4. Análise da Operação**

É responsável pelo monitoramento da eficácia da operação do sistema, de forma a garantir que as atividades planejadas sejam realizadas conforme definidas

e que os resultados planejados sejam alcançados. Para executar suas atividades, a equipe de Análise examina as ações realizadas e os resultados obtidos na Pré- operação e no Tempo Real (sala de controle). Seus produtos podem ser recomendações de adequações das atividades, treinamentos, e se for o caso, reprovação do resultado, que devem sofrer ações de melhoria sob responsabilidade da equipe analisada. Além disso, a equipe de Análise comunica aos envolvidos, as suas constatações.

### **2.5.5. Gestão de Infraestrutura e Automação do Centro**

Possui a responsabilidade de: (i) prover soluções tecnológicas para o centro de operação, tanto de *hardware* quanto de *software*, como os Sistemas de Supervisão e Controle e outras ferramentas de apoio à operação; (ii) gerenciar a infraestrutura do centro (suprimento de energia, clima físico, meios de telecomunicação, etc.); (iii) executar ações que garantam a adequada integração de novas instalações ao SSC, as quais serão operadas ou apenas supervisionadas pelo centro de operação e (iv) garantir a qualidade das medições<sup>11</sup> que chegam ao SSC e são armazenadas nos seus bancos de dados e exibidas nas suas telas.

## **2.6. Considerações Complementares**

Uma vez detalhados os diversos aspectos relacionados aos centros de controle, considera-se importante fechar este capítulo com dois esquemas que fornecem uma visão integrada dos mesmos.

As funções desempenhadas nos centros de controle seguem um padrão mínimo aceito internacionalmente, devido às responsabilidades inerentes à operação do SEP. A Figura 12 mostra as atividades básicas da operação, conforme o padrão, agrupadas em três grandes grupos, sendo a operação em tempo real apoiada pelas demais, a pré-operação e a pós-operação.

---

<sup>11</sup> Valores de medições das diversas grandezas elétricas dos equipamentos de usinas e subestações e indicação de estado dos equipamentos (aberto/fechado).



**Figura 12** – Atividades da operação nos centros de controle

Fonte: Elaborada pela autora

Estas atividades são executadas, dentro de requisitos, normas e padrões, especificados ou elaborados pelo próprio centro e por entidades externas e órgãos reguladores. Elas são suportadas por atividades externas de estudos energéticos e elétricos que são transformados em instruções e normas de operação, para nortear a atuação do centro, conforme o esquema apresentado na Figura 13.



**Figura 13** – Contexto da operação do SEP

Fonte: Elaborada pela autora

A forma de organização, funcionamento e recursos disponíveis nos centros de controle e requisitos operacionais são determinados:

- Pela forma de estruturação do setor elétrico.
- Pelo conjunto de artefatos tecnológicos e organizacionais para dar suporte ao operador do SEP.
- Pela alternativa operativa adotada nas empresas: operação local, executada por operadores nas instalações e coordenada pelos centros de controle, ou operação por tele-controle, executada remotamente a partir dos centros.

Esse conjunto vem sofrendo transformações, ao longo dos anos, e aquelas ocorridas a partir do início da década de 90 são o objetivo desta pesquisa, em função de relevantes desdobramentos e mudanças de paradigma. Para lidar com esse cenário, adotou-se um percurso metodológico com perspectivas mais abrangentes que as adotadas normalmente para esse tipo de estudo. Esse percurso é apresentado no próximo capítulo.

# Capítulo 3

## Considerações Metodológicas

### 3.1. Entrando em um Novo Domínio

A partir de um pensamento cartesiano comum ao engenheiro eletricitista, iniciou-se o desenvolvimento desse trabalho, com foco, sobretudo, em aspectos técnicos relativos aos centros de controle de sistema elétricos de potência. As constantes mudanças que estavam acontecendo no mundo em termos tecnológicos e de reestruturação das organizações, e em particular a reestruturação do setor elétrico, aguçavam a curiosidade científica sobre os impactos que estariam trazendo aos centros de controle.

A visão tecnicista de engenheira eletricitista, combinada ao mestrado em Ciência da Computação, direcionavam a pesquisadora na procura de impactos técnicos, sobretudo em termos de ferramentas e procedimentos. Antecipavam-se, no imaginário da doutoranda, eventuais propostas baseadas em sistemas informatizados e artefatos técnicos e procedimentos.

Contudo, à medida que as análises foram se aprofundando, houve uma percepção de que estavam faltando alguns suportes para enxergar mais amplamente o que estava acontecendo nos centros de controle.

Tateando em conceitos que não dominava, algumas descobertas foram surgindo, descortinando uma nova forma de vida e a certeza de que um condutor para guiar os passos nesse mundo novo seria necessário. Buscou-se apoio, então, na Engenharia de Produção, na figura do coorientador.

Esse encontro, embora instigante, não foi de todo fácil. A socialização linguística acontecia devagar e algumas aflições acometeram a autora pela necessidade de um nível maior de imersão em muitos assuntos abordados com os especialistas.

O conhecimento tácito que possibilita navegar sem dificuldades num determinado domínio só é conseguido pela prática e a imersão. E leva tempo. Esse fato muitas vezes acarretou insegurança e o receio de não conseguir a proficiência necessária no novo domínio, no tempo disponível. Mas a curiosidade científica e a determinação de chegar ao ponto desejado impulsionaram a caminhada.

## 3.2. Os Métodos de Pesquisa

A aproximação da Engenharia de Produção abriu novas perspectivas e descortinou novos saberes. Com o propósito de fazer uma análise aprofundada dentro da estrutura de operação, optou-se por utilizar um recorte longitudinal nos níveis macro, *meso* e micro [Fleury 2006], que possibilitasse um entendimento melhor das transformações ocorridas. Além disso, foram utilizados dois métodos de pesquisa:

- Revisão de literatura multidisciplinar, compreendendo as áreas do conhecimento humano ligadas às três dimensões consideradas nesse trabalho.
- Pesquisa qualitativa (estudo de caso) com o objetivo de entender os acontecimentos nos centros de controle, tanto quanto possível, sob o olhar dos seus atores principais, os operadores, nas suas experiências diárias.

### 3.2.1. A Pesquisa Qualitativa

Na pesquisa qualitativa, foram realizadas diversas entrevistas com operadores do centro de controle de uma empresa de energia elétrica brasileira. O objetivo era aprofundar o conhecimento sobre suas atividades e captar as mudanças e os impactos que estavam acontecendo, sob o ponto de vista desses operadores.

O tamanho da amostragem e o período das entrevistas não puderam ser muito grandes, em função da dificuldade de liberação dos operadores para responder a perguntas da autora, uma vez que suas atividades exigem atenção constante no monitoramento do sistema elétrico.

É essencial que todos os participantes do turno de trabalho estejam em seus postos e com a atenção plena, devido ao caráter dinâmico de um sistema elétrico de potência. A alternativa para se garantir representatividade nas pesquisas foi a escolha da amostragem, incluindo operadores supervisores de turno, operadores com muita experiência, com experiência média e novatos em diferentes estágios de treinamento.

A pesquisa foi realizada, em duas etapas do trabalho.

### A. A Primeira Etapa de Entrevistas

Na primeira etapa de entrevistas, a pesquisa procurou conhecer os impactos e ouvir dos operadores alternativas para mitigar os problemas encontrados. Houve observação dos operadores em atividade e entrevistas individuais, não estruturadas, nos seus postos de trabalho. Não houve gravação, nem preenchimento de formulários. As respostas foram anotadas pela pesquisadora.

As entrevistas foram realizadas num período de cinco meses, algumas no meio da manhã e outras no meio da tarde, que em geral são os momentos menos atribulados para a operação do sistema. Em geral se dedicou cerca de 40 minutos a cada entrevistado e para se ter acesso aos operadores obteve-se autorização prévia do engenheiro da supervisão e do supervisor do turno. Num primeiro momento foram entrevistados oito operadores (sendo quatro supervisores de turno). Todas as entrevistas foram realizadas na sala de controle, nos postos de trabalho dos operadores. Posto isso, apresenta-se no Quadro 1 um resumo das características dos empregados pesquisados. Por questões éticas, foram excluídas do quadro apresentado algumas informações que pudessem identificar alguns dos entrevistados.

**Quadro 1** – Caracterização dos empregados entrevistados na primeira etapa

Identificação	Função	Experiência prévia de campo	Tempo na função	Estado civil	Período de nascimento	Escolaridade
Op1	Supervisor de turno	Sim	1 ano	Casado	1965 - 1977	3º grau
Op2	Supervisor de turno	Sim	10 anos	Casado	1946 - 1964	3º grau
Op3	Supervisor de turno	Sim	10 anos	Casado	1946 - 1964	2º grau
Op4	Supervisor de turno	Sim	10 anos	Casado	1965 - 1977	3º grau incompleto
Op5	Operador de centro de controle	Sim	1 ano	Casado	1965 - 1977	3º grau incompleto
Op6	Operador de centro de controle	Sim	18 anos	Casado	1965 - 1977	2º grau
Op7	Operador de centro de controle	Sim	3 anos	Casado	1965 - 1977	3º grau em andamento
Op8	Operador de centro de controle. Está sendo preparado para ser supervisor de turno.	Sim	8 anos	Casado	1965 - 1977	2º grau

Fonte: Elaborado pela autora

## B. A Segunda Etapa de Entrevistas

Na realização da primeira etapa de entrevistas, percebeu-se o alcance de um dos principais impactos, a automação dos sistemas elétricos trazendo mudança no perfil dos novos operadores do centro.

Assim, na segunda etapa, a pesquisa foi realizada focando o detalhamento do impacto citado: a mudança de contratação de novos operadores do centro, sob um caráter diferente do que se fez durante mais de cinco décadas.

As entrevistas foram realizadas, individualmente, de forma semiestruturada, em uma sala de reunião e foram gravadas. Não foram utilizados formulários. As entrevistas foram realizadas com três operadores experientes (um deles supervisor de turno) e dois novatos. Não foi possível realizar um número maior de entrevistas devido à dificuldade de liberação de mais operadores, em função do período de atividades intensas no centro e grande número de operadores em treinamento (15 operadores).

As entrevistas foram realizadas num período de 1 mês, algumas no meio da manhã e outras no meio da tarde, conforme etapa anterior. Em geral se dedicou cerca de 1 hora e meia a cada entrevistado.

O Quadro 2 apresenta um resumo das características dos empregados pesquisados.

**Quadro 2** – Caracterização dos empregados entrevistados na primeira etapa

Identificação	Função	Experiência prévia de campo	Tempo na função	Estado civil	Período de nascimento	Escolaridade
Op9	Supervisor de turno	Sim	10 anos	Casado	1965 - 1977	3º grau
Op10	Operador de centro de controle	Sim	10 anos	Casado	1946 - 1964	3º grau
Op11	Operador de centro de controle	Sim	8 anos	Casado	1965 - 1977	3º grau
Op12	Operador de centro de controle	Não	1 ano	Casado	1978 - 1989	3º grau incompleto
Op13	Operador de centro de controle	Não	1 ano	Solteiro	1978 - 1989	3º grau incompleto

Fonte: Elaborado pela autora

### 3.2.2. A Revisão Bibliográfica

A revisão bibliográfica cobriu diferentes áreas do conhecimento como recursos humanos, engenharia elétrica, treinamento, tecnologia da informação, sociologia do conhecimento científico e tecnológico.

Ela exigiu um significativo esforço pois parte dos assuntos citados não era do conhecimento da pesquisadora e se mostraram fundamentais para o desenvolvimento do trabalho.

### 3.3. A Orientação Metodológica

A orientação metodológica utilizada para o desenvolvimento da pesquisa recebeu o nome de tridimensional. Com base nela, foram desenvolvidas todas as análises e proposições objeto dessa tese.

Partindo da percepção da complexidade que envolvia os centros de controle, avaliou-se que eles não poderiam ser estudados somente sob a perspectiva técnica. Os componentes social e humano deveriam ser considerados. Entendeu-se o centro de controle como um sistema sociotécnico. Recorreu-se a uma abordagem tridimensional para analisá-los, buscando correlacionar cada uma das três dimensões nos efeitos que estavam acontecendo sobre os centros: humana, tecnológica e sócio organizacional.

A partir de uma visão intuitiva, buscou-se um referencial teórico para a orientação metodológica escolhida para o desenvolvimento da pesquisa.

Embora sem o intuito de um aprofundamento no tema, o breve conteúdo teórico aqui apresentado fundamenta alguns pontos que podem ser úteis para um melhor entendimento para todos engajados na leitura.

Complexidade e sistemas sociotécnicos são conceitos que fortemente se relacionam. Em [Righi & Saurin 2015], são apresentados vários esforços dos profissionais de ergonomia para caracterizar a complexidade de um sistema sociotécnico. Em [Saurin & Gonzalez 2013], são apresentadas as quatro categorias de características de sistemas sociotécnicos complexos:

- Número grande de elementos interagindo dinamicamente.
- Elementos de grande diversidade como níveis de hierarquia, divisão de tarefas, especializações, entrada e saídas.
- Variabilidade de eventos.
- Resiliência (habilidade para se auto-ajustar).

Estas características fundamentam a classificação dos centros de controle que executam a operação de sistemas elétricos de potência como um sistema sociotécnico complexo.

A abordagem sociotécnica é utilizada onde a complexidade é inerente. O termo sociotécnico foi introduzido em 1950 pelo Instituto Tavistock de Relações Humanas (*Tavistock Institute of Human Relations*) nas relações conflituosas entre as necessidades de produção da indústria inglesa da época e necessidades sociais das comunidades locais [Correia 2013]. Esse conceito foi introduzido para dar destaque à reciprocidade de relacionamento entre humanos e máquinas e levantar a necessidade de adaptação das condições técnicas e sociais do trabalho, na tentativa de promover a harmonia entre eficiência e humanização [Ropohl 1999].

O termo sistemas sociotécnicos foi cunhado por Emery & Trist (1960) para referenciar sistemas que apresentavam uma intrincada interação entre seres humanos, máquinas e aspectos ambientais do sistema de trabalho. E ainda hoje ele é amplamente utilizado com esse objetivo.

Os sistemas sociotécnicos apresentam algumas características chave para o seu reconhecimento [Baxter & Sommerville 2011, pág. 5]:

- Sistemas devem ter partes interdependentes.
- Sistemas devem adaptar-se e perseguir objetivos em ambientes externos.
- Sistemas têm um ambiente interno que compreende subsistemas técnicos e sociais separados, mas interdependentes.
- Sistemas têm finalidades equivalentes. Em outras palavras, os objetivos dos sistemas podem ser atingidos por mais de um meio. Isto implica que há escolhas de projeto a serem feitas durante o desenvolvimento do sistema.
- O desempenho do sistema recai na otimização conjunta dos sistemas técnicos e sociais. Focar num desses sistemas em função da exclusão do outro é possivelmente levar à degradação o desempenho e utilidade do sistema. (Tradução nossa).

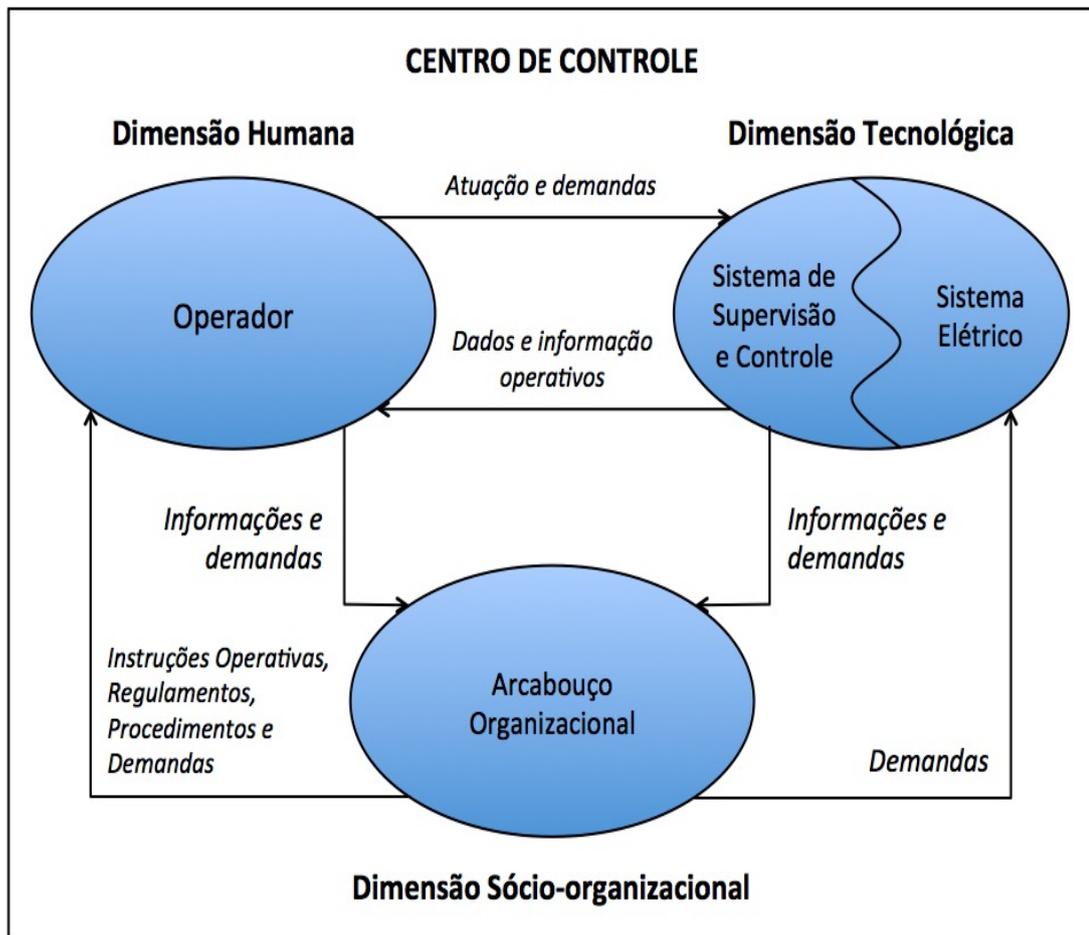
Alguns sistemas como os elétricos, usinas de energia, aviação, segurança cibernética e plantas petroquímicas são exemplos de sistemas altamente complexos [Perrow 1984]. Assim, buscou-se orientação metodológica que auxiliasse a pesquisa, considerando esse aspecto.

As três dimensões e suas interações definem um modelo integral de representação do centro de controle, assim como definem seu espaço de problemas e soluções, quais sejam: sócio-organizacional, humano e tecnológico.

Assim, no centro de controle, na dimensão **humana**, o operador recebe dados e informações operativas do sistema elétrico e efetua ações no mesmo, em tempo real, fazendo uso de uma capacitação técnica proveniente de saberes inculturados a partir do desempenho de sua função. Para tal, ele utiliza, da dimensão **tecnológica**, equipamentos, *software* de base e funcionalidades. Suas ações têm como referência as instruções de operação e as regulações da dimensão **sócio-organizacional**. Mudanças em cada uma das dimensões geram demandas e transformações para as demais. A Figura 14 apresenta uma representação do centro de controle apoiada numa abordagem tridimensional.

Embora os modelos sejam importantes para reduzir a complexidade e possibilitar uma melhor compreensão dos sistemas com esta característica, não se pode perder de perspectiva que eles tendem a não considerar alguns aspectos importantes [Cilliers, 2005, pág. 258]:

(...) porque sistemas complexos são sistemas abertos, nós precisamos entender o ambiente completo do sistema, e, naturalmente, o ambiente é complexo em si mesmo. Não há forma humana de fazer isto. O conhecimento que nós temos de sistemas complexos é baseado nos modelos que nós fazemos dos mesmos, mas para fazer funcionar os modelos – e não simplesmente como uma repetição do sistema – tem-se que reduzir a complexidade do sistema. Isto significa que alguns aspectos do sistema são deixados fora de consideração. O problema se confunde pelo fato de que o que é deixado de fora interage com o resto do sistema de uma maneira não-linear e nós, portanto, não podemos prever quais serão os efeitos da redução da complexidade, especialmente como o sistema e seu ambiente se desenvolvem e se transformam no tempo. (Tradução nossa).



**Figura 14** – Representação tridimensional dos centros de controle

Fonte: Elaborada pela autora

Pensar um centro de controle é pensar de forma integrada as suas três dimensões. Como um sistema sociotécnico, qualquer modificação em um elemento reflete no sistema inteiro. Assim, uma dimensão do centro de operação não pode ser pensada independente das outras. Buscam-se, para isso, alguns princípios sociotécnicos para aplicação nos centros de operação:

- O centro de operação é um sistema aberto que interage com o meio ambiente.
- Seu problema é buscar a adequação a esse ambiente.
- Ele tem auto-regulação.
- Ele pode alcançar um mesmo objetivo por vários caminhos.

Com esses conceitos colocados, nos próximos itens é apresentada uma descrição de cada uma das dimensões.

### 3.4. A Dimensão Tecnológica

Na dimensão **tecnológica**, foram enquadrados, nesta pesquisa, três importantes componentes dos centros de controle: funcionalidades, *software* de base e equipamentos.

**Funcionalidade** é tudo aquilo que um produto pode fazer. Nos centros de controle, as funcionalidades ficam disponíveis por meio dos Sistemas de Supervisão e Controle, por meio dos quais os operadores podem interagir com os sistemas elétricos. Nesse componente, então, estão compreendidos os subsistemas ou aplicativos computacionais necessários para a execução das atividades de operação. Eles são caracterizados por uma grande quantidade de processamento de dados para fornecer as informações necessárias aos operadores para que subsidiem tomadas de decisão em relação às ações que devem ser executadas sobre o sistema elétrico.

As funcionalidades estão contidas nos sistemas SCADA e EMS. Existem inúmeras funcionalidades implementadas nos centros de controle. Entre elas há as voltadas para os controles tradicionais (tensão, frequência, potência ativa e reativa, entre outras) e controles preventivos (configuração da rede, estimador de estado, análise de contingências, etc.). Nessa dimensão estão incluídas funcionalidades básicas essenciais, como a que é denominada interface homem-máquina, assim como aquelas consideradas avançadas, como o tratamento de alarmes, baseada em inteligência computacional.

Em ***software* de base**, estão compreendidos o *software* básico como sistemas operacionais, *software* de suporte, protocolos de comunicação, protocolos de rede, base de dados e seus gerenciadores. É todo o recurso de *software* necessário para que as funcionalidades de supervisão e controle do sistema elétrico possam ser implementadas. *Software* voltado para a segurança cibernética está aqui abrangido. Ela tem tido sua importância aumentada nos últimos anos devido à interconexão dos sistemas computacionais dos centros de controle em nível internacional e devido à escalada dos ataques cibernéticos que têm atingido também os centros. Nenhuma rede computacional está totalmente segura, portanto também o segmento de controle de processo possui vulnerabilidades que precisam ser tratadas.

Em **equipamentos**, encontram-se os que suportam a operação nos centros de controle e suas arquiteturas: computadores, equipamentos para atendimento às necessidades de interface homem-máquina, equipamentos de rede, unidades terminais remotas, IED e meios de comunicação para atender às demandas de

transmissão de dados entre o campo e o centro de controle. Aqui são considerados também os equipamentos do processo elétrico, já que são um dos vetores de alteração nos centros de controle.

A questão dessa dimensão é instigante porque a tecnologia não só tem influência sobre a forma de funcionamento dos centros, como também é influenciada por suas necessidades.

A tecnologia evolui em função de requisitos sociais e culturais e não como “(...) resultado do desenvolvimento de sua própria lógica e necessidades internas” [Garcia 1980, pág. 73], conforme vista numa perspectiva determinista.

### **3.5. A Dimensão Sócio-organizacional**

Na dimensão sócio-organizacional são tratadas as questões relacionadas à estruturação do processo de trabalho e práticas organizacionais. Mas ela não pode se restringir ao ambiente de sala de controle, pois as análises seriam incompletas. Há que se considerar o ambiente institucional do setor elétrico, incluindo leis e regulações, competição de mercado, a hierarquia operacional envolvida, os modelos de configuração empregados e os reflexos culturais e sociais nos centros de controle.

### **3.6. A Dimensão Humana**

Nos centros de controle, a dimensão humana é representada, sobretudo, pelos operadores. Nela são tratadas propriedades físicas e cognitivas dos seres humanos e as interações dos operadores com outros seres humanos e outros componentes do sistema. Nesta pesquisa, na dimensão humana é tratada também a capacitação de equipes para operar o sistema elétrico.

Os operadores são parte essencial dos centros de controle. Até o momento não se vislumbra um sistema técnico seguro que supervisione e controle, em malha fechada, todo o sistema elétrico de potência, prescindindo da presença do operador para tomada de decisão em caso de ocorrências severas. A experiência e a capacidade do ser humano em solução de problemas abertos ainda não podem ser substituídas pela tecnologia.

Para o estudo desta dimensão, buscou-se compreender melhor os seres humanos e suas relações e comportamentos com outros seres humanos e com os objetos compreendidos pelas outras duas dimensões. Essa iniciativa foi concretizada com o auxílio de outras áreas, que estudam diversos aspectos dos seres humanos [Pinhanez & Humes 2011]. Assim, da Psicologia procurou-se o

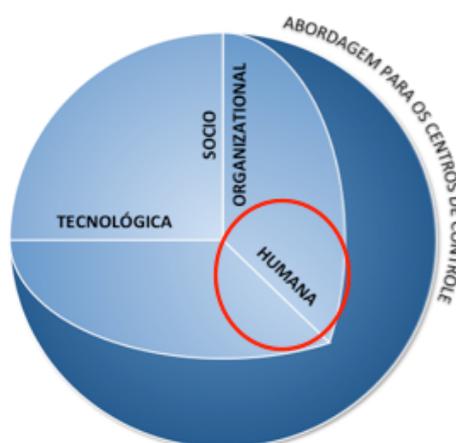
entendimento do comportamento e processos mentais (emoções, raciocínio, pensamento e atitudes); da Sociologia, os processos que ligam os indivíduos em associações, grupos e instituições; da Administração, os modos de interação com a organização.

### 3.7. Considerações Complementares

Estudar o centro de controle, sob uma orientação metodológica sociotécnica, possibilitou percebê-lo como uma composição de três dimensões, mas com um foco integrado. Esse enfoque representa um ganho na compreensão do seu comportamento e, por conseguinte, possibilita que os projetos de soluções sejam mais acertados. Neste sentido, a orientação metodológica sociotécnica, apresentada neste capítulo, se mostrou relevante e necessária.

Estudar o centro de controle como composto por três dimensões, mas com um foco integrado, representa um ganho na compreensão do seu comportamento e possibilidade de projetos de soluções mais acertadas. Neste sentido, a orientação metodológica sociotécnica, apresentada neste capítulo, se mostrou relevante e necessária.

Como contribuição complementar para o entendimento do capítulo, de forma a trazer a mais clareza ao exposto, as Figuras 15, 16 e 17 apresentam, de forma esquemática, a abordagem sociotécnica pelas dimensões humana, tecnológica e sócio-organizacional, respectivamente.

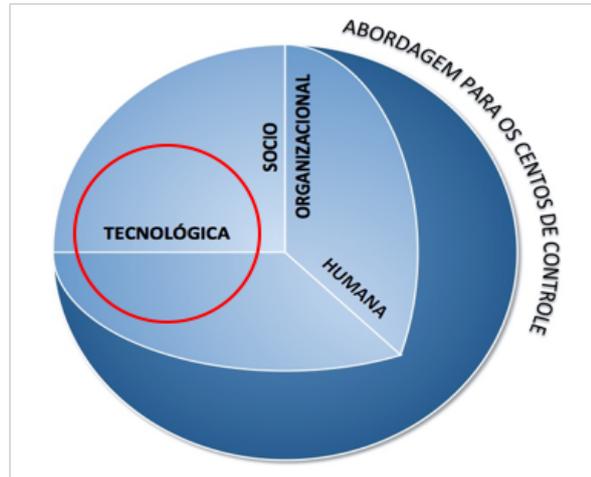


- Propriedades físicas e cognitivas dos **seres humanos**
- **Interações** dos operadores com outros seres humanos e outros componentes do sistema.
- **Capacitação** de equipes para operar o sistema elétrico

**Figura 15** – A dimensão humana

Fonte: Elaborada pela autora

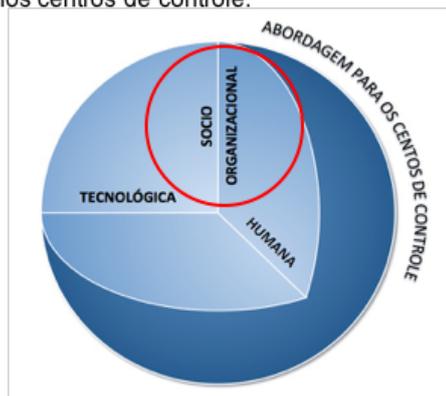
- **Funcionalidade:** tudo aquilo que um produto pode fazer
- **Software de base:** compreende o *software* básico – sistemas operacionais, *software* de suporte, protocolos de comunicação, protocolos de rede, base de dados e seus gerenciadores
- **Equipamentos:** computadores, arquitetura, interface homem-máquina, equipamentos de rede, unidades terminais remotas, IED e meios de comunicação os equipamentos do processo elétrico.



**Figura 16** – A dimensão tecnológica

Fonte: Elaborada pela autora

- **Estruturação do processo de trabalho e práticas organizacionais**
- **Ambiente institucional do setor elétrico**, incluindo leis e regulações, competição de mercado
- **Hierarquia operacional** envolvida, os modelos de configuração empregados e os reflexos culturais e sociais nos centros de controle.



**Figura 17** – A dimensão sócio-organizacional

Fonte: Elaborada pela autora

Compreender um centro de controle, nos seus três vieses fundamentais implica compreender o contexto dos centros de controle e, por conseguinte, da operação. Portanto, é necessário entender o modelo do setor elétrico no qual eles estão inseridos. Por isso, no próximo capítulo é discutido o modelo do setor elétrico implantado no Brasil, a partir da reestruturação.

Um histórico das mudanças ocorridas no setor elétrico, ao longo dos anos, é também apresentado para possibilitar uma melhor compreensão dos fatores que levaram ao atual modelo.

# Capítulo 4

## O Modelo do Setor Elétrico

### 4.1. Introdução

A estruturação do setor elétrico, no mundo, tem passado por movimentos de mudanças, assim caracterizados no tempo: 1) a organização inicial por investidores privados, 2) a expansão, num segundo momento, desenvolvida pelos Estados e 3) intenção de retorno ao controle privado. Cada um dos modelos empregados nos diferentes movimentos, utilizando-se a expressão de Latour (2000) é uma caixa-preta<sup>12</sup>, sendo consequência da estabilização da rede sociotécnica que a concebeu.

Nas décadas de 80 e 90, o setor elétrico passou, em todo o mundo, por um movimento de reestruturação. Ele se iniciou a partir do final da década de 80 e começo da década de 90, na Europa e nos Estados Unidos, respectivamente. No Brasil, a reestruturação ocorreu a partir da segunda metade da década de 90 e seguiu os mesmos princípios que nortearam as transformações em outros países.

A implantação das reformas gerou controvérsias entre grupos defensores e críticos das mesmas e diversos trabalhos foram publicados sobre o assunto, no mundo inteiro. No Brasil não foi diferente, e inúmeras pesquisas foram realizadas, sob perspectivas distintas, buscando explicar as motivações ou analisar as consequências desta reforma: [Santana & Oliveira 1999], [Araújo 2002], [Souza 2002], e [Gonçalves Jr. 2007], entre outras.

Este capítulo apresenta uma síntese dos princípios que nortearam a reestruturação do setor elétrico brasileiro e mundial e faz uma comparação entre os modelos empresariais utilizados antes e depois da reestruturação, aprofundando na experiência brasileira. Nessa síntese, não se tem qualquer pretensão de propor alternativas diretas aos princípios estruturantes da reforma. A intenção desse capítulo é estabelecer uma base para a análise das consequências do modelo nos centros de controle, particularizando o caso brasileiro. Ao final, será discutido como a análise dessa perspectiva local pode contribuir para reorganizar aspectos estruturantes do sistema.

---

<sup>12</sup> Caixa-preta é um fato plenamente aceito ou um objeto (artefato) não problemático. É um todo organizado que o construtor de fatos (e artefatos) quer propagar no tempo e no espaço e que dá a impressão de manter, por si só, o controle do comportamento de todos os seus componentes alistados, tendo ares de verdade pura [Latour 2000].

## 4.2. Princípios da Reestruturação

A última grande mudança na indústria de energia elétrica ficou conhecida como **reestruturação** ou **desregulamentação** do setor. Essa indústria, responsável pela geração, transmissão e distribuição de eletricidade, era caracterizada, no mundo inteiro, até então, pela produção estatal, organizada em uma ou várias empresas verticalizadas integradas e semi-verticalizadas. Esta organização suportou a implantação de complexos sistemas da indústria de energia elétrica, até que, em quase todo o mundo, esse setor foi influenciado pelo que se denomina de Teoria da Desregulamentação. No processo de implantação da reforma, foram geradas defesas e críticas no setor, com discussões entre diversos segmentos da sociedade: academia, governo e empresas de eletricidade, em situações de controvérsia, mas sem uma participação efetiva da classe trabalhadora, que como diz Gonçalves Jr. (2007, pág. 1), “nunca foi convidada a participar dos debates de como organizar a indústria de eletricidade” e que com certeza traria uma contribuição relevante para o processo.

Numa abordagem instigante, Gonçalves Jr. (2007, pág. 12) descreve o movimento de reforma, analisando-a como uma das estratégias do pensamento hegemônico, na “disputa pelas ‘fontes’ e o controle do trabalho excedente” e fazendo parte de um movimento muito maior mundialmente:

(...) a redução da taxa de crescimento econômico mundial trouxe a diminuição das taxas de demanda de energia elétrica (...) aconteceu uma ‘revolução’ no sistema financeiro que amplificou sua capacidade de influenciar a produção e a circulação de bens e serviços, muito mais pelos novos instrumentos criados do que pelo poder que passou a centralizar em suas instituições<sup>13</sup>. Inicia-se assim, uma radical reestruturação institucional da produção capitalista em geral.

Os defensores da mudança preconizam que a organização do setor, até então caracterizada pelo monopólio natural e estatal, trouxe várias ineficiências ao longo do tempo [Araújo 2002]:

---

<sup>13</sup> “Mais do que a diminuição da expansão dos setores de infraestrutura, um fator que tem influenciado fortemente para a reestruturação da indústria de eletricidade está vinculado aos inúmeros mecanismos financeiros – recentemente – criados. Estes (...) estão sendo capazes de engendrar soluções para os sistemas de produção intensivos em capital, a exemplo, da indústria de eletricidade. Destaca-se aqui, que esta conclusão, tem como referência o texto de Harvey, quando analisa a ‘*Acumulação flexível – transformação sólida ou reparo temporário*’. Ao final deste texto Harvey, quando formula suas conclusões, ressalta que: ‘*se quisermos procurar alguma coisa verdadeiramente peculiar (em oposição ao ‘capitalismo de sempre’) na atual situação, deveremos concentrar o nosso olhar nos aspectos financeiros da organização capitalista e no papel de crédito*’. “[Harvey, 2005, p. 177 a 184 apud Gonçalves Jr, 2007, p. 32].

- Operação acima do custo marginal factível, em consequência da falta de pressões de concorrência, existentes em mercados competitivos, gerando ineficiência produtiva estática.
- Ineficiência produtiva dinâmica, ocasionando retardo do desenvolvimento tecnológico, isto é, ausência de busca do progresso técnico e de novas tecnologias para possibilitar maior produção a preços menores.
- Como as empresas utilizavam o método da taxa de retorno, onde os lucros são gerados proporcionalmente ao capital investido, acabavam por fazer investimentos maiores, diminuindo a eficiência econômica.

Nessa visão, a nova ordem teria como objetivo proteger os consumidores com a disponibilidade de uma energia de qualidade sob modicidade tarifária. Esse objetivo seria alcançado por meio do estabelecimento de um ambiente de competição no setor, o que geraria redução da citada ineficiência provocada pela gestão do estado. Contudo, Gonçalves Jr. (2007, pág. 21) contesta esta motivação, utilizando o exemplo do Chile, que em 1982, adotou de forma pioneira (e não a Inglaterra, como normalmente se pensa), a reestruturação da indústria de energia elétrica, segundo os princípios de mercado e sob a orientação do consultor Milton Friedman, consultor do Banco Mundial:

Cabe recuperar que a indústria elétrica do Chile – fundada nos princípios: de economia de escala; do longo tempo de recuperação do capital investido; da importância estratégica para o desenvolvimento nacional; e de indústria prestadora de serviço público – tinha este ramo da produção concentrada em uma empresa estatal, a ENDESA<sup>14</sup>, que por esta época não tinha problemas financeiros e nem problemas técnicos que influenciasse a qualidade dos seus serviços, como também não apresentava qualquer questão relacionada a sua eficiência de gestão.

Apesar das diversas controvérsias sobre a Teoria da Desregulamentação, ela foi ideia vencedora e ganhou espaço no mundo inteiro, sobretudo aplicada na indústria de energia elétrica. Assim, os países iniciaram seus processos de

---

<sup>14</sup> “A ENDESA faz parte da história da indústria elétrica chilena que a semelhança da brasileira, teve seu início na década de 1940, cujo objetivo foi o de desenvolver o ‘Plan de Electrificación del Chile’. Este Plano incluía implantação do sistema de geração, transporte e a distribuição energia elétrica. Esta companhia foi propriedade do estado chileno durante 42 anos. Neste período, transformou-se na maior empresa do País realizando elevados investimentos no desenvolvimento de um parque hidrelétrico e na implantação de extensas linhas de transmissão e distribuição em grande parte do território do Chile. Nos anos 1980, a empresa foi preparada para a privatização aos moldes da ‘teoria da Desregulamentação’, sendo o seu processo pleno de privatização iniciado em 1987 e concluído em 1989. Fonte: [www.endesa.cl/](http://www.endesa.cl/)

reestruturação da indústria elétrica, usando princípios básicos bastante semelhantes.

Estes princípios podem ser sumarizados como:

- Desverticalização das empresas tradicionais de energia elétrica com a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição em companhias diferentes.
- A liberdade de atuação em qualquer território.
- A privatização.
- A desregulamentação da geração.
- O acesso livre aos recursos de transmissão e distribuição.
- A livre escolha dos provedores de energia.

Para a viabilização da implantação desses princípios e funcionamento dessa nova ordem no setor, estabelecem-se alguns instrumentos, como a criação de um **órgão regulador**, para assegurar, por meio de procedimentos, que não haja um controle do mercado pelas empresas e um **operador independente do sistema** de transmissão. O negócio de suprimento de energia apresenta dois ambientes: o ambiente técnico de transmissão de energia, baseado no despacho em tempo real de potência (MW) e o ambiente econômico de comércio de energia, baseado em MWh. Desta forma, as empresas de energia elétrica (chamadas de **agentes**, com a reforma) passaram a se ligar fisicamente ao ambiente de transmissão e economicamente ao ambiente de mercado [Allamby *et al.* 2007]. Portanto, entre as premissas da reestruturação, encontra-se a existência de duas novas entidades para o setor: o operador do sistema e o operador de mercado.

O **operador do sistema** (OS), dentro do ambiente técnico de transmissão, é responsável por prover a segurança do sistema de potência interligado e por manter o equilíbrio potência x frequência do sistema. O operador do sistema pode atuar de duas formas:

- Operador do Sistema de Transmissão (TSO): quando a propriedade dos ativos e a responsabilidade da operação do sistema pertencem a uma única empresa, que é o operador do sistema (como na Europa).
- Operador Independente do Sistema (ISO): quando a responsabilidade da operação do sistema é de uma empresa independente (como nos Estados Unidos, América do Sul e Austrália). Nesse caso, um ou mais agentes operam o sistema de transmissão sob a supervisão do operador do sistema.

Já o **operador de mercado** tem como responsabilidade o ambiente econômico de mercado, podendo ser integrado ao operador de sistema (como na

Argentina) ou separado, como um Operador de Mercado Independente, como na Escandinávia.

Para que esse ambiente funcione, há a necessidade de uma infraestrutura que defina regras e responsabilidades de todos os envolvidos no negócio de suprimento de energia elétrica, sendo que o operador de sistema e o operador de mercado têm que agir de forma transparente e não-discriminatória.

Os princípios apresentados podem diferir em função do grau de liberalização introduzido no setor, conforme será visto por meio dos diversos modelos de configuração da indústria de energia elétrica, estudados mundialmente. Esses estudos têm sido feitos pelos defensores da teoria da desregulamentação para “(...) simularem, na realidade dos estágios de produção e comercialização, fatos econômicos e financeiros que aparentem confirmar o que defendem.” [Gonçalves Jr 2007, pág. 51].

