



FUNDAÇÃO  
GETULIO VARGAS

**FGV Management**  
**MBA do SETOR ELÉTRICO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

# **REDUÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS EM SISTEMA DE ENERGIA**

**Elaborado por:**

**MARTHOS JOHN TROTT**

**Trabalho de Conclusão de Curso de  
MBA do Setor Elétrico**

***Prof. Orientador: Diogo Mac Cord de Faria***

-----

**Curitiba - PR**  
**Março/2016**

MARTHOS JOHN TROTT

# **REDUÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS EM SISTEMA DE ENERGIA:**

## **Reforma de Linhas de Transmissão**

Diogo Mac Cord de Faria

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA do Setor Elétrico de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista TURMA 1/13.

Curitiba – PR  
2016

---

O Trabalho de Conclusão de Curso

**REDUÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS EM SISTEMA DE  
ENERGIA:  
Reforma de Linhas de Transmissão**

elaborado por Marthos John Trott e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção do **MBA do Setor Elétrico** Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management.

Data da aprovação: \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_

---

Coordenador Acadêmico  
Prof. Fabiano Simões Coelho, MSc

---

Professor orientador  
Prof. Diogo Mac Cord de Faria, MSc

---

*A todos que de uma forma ou outra contribuíram para a realização deste curso eu dedico este trabalho, a fim de contribuir com o repasse e divulgação de conhecimentos adquiridos ao longo desta jornada. O conhecimento não deve ser armazenado, mas sim replicado.*

## **Agradecimentos**

A Maringá Ferro-Liga S.A., por acreditar em meu desenvolvimento e proporcionar esse curso.

Aos meus familiares, pelo tempo em que me ausentei e me dediquei para conclusão do curso.

Aos colegas de Empresa que me substituíram, auxiliaram-me e contribuíram para a realização deste curso.

Aos professores e colegas de curso, pelos conhecimentos repassados, multiplicados e adquiridos.

## DECLARAÇÃO

A Empresa Maringá Ferro-Liga S.A., representada neste documento pelo Sr Rodrigo Junqueira dos Santos, Diretor, autoriza a divulgação de informações e dados coletados em sua organização, na elaboração do Trabalho de Conclusão de Curso, intitulado:

**REDUÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS EM SISTEMA DE ENERGIA** realizado pelo aluno Marthos John Trott, do Curso MBA do Setor Elétrico do programa FGV Management, com objetivos de publicação