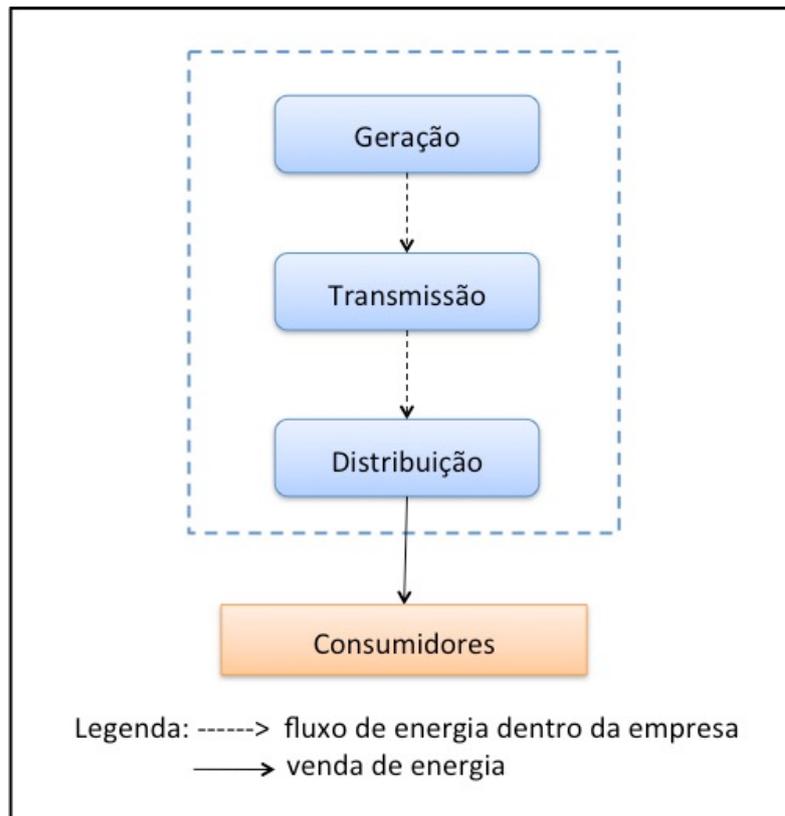
### **4.3. Principais Modelos de Configuração da Indústria de Energia Elétrica**

A estruturação do setor elétrico tem sido configurada, em muitos países, seguindo modelos operacionais que envolvem componentes comerciais e institucionais. Esses modelos levam em consideração o grau de liberalização em função da competição introduzida no setor e foram introduzidos por Hunt & Shuttleworth (1996). Eles têm sido largamente estudados, adaptados e debatidos por vários autores com a onda de reestruturação, em nível mundial.

Tomando-se como referência a classificação apresentada em [Aperc 2000], quatro são os modelos operacionais existentes: monopólio verticalmente integrado (*vertically-integrated monopoly*), monopsonio (*monopsony*), competição no atacado (*wholesale competition*) e competição plena (*pool models*).

#### **4.3.1. Monopólio Verticalmente Integrado**

Antes da reforma do setor elétrico, o modelo organizacional da indústria de energia elétrica empregado na maioria dos países era o **monopólio verticalmente integrado**, mostrado na Figura 18.



**Figura 18** – Modelo Monopólio Verticalmente Integrado

Fonte: [Aperc 2000].

Esse modelo caracteriza-se pela ausência de competição nos três segmentos, normalmente organizados em uma única empresa privada ou estatal ou em diversas empresas estatais com a responsabilidade de operar partes do sistema sem concorrência. A crítica normalmente feita a esse modelo é que sem estimular a competição, ele acarretava ineficiências na cadeia, além de falta de transparência e ingerência política na gestão. Mas por outro lado, segundo Sauer (2003, pág. 71):

Favorece os investimentos em instalações de grande escala e permite a implementação de políticas sociais e de desenvolvimento regional ou setorial, por meio da aplicação de subsídios.

Um exemplo de aplicação desse modelo de monopólio puro era encontrado na França, onde uma só empresa, a EDF, era responsável pela geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia no país.

Nesse tipo de modelo, os custos dos contratos são internos (os contratos são informais) e os estímulos para o aprimoramento do desempenho podem

acontecer, por exemplo, por meio dos chamados contratos de gestão<sup>15</sup> entre as áreas.

Em termos de organização da operação, nesse modelo, há um centro de controle nacional, de propriedade do estado com responsabilidade de coordenação da operação da geração e transmissão do país e centros regionais pertencentes, algumas vezes, a outras empresas estatais que atuam regionalmente. Da mesma forma, existe a presença de centros de controle da distribuição.

#### 4.3.2. Monopsônio

O segundo modelo, apresentado na Figura 19, denominado **Monopsônio**, também chamado *Single Buyer Model*, caracteriza-se pela existência de um único agente (*purchasing agent*) responsável pela compra de toda a energia no atacado e sua revenda aos distribuidores. Em geral, o *purchasing agent* é o responsável também pela operação do sistema de transmissão e é integrado a esse e à distribuidora. Nesse modelo, portanto, um ou mais monopólios verticalmente integrados ainda controlam o setor, embora seja possível a participação de investimentos privados por meio do licenciamento de Produtores Independentes de Energia – PIE para construção de novas usinas. Embora exista o *purchasing agent*, é possível que algumas PIE negociem separadamente um *Power Purchasing Agreement* – PAA de longo prazo com os respectivos governos.

A operacionalização do modelo é feita por meio de concorrências públicas periódicas (*competitive bidding in generation*) para atendimento ao aumento da oferta de energia ou à prestação de serviços em áreas específicas (*franchising bidding*). Foi concebido na França e aplicado na EDF, sendo também adotado em vários países da Ásia e no México.

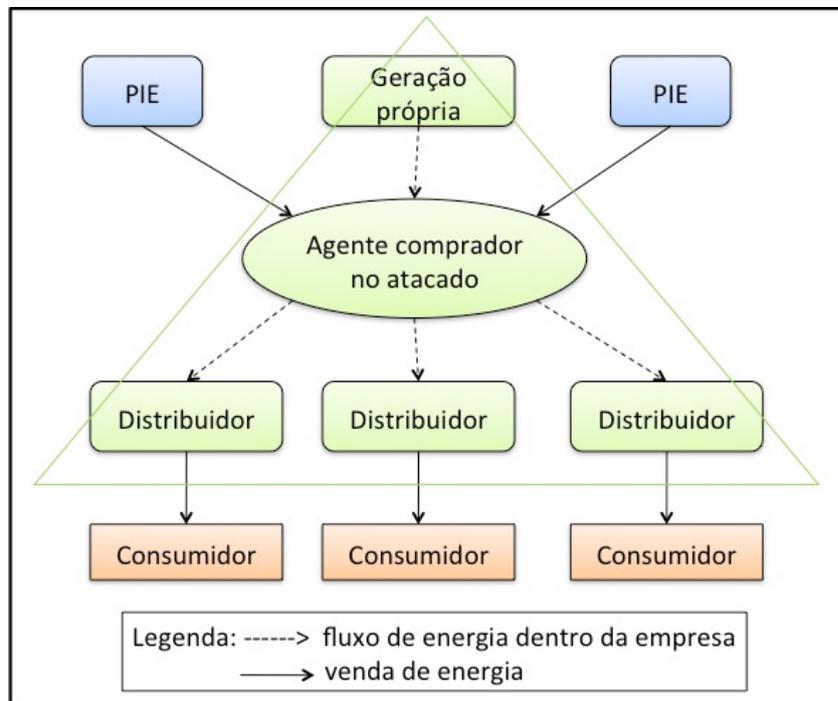
A competição se dá apenas na geração e é suportada pelo livre acesso dos geradores ao sistema de transmissão, pela determinação de um preço teto (*price-cap*) para a compra de energia e pela possibilidade de venda de energia somente para o *purchasing agent*, o que torna o preço regulado, assim como o é para os consumidores finais, caracterizados como cativos.

---

<sup>15</sup> “O contrato de gestão foi idealizado no direito francês como meio de controle administrativo ou tutela sobre as suas empresas estatais. Mas, antes disso, o contrato de gestão já era utilizado como meio de vincular a programas governamentais determinadas empresas privadas que recebiam algum tipo de auxílio por parte do Estado. Mais recentemente, os contratos de gestão passaram a ser celebrados com os próprios da Administração Direta, portanto, com antes sem personalidade jurídica própria; são os chamados centros de responsabilidade que se comprometem, por meio do contrato de gestão, a atingir determinados objetivos institucionais, fixados em consonância com programa de qualidade proposto pelo órgão interessado e aprovado pela autoridade competente, em troca, também, de maior autonomia de gestão”.

[<http://www.pge.sp.gov.br/centrodeestudos/revistaspge/revista2/artigo9.htm>]

Na Figura 19 é esquematizado um dos possíveis arranjos para esse modelo, a versão integrada. Outra possibilidade é a existência de somente PIE, sendo que não existe a integração do *purchasing agent* com a geração e a distribuição, recebendo a designação de versão desagregada.



**Figura 19** – Modelo Monopsônio

Fonte: [Aperc 2000].

A crítica a esse modelo é apresentada por Santana & Oliveira (1999, pág. 371):

Neste ambiente de competição existe um sério risco devido à especificidade dos investimentos (usinas), motivo pelo qual os contratos tendem a ser do tipo neoclássico<sup>16</sup> (trilateral), tentando abranger o máximo possível das contingências futuras.

Esse modelo é um caso de liberalização incompleta e tem como características apontadas como benéficas, a atratividade de capitais privados para a geração e a possibilidade da realização de políticas sociais em função da participação do estado no setor.

<sup>16</sup> Segundo Grassi (2003, pág.47) , nos contratos neoclássicos “os preços desempenham um importante papel como um fator de ajuste, mas são restringidos pela presença de ativos específicos, e ao mesmo tempo salvaguardas são difíceis de serem implementadas. Um contrato neoclássico é tipicamente um arranjo de longo prazo, com o objetivo de desenvolver uma relação contínua, na qual a identidade das partes importa, dado que a dependência bilateral é não trivial, enquanto o mecanismo de adaptação precisa ser elástico o suficiente para permitir às partes se ajustarem moderadamente a possíveis distúrbios”.

### 4.3.3. Competição no Atacado

A Figura 20 apresenta um esquema do terceiro modelo. Chamado de **Competição no Atacado**, ele propicia um ambiente competitivo na geração e na distribuição. As empresas desse último segmento podem escolher seu fornecedor, mas mantêm seu monopólio. O acesso ao sistema de transmissão é livre tanto para os geradores quanto para os distribuidores. O mercado *spot*<sup>17</sup> (atacadista) é o mecanismo mais adotado para intercâmbio de energia entre esses dois segmentos, podendo, no entanto, existir contratos de longo prazo.

Para o funcionamento desse modelo, os critérios de operação do sistema devem ser imparciais para compradores e vendedores de energia; por isso é muito comum o estabelecimento de um operador independente do sistema (*independent system operator – ISO*), a exemplo do que acontece nos Estados Unidos, Inglaterra e Argentina. A influência do ISO depende diretamente da necessidade ou não de otimização dos recursos energéticos existentes.

Nesse modelo, contratos bilaterais são estabelecidos entre geradores e distribuidores e grandes consumidores, normalmente por meio de um agente, chamado de *third party*. Um intermediário das transações no atacado ou o próprio proprietário da rede de transmissão pode fazer o papel de *third party*.

Adicionalmente, em relação aos contratos, nesse modelo, eles são predominantemente clássicos<sup>18</sup>, se forem de curto prazo e o mercado *spot* funciona com oferta de preço. Contudo, se forem de longo prazo, os contratos são relacionais<sup>19</sup>.

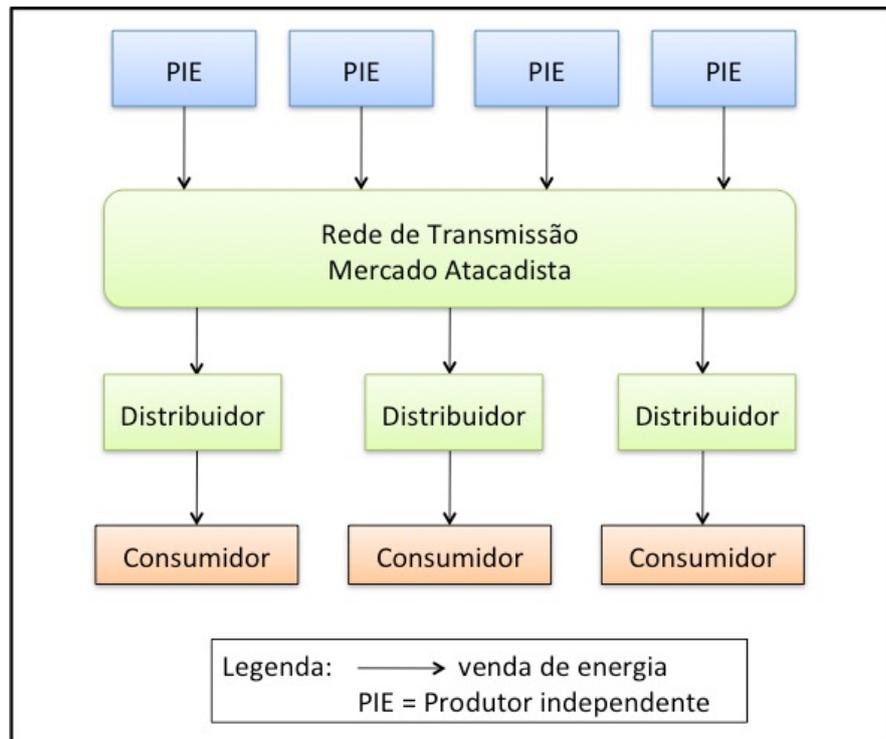
Uma das vantagens atribuídas a esse modelo é a transferência para o mercado dos riscos inerentes de se produzir e distribuir energia elétrica. Contudo, sua desvantagem é não possibilitar a implantação de políticas públicas e sociais.

---

<sup>17</sup> Mercado *spot* possibilita operações de curto prazo. No setor elétrico, esta designação possui o mesmo significado daquele do mercado das tradicionais *commodities*: as transações são feitas com pagamento a vista e entrega no curto prazo.

<sup>18</sup> Em [Zylbersztajn 1995, pág. 52], contratos clássicos “Referem-se a transações isoladas que não estão ligadas a nenhum efeito intertemporal, ou seja, dão-se no período  $t$  independentemente das ações dos agentes no período  $t-n$  e das expectativas com respeito às condições no período  $t+n$ , qualquer que seja  $n$ . (...) No contrato clássico, os ajustes ocorrem apenas e unicamente via mercado, ou seja, nenhum planejamento de longo prazo pode ser introduzido. Entende-se que relações continuadas intertemporais não ocorrerão e que novas transações discretas ocorrerão, nas quais as adaptações necessárias serão possíveis”.

<sup>19</sup> Recorrendo a [Zylbersztajn 1995], pág. 56], é dito dos contratos relacionais “As características dos contratos relacionais estão ligadas à sua flexibilidade e à possibilidade de renegociação. Diferem dos contratos neoclássicos uma vez que o contrato original deixa de servir de base para a negociação, sendo considerado a cada negociação, todo o conjunto de fatores para a reconstrução do contrato”.



**Figura 20** – Modelo Competição no Atacado

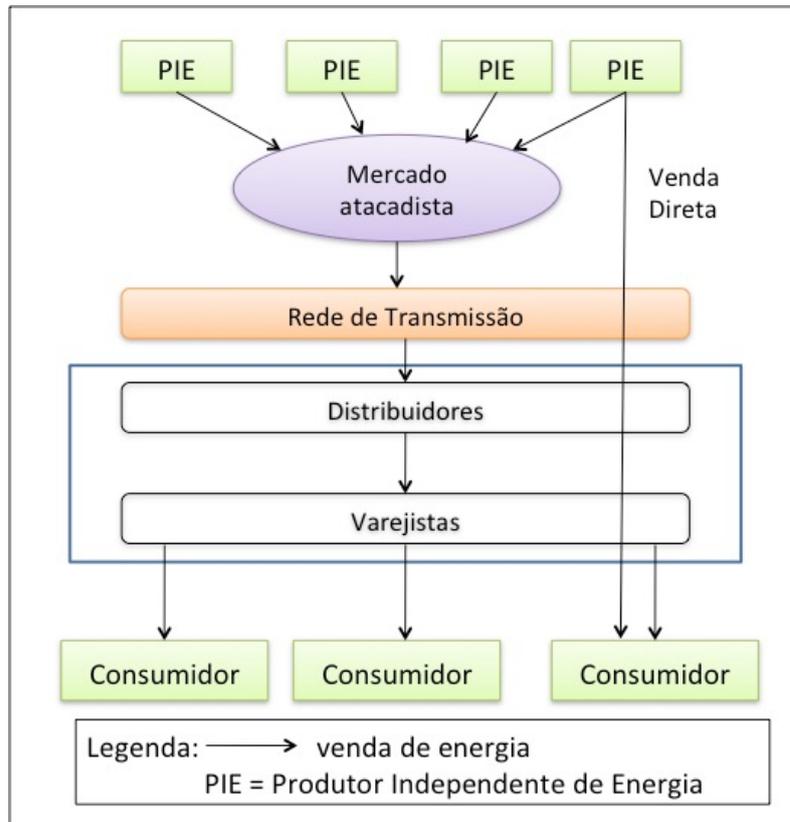
Fonte: [Aperc 2000]

#### 4.3.4. Competição Plena

No modelo de **Competição Plena** é possível a competição na geração e na comercialização de energia. Da mesma forma que no terceiro modelo, o seu funcionamento depende das seguintes condições: as empresas devem ser desverticalizadas e deve haver livre acesso ao sistema de transmissão. Adicionalmente, como nesse quarto modelo qualquer consumidor pode escolher seu fornecedor de energia, o acesso livre às redes de distribuição é mais uma condição. E esse fato, teoricamente, pressionaria todos os vendedores a uma redução dos custos e melhoria da qualidade da energia elétrica. Outra diferença desse modelo em relação aos demais, é que a concorrência, excluindo-se as redes de transmissão e de distribuição, é possível entre os diversos segmentos. Dessa forma, pode haver competição entre um gerador e um varejista (o que é considerado importante para a eficiência da indústria) e não há a possibilidade de mercado cativo. Os intercâmbios comerciais são realizados por meio de um mercado atacadista, por meio de contratos que podem ser de longo ou curto prazo.

Esse modelo é adotado na Inglaterra e na Califórnia e exige, no mínimo, um mercado atacadista, um mercado *spot* e um operador independente do sistema, o

qual normalmente é o responsável pelo despacho de energia. No caso de haver somente um proprietário da rede de transmissão, ele pode assumir essa responsabilidade. A Figura 21 apresenta um esquema desse modelo.



**Figura 21** – Modelo Competição Plena

Fonte: [Aperc 2000]

Como desvantagem desse modelo, é citada a não possibilidade de políticas sociais para o setor elétrico [Aperc 2000]. Assim, a necessidade de prover eletricidade para comunidades pobres ou isoladas fica mais difícil de ser atendida. Por outro lado, pode ser considerada como vantagem a possibilidade de otimização da eficiência energética e de controle de abusos do mercado.

#### 4.4. O Funcionamento do Setor Elétrico no Brasil

Com o objetivo de fornecer as bases para uma análise das mudanças trazidas pela reforma do setor no Brasil, neste item é revisitada a evolução do funcionamento do setor elétrico brasileiro desde as suas origens até os dias atuais, caracterizando suas principais diferenças.

#### 4.4.1. O Início da Indústria de Energia Elétrica no Brasil

##### A. A Estrutura Organizacional e Financeira

Os dois principais fatos, devido à sua dimensão, ligados ao início da indústria de energia elétrica no Brasil, são considerados marcos do nascimento dessa indústria. O primeiro, que data de 1883, se refere à iniciativa da prefeitura do município de Campos, no estado do Rio de Janeiro, na implantação do primeiro sistema de iluminação pública do país. Esse sistema, composto de 39 lâmpadas elétricas que iluminavam alguns logradouros públicos, era alimentado por uma máquina a vapor que transferia energia mecânica a três geradores de corrente contínua [Gonçalves Jr. 2007]. Nessa época, Campos era uma das cidades mais prósperas do Brasil, em função da agroindústria do açúcar lá instalada.

O segundo fato foi a implantação da primeira usina hidrelétrica de maior porte do Brasil, denominada Marmelos Zero, em 1889. Ela foi construída pela Companhia Mineira de Eletricidade (CME), de propriedade do industrial Bernardo Mascarenhas. Localizada na cachoeira de Marmelos, no rio Paraibuna, município de Juiz de Fora (MG), esta usina gerava energia elétrica para a fábrica de tecidos de Bernardo Mascarenhas e seu excedente era vendido para a prefeitura de Juiz de Fora, para a iluminação pública da cidade. A geração da eletricidade era feita por meio de dois grupos geradores de 125 kW cada [ABEE 2015].

O nascedouro da indústria de energia elétrica no Brasil foi tímido em função de dois fatores: mercado interno e a economia financeira. As poucas iniciativas foram provenientes de investidores nacionais, com recursos limitados e com tecnologia estrangeira. A grande maioria da tecnologia vendida para o Brasil não considerou os grandes recursos hidráulicos existentes no país. Ao contrário, a expansão da geração foi realizada baseada em fontes de energia mecânica de origem térmica [Gonçalves Jr. 2002], conforme mostrado na Tabela 1.

**Tabela 1 – Potência Elétrica no Brasil (1883 a 1895)**

Anos	Térmica (kW)	Hidro (kW)	Total (kW)	% Hidro
1883	52	–	52	–
1885	80	–	80	–
1890	1.017	250	1.267	20
1895	3.843	1.991	5.834	34

Fonte: Conselho Mundial de Energia, Comitê Nacional Brasileiro, Estatística Brasileira de Energia, n. 1, 1965

É interessante ressaltar que havia dificuldades em geral, mas, segundo Pontes (1998, pág. 96):

(...) a opção de desenvolvimento econômico escolhida pelas elites políticas da época, permitiu que o Brasil alcançasse uma capacidade instalada de 1,3 MW em 1890, 310 MW em 1915 e 779 MW no final de 1930, revelando, assim, um surpreendente e notável crescimento do mercado de energia elétrica.

A partir desse início, de investimento nacional, a expansão do setor elétrico passou a ocorrer a partir de investimento estrangeiro, que passou a reconhecer o potencial hidráulico do Brasil. Esses investimentos se verificaram em cidades do interior de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais e nas capitais do Norte e Nordeste: Manaus, Belém e Recife. Os principais investidores no século XIX eram os ingleses, com um total de 78% dos investimentos internacionais. No início do século XX duas empresas estrangeiras se destacam em termos de investimentos no cenário brasileiro, a *Light and Power Company Limited*, canadense e a *American Foreign Power (AMFORP)*, americana.

Contudo, a crise de 1929-1933 e a segunda guerra mundial (1939-1945) propiciaram o surgimento de um projeto de desenvolvimento baseado no capital nacional, portanto de cunho fortemente nacionalista. Mudou-se o eixo de poder relativo a políticas de recursos naturais e exploração de serviços públicos, explicitado nas palavras de Getúlio Vargas, em 1931 [Lima 1995, apud Gonçalves Jr. 2002, pág. 80]:

(...) não sou exclusivista nem cometeria o erro de aconselhar o repúdio ao capital estrangeiro a empregar-se no desenvolvimento da indústria brasileira, sob a forma de empréstimo, no arrendamento de serviços, concessões provisórias, ou em outras múltiplas aplicações equivalentes... Mas quando se trata da indústria de ferro (...); do aproveitamento das quedas das d'água, transformada na energia que nos ilumina e alimenta as indústrias de guerra e de paz, das redes ferroviárias de comunicação interna (...); quando se trata – repito – da exploração de serviços de tal natureza, de maneira tão íntima ligados ao amplo e complexo problema da defesa nacional, não podemos aliená-los, concedendo a estranhos, e cumpre-nos preventivamente manter sobre eles o direito de propriedade e domínio.

A partir de setembro de 1931, são suspensas as transferências de cursos e quedas d'água a particulares com fins de exploração, que passavam a se constituir em bens da União. Os acordos comerciais e os contratos das empresas que operavam na indústria de energia elétrica eram baseados na “cláusula-ouro”, onde

o reajuste das tarifas era feito sempre que havia alterações no padrão ouro. A finalidade dessa forma de tarifação era evitar eventuais efeitos contra as empresas de energia elétrica em relação à tarifa e à valorização da moeda. Contudo, o Governo, suspeitando de acordos e reajustes indevidos realizados entre as empresas e alguns representantes do poder público, eliminou esta forma de tarifação e promulgou o Código de Águas, por meio de decreto [Pontes 1998].

Foi, então, a partir de decretos, que o governo reorganizou o funcionamento do setor elétrico.

O decreto 24.643 de 10/07/1934 instituiu o Código das Águas que:

- Tornou de propriedade da União as quedas d'água.
- Determinou a competência de outorga ou concessão o aproveitamento de energia elétrica.
- Tornou monopólio a exploração dos serviços de eletricidade, a partir de concessão outorgada por decreto do Presidente da República.
- Determinou a fiscalização como responsabilidade do Poder Concedente.
- Definiu o “serviço pelo custo” e o “lucro limitado e assegurado”.
- Nacionalizou os serviços pela limitação da concessão a brasileiros ou empresas organizadas no Brasil.
- Manteve os direitos das empresas que já exploravam potenciais hidráulicos para produção de energia elétrica.

O decreto 852, de 11/11/1938, determinou que linhas de transmissão ou redes de distribuição de energia elétrica deveriam ser concessões.

O decreto 938, de 08/12/1938 subordinou o funcionamento de sociedades com fins de produção comercial de energia elétrica à autorização do governo.

Apesar dos decretos, não havia no Brasil uma política intencional para a estatização do setor elétrico, mas a falta de investimentos do setor privado levou o Estado a tomar algumas iniciativas, como a criação da Companhia Hidrelétrica de São Francisco – CHESF, em 1945, para construção da Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso. A falta de investimentos teve origem na dificuldade das empresas privadas de levantar empréstimos em função de crises mundiais, para fazer frente às demandas de complexos sistemas de serviços públicos, surgidas com a urbanização e a industrialização. Assim, essas iniciativas do Estado acabaram por fomentar o poder do governo federal e criar espaços para planejamento de instituições futuras.

As empresas que operavam nesta indústria tinham seus contratos e acordos comerciais feitos com base na **cláusula-ouro**, ou seja, as tarifas eram reajustadas todas as vezes que ocorriam mudanças no padrão ouro.

Vargas, no retorno ao governo, no início dos anos 50, cria uma comissão para elaborar propostas para a definição da questão da energia elétrica. Os estudos dessa comissão são considerados um marco e definiram alguns projetos. Destacasse o que foi denominado Plano Decenal de Eletrificação, que procurou institucionalizar o planejamento da energia elétrica no país. Dessa forma, o fornecimento de energia passou a ser responsabilidade do governo e não das forças de mercado, conforme definição anterior. Esse plano contemplava a construção de novas usinas, de linhas de transmissão para grandes potências e grandes distâncias, unificação da frequência para 60 Hz, visando à interligação de sistemas e estabelecimento de recursos financeiros.

### **B. A Estrutura Operacional**

No início da indústria de energia elétrica no Brasil foram realizadas as primeiras iniciativas para a interligação dos sistemas elétricos no Brasil, conforme contado por Gonçalves Jr. (2002, pág. 74) em relação ao grupo AMFORP:

Este, ao verificar no interior de São Paulo a existência de grande número de empresas dotadas de instalações de geração e distribuição operando de forma isoladas entre si – considerando a tecnologia já existente nos 1920 –, vislumbrou possibilidade de realizar grandes negócios, sem ter que dispensar grandes investimentos na geração e distribuição de energia elétrica bastando incorporar as empresas com suas respectivas instalações e providenciar a interconexão elétrica entre os municípios, otimizando a operação das hidrelétricas e de todas as instalações da região. Era dado o início ao que veio a ser o Sistema Elétrico Interligado Brasileiro.

Contudo, naquele momento inicial da indústria de energia elétrica, não havia ainda uma estrutura nem tecnologia para a operação do sistema elétrico, de forma interligada, a partir de um centro. Ela era feita de forma individual, por instalação e localmente.

## **4.4.2. O Modelo Estatal do Setor Elétrico Brasileiro**

### **A. A Estrutura Organizacional e Financeira**

Com a iniciativa de Vargas, de promover uma atuação do governo no setor elétrico, se inicia o modelo com predomínio estatal, no qual o Estado passa a expandir o sistema elétrico com investimentos em geração e criação de empresas com esse fim.

As ações aconteceram não só no nível federal, mas também no nível estadual. Assim, na década de 50, alguns estados investiram em geração e distribuição, destacando-se: Minas Gerais, com a criação da Cemig, São Paulo com a Cesp, CPFL e Eletropaulo, Rio de Grande do Sul, com a CEEE e Paraná com a Copel. No âmbito federal, os investimentos se restringiram a duas obras de usinas hidrelétricas: Furnas e Paulo Afonso, esta última com o objetivo de desenvolver a região Nordeste [Pontes 1998].

As palavras de Juscelino Kubitschek, referindo-se à criação da Cemig em 1952, retratam o envolvimento do Estado do setor elétrico, em função da industrialização e aumento da demanda por energia:

A primeira coisa que eu criei quando entrei como governador do Estado foi a Cemig. Nós não tínhamos energia elétrica para coisa nenhuma a não ser umas pequenas usinas de 10 cavalos, 20 cavalos para iluminar, como eu dizia, a miséria das cidades do interior. Então nós precisávamos de construir as Centrais Elétricas destinadas a impulsionar um parque industrial para Minas e daí nasceu a ideia da Cemig.

Na década de 60, deu-se o que se chama **federalização parcial do setor**, em função da criação da Eletrobras em 1962. Esta *holding* federal integrou primeiramente a Chesf (1945) e Furnas (1957) e mais tarde a Eletrosul (1968) e a Eletronorte (1973).

No projeto de criação da Eletrobras, previram-se também ações para criar uma massa crítica para assimilar novas tecnologias e programa para capacitação de pessoal para o setor elétrico.

O processo de nacionalização do setor de energia elétrica foi reforçado quando o governo federal adquiriu os ativos das empresas do Grupo AMFORP, por meio da Lei nº 4.428 e efetivada pelo tratado firmado em Washington, Estados Unidos. Elas foram incorporadas às concessionárias públicas estaduais no governo militar, em 12 de novembro de 1964. A Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas (Caeeb), que atuava como empresa de serviços na centralização e na supervisão das operações administrativas, de engenharia, jurídicas e contábeis das concessionárias da AMFORP, passou a ser subsidiária da Eletrobras, após a incorporação das empresas da AMFORP pelas empresas públicas.

Outro fato importante no processo de nacionalização do setor foi a aquisição em 1979, pelo governo federal, das empresas do Grupo Light, o que deu origem à Light Serviços de Eletricidade S.A. (Light), subsidiária da Eletrobras, atuando no

Rio de Janeiro, e à Eletricidade de São Paulo S.A. (Eletropaulo), controlada pelo governo do estado de São Paulo.

Nesse período, as empresas estaduais cresceram com base nos recursos da União (ex.: Fundo Federal de Eletrificação) e nas receitas arrecadadas pelas taxas estaduais de eletrificação.

Em resumo, as décadas de 50 e 60 marcam a assunção dos novos empreendimentos para a indústria de energia elétrica, pelo Estado. Grandes investimentos foram feitos em geração e transmissão. Com exceções notáveis para os grandes estados do país, houve uma distribuição de atribuições: o governo federal ficou responsável pela geração de maior porte e grandes troncos de transmissão, e os estados com a sub-transmissão e a distribuição, o que era semelhante ao modelo inglês da CEGB (*Central Electricity Generating Board*) [Souza 2002].

A partir daí o modelo do setor elétrico passou a se enquadrar dentro do **monopólio verticalmente integrado** e seus mecanismos de regulação criados e consolidados.

Esse modelo dominante resultou numa indústria verticalizada, regulamentada pelo Estado, e muitas vezes de propriedade do mesmo. Portanto, as empresas de energia elétrica, em sua maioria, eram concessões estatais e federais, com geração, transmissão e distribuição integradas.

Ele determinava o setor elétrico como um monopólio natural, onde um único agente conseguiria produzir energia a custos mais baixos devido à significativa economia de escala e escopo comparando-se com o mercado. A caracterização do setor como monopólio natural implicava caracterizar as indústrias da seguinte forma: economia de escala e escopo; intensidade de capital; existência de rendimentos crescentes; caracterização como serviços de utilidade pública [Johnson *et al* 1996].

Segundo Araújo (2002, pág. 21):

Pela teoria predominante, o setor elétrico passou a ser considerado um monopólio natural, pois se enquadrava como uma falha de mercado<sup>20</sup> cuja característica fundamental era que o resultado econômico de uma única firma atuando no mercado seria superior à existência de competição, em determinadas situações.

---

<sup>20</sup> Referência nossa – Segundo Hall & Lieberman (2003) “Uma falha de mercado ocorre quando um mercado, deixado por si, falha em obter eficiência econômica.”

Esse modelo possibilitou a implantação da infraestrutura do setor elétrico no Brasil, assim como na maioria dos países.

Seu funcionamento baseava-se na concessão, autorização ou permissão dos serviços pelo estado brasileiro. Para regular as concessões, utilizava-se o instrumento denominado **regulação tarifária**. A tarifação era feita pelo custo de serviço, em que os investimentos realizados pelo concessionário eram remunerados por uma taxa de retorno considerada justa. Por isso, esse método também é chamado de **tarifação pela taxa de retorno** [Rosa 1998]. Esse método era utilizado no mundo inteiro para regular as concessionárias dos serviços de energia elétrica e era baseado na experiência americana.

As duas principais entidades do setor, nesse período eram o DNAEE (Departamento de Águas e Energia Elétrica) e a Eletrobras, ambas subordinadas ao Ministério de Minas e Energia, o qual definia a política energética nacional. As responsabilidades das duas primeiras entidades eram as seguintes [Gonçalves Jr. 2007, pág. 69]:

Ao primeiro cabia exercer as atividades de supervisão e fiscalização dos serviços; à homologação dos níveis de estrutura tarifária; à fiscalização, o controle das empresas concessionárias de energia elétrica; e à outorga de concessão ou permissão para exploração de potenciais hidrelétricos. E ao segundo – Eletrobras – a incumbência de atuar como instrumento empresarial do governo responsável pela execução da política governamental de energia elétrica no Brasil, operando em todo o território nacional, através de grandes empresas regionais: Eletronorte, nos estados da região Norte, além de Tocantins, Mato Grosso e Maranhão; Furnas, na região sudeste, em Goiás e no Distrito Federal; Chesf, na região Nordeste, exceto o Maranhão e a Eletrosul, na região sul e em Mato Grosso do Sul.

A Eletrobras controlava, ainda, duas distribuidoras de energia: a Light, no Rio de Janeiro e a Escelsa, no Espírito Santo; 50% de Itaipu Binacional; participava acionariamente de todas as empresas estaduais e municipais – 26 empresas, que detinham por volta de 80% da distribuição de energia elétrica do País. Atuando também no desenvolvimento tecnológico do setor elétrico por meio do Centro de Pesquisas de Engenharia Elétrica – CEPEL e da Engenharia e Serviços S.A – NUCLEN.

A Eletrobras era a ligação de todos os processos de produção da indústria de energia elétrica e tinha uma posição no topo da hierarquia dessa indústria, controlando tanto a operação como a expansão. Ela tinha uma atuação muito abrangente [Santana & Oliveira 1999, pág. 378]:

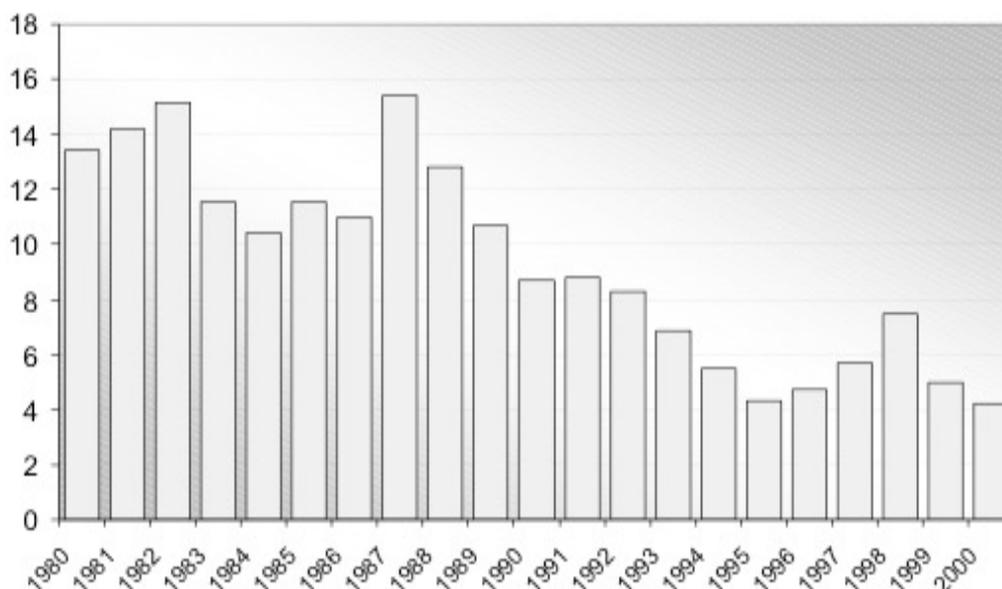
A especificidade dos ativos (intensivos em capital, interdependentes, que geram externalidades positivas e negativas, e de custos e preços voláteis) exige uma intensa cooperação e uma coordenação centralizada, caso contrário, fica praticamente impossível a otimização do uso dos recursos energéticos disponíveis, o que abriu um espaço considerável para as ações de coordenação da Eletrobras (...).

O poder da Eletrobras era devido à autoridade que exercia como coordenadora de dois centros de comando do setor elétrico brasileiro. Esses dois centros possibilitavam uma operação e um planejamento mais sistêmicos e se constituíam em duas instituições estatais: o GCOI – Grupo Coordenador para a Operação Interligada e o GCPS – Grupo Coordenador para Planejamento do Sistema. Desses grupos participavam representantes de todas as empresas, trabalhando de forma colegiada. Seu objetivo era o ganho global na otimização de custos. A abrangência da atuação da Eletrobras dava-lhe poder para solucionar todos os tipos de conflitos, tanto comercial e institucional (e às vezes até jurídico), caracterizando-o até com o papel de regulador também, que era atribuição do DNAEE.

Embora, em termos operativos e técnicos, o modelo implantado tivesse tido sucesso, com o passar do tempo, em termos financeiros, o modelo de provisão dos setores de infraestrutura pelo estado acabou por ser questionado. Observou-se que começaram a faltar investimentos nesses setores, já que o governo não conseguia sozinho bancar todas as necessidades. Os seguintes fatos foram observados [Castello Branco 2001]:

- A construção de mais 20 usinas estava parada.
- Custos muito altos de energia de novas usinas (para alguns casos maior que US\$100/MWh).
- Tarifa equalizada para o país todo, de forma artificialmente baixa.
- Sistema Eletrobras descapitalizado.
- Setor elétrico com inadimplência generalizada.

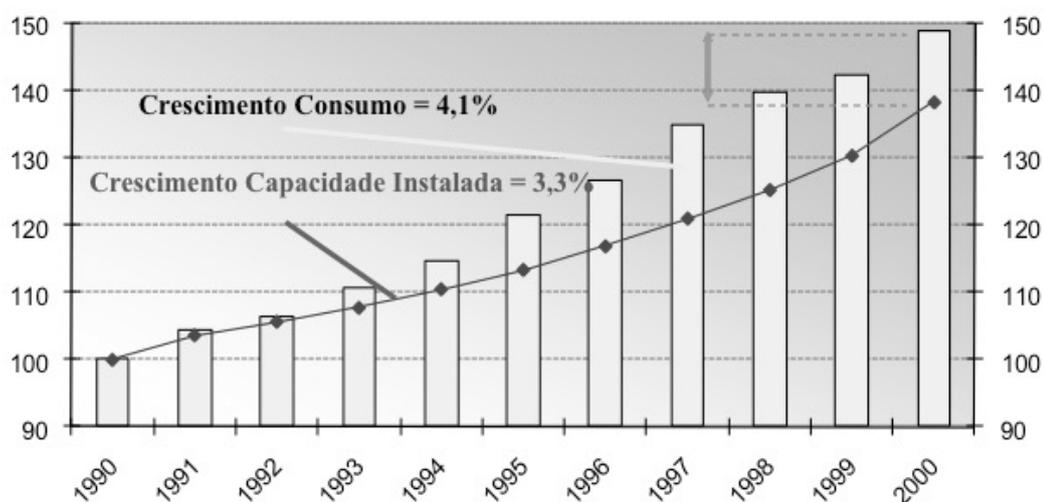
O gráfico da Figura 22 mostra a queda nos investimentos no setor elétrico a partir de 1990.



**Figura 22** – Investimentos no setor elétrico (US\$ bilhões)

Fonte: Plano Decenal de Expansão (apud Castello Branco, 2001). Nota: Dados em moeda constante de dezembro de 1996 (US\$1,00 = R\$1,0374)

Com a falta de investimentos, o crescimento da capacidade instalada tornou-se inferior ao crescimento do consumo, conforme mostra o gráfico da Figura 23.



**Figura 23** – Consumo de energia (GWh) versus capacidade instalada (MW)

Fonte: Siese – Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica (2000 apud Castello Branco, 2001). Nota: Dados em base 100.

Adicionalmente, embora a coordenação central da operação dos sistemas, pela Eletrobras, possibilitasse a otimização dos recursos de transmissão e de geração, o seu papel abrangente no setor, desempenhando diversas atividades estratégicas, acabou por ser considerado mais um dos fatores causadores da ineficiência da indústria. A justificativa dada pelos críticos para esta análise era que o baixo custo da solução de conflitos levava as empresas a uma gestão menos eficiente (excesso de custos, inadimplência dos contratos de suprimento e baixa capacidade de financiamento dos investimentos). Esta pode ter sido a justificativa de se redefinir o papel da Eletrobras<sup>21</sup> [Santana & Oliveira 1999].

Dessa forma, começou a surgir uma pressão, tanto no setor público como privado, a favor da desregulamentação. A partir da década de 80, devido à crise cambial e fiscal, o Estado brasileiro já não podia impulsionar a economia. Nessa época houve uma crise de governança e governabilidade no Brasil, principalmente nos setores de infraestrutura. Houve uma insolvência do modelo estatal, devido grande parte à má gestão de grande parte das empresas estatais, que eram utilizadas para fins políticos, dificultando uma gerência administrativa mais técnica e isenta, e focada na eficiência. Contudo, algumas exceções podiam ser encontradas, destacando-se o desempenho da Cemig [Gonçalves Jr. 2007, pág. 214]:

Constituída como empresa *holding*, se organiza como empresa produtora de energia e desde o seu início alcança excelentes resultados econômicos, sendo capaz de gerar os recursos necessários para os seus investimentos.

## **B. A Estrutura Operacional**

Nesse período estudado, as diversas empresas federais e estaduais criadas e mesmo as privadas existentes, investiram nos seus sistemas de geração, transmissão e distribuição. Na década de 50 apareceram os primeiros centros de controle, denominados despachos de carga. Ali se operava o sistema por meio de comunicação, via telefone de magneto, entre o despachante e operador da usina ou da subestação. Como recurso “computacional”, o despacho de carga dispunha de um computador analógico, para controle da geração de usinas e diversos

---

<sup>21</sup> Hoje ela é uma empresa de economia mista e capital aberto, com 54% de propriedade do governo federal, atuando nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia. “ (...) lidera um Sistema composto de 12 subsidiárias, uma empresa de participações (Eletropar), um centro de pesquisas (Cepel) e metade do capital da Itaipu Binacional “[Eletrobras 2015].

registradores gráficos para medição da frequência nos pontos de relevância para a operação.

Na década de 80, as empresas concessionárias de energia evoluíram seus recursos de operação do despacho de carga para os centros de controle. A evolução tecnológica disponibilizou computadores digitais e recursos de telecomunicação, que passaram a ser largamente utilizados na operação dos sistemas elétricos.

Em setembro de 1989, o CNOS foi inaugurado em Brasília, pela Eletrobras. A ele se interligaram os centros de controle das principais concessionárias de geração e transmissão de energia do país, possibilitando uma operação interligada. O CNOS passou a coordenar todas as empresas do setor [Acervo Eletrobras]:

Esta integração nacional – que uniu usinas, reservatórios e linhas de transmissão – era uma ideia que vinha sendo considerada desde a unificação das frequências no padrão de 60 hertz, nos anos 1960; firmara-se com a compra compulsória da energia de Itaipu; e se consolidara com a coordenação nacional do uso de reservatórios e instalações de geração e transmissão, na década de 1970. O CNOS ganhou avançados recursos de computação e telecomunicação, que permitem a supervisão automática das mais importantes instalações do sistema elétrico, garantindo o aproveitamento racional das diversidades regionais do país e gerando economia nos serviços. Basta dizer que cerca de 24% da energia elétrica disponível nacionalmente se devem à operação integrada do setor.

Em termos operativos, então, os centros de controle das concessionárias de energia elétrica se reportavam ao CNOS, com o qual estabeleciam enlaces de comunicação para troca de dados de tempo real. As empresas transmitiam seus dados, e por outro lado, recebiam, por meio do CNOS, dados de outras empresas, nas suas fronteiras. O papel do CNOS, sob coordenação do GCOI, estava ligado mais à supervisão da Operação em Tempo Real, consolidação de geração e intercâmbios de energia entre as concessionárias, os desligamentos previstos para o sistema e avaliação da qualidade e estatísticas da operação. Os centros das empresas, apesar de uma coordenação central, a Eletrobras, operavam os sistemas elétricos nas áreas de sua concessão, com autonomia, conforme Souza (2002, pág. 74):

Releva notar que esta estrutura setorial descentralizava efetivamente a execução dos serviços, ao contrário da tendência normalmente observada nas soluções institucionais brasileiras,

fortemente orientada à centralização, conforme tradição colonial portuguesa.

Ainda Souza (2002, pág. 75) apresenta esta organização como tendo trazido alguns benefícios:

A coordenação da Eletrobras propiciou a difusão de tecnologias dominadas no país, a uniformização (padronização) de equipamentos e instalações com vistas a economias de escala; esta forma híbrida de coordenação industrial [Santana & Oliveira 1999], cooperação hierarquizada, permitiu que concessionárias de estados mais pobres absorvessem tecnologias organizacionais e operacionais, disseminando uma qualidade de serviços impar para países do nível de desenvolvimento do Brasil.

É importante ressaltar que o sistema elétrico nacional é predominantemente hidráulico o que requer ativos de alta complexidade tecnológica e investimentos importantes. Além desses investimentos intensivos em capital para os equipamentos, são necessários treinamento e habilitação para pessoal especializado em planejamento, construção, operação e manutenção dos ativos e instalações. Além disso, o sistema elétrico brasileiro é integrado e coordenado em função do seu funcionamento com usinas em cascata, para aquelas em uma mesma bacia hidrográfica. Estas usinas se distribuem ao longo dos principais rios, se destacando a bacia do rio Paraná, onde encontra-se a hidrelétrica de Itaipu, considerada a segunda maior do mundo.

As bacias possuem regime de chuvas diferentes em cada região do país. Isso requer sua interligação e complementaridade entre os centros de carga e impõe uma interdependência operativa.

As características do sistema elétrico brasileiro o tornam ímpar no mundo. Não obstante toda esta complexidade, o país conseguiu desenvolver sua indústria de energia elétrica, tendo hoje, segundo Pontes (1998, pág. 87):

(...) um estoque de capital acumulado de ativos em produção, transmissão e distribuição estimado em torno de R\$ 120 bilhões, a preços de 1996, uma engenharia altamente especializada e um quadro de pessoal preparado, que a torna uma indústria comparável aos principais países industrializados.

Ainda, segundo Gonçalves Jr. (2002, pág. 121):

O setor elétrico brasileiro segundo a configuração atual, do ponto de vista econômico e produtivo constituiu-se, senão o melhor, em

um dos mais eficientes do mundo. Arquetizado, gerado e concretizado nos anos 1950 e 1960 consolidou-se e expandiu de forma extraordinária sob a égide do Estado autoritário militar iniciado em 1964 e finalizado em 1985.

#### **4.4.3. O Modelo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**

##### **A. A Estrutura Organizacional e Financeira**

Em função do quadro existente na década de 80, iniciou-se a implantação da reforma desse setor no Brasil, que seguiu o caminho similar ao trilhado pelos demais países. Aqui também a justificativa dada para a reestruturação do setor elétrico era implantar a competição para atrair novos investimentos e propiciar modicidade das tarifas.

Em 1993, a partir da lei nº 8.631, iniciou-se a reforma do setor elétrico brasileiro. Ela extinguiu a equalização de tarifas e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores. A lei nº 9.074 de 1995, criou o Produtor Independente de Energia - PIE e o conceito de Consumidor Livre. O Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – Projeto RE-SEB foi implantado em 1996, sob a coordenação do Ministério de Minas e Energia. Como uma das conclusões do projeto, foi constatada a necessidade de se implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, dividindo-as nos segmentos de geração, transmissão e distribuição.

Dessa forma, as empresas tradicionalmente verticalizadas tiveram que se segregar em pelo menos duas diferentes, pois segundo os princípios da reforma, a geração e a distribuição não poderiam estar sob uma mesma organização. A título de estímulo à competição, reduziram-se o poder e o limite de participação de cada empresa segmentada no mercado, assim como o limite de auto-suprimento (*self-dealing*). O livre acesso de geradores e consumidores às redes básicas de transmissão e distribuição foi garantido.

Definiu-se um tratamento diferenciado a cada uma de suas cadeias produtivas: geração, transmissão, distribuição e comercialização, como mostrado no Quadro 3 [Araújo 2002]:

**Quadro 3** – Resumo da Reestruturação do Setor Elétrico

Segmento	Regulação
Geração	Competição
Transmissão	Monopólio natural
Distribuição	Monopólio natural
Comercialização	Competição

Fonte: [Araújo 2002]

Sintetizando as implementações do Projeto RE-SEB e suas justificativas, segundo os defensores da reforma, foram:

- **Privatização do setor**, para se conseguir aumento da eficiência e dos investimentos das empresas privatizadas.
- **Competição na geração e comercialização** para consumidores livres, objetivando o estímulo do aumento da eficiência e redução dos preços.
- **Regulação na transmissão e distribuição**, com introdução da competição por comparação, por meio da definição de empresa de referência, com o objetivo de tornar natural a busca pela eficiência e produtividade.

Com essas características, o modelo implantado no Brasil, após a reestruturação do setor elétrico pode ser categorizado como uma combinação do terceiro e quarto modelo apresentados (*Wholesale Competition Model* and *Pool Model*): competição na geração e livre escolha na comercialização. Nesta última, somente os chamados consumidores livres, isto é, aqueles que possuem demanda igual ou maior que 3 MW e tensão de atendimento maior que 69 kV, escolhem seus fornecedores de energia. No Brasil, ainda não é viável a venda de energia no mercado *spot* devido às características do sistema elétrico brasileiro: forte perfil hidráulico (64,47% da capacidade instalada)<sup>22</sup>, e conseqüente menor participação das demais fontes de energia. Como as bacias situam-se em regiões diferentes, geralmente interligadas, há a possibilidade de um ganho energético, aproveitando-se a sazonalidade e a complementação dos vários regimes hidrológicos.

Para beneficiar os ganhos energéticos, há necessidade de uma coordenação central, antes realizada pela Eletrobras e depois da reestruturação, pelo ONS.

<sup>22</sup> Segundo BEN 2016 – Balanço Energético Nacional 2016 do Ministério das Minas e Energia

Além desses aspectos característicos da reforma no Brasil, alguns fatos particularizaram esse processo aqui, em relação aos demais países onde ela aconteceu.

Com relação à privatização, ela se deu juntamente com a reforma do estado, englobando outros setores além do elétrico. Segundo relatório do BNDES, no Brasil foi realizada a maior reforma patrimonial do mundo. Gonçalves Jr. (2007, pág. 25) relata:

De 1990 a 2002, foi transferido à iniciativa privada – 48,3% para investidores estrangeiros – os setores: financeiro; siderúrgico; petroquímico; mineração; parte da geração de eletricidade; a quase totalidade da distribuição de eletricidade e de gás; o transporte – fluviais, marítimos, portos, ferrovias e rodovias –; de telecomunicação; e parte do serviço de saneamento; entre outras atividades fundamentais ligadas às indústrias de base e infraestrutura, que até então eram desempenhadas pelo estado brasileiro (...)

O total arrecadado com as privatizações girou em torno de US\$ 105 bilhões e o setor de eletricidade compreendeu, individualmente, 31% [BNDES 2015] da participação nesse processo.

Em 1990, com a criação do Plano Nacional de Desestatização – PND (Lei 8.031/90), a ampliação da abrangência da privatização foi significativa, e ela passou a ser parte das reformas econômicas do Governo.

A partir de 1995 iniciaram-se as concessões de serviços públicos à iniciativa privada e houve grande apoio do governo federal às privatizações estaduais. Nessa etapa, alguns serviços públicos foram transferidos ao setor privado, incluindo o setor elétrico, de transporte e de telecomunicações. No setor elétrico foram privatizadas: Light, Escelsa, Gerasul, CERJ, Coelba, Cachoeira Dourada, CEEE–Norte-Nordeste, CEEE–Centro-Oeste, CPFL, Enersul, Cemat, Energipe, Cosern, Coelce, Eletropaulo Metropolitana, Celpe, Elektro, EBE-Empresa Bandeirantes de Energia, Cesp–Tietê, Celpe e a Cemar. Nessa época, ocorreu a alienação de parte de muitas estatais, destacando-se como exemplos a Cemig e a Copel.

No processo de privatizações, o BNDES teve um papel importante nas privatizações estaduais e esteve associado ao Programa de Estímulo à Privatização Estadual – PEPE. Nessa época, os estados estavam em dificuldade financeira até para saldar suas folhas de pagamento. O BNDES, então, *“lhes oferecia empréstimos, desde que, concordassem em realizar a privatização de suas estatais”* [Gonçalves Jr. 2007, p. 313]. Além desse papel de estimulador da

privatização, ao BNDES foi atribuído também o de gestor do Fundo Nacional de Desestatização – FND, criado pelo governo federal. Nesse papel, coube-lhe a coordenação do processo de privatização, dando os apoios administrativos, técnicos e operacionais para a concretização das desestatizações. Com os empréstimos aos estados, ele viabilizou, sobretudo nas distribuidoras estaduais, investimentos em diversas áreas e programas de demissão voluntária e aposentadoria de trabalhadores. Adicionalmente, promoveu cursos de Programas de Qualidade Total nas empresas estatais, próximos da privatização, segundo Gonçalves Jr. (2007), *“preparando’ o conjunto dos trabalhadores para as relações com os ‘novos’ empregadores privados”*.

Com relação à **competição** introduzida na geração e comercialização, e à **regulação** (competição comparada), na transmissão e distribuição, destaca-se a introdução do custo de transação nas empresas. O sistema elétrico, antes da reestruturação, trabalhava como uma única empresa, onde não havia contrato de compra e venda de energia entre geradoras e distribuidoras. Os montantes eram acertados em reuniões setoriais, por meio de grupos de trabalhos técnicos, sendo que a Eletrobras conciliava as disputas e os custos de transação não existiam.

As principais alterações trazidas pelo novo modelo foram, segundo Araújo (2002, pág. 49):

- Instituição de outorga de novas concessões através do preço licitado para serviços de eletricidade, ou através do maior valor oferecido à União, pela concessão.
- Extinção da reserva de mercado em favor das quatro geradoras federais.
- Criação do mercado livre e cativo, sendo que o primeiro deve ser disputado competitivamente pelas concessionárias estatais ou privadas e os produtores independentes de energia.
- Estabelece normas gerais que possibilitam o processo de privatização das empresas com outorga de novas concessões; possibilita amplo acesso às redes de transmissão e distribuição.
- Define o cronograma do mercado de consumidores livres.

Outra mudança no setor foi a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, com a função de regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Entre suas características,

destacam-se: autonomia decisória, autonomia financeira, estabilidade administrativa e quadro de pessoal próprio.

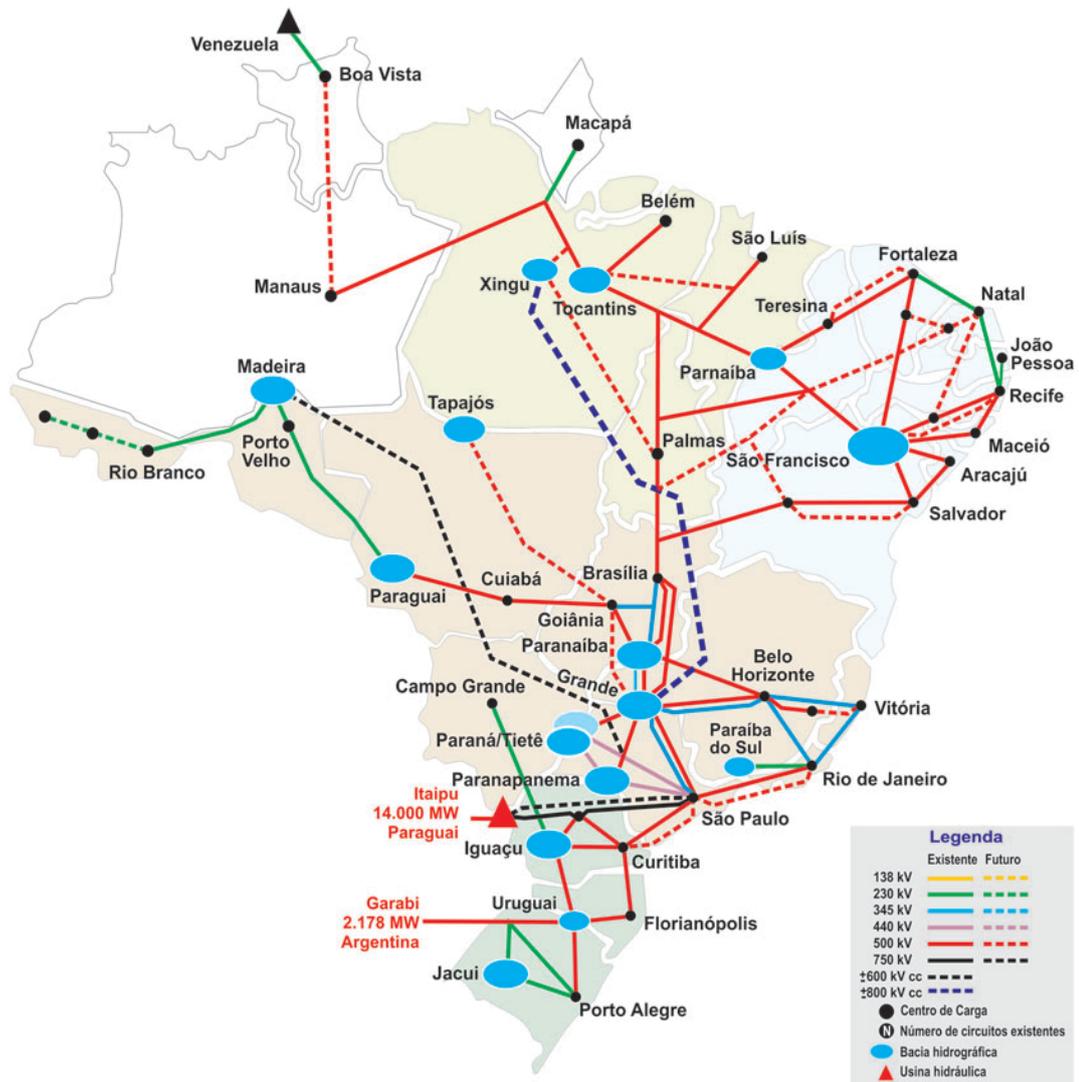
Como parte da mudança, foram criados também o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, como Operador Independente do Sistema de geração e transmissão e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, o qual deveria proporcionar um ambiente para realização das transações de compra e venda de energia elétrica.

O projeto RE-SEB foi concluído em 1998. Em 2001, com a crise de abastecimento, que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica, vários questionamentos foram feitos em relação aos rumos que o setor elétrico estava tomando. Com o objetivo de adequar o modelo que estava em implantação, foi criado o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, em 2002. No período de 2003 a 2004, o Governo Federal estabeleceu um novo modelo para o Setor Elétrico, por meio das leis 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

No novo modelo foram criados: (i) a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, responsável pelo planejamento do setor elétrico em longo prazo; (ii) o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, responsável por avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica e (iii) a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, para dar continuidade às atividades do MAE, em relação à comercialização de energia elétrica no sistema elétrico [CCEE 2016].

A Figura 24 mostra a estrutura organizacional do novo modelo do setor elétrico.





**Figura 25** – Rede básica

Fonte: [ONS 2016]

A expansão do sistema de transmissão se faz por meio de licitações, cujo vencedor será o que oferecer o menor preço, sendo por ele remunerado. Nesse caso, a competição ocorre na licitação da linha de transmissão, por exemplo.

Com relação à geração de energia elétrica, ela tem características diferentes no Brasil em relação ao resto do mundo. Isto decorre das características do parque gerador: 64,47% (dados de 2016 do BEN) da energia elétrica gerada no país são de origem hidráulica. A Tabela 2 mostra a participação por tipo de geração.

**Tabela 2** – Participação por tipo de geração (2016)<sup>1</sup>

<b>Fonte</b>	<b>Capacidade instalada (MW)</b>	<b>Percentual de participação</b>
Hidroelétrica	96.925	64,47%
Térmica <sup>2</sup>	41.276	27,45%
Nuclear	1.990	1,32%
Eólica	10.124	6,7%
Solar	24	0,06%
<b>Capacidade disponível</b>	<b>150.338</b>	<b>100%</b>

Fonte: Adaptada pela autora de BEN 2016 – Balanço Energético Nacional – MME

Notas: 1) Não inclui geração distribuída; 2) Inclui biomassa, gás, petróleo e carvão mineral

Outra questão que merece destaque é a extensão do Brasil, o que implica em diversidade hidrológica entre as bacias e submercados [Araújo 2002], não havendo em geral coincidência dos meses em que as vazões estão acima ou abaixo da média anual nos diferentes rios ou trechos de um mesmo rio. Esse fato traria consequências indesejáveis para o modelo totalmente desregulamentado na geração de energia, perdendo cerca de um quarto da capacidade energética do setor. Optou-se então por um descolamento do mundo comercial, financeiro e contratual, da realidade física dos volumes de energia gerados nas usinas hidrelétricas. Para isso, foi criado um sistema bastante complexo, denominado Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, que é explicado em [CCEE 2016]:

O MRE abrange as usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado do ONS. As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) podem participar opcionalmente. O MRE realoca contabilmente a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua garantia física para aqueles que geraram abaixo.

A necessidade de instituição do MRE se verifica principalmente devido às grandes extensões territoriais do país, em que existem diferenças hidrológicas significativas entre as regiões, com períodos secos e úmidos não coincidentes.

A distribuição de energia elétrica foi mantida sob o monopólio natural com a continuação do regime de concessões, sendo que muitas estatais foram

privatizadas. As características relativas a esse segmento são [Araújo 2002, pág. 54]:

- obrigação de fornecimento do mercado cativo;
- possibilidade de participar da comercialização de energia para os clientes livres;
- separação contábil entre a empresa “fio” e a comercialização;
- limitação de 30% na capacidade de geração;
- as tarifas neste setor deverão ser reguladas pelo critério de Price cap<sup>23</sup>, que substitui a antiga remuneração de preço pelo custo, para o mercado cativo;
- tarifas de uso da distribuição, não discriminatórias, com a finalidade de imprimir uma concorrência.

As **comercializadoras** representam um agente setorial novo e sua finalidade é concorrer com as **distribuidoras**, as quais têm áreas de concessão e um mercado que era cativo. Elas surgiram em função da existência do cliente livre e devem conquistar pedaços do mercado das concessionárias, pela redução dos preços cobrados, caracterizando-se por não possuírem ativos. A concorrência deve acontecer após os contratos iniciais vencerem e novos empreendimentos na geração de energia serem comissionados e os custos superiores da nova energia serem repassados para as tarifas.

Ainda com relação à comercialização de energia elétrica, com a Lei 9.648/98, entrou em vigor a liberdade de escolha do fornecimento de energia para os consumidores com carga igual ou superior a 3 MW e que sejam atendidos e tensão igual ou superior a 69 kV. O Quadro 4 apresenta um resumo das principais mudanças ocorridas na última década, que modificaram atividades de alguns agentes do setor [CCEE 2016].

---

<sup>23</sup> Segundo Oliva (2003) “Sinteticamente, a regra do *price-cap* determina que, definido o valor inicial da tarifa, o seu reajuste não pode ultrapassar um valor máximo (o preço-teto), cuja magnitude é expressa pela fórmula:  $P_t = P_o + \text{Infl.} - X$ .”

Segundo esta fórmula, o valor da tarifa deve ser igual ao valor inicialmente praticado mais a inflação acumulada ao longo do intervalo iniciado com o último reajuste e menos o valor de um parâmetro (X) previamente fixado, este último correspondente aos ganhos estimados de produtividade para cada ano do período de aplicação do mecanismo. ” ([Http://www.teleco.com.br/tutoriais/tutorialtarifa/página\\_3.asp](http://www.teleco.com.br/tutoriais/tutorialtarifa/página_3.asp))

**Quadro 4** – Resumo das mudanças do setor elétrico brasileiro na última década

<b>Modelo Antigo (até 1995)</b>	<b>Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)</b>	<b>Novo Modelo (a partir de 2004)</b>
Financiamento por meio de recursos públicos	Financiamento por meio de recursos públicos e privados	Financiamento por meio de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez /2004)	Contratação: 100% do mercado mais reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Fonte: [CCEE 2016]

## **B. A Estrutura Operacional**

Com a reforma do setor, o ONS passou a ter a responsabilidade [ONS 2016]:

(...) pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado

Nacional (SIN<sup>24</sup>), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.

Para o exercício de suas atribuições legais e o cumprimento de sua missão institucional, o ONS desenvolve uma série de estudos e ações a serem exercidas sobre o sistema e seus agentes para manejar o estoque de energia de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o País. O Operador Nacional é constituído por membros associados e membros participantes, constituídos por empresas de geração, transmissão, distribuição e consumidores livres de grande porte. Também participam importadores e exportadores de energia, além do Ministério de Minas e Energia (MME).

Para o exercício de suas atribuições legais e o cumprimento de sua missão institucional, o Operador Nacional do Sistema Elétrico desenvolve uma série de estudos e ações, que têm como base dois insumos fundamentais.

Em primeiro lugar, estão os Procedimentos de Rede<sup>25</sup>. O segundo conjunto de insumos são as informações externas que o ONS necessita receber das autoridades setoriais, especialmente do MME e da Aneel, e dos agentes proprietários das instalações que compõem o SIN para a execução de suas atividades, conforme estabelecido nos próprios Procedimentos de Rede.

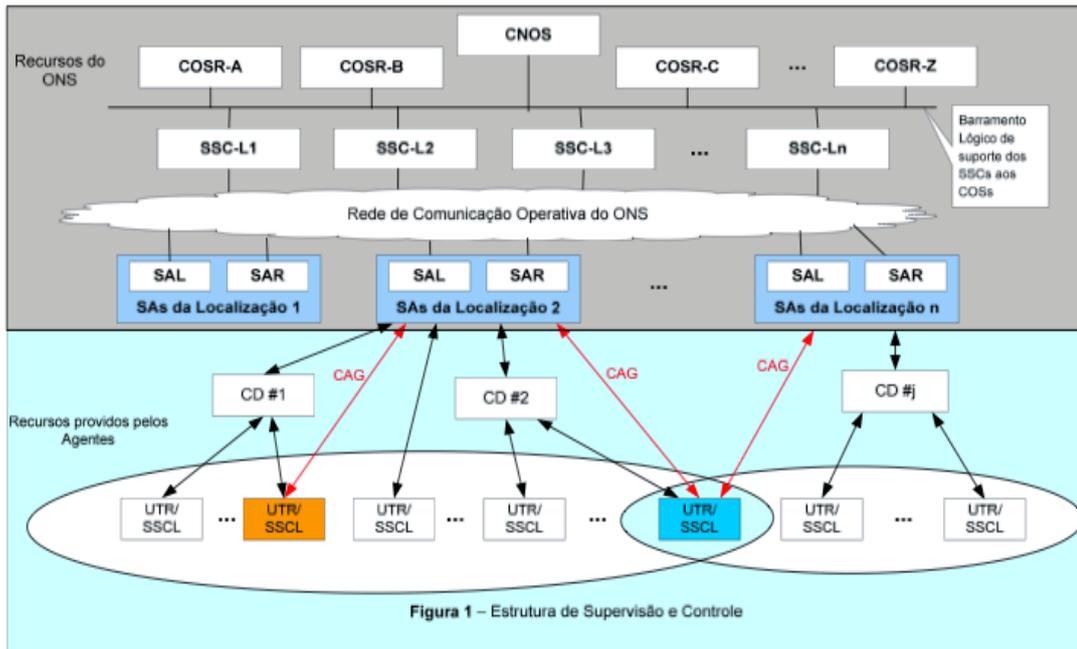
Os principais estudos e ações empreendidos pelo ONS na operação coordenada centralizada do SIN e na administração dos serviços de transmissão na Rede Básica (instalações com tensões iguais ou maiores que 230 kV) podem ser agrupados em diferentes macroprocessos (...)

Para viabilizar o novo modelo, o CNOS utiliza uma estrutura de supervisão e controle como mostrada na Figura 26, conforme Procedimento de Rede do ONS, Submódulo 2.7 [ONS 2016].

---

<sup>24</sup> Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica. “ [ONS 2016]

<sup>25</sup> Esses procedimentos são um conjunto de normas e requisitos técnicos que estabelecem as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se refere a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do SIN e das demais atribuições do Operador. Esses documentos são elaborados pelo ONS, com a participação dos Agentes e homologados pela Aneel.



**Figura 26** – Estrutura de supervisão e controle do ONS

Legenda: CNOS: Centro Nacional de Operação do Sistema, de propriedade do ONS. COSR: Centro Regional de Operação do Sistema, de propriedade do ONS. SSC: Sistema de Supervisão e Controle. SSC-li: SSC instalado na localização “l”, normalmente nas cidades onde o ONS tem os seus COSR. SA: Sistema de aquisição dados. SAL: SA local, instalado nas mesmas dependências de um SSC. SAR: SA remoto, instalado em outras dependências que não aquelas do SSC a que pertence. CD: Concentrador de Dados, que pode ser o sistema de supervisão e controle do centro de operação do agente. UTR: Unidades Terminais Remotas. SSCL: Sistemas de supervisão e controle local. CAG: Denota enlaces de dados para a aquisição de informações e a emissão de ações de comando do CAG.

Fonte: [ONS 2016]

Atualmente existem quatro Centros Regionais de Operação do Sistema – COSR, de propriedade do ONS: o COSR-NE (nordeste) em Recife, COSR-SE (sudeste) no Rio de Janeiro, COSR-S (sul) em Florianópolis e COSR-N (norte) em Brasília. Os centros de controle ou instalações dos agentes e dos consumidores livres ligados à rede básica passaram a responder operativamente aos centros regionais de operação do ONS, dependendo da região do país onde se encontravam geograficamente.

Seguindo os Procedimentos de Rede, esses agentes tiveram que estabelecer enlace de dados com os centros aos quais respondiam, conforme definido no submódulo 2.7 – Requisitos de Telessupervisão para a Operação sobre responsabilidades dos agentes [ONS 2016]:

(a) Instalar os recursos de supervisão e controle e disponibilizar todas as informações a um ou mais centros de operação designados pelo ONS, conforme os requisitos especificados neste submódulo, incluindo o protocolo de comunicação e os tempos de aquisição.

(b) Garantir a qualidade e a disponibilidade dos recursos de supervisão e controle fornecidos ao ONS desde sua origem até a disponibilização no (s) centro (s) de operação designado (s) pelo ONS.

Nessa nova configuração, os centros do ONS passaram a ser responsáveis por:

- Supervisão do sistema elétrico interligado brasileiro.
- Comando da operação, por meio de ordens emanadas para os centros dos agentes ou diretamente para as instalações (na ausência de um centro de controle do agente),
- Execução da operação, realizando acionamentos nos equipamentos de manobra ou nos dispositivos de controle das instalações de agentes para efeito de controle de tensão e de controle automático de geração.

Para se ter uma ideia da magnitude da responsabilidade imputada aos novos centros, toma-se como exemplo o COSR-SE. Ele ficou com a responsabilidade do controle da operação do sistema elétrico (rede básica) que atende os estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gérias, onde se concentram cerca de 60% da carga de energia consumida no Brasil.

Naturalmente, não se consegue absorver todo o conhecimento, com segurança e confiabilidade e em curto espaço de tempo, das particularidades de cada sistema elétrico dos estados e de suas interligações, a ponto de poder ter o controle de sua operação. Da mesma forma, a instalação de todos os recursos de tecnologia e humanos necessários para execução de atividades de tal encargo não é uma tarefa trivial. A solução encontrada pelos responsáveis pela reestruturação, para o problema, baseou-se em duas iniciativas.

Na primeira iniciativa, o ONS estabeleceu seus novos COSR a partir de parte dos centros de empresas federais (instalações físicas, SSC e transferência de profissionais técnicos). Como exemplo, para montagem do COSR-NE, foi usada parte do centro da Chesf; no caso do COSR-S, partiu-se do centro da Eletrosul; para o COSR-SE se utilizou parte dos recursos de centro de Furnas; e para o COSR-N, da Eletronorte. Quando se fala em recursos, fala-se em plataformas de *hardware*, *software*, instalação física e pessoal qualificado.

Na segunda iniciativa, o ONS delegou, de forma provisória (por aproximadamente cinco anos), a responsabilidade do controle da operação do sistema elétrico dos estados para as empresas estaduais tradicionais. Estas já possuíam centros de controle já consolidados e bem estruturados e eram empresas controladoras de área. Como exemplo, no caso do COSR-SE, à Cteep (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista) foi delegada a operação do sistema elétrico de São Paulo e à Cemig Geração e Transmissão S.A., a operação do sistema elétrico do estado de Minas Gerais. Estas empresas passaram a atuar em nome do ONS e a executar funções típicas de COSR. No caso de empresas federais, que possuíam mais um nível de centros de operação, denominados COE – Centro de Operação de Estações, como Furnas, esses centros é que passaram a atuar, para executar algumas funções, em nome do ONS, e não o COS da empresa.

Foi um período de grandes mudanças para todas as empresas. Para aquelas que tiveram algum tipo de perda como as federais (Furnas, Eletronorte, Eletrosul e Chesf) foi um período que requereu grandes adaptações: perda de funções, de racionalização dos recursos humanos e compartilhamento de instalações.

O tipo de adaptação pelo qual as empresas federais estavam passando era um prenúncio do que algumas estatais estaduais passariam num futuro próximo, findo o período provisório pós-reestruturação do setor elétrico. Para estas empresas, para as quais foram delegadas atuações em nome do COSR (ONS), a adaptação num primeiro momento foi diferente. Elas continuaram com as mesmas funções que tinham anteriormente, inclusive de CAG e receberam novas funções. No caso do centro de operação da Cemig, para todo novo agente no estado de Minas Gerais, ela era responsável por fazer a supervisão e o controle das novas instalações desses agentes. Não só as funções de tempo real ficaram sob sua responsabilidade, mas também as de pré e pós-operação. As empresas teriam, com o mesmo número de profissionais técnicos, continuar a fazer o que sempre fizeram e mais as funções delegadas do ONS. Vale lembrar que nesse período, o número de instalações (usinas e subestações) cresceu no sistema brasileiro, em função da alteração na abertura de possibilidade de investimentos a novos participantes em licitações.

Após o período inicial da reestruturação do setor elétrico, por volta de 2006, o ONS tinha se organizado em termos de infraestrutura de SSC e de operadores habilitados a operar parte dos sistemas sob responsabilidade dos COSR. Por exemplo, o COSR-SE estava habilitado a operar o sistema elétrico do Rio de

Janeiro (pois a maioria dos operadores era oriunda do centro de Furnas). O ONS estabeleceu, então, mais duas iniciativas, de forma a prescindir da delegação que havia feito a alguns centros de outras empresas.

A primeira iniciativa teve como objetivo cortar o enlace de dados e a comunicação de voz (para efeito de comunicação operativa), entre os centros das empresas e o CNOS, uma vez que somente os CORS estabeleceriam esses tipos de ligação com o CNOS, daí para a frente.

Na segunda iniciativa, foi exigido que os agentes estabelecessem comunicação de dados e voz diretamente de suas usinas e subestações ou por meio de seus centros de operação e os respectivos COSR.

Para que fosse possível a capitalização de conhecimento dos operadores das instalações e dos centros dos agentes para os operadores dos COSR e esses tivessem o domínio tecnológico suficiente para assumir a operação do sistema elétrico, que em mais de três décadas, esteve sob a responsabilidade de empresas como Cemig, Copel e Cteep, o ONS estabeleceu as seguintes estratégias:

- Viabilizou um “estágio” para seus operadores nos centros dos agentes citados.
- Contratou ex-operadores ou convidou operadores da ativa dessas empresas para se transferirem para os centros do ONS.
- Determinou um período, durante o qual a responsabilidade da operação do sistema elétrico regional ficaria com os COSR, mas os centros dos agentes ficariam na retaguarda para apoiar os operadores do ONS, em caso de dúvida ou de uma ocorrência mais grave no sistema elétrico.

Voltando à questão da transmissão de dados para os centros do ONS, vale ressaltar que a difusão para outros agentes de dados recebidos pelo ONS, que antes era feita sem maiores burocracias, bastando para isso a manifestação do interesse pelo agente, passou a ter novo tratamento com a nova ordem, conforme refletido no submódulo 2.7 – Requisitos de Telessupervisão para a Operação, no item 5.2.1.1(g) – Difusão de informações em tempo real aos agentes:

- (...) (1) Função que permite transferir informações de áreas elétricas externas a um agente, desde que estas informações:
- (i) se restrinjam, apenas, a informações de telemedicação analógica e a informações de sinalização de estado;
  - (ii) sejam obtidas pelos sistemas de supervisão e controle do ONS;
  - (iii) se restrinjam a informações relativas ao primeiro barramento após o barramento de fronteira do agente com o agente vizinho (barra n+1), considerando que a supervisão da conexão entre dois

agentes, será responsabilidade dos agentes envolvidos sem a utilização dos recursos do ONS;  
(iv) se restrinjam a informações que venham a ser definidas num acordo ou contrato firmado com o(s) agente(s) proprietário(s) dos equipamentos envolvidos, acordo este que autorize a difusão das informações solicitadas.

Essas restrições trouxeram refletiram-se em algumas mudanças nos aplicativos dos centros dos agentes, conforme se verá no próximo capítulo.

## 4.5. Considerações Complementares

Este capítulo apresentou uma retrospectiva e caracterização dos principais pontos referentes à reestruturação do setor elétrico brasileiro. Foram apresentados diversos aspectos desse tema com o objetivo de aumentar a compreensão do processo da reforma do setor.

A título de destaque, citam-se as principais mudanças introduzidas:

- Estrutura organizacional do setor, com criação de novas entidades.
- Hierarquia operativa, com a responsabilidade da operação atribuída ao ONS.
- Introdução da competitividade como forma de obtenção de modicidade tarifária.
- Financiamento através de recursos públicos e privados.
- Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
- Convivência de empresas estatais e privadas
- Existência de Consumidores Livres e Cativos
- Convivência entre mercado livre e mercado regulado
- Planejamento feito pela EPE.

Com este capítulo, considera-se ter sido apresentado o embasamento necessário para analisar os impactos da reestruturação sobre os centros de controle de sistemas elétricos de potência. Para essa análise, recorreu-se, primordialmente, às observações feitas pelos principais atores que passaram a atuar num cenário e num roteiro sobre o qual não puderam opinar: os operadores dos centros de controle dos agentes.

# Capítulo 5

## Análise dos Impactos do Modelo do Setor Elétrico e da Evolução da Tecnologia sob o Enfoque Tridimensional

### 5.1. Introdução

O novo modelo do setor elétrico trouxe, em seu bojo, a liberalização e uma grande onda de privatização de empresas públicas e a presença de novos atores, como já visto. Com ela surgiram novas entidades no setor elétrico, tanto de operação de sistema como de mercado, impondo novas estratégias de controle.

O pensamento hegemônico teve sucesso na disseminação do modelo de reestruturação, de tal forma que, no senso comum, só restava aos agentes do setor elétrico se adaptarem às novas necessidades do mercado. Para isso deveriam manter e mesmo melhorar a qualidade, a confiabilidade<sup>26</sup> e a segurança<sup>27</sup> dos serviços de eletricidade [Dy-Liacco 2002]. Deveriam atuar de acordo com as novas regulamentações para se tornarem realmente competitivos e garantirem a sobrevivência.

É interessante ressaltar que a preconizada necessidade de adaptação pela sobrevivência inevitavelmente remete à teoria de Darwin, o que foi também percebido por Gonçalves Jr. (2002, pág. 9) que oportunamente comenta:

Pois, o tema a ser abordado (a reestruturação e “crise” do setor de energia elétrica brasileiro) tem sido tratado por vários pesquisadores/técnicos e técnico-burocratas como um problema de origem técnica e natural sem qualquer vínculo social, seja para explicar os problemas relativos ao racionamento como resultado da redução dos índices pluviométricos, seja pela análise da reestruturação do setor elétrico como decorrentes de fenômenos econômicos globais inevitáveis. Segundo esta análise, resta ao

---

<sup>26</sup> **Confiabilidade do Sistema:** “É o grau de desempenho de um sistema elétrico. Expressa a capacidade do sistema em atender os requisitos do mercado consumidor de determinados padrões técnico-operativos. Pode ser medida pela frequência, duração e magnitude dos efeitos adversos sobre o fornecimento de energia elétrica” [ENERTRADE 2015].

<sup>27</sup> **Segurança do Sistema:** “É a capacidade de um sistema de energia elétrica, estando em seu estado normal de operação, sofrer uma perturbação sem passar para o estado de emergência (quando os limites operacionais dos equipamentos do sistema estiverem sendo violados), ou haver interrupção no fornecimento de energia” [ENERTRADE 2015].

País, adaptar-se às novas condições, e de modo geral indica “a necessidade de adaptação ao novo meio” como forma de se habilitar para este “novo” quadro de competição, em que só sobreviverão os setores de produção que promoverem as mudanças preconizadas. Posição que parece uma transposição mecânica e inadequada ao darwinismo para a sociedade.

Esse movimento de adaptação tem alterado o ambiente do negócio de suprimento de energia de caráter predominantemente técnico para outro com predominância comercial. Dessa forma, pode-se dizer que a reestruturação do setor elétrico imprimiu um caráter competitivo e de atendimento a critérios fiscalizados por um organismo competente e independente<sup>28</sup>. A operação passou a funcionar numa estrutura de rede competitiva, em detrimento de uma rede colaborativa.

Para viabilizar uma análise dos impactos desse novo ambiente, nesse trabalho foram empregadas técnicas de análise qualitativa, buscando, sempre que possível, construir uma interpretação das mudanças ocorridas, num sentido ascendente, ou de dentro para fora. Estudou-se uma situação real de trabalho, ouvindo os operadores do centro de controle de uma empresa de energia elétrica brasileira, por meio de entrevistas. As análises foram feitas utilizando-se a abordagem tridimensional.

Embora esta abordagem se baseie na interdependência e no relacionamento imbricado das três dimensões, a análise em separado de cada uma delas facilita a compreensão dos fatos e é assim apresentada nos próximos itens.

## **5.2. Dimensão Sócio-organizacional**

Os impactos na dimensão sócio-organizacional podem ser analisados agrupando-os em três níveis:

- Nível macro – configuração operativa do setor, o papel do ONS e seu relacionamento com os agentes.
- Nível *meso* – perfil e relacionamento entre agentes.
- Nível micro – o agente e seu centro de controle.

### **5.2.1. Nível Macro**

O modelo de configuração do setor elétrico implantado no Brasil é uma combinação dos modelos 3 e 4 apresentados no Capítulo 4. Em ambos, há a

---

<sup>28</sup> No caso do Brasil, o atendimento aos critérios de qualidade de fornecimento de energia estabelecidos pelo órgão regulador, na Resolução Aneel 505/2001 [Aneel 2016], revisada em 2004, passou a ser característica básica.

exigência de um ISO para manter a imparcialidade nos critérios da operação e fazer o despacho de energia. Daí houve a criação do ONS no Brasil, que tem o papel de um ISO. O ONS e os agentes implementam um modelo de operação de rede vertical, por meio dos seus centros de controle. Essa configuração da operação do sistema elétrico interligado já existia antes da reestruturação do setor e seus componentes eram a Eletrobras e as empresas controladoras de área. Esta rede era implementada, no nível de planejamento e coordenação, por meio dos grupos GCOI e GCPS e no nível de execução, por meio da interligação do CNOS da Eletrobras com os centros de controle das empresas controladoras de área.

Essa configuração viabilizava uma cooperação hierarquizada [Santana & Oliveira 1999]. As questões técnicas eram discutidas, de forma colegiada nos dois grupos coordenadores citados, por meio de diversos subgrupos técnicos de trabalho, formados por representantes das empresas que faziam parte do sistema interligado. Os acordos eram feitos em reuniões setoriais, onde se utilizava o consenso para reconciliar os interesses [Santana & Oliveira 1999, pág. 379].

Os centros das empresas tinham autonomia para operarem seus sistemas. Nas interações entre operadores do CNOS e operadores das empresas ocorria uma certa perda da diferenciação hierárquica [Collins 1998].

Com a reestruturação e assunção da coordenação da operação da rede básica nacional pelo ONS, diversos impactos passaram a ser observados.

#### **A. Centralização e Perda de Autonomia**

Os centros dos agentes perderam algumas funções (ex.: controle automático de geração) e a autonomia sobre o sistema elétrico que tinham antes. Saiu-se de um ambiente de **cooperação colegiada** e de **autonomia operativa** dos centros. O cenário passou a ser de controle e centralização do planejamento e operação do sistema elétrico.

Essa nova situação trouxe algumas alterações na rotina diária dos operadores, uma vez, que, por exemplo, no caso de ocorrência no sistema elétrico que ele opera, mesmo que ele saiba a ação a ser tomada, e tenha condições para tal, ele deve primeiramente receber a autorização do COSR do ONS, ao qual sua empresa está subordinada. No Brasil, embora os agentes continuassem donos dos ativos de transmissão, todo o comando e controle da operação se tornaram responsabilidade do ONS, ou em outras palavras, de seus centros regionais de operação. Além disso, o grande número de instalações nas mãos de poucos centros do ONS passou a gerar insegurança nos operadores dos centros das

concessionárias tradicionais e perda de agilidade quando de ocorrências no SEP, conforme relatos a seguir.

Operador Op3:

(...) outros se tornam impedância ao sistema, como é o caso do ONS. Se antes o contato era apenas entre empresas e isso agilizava a operação, hoje tudo se faz via ONS o que aumentou nosso estresse em função de mais de um elemento envolvido na nossa comunicação. Como exemplo, cito o controle de tensão: ao regular a tensão no rio X, o contato era entre a nossa empresa e a empresa Y que atuavam diretamente nas suas usinas. Hoje o contato é feito com o centro do ONS, que entra em contato com o centro da empresa Y, que entrará em contato com sua usina para que se faça o ajuste de tensão necessário.

A perda de autonomia representa um aspecto muito importante para os operadores na execução de suas atividades. Ela representa um contrassenso, uma vez que aos operadores é exigida uma pronta resposta em caso de ocorrência. Ela representa também estresse e eventual ansiedade no comportamento do operador experiente. Ele sabe o que fazer, gostaria de fazer, mas é impedido devido a uma estrutura hierárquica centralizada.

Como um desdobramento desta impossibilidade de agir, mesmo tendo a competência para fazê-lo, o operador percebe um aumento na sua carga de trabalho, pela necessidade de acompanhar as ações do operador do ONS, em função da importância e da enormidade de instalações que esse operador tem que controlar. O operador Op4 relata:

As maiores queixas são relativas a excesso de carga de trabalho. A carga de trabalho vem muito da necessidade de acompanhar o operador do COSR do ONS.

Nesse sentido, o operador Op1 também descreve esta questão relativa ao ONS:

Eles vão acabar aprendendo daqui a alguns anos. Eles assumiram, mas a gente é que tem que continuar tomando conta e falando o que tem que ser feito.

## **B. Centralização e Perda de Conhecimento**

Houve uma centralização das atividades de “inteligência” relativas à operação do SEP brasileiro, no ONS. Grande parte do funcionamento cooperativo da rede operativa tem-se perdido. Isso aconteceu não só na operação em tempo real, mas também nas outras atividades ligadas à operação. Uma delas, que atinge diretamente a sala de controle, é a de estudos elétricos, que apoia a elaboração de instruções de operação, utilizadas intensivamente pelos operadores. Todas as instruções de cunho sistêmico passaram a ser elaboradas diretamente pelo ONS. No entanto, existe, nas concessionárias tradicionais, uma base de conhecimento teórico e prático muito grande nessa área, que foi sendo construído ao longo de vários anos e que tende a se perder. Desta situação, aparecem as seguintes consequências:

(i) Geração de conflito, pois os operadores dos centros de operação das concessionárias conhecem o sistema elétrico de suas empresas, o que muitas vezes poderia levar a um restabelecimento mais rápido e seguro, mas ficam impedidos de atuar, pois devem obedecer aos comandos do centro do ONS. O Operador Op2 relata:

Em determinados equipamentos, nosso centro tinha autonomia para executar abertura/fechamento, sobreexcitar e subexcitar as unidades geradoras. Conforme o perfil de carga e de tensão, a gente tinha autonomia para manobra. Tem equipamento de 30-40 anos que a gente podia manobrar. Agora a gente tem que esperar.

A gente fazia ações preventivas. Por exemplo, a gente tem a previsão de carga, então quando eu via que a curva de carga estava se deslocando do previsto, eu já ia tomando providências para regular a tensão. Eles não têm isso lá, mas isso a gente já esperava, pois eles não têm conhecimento e nem cultura disso.

Agora imagine quando de ocorrências/contingências no sistema. (...) foi retirada toda autonomia do nosso COS na rede básica e entregue o controle para um centro do ONS que não tem a devida vivência/experiência com a nossa área. Antes eu ia tomando as ações que eram necessárias. Agora, se eu tento manobrar, eu recebo a mensagem no sistema: “Atenção: Controle sob coordenação do ONS”.

Outra questão que surge com a centralização da operação diz respeito à possibilidade de perda desse conhecimento pelos agentes. Se algumas atividades

não são mais executadas pelos agentes, como o planejamento da expansão de transmissão, os estudos elétricos, o controle automático de geração e a operação sistêmica, o que fazer com os experientes profissionais que as executavam nas empresas? Tendo em mente a necessidade da busca pela eficiência operacional no setor, outra reflexão deve ser feita: vale a pena manter o conhecimento e para isso treinamento e execução de algumas dessas atividades paralelamente nos agentes?

Caso estas atividades não sejam realmente mais executadas pelos agentes, existem os seguintes riscos indesejáveis, em médio prazo, mas cuja concretização já começa a ser observada:

- Perda da experiência e do conhecimento desenvolvidos durante vários anos pelos agentes tradicionais de controle de energia elétrica.
- Concentração de conhecimentos específicos numa única entidade.

Os dois riscos tornam-se muito importantes, sobretudo, em caso de ocorrências de abrangência nacional, em que há necessidade do encontro de todos os envolvidos, Aneel, ONS e agentes, para busca de causas e soluções, pelas seguintes razões:

- Os agentes poderão não estar mais adequadamente preparados para lidar com as análises necessárias e com a produção de argumentos técnicos consistentes que evitem para eles penalidades financeiras.
- As análises podem não ser mais totalmente abrangentes. Existe a possibilidade de que se percam as contribuições dos agentes para melhorias reais de configurações e de procedimentos operativos, como acontecia antes da reestruturação, por perda do conhecimento que até então existia.

Adicionalmente, centralização das decisões e de conhecimento nas mãos de poucos, pode levar à perda de competência técnica e à inexistência de soluções mais adequadas, que abranjam a perspectiva e as necessidades de toda a gama de entidades envolvidas. Como exemplo, observa-se que num evento técnico ocorrido no país, em 2008 (X Encontro para Debates de Assuntos de Operação), 30% dos trabalhos apresentados eram de técnicos do ONS, denotando um predomínio desse, considerando-se o grande universo de empresas do setor.

Diante desse quadro, ouviu-se do operador Op4:

Nós estamos perdendo vários tipos de conhecimento tais como controle sistêmico, fluxo de potência, operação de grandes reservatórios e restauração de ocorrências múltiplas. Este problema piora com a renovação da equipe. Os operadores mais

antigos manterão este tipo de conhecimento por mais algum tempo, mas os novos já estão vindo sem este tipo de conhecimento. Na minha opinião, a consequência é a perda de agilidade para restabelecimento após ocorrências e a perda de segurança do nosso sistema elétrico: o ONS tem vários e grandes sistemas para controlar. Quando um evento ocorre, leva algum tempo para explicar ao ONS o que aconteceu.

(ii) Com a reforma do setor, mudou o enfoque da operação dos agentes de transmissão. Como a operação sistêmica passou a ser responsabilidade do ONS, a princípio, os centros, sobretudo, dos agentes tradicionais, deveriam abandonar esse tipo de operação. Deveriam executar somente a operação de instalações e se preocupar com a disponibilidade de seus ativos, pois suas receitas são função da mesma. Surge aí, um novo conflito de interesses. As tomadas de decisão dos centros de operação do ONS, por regulação, são para preservar a segurança e a confiabilidade do SEP. As dos agentes também, mas, sobretudo são no sentido de disponibilizar seus ativos, garantindo a continuidade de serviço dos mesmos. As tomadas de decisão, nesse caso, são precedidas de análise de forma a preservar o sistema elétrico, mas também de preservar seus equipamentos. Isso é refletido nas palavras do operador Op6:

Às vezes o ONS pede muitas manobras nos capacitores FF4 e LF4 da Estação X, para controle de tensão. Mas estas manobras fazem vencer o número de operações recomendadas para estes equipamentos (existe restrição no número de operações executadas para preservar o equipamento). Eles poderiam tomar outra decisão, como variar a tensão através dos filtros de harmônicos das válvulas (tiristores). Desta forma não há esforço mecânico como na manobra do banco de capacitores. Eles parecem não saber que um banco de capacitores explode à toa. O risco é na energização. Quando energizar, tem que deixar mais tempo.

Nossa empresa tinha agilidade, agora tem que esperar a ordem do ONS. O que ajuda a gente é que como eles têm pouca experiência, quando a gente fala, eles acatam. Mas isso demora, até explicar.

A gente tinha controle do número de manobras. Agora eles vão manobrando (tá funcionando, eles vão atuando) e quando dá problema, eles devolvem para a gente. Nós é que temos que cuidar de todo o procedimento de recuperação, cadastramento de manutenção. Eles tinham que ter o cuidado que a gente tinha.

## 5.2.2. Nível Meso

### A. Crescimento do Número de Instalações e do Dinamismo da Operação

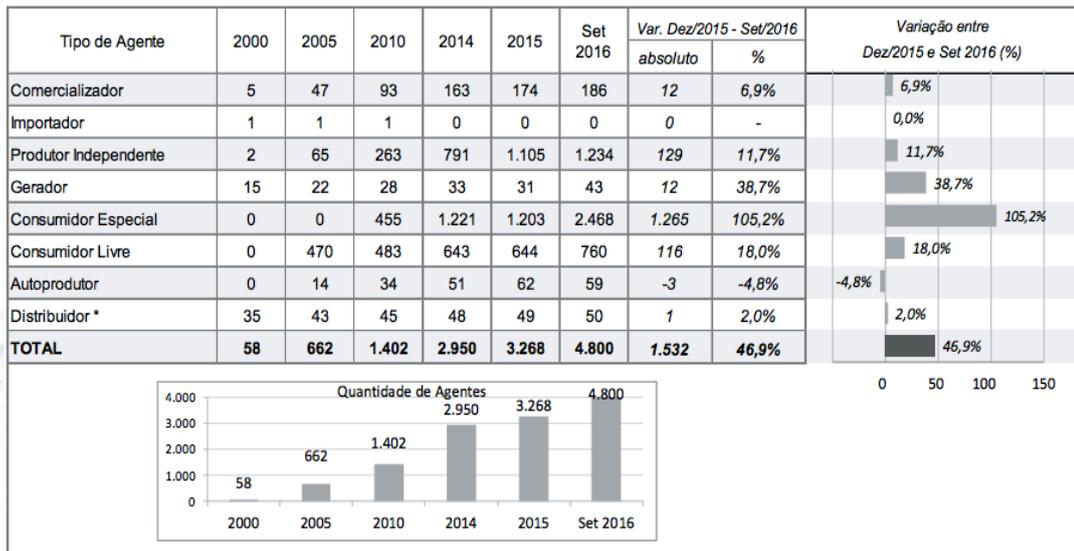
A reforma do setor provocou uma mudança nas empresas tradicionais e o surgimento de outras, muitas vezes com um perfil diferente do existente até então. Com as licitações conduzidas pelo órgão regulador, Aneel, o número de instalações atuando na geração e/ou transmissão teve um crescimento representativo e trouxe maior dinamismo ao setor. Para se ter uma dimensão do que se está falando, em 1996 havia 61 empresas de energia elétrica instaladas no Brasil, sendo as principais apresentadas no Quadro 5, estatais.

**Quadro 5** – Principais concessionárias de energia elétrica do Brasil (1996)

Empresa	Sigla	Data de Criação
Comissão Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul (Em 1963 passou a ser a CEEE-RS)	CEEE	1943
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Chesf	1948
Centrais Elétricas de Minas Gerais	Cemig	1952
Companhia Paranaense de Energia Elétrica	Copel	1954
Centrais Elétricas do Espírito Santo	Escelsa	1956
Furnas Centrais Elétricas	Furnas	1956
Companhia Paulista de Força e Luz	CPFL	1965
Centrais Energéticas do Estado de São Paulo	Cesp	1966
Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A.	Eletrosul	1968
Centrais Elétricas do Norte S.A.	Eletronorte	1973
Eletricidade de São Paulo S.A.	Eletropaulo	1981

Fonte: Relatórios Anual de Administração da ELETROBRAS, 1994-1996

Após a reestruturação, o número de categorias de atores do setor elétrico cresceu, assim como o número de participantes. A título de exemplo, a Figura 27 apresenta os vários tipos de atores de comercialização e crescimento do seu número ao longo do tempo.



**Figura 27** – Agentes de comercialização

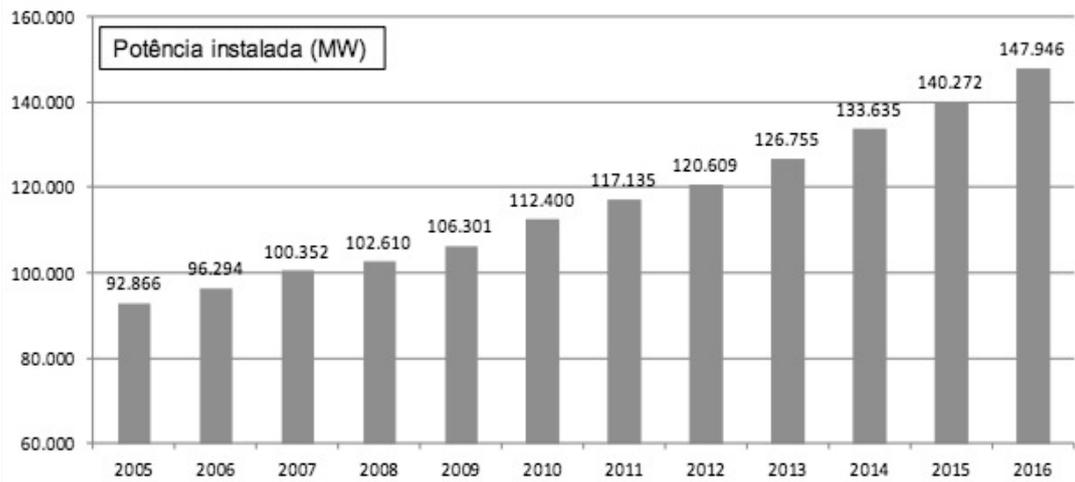
\* Obs.: (1) Apenas as que comercializam energia; (2) Exclui cooperativas de eletrificação rural (permissionárias).

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – [CCEE 2016]; Aneel/Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado – SRM

### Geradoras

Depois da reforma do setor, os agentes de geração<sup>29</sup>, na grande maioria, são privados e seu número cresceu enormemente, girando em torno de 90 empresas. Da mesma forma que na transmissão, apresentam grande diversidade de constituição e de proprietários. Diversas pequenas empresas de geração termelétrica surgiram, principalmente depois do apagão acontecido em 2001. A Figura 28 apresenta o crescimento da potência instalada no Brasil.

<sup>29</sup> “Titular de concessão, permissão ou autorização para fins de geração de energia elétrica” [Abradee 2016]



**Figura 28** – Crescimento da potência instalada no Brasil

Fonte: [Aneel 2016]

### **Transmissoras**

Os agentes de transmissão compreendem 68 empresas [ONS 2016]. Surgiram diversos agentes<sup>30</sup>, oriundos de licitação, para construção de novas linhas. A quantidade desses agentes antes da reestruturação se restringia a algo em torno de 10 empresas, e quase todas estatais. Atualmente, o quadro é altamente heterogêneo, não só quanto à constituição das empresas, mas também em relação à nacionalidade de seus proprietários e número de ativos. Houve um aumento significativo dos agentes de transmissão e de seus ativos.

Em termos de linhas de transmissão da rede básica, a Tabela 3 apresenta a evolução ocorrida de 1998 a 2016, em termos de acréscimo anual de quilômetros e número de linhas de transmissão concedidas.

**Tabela 3** – Linhas de transmissão concedidas e acréscimo anual (em km)

Situação	Média						Jan-Set 2016
	1998 - 2010	2011	2012	2013	2014	2015	
<b>Previsão de implantação para o ano</b>	-	-	-	-	-	-	8.109,0
<b>Linhas energizadas</b>	2.520,2	2.672,0	1.635,8	4.544,4	8.876,5	1.536,0	2.598,0
<b>Total</b>	2.520,2	2.672,0	1.635,8	4.544,4	8.876,5	1.536,0	10.707,0

Fonte: [Aneel 2016]

<sup>30</sup> “Agente titular de concessão para fins de transmissão de energia elétrica”. [ONS 2016]

O crescimento no número de agentes, embora seja um aspecto positivo da reestruturação, pois significa que investimentos estão sendo feitos para garantir a demanda cada vez maior por energia elétrica, trouxe, contudo, alguns complicadores para os operadores dos centros de controle:

**a)** Em função do crescimento no número de geradores e transmissores, houve um aumento na sobrecarga de trabalho nos centros de controle, assim como cresceu a preocupação dos operadores com a novidade a cada dia, conforme as palavras do operador Op4:

Com a mudança do setor elétrico, gera um dinamismo tão grande, mudança de regra todo dia, que a pessoa sente que nunca está atualizada. Todo dia tem uma informação nova. De um dia para outro há mudança de instrução de operação, mensagem operativa, entrada de novo acessante, instalação nova, da própria empresa. A mudança é tão grande que uma instrução de operação que entrou no dia 19/04, no dia 24/04 já tinha revisão. Não é o número de instalações que incomoda, mas a insegurança de que o que se sabia está valendo ainda ou não e isso pode gerar um erro de operação (seja mudança de regra de operação ou ambiental).

O operador Op7 faz referência à sobrecarga de trabalho:

Sobrecarga de trabalho. É muito grande para uma pessoa só, em cada posto de trabalho. Tem que ler muitas instruções, mensagens operativas, ficar atualizado. No posto de geração: monitorar vários níveis de reservatório, conversar com o ONS, com os operadores das usinas, fazer liberação de equipamento. No posto de transmissão: atenção à faixa de tensão. Se ultrapassar, pode ultrapassar a margem do equipamento. Toda hora tem que ficar olhando a faixa de tensão, PLE, várias instalações ligando. O trabalho no COS, se não tiver uma válvula de escape, tipo fazer uma caminhada, a pessoa não fica bem. O relacionamento não é muito legal na equipe de tempo real. Tem que vigiar sistema, liberar equipamento, as pessoas vão desenvolvendo alguns transtornos. Aqui não tem LER, DORT, mas cada um tem algum tipo de transtorno, tipo TOC, um 'tiquezinho' nervoso. O absenteísmo não é grande porque os operadores vão se regulando, mas isso acaba gerando algum problema para a saúde. É como aquele cantor de uma banda, que teve uma parada cardíaca depois de 12 shows. A equipe é pequena, é difícil poder faltar ao serviço.

O operador Op5 também faz referência à sobrecarga:

É muita instrução para ser lida e ser atualizada. A cada dez dias a gente tem uma hora para atualizar. Na maioria das vezes, as atualizações são feitas boca a boca, na passagem do turno, por isso a gente tem que chegar 15 minutos mais cedo. Depois do retorno das férias, o sistema está outro, completamente diferente, às vezes a gente só tem 4 horas de leitura para se atualizar.

b) A entrada de novos agentes no setor trouxe também a possibilidade do compartilhamento de operação de instalações por mais de um centro, causando com isso dificuldades na comunicação, em razão da diferença de culturas e de nível técnico de conhecimento. As empresas tradicionais de energia elétrica tinham grande preocupação com a capacitação de seus técnicos, o que parece não ser tão evidente nos novos proprietários, muitas vezes oriundos de diferentes ramos de negócios. Esse fato é registrado nas palavras dos operadores. O operador Op6 relata:

Às vezes eu falo com colegas que não dominam a instalação e eles não sabem nem reconhecer se um relé atuou. Quando encontro um colega que fala e entende a mesma linguagem, é um descanso para mim e para os colegas do COS.

O operador Op2 observa:

O sistema cresce e muda com frequência, aumentam as responsabilidades e novos agentes são agregados a ele. Alguns destes agentes não têm a mesma qualidade na operação que nós temos, desconhecem algumas regras e normas e dificultam o nosso trabalho.

## **B. Privatização de Empresas e Mudança de Cultura**

A reestruturação do setor trouxe um viés muito forte de privatização, com consequente surgimento de novos atores no mercado de energia. Houve a transformação de um quadro homogêneo composto de empresas unicamente estatais, tradicionais, que se dedicavam unicamente ao negócio de energia elétrica, para um quadro heterogêneo composto de empresas estatais, privadas e consórcios. Estas novas empresas muitas vezes se dedicam não só à energia elétrica, mas também a outros ramos da economia.

Com relação às transmissoras, não houve muitas privatizações de estatais. Uma das hipóteses colocadas sobre esse fato é de que, no início da reestruturação, imaginava-se, que como o negócio transmissão seria regulado, o retorno poderia

não ser atrativo. Mas o desempenho financeiro das transmissoras mostrou o contrário, passados os primeiros anos da reestruturação, pois ele se apresentou como um negócio rentável.

Um dos impactos percebidos nos tradicionais centros de controle relativo à privatização recai sobre a diferença de qualificação dos operadores em algumas dessas empresas, conforme observado pelo operador Op2:

Alguns dos agentes não têm a mesma qualidade na operação que nós temos, desconhecem algumas regras e normas e dificultam o nosso trabalho.

### **C. O Surgimento das Redes Horizontais**

A possibilidade de conflitos de interesse entre o ONS e os agentes da indústria de energia elétrica, assim como a separação das empresas em setores distintos motivaram esses agentes a se organizarem em associações específicas. Formaram-se, assim, diversas redes entre os agentes. O objetivo, entre outros, era viabilizar resultados mais exitosos a partir de um posicionamento setorial frente a questões de natureza peculiar a seus negócios e na defesa de interesses comuns. Dessa forma surgiram a Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica – Abrage, a Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica – Abrate, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – Abradee, a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – Abracee e a Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica – Abraceel, entre outras.

Embora a competição seja uma das características da reforma, a necessidade da existência de um ambiente de cooperação para o desenvolvimento de um grupo, seja de que tipo for, é inquestionável e fez surgir as diversas associações. Essa questão é claramente registrada nas declarações de objetivos/finalidade das associações criadas. Para exemplificar, toma-se a declaração de missão da Abrate [Abrate 2016]:

Missão – Representar os legítimos interesses e agregar valor para as empresas associadas, com atuação proativa para garantir a sustentabilidade, desenvolvimento e a atratividade do negócio de transmissão de energia elétrica.

### 5.2.3. Nível Micro

#### **A. *Competição, Busca pela Eficiência Produtiva e Interrupção do Processo Natural de Treinamento de Operadores de Centros de Controle***

A competição é uma das mudanças principais objetivadas pela reestruturação. Contudo, num sistema cuja geração é predominantemente hidrelétrica e em cascata, algumas dúvidas são colocadas em relação à eficácia de tal competição, conforme colocado por Santana & Oliveira (1999, pág. 368):

Nestes tipos de sistemas – e este é o caso brasileiro – há uma séria dependência entre as usinas, o que requer o uso da coordenação central da operação como instrumento para maximização dos benefícios energéticos.

Em função disso, a tendência das empresas para se tornarem competitivas ou se adequarem ao ambiente competitivo foi buscar a eficiência produtiva, seja na sua dimensão estática ou dinâmica [Araújo 2002]. Para isso, passaram a selecionar os processos produtivos de menor custo (dimensão estática) e a adotar tecnologias mais avançadas nesses processos (dimensão dinâmica).

Para buscar a eficiência produtiva estática, vários processos têm sido terceirizados (sobretudo nas atividades de projeto e construção) e outros remodelados como o caso da manutenção, em que a Manutenção Baseada na Confiabilidade – MBC<sup>31</sup> tem sido muitas vezes adotada.

Para conseguir a eficiência produtiva dinâmica, o uso de recursos tecnológicos, como dispositivos móveis e leitura de código de barras nos equipamentos, para registro das manutenções, têm sido implantados. Mas, na área de operação, um dos mecanismos mais utilizados para se conseguir tal eficiência foi a intensificação da automação e da operação remota. Com a operação remota, operadores das usinas e subestações têm sido alocados na função de mantenedores. Com o tempo, esta mudança leva à quebra da sequência progressiva da carreira e inviabiliza a aquisição de experiência básica que acontecia naturalmente, pois a grande maioria dos operadores de centros era egressa das

---

<sup>31</sup> “ (...) é um enfoque sistemático para o planejamento da manutenção, considerando aspectos de confiabilidade.(...) A ênfase é determinar a manutenção preventiva necessária para manter o sistema funcionando, ao invés de restaurar o equipamento a uma condição ideal. As tarefas de manutenção são otimizadas através da análise das consequências de suas falhas funcionais (operacionais), sob o ponto de vista de segurança, meio ambiente, qualidade e custos “[Raposo 2004, pág. 1].

usinas e subestações. Esta consequência é tratada mais detalhadamente no item Dimensão Humana.

### **B. Desverticalização e Elevação do Número de Contratos**

A desverticalização das empresas teve como resultado imediato um aumento importante das relações contratuais. Como exemplo, cita-se a desverticalização da Eletrosul, a partir da qual foi observado o seguinte impacto: os cinco contratos de suprimento que existiam em agosto de 1998 foram transformados em pelo menos vinte contratos, adicionalmente aos referentes aos intercâmbios de energia entre as regiões Sudeste e Sul e o contrato de prestação de serviços com o ONS [Santana & Oliveira 1999].

Na mesma linha, as empresas de geração e distribuição/comercialização, que possuíam um mesmo controle acionário, tiveram limitado em 30% o seu auto-suprimento de energia (entre a geradora e a distribuidora ou comercializadora), sendo obrigadas a buscar no mercado o complemento de energia para atender às suas demandas. Um exemplo representativo é o da Copel. Ela gerava a totalidade da energia que distribuía no Estado do Paraná e foi obrigada a contratar 70% da energia que precisaria, assim como fazer contratos de venda da energia excedente ao seu limite de *self-dealing* [Santana & Oliveira 1999].

Houve um aumento das relações comerciais entre empresas a montante e a jusante e até mesmo na horizontal, elevando os custos de transação, e segundo a avaliação de Santana & Oliveira (1999, pág. 369), “sem os efeitos esperados no grau de competição”. Dessa forma, a “coordenação daria lugar à competição e às relações contratuais” [Santana & Oliveira 1999, pág. 370]. Com relação à transmissão, houve também um aumento significativo no número de contratos. O Quadro 6 apresenta os vários tipos de contratos que surgiram com a reestruturação.

**Quadro 6** – Tipos de contratos existentes após a reestruturação

<b>Contrato</b>	<b>Descrição</b>	<b>Finalidade</b>	<b>Empresas Contratantes</b>
CCT	Contrato de Conexão à Transmissão	Assinado entre as empresas proprietárias de ativos da Rede Básica e as empresas usuárias dos serviços de transmissão a elas conectadas fisicamente, tendo como interveniente e coordenador do acesso e uso da Rede Básica o ONS.	Transmissora e Consumidor livre na rede básica, Geradora na rede básica ou Distribuidora
CUST	Contrato do Uso do Sistema de Transmissão	Contratação do acesso aos sistemas de transmissão não vinculados aos Contratos Iniciais.	ONS e a Unidade Suprida (Geradora na rede básica ou fora da rede básica, Consumidor livre na rede básica ou Distribuidora)
CCD	Contrato de Conexão à Distribuição	Assinado entre as empresas de distribuição e as empresas conectadas fisicamente a seus sistemas.	Distribuidora e Consumidor livre fora da rede básica ou Geradora fora da rede básica
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição	Contratação de redes de distribuição para levar energia elétrica a consumidores dispostos em regiões cujo acesso se faz por meio da passagem por áreas de concessão alheias.	Distribuidora e Consumidor livre fora da rede básica ou Geradora fora da rede básica
CPST	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão	Instrumento legal que outorga ao ONS poderes para representar as transmissoras perante os usuários da Rede Básica, garantindo a prestação dos serviços de transmissão conforme as determinações da Aneel e os Procedimentos de Rede.	Transmissora e ONS
CCI	Contrato de Compartilhamento de Instalações	Celebrado entre agentes de transmissão que compartilham uma instalação da rede básica. Neste contrato, o ONS assume o papel de interveniente do contrato.	Entre transmissoras
Concessão	Concessão	Concessão dada pela união para exploração de serviço de transmissão de energia elétrica.	União e Transmissora

Fonte: [ONS 2016]

No caso da empresa estudada nesta pesquisa, o número de contratos surgidos é expressivo, conforme se pode observar da Tabela 4.

**Tabela 4** – Número de contratos existentes após a reestruturação

<b>Tipo de Contrato</b>	<b>Contratos Assinados</b>
<b>Concessão</b>	2
<b>Constituição de Garantia</b>	2
<b>Compartilhamento de Instalações</b>	14 + 2 aditivos
<b>Conexão ao Sistema Transmissão</b>	12
<b>Contrato Representação ONS</b>	7
<b>Convênios</b>	2
<b>Operação e Manutenção</b>	5
<b>Prestação de Serviço Transmissão</b>	2 + 22 aditivos
<b>Termo de Acordo</b>	10
<b>Termo de Cessão</b>	8
<b>Termo de Compromisso</b>	5
<b>Termo de Transferência</b>	11
<b>TOTAL</b>	<b>104</b>

Fonte: Empresa entrevistada

O surgimento de novas e numerosas relações contratuais surgidas após a reestruturação fez crescer a complexidade administrativa nos agentes. Em função disso, houve a criação, na maioria das Transmissoras, de órgãos específicos para cuidar dos contratos.

Além dos contratos regulados apresentados, surgiram outros, como por exemplo, aqueles celebrados entre agentes tradicionais e novos agentes, com relação à representação junto ao ONS. Para a operação do SEP pelos centros de controle, diversas atividades são realizadas por eles: relacionamento com o centro do ONS em tempo real, programação de intervenções, análise de ocorrências, etc. Para atender a estas demandas regulatórias, novos agentes contrataram agentes tradicionais para representá-los nessas atividades. Entre esses contratos, passaram a existir também aqueles de comunicação de dados. Isto é, todos os agentes devem estabelecer comunicação de dados entre suas instalações ou seus

centros de controle e o ONS. Por regulação, também, todo agente, que tem seu sistema elétrico acessado por outro agente, pode demandar que ele estabeleça comunicação de dados com seu centro também. Assim, com fins de redução de custo, novos agentes que deveriam conectar-se a um agente tradicional, que já tinha um elo de comunicação entre seu centro de controle e o do COSR do ONS, passaram a contratar daquele a transmissão de seus dados para o ONS.

Esse grande número de contratos representou elevação de custos para os agentes, no mínimo para montar uma estrutura interna para administrá-los.

### **C. *Competição e o Eventual Aumento dos Custos com Assistência Técnica Especializada***

A mudança para um cenário competitivo trouxe para as empresas um ambiente de incerteza, com o mercado futuro desconhecido, que pode gerar déficits ou excedentes. Além disso, os preços da energia no mercado podem sofrer variações e criar oportunidades e ameaças, e podem incentivar um comportamento de execução dos contratos estabelecidos pelos favorecidos [Araújo 2002]. A tendência é que seja gerado um aumento de custos nos agentes em assistência técnica especializada, seja no setor jurídico, comercial ou técnico de energia elétrica, que não existia no modelo anterior.

### **D. *Aumento na Complexidade e Necessidade de Padronização***

Embora esteja ocorrendo um aumento na capacidade de transmissão no Brasil, ela ainda não é suficiente para atender à demanda de crescimento de energia elétrica. Por isso os sistemas de transmissão ainda têm sido obrigados a operar nos seus limites, o que torna a operação mais complexa. Esse fato é uma realidade não só brasileira, mas mundial [Papazoglou *et al.* 2000]:

Operar sistemas elétricos no seu limite e com sistema de transmissão aberto requer a introdução de novas tecnologias e adiciona complexidade nos sistemas elétricos de potência. No novo ambiente de sistemas de potência, tarefas e procedimentos de operação mais complexos nos centros de controle são necessários. (Tradução nossa).

Uma das formas adotadas pelo setor para lidar com estas tarefas e procedimentos de operação cada vez mais complexos foi implantar a certificação de Sistemas de Gestão da Qualidade nos centros de controle. Os objetivos pretendidos eram:

- Por meio da sistematização da rotina em procedimentos escritos, garantir uma padronização das ações dos operadores.
- Por meio de um acompanhamento contínuo e registros de não conformidade, tomar ações para que os procedimentos estabelecidos fossem cumpridos e melhorados continuamente.

Adicionalmente, para garantir um nivelamento das equipes das salas de controle, implantou-se a certificação individual dos operadores.

Outra razão para a onda de implantação de sistemas de gestão da qualidade e certificação de operadores no Brasil foi o requisito colocado pelo ONS. Com a assunção da responsabilidade operativa por aquele operador, os centros de controle de algumas das empresas estatais estaduais e de algumas federais foram contratados para atuar em nome do ONS. Para possibilitar a padronização na execução das tarefas e a qualificação de todos os centros e operadores próprios e que atuavam em nome dele, no novo ambiente, o ONS exigiu a certificação dos centros em Sistema de Gestão da Qualidade (norma ISO9001) e de seus operadores em provas escritas.

Nas entrevistas realizadas, a questão da certificação, seja do centro ou do operador, apareceu algumas vezes, como mais uma carga colocada nas mãos dos operadores.

O operador Op6 comentou:

Hoje tem muita instalação para supervisionar, controlar, tem a questão da ISO, do meio ambiente. A quantidade de trabalho exige mais atenção e paciência. Hoje tem que organizar melhor as atividades pois às vezes têm muita atividade de mesma prioridade chegando junto. Tem que resolver o que fazer primeiro, com paciência e tomar cuidado para não deixar alguma coisa para trás. Hoje facilitou a colocação de um quarto posto de trabalho.

Do operador Op8 veio uma visão similar:

Da ISO, nós temos as IT<sup>32</sup> e PE<sup>33</sup> e se você deixa de cumprir algum item, é aberto um RNC<sup>34</sup> e o tratamento é forte, desgastante, chato, envolvendo várias pessoas para testar, corrigir e não deixar acontecer de novo. Dependendo da gravidade do RNC, ele pode

---

<sup>32</sup> IT: Instruções de Trabalho, documentos de trabalho detalhados.

<sup>33</sup> PE: Procedimentos Específicos, documentos que descrevem os processos e atividades para implementar o sistema de gestão da qualidade.

<sup>34</sup> RNC: Relatório de não-conformidade.

receber reprimenda verbal, suspensão e até retirada da sala de controle para reciclagem.

Os procedimentos e instruções do sistema de qualidade são vistos como uma carga e não como apoio, pois embora sejam construídos com a participação dos operadores ou revisadas por eles, consideram que o que está formalizado em procedimentos e instruções está muito distante das atividades que desempenham. Isto acontece porque como foi relatado por Lima (2015, pág. 24) um operador expôs: “é impossível colocar o que a gente faz na IP”. Entretanto, existe uma crença nas empresas, proveniente da aceitação do modelo determinista, de que é possível codificar em procedimentos o essencial do trabalho. O modelo determinista preconiza uma teoria do controle, pelo qual é possível que o modelo do sistema em controle pode ter seu comportamento definido do exterior [Lima 2015]. O conflito aparece uma vez que o operador se sente penalizado se não segue exatamente o procedimento ou instrução escrita. E, segundo Lima (1992), quando realiza uma atividade, o operador utiliza de estratégias (regulação e antecipação), para contornar a distância entre o prescrito e o real, de forma a gerir as condições internas e externas que variam e controlar seus efeitos.

Com relação à certificação dos operadores, nenhum dos operadores entrevistados se referiu a ela. Recorreu-se então ao trabalho realizado por Papazoglou *et al.* (2006), onde um operador referenda esta certificação como um benefício:

Os operadores sentem que isto melhora o ambiente geral de operação porque há um sentimento de que os outros operadores com quem eles lidam entendem as políticas de operação e procedimentos. Isto, em efeito, faz o trabalho mais fácil. Há um sentimento geral de que o ambiente de operação é mais profissional. (Tradução nossa).

### ***E. Complexidade da Operação e Necessidade de Maior Interação na Sala de Controle***

A privatização aumentou o número de participantes, o que, naturalmente, fez crescer também o tamanho do sistema elétrico de potência. A entrada de novas linhas de transmissão, novas subestações e usinas, sobretudo termelétricas (devido à maior rapidez de instalação, necessária em função do apagão de 2001), levou a uma interligação cada vez maior e necessária dos sistemas elétricos, não só nas fronteiras dos países, mas indo além dessas, caracterizando o aumento da

complexidade da operação do SEP. Nesse contexto, a eficiência na comunicação interpessoal nos centros de controle torna-se ainda mais importante, para minimizar erros humanos. O operador de centro de controle tem na comunicação oral um requisito importante da sua função. Assim, cotidianamente, ele interage primordialmente com operadores do COSR, operadores do COD, equipes de manutenção, e eventualmente com operadores de usinas e subestações, em casos em que eles ainda existam.

A questão da necessidade de maior interação é tratada mais detalhadamente na dimensão humana.

## **5.3. Dimensão Humana**

### **5.3.1. Visão Geral**

Vários impactos, aqui apresentados, de alguma forma já foram discutidos em momentos anteriores, quando da análise dos impactos das outras duas dimensões. Isso ocorre devido ao caráter interdependente das três dimensões. A análise isolada dos efeitos em cada uma das dimensões nem sempre é inteiramente possível. Assim sendo, embora haja alguma referência repetitiva, procura-se, nesta parte do texto, trazer um detalhamento com fins de enriquecimentos das análises. Então, com o objetivo de compilar os fatores dos impactos sentidos na dimensão humana, listam-se:

- Maior complexidade da operação, do ponto de vista do operador, em função do maior número de instalações e compartilhamento de operação entre agentes diferentes numa única instalação.
- Centralização do controle no ONS.
- Automação da operação nas usinas e subestações.
- Introdução do caráter econômico nas atividades de operação.
- Distribuição do controle de equipamentos colocando mais inteligência nas redes elétricas.
- Risco de perda de conhecimento devido à transferência de funções para o ONS.
- Introdução do sistema de gestão da qualidade, com procedimentos novos e necessidade de registros de não conformidades.

As consequências advindas desses fatores manifestam-se, pelas palavras dos operadores: no aumento da carga de trabalho, no aumento da abrangência dos riscos na tomada de decisão, na insegurança de perda de conhecimento, na

necessidade de uma comunicação mais eficiente entre os participantes do turno e num distanciamento do funcionamento do sistema elétrico, na mudança de perfil dos novos operadores. Esta última incluindo operadores sem experiência prévia em usinas, subestações e outras atividades do SEP.

Diante destas mudanças, que ocorreram sem que fosse ouvido seu parecer, o operador não vê outra saída a não ser a aceitação da situação, conforme testemunho do Op6:

Tá tudo mudando, a gente sofre mas vai se adaptando. É a história, 'se não pode com eles, una-se a eles'. Eu sou do tipo que procuro ir me adaptando, me conformando.

Esse sentimento de aceitação, ou de comodismo, se revela numa aparente ambiguidade em relação ao papel do ONS e à nova organização operativa, conforme palavras de Op6:

Com a introdução do ONS, senti que se perdeu um pouco do poder de decisão. Mas acho que ficou até melhor pois o controle de tensão às vezes era pedido a terceiros e às vezes eles não atendiam. Com o ONS, como eles têm realmente o poder, fica mais fácil, pois a gente não precisa fazer esse papel.

Tem gente que acha que o controle deveria ser deles já que a inteligência é deles.

A interpretação que se faz da fala dos operadores, acima, se desenrola sobre duas vertentes. Na primeira, diante da irreversibilidade do processo, o operador busca ver pontos positivos, para tentar diminuir seu sofrimento: “a gente sofre, mas vai se adaptando”. E assim, embora a presença do ONS tenha trazido consequências negativas para as suas funções, como perda de autonomia, perda de conhecimento, ele procura ver a ação do ONS como um facilitador para a relação com seus pares, já que, se um comando deve ser executado, o argumento que convence qualquer esboço de resistência é a justificativa de que são ordens de quem tem o poder, o ONS. Na segunda, utiliza-se de um conformismo irônico: se o ONS já assumiu a tomada de decisão, a “inteligência”, então que assumam também o processo manual, isto é, a execução da ação de controle relacionado ao comando dado pelo ONS.

### 5.3.2. A Comunicação na Sala de Controle

Como visto no item anterior, no novo ambiente de operação, sobe a importância de uma comunicação clara e sem ambiguidades nos centros de operação. A comunicação adequada é importante, sobretudo, em trabalhos de turno, pois por meio dela, busca-se a continuidade, a proximidade e a prontidão de fluxo de informação. Esta prontidão é relevante, de forma especial, para o supervisor do turno, para que ele possa exercer seu papel de coordenação e liderança [Papazoglou 2000].

A importância da liderança aparece também na fala do operador Op6:

Os treinamentos não vieram no momento certo. Não adiantaram nada e ficaram um tédio só. Por exemplo, o treinamento de liderança de equipe deveria ter sido dado quando eu entrei no centro. Acabei tendo que aprender na pancada, no dia-a-dia. E esse tipo de treinamento é importante porque quando a gente fala ao telefone com outras equipes, está-se exercendo um tipo de liderança.

O tema comunicação na operação é tão importante que no Brasil foi implantada uma Instrução de Operação<sup>35</sup> com o objetivo de regular a comunicação entre operadores. O objetivo é minimizar problemas decorrentes da falha de comunicação durante as atividades de tempo real nos centros de controle. Os protagonistas da operação de sistemas elétricos possuem hábitos e influências regionais e familiares que podem dificultar uma comunicação eficiente nas atividades profissionais. Estas dificuldades podem levar a retrabalhos, prejuízos financeiros, acidentes e até morte de terceiros e de envolvidos nos processos [Mendonça 2006].

Devido à relevância do assunto, a maioria dos agentes promoveu treinamento em **comunicação operativa**, para reduzir a má interpretação do diálogo entre as partes.

Com a medida de capacitação e a referência de uma instrução, a comunidade de operação de sistemas elétricos (os próprios operadores se ressentiam da dificuldade de comunicação com pares, sobretudo de outras regiões diferentes da sua, desejando uma padronização) buscou conscientizar e introduzir orientações sobre a prática da comunicação. No cerne das então chamadas

---

<sup>35</sup> Instrução do ONS RO-RO.BR.01.

Técnicas de Comunicação Verbal, encontra-se a sequência a ser observada durante a comunicação no trabalho de operação [ONS 2015]:

- 1º) Identificação dos interlocutores: local (Centro de Operação ou Agente) e nome do receptor/transmissor;
- 2º) Transmissão de mensagem pelo emissor;
- 3º) Repetição da mensagem recebida pelo receptor;
- 4º) Confirmação, pelo transmissor, do entendimento da mensagem;
- 5º) Encerramento.

Apesar das iniciativas citadas, alguns problemas ainda são relatados. Alguns casos reais ainda ocorrem em centros de controle [Mendonça 2006]. A seguir são transcritos alguns desses casos, sendo que os nomes dos operadores e dos elementos elétricos são fictícios. Eles demonstram que ainda há algo mais a ser feito para melhorar a qualidade da comunicação na operação do SEP.

#### **CASO 1:**

O operador João liga para o operador Pedro e fala:

- Aqui é o João, a LT XPTO já está aberta em ambos os terminais, você pode providenciar o isolamento no seu terminal, depois para aterrar você me chama. OK?
- OK!

Alguns minutos após, Pedro liga para o João e fala:

- Aqui é o Pedro, já isolei e aterrei a LT no meu terminal como você havia solicitado.

O João argumenta:

- Eu não solicitei que fosse feito o aterramento e sim o isolamento da LT.

O Pedro se defende e diz:

- Você pediu sim, e pediu ainda que eu chamasse você depois.

#### **CASO 2:**

O operador José liga para o operador Carlos e fala:

- Carlos, tudo bem?
- Tudo bem!
- Por favor, abra o disjuntor 3F4 da linha de 13,8 kV para Pimentel, e feche o disjuntor 15F4 da LT de 13,8 kV para Linda Ponte, porque será necessário fazer a transferência de cargas. Após concluir as manobras você me chama.

Depois que José falou, Carlos questiona:

- Concordo! Mas de onde e quem está falando?

Em ambos os casos não foram seguidas as referências para uma comunicação operativa eficaz. No primeiro, não houve a repetição, pelo receptor, da orientação recebida, para garantir que houvesse o entendimento correto da mensagem. No segundo, faltou a identificação de quem e de onde o emissor estava falando.

Um relato foi feito por um dos operadores entrevistados nesta pesquisa, que passou pela seguinte experiência. Um operador do centro de controle solicitou a um operador de uma determinada Subestação: “*Eleva para 240*”, e foi atendido, por meio da elevação da tensão de um barramento para 240 kV, quando na verdade o seu pedido era para elevação da geração para 240 MW.

Além desses aspectos técnicos, há uma percepção da importância da interação na sala de controle, por parte dos operadores, que extrapola a comunicação operativa e o objetivo inicial desta pesquisa. Desta forma, cabe ilustrar, com a fala do operador Op3, a preocupação com relação ao bom ambiente do trabalho, que toca a questão da interação interpessoal:

Procuro ser gentil com todos e ajudar a todos para ter um ambiente alegre, tranquilo. Para ter um ambiente bom, tratar todo mundo bem, independente de ser tratado bem ou não. Coisas boas atraem coisas boas. Por isso sou gentil, o horário passa rápido. Consciência tranquila é bom. Tratar as pessoas com igualdade, mas mantendo a hierarquia. A hierarquia tem que ser mantida e respeitada. Se não tiver, tem coisa errada. Ela ajuda a fluir tudo bem.

Além da adequação da comunicação na sala de controle, um outro aspecto importante, embora evidente, é a necessidade dos operadores de estar preparados para adaptarem-se aos modos de comunicação em função do estado do SEP (normal alerta, emergência ou restaurativo).

Em situação normal de operação, os operadores de um mesmo turno têm que ser informados rapidamente quando o estado de operação muda. A mudança de estado deve ser sinalizada pelos sistemas computacionais do centro de várias formas:

- Sinal sonoro.
- Sinal visual no painel mímico ou *videowal*.
- Sinal que pisca na tela do operador.
- Mensagens de distúrbio na tela da console do operador.

Após tomar conhecimento da mudança de estado, por quaisquer dos meios citados, os operadores que têm a competência, devem tomar as ações cabíveis e normalmente a informam aos demais interessados, de forma oral.

Em situação de distúrbios (alerta, emergência ou restaurativa), os operadores necessitam se comunicar para trocar informações sobre as ocorrências ou para se consultarem sobre a melhor solução a ser tomada.

### 5.3.3. Capacitação dos Novos Operadores

O alto nível de automação implementado pelas empresas de energia elétrica, objetivando eficiência operacional num ambiente competitivo [Joskow 1997], aumentou o número de subestações e usinas operadas remotamente pelo centro de controle. Embora ainda haja alguns poucos operadores e em turnos específicos, nas instalações de maior importância do sistema interligado, a tendência é que a operação remota alcance todas as instalações. Desta forma, praticamente não há mais operadores locais. Esse fato interrompeu o processo tradicional de recrutamento de operadores para centros de controle, baseado na contratação de operadores de usinas e subestações [Toledo *et al.* 2015]

Na visão dos operadores de centro de controle mais experientes, a vivência no campo, como operador de instalação é fundamental para a formação de operadores de centros, conforme posição do operador Op2:

O sistema hoje utilizado pela maioria das empresas é o telecontrole de estações. Este sistema limita em muito a formação de mão de obra especializada para os COS. A meu ver, a carreira para os operadores de sistema teria que ter a seguinte escala: Operador de estações, Operador de Sistema de Distribuição e posteriormente Operador de Sistema do COS. A maturidade de um técnico em operação de sistema passa, obrigatoriamente, pela experiência no campo. É através da vivência em estações, com toda a sua complexidade, que são formados os grandes operadores de sistema. Mas com o telecontrole perdemos a oportunidade ímpar de formação dos profissionais, já que, em sua maioria, os novos operadores são formados em escolas técnicas com ótima formação teórica, mas sem nenhuma experiência e ou vivência de campo, o que torna sua formação mais difícil e precária. Não há melhor escola que o trabalho diário em uma estação, mesmo que seja de pequeno porte.

Segundo o relato dos operadores experientes, mais importante que habilidades intelectuais robustas, como as referenciadas como existentes nos novos operadores, como se verá à frente, é a experiência.

Durante as entrevistas, diversos exemplos de “experiência” requerida para

atuar nos centros de controle foram dados pelos operadores seniores.

Buscando referência na Sociologia do Conhecimento Científico e Tecnológico, o que esses exemplos representam é parte do conjunto de conhecimento tácito necessário para executar as atividades de operação. Para adquirir esse conhecimento, segundo relato dos operadores experientes, foram necessários muitos anos de prática na função, mesmo já trazendo um nível de imersão prévia na operação local de usina ou subestação.

Sobre esse cenário, o operador Op3 relata:

Para trabalhar no COS, o operador deveria vir de subestação ou de usina grande, de porte. Com experiência de 10 anos, assim 6 ou 12 meses seriam suficientes para treinar para atuar no COS. Há a colocação prematura de pessoas para atuação no COS, o que eu acho que é um risco. No caso de um problema, pode gerar um bloqueio depois no profissional. A chefia fala que é isso mesmo, que é o mercado.

Reforçando esse ponto de vista, o operador Op1 argumenta:

Quem nunca passou pelo campo, não tem noção do risco envolvido, do porte do equipamento. Não assimilam bem o alarme que vem das usinas e subestações com risco para o equipamento. O operador tem que saber o reflexo no sistema quando ele faz uma atuação. Parece que eles não têm sensibilidade com o que estão lidando. Parece que estão brincando de *videogame*.

O entendimento do que foi dito pelo operador, pode ser discutido tendo como base Dreyfus (2009). Jogar *videogame* é seguir regras, o que pode ser feito sem um entendimento maior do contexto. Mas operar equipamentos, mesmo que remotamente, e tomar decisões na execução desta atividade, exige mais. Um operador que já vivenciou situações reais de operação, sabe perfeitamente do ambiente em que está inserido, as consequências das suas ações e de que elas são resultadas de uma escolha da perspectiva a ser adotada. Num jogo de *videogame*, existe uma distância da seriedade e responsabilidade que são requeridas em situações do mundo real e uma falta de remorso pelo erro.

Numa linha próxima, o operador Op4 verbaliza:

O operador do centro deve passar por uma experiência de operador de instalação. Quando se fala de um termo, o que já passou pelo campo absorve muito mais. É necessário passar pelo estresse do campo para ficar mais amadurecido. Quem passa pelo campo é treinado no COS muito mais rapidamente.

Embora estudiosos do mundo ocidental como os estoicos e Descartes tenham ensinado que se deve aprender a dominar as emoções para conseguir progresso no aprendizado, Dreyfus (2009) contribui para o tema com uma outra visão. Para ele somente se houver envolvimento emocional na aprendizagem se consegue sucesso. A percepção do operador, coerente com esse ponto de vista, somente após passar por situações de total envolvimento com uma atividade se consegue dominá-la. A vivência física e próxima dos equipamentos para a operação leva a um aprendizado mais profundo e consistente desta atividade. Um operador tem que estar emocionalmente envolvido com sua tarefa e ter passado pelo estresse do risco da atividade para melhor aprender e se transformar num bom profissional.

Esse conjunto de situações revela a necessidade de um olhar mais detalhado nesse novo ambiente humano na sala de controle.

A questão de competência e perfil dos operadores de centros de controle é relevante pois, mesmo com todos os recursos e alta tecnologia disponíveis, operadores humanos ainda executam o mais importante papel na supervisão do SEP e na tomada de decisão [Vale 1994].

Se o processo de aprendizagem é longo, é possível criar atalhos para diminuir o tempo de capacitação dos mais novos?

Esta questão é relevante pois foi visto que os operadores experientes estão próximos da aposentadoria e que, se não forem criadas formas eficazes de tornar a carreira de operador mais atrativa, logo os novos operadores partirão e não se terá quem conduza o treinamento dos novos operadores que os substituirão.

Entender o que é experiência, o que é conhecimento e como é o processo de aprendizagem se faz necessário, de forma a buscar mecanismos eficientes de capacitação de operadores, pois o retrato capturado da situação atual nos centros tende a ter um caráter permanente.

### **A. *Alguns Aspectos do Processo de Aprendizagem***

A pesquisa qualitativa trouxe à tona a importância da experiência operativa no exercício profissional dos operadores dos centros de controle.

Se experiência é caracterizada como tão importante na visão dos operadores, é de um deles (operador Op9) que vem um conceito sobre o termo:

Experiência é algo que não se pode obter somente pela leitura, mesmo que se seja um leitor muito esperto. Consegue-se experiência fazendo e vendo coisa; somente tempo e prática pode

oferecer isso.

O conceito intuitivo do operador embute um aspecto fundamental na capacitação humana: é necessária a prática para a aprendizagem.

A experiência prática tem sido apontada por vasta literatura atual como base para o processo de aprendizagem, contrapondo-se a um enfoque “cognitivista ou intelectualista” [Silva 2012, pág 2]. É a experiência humana em situações de trabalho que gera como fruto o **conhecimento tácito**, aquele que não pode ser completamente verbalizado ou colocado em regras que serão utilizadas por pessoas inexperientes [Ribeiro 2011]. Contrapondo-se a esta noção de conhecimento, na literatura aparece um outro tipo de conhecimento denominado **conhecimento explícito**. Segundo Nonaka & Takeuchi (1995, pág. viii):

(...) conhecimento tácito é oposto ao ‘conhecimento explícito’; este é geralmente definido como um tipo de conhecimento que ‘pode ser articulado em linguagem formal, incluindo declarações gramaticais, expressões matemáticas, especificações, manuais, e assim adiante.

Ribeiro (2011) complementa:

(...) é aquele que é tido como passível de codificação em algo que possa ser utilizado por humanos ou máquinas. Exemplos são livros, manuais e procedimentos operacionais – em se tratando de humanos – ou algoritmos e programas computacionais – em se tratando de máquinas.

Contudo, Ribeiro (2012b, pág. 343), por meio de seus estudos e experiência prática, acaba por concluir que conhecimento explícito não existe:

(...) seja o que for que é chamado de conhecimento explícito é melhor entendido como ‘produtos do conhecimento’ [Ribeiro 2007], isto é, qualquer coisa que pode ser usada por atores inculturados ou podem ser incorporados em máquinas, *software* e assim por diante. Conhecimento é encontrado naqueles que escrevem livros e projetam artefatos técnicos ou sistemas tão bem como naqueles que são habilitados a usá-los, mantê-los, atualizá-los ou melhorá-los.

O conhecimento tácito é de interesse nesse trabalho, uma vez que importa compreender as bases para a capitalização desse tipo de conhecimento, que possibilitará ao operador se tornar capacitado para a execução de sua atividade.

Sabe-se que a atividade executada está além do que está nos manuais de

operação, nas IO e “parte dela permanece inacessível, até mesmo para o próprio ator, pois se tornam tácitos os saberes construídos na experiência, que só são acessíveis, apenas parcialmente, por meio de técnicas que se aproximam da profundidade do inconsciente” [Castro 2016, pág. 36].

Para tratar dos dois tipos supostamente existentes de conhecimento, existe a possibilidade de se utilizar dois tipos de gestão, a gestão do conhecimento explícito e a gestão do conhecimento tácito. A primeira, denominada na literatura acadêmica como Gestão do Conhecimento, é utilizada sobretudo na área de Administração. Ela tem como finalidade a coleta, a classificação e o armazenamento dos tipos de informação de interesse para a empresa, com fins de seu uso por meio de diversos meios, sobretudo em *intranet*. Ela é suportada em Tecnologias da Informação.

A Gestão do Conhecimento é limitada por dois aspectos [Ribeiro 2011]:

- Ela não consegue tratar o conhecimento tácito utilizando ferramentas da Tecnologia da Informação, conforme já observado.
- O conhecimento explícito é dependente do conhecimento tácito para sua utilização uma vez que as “regras não contêm as regras para a sua própria aplicação” [Wittgenstein 1976]. Esta questão é explicada por Polanyi (1969, pág. 144):

(...) o conhecimento explícito precisa ser tacitamente compreendido e aplicado. (Tradução nossa).

Daí pode-se inferir que o conhecimento ou é tácito ou é suportado pelo conhecimento tácito. Não existe um conhecimento totalmente explícito.

Com relação à Gestão do Conhecimento Tácito, sua dificuldade é a inexistência de metodologias específicas [Ribeiro 2011]. Contudo, uma perspectiva prática começa a ser delineada:

(...) baseado em conceitos provenientes da Sociologia do Conhecimento Científico e Tecnológico foi desenvolvido um modelo teórico que tem sido aplicado, testado e refinado em situações reais por meio da metodologia de pesquisa-ação.

Antes de se passar ao modelo citado, criado por Ribeiro (2012a), outros conceitos de suporte devem ser apresentados.

Um importante conceito refere-se ao termo conhecimento. Existe uma controvérsia a respeito de sua natureza, vista como a batalha entre a “epistemologia da posse”, em que o conhecimento é tratado como algo que as pessoas possuem

e onde há a tendência de privilegiar o explícito sobre o tácito, e a “epistemologia da prática”, que tem o seu foco no saber como ação, como dito por Ribeiro (2012a, pág 338).

Para a construção do modelo, foi acolhida a epistemologia da prática. Nesse contexto, conhecimento é entendido como a propriedade de um grupo social e constitui uma “forma de vida” [Wittgenstein 1976, pág. 226], denominada por Collins (2007) de conhecimento tácito coletivo. Portanto, nessa epistemologia, conhecimento é socialmente acordado, modificado e transmitido e exige uma imersão para ser desenvolvido; ele tem fronteiras que definem quem está dentro e quem está fora, quem é membro e quem não é; quem está socializado com ele ou não. Conhecimento é “governado por regras, datado e situado: percebendo, vendo e realizando coisas ‘da mesma’ forma” [Ribeiro 2012a, pág. 338].

Considera-se o conhecimento humano como uma integralidade, onde o saber resulta da “unidade entre cognição e engajamento corporal dentro de um contexto social” [Silva 2012, pág. 7]. Alternativas eficazes para a capacitação precisam levar em consideração o dinamismo entre atividade, ambiente e sociedade. Lave & Wenger (1991) contribuem para esta perspectiva, ao colocarem que a aprendizagem acontece num processo social, quando um indivíduo se torna um membro, de forma progressiva, numa prática sociocultural. Isto é, quando ele aprende as habilidades requeridas na execução de atividades pertencentes àquela prática (aprendizagem situada). O percurso de aprendizagem dos indivíduos numa comunidade de prática é chamado de “participação periférica legítima” [Silva 2012, pág. 7]. A aprendizagem situada vai além das noções tradicionais de “aprender fazendo” e “aprender *in situ*” [Silva 2012, pág. 11]. Ela muda o entendimento de “indivíduo que aprende” para a aprendizagem como participação no mundo social e de “processo cognitivo” para uma prática social [Silva 2012, pág. 11].

Nessa abordagem, indicar o que aprender, criando condições para o aprendiz passar por experiências necessárias para o aprendizado, é o papel dos instrutores. Segundo Silva (2012, pág. 15):

(...) tal conhecimento não é passível de ser ensinado, mas aprendido por meio de um processo de reflexão-na-ação ao se criar condições para que o novato aprenda por si próprio.

Esta abordagem muda o enfoque tradicional de **transferência de conhecimento** para participação, indicando que a “aprendizagem não é uma incorporação de saberes preparados previamente e passíveis de serem adquiridos por meio de formas codificadas” [Silva 2012, pág. 10].

Dentro desse entendimento, Ingold (2001) atribui à percepção um papel central na aprendizagem humana. Esse conceito leva mais longe a questão da aprendizagem. Ele leva a um encadeamento de noções que implicam na ideia de que o processo de percepção não estaria na cabeça, nem a mente no cérebro, concluindo que a percepção humana é um fenômeno social e não apenas psicológico. O desdobramento desta atribuição é a conclusão de que a aprendizagem não seria um simples processo de transmissão de informação, mas resultado de uma “educação da atenção”.

Evoluindo nesta ideia, Ingold (2000; 2001), numa abordagem chamada de ecológica, percebe o conhecimento via educação da atenção como uma habilitação de um novato por redescobrimto dirigido. O ser humano é visto como “um centro de percepção e agência em um campo de prática, cujos processos ressoam com o de seu ambiente” [Silva 2012, pág. 14]. Assim é em situação que se desenvolve o conhecimento tácito, mesmo aquele que dá sentido às regras explícitas. Por isso, os operadores jovens, embora aprendam regras facilmente, conforme visto no depoimento dos operadores, têm dificuldades de utilizá-las de forma adequada ao contexto. Portanto, a questão da gestão do conhecimento não se resolve sem a gestão do conhecimento tácito.

## **B. Gestão do Conhecimento Tácito**

A gestão do conhecimento tácito é definida por Ribeiro (2012a, pág. 342) como:

*(...) gerenciar quem vai trabalhar com quem, fazendo o quê e por quanto tempo.*

Seu propósito é otimizar as oportunidades para transferência e desenvolvimento de conhecimento tácito. Na prática, isto significa gerenciar um conjunto extenso de aspectos – ex. organizacional, cultural, social, pessoal, linguístico, econômico, relacionados a gênero e poder, político e mesmo geográfico e arquitetural – para possibilitar o acesso e contribuir para a imersão de indivíduos dentro de grupos de especialista ou facilitar a formação inicial e manutenção de tais grupos. Isto, por sua vez, exige um arcabouço que habilita a identificação de tipos distintos de conhecimento tácito e as habilidades que eles concedem a quem os têm.

Ele demanda uma forma de qualificar as especificidades da prática dentro da qual elas foram desenvolvidas e podem, portanto, ser aplicadas de volta com sucesso. (Tradução nossa).

## **Tipos de Conhecimento Tácito**

Três tipos principais de conhecimento tácito são identificados, refletindo sua natureza e possibilidade de codificação [Collins 2007]: conhecimento tácito somático, conhecimento tácito contingente e conhecimento tácito coletivo.

### **– Conhecimento Tácito Somático**

Refere-se a uma base do corpo capaz de suportar ou habilitar as pessoas a executar contrapartida física de intenção de ações e interage com o mundo físico. Ele é desenvolvido com a participação física ativa em situações que requerem um dado conhecimento ou habilidade.

### **– Conhecimento Tácito Contingente**

Compreende os tipos de conhecimento tácito que estão incorporados nas práticas de uma forma de vida, mas que podem vir a ser revelados e codificados no futuro [Ribeiro 2012b].

É um tipo de conhecimento tácito que se refere a uma coleção de casos distinguíveis uns dos outros em função do nível de consciência que os membros da coletividade têm de possuí-lo.

### **– Conhecimento Tácito Coletivo**

É aquele que habilita uma pessoa a executar ações que exigem um entendimento do contexto social para executá-las de forma adequada [Collins 2007]. Ele encontra-se na sociedade e não é passível de codificação.

Esse tipo de conhecimento pode ser desenvolvido ao tornar-se membro de uma dada forma de vida. Se uma pessoa está inculturada nesta forma de vida, ela possui a habilidade de seguir a regra, no sentido proposto por Wittgenstein. A habilidade de seguir regras está associada à capacidade de percepção de cometer um erro.

Esse tipo de conhecimento possibilita a quem o tem a capacidade de fazer julgamentos de três tipos [Ribeiro 2012a, pág. 345]:

- Similaridade/diferença: relacionado com a habilidade de identificar o que é o mesmo e o que é diferente (erros, problemas). Como exemplo, um operador com a capacidade deste tipo de julgamento poderá identificar se uma telemedicação, apresentada numa tela na sua estação de trabalho, está dentro do limite de tolerância.

- **Relevância/irrelevância:** relacionado com a habilidade de atribuir valor a eventos, objetos e pessoas, dentro de um determinado contexto onde estão presentes. O estabelecimento de prioridade, a seleção de exemplos relevantes, a identificação de quem é experiente e atribuição de relevância de acontecimentos são exemplos de habilidades possíveis dentro deste tipo de julgamento. Na sua prática diária, um operador experiente poderá estabelecer, em situações de diferentes alarmes, qual deve ser priorizado para uma tomada de ação de correção. Um exemplo prático de estabelecimento de prioridade é exemplificado pela fala do operador Op10:

(...) eu hoje dou mais prioridade para as instalações desassistidas, pois nos outros casos, o operador está lá (...). Quando eu chego, a primeira coisa que eu faço é um *checklist*.

c) **Risco e oportunidade:** relacionado com a habilidade de identificar possibilidades de riscos e de oportunidades, antecipadamente. Capacita a fazer melhores escolhas, enquadrar um problema adequadamente e selecionar a melhor alternativa para solucioná-lo. Na prática operativa num centro de controle, ter esse tipo de julgamento capacita um operador, por exemplo, a identificar a possibilidade de um incidente elétrico a partir da tendência de certas telemedições por ele monitoradas e tomar medidas para evitá-lo. Um exemplo nesse sentido pode ser dado pela seguinte fala do operador Op11:

(...) ações preventivas. Por exemplo, a gente tem a previsão de carga. Então quando eu via que a curva de carga estava se deslocando do previsto, eu já ia tomando providência para regular a tensão (...).

Quanto mais inculturada uma pessoa se encontra dentro de uma forma de vida, ela estará melhor habilitada a fazer julgamentos como os dos tipos descritos acima: de similaridade e diferença, de relevância e irrelevância, de risco e oportunidade. Cada um desses tipos de julgamento vai sendo incorporado às habilidades de um aprendiz à medida que ele progride na sua capacitação dentro de uma prática. Ribeiro (2012b, pág. 377), baseando-se nos tipos de habilidades ou estágios de aprendizagem existentes, apresentados por Dreyfus (2009, pág.

27)<sup>36</sup>, exemplifica os tipos de julgamento presentes em algumas delas. Um **novato** memoriza elementos de um domínio e as regras associadas a eles. Para tornar-se um **iniciante avançado**, ele deve lidar com situações reais e exemplos, de forma a compreender o contexto e desenvolver a habilidade do **julgamento de similaridade/diferença adequadamente**. Para passar para o estágio seguinte, a **competência**, o **iniciante avançado** deve “aprender, por meio de instrução ou experiência, a formular um plano ou a escolher uma perspectiva, que determina quais elementos da situação ou domínio devem ser tratados como importantes e quais devem ser ignorados” [Dreyfus 2009, pág. 30]. (Tradução nossa). É o desenvolvimento da habilidade do **julgamento de relevância/irrelevância**. No próximo estágio, **proficiência**, passa a haver a necessidade de tomar uma decisão por si próprio sobre quais planos e perspectivas adotar em uma dada situação, sem a certeza do resultado. Como esse depende de auto escolha, o executor se sente responsável e passa a ficar emocionalmente envolvido com sua prática, e erros e acertos fazem diferença para ele. Esse estresse emocional leva a uma evolução na aprendizagem [Dreyfus 2009]. Nesse estágio, baseado em experiências de falhas e sucessos, o aprendiz passa a ter a capacidade de **julgamento de risco e oportunidade**, agindo preventivamente. O **proficiente** está habilitado a ver o que deve ser feito e tem que decidir como fazer. No próximo estágio, a **experiência (expertise)**, o **experiente** reconhece “o que é necessário fazer, e graças ao seu vasto repertório de perspectivas intuitivas, ele sabe imediatamente como fazer” [Dreyfus 2009, pág. 35]. (Tradução nossa). Nesse estágio, conta-se com a intuição<sup>37</sup>.

### Níveis de Similaridade

De acordo com Ribeiro (2012a, pág. 346), “pessoas experientes são a melhor garantia de sucesso na execução de atividades. Elas possuem todos os tipos de conhecimento tácito interligados e incorporados nas suas práticas e corpos”. Mas não é possível se ter conhecimento tácito em todas as situações. O que interessa é o conhecimento tácito que se tem para executar algum tipo de

<sup>36</sup> Para Dreyfus são seis os tipos de habilidade (*skills*) ou estágios nos quais um estudante aprende por meio de instruções, prática e aprendizagem sobre um domínio: a) novato; b) iniciante avançado; c) competência; d) proficiência; e) experiência; f) *mastery*.

<sup>37</sup> Intuição não é nem o meio inconsciente e não-inferencial pelo qual seres humanos chegam a decisões nem adivinhação, mas o produto de profundo envolvimento situacional e discriminação holística [Dreyfus & Dreyfus 1986, pág. 29, apud Ribeiro 2012b, pág. 377].

atividade bem específica. Muitas vezes é importante estimar quanto desse tipo de conhecimento há dentro da força de trabalho existente, conectada às tarefas futuras num novo empreendimento. Segundo Ribeiro (2012a, pág., 346), “somente é possível ter conhecimento *em alguma coisa* – e esta ‘alguma coisa’ tem que ser qualificada”.

Para qualificar a experiência de trabalhadores, o conceito de níveis de similaridade foi proposto [Ribeiro 2012a]. O que é pretendido é comparar quão similar a experiência do trabalhador é em relação àquela necessária para executar a atividade que se espera que ele realize. Em outras palavras, o que se pretende é qualificar a experiência dos trabalhadores experientes. A questão da similaridade é importante porque ela incorpora a ideia de seguir a regra, isto é, ter a habilidade para agir adequadamente e de maneira rápida dentro de uma forma de vida.

Três níveis de similaridade são definidos – alto, médio e baixo [Ribeiro 2012a] e indicam o grau de experiência que a pessoa tem para trabalhar nas atividades determinadas.

### **Níveis de Imersão**

Um outro conceito importante dentro do arcabouço teórico da gestão do conhecimento tácito refere-se aos tipos de imersão. Eles são definidos, por Ribeiro (2007, pág. 99):

(...) os vários tipos de experiência a que um ou mais indivíduos podem ser submetidos dentro de uma forma de vida ou coletividade, tais como prática, leitura, observação etc., os quais podem ocorrer separada ou conjuntamente.

A tipologia proposta compreende cinco categorias de imersão:

- Não-imersão, onde não há qualquer imersão.
- O autodidatismo, estudo em alguma área técnica, sem haver interação com especialistas.
- Socialização linguística, referindo-se à interação com especialistas fora do ambiente onde suas atividades são exercidas.
- Contiguidade física, que descreve a proximidade das práticas de um domínio técnico, sem envolvimento ativo do aprendiz.
- Imersão física, indicando a experiência prática, com envolvimento ativo da pessoa.

O entendimento importante a ser tirado desta tipologia é que as circunstâncias privilegiarão determinados tipos de imersão e que nos ambientes de

trabalho elas ocorrem simultaneamente em diversas situações. A socialização linguística se destaca em aulas formais; nas visitas técnicas, o preponderante é a contiguidade física, em treinamentos práticos, a imersão física é o diferencial.

Novas análises são possíveis considerando que um nível engloba os anteriores. Quando um indivíduo avança de um nível para outro ele progride no conhecimento da área. Segundo Ribeiro (2012a), são possíveis duas divisões nesta progressão. A primeira ocorre quando o indivíduo passa do autodidatismo para a socialização com pessoas de uma determinada área. Assim ela tem a possibilidade de ganhar o acesso ao conhecimento tácito coletivo que promove o entendimento conceitual e social da área. A segunda ocorre quando o indivíduo passa da socialização linguística para a contiguidade física, o que leva a uma consciência física, e de forma mais profunda por meio da imersão física, acarretando a aprendizagem das habilidades requeridas para exercer a prática.

Como se viu nesse item, diferentes níveis da imersão, numa determinada forma de vida, levam a diferentes níveis de conhecimento. O entendimento desse conceito levará à formulação de possíveis melhorias no processo de capacitação dos operadores dos centros de controle.

### **C. Condições para a Aprendizagem Efetiva**

#### **Desafios**

A criação de condições para uma aprendizagem efetiva é um fator importante para se ter sucesso nesse assunto. Vários desafios precisam ser conhecidos para que não sejam negligenciadas [Lima 2012]:

- Paradoxo na aprendizagem de uma competência – “um estudante não pode inicialmente entender o que precisa aprender; ele pode aprendê-lo somente educando a si mesmo e só pode educar-se começando a fazer o que ainda não entende” [Schön 2000, pág. 79]. Isso pode colocar um novato em uma situação tal que possa cometer erros de diversos graus e também em situações de risco [Silva 2012].
- Atribuição desencontrada de relevância [Collins 2001] – o especialista não consegue discorrer sobre tudo a ser dito e o que deseja adquirir o conhecimento ainda não sabe o que perguntar. Além disso, devido ao conhecimento tácito, um especialista em muitos casos, não é capaz de descrever o que faz, como faz, o que vê, e o que é relevante. Em geral ele executa suas atividades de forma intuitiva, como já visto

anteriormente. E o novato é incapaz de extrair do especialista as informações relevantes sobre seus conhecimentos [Dreyfus & Dreyfus 1986 apud Lima 2012].

- Variedade de formas de realização de uma tarefa [Goodwin & Goodwin 1996]. Várias podem ser as formas de executar uma atividade, que muitas vezes requerem improvisação e criatividade e não são passíveis de serem colocadas em regras.

Esses aspectos não podem deixar de ser considerados num processo de aprendizagem pois podem resultar em dificuldades como acidentes de trabalho, perda de motivação, auto-culpa e dependência de um profissional dentro de uma empresa.

### **Construção de Ambiente de Aprendizagem**

A alternativa proposta por Burton *et al.* (1984) para construção de um ambiente de aprendizagem é a noção de “micromundos de complexidade crescente”. O que é proposto é o desenvolvimento de um conjunto de condições para possibilitar ao aprendiz a execução, com sucesso, de versões simplificadas das tarefas e ir aumentando gradativamente a sua complexidade até o domínio da habilidade final a ser adquirida. Esse processo implica no oferecimento ao aprendiz de:

- Pontos de entrada adequados para facilitar a introdução em uma sub-habilidade.
- Ambiente em que ele se sinta seguro de forma a concentrar-se na aprendizagem.
- Objetivos intermediários atingíveis.
- Práticas separadas de sub-habilidades para possibilitar que deficiências referentes a cada uma delas ocorram distintamente.

A construção de micromundos compreende trabalhar três elementos básicos adequados aos resultados que se quer obter e ao nível de dificuldade apropriado ao novato:

- Equipamentos utilizados para executar a tarefa.
- As configurações do ambiente físico onde a tarefa é executada.
- As especificações da tarefa.

Silva (2012) chama atenção para alguns aspectos adicionais:

- Os micromundos providos devem ser não só físicos, mas também

sociais (valores, significados e identidade da comunidade de prática).

- Boa instrução: dizer o que deve ser feito e fornecer exemplos, indicar o que deve ser observado, falar sobre o significado e a importância de cada uma delas.
- Depuração: possibilitar que o aprendiz reconheça, aprenda com eles e corrija os erros.
- Fornecer feedback e instrução adequada em caso de erros.
- Ambiente propício a motivar a aprender.

#### 5.3.4. Diferentes Gerações no Centro de Controle

Durante a Pesquisa Qualitativa, foram encontradas três gerações de operadores no centro de controle, de acordo com a taxonomia comumente usada: Geração *Baby-boom*, Geração X e Geração Y. O contingente menor está no primeiro grupo, o maior, no segundo grupo e o mais recente, no terceiro grupo. O Quadro 7 mostra as características dessas gerações relevantes para esse trabalho de pesquisa.

**Quadro 7** – Coorte geracional num centro de controle brasileiro

	<i>Baby-boomer</i>	Geração X	Geração Y
Período de nascimento	1946 – 1964	1965 – 1977	1978 – 1989
Nível Educacional	Médio – Técnico em eletricidade	Graduação após começar a trabalhar no centro	Estudantes de graduação
<i>Background</i> em atividades de operação	Operador de usinas ou subestações	Operador de usinas ou subestações	Nenhuma
Características	Pouca experiência com tecnologia digital até a fase jovem/adulto.	Muito experientes com tecnologia digital	Contato com tecnologia digital desde a tenra infância

Fonte: Elaborado pela autora

Em relação às preocupações encontradas na literatura [Wallace 2007], [Martin & Tulgan 2006], relativas a eventuais conflitos na mistura de gerações no mesmo ambiente de trabalho, representantes das três gerações presentes no

centro de controle relataram que isso não se verifica nesse local de trabalho. O relacionamento é muito bom, segundo relataram, fato que é bem representado pela visão de um dos entrevistados (Op9):

Os operadores experientes apreciam o entusiasmo e as habilidades dos mais jovens, e estes admiram a experiência dos mais velhos.

Os operadores novatos querem aprender com os mais experientes o conhecimento adquirido por eles durante todos os anos na função e os veem como referência de segurança e competência no desempenho das atividades. Por outro lado, foi percebido que os mais experientes gostam de ter os mais novos ao seu lado, com a energia e disposição próprias da juventude. Eles são a garantia de renovação e perpetuação da carreira que muito os honra e que muitos ajudaram a construir.

Os antigos percebem a importância que eles representam no treinamento dos novatos, e isso é refletido quando ainda se referem a ensinamento de antigos companheiros que atuaram como seus instrutores no passado, conforme fala do Op11:

Eu falo para os novatos, como diria o André<sup>38</sup>, a estação te chamou, atende o telefone com mão esquerda e já vai abrindo a tela que tem o diagrama da instalação. Assim, você já vai sintonizando naquilo que ele vai te falar e vai encaixando no que ele vai te informar. Se na estação tiver uma intervenção, já pega os documentos correspondentes a ela. Assim você passa segurança para o interlocutor e já assume uma postura de operador de centro, não de estagiário.

### **A. *Diversidade na Chegada e no Desenvolvimento da Carreira***

Os operadores da geração dos *Baby-boomers* (também chamados de *Boomers*) chegaram aos centros de controle, provenientes das subestações e usinas da empresa, por meio de convite ou mesmo pela manifestação da disposição em trabalhar como operadores de centro. Foram provenientes também de um programa de treinamento de jovens aprendizes na escola técnica da empresa. Eles tiveram o tempo necessário para serem treinados, já que, no passado, havia um contingente grande de operadores, e as mudanças se processavam de forma menos célere em comparação com a época atual. Segundo opinião dos próprios

---

<sup>38</sup> Nome fictício para identificar antigo colega que já se aposentou e atuou como instrutor de Op11.

operadores dessa geração, os *Boomers* manifestavam um encantamento pelas atividades nos centros de controle pela importância que eles conseguiam perceber nelas e porque o centro era o lugar onde modernas tecnologias estavam disponíveis. Assim, sendo, por esse apreço ao que o centro representava e pela característica de comprometimento atribuída à essa geração, os *Boomers* permaneciam no centro até sua aposentadoria e entregavam à empresa o cuidado com sua carreira. Isso é percebido nas palavras de Op9:

Aqui na nossa atividade tem duas situações: ou a pessoa apaixonou ou entendeu. Os mais antigos são apaixonados e continuam apaixonados até hoje. Encontro com colegas que já se aposentaram e eles falam do sistema até hoje, como se ainda trabalhassem. Como eles viram isso aqui crescer, dão um valor para isto aqui, têm um encantamento, um deslumbramento com isso aqui. Essa turma mais nova, o que eu sinto neles um deslumbramento menor porque eles têm tanto acesso à tecnologia, conhecem tanta coisa no Brasil e no mundo e tal, que eles chegam aqui e olham um painel deste aqui, falam “bacana, legal”, mas isso não deslumbra ninguém. Mas isso não define a trajetória profissional deles.

Na década de 80, como em outras empresas no Brasil, foram estabelecidas algumas regras que determinaram que a contratação de empregados seria feita somente por meio de concursos públicos e, se dentro do mesmo plano de carreiras, por meio de concursos internos. Portanto, todos os operadores do centro de controle da Geração X tiveram que passar nesses exames públicos. Eles eram, em sua maioria, provenientes da carreira de operadores de instalações. Na década seguinte, após eles terem iniciados seus empregos nos centros, a empresa, num movimento comum entre todas do setor elétrico, começou a ampliar ou iniciar seu programa de automação do SEP. Também, em todos os países, principalmente nos ocidentais, houve uma revolução de *downsizing*, reestruturação e reengenharia, durante aquela década. Estas revoluções fizeram diminuir a crença na segurança dos empregos de longo tempo e aumentaram a rotatividade e flexibilidade.

A maioria dos operadores da Geração X começou seus cursos de graduação, desde que eles perceberam que eles próprios tinham que cuidar de suas carreiras a partir dos movimentos de *downsizing*, contrariamente aos *Boomers*, que acreditavam na segurança dos seus empregos. Após terminarem seus cursos de graduação, alguns operadores da Geração X decidiram ficar nos seus empregos por algumas razões: eles já tinham suas famílias para cuidar e os benefícios oferecidos pela empresa eram bons e eles não eram mais tão jovens

para tentar uma carreira em outro lugar. Também, alguns foram promovidos para a posição de supervisor, de forma rápida, ultrapassando os *Boomers*. Alguns operadores da Geração X trocaram suas posições para engenheiros, quando terminaram seus cursos de graduação e tiveram sucesso em exames para esta carreira. Na sua grande maioria, os operadores da Geração X consideram a carreira de operador de centro de controle como boa e o trabalho em turno não os incomoda. Relataram que o encantamento pelo centro de controle, mencionado pelos *Boomers*, durante a entrevista, permanecia com eles, segundo relato de Op9: “quem tem mais de 10 anos de atividade é apaixonado. É quase um vício. “

Os operadores da Geração Y entraram na carreira de operador do centro após passarem num concurso público. Nenhum deles tinha experiência em atividades de operação. A maioria já tinha iniciado um curso de graduação antes de iniciarem seus trabalhos no centro de controle. Durante a entrevista, todos mencionaram que eles pretendiam continuar a estudar após terminarem a graduação, fazendo um curso de pós-graduação. Esta declaração confirma as declarações de alguns autores de que para esta geração “educação é a chave para o sucesso, e eles estão determinados a ser aprendizes a vida toda” [Martin & Tulgan 2006]. (Tradução nossa).

A predisposição para mudanças, atribuída à Geração Y, foi confirmada pelas declarações dos operadores. Segundo Op9:

Antigamente a renovação da equipe acontecia de 30 em 30 anos e hoje com 10 anos, já se renovam. Essa geração nova não esquenta cadeira, daqui a 5 anos eles vão procurar outra coisa. E salário não adianta não.

Veja um exemplo recentíssimo, o Carlos. O Carlos chegou, gostou demais, aprendeu, acumulou experiência, acumulou maturidade tal, tal e saiu e foi procurar outro lugar. O deslumbramento não segura mais nada, porque ele é menor.

Disseram que, após terminarem o curso de engenharia que estavam fazendo, eles gostariam de sair da posição de operadores e demonstraram predisposição para mudar e sempre procurar posições melhores. Quando perguntados se a carreira de operador de centro de controle fosse alterada para carreira de engenheiro de centro de controle, a maioria disse que o trabalho de turno continuaria a ser um grande problema. Para eles, esse tipo de jornada de trabalho afeta a vida familiar e social e eles dificilmente ficarão nesta condição por muito tempo. Para as gerações anteriores, o trabalho de turno era melhor

suportado, em função, talvez, da necessidade do trabalho e de eventuais benefícios que a carreira trazia.

Na visão das outras duas gerações presentes no centro, a Geração Y não apresenta o dito encantamento pelo centro de controle que elas tinham. O seguinte relato de um operador experiente (Op10) apresenta uma justificativa plausível para esta falta de encantamento da nova geração:

Esta nova geração nasceu num mundo altamente tecnológico, e eles têm acesso desde então e conhecem vários avanços tecnológicos. O que tem aqui não é diferente do que eles estão acostumados. Para nós, o centro de controle sempre representou o local onde as últimas tecnologias estavam presentes e nós não encontrávamos isso em nenhum outro lugar.

A questão de falta de encantamento pode estar relacionada com uma falta de comprometimento com a empresa, o que pode refletir na não permanência na empresa por muitos anos.

### **B. Perfil versus Habilidades Cognitivas/Manuais versus Experiência**

Trabalhar como operador de centro exige um perfil específico, conforme descrito por um deles (Op3):

Pessoa para trabalhar no centro precisa de muita atenção, muita concentração. Não pode trabalhar pensando lá fora, nem no que passou, nem no que vai acontecer. Ao chegar no centro, o operador tem que se informar das condições gerais do sistema e do tempo. Ele tem que viver preparada para uma grande ocorrência. Tem que ter afinidade, comprometimento, para estar preparado para uma grande ocorrência. Essa possibilidade não me estressa, porque já me acostumei com a ideia. Sei que pode acontecer a qualquer momento, por isso não tenho medo. Mas faço de tudo para passar longe dela. Como sou católico, rezo diariamente para não passar por uma grande ocorrência, assim como para os colegas não passarem também.

Os operadores da Geração Y foram descritos como tendo uma notável habilidade cognitiva e manual, o que desperta interesse científico pela sua origem. Alguns autores atribuem o desenvolvimento delas à prática de *videogame* reportada por alguns. Outros autores reportaram que jogadores de *videogame* ultrapassam os não-jogadores em muitas capacidades tais como motora e perceptiva, atenção visual (Tsai *et al.*, 2013), processamento visio-espacial, coordenação mão-olho [Unsworth 2015], e processos baseados em resposta [Chisholm & Kingstone 2015].

Entretanto, há um outro grupo que não confirma estas hipóteses em seus experimentos [Powers 2013].

Baseada na literatura, a posição da autora é que os *videogames* não são os responsáveis pelas boas avaliações referentes a habilidades cognitivas e manuais. Outros fatores parecem explicar melhor estas características:

- A juventude dos operadores (“a cabeça fresca dos jovens”, nas palavras de Op11).
- A sua inserção, desde o nascimento, num mundo digital que aguça certa característica: computadores, *reality TV*, celulares, redes sociais *online*.
- O melhor nível educacional dos jovens operadores. Estas habilidades tendem a contribuir, ao menos, para diminuir o tempo de treinamento no uso do sistema de supervisão e controle e outros sistemas de apoio.

As habilidades são representadas pela observação de um deles (Op10):

Os operadores novatos são extremamente inteligentes por aprenderem com muita rapidez. São rápidos lendo qualquer tipo de texto, mostrando uma excelente memória. Em consequência eles memorizam as instruções de operação com facilidade, mas “como um livro aberto com todas as informações disponíveis”. Quando eles têm que usá-la, leva um tempo para selecionar a informação apropriada. Os operadores experientes têm o mesmo conteúdo na memória, mas a experiência os habilita a escolher o conhecimento necessário de maneira rápida.

Embora sejam importantes e bem-vindas as habilidades apresentadas pela Geração Y, elas não suplantam o valor da experiência prévia nas atividades de operação.

A questão da experiência em atividades de operação é tão relevante que segundo o operador Op9:

(...) mesmo se uma empresa contratasse um operador de centro de controle sênior, levaria um tempo para ele absorver a experiência necessária para operar o sistema elétrico específico daquela empresa. Cada SEP tem particularidades próprias que são muito importantes conhecer de forma a operá-lo de maneira segura e competente.

Alguns exemplos dessa experiência sensível ao contexto foram citados durante a pesquisa qualitativa, por um operador experiente (Op11):

- a) No sistema de transmissão: condições de fechamento de linhas; existência de sistemas especiais de proteção

(utilizados também no sistema de geração): Esquemas de Controle de Emergência<sup>39</sup> – ECE e Esquemas de Controle de Segurança<sup>40</sup> – ECS e detalhes de seu funcionamento; como a transformação trabalha e como deve ser feita a energização do transformador; fontes de serviços auxiliares; recursos para controle de tensão e quais devem ser usados em quais instantes da curva de carga. Nos controles de tensão, operadores mais experientes executam poucas manobras que os mais novos e numa forma mais eficiente: os operadores experientes têm atalhos.

- b) No sistema de geração: é necessário saber detalhes sobre o funcionamento das usinas, tais como controle de reservatório e características da afluência.

Segundo um operador experiente (Op4) as Instruções de Operação ajudam os operadores na tomada de decisão, mas por outro lado:

(...) cada instrução tem escondidas várias outras instruções incorporadas porque não é possível prever e descrever cada situação. Elas fazem parte da experiência dos operadores.

Outros exemplos de experiência citados pelos operadores corroboram com aqueles apresentados em [Sun 2004]:

- Fluxo de trabalho de boas práticas para executar algumas tarefas.
- Lições aprendidas com incidentes.
- Solução específica para um determinado episódio enfrentado.
- Informação significativa para tomada de decisão.
- Fluxo de trabalho de melhores práticas para resolver um problema.

A questão é que essas experiências ficam no nível do conhecimento tácito, o que dificulta, e até certo ponto impossibilita, expressá-las.

O operador Op5 explicita esta dificuldade:

As IO não são para contingências duplas, só para simples. Em caso de contingências múltiplas não tem uma instrução, tem que ser na experiência. Tem parâmetros de tensão e frequência para se referenciar, mas é pouco.

---

<sup>39</sup> Sistema especial de proteção que objetiva, a partir da detecção de uma condição anormal de operação, realizar uma ação automática de controle com a finalidade de preservar a integridade de equipamentos e linhas de transmissão. [Aneel 2016]

<sup>40</sup> Sistema especial de proteção que objetiva, a partir da detecção de contingências múltiplas nos sistemas, realizar uma ação automática de controle com a finalidade de preservar a integridade de equipamentos e linhas de transmissão. [Aneel 2016].

A manifestação do operador com referência à ausência de IO para contingências múltiplas se baseia na dificuldade de se explicitar todas as combinações de falhas passíveis de acontecer concomitantemente. Nesta situação, uma IO incompleta pode induzir a erro, mais do que auxiliar na recomposição do sistema elétrico. Até o momento, esse tipo de contingência é tratado por operadores experientes, que utilizam seu conhecimento tácito para a solução do problema.

#### **D. Contato Pessoal**

Embora os operadores da Geração Y estejam acostumados a redes sociais e contatos virtuais, eles reconheceram como importante conhecer pessoalmente as pessoas com as quais têm contato em suas atividades profissionais. Além disso, para eles, a transmissão de conhecimento, pelo contato pessoal, é muito mais produtiva.

A seguinte manifestação de Op13 reflete a opinião dos entrevistados:

Nós guardamos com mais facilidade a informação passada pessoalmente pelo operador que está nos treinando, principalmente pela repetição.

Esta característica tem facilitado a interação com os operadores mais experientes, e conseqüentemente o treinamento.

#### **E. Treinamento dos Operadores**

Quando os operadores *Boomers* e da Geração X chegaram ao centro de controle, seu treinamento como operadores de centros de controle foi facilitado pela experiência prévia que eles tinham em operação e equipamentos do sistema elétrico de potência. A comunicação entre o treinando e o treinador era facilitada pelo compartilhamento do mesmo vocabulário técnico e experiências em operação de instalações. Adicionalmente, os operadores da Geração X tinham uma outra vantagem. Como eles cresceram num ambiente de informação e tecnologia, a sua familiaridade com computadores e uso de sistemas computacionais e equipamentos digitais facilitou o treinamento deles no uso do sistema SCADA e em outras ferramentas de *software* utilizadas nas atividades de operação. Alguns foram promovidos à função de supervisor de turno, num curto período de tempo.

Os operadores da Geração Y nasceram num ambiente altamente tecnológico. Tecnologia é uma parte indispensável na vida deles. Experientes operadores, que atuaram como seus treinadores, mencionaram que ficaram

surpresos com a velocidade com a qual eles aprenderam a usar e a navegar nas telas do SCADA e dos demais sistemas. Em poucos dias de treinamento com esses sistemas, eles estavam fluentes no seu uso, embora sem dominar completamente seu conteúdo.

Apesar da força intelectual dos operadores novatos, operadores experientes disseram que é mais fácil e mais rápido treinar operadores com experiência anterior em atividades de operação. Na síntese de Op11:

É muito mais fácil conversar com profissionais com o mesmo vocabulário que nós e que conhecem os efeitos reais quando se controla um equipamento. Eu sinto mais confiança em profissionais com experiência na operação e que conhecem equipamentos elétricos no mundo real.

O relato do Op9 reforçou esta visão:

Considero o negócio de operação de SEP muito perigoso. Uma decisão errada pode levar a um grande desastre: nossa atividade não aceita erros. Por isso, durante o treinamento é reforçado o conceito de que cada ação de controle deva ser tratada como o mais importante de suas vidas. E também é enfatizado o fato de que não há um só ritmo nas nossas atividades (eventos ocorrem constantemente, acelerando e desacelerando as atividades), portanto é necessário focar a atenção nas atividades, para evitar distrações.

De acordo com os operadores entrevistados, o programa de treinamento aplicado (conforme apresentado no item 2.5.6), até agora tem trazido bons resultados, mas há algumas ressalvas, conforme relato de Op13:

Deveria ter mais visitas ao campo para ter mais interação entre as equipes, pois quando se conhece pessoalmente as equipes, o serviço, a comunicação flui melhor.

Os operadores do centro deveriam passar por treinamento que incluísse, além da parte técnica, aspectos comportamentais para melhor desempenho na administração de crises e planejamento e atuação estratégica na operação do sistema.

O grande problema é que ele demanda um tempo longo para que o operador fique eficazmente treinado para assumir suas responsabilidades.

A questão do tempo é fundamental, devido à percepção de que há necessidade de agilizar processos para reduzir o tempo de maturação dos novatos.

A aposentadoria de parte dos operadores mais experientes está planejada para breve, principalmente dos operadores *Boomers*. Além disso, há a constatação, sedimentada pela própria fala dos operadores da Geração Y, de que tão logo terminem seus estudos de graduação, eles planejam deixar suas carreiras de operadores de sistema em busca de melhores oportunidades de trabalho, dentro ou fora da empresa. O problema, então, não está circunscrito ao grupo atual de novos operadores, mas existe a tendência dele se repetir para as próximas contratações. Há o risco de que novos recrutamentos sejam feitos sem que haja operadores experientes ainda trabalhando para treinar os novatos. O operador Op12 relatou:

A minha intenção, assim que eu me formar, é procurar uma outra oportunidade de trabalho. Eu não quero ser técnico a vida inteira. Estou estudando engenharia para seguir uma carreira de engenheiro.

## **5.4. Dimensão Tecnológica**

### **5.4.1. Funcionalidade**

Antes da reforma do setor, as concessionárias de energia tinham seu foco voltado para a operação sistêmica do SEP. Elas eram controladoras de área, responsáveis pelo controle de carga-frequência na sua área de atuação. Em função dessa característica, além do sistema SCADA, elas tinham a funcionalidade CAG implementada nos seus sistemas de supervisão e controle.

Com a criação do ONS, as funções sistêmicas como CAG, antes executadas pelas empresas concessionárias de energia e controladoras de área, passaram a ser exclusividades do ONS.

A funcionalidade Análise de Redes, nos seus componentes análise de contingência e fluxo de potência ótimo, merece uma reflexão sobre a sua necessidade de permanência ou não nos centros dos agentes. Os resultados obtidos com eles são de interesse, a princípio, do ONS. Adicionalmente, como a competição tem motivado as empresas a não divulgarem suas informações, o componente Estimador de Estado fica comprometido em sua observabilidade e redundância de medições, pois as medições de fronteira já não estão mais disponíveis como no passado.

Contudo, novas funcionalidades ganham importância e se tornam essenciais. Com o crescimento do SEP e desassistência das instalações, o número

de alarmes que chegam do campo é muito alto, levando muitas vezes o operador a uma **barreira cognitiva** [Toledo *et al.* 2005], conforme já falado. Um tratamento de alarmes se faz necessário com o objetivo de apresentar ao operador somente os alarmes relevantes e já com uma consolidação realizada, conforme observado pelo operador Op3:

Excesso de alarmes e a forma como são apresentados não é boa. Manobras por ação do operador não deveriam aparecer num Sistema de Tratamento de Alarmes. O que o operador quer ver é: disjuntor que abriu e proteção que atuou. A desassistência das instalações vai requerer mais atenção do operador e a gente pode acabar reconhecendo alarmes que não deveriam ser reconhecidos ou eliminados.

Além disso, como a preservação dos ativos é vital para os agentes, informações sobre as condições dos equipamentos, número de manobras já efetuadas, e carregamento devem estar disponíveis para os operadores. Estas informações deixam de ser interesse único das equipes de manutenção. Uma integração com sistemas de monitoramento e diagnósticos de equipamentos deve estar presente nos SSC dos centros de controle. As informações sobre equipamentos devem subsidiar interações com o ONS, quando esse solicitar alguma manobra que não esteja de acordo com o objetivo de preservar os equipamentos do agente.

Uma questão fundamental no novo ambiente para as empresas de transmissão, no Brasil, é a receita em função da disponibilidade dos seus ativos, denominada Parcela Variável. Descontos pesados nessa receita são feitos pelo ONS, quando alguma função de transmissão deixa de estar disponível [Aneel 2016]. Uma funcionalidade que informe ao operador sobre os descontos já imputados ao equipamento ou o crédito que ele ainda tem, traria ganhos financeiros às empresas e maior segurança ao operador na tomada de decisão. Segundo o depoimento do operador Op3

A parcela variável e o custo da inspeção de equipamentos para religar (por exemplo linha de transmissão) preocupam muito.

Adicionalmente, funcionalidades para apoio à operação como sistemas de gerenciamento de desligamentos, relatórios de ocorrência, entre outras, devem estar disponíveis nos Sistemas de Supervisão e Controle ou interligados a eles.

Além disso, com a possibilidade de operação compartilhada de subestações

e usinas, entre entidades diferentes, um gerenciamento de controle, com intertravamentos para garantir a segurança das manobras, é uma funcionalidade que deve estar presente nos SSC dos centros de controle.

Finalmente, a funcionalidade de comunicação de dados entre centros e entre eles e as diversas instalações deve estar disponível nos SSC, com possibilidade de tratamento de diversos protocolos de comunicação.

#### **5.4.2. Equipamentos e Software de Base**

Os reflexos da reforma do setor elétrico na dimensão tecnológica do centro de controle são consequência dos reflexos percebidos sobre as outras duas dimensões. Sob a ótica do operador do centro, um dos mais importantes diz respeito à arquitetura, que é o ponto abordado neste item.

A disponibilidade somente das funcionalidades tradicionalmente existentes nos sistemas SCADA ou EMS já não é mais suficiente para a operação do SEP. Outras funcionalidades são necessárias, como visto no item anterior. Uma interface única que viabilize o acesso a elas, de forma transparente e padronizada para o operador é uma necessidade claramente identificada nos centros de controle. Sistemas computacionais ilhados não são mais viáveis. Nesse sentido, Op2 argumenta:

Transferir todos os aplicativos possíveis para o SSC, eliminando o acesso a eles em *hardware* diferente seria muito bem-vindo, pois quando não se tem integração, isso faz com que se mude frequentemente de posição, além de prejudicar na monitoração do sistema.

Uma complementação é feita por Op7:

As ferramentas não são muito automatizadas; a mesma informação é entrada manualmente em vários sistemas. Você viu agora, um único telefonema me fez entrar em três sistemas, gerou várias atividades em consequência. Imagina quando é tempo de chuva! A rotina prevê muitas interações. Deveria entrar num sistema só e atualizar em vários.

### **5.5. Análise Integrada das Três Dimensões**

A partir do estudo dos dois condicionantes principais sobre a evolução dos centros de controle de sistemas elétricos de potência – mudanças na forma de

funcionamento do setor elétrico e avanços na tecnologia –, buscou-se analisar os efeitos produzidos por eles sobre um centro de controle brasileiro.

Buscou-se também uma orientação metodológica baseada na teoria de sistemas sociotécnicos, elegendo uma avaliação tridimensional dos centros de controle, seguindo três eixos ou perspectivas: sócio-organizacional, humana e tecnológica.

Até agora a análise dos três eixos foi feita seguindo sua lógica interna. Num primeiro momento, a análise em separado contribuiu para evidenciar e detalhar as transformações do setor elétrico em diversos níveis e amplitudes, do técnico ao político-econômico; neste segundo momento, volta-se à análise conjunta das três dimensões, com foco mais em suas interações que em suas transformações internas, de modo a avançar em direção de uma representação mais global do problema, de acordo com os princípios de análise sociotécnica e da tese aqui defendida. Cada dimensão se assemelha a uma ponta distinta de um mesmo *iceberg*. Ao se olhar o seu fundo, encontra-se um corpo profundo que é compartilhado por cada uma delas. As pontas são como se apresentam individualmente, com suas formas e características individuais. No entanto, no seu corpo, elas se misturam contribuindo para formar um todo. Pode-se partir de uma das pontas e se chegar à outra. De forma menos metafórica, são mostrados como os problemas vividos na sala de controle são reflexos de mudanças que acontecem em diferentes aspectos, materiais e imateriais, que configuram atualmente o setor elétrico. Isso coloca limitações às análises disciplinares, sejam técnicas, organizacionais ou econômicas, explicando porque intervenções isoladas, sob a perspectiva de uma dimensão, não são resolutivas.

O objetivo deste item, antes de apresentar algumas sugestões práticas, é apresentar uma análise integrada das três dimensões, tomando, para efeitos de demonstração desta tese, casos e situações práticas da sala de controle nas quais as análises permitiram evidenciar as inter-relações entre essas dimensões sociais, organizacionais e técnicas.

### **5.5.1 O Entrelaçamento das Três Dimensões**

As mudanças sócio-organizacionais que alteraram a hierarquia operativa do sistema elétrico de potência brasileiro e suas configurações determinaram, em parte, as soluções tecnológicas utilizadas nos centros de controle e modificações na sua dimensão humana, mais especificamente quanto a certos aspectos da organização do trabalho.

Tendo sido dada ao ONS a responsabilidade pela operação do sistema elétrico brasileiro, houve desdobramentos decorrentes da centralização nesta instituição de tomadas de decisão e da operação sistêmica, com diversas consequências para o operador dos centros de controle dos agentes:

- Perda de autonomia nas decisões de controle no sistema elétrico do agente, tendo seus operadores que seguir determinações do ONS.
- Perda de agilidade e sobrecarga de trabalho, com a necessidade de analisar as decisões do ONS sobre um sistema que ele, operador, dominava.
- Conflito por ter que assistir a tomadas de decisões de alguém que ele avaliava sem a experiência necessária.
- Conflito com a distinção de papéis entre os operadores do ONS (com preocupação sistêmica) e operadores dos centros dos agentes (preocupação com a preservação dos ativos da sua empresa).
- Perda de vários tipos de conhecimento (controle sistêmico, fluxo de potência, operação de grandes reservatórios e restauração de ocorrências múltiplas) já que as tomadas de decisão em nível sistêmico estavam fora da sua competência, a falta de uso desse conhecimento, que foi construído após longos anos de experiência tende a se perder.<sup>41</sup>

A nova lei de concessões, por meio de licitações dos serviços de eletricidade, possibilitou a entrada de um grande número de novos agentes como atores no novo cenário do setor elétrico brasileiro. Esse fato trouxe grandes mudanças não só para os operadores dos agentes, mas também para as suas empresas. Para os operadores:

- Aumento da carga de trabalho devido ao crescimento no número de instalações em ritmo superior ao que acontecia até então, com mudanças frequentes na configuração do sistema elétrico interligado, obrigando os operadores a se atualizarem cotidianamente.
- Operação se torna mais complexa devido às novas configurações possíveis com compartilhamento de instalações entre agentes diferentes.
- Dificuldade de comunicação com operadores das instalações dos novos agentes sem o mesmo preparo técnico dos operadores dos agentes

<sup>41</sup> Segundo Bainbridge (1983), "(...) recuperação eficiente de conhecimento da memória de longo prazo depende da frequência de uso". Este conhecimento é importante em incidentes de médio e grande porte no setor elétrico, cuja frequência é baixa, mas os impactos de grande monta.

tradicionais, consequência do surgimento de novas empresas sem o perfil técnico das concessionárias tradicionais de energia elétrica.

- Assunção de responsabilidade operativa de instalações de novos agentes que contrataram os centros de concessionárias tradicionais para operar seus ativos ao invés de montar estruturas próprias.

Para os agentes:

- Elevação dos custos internos com a implantação de novas estruturas organizacionais para tratar dos novos contratos, aumentados sobretudo com a desverticalização.
- Custos com desenvolvimento de competências de seus operadores em comunicação operativa.
- Inserção num novo ambiente de competição, com implantação de medidas para aumentar a eficiência operacional.
- Custos com implantação de sistemas de gestão da qualidade, a partir do pressuposto corrente de que a padronização de procedimentos fará com que a empresa como um todo, assim como seus operadores lidem mais facilmente com a nova complexidade dos processos da empresa e do centro.

A dimensão tecnológica oferece uma outra perspectiva para a nova organização sócio-funcional que se estabeleceu no sector elétrico, facilitando a inserção de novos agentes no sector elétrico brasileiro. O surgimento e a utilização de novas tecnologias que viabilizam o compartilhamento de unidades terminais remotas e sistemas locais de aquisição de dados definiram a forma de agregação dos novos agentes de transmissão. Com ativos de transmissão em subestações pré-existentes de agentes mais antigos, delinearam a forma de tratamento das instalações conectadas aos centros de controle. Esta nova configuração operativa elevou a comunicação operativa a um patamar de destaque requerendo mecanismos que facilitassem as relações entre operadores de diferentes *backgrounds*, como apontado.

A nova repartição de funções dentro da hierarquia operativa implicou a necessidade de implementação de novas funcionalidades nos sistemas computacionais nos centros de controle dos agentes para atendimento à gestão de ativos, com destaque a gestão da Parcela Variável. É fundamental, conforme colocado pelos operadores, que eles tenham ferramentas computacionais para apoiá-los na tomada de decisão quanto à utilização, liberação e retorno de ativos de transmissão na operação do sistema. Esta nova forma de remuneração dos

agentes de transmissão define os descontos imputados aos agentes com a indisponibilidade de ativos de transmissão.

Destaca-se também a necessidade de oferecer ao operador uma só interface de *software*, com uma IHM única, que facilite a usabilidade das diversas ferramentas disponíveis para ele. Até o presente momento, os sistemas de TI vêm sendo desenvolvidos e implantados para atender demandas específicas como monitoramento de localização de tempestade, gestão de liberação de equipamento, gestão de intervenção, entre outros, sem uma preocupação de integração que facilite a atividade dos operadores nas salas de controle.

Viu-se, também, a necessidade de retirada de outras funcionalidades que não fazem mais sentido nesses centros, voltadas para a operação sistêmica, de responsabilidade do ONS, como o Controle Automático de Geração e aplicativos do Sistema de Análise de Redes.

Apesar da evolução tecnológica ocorrida na automação dos processos industriais, as análises efetuadas nos itens anteriores mostraram que, embora altamente automatizados, os sistemas elétricos de potência continuam a ser um sistema homem-máquina. Nos centros de controle de tais sistemas é imprescindível a presença do operador humano nas atividades de monitoramento e controle

O operador humano tem sido retirado das atividades de operação em usinas e subestações e substituídos nesses locais por dispositivos automáticos e computadores. Contudo nos centros de controle a presença do operador humano continua necessária. Como visto anteriormente, o grande número de variáveis, de possibilidades de incidentes e de suas combinações tornam inviável o controle em malha fechada do sistema elétrico de potência interligado. Como explicado por Bainbridge (1983), esse fato representa uma ironia da automação:

(...) o projetista que tenta eliminar o operador deixa para esse operador a execução de tarefas que ele, projetista, não conseguiu pensar como automatizar. (Tradução nossa).

O resultado é que sobra uma coleção de tarefas sem coerência entre elas, assistida por sistemas informatizados também desintegrados.

A retirada dos operadores das usinas e subestações tem acontecido com sucesso, uma vez que nos centros de controle estão os operadores que continuam a fazer o monitoramento delas e efetuando seu controle de forma remota. Em caso de mal funcionamento de algum equipamento nas usinas e subestações, alarmes são gerados nos centros de controle para que equipes de manutenção sejam acionadas pelos operadores do centro de controle e se desloquem para o campo

para o reparo necessário.

A eficiência operacional perseguida pelas empresas foi direcionada para esse tipo de solução, graças à confiabilidade que foi creditada à tecnologia. O processo de automação dos sistemas elétricos tem sido testado e implantado no mundo inteiro já há algumas décadas (embora no Brasil ele tenha se iniciada mais plenamente nos últimos 10 anos e alguns agentes ainda estejam dando seus primeiros passos nesta direção). Retirou-se do campo um grande contingente de operadores que se revezavam em turnos em cada usina e subestação e diminuiu-se o número de equipes de manutenção que passaram a dar um atendimento regional, isto é, uma mesma equipe pode atender a mais de uma instalação dentro de um perímetro geográfico pré-definido.

Para atuação num centro de controle é requerido de um operador um conjunto de habilidades passíveis de serem adquiridas por meio de capacitação, sobretudo pela experiência conseguida no desempenho da função e ao longo do tempo. Por esta razão, os operadores de usinas e subestações eram os profissionais mais indicados para ingressar na carreira de operadores de centro de controle, como visto no capítulo anterior. Ora, se a carreira de operador de subestação e usina encontra-se em extinção, como conseguir profissionais com estas habilidades?

O novo perfil dos operadores, com melhor nível de educação formal, a seu lado, exige que alterações sejam feitas na dimensão sócio-organizacional, com políticas de retenção desses novos talentos.

## **5.6. Considerações complementares**

Complementando a análise dos diversos impactos ocorridos nos centros de controle, neste item eles são apresentados de forma concisa, mas desdobrados em suas consequências para o operador, a operação e para o SEP. Estruturado sob a forma de quadros, o resultado dessas análises, sob a perspectiva de cada uma das três dimensões estudadas é apresentado. As situações em que a confiabilidade da operação foi colocada em risco são destacadas.

### **A. Dimensão Sócio-organizacional – Nível Macro**

O Quadro 8 apresenta os impactos na dimensão sócio-organizacional no nível macro, destacando as situações decorrentes e suas consequências.

**Quadro 8** – Impactos na dimensão sócio-organizacional – nível macro

Impacto	Situação	Consequência		
		Para o operador do Agente	Para a Operação do SEP	Para o SEP
Centralização	1 – ONS determina controles que são executados pelos operadores dos centros	Ansiedade pela perda de autonomia	Perda de agilidade	Confiabilidade da operação em risco devido à perda de agilidade na operação
		Percepção de aumento de carga de trabalho		
Centralização	2 – Centralização das atividades de “inteligência” da operação	Desmotivação e descapitalização de conhecimento	Risco da colocação de “todos os ovos numa só cesta”	Confiabilidade da operação em risco devido à perda de um fórum competente de discussões técnicas
			Perda de ambiente rico de discussões de problemas e soluções, com visões diferentes e consistentes	
Conflito de interesse	Pontos de atenção diferentes para os dois atores: Operação sistêmica (ONS) X Operação de ativos (Agente)	Conflito técnico e percepção de aumento de carga de trabalho	A médio prazo, decisões podem levar a efeitos contraproducentes	Confiabilidade da operação em risco devido a decisões operativas que não contemplem todas as necessidades

Fonte: Elaborado pela autora

### **B. Dimensão Sócio-organizacional – Nível Meso**

O Quadro 9 apresenta os impactos na dimensão sócio-organizacional no nível *meso*. São ressaltadas as condições advindas desses impactos e seus efeitos sobre os operadores, a operação e o SEP.

**Quadro 9** – Impactos na dimensão sócio-organizacional – nível *meso*

Impacto	Situação	Consequência		
		Para o operador do Agente	Para a Operação do SEP	Para o SEP
Crescimento do Número de Instalações e do Dinamismo da Operação	1 – Crescimento do número de agentes e do dinamismo com novas instalações	Sobrecarga e preocupação de desatualização com o dinamismo com novas atualizações	Mais recursos de geração e transmissão com mais instalações  Aumento da complexidade das atividades	<b>Dicotomia risco e robustez na operação</b>
	2 – Compartilhamento de instalações de diferentes proprietários e de atividades de operação	Aumento de complexidade das atividades: possibilidade da responsabilidade de operar diferentes estações intrinsecamente dependentes	Aumento da complexidade das atividades	<b>Confiabilidade da operação em risco devido ao aumento da complexidade da operação</b>
Privatização	Diferentes culturas e nível de conhecimento de operação entre os operadores de novos agentes	Diferentes culturas - Dificuldade de comunicação	Possibilidade de equívocos na troca de informação operativa	<b>Confiabilidade da operação em risco em função de eventuais equívocos de comunicação</b>
			Aumento da complexidade das atividades	
Surgimento de Redes Horizontais	A coordenação (ONS) deixou de ser vista como parceira o que suscitou criação de associações de agentes	Eventuais ganhos com negociações operativas	Possibilidade de parceiros com mesmos objetivos para enfrentar os problemas comuns entre os agentes	<b>Tentativas de soluções mais abrangentes dentro de um mesmo segmento do setor elétrico</b>

Fonte: Elaborado pela autora

### **C. Dimensão Sócio-organizacional – Nível Micro**

O Quadro 10 apresenta os impactos na dimensão sócio-organizacional no nível micro. As implicações desses impactos para os operadores, a operação e o SEP são mostradas.

**Quadro 10** – Impactos na dimensão sócio-organizacional – nível micro

Impacto	Situação	Consequência		
		Para o operador do Agente	Para a Operação do SEP	Para o SEP
Competição	1 – Busca pela eficiência operacional	Mudança do perfil de novos operadores	Implantação da operação remota	<b>Confiabilidade da operação em risco em função de mudanças nos processos</b>
		“O Homem e a Máquina”		
	2 – Custos com Assistência Técnica Especializada	Estresse com cumprimento de muitos contratos	Aumento de custos operacionais para o agente com assistência técnica especializada	<b>Confiabilidade da operação em risco pela tensão de cumprimento de muitos contratos</b>
Desverticalização	Elevação do número de contratos	Aumento na particularização da operação (novas situações) para atendimento aos novos contratos	Aumento de custos operacionais com criação de órgãos para a gestão de contratos	
Aumento na complexidade da operação	Necessidade de maior interação na sala de controle	Necessidade de adaptar-se a um novo padrão de comunicação operativa	Aumento da complexidade da operação	<b>Confiabilidade da operação em risco pelo aumento da complexidade da operação</b>
Aumento na complexidade dos processos operativos	Necessidade de padronização de processos	Envolvimento com Sistema de Gestão da Qualidade, Certificação de Operadores e aumento das atividades	Aumento dos custos com implantação de Sistemas de Gestão da Qualidade e Certificações	<b>Confiabilidade da operação em risco pelo aumento de atividades concorrentes com as de operação</b>

Fonte: Elaborado pela autora

#### **D. Dimensão Humana**

O Quadro 11 é voltado à dimensão humana e apresenta os impactos por ela sofridos, bem como as consequências desses sobre a operador, a operação e o SEP.

**Quadro 11 – Impactos na dimensão humana**

Impacto	Situação	Consequência		
		Para o operador do Agente	Para a Operação do SEP	Para o SEP
Mudanças sem consulta aos centros de controle	Implantação das reformas sem envolvimento dos agentes	Sentimento de ambiguidade que pode afetar o desempenho do operador: aceitação x inconformismo x conformismo irônico	Ajustes às determinações, sem possibilidade de debates técnicos.	<b>Confiabilidade da operação em risco em função de soluções sem debates técnicos amplos.</b>
Diversas culturas e regionalismos no ambiente da operação	Crescimento da importância da comunicação na sala de controle	Participação efetiva nos treinamentos e uso de procedimentos de Comunicação Operativa	Implantação de treinamento em Comunicação Operativa e em Instrução de Operação específica	<b>Confiabilidade da operação em risco se não houver uma comunicação clara e sem ambiguidades</b>
Automação (telecontrole)	Novos operadores sem <i>background</i> em operação	Para os novos: dificuldades com a prática da operação Para os experientes: dificuldade no treinamento dos operadores mais novos	Necessidade de introdução de novos mecanismos de capacitação	<b>Confiabilidade da operação em risco se não houver uma capacitação adequada para os novos operadores</b>
Diferentes gerações no centro de controle	Convivência no ambiente de operação de operadores com saberes de perspectivas diferentes	Necessidade de adaptação à nova situação	Convivência de diferentes gerações: respeito e admiração mútuos, mas dificuldades no treinamento	<b>Confiabilidade da operação em risco no tocante à inexperiência dos novatos.</b>
Diversidade na chegada e no desenvolvimento da carreira	Falta de encantamento da nova geração pelo centro de controle e possibilidade de desligamento prematuro	Falta de “ligação” com o centro	Possível falta de operadores no futuro	<b>Confiabilidade da operação em risco devido à possibilidade de saída prematura de operadores capacitados</b>

Continuação Quadro 11

Impacto	Situação	Consequência		
		Para o operador do Agente	Para a Operação do SEP	Para o SEP
Perfil X Habilidades Cognitivas/Manuais X Experiência	Novos operadores com facilidade de aprendizagem, mas sem experiência em operação	Necessidade de maior tempo para o treinamento	Possibilidade de inexistência de operadores experientes no centro de controle	<b>Confiabilidade da operação em risco devido à possibilidade de presença somente de operadores inexperientes</b>
Necessidade de contato pessoal no treinamento de novos operadores	Necessidade de proximidade para uma aprendizagem eficiente de operadores novatos	Capacitação do operador novato requer “condução” pelo experiente	Necessidade de maior tempo juntos entre operadores experientes e novatos	<b>Confiabilidade da operação em risco caso não haja a “condução” dos operadores novatos pelos experientes.</b>
Capacitação dos novos operadores	Dificuldade de capacitação dos novatos sem experiência em operação	Necessidade de novos modelos de capacitação	Necessidade de capacitação adequada para os operadores sem <i>background</i> de operação	<b>Confiabilidade da operação em risco devido à falta de experiência prévia em operação</b>

Fonte: Elaborado pela autora

### **E. Dimensão Tecnológica**

No Quadro 12, os impactos sobre a dimensão tecnológica são apresentados, juntamente com os seus desdobramentos sobre os operadores, a operação e o SEP. Assim como nos quadros anteriores, o objetivo foi identificar os riscos decorrentes para a confiabilidade da operação.

**Quadro 12 – Impactos na dimensão tecnológica**

Impacto	Situação	Consequência		
		Para o operador do Agente	Para a Operação do SEP	Para o SEP
Funcionalidades	1 – Mudança do papel dos centros dos agentes	Perda de conhecimento referente a alguns processos de controle e segurança do SEP	Perda da utilização de funcionalidades e consequente perda de conhecimento das funções CAG, Análise de Contingência e Fluxo de Potência	<b>Confiabilidade da operação em risco por concentração de funcionalidade numa só entidade e perda de conhecimento dos agentes</b>
	2 – Crescimento do SEP e operação remota	Excesso de alarmes e barreira cognitiva	Necessidade de ferramentas de <i>software</i> que dê um tratamento “inteligente” aos alarmes que chegam do campo	<b>Confiabilidade da operação em risco por eventual falta de tratamento de alarme crítico proveniente de ocorrência no campo</b>
	3 – Receita da Transmissora variável em função de indisponibilidade de funções de transmissão	Estresse pela pressão de ser eventual responsável por perda de receita	Necessidade de ferramentas de <i>software</i> que suportem tomada de decisão relativa aos ativos	<b>Confiabilidade da operação em risco por eventual erro na gestão de ativos</b>
Equipamentos e <i>software</i> de base	1 – Arquitetura de sistemas computacionais isolados	Dificuldade de acesso a plataformas diferentes onde os diversos sistemas se hospedam	Profusão de ferramentas computacionais que dificultam o acesso rápido aos aplicativos necessários	<b>Confiabilidade da operação em risco por prejuízo da atenção do operador, deslocando-se em diferentes plataformas computacionais</b>
	2 – Interligação entre subestações, centros e sistemas corporativos	Desconhecimento das configurações de suporte devido ao aumento da sua configuração	Aumento da complexidade das configurações elétricas e computacionais e vulnerabilidade dos centros de controle, sobretudo com a utilização de protocolos de rede (ICCP, IEC-5-104)	<b>Confiabilidade da operação em risco devido a eventuais ataques cibernéticos</b>

Fonte: Elaborado pela autora

A partir dessas análises foi possível avaliar que os impactos podem colocar em risco a continuidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica para a sociedade, em função de vários aspectos. Embora tenham crescido as ofertas de energia, por meio do surgimento de novas usinas e mais meios de transporte dessa energia para os centros de consumo, eles não foram suficientes para garantir que a sociedade não fique dependente das benesses da natureza de longos períodos chuvosos para encher os reservatórios das usinas e garantir disponibilidade de energia. Além disso, a questão da centralização da “inteligência” no ONS, contribuindo para a perda de conhecimento nos centros dos agentes é outro fator para inibir as ações operativas adequadas nesses centros, concorrendo para o risco em foco. A possibilidade de inexistência de operadores devidamente treinados num futuro próximo é outra fonte importante para o comprometimento da operação do SEP, e conseqüentemente da falta de energia, uma vez que os operadores desempenham um papel central na operação dos sistemas elétricos.

A partir da constatação desses impactos principais, e outros de cunho secundário, construiu-se um conjunto de propostas para minimizá-los. Mais do que apresentar soluções fechadas, o objetivo das propostas é trazer para o debate questões importantes para os centros de controle, que devem ser discutidas amplamente. No próximo capítulo, esse conjunto é apresentado, assim como são feitas discussões de conclusão do trabalho e indicativos para continuidade da pesquisa.

# Capítulo 6

## Propostas para Mitigação de Problemas e Reflexões Finais

### 6.1. Introdução

Investigados os impactos provocados nos centros de controle, em consequência do modelo atual do setor elétrico e da evolução tecnológica, ficou patente a relevância dos mesmos e a necessidade de proposição de soluções para a sua mitigação. A importância desse capítulo é destacar questões que precisam ser discutidas para concretizar melhorias para os centros, a partir de alguns embriões de soluções, muitas vezes provocativos.

O enfoque utilizado dirigiu as propostas para as três dimensões: sócio-organizacional, humana e tecnológica.

### 6.2. Dimensão Sócio-Organizacional

Para apresentação das propostas relativas à dimensão sócio-organizacional, utilizou-se a divisão nos três níveis em que se fez a análise dos impactos: macro, *meso* e micro:

- Nível macro – configuração operativa do setor.
- Nível *meso* – perfil e relacionamento entre agentes.
- Nível micro – o centro de controle.

#### 6.2.1. Nível Macro

A partir dos reflexos da centralização ampla da operação nas mãos do ONS, questionam-se os benefícios dessa centralização, conforme foi implantada.

No Brasil, embora se reconheça a necessidade de uma centralização na programação da operação, tanto energética (devido ao regime hidráulico, incluindo várias usinas, num mesmo rio, de proprietários diferentes) quanto elétrica (intensa interligação do sistema de transmissão), busca-se na Administração o referencial teórico para se colocar a via da descentralização, ensejando cooperação, como adequada para organização da operação.

Embora a centralização tenha suas vantagens, e nenhum tipo de

organização pode ser enquadrada totalmente como centralizada ou descentralizada, há fortes indícios para uma maior descentralização. Na defesa da descentralização, recorre-se às vantagens colocadas por Motta & Pereira (1980, pág. 90):

A administração central controla a unidade descentralizada pelos resultados que alcança, em vez de controlá-la pela análise dos meios que são empregados para atingir os fins visados. O que interessa são os resultados. Estes são comparados com os objetivos, mantendo-se assim, o controle da organização.

Motta & Pereira (1980) referem-se a uma empresa burocrática, mas seus argumentos em relação às vantagens da descentralização, na visão da autora são perfeitamente aplicáveis à descentralização operativa, como será discutido a seguir. A descentralização contribui para a **elevação do moral** do setor pois contribui para a satisfação das necessidades de prestígios e poder dos agentes e seus operadores. O bom desempenho de uma atividade está atrelada à condição de sentir-se valorizado e respeitado pelo que executa. Além de seu efeito positivo sobre o moral, a descentralização possibilita um **melhor atendimento às condições locais**, já que os operadores dos centros dos agentes conhecem melhor as particularidades do SEP sob sua responsabilidade. Outra vantagem é que ela estimula a iniciativa, já que para atingir os objetivos operativos, os operadores dos centros dos agentes não podem ficar à espera de ordem do ONS para resolverem os problemas na operação. A descentralização também representa um meio de treinamento dos operadores dos agentes. Já foi colocado anteriormente neste texto, que para se ter habilidades para executar atividades, há necessidade de que haja a prática das mesmas, e não só de seguir regras pré-determinadas, mas que se esteja envolvido emocionalmente com a escolha de alternativas de solução.

A descentralização via cooperação apresenta-se como mais benéfica. O passado mostrou isso com o desenvolvimento técnico no setor que se estabeleceu, nas décadas passadas, no país a partir das decisões colegiadas no GCOI e GCPS. A centralização das decisões e de conhecimento, nas mãos de poucos, pode levar ao desabastecimento de competência técnica, sobretudo num país ainda carente de técnicos e tecnologias.

Daí vem uma proposta de organização da operação em nível nacional. Reconhece-se a necessidade de uma coordenação centralizada da operação do sistema interligado nacional, mas a estratégia deveria ser elaborada de forma coletiva. A visão sistêmica do ONS é indubitavelmente essencial para a operação

de um sistema elétrico com as características do sistema elétrico brasileiro. Entretanto, vê-se como importante que exista a participação dos agentes. A proposta recomenda entidades similares ao GCOI e ao GCPS, sob coordenação do ONS, num nível estratégico. No nível operacional, propõe-se maior autonomia aos centros de controle dos agentes em tomadas de decisão em tempo real. Esses grupos fariam uma integração maior das empresas, possibilitando um compartilhamento do conhecimento e soluções conjuntas. Há um grande risco de perda de conhecimento. O operador Op1 relatou:

Com o funcionamento atual do setor elétrico, eu sinto que o conhecimento sobre a operação do sistema elétrico que eu acumulei ao longo do tempo neste centro de controle será perdido com o tempo. Isso porque estamos operando somente instalações. Mas este conhecimento vai ser útil em situações futuras para solucionar problemas que podem ocorrer com novas situações na operação diária.

### **6.2.2. Nível Meso**

No nível *meso*, a organização das empresas em associações já foi um evento importante para que elas pudessem atuar em conjunto, levando às instituições de nível mais alto seus posicionamentos e reivindicações.

A criação de entidades como o GCOI e o GCPS traria também a esse nível, uma melhoria dos relacionamentos entre os agentes. Esses grupos propiciariam ambientes técnicos abertos colaborativos para tomada de decisões na solução de problemas e nos planejamentos que fazem parte da rotina e do interesse dos agentes. Estas decisões colegiadas provocariam um maior envolvimento e crescimento técnico dos agentes.

Decisões colegiadas diminuiriam a desconfiança entre as empresas, como ocorreu com a implantação de um contexto competitivo com o novo modelo.

O último modelo do setor elétrico trouxe como um dos pontos centrais declarados a competitividade como forma de obtenção da modicidade tarifária. Como mostra a Tabela 5, isso não ocorreu. O valor da tarifa de energia elétrica tem crescido ao longo dos anos.

**Tabela 5** – Variação da tarifa média residencial de energia elétrica

Ano	Tarifa média de eletricidade		
	R\$/MWh	Variação (%)	Acumulada (%)
1995	59,58	–	–
1996	74,47	25,0	25,0
1997	82,16	10,3	37,9
1998	86,57	5,4	45,3
1999	95,86	10,7	60,9
2000	108,50	13,2	82,1
2001	122,88	13,3	106,2
2002	143,05	16,4	140,1
2003	167,15	16,8	180,5
2004	197,35	18,1	231,2
2005	231,52	17,3	288,6

Fonte: [Souza 2005]

A volta de decisões colegiadas, com uma vertente colaborativa entre as empresas, poderia, ao contrário do que se preconizou, trazer a tão esperada modicidade tarifária, por meio de diversas atividades e soluções compartilhadas, inclusive com eventuais padronizações de equipamentos e sistemas computacionais.

### 6.2.3. Nível Micro

#### A. *Tornando a Carreira de Operador de Centro de Controle mais Atrativa*

Um dos impactos importantes que se verificou nos centros de controle, com a entrada dos novos operadores, foi a forte possibilidade de em poucos anos após treinados, eles deixarem suas carreiras no centro, para procurar outras oportunidades. Esta possibilidade de cenário foi encontrada tanto na revisão da literatura, quanto na pesquisa qualitativa. A questão de implantação de políticas para retenção dos novos operadores se apresenta como um ponto muito importante para minimizar esse quadro.

É dito [Stewarts *et al.* 2016] que os trabalhadores da Geração Y deixam seus empregos se eles não acham significado em suas atividades. Necessidades motivacionais e estilo de interação são diferentes das gerações anteriores e conseqüentemente, universidades e empresas estão modificando, respectivamente, o processo educacional e seu plano para reter os estudantes e empregados dessa geração [Stewarts *et al.* 2016]. Esses jovens “sempre se sentiram amados e queridos pelos seus pais, guiados e cuidados por seus professores cuja orientação incluíam a importância de construir auto estima” e que também “(...) se veem como acostumados a ambientes de suporte e atenção que os provêm com cada oportunidade para ter sucesso” [Hershatter 2010]. (Tradução nossa). Empregados da Geração Y têm sucesso em organizações que claramente se identificam aos ideais dos empregados. Eles pensam o trabalho diferentemente dos membros de outras gerações [Stewarts *et al.* 2016]. Isto é, no passado, estar empregado era o objetivo dos jovens. Atualmente, a nova geração não quer só um meio de ser remunerado. A empresa onde trabalha deve ter uma postura que se coaduna com seus valores éticos, de responsabilidade social e ambiental.

Nesta direção, Citigroup, em março de 2016, anunciou um novo plano para recrutar e reter jovens da Geração Y, incluindo formas mais fáceis de promoção e períodos de um ano para dedicação a trabalhos voluntários [Rexrode 2016]. Chesapeake mantém a movimentação das carreiras dos empregados com compensações duas vezes ao ano e com promoções baseadas em desempenho mais que em longevidade [Chesapeake 2009].

Responsabilidade, direcionamento e recompensa são objetivos que devem ser reestruturados pelas empresas para todas as gerações e especialmente para os da Y, para reter os trabalhadores [Stewarts *et al.* 2016]. O senso de comprometimento desses pode ser aumentado (de forma a não fazer estritamente o que é requisitado) se os gerentes definirem demandas de trabalho em termos de uma perspectiva organizacional mais abrangente. Além disso, esses jovens aceitam direcionamentos melhor se eles forem originados de uma equipe à qual pertencem. Eles estão acostumados a ser recompensados para cada bom desempenho, desde crianças, então, como trabalhadores, eles preferem receber mensagens de apreciação para cada importante tarefa de um trabalho bem realizado.

Salário e promoção, lealdade organizacional e identificação organizacional são alguns fatores que geram satisfação [Shah, Irani & Sharif, 2016]. Quando não há satisfação no trabalho, o *turnover* é alto e os empregados com frequência deixam as empresas [Kindt *et al.* 2009].

## Fatores para Promoção da Retenção de Empregados

Para fazer frente a problemas de *turnover* alto, sete fatores são identificados para promoção da retenção de empregados [Walker 2001]:

- Compensação e apreciação do trabalho executado.
- Provisão de trabalho desafiador.
- Oportunidades de promoção e aprendizagem.
- Atmosfera convidativa dentro da organização.
- Relação positiva com os colegas.
- Equilíbrio saudável entre a vida pessoal e a vida profissional.
- Boa comunicação empresarial.

Esta pesquisa apresenta propostas para o atendimento desses fatores.

### **a) *Compensação e Apreciação do Trabalho Executado***

Os empregados que querem progredir na carreira gostam de ter seus trabalhos avaliados pois é uma forma de terem uma indicação se sua atuação está dentro da esperada pela empresa. Também é uma oportunidade para se reposicionarem, caso eles não estejam dentro dos parâmetros esperados. O que a maioria deseja, objetivamente, é a possibilidade de ter um plano de carreira, que os permita crescer, baseado em critérios de merecimento. Plano de promoções e progressão na carreira de forma a atrair e reter os talentos deve existir.

Da pesquisa, alguns operadores manifestaram insatisfação com seus salários, associando a eles a falta de compensação adequada para as atribuições dos cargos. Nesse sentido, Op7 desabafou:

Aqui gera muita insatisfação devido ao salário. No COS se toma conta de várias instalações. O salário é um fator motivacional, pois a responsabilidade é grande, a carga é grande. Se o salário fosse maior, compensaria a carga e a responsabilidade (...) mas porque o trabalho as deixa mais estressadas. Por exemplo, o ONS só tem supervisão e interação com outros centros e instalações. Não tem telecontrole como aqui.

A carreira no COS não tem atratividade. Se eu pudesse voltar atrás, eu voltaria para ZZZZZ<sup>42</sup>. Aqui o salário não compensa a carga adicional. A tendência é aumentar a carga de trabalho cada

---

<sup>42</sup> Usina onde trabalhava antes de vir para o centro.

vez mais com a automação e a NR-10<sup>43</sup> deve aumentar isso. O pessoal fala que no COS não se está sujeito a riscos, mas se está sujeito a outras doenças ocupacionais, de caráter psicológico

A busca por uma solução para esse problema levou a uma proposta de alterar a transformação da carreira de operador de centro de controle de técnica para de nível superior. Esta alteração abriria perspectivas de elevar o número de progressões na carreira, melhorar os salários e implantar uma iniciativa que facilitaria o treinamento de novatos.

Avaliou-se que as demandas colocadas para os centros de controle são grandes e exigem dos operadores um conhecimento relativamente amplo e aprofundado, no estágio da experiência, para executar suas atividades. Entende-se que um curso de graduação traria uma visão mais expandida aos operadores para enfrentar os problemas.

É notória a evolução de um profissional que passa por um curso de graduação, pois ele alarga seus horizontes. Inicialmente, pensou-se que o pré-requisito para ingressar nessa carreira deveria ser a graduação em Engenharia Elétrica. Mas quando se analisa o currículo desse curso, verifica-se que ele é extenso e amplo demais, pois seu objetivo é apresentar um leque de possibilidades para o aluno que quer ingressar nesta carreira.

A criação de um curso de graduação tecnológica, de menor duração e focada em centros de controle trariam novas perspectivas para os operadores de centros de controle. Várias disciplinas da Engenharia Elétrica poderiam compor esta graduação tecnológica: Análise de Sistemas Elétricos de Potência, Geração de Energia Elétrica, Automação de Sistemas Elétricos de Potência, Proteção Digital de Sistemas Elétricos, Supervisão e Controle de Sistemas Elétricos de Energia Elétrica, Distribuição de Energia Elétrica, Transitórios em Sistemas de Energia Elétrica, Estabilidade de Sistemas de Energia Elétrica. Esse conteúdo traria mais robustez à formação do operador, que mesmo sem a prática da operação, já traria dois níveis de imersão nessa forma de vida, quando ingressasse na carreira. Convênios dos agentes com universidades poderiam ser um caminho para viabilizar esse curso.

A transformação da carreira em nível superior está convergente com o que se pratica em outros países. Em vários centros de controle fora do país, visitados

---

<sup>43</sup> Norma Regulamentadora - NR estabelece os requisitos e condições mínimas objetivando a implementação de medidas de controle e sistemas preventivos, de forma a garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores que, direta ou indiretamente, interajam em instalações elétricas e serviços com eletricidade [MTE 2016].

pela autora, existe a exigência do curso superior para os operadores, como na Rússia.

Adicionalmente, uma outra proposta é a conversão da remuneração fixa em remuneração variável. Alguns operadores indicaram esse tipo de remuneração como uma forma de atratividade da carreira e um incentivo para melhora de desempenho, como foi o caso de Op9:

As empresas precisam de inovar, premiar o bom desempenho. Mas isso não é um problema nosso. É um problema brasileiro. A remuneração variável poderia ser uma alternativa para isso.

Para implantação desse tipo de remuneração, indicadores de desempenho precisam ser definidos para suportar esta nova abordagem. Eles precisam ser individualizáveis e mensuráveis.

Esta proposta deve ser acompanhada de uma outra: a implantação de encontros periódicos com o objetivo de dar *feedback* aos operadores, conforme eles mesmos sugeriram. O *feedback*, se não fosse positivo, os faria se reposicionar no seu desempenho da função, de forma a se tornarem candidatos a uma promoção. Os positivos cairiam na demanda pela apreciação dos seus trabalhos.

#### **b) Provisão de Trabalho Desafiador**

Com relação ao fator “b”, as atividades de operação são intrinsecamente desafiadoras pela complexidade, dinamismo e alto nível técnico. Com base nas entrevistas e na literatura, o fator “b” parece encontrar ressonância no ambiente de trabalho do centro de controle. Os operadores consideram seu trabalho desafiador, embora reconheçam que existem atividades secundárias entediadas, conforme palavras de Op11:

As atividades aqui são muito desafiadoras, em sua maioria. As soluções dependem muito do seu conhecimento. Ocorrências podem acontecer de uma hora para outra. E há sempre coisa nova, novos equipamentos, com nova tecnologia, novas configurações. Por outro lado, tem muita coisa repetitiva. Por exemplo, comandar partida/parada de máquina é muito desafiador, fazer rampa, fazer ajustes. Mas por outro, tem a contrapartida, a gente tem que anotar o que fez, o horário. Completar documento de PLE, elaborar Relatório Diário da Operação. Isso confunde um pouco os novatos, pois eles às vezes não têm o entendimento completo de quem vai aproveitar aquelas informações. Mas faz parte. Médico também tem que escrever, né? Relatório é útil, mas é entediante.

Um esforço de informatizar alguns desses relatórios seriam muito importantes para o atendimento a esse fator “b”.

### ***c) Oportunidades de Promoção e Aprendizagem***

Com relação ao quesito promoção, este fator já está contemplado nas propostas relativas ao fator apresentado no item “a” do capítulo.

Oportunidades de aprendizagem estão sempre presentes devido ao caráter dinâmico e tecnológico do centro de controle. Novidades tecnológicas, novas configurações, estão sempre acontecendo, seja no próprio centro, seja nas usinas e subestações. Para complementar as ações, um plano individual para cada operador deve ser feito, e continuamente atualizado, pelo próprio operador e seu gerente para estabelecer as necessidades de treinamento, atendendo o requisito de aprendizagem constante do empregado e os interesses da empresa.

### ***d) Atmosfera Convidativa dentro da Organização***

Entende-se atmosfera convidativa como um ambiente agradável, um local de trabalho divertido e onde os recursos necessários ao desenvolvimento das atividades são fornecidos adequadamente. Sob a perspectiva dos recursos, existe uma preocupação grande na empresa de que eles estejam disponíveis para os operadores e em geral, os investimentos para essa finalidade são priorizados. Quanto a ser um local divertido, talvez essa não seja a melhor caracterização do centro, em função da responsabilidade a que estão submetidos os operadores. O termo que foi muito ouvido foi respeito. Tomando como exemplo a fala de Op11:

Todos aqui têm muito respeito por tudo e também interesse. Respeita-se muito o sistema elétrico e o que é posto, até os mais novos agem assim.

Contudo, durante as entrevistas, foi possível à pesquisadora observar a dinâmica do grupo. Existe o respeito, mas existe descontração e brincadeiras entre os operadores, nos momentos de tranquilidade do sistema.

Além disso, os centros de controle são identificados nas empresas como centro nervoso, ou o coração dos agentes, então, toda a empresa vê os operadores com respeito e admiração, os que os fazem sentirem-se num ambiente agradável.

### ***e) Relação Positiva com os Colegas***

Esse fator é um ponto de honra para os operadores porque as atividades por si só são estressantes e um bom relacionamento na sala de controle é

fundamental para manter um bom ambiente de trabalho. Além disso, cada operador necessita do suporte dos demais em eventos críticos. O Op3 comentou:

É necessário ser agradável com todos na sala de controle para se ter um ambiente, bom, calmo e feliz. Desta forma, a comunicação flui melhor.

Um outro aspecto importante que contribui para o atendimento a este fator, é o sentimento de pertencimento. Há grande possibilidade de um empregado permanecer no trabalho se ele se identificar com o grupo e se sentir pertencente a ele. Uma proposta que pode fortalecer esse sentimento é motivar encontros fora do ambiente de trabalho, para praticar uma atividade esportiva, por exemplo.

#### **f) Equilíbrio Saudável entre a Vida Pessoal e a Vida Profissional,**

A grande questão neste fator é o trabalho em turno requerido nos centros de controle. De uma forma geral, os operadores consideram o trabalho noturno prejudicial para a saúde e para a vida familiar. Segundo Op5:

O trabalho noturno gera uma desconexão com todo o resto da empresa. Ele provoca stress, cansaço e mal humor.

Do operador Op6, ouviu-se:

O trabalho de turno hoje não incomoda. No início eu tinha uma indisposição estomacal no turno da noite, ficava nervoso. Passei a tomar leite no expediente. Ajudou muito. Cada um tem que procurar um jeito de lidar com isso. Dormir agora, só durmo quando o corpo pede. Antes ficava forçando para dormir em horários certos. Mas não adiantava. O trabalho de turno também faz abandonar a vida social.

Trabalho de turno é sempre associado com efeitos adversos de saúde, como reclamações gastrointestinais, dificuldades para dormir, câncer, ganho de peso, alcoolismo, consumo de cigarro, sedentarismo, doenças metabólicas e cardiovasculares [Buchvold *et al.* 2015].

Infelizmente, até o momento, o trabalho de turno e conseqüentemente o trabalho à noite é essencial nos centros de controle. Não é possível manter as funcionalidades sem essa modalidade de trabalho.

Mesmo com todas as tecnologias até agora disponíveis, os centros de controle ainda requerem a presença de operadores. Eles representam um papel central. Os SSC necessitam do raciocínio humano. “Tarefas cognitivas mais

elevadas como planejamento, tomada de decisão e solução de problema em situações complexas ainda são deixadas para o operador humano” [Clauß & Schulte 2015]. (Tradução nossa). Além disso,

(...) é difícil, se não impossível, desenvolver modelos que tornem possível prever que informação processar durante um raro evento particular e que possa ser usada como base para o projeto de um sistema de interface e suporte para a tomada de decisão. [Rasmussen 1985]. (Tradução nossa).

Operadores contam com a experiência e o suporte da tecnologia para lidar com a complexidade da operação.

Como não é possível prescindir do trabalho noturno dos operadores, contramedidas são necessárias para reverter o quadro negativo de saúde, como incentivar atividade física e fazer orientações de dieta.

Além disso, importante estabelecer alguns tipos de flexibilidade para o trabalho noturno. Uma delas seria a possibilidade de participar do trabalho noturno somente os que se dispuserem a tal, se for possível montar um esquema de rodízio à noite só com eles. Outra alternativa é criar mecanismos para que à medida que atingissem um determinado tempo na carreira, houvesse uma mudança de atividade, executada no horário comercial, como trabalhar nas áreas de apoio do centro.

#### ***g) Boa Comunicação Empresarial***

Esse fator já é visto como um ponto especial de atenção nos centros de controle. Existe uma preocupação das gerências e das áreas de comunicação empresarial com relação à disponibilização de padrões e meios de comunicação eficientes para que toda a informação necessária, esteja disponível para os operadores. Reuniões periódicas com os operadores são realizadas e além de assuntos técnicos, assuntos corporativos são apresentados e discutidos.

### ***B. Manutenção do Conhecimento Sistêmico***

Com relação à questão da perda de conhecimento sistêmico, considera-se que esse conhecimento não pode ser perdido, pois ele é útil não só para os agentes, mas também para o ONS. A ideia recorrente é o benefício de existir a cooperação entre eventuais pontos de vista diferentes para compor soluções mais robustas para solução de problemas de operação.

Não se “preserva” um conhecimento sem sua prática. Para que esse

conhecimento continue capitalizado nos centros de controle dos agentes, a alternativa que se apresenta é a distribuição de responsabilidade da operação sistêmica entre diversos agentes. A coordenação é do CNOS, mas as iniciativas dos centros de controle dos agentes. Isto é, o CNOS atua como mediador em situações operativas de conflito. Não havendo conflito entre os agentes, seriam deles as tomadas de decisões e atuações nos equipamentos.

## **6.3. Dimensão Tecnológica**

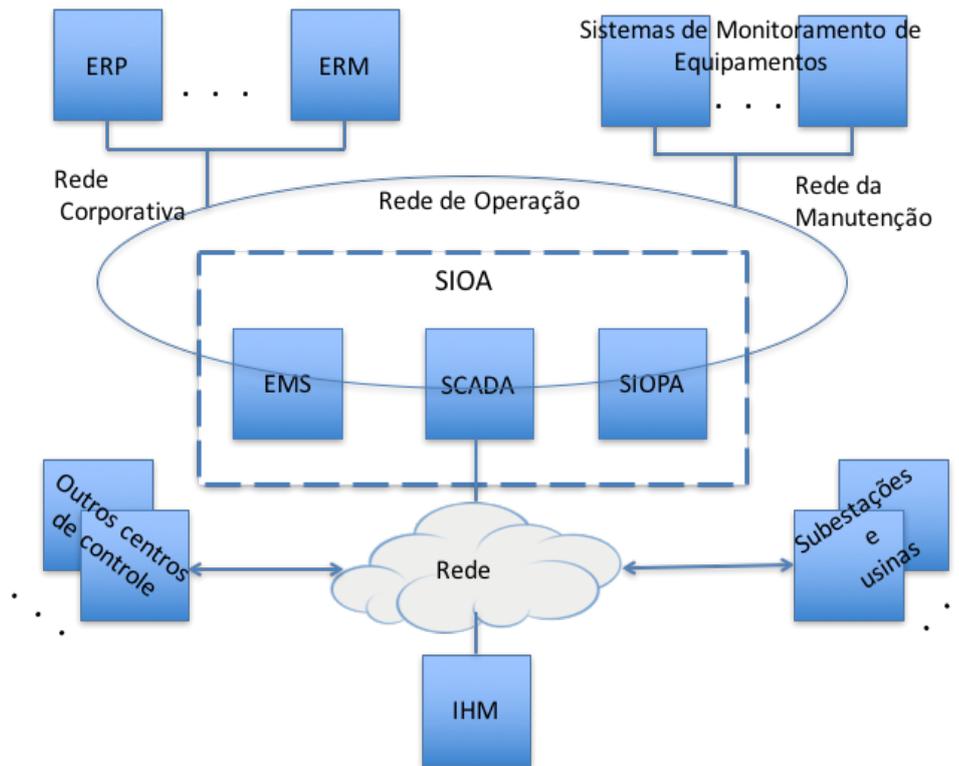
### **6.3.1. Funcionalidade**

#### **A. Sistema Integrado para Operação de Ativos (SIOA)**

Em geral, as pesquisas sobre o tema de funcionalidades nos Sistemas de Supervisão e Controle colocam sua atenção nas funcionalidades necessárias para os centros de controle de grandes sistemas como os dos ISO [Dy-Liacco 1999], [Xingping *et al.* 2002] e [Maghsoodlou *et al.* 2004].

Na presente pesquisa, as propostas com foco nas funcionalidades, dirigem-se sobretudo aos centros de controle dos agentes. Foi identificada a necessidade de evolução dos tradicionais SSC para um Sistema Integrado para Operação de Ativos (SIOA).

Na proposta, o SIOA compreende três níveis: SCADA, EMS e Sistema de Operação de Ativos (SIOPA), conforme apresentado na Figura 29. A integração e interação de diversos aplicativos, conforme referenciada pelos operadores, é conseguida por meio da interligação do SIOA com outros sistemas, não só do próprio COS, como também do restante da empresa, facilitando um intercâmbio rápido e abrangente de dados. O SCADA mantém sua principal função de receber e tratar os dados de fontes externas (usinas, subestações, outros centros de controle, etc.), e enviar dados e comandos para estas entidades.



**Figura 29** – Sistema Integrado de Operação de Ativos – SIOA

Legenda: ERP – Planejamento de Recurso Empresarial. ERM – Gerenciamento de Recurso Empresarial. SCADA – Supervisão e Controle e Aquisição de Dados. EMS – Sistema de Gerenciamento de Energia. IHM – Interface Homem-Máquina.

Fonte: Elaborada pela autora

Uma das novidades é que diferentes agentes podem possuir ativos numa mesma subestação. Conseqüentemente, para a mesma subestação, haverá requisito de conexão do SCADA com mais de uma remota ou sistema local, pertencente a diferentes agentes. Adicionalmente, cada conexão pode ser feita por meio de diferentes protocolos. Numa outra conexão, diferentes agentes podem compartilhar a mesma remota ou sistema local, para controlar seus equipamentos. Em qualquer dos casos, um algoritmo seguro de intertravamento deve estar presente.

Por outro lado, funcionalidades, como o CAG, tornam-se redundantes no SCADA do agente porque elas se tornaram funções exclusivas do ONS. No entanto, um Processador Inteligente de Alarmes mantém sua importância para os agentes, no cenário presente, devido à crescente quantidade de alarmes proveniente das instalações operadas remotamente. Portanto, é necessário apresentar para o operador um número menor de mensagens com conteúdo semântico. Um sistema

computacional, a partir de uma árvore de decisão, emitiria um único alarme conclusivo a partir do conjunto de alarmes emitidos.

A Interface Homem-Máquina – IHM será modificada. Interfaces usando facilidades de *browser* devem ser implementadas para facilitar a operação de diferentes locais. Adicionalmente, estas novas interfaces permitirão o uso de voz, em lugar da tradicional buzina, para chamar a atenção do operador quando algum alarme severo acontecer. Esta característica atende a uma sugestão do próprio operador (Op1), que analisa que os alarmes sonoros que abrangem todo o ambiente da sala de controle deveriam ser endereçados somente aos operadores que estão responsáveis pela função alarmada:

Poderia ser implementada a funcionalidade de alarme por voz, individuais por mesas, associado a fones de ouvido ou pontos eletrônicos, para evitar os incômodos a outras mesas.

Além disso, um operador (Op3) explicitou a necessidade de se conhecer, nem que seja por imagem, as instalações que operam:

Todo equipamento, toda instalação nova, como nem sempre pode visitar, deveria ter uma imagem real do pátio da usina ou da SE. Ou talvez um filme, com voz mostrando todos os equipamentos e configurações. Mas não é foto não. Foto eu não gosto. Tinha que ser imagem: ou filme ou de tempo real<sup>44</sup>. Um videomonitoramento em tempo real ajudaria muito. Telecontrole de seccionadora<sup>45</sup> precisaria ver o elemento ao vivo.

Uma correta identificação do estado real das chaves seccionadoras, até o momento, só é possível de ser feita, de forma confiável, pela visualização da mesma no local, por um técnico, ou remotamente, por meio de videomonitoramento. Isso porque, do lado de alta tensão é difícil a instalação de sensores eficientes para o monitoramento do estado delas. A existência de campos elétricos e magnéticos fortes pode impedir medidas corretas de seu estado.

Diagramas *on-line* devem prover alguns indicadores para separar a responsabilidade operativa do agente daquela do ONS.

---

<sup>44</sup> A preferência é pelo filme e não pela imagem pois o primeiro traz a ideia de realidade, ao contrário da segunda que passa a ideia de inatividade.

<sup>45</sup> Chaves seccionadoras de entrada de linha são responsáveis pela conexão da linha de transmissão com a subestação. Têm grande importância em sistemas de extra e alta tensão, sendo essenciais em serviços de das linhas de transmissão.

Automatismos de funções devem ser implementados de forma a liberar o operador de ações que podem ser feitas pelo próprio sistema computacional, conforme especificado pelos próprios operadores. Op2 comenta:

As simulações de pontos telemedidos, perda de remotas e falhas em teleproteções deveriam disparar um processo de acionamento automático às equipes correspondentes, conforme gradações pré-estabelecidas, através de envio de mensagens (e-mail ou celular), alarmes em consoles ou até mesmo discagem automática, tudo isso garantindo os registros automáticos para garantia de rastreabilidade.

Op3 também verbaliza sua preocupação:

Tem excesso de comandos humanos e isso pode gerar erros e gera acúmulo de atividades. Por exemplo, entrada/saída de reatores, bloqueio/desbloqueio, colocação de etiquetas poderia ser automático.

Desarme de linha deveria ter um sistema que informasse, resposta imediata, que ele não precisaria mais testes para indicar que tinha um cabo caído ou uma torre caída. Repetir teste gera insegurança de matar alguém. Quando estava na SE poderia saber quando houve um curto por causa dos amperímetros. Quando fizesse o teste no COS, se o sistema tivesse uma imagem de um amperímetro e quando a corrente atingisse final de escala, indicaria curto, para as três fases. O SAPNET (Rede de oscilografia) não tem informação de todas as linhas e é muito lento. Um alarme de linha em curto seria bom também. Essa informação de que poderia acionar a turma de linha, acionar helicóptero para inspecionar a linha, daria segurança para nós. A parcela variável e o custo da inspeção preocupam muito.

Com o aumento de número de instalações a operar, cresceu também o número de IO. Assim sendo, estas informações devem estar disponíveis no sistema supervisor, com *hyperlinks* de forma que o ponto de consulta seja rapidamente acessado. Baseia-se esse requisito na fala de Op2:

Disponibilizar meios de consultas mais rápidos de IO (Instruções de Operação), DO (Diagramas de Operação), e outras informações necessárias ao nosso trabalho.

Em relação ao EMS, nem todas as funções tradicionais serão mais necessárias, como previamente visto. Investir em algumas funcionalidades específicas não será mais necessário. Análise de Contingências e Fluxo de

Potência Otimizado são alguns exemplos. Estimador de Estado e Configurador da Rede devem continuar existindo no SSC dos agentes. A introdução de algumas inovações como o uso de PMU (*phasor measurement units*) está sendo avaliada. Existe um debate se esse tipo de funcionalidade é somente de interesse para a operação sistêmica, responsabilidade do ONS. Até o momento, a conclusão que se tira é que ele é realmente de interesse para o ONS, pois questões como avaliação de instabilidade de tensão não são responsabilidades dos agentes.

Com respeito aos Esquemas de Controle de Emergência, seu conceito agora é de que são responsabilidade do ONS.

A novidade é a última camada do SIOA, o SIOPA. Sua relevância vem da necessidade dos agentes de tornar disponível e preservar seus ativos. É necessário fazer uso completo de seus equipamentos sem colocar em risco a continuidade da sua utilização. De fato, o SIOPA representa um conjunto de sistemas que interagem com os outros dois níveis. Alguns desses sistemas devem estabelecer uma correlação entre ações de controle dadas pelo operador do agente, ordenadas pelo ONS e seu impacto na função transmissão do agente. O objetivo é acompanhar a situação do ativo. Eles devem alertar o agente em caso de ações indesejadas e possibilitará que, no futuro, possa reclamar ou mesmo cobrar do ONS em caso de usos além do recomendado. Na mesma linha, é possível ter um conflito de responsabilidade entre agentes e o ONS, em caso de ocorrências severas no sistema elétrico. Para prevenir problemas, processos no SIOPA devem registrar os comandos e sua execução, para eximir o agente de ter tomado uma ação errada. O impacto das ações sobre cada função de transmissão deve ser registrado.

As funcionalidades presentes no SIOPA devem ser úteis não só para os operadores de tempo real, mas também para as demais equipes que suportam a operação. Da mesma forma, uma importante funcionalidade deve estar implementada no SIOPA, para permitir o Cálculo da Parcela Variável e a simulação de valores em caso de indisponibilidade de alguma função de transmissão (ativo de transmissão). Para os operadores em tempo real, ela apoia na decisão da lista de prioridade de equipamentos a entregar para a operação vindo da manutenção. Para a equipe de pré-operação, ele suporta na decisão de quando é um bom momento para liberar um equipamento para a manutenção. Para esta equipe, uma outra relevante funcionalidade está relacionada com o processo de liberar um equipamento para a manutenção. Esse processo pode ser informatizado, fazendo o seu gerenciamento, circulação e preenchimento de formulário de solicitação de liberação de equipamento, via internet. Da mesma forma, outros processos do SIOPA, incluindo previsão de carga e interação com sistemas corporativos como o

ERP (Planejamento de Recurso Empresarial) e ERM (Gerenciamento de Recurso Empresarial).

A interação com os sistemas da engenharia de manutenção, como Sistema de Monitoramento de Equipamento, sobretudo de transformadores, auxilia a preservar disponibilidade dos ativos, e identifica oportunidades de otimização da eficiência dos ativos.

Todos os três componentes do SIOA representam um consistente e abrangente sistema de informação. Ter disponível a informação correta, de forma eficiente e objetiva, pode ser um fator de sobrevivência para as empresas. De uma outra perspectiva, a automação de vários processos predispõe à eficiência da empresa.

### ***B. Sistema de Casos de Prática Operativa (SCPO)***

Procedimentos técnicos, sistemas e máquinas “inteligentes” são considerados uma “prótese social” [Lima 2015, pág. 29]. Contudo, segundo Lima (2015, pág. 27):

Os procedimentos operacionais, as regras, os manuais, os sistemas operacionais, as máquinas têm sua função, sobretudo para acumular os conhecimentos formais que constituem um patrimônio legado às gerações futuras. São objetivações que servem, por exemplo, de apoio à formação dos trabalhadores novatos. São capazes de acumular o que é contável, conhecido e não ambíguo. Mas esses são insuficientes: sem o conhecimento tácito dos trabalhadores a produção não é possível, pois somente esse conhecimento vivido dá conta de gerir o que é incontável, desconhecido e ambíguo.

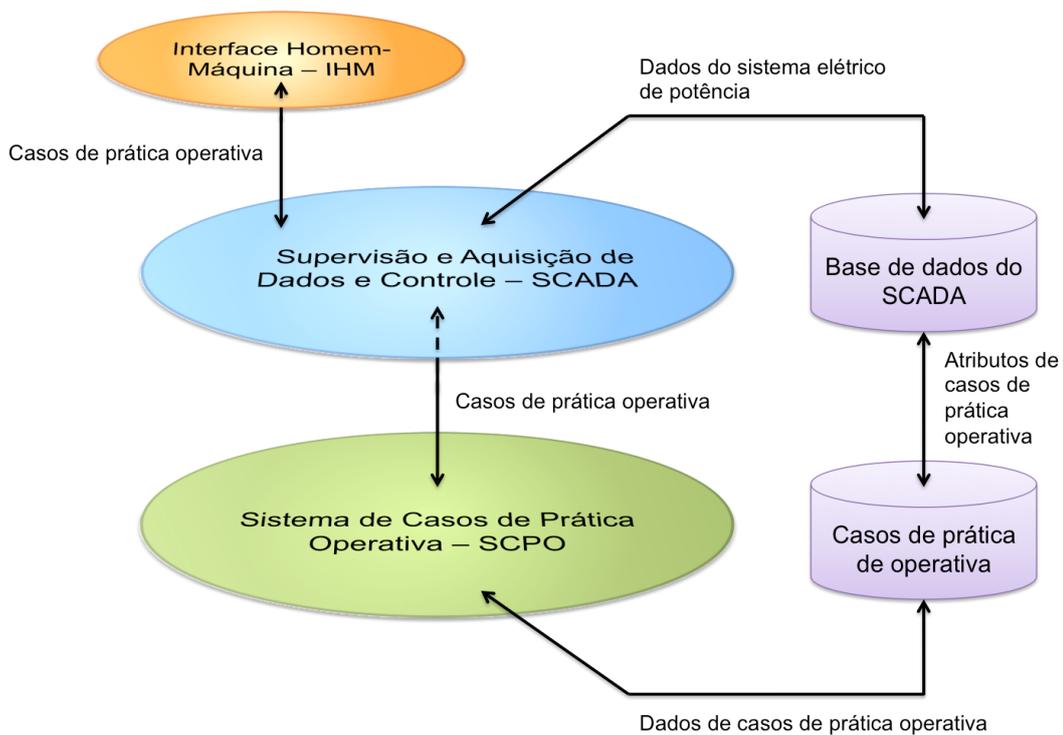
É nesse sentido que se apresenta a proposta a seguir. Apropriar-se da tecnologia como um recurso para acumular casos vivenciados pelos operadores.

Os casos seriam utilizados como referência para os operadores atuarem em novos casos similares de ocorrências, “atuando” como exemplos no processo de aprendizagem, numa imitação do papel dos operadores experientes. Esses casos ficariam disponíveis no SCADA, por meio da Interface Homem-Máquina (IHM). A “prótese” seria concretizada num Sistema de Casos de Prática Operativa (SCPO).

O modelo proposto é apresentado na Figura 30. Ele disponibiliza casos de prática operativa envolvendo a rede de transmissão, linha, transformador, disjuntor, reservatório e não são facilmente encontrados, exceto em sua própria experiência. Eles devem ser armazenados em uma Base de Casos, o que aumenta o Banco de

Dados do SCADA (por meio de atributos de casos relativos a ocorrência nos elementos operativos).

Parte desta base de casos de prática operativa pode ser criada na operação, em tempo real, pelo próprio sistema, armazenando algumas sequências de tomada de decisão em um incidente no sistema elétrico, a partir da demanda do operador. O operador, pelas telas da IHM, pode solicitar a recuperação de tal sequência de solução de incidente.



**Figura 30** – Interação SCADA e Sistema de Casos de Prática Operativa

Fonte: Elaborada pela autora

O SCPO e sua base estariam conectados pela Rede de Operação, não representada nessa figura, ao SIOA.

### 6.3.2. Software de Base e Equipamentos

Independentemente de suas especificidades, algumas exigências básicas são comuns para qualquer centro de controle moderno: os sistemas de supervisão e controle, assim como todo apoio tecnológico nos centros devem ser distribuídos, integrados, flexíveis, abertos [Wu et al. 2005] e também investidos de segurança cibernética.

Os protocolos de comunicação devem ser padrão, viabilizando a necessária interoperabilidade entre os vários componentes computacionais requeridos nos centros de controle.

O conjunto de protocolos e métodos IEC 61850 torna possível integrar IED do sistema de energia de diferentes fornecedores em redes de sistemas de controle, dando maior visibilidade do sistema elétrico para os operadores [Mazur *et al.* 2015].

O protocolo TCP/IP tem feito uma grande diferença no conceito de interoperabilidade. Ele tem sido amplamente adotado pela possibilidade da sua utilização em quase todos os tipos de meio físico " [Wu *et al.* 2005] O uso do TCP/IP permite a interação de diferentes sistemas, tais como SCADA, EMS e até mesmo os Sistemas de Monitoramento de Equipamentos, utilizados pelas equipes de engenharia de manutenção. Aproveitando-se da evolução da tecnologia de comunicação (transmissão e proteção de segurança), o TCP/IP também pode ser usado na comunicação entre os sistemas de aquisição de dados locais, incluindo RTU (*Remote Terminal Unit*) e IED (*Intelligent Electronic Device*) e sistemas SCADA.

Os protocolos de rede como o IEC 60870-5-104 têm sido amplamente utilizados, fazendo a comunicação, por meio da rede, possível. Outra nova característica desse tipo de recurso é a facilidade de se comunicar com mais de um sistema SCADA, que possibilita que os agentes tenham um centro de controle de *backup*, independentemente do principal. Pelo menos dois tipos de configurações podem apoiar esse conceito:

- 1) Os dois centros de controle podem compartilhar o mesmo nível hierárquico e de responsabilidade de operar parte das instalações, cada um com um conjunto delas, mas ter a capacidade de operar todas as instalações;
- 2) Os dois centros de controle podem trabalhar numa configuração *hot-standby*.

Independentemente da configuração adotada, ter um centro de controle como cópia de segurança é um recurso muito importante para os agentes. É essencial para manter um centro de controle operacional em caso de alguma restrição operativa do outro centro. O *Inter Control Center Protocol* (ICCP) possibilita esta característica, pois permite que ambos os centros de controle mantenham suas bases de dados atualizadas (por exemplo, todos os dados simulados por um operador de um centro podem ser atualizados no outro centro). O mesmo ICCP pode ser usado para conectar o centro de controle do agente com

o centro do ONS e, em certos casos, a um Centro de Controle de Distribuição.

Mas um ponto relevante a ser observado na utilização de protocolo de rede, é que o uso intensivo da Internet para transmitir dados de operações da importância do SCADA, expõe a operação a ataques remotos. A fim de evitar esse problema, sem restringir a utilização de protocolos de rede, algumas soluções surgem como apresentado em [Taylor *et al.* 2014].

Em termos do modelo regulado adotado no Brasil, a comunicação entre o agente e o ONS é necessária para transmitir não só dados analógicos (medições de equipamentos) e dados digitais (estado de equipamentos) em tempo real, mas também outros tipos de dados como programação de intervenções. A tecnologia que permite fazer isso é o XML (*eXtensible Markup Language*) [Quin 2016]. Esta linguagem, independente de plataforma, possibilita a transferência de dados para aplicativos baseados na Web [Papazoglou 2000].

O Modelo de Informação Comum (CIM), [Britton & de Vos 2005] fornece a semântica dos dados relativos aos elementos do sistema. O CIM cobre as necessidades de operação e manutenção. Ele permite que um aplicativo desenvolvido por terceiros possa ser integrado em qualquer EMS. Esta característica importante pode suportar, por exemplo, as interações entre as aplicações do EMS e do sistema de monitoramento de equipamentos. Esta é a base para a existência do SIOA.

Como tecnologia de banco de dados, o CIM pode ser o modelo principal. Ele é definido em UML (Linguagem de Modelagem Unificada) que utiliza conceitos de tecnologia orientada a objeto. Banco de dados orientados a objeto é uma tendência, mesmo em SSC, que exige rapidez de acesso.

Uma tecnologia deve ser usada no centro de controle dos agentes: *datawarehouse* [Wu *et al.* 2005]. Ela pode suportar a tomada de decisões em todos os negócios da empresa do agente, incluindo a operação. O uso de *datawarehouse* é motivador para utilização de mineração de dados. Consequentemente, o SIOA deve ser apoiado por esta tecnologia para tornar possível a descoberta de novos conhecimentos. Esse novo conhecimento deve ser transformado em procedimentos, principalmente para melhor operar os ativos.

Outra questão importante na dimensão tecnológica é a arquitetura proposta para a plataforma SIOA. Uma de suas importantes vantagens é a arquitetura natural, implementada em três camadas. Portanto, não importa qual a tecnologia distribuída a ser usada: SOA (*Service-Oriented Architecture*) ou serviços da Web e serviços de rede [Wu *et al.* 2005]. É viável também a implementação numa máquina virtual. O importante é que todos esses detalhes tecnológicos continuem a ser

escondidos e os operadores tenham apenas uma interface para acessar todas as informações de que necessitam.

## **6.4. Dimensão Humana**

### **6.4.1. Gestão do Conhecimento Tácito no Centro de Controle**

O centro de controle estudado encontra-se em operação há mais de 5 décadas, tendo passado por todas as ondas tecnológicas descritas neste trabalho. Goza de prestígio e respeito técnicos no setor elétrico brasileiro e até mundial. Possui um padrão de treinamento que tem sido adequado às necessidades do centro até então, assim como tem se mostrado eficaz ao longo desses anos.

Mas os tempos mudaram, assim como as condições em que o centro se encontra atualmente, exigindo, como já visto, uma maior celeridade nos resultados de treinamento, para atender aos novos desafios:

- Falta de experiência de operação de campo dos novos operadores em treinamento.
- Possibilidade de saída desses novos operadores, após breves anos atuando na função, caso a empresa não implante os mecanismos adequados de retenção.
- Falta de operadores experientes para treinamento de nova força de trabalho, caso a saída desses profissionais aconteça antecipadamente e concomitantemente com a aposentadoria dos mais antigos.

À luz do arcabouço teórico proposto por Ribeiro (2012b), a estratégia é analisar o padrão de treinamento existente, de forma a torná-lo aderente ao preconizado pelas pesquisas referentes à gestão do conhecimento tácito e sobretudo à redução do tempo requerido de treinamento.

#### **A. *Treinamento Atual dos Operadores***

Há um padrão de treinamento estabelecido para a sala de controle. Em geral, são necessários de 3 a 4 anos para um novato estar preparado para assumir um posto de trabalho com completa autonomia, exceto o posto de supervisor, que demanda mais tempo. O tempo de treinamento pode ser menor, dependendo do desempenho do operador.

O padrão de treinamento compreende, no mínimo, os seguintes elementos:

1. Funcionamento da indústria de energia elétrica no Brasil.

2. Filosofia, objetivos, metas e procedimentos existentes no centro de controle.
3. Funcionamento de áreas internas e externas com interações com o centro de controle.
4. Estudos individuais em sistemas de potência, operação e instruções de operação.
5. Ferramentas de *hardware* e *software* que suportam as atividades de operação.
6. Comunicação operativa.
7. Curso técnico de longa duração em tópicos como proteção e automação de sistemas elétricos de potência e equipamentos.
8. Visitas técnicas a subestações e usinas operadas pelo centro de controle, objetivando o conhecimento sobre equipamento e operação de campo.
9. “*On-the-job training*” no posto de trabalho, as estações de operação, na seguinte ordem: estação de operação da geração, estação de controle de tensão e estação de operação da transmissão. Os operadores ganham acesso a outra estação somente após estarem seguro no posto de operação anterior.
10. Teste de Certificação anual requerido pelo ONS.

Durante o “*on-the-job training*”, os novatos são treinados pelo operador experiente que está responsável pela estação de trabalho à qual eles foram direcionados semanalmente. Não há um treinador predeterminado para cada treinando. Há um esforço, no momento da elaboração da programação dos turnos de trabalho, de não colocar operadores novatos em treinamento no mesmo turno. A preocupação é evitar que o centro de controle enfrente um eventual grande distúrbio no SEP com dois ou menos operadores no turno.

No começo desse tipo de treinamento, os novatos somente observam o trabalho dos operadores experientes, que tentam passar para eles, seguindo um roteiro semiestruturado, todo o conhecimento (“*know-how*”) que eles têm em cada situação. Após um período de observação, para pegar prática em comunicação operativa, eles passam a responder chamadas telefônicas. Quando os operadores experientes, com quem os novatos estão trabalhando, e de forma colegiada com o supervisor de turno, identificam neles execuções de ações coerentes, que seguem as regras, no sentido de Wittgenstein, com segurança, ele o libera para efetuar alguns controles e após, ele é liberado para assumir uma estação de trabalho na ordem citada anteriormente.

## 6.4.2. Análise do Treinamento à Luz do Arcabouço Teórico

### A. *Níveis de Similaridade*

Nesta proposta, a ideia é fazer a apropriação da noção de níveis de similaridade, não nos termos exatos como visto anteriormente, em comparação à uma experiência de trabalho prévia. A proposta é que esta comparação fosse feita em relação ao ponto de experiência operativa em que ele se encontra, por meio da imersão nesta forma de vida, em relação ao ponto que ele precisa atingir para realizar plenamente suas funções no centro. Esta proposta tem dois objetivos.

No primeiro objetivo, a auto-avaliação em pontos específicos do treinamento, ajudaria os operadores em treinamento a perceberem em qual nível de similaridade eles se encontram. Isto é, qualificar o nível de conhecimento em operação em que se encontram em relação ao desejado. A proposta é que ela deve ser feita em relação a cada uma das atividades macro de operação, uma vez que os operadores não têm função fixa, à exceção dos supervisores de turno. Exemplo: atividades de geração, atividades de transmissão, controle de tensão, atividades de supervisão (quando operadores estão sendo treinados para assumir esta posição). A auto-avaliação periódica possibilitaria que o operador acompanhasse seu próprio desenvolvimento.

Como segundo objetivo, a possibilidade de perceber a mudança da sua qualificação de experiência se transformaria em um fator de motivação, necessário na construção de um ambiente motivador ao aprendizado.

Nos mesmos períodos de avaliação, de forma colegiada, os operadores experientes qualificariam os aprendizes, oferecendo uma oportunidade de direcionamento e *feedback* para os novatos. Ela possibilitaria também uma avaliação mais embasada e construída em conjunto para suportar definições de mudanças gradativas de função.

### B. *Nível de Imersão*

Como visto na teoria, a única forma dos seres humanos desenvolverem qualquer tipo de conhecimento tácito é por meio de imersão numa forma de vida.

Observando-se o padrão de treinamento em vigor no centro de controle, verifica-se que a contiguidade física é realizada, por meio do chamado *on-the-job training*, após um período relativamente longo do treinamento, mas sabe-se que é por meio dela é que acontecem o engajamento físico com a prática. A proposta é que a observação dos operadores experientes em ação aconteça tão logo os

operadores novatos iniciem o treinamento. Isso possibilitaria que o entendimento das atividades fosse feito de forma antecipada, mas concomitante com as demais atividades iniciais de treinamento, por meio da delimitação do tempo no turno, isto é, logo após seu início de carreira no centro de controle, já se alocaria o novato no turno, para que ele, durante algumas horas delimitadas da sua jornada de trabalho, ele já pudesse começar sua educação na atenção [Ingold 2000]. Com esta antecipação, há grande possibilidade do tempo total de treinamento se reduzir e o novato estar pronto para assumir suas funções num período menor de tempo.

### **C. *Variedade de Formas de Realização de uma Tarefa***

A realização de tarefas pode ser feita de várias formas. Observa-se que o centro de controle, de forma acertada não definiu um operador experiente específico para cada novato. Assim os aprendizes têm a oportunidade de observar diferentes operadores utilizando distintas estratégias de atuação e começar a construir suas próprias estratégias, possibilitando ir além do que está nas IO e manuais de operação. Isso pode gerar conflitos também, por isso deve ser organizado um debate entre eles, evitando-se críticas não construtivas entre eles.

### **D. *Micromundos de Complexidade Crescente***

De forma acertada, o padrão de treinamento vigente no centro de controle introduz os operadores em vários níveis de imersão, a partir de um crescendo nas suas atividades em treinamento. Inicialmente, por meio de imersão, eles só observam os experientes; depois passam a participar da comunicação operativa; atendendo chamadas do ONS e outras instalações; começam com atividades de operação da geração, depois atividades de controle de tensão e por fim atividades de operação da transmissão.

Mas quando se fala em capacitação, não se pode esquecer do Simulador de Treinamento (DTS – Dispatcher Training Simulator), que de alguma forma oferece um micromundo ao aprendiz.

Ele não representa uma inovação, constituindo-se atualmente em funcionalidade já utilizada em centros de controle. Na perspectiva dos operadores, esta seria uma importante ferramenta para diminuir o tempo de treinamento, conforme a verbalização de Op4:

Em termos de novas ferramentas, há muito tempo já se falava em simulador de treinamento que eu considero um ‘ferramentão’. Acho que deve ficar muito caro por causa das constantes

mudanças pois teria que ter um profissional dedicado para atualizar as regras de treinamento. O simulador de treinamento seria bom por que, ao invés de ficar lendo, lendo, poderia exercitar na prática. Há necessidade de retirar às vezes o profissional por algumas horas para ler instruções de operação. O treinamento é feito em serviço.

Op12 faz referência a esse tipo de ferramenta:

Deveria haver um simulador de eventos. Sistema paralelo com o principal, para fazer simulações sem atuar no sistema real.

Ele é considerado um eficiente instrumento para controle de tensão, estabilidade e treinamento em restauração de sistema [Adibi 2000]. Ele auxilia operadores a pegar algum tipo de experiência, mas eles apresentam algum tipo de deficiências [Vale *et al.* 2000]: “a) falta de avaliação de resultados; b) a complexidade destes sistemas implica em poucas sessões de treinamento devido a restrições de agenda e orçamento; c) atualização e disponibilidade de cursos é difícil e cara; d) força os operadores a deixar o lugar de trabalho para participar das sessões de treinamento; e) falta de flexibilidade em relação a características de treinamento individual”.

Por causa destas restrições, esta ferramenta muitas vezes não é considerada viável pelas empresas. Como alternativa, sistemas inteligentes de tutoria têm sido desenvolvidos para suportar os operadores no processo de tomada de decisão [Faria 2009].

Contudo, o simulador representa uma forma de oferecer ao operador novato condições de julgar riscos e executar ações sem que esses riscos se concretizem no mundo real. Nesse sentido, poderia ser muito útil para simular grandes ocorrências, tão temidas pelos operadores, inclusive utilizando reconstituições de eventos já ocorridos.

### ***E. Ambientes de Discussão de Incidentes***

Operadores experientes reportaram o grande conjunto de experiência acumulada no tratamento de incidentes. Algumas delas estão registradas em documentos e podem ser consultadas pelos novos operadores. Mas eles mencionaram que, em geral, esses registros não contêm a descrição detalhada do raciocínio por trás da tomada de decisão. Participar de uma discussão do incidente onde dúvidas são clareadas e debatidas seria uma grande oportunidade de diálogo reflexivo entre operadores experiente e novatos

A proposta é realizar encontros de discussão de incidentes. Nesses eventos, operadores experientes conduzem a descrição do incidente no SEP, convidando a audiência a construir com ele soluções possíveis para o restabelecimento do incidente.

## **6.5. Considerações Finais**

Embrenhar-se em campos diferentes do conhecimento humano é uma tarefa que exige um grande esforço de pesquisa. Como resultado desse esforço, este trabalho trouxe à tona questões importantes sobre a situação atual dos centros de controle de sistemas elétricos de potência, que se não forem solucionadas levará à uma ruptura na forma de funcionamento desses centros, pelo menos na forma em que é conhecida hoje. Caso não seja possível manter os operadores na sala de controle, com todo o conhecimento necessário para o desempenho de suas funções, como sobreviverá a estrutura que torna disponível a operação dos sistemas elétricos, base para o fornecimento da energia elétrica, essencial para a sociedade atual? Isso certamente coloca em risco a confiabilidade e o fornecimento de energia para a sociedade atual, que é totalmente dependente dela.

Até o presente estágio da evolução tecnológica, não se vislumbrou artefatos que substituam o operador humano no seu papel nos centros de controle. A busca por soluções por meio de automatismos, com redes elétricas inteligentes, que possam se auto restabelecer é um processo que tem atraído várias pesquisas. Formas de geração distribuída, buscando a sustentabilidade do modelo de sociedade que se tem hoje, suportado pela eletricidade, pode ser um caminho para descentralizar as atividades realizadas em centros de controle.

Enquanto não se consegue esta eventual ruptura, este trabalho de pesquisa aponta problemas da forma atual de funcionamento dos centros e traz para o debate importantes questões que precisam ser aprofundadas, dentro de uma discussão ampla com a sociedade e os envolvidos. De forma a contribuir com esse debate, a pesquisa endereça propostas preliminares nos três eixos fundamentais dos centros de controle. Dentro desta perspectiva, a gestão do conhecimento tácito se apresenta como um suporte promissor na busca de soluções para o processo de aprendizagem de práticas operativas dos sistemas elétricos. Sistemas computacionais, atuando como “próteses sociais”, são suportes fundamentais para apoiar os operadores. Nesta direção, o Sistema Integrado para Operação de Ativos – SIOA, o Sistema de Operação de Ativos – SIOPA e o Sistema de Casos de Prática Operativa – SCPO são propostas representativas, em cuja continuidade se

pretende direcionar a pesquisa. Uma continuidade da pesquisa em outros centros e utilizando, além das entrevistas com os operadores, auto-confrontação e discussões em grupo proporcionarão o aprofundamento dos resultados.

Como visão crítica dos esforços relativos à reestruturação do setor elétrico, é relevante relatar que para a implantação do novo modelo foi feito um grande investimento financeiro pelo país e pelas empresas, e no tocante ao benefício principal pretendido, a redução da tarifa para os consumidores, até agora ele não se verificou. Quanto ao outro benefício almejado, que era a garantia de fornecimento de energia, parece que o resultado teve um pouco mais de sucesso, mas não nas dimensões pretendidas. Novos atores no setor viabilizaram mais usinas e crescimento da rede de transmissão e de geração. Mas o país ainda permanece à mercê das graças dos fenômenos climáticos, para garantir o fornecimento de energia. Se há falta de chuva, permanece o risco de apagões e elevação das tarifas de energia, com utilização de energia proveniente de usinas térmicas. Por outro lado, aumentou-se o nível de complexidade da operação, com a atuação de atores de diferentes culturas e nível técnico e soluções técnicas sofisticadas. O compartilhamento de instalações entre esses diferentes atores teve como consequência a necessidade de se criar estruturas nas empresas para tratar de contratos e arranjos técnicos, aumentando os seus custos.

Finalmente, é importante discutir a abrangência da pesquisa. Embora ela tenha se desenvolvido em um centro de controle brasileiro, o tema não é regional e tem uma dimensão mundial. Os estudos foram suportados por um caso particular, mas os problemas descritos, em sua maioria, estão presentes em diferentes tipos de empresas e as soluções propostas são de interesse internacional. Destaca-se o fenômeno de experientes empregados, que construíram e trabalharam sobre o corrente padrão de trabalho, estarem se aposentando, enquanto os novos estão ocupando seu lugar, com diferentes habilidades e expectativas. Esse fato é um fenômeno mundial, como visto na revisão da literatura técnica. Um estudo abrangendo centros de controle de outros países também constitui uma das propostas de continuidade desta pesquisa.

## Referências Bibliográficas

- [ABEE 2015] Associação Brasileira de Engenheiros Eletricistas – ABEE. Em <http://www.abee-mg.com.br/>. Acessado em janeiro de 2015.
- [Abradee 2016] Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – Abradee. Em <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/glossario-do-setor-eletrico>. Acessado em janeiro de 2016.
- [Abrate 2016] Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica – Abradee. Em <http://www.abrate.org.br>. Acessado em janeiro de 2016.
- [Adibi 2000] Adibi, M., “Experiences Using the Dispatcher Training Simulator as a Training Tool”, *Press eBook Chapters*, pp. 298-304, 2000.
- [Allamby *et al.* 2007] Allamby, S., Bogas, J., Cukalevski, N., Flores, G., Gjerde, O., Mijuskovic, N.A., Spanel, U. and Weiss, G., “Operator Performance Requirements and Training Needs in the Commercial Environment”, on behalf of CIGRE WG 39. Em: [dutrain.de/publications/Operator\\_Performance.doc](http://dutrain.de/publications/Operator_Performance.doc). Acessado em janeiro de 2015.
- [Andrade *et al.* 2014] Andrade, M.M.S., Vale, M.H.M e Cardoso, A.G.C, “WAMPACS – Avaliação do Risco de Instabilidade de Tensão de Barramentos do SIN”, *Anais do XIII SEPOP – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação*

- e Expansão Elétrica*, Foz do Iguaçu, PR, Brasil, maio de 2014.
- [Aneel 2016] Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel. Em <http://www.aneel.gov.br/>. Acessado em janeiro de 2016.
- [Aperc 2000] Asia Pacific Energy Research Centre - Aperc, Institute of Energy Economics, “Electricity Sector Deregulation: in the APEC Region, Tokyo, 2000.
- [Araújo 2002] Araújo, R.J.P., “A Reestruturação do Mercado de Energia Elétrica no Brasil: Uma Análise através do Paradigma Estrutura-Condução-Desempenho”. Dissertação de Mestrado - Escola de Administração/UFBA, 2002.
- [Azevedo & Feijó 2005] Azevedo, G.P. and Feijó, B. “Agents in Power”. *Society General Meeting*, vol. 2, pp. 1040-1041, 2005.
- [Bainbridge 1983] Bainbridge, L., “Ironies of Automation”. *Automatica*, vol. 19, no. 6, pp. 775-779, 1983.
- [Baxter & Sommerville 2011] Baxter, G. and SOMMERVILLE, I. “Socio-technical systems: From design methods to systems engineering”. *Interacting with Computers*, vol. (23)1, pp. 4-17, 2011.
- [BNDES 2015] Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. Em <http://www.bndes.gov.br/>. Acessado em janeiro de 2015.
- [Britton & de Vos 2005] Britton, J.P. and deVos, A.N., “CIM-based standards and CIM evolution”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, n. 2, pp. 758, 2005.

- [Buchvold *et al.* 2015] Buchvold, J.V., Pallesen, S., Oyane, M.F. and BJORVATH, B., "Associations between night work and BMI, alcohol, smoking, caffeine and exercise – a cross-sectional study", *BMC Public Health*, 15.10712, Nov. 12, 2015.
- [Burton *et al.* 1984] Burton, R. R., Brown, J. S. and Fischer, G. "Skiing as a model of instruction. In: ROGOFF, B. J.; LAVE, J. (eds.) *Everyday cognition*. Cambridge: Harvard University Press, pp. 140 – 149, 1984.
- [Castello Branco 2001] Castello Branco, O., "Perspectivas do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro", *Seminário Internacional Sobre Regulação e Concorrência – IPEA*, Rio de Janeiro, Fundação Getúlio Vargas, out 2001.
- [Castro 2016] Castro, M.L.L., "Quando as Luzes Não se Apagam... A Gestão Coletiva dos Riscos na Manutenção em Rede Energizada", Dissertação de mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, 2016.
- [CCEE 2016] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Em <https://www.ccee.org.br/>. Acessado em fevereiro de 2016.
- [Chesapeake 2009] Chesapeake Energy Corporation. *Chesapeake 2008 Annual Report*. Em: <https://www.sendd.com/ezhtml/>
- [Cilliers 2005] Cilliers, P., "Complexity, deconstruction and relativism", *Theory, Culture & Society*, 22 (5) (2005), pp. 255–267.

- [Chisholm & Kingstone 2015] “Action video games and improved attentional control: Disentangling selection and response-based processes”, *Psychonomic Bulletin & Review*, vol. 22, n. 6, pp. 1430-1436, 2015.
- [Clauß & Schulte 2015] “Implications for Operator Interactions in an Agent Supervisory Control Relationship”, *International Conference on Unmanned Aircraft System*, pp. 703-704, 2015.
- [Collins 1998] Collins, H. and Kush, M., *The Shape of Actions – What Humans and Machines Can Do*, The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1998.
- [Collins 2001] Collins, H., “Tacit Knowledge, Trust, and the Sapphire, Q. *Social Studies of Science*, n. 31, vol. 1, p. 71-85., 2001.
- [Collins 2007] Collins, H., “Bicycling on the moon: Collective tacit knowledge and somatic-limit tacit knowledge. *Organization Studies*, 28(2), 257–262, 2007.
- [Cook 1976] Cook, E., “Man, Energy, Society”, W. W. H. Freeman and Co, San Francisco, EUA, 1976.
- [COORSEL 2016] Cooperativa Regional Sul de Eletrificação Rural. Em <http://www.coorsel.com.br>. Acessado em dezembro de 2016.
- [Correia 2013] Correia, R.R., “Associações entre princípios sociotécnicos e compartilhamento de conhecimento: Estudo de caso em Projetos de sistemas de informação”, *Perspectivas em Gestão & Conhecimento*, João Pessoa, vol. 3, n. 1, p. 175-191, jan. 2013. Em: <http://periodicos.ufpb.br/ojs2/index.php/pgc>.

- ISSN: 2236-417X. Acessado em março de 2014.
- [Dreyfus 2009] Dreyfus, H.L., “On the Internet”, *Routledge – Taylor & Francis e-Library*, 168 p., New York, NY, second edition, 2009.
- [Dreyfus & Dreyfus 1986] Dreyfus, H.L and Dreyfus, S.E., “Mind over Machine: the power of human intuition and expertise in the era of the computer”. Nova York, Free Press, 1986.
- [Dy-Liacco 1999] Dy-Liacco, T.E., “Enabling Technologies for Operation and Real-Time Control in a Liberalized Environment”. *EPRI – Second European Conference*, 2-4 novembro de 1999.
- [Dy-Liacco 2002] Dy-Liacco, T.E., “Control centers are here to stay”, *IEEE Comput. App. Power*, vol. 15, n. 4, pp. 18–23, Oct. 2002.
- [Eletrobras 2015] Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras. Em <http://www.eletrobras.com>. Acessado em janeiro de 2015.
- [Emery & Trist 1960] Emery, F.E. and Trist, E.L., “Socio-technical systems”, *Management Science Models and Techniques*, vol. 2, Pergamon, Oxford, UK, pp 83-97, 1960.
- [Enertrade 2015] Enertrade. Em <http://www.enertrade.com.br>. Acessado em janeiro de 2015.
- [Faria et al. 2002] Faria, V.R., Vale, M.I.M., Araújo, L.E., Toledo, L.H.S., Rezende, D.P., Vale, M.H.M. e Parma, G.G. “STA, Sistema para tratamento de alarmes”. *Anais do VII EDAO – Encontro para debates de assuntos de operação*. Recife, PE, 2002.

- [Faria *et al.* 2009] Faria, L., Silva, A. e Vale, Z., “Training Control Centers' Operators in Incident Diagnosis and Power Restoration Using Intelligent Tutoring Systems”, *IEEE Transactions on Learning Technologies*, vol. 2, Issue 2, pp. 135-147, 2009.
- [Ferreira *et al.* 2007] Ferreira, D. G., Toledo, L.H.S., Vale, M.H.M. e Henriques, P.M., “Modelo Integrado da Automação dos Processos de Operação e Manutenção de Sistemas Elétricos de Potência”, *Anais do XIX SNPTEE*, Rio de Janeiro, 2007.
- [Fleury 2006] Fleury, A. e Fleury, M.T.L., “Aprendizagem e Inovação Organizacional – As experiências de Japão, Coréia e Brasil”. Fundação Vanzolini, Editora Atlas, 2ª edição, São Paulo - SP, 2006.
- [Garcia 1980] Garcia, R.M., “Abordagem sócio técnica: uma rápida avaliação”, *ERA Revista de Administração de Empresas*, pp. 71-77, FGV-EASP, Rio de Janeiro, julho/setembro de 1980.
- [Goldemberg 2002] Goldemberg, J., “Energia no Mundo, Política Energética e Crise de Desenvolvimento”, Org. Branco, Murgel Adriano, Editora Paz e Terra, São Paulo, 227 p., 2002.
- [Gonçalves Jr. 2002] Gonçalves Jr., D., “Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Estratégia de Retomada da Taxa de Acumulação do Capital? “ Dissertação de Mestrado em Energia, do Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Faculdade de Economia, Administração e Ciências

- Contábeis / Instituto de Física – da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.
- [Gonçalves Jr. 2007] Gonçalves Jr., D., Reformas na Indústria Elétrica Brasileira: A Disputa pelas 'Fontes' e o Controle dos Excedentes”, Tese de Doutorado Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 2007.
- [Goodwin & Goodwin 1996] Goodwin, C. and Godwin, M.H., “Seeing as situated activity: formulating planes. *In*: Y. ENGSTRÖM; MIDDLETON, D. (eds.). *Cognition and communication at work*. Cambridge: University Press, 1996.
- [Grassi 2003] Grassi, R.A, “Williamson e “formas híbridas”: uma proposta de redefinição do debate“, *Economia e Sociedade*, Campinas, vol. 12, n.1(20), pp. 43-64, jan/jun 2003.
- [Hall & Lieberman 2003] Hall, R.E e Lieberman, M., “Microeconomia Princípios e Aplicações”, Ed. Pioneira Thomson Learning, São Paulo, 2003.
- [Harvey 2005] Harvey, D., “Condição Pós-Moderna”, Edições Loyola. São Paulo, 14ª edição, 2005.
- [Hershatter 2010] Hershatter, A., “Millennials and the World of Work: An Organization and Management Perspective”, *Journal of Business and Psychology*, vol. 25, pp. 211-223.
- [Hunt & Shuttleworth 1996] Hunt, S., and Shuttleworth, G., “Competition and Choice in Electricity”, Willey, 1996.
- [Ingold 2000] Ingold, T., “The perception of the environment: essays on livelihood, dwelling and skill”, Londres: Routledge, 2000.

- [Ingold 2001] Ingold, T., “From the transmission of representations to the education of attention”. *In* WHITEHOUSE, H. (ed). *The debated mind: evolutionary psychology versus ethnography*. Oxford: Berg, p. 113-153, 2001.
- [Johnson *et al.* 1996] Johnson, B.B., Saes, F.A.M., Teixeira, H.J. e Wright, J.T.C., “Serviços Públicos no Brasil – Mudanças e Perspectivas, Concessão, Regulamentação, Privatização e Melhoria da Gestão Pública”. Editora Edgar Blücher Ltda. São Paulo, 1996.
- [Joskow, 1997] Joskow, P., “Restructuring, Competition and Regulatory reform in the U.S. electricity sector”, *J. Econ. Perspective*, vol. 11, n. 3, pp. 119 – 138, 1997.
- [Kindt *et al.* 2009] Kindt, E., Dochy, F., Michielsen, M. and Moeyaert, B., “Employee Retention: Organizational and Personal Perspectives”, *Vocations and Learning*, vol. 2(3), pp. 195-215, 2009.
- [King 2009] King, W.R., “Knowledge Management and Organizational Learning”, *Annals of Information System 4* - Springer Science+Business Media, LLC – 2009.
- [Latour 2000] Latour, B., “Ciência em Ação – Como seguir cientistas e engenheiros sociedade afora”, Editora UNESP, São Paulo, SP, 2000.
- [Lave & Wenger 1991] Lave, J. and Wenger, E. “*Situated learning: legitimate peripheral participation*”. Cambridge: Cambridge University Press, 1991.

- [Lima 1992] Lima, F.P.A., “Ergonomia”, Notas de Aula para o Curso de Especialização em Engenharia de Segurança do Trabalho do Departamento de Engenharia de Produção, Fundação Christiano Ottoni, Escola de Engenharia da UFMG, Belo Horizonte, 1992.
- [Lima 1995] Lima, J.L., “Políticas de Governo e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica: Do Código de Águas à Crise dos Anos 80 (1934-1984)”, Edição Memória da Eletricidade – 1995.
- [Lima 2015] Lima, S.N., “O Processo, a engenharia e o operador: compreensão técnica dos conflitos interprofissionais no controle de processos contínuos de produção”, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Minas Gerais, 2015.
- [Maghsoodlou *et al.* 2004] Maghsoodlou, F., Masiello, R. and Ray, T., “Energy management systems”, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 2, issue: 5, pp, 49 – 57, 2004.
- [Martin & Tulgan 2006] Martin. C.A and Tulgan, B., *Managing the Generation Mix*, Second Edition from Urgency Opportunity, HRD Press, Inc., Amherst, Massachusetts, 2006.
- [Mazur *et al.* 2015] Mazur, D. C, Kreiter, J. H, Rourke, M. E. and Syme, E., “Developing Protective Relay Faceplates: Taking Advantage of the Benefits of IEC 61850”, *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 21, issue 1, pp. 33-40, 2015.
- [Mendonça 2006] Mendonça, A.D., “Qualidade da Comunicação em Empresas de Energia

- Elétrica”. Informe Técnico submetido ao XVII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Belo Horizonte - MG, 21-25 de agosto de 2006.
- [Motta & Pereira 1980] Motta, F.P. e L.C.B. Pereira, L.C.B., “Introdução à Organização Burocrática”, Editora Thomson, 2ª edição, 292 p., 1980.
- [MTE 2016] Ministério do Trabalho e Emprego – MTE.  
Em:  
<http://trabalho.gov.br/images/Documentos/ST/NR/NR10.pdf>. Acessado em dezembro de 2015.
- [Nonaka & Takeuchi 1995] Nonaka, I. and Takeuchi, H., “The knowledge-creating company”. Oxford: Oxford University Press, 1995.
- [Oliva 2003] Oliva, R. “Tarifas: O mecanismo do teto de preços”. Em:  
[http://www.teleco.com.br/tutoriais/tutorialtarifa/página\\_3.asp](http://www.teleco.com.br/tutoriais/tutorialtarifa/página_3.asp). Acessado em dezembro de 2015.
- [ONS 2015] Operador Nacional do Sistema – ONS. Em: RO-RO.BR.01\_Rev.10\_em\_24\_07\_2015 16\_46\_41 (1). Acessado em dezembro de 2016.
- [ONS 2016] Operador Nacional do Sistema – ONS. Em: <http://www.ons.org.br>. Acessado em janeiro de 2016.
- [Papazoglou *et al.* 2000] Papazoglou, T.M., Oroszki, L. and Visser, D., “On Efficient Teamwork and Interpersonal Communication in Control Centers and the New Power System Environment”, on behalf

- of Working Group 39.03, Cigré, Session, 2000.
- [Papazoglou *et al.* 2006] Papazoglou, T., Krost, G. and Čukalevski, N., “Impact of Existing and Innovative Control Center Technologies on System Operators’ Performance “, *CIGRE Conference*, SC C2 Session, Paris, França, 2006.
- [Perrow 1967] Perrow, C., “A Framework for the Comparative Analysis of organizations”. *American Sociological Review*, 32:195, 1967.
- [Perrow 1984] Perrow, C., “Normal Accidents: Living with High-Risk Technologies, Basic Books, NY, 1984.
- [Pinhanez & Humes 2011] Pinhanez, C. e Humes, C. “Sistemas Humano-Computacionais”. Em: <http://sistemas-humano-computacionais.wikidot.com/capitulo:sistema-s-de-ict>. Acessado em março de 2011.
- [Polanyi 1969] Polanyi, M., “The logic of tacit inference”. In: M. Grene (Ed.), *Knowing and Being: Essays by Michael Polanyi* (pp. 140– 44. Chicago: University of Chicago Press).
- [Pontes 1998] Pontes, J.R., “A Indústria de Energia Elétrica no Brasil: Causas Fundamentais de sua Reestruturação”, Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina para obtenção do grau de Mestre em Engenharia de produção, 1998.
- [Powers 2013] Powers, K.L, Brooks, P.J. Aldrich, N.J. Palladino, M.A. and Alfieri, L., “Effects of

- video-game play on information processing: a meta-analytic investigation”, *Psychonomic Bulletin & Review*, vol. 20, n. 6, pp. 1055-1079, 2013.
- [Quin 2016] Quin, L., “Extensible Markup Language (XML)”, 2016. Em: <http://www.w3.org/xml>. Acessado em janeiro de 2017.
- [Raposo 2004] Raposo, J.L.O., “Manutenção Centrada em Confiabilidade Aplicada a Sistemas Elétricos: Uma Proposta para Uso de Análise de Risco no Diagrama de Decisão”, Dissertação apresentada ao Programa em Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Bahia como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, 2004.
- [Rasmussen 1985] Rasmussen, J. (1975), “The Role of Hierarchical Knowledge Representation in Decision-making and System Management”, *IEEE Transactions on System, Man and Cybernetics*, vol. SMC-15, Issue 2, pp. 234-243, 1985.
- [Rexrode 2016] Rexrode, C., Citigroup to millennial bankers: Take a year off. “, *The Wall Street Journal*. Em: <http://www.wsj.com/articles/to-entice-millennial-bankers-citigroup-serves-up-new-perk-take-a-year-off-1458120603>, 2016. Acessado em janeiro de 2017.
- [Ribeiro 2007] Ribeiro, R., *Knowledge transfer*. Cardiff: Cardiff University, 2007. Tese (Ph.D.) – School of Social Sciences. Cardiff University, (Não publicado) 2007.
- [Ribeiro 2011] Ribeiro, R., “Gestão do Conhecimento Tácito”. Em:

- <http://pesquisas.dep.ufmg.br/gestaodotacito/index.php5>. Acessado em dezembro de 2015.
- [Ribeiro 2012a] Ribeiro, R., Tacit Knowledge Management. *In: EVAN, S.; STONE, D.; FEIST, G. (eds.). Tacit Knowledge: New Theories and Practices: Special Issue of *Phenomenology and the Cognitive Sciences*, 2012 (impresso OnlineFirst)*
- [Ribeiro 2012b] Ribeiro, R., “Levels of immersion, tacit knowledge and expertise”, *In: EVAN, S.; STONE, D.; FEIST, G. (eds.). Tacit Knowledge: New Theories and Practices: Special Issue of *Phenomenology and the Cognitive Sciences*, 2012 (impresso OnlineFirst).*
- [Righi & Saurin 2015] Righi, A.W. and Saurin, T.A., “Complex sócio-technical systems: Characterization and management guidelines”, *Applied Ergonomics*, pp. 19-30, 2015.
- [Ropohl, 1999] Ropohl, G., “Philosophy of Socio-technical systems”, *Society for Philosophy and Technology*, vol. 4, n. 3, 1999.
- [Rosa 1998] Rosa, P., Tolmasquim, M. e Pires, J.C., “A reforma do Setor Elétrico no Brasil e no Mundo – Uma visão crítica”. Rio de Janeiro. Relume & Darumá – 1998.
- [Santana & Oliveira 1999] Santana, E. A. e Oliveira, C.N.V, “A Economia dos Custos de Transação e a Reforma na Indústria de Energia Elétrica do Brasil”, *Est. Econ.*, São Paulo, vol. 29, n. 3, PP. 367-393, julho-setembro, 1999.

- [Sauer 2003] Sauer, I. L., “A reconstrução do setor elétrico brasileiro”, Editora UFMS, 2003.
- [Saurin & Gonzalez 2013] Saurin, T. A. and Gonzalez, S.S., “Assessing the compatibility of the management of standardized procedures with the complexity of a sociotechnical system: Case study of a control room in an oil refinery”, *Applied Ergonomics*, 2013.
- [Shah, Zahir & Sharif 2016] Shah, N., Zahir, I. and Sharif, A. M. “Big Data in an HR Context: Exploring Organizational Change Readiness, Employee Attitudes and Behaviours”, *Journal of Business Research*, vol. 70, pp. 366-378, 2016.
- [Schön 2000] Schön, D., “Educando o profissional reflexivo: um novo design para o ensino e a aprendizagem”. Porto Alegre: Armed, 2000.
- [Silva 2012] Silva, P.H.M, “Conhecimento tácito e tipos de julgamento – definição de conteúdos para treinamento de forneiros de metal”, Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Minas Gerais, 2012.
- [Soares 1999] Soares, H., “As Três Dimensões Temporais: Certeza da Incerteza”, *Jornal “A Razão”*, Santa Maria, RS, 29 de abril de 1999.
- [Souza 2002] Souza, P.R.C., “Evolução da Indústria de Energia Elétrica Brasileira sob Mudanças no Ambiente de Negócios: Um Enfoque Institucionalista”, Tese de Doutorado em Engenharia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas da universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, junho de 2002.

- [Souza 2005] Souza, F.J.R., “A Evolução das Tarifas de Energia Elétrica e do Salário Mínimo”, *Biblioteca Digital da Câmara dos Deputados*, 2005.
- [Stewart *et al.* 2016] Stewart, J. S., Oliver, E.G., Cravens, K.S. and Oishi, S., “Managing millennials: Embracing generational differences”, *Business Horizons*. Em: <http://dx.doi.org.ez27.periodicos.capes.gov.br/10.1016/j.bushor.2016.08.011>. Acessado em setembro 2016.
- [Sun 2004] Sun, Z., “A Waterfall model for knowledge management and experience management”. *Proceedings of the Fourth International Conference on Hybrid Intelligent System - IEEE*, pp. 472-475, 1992.
- [Taylor *et al.* 2014] Taylor, C.R., Shue, C.A, and Paul, N.R., “A Deployable SCADA Authentication Technique for Modern Power Grids”, *IEEE Inter. Energy Conference (ERGYCON)*, pp. 692-702, 2014.
- [Teixeira & Cukierman 2007] Teixeira, C.A.N e H. Cukierman, “Por que Falham os Projetos de Implantação de Processos de *Software*? Workshop um Olhar Sociotécnico sobre a Engenharia de *Software*, 2007, Porto de Galinhas/PE. Em: <http://www.cos.ufrj.br/~handrade/woses/woses2007/anais.htm>. Acessado em agosto de 2015.
- [Toledo *et al.* 2005] Toledo, L.H.S., Faria, V.F., Moreira H.G. e Andrade, W.A., “A Utilização de Data Mining no Apoio à Operação de Sistemas Elétricos de Potência”, *Anais do VI SIMPASE*, São Paulo, SP, Brasil, julho de 2005.

- [Toledo *et al.* 2015] Toledo, L.H.S., Vale, M.H.M, Cardoso, A.G.G, e Lima, P.A. "The Electric Power Industry Restructuring And Its Impacts On Control Centers In Brazil", *International Journal for Multi-Disciplinary Engineering and Business Management*, vol. 3, Issue 3, pp. 111-119, 2015.
- [Tsai *et al.* 2013] Tsai, M., Cherng R. and Chen, J., "Visuospatial Attention Abilities in the Action and Real Time Strategy Video Game Players as Compared with Nonplayers", 2013 *International Conference on Orange Technologies (ICOT)*, pp. 264-26, 2013.
- [Unicamp 1999] Tutorial – SAR (Sistema de Análise de Redes) – Unicamp, 1999.
- [Unsworth *et al.* 2015] Unsworth, N., Redick, T., McMillan, B., Hambrick, D., Kane, M. and Engle, R., "Is Playing Video Games Related to Cognitive Abilities?", *Psychological Science*, vol. 26, n. 6, pp. 759-774, 2015.
- [Vale 1986] Vale, M.H.M., "Centros Modernos de Supervisão e Controle de Sistemas de Energia Elétrica", Dissertação de Mestrado do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, dezembro de 1986.
- [Vale 1994] Vale, Z.A., "Intelligent Tutoring Systems For Power System Control Centers", *Systems, Man, and, Cybernetics, IEEE International Conference on Humans, Information and Technology*, vol. 2, pp. 1832-1837, 1994.
- [Vale *et al.* 1999a] Vale, M.I.M., Vale, M.H.M., Botelho, M.P.B. e Lobato, M.V.C., "CAT - Controle Automático

- de Tensão & SARESTA - Sistema de Apoio ao Restabelecimento: Pacotes Computacionais Integrados ao SSCD da CEMIG", *Anais do VIII ERLAC - Encontro Regional Latino Americano da CIGRE*, CE 39-21, Cidade Del Leste, Paraguai, junho de 1999.
- [Vale *et al.* 1999b] Vale, M.I.M., Vale, M.H.M. e Lobato, M.V.C., "SARESTA – Sistema de Restabelecimento Integrado ao Sistema de Supervisão e Controle Distribuído da CEMIG", *Revista Eletroevolução*, CIGRÉ, Brasil, dezembro de 1999.
- [Vale *et al.* 2000] Vale, Z.A., Silva, A., Faria, L., Malheiro, N., Ramos, C. e Marques, A., "An intelligent tutor for power system control center operator training", *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, 2000. Proceedings. International Conference, pp. 366-371, 2000.
- [Walker 2001] Walker, J.W., "Zero defections?" *Human Resource Planning*, 24(1), pp. 6–8, 2001.
- [Wallace 2007] Wallace, K., "Understanding and Managing Generation Y", Engineering Management Field Project report submitted to the Engineering Management Program and the Graduate School of the University of Kansas for the degree of Master's of Science, 2007.
- [Wittgenstein 1976] Wittgenstein, L., "Philosophical investigations". Oxford: Blackwell, 1976.
- [Wu *et al.*, 2005] Wu, F.F., Moslehi, K. and Bose, A., "Power System Control Centers: Past, Present and Future", *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, n.

11, pp. 1890-1907, 2005.

[Xingping *et al.* 2002]

Xingping, W., Yang, Z. and Xiwei, W., “A new generation EMS”, *International Conference on Power System Technology*, Proceedings. PowerCon, vol. 1, pp. 190-194, 2002.

[Zylbersztajn 1995]

Zylbersztajn, D., “Estruturas de Governança e Coordenação do Agribusiness: Uma Aplicação da Nova Economia das Instituições”, Tese submetida ao Departamento de Administração da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, como parte dos requerimentos para a obtenção do Título de Livre Docente, 1995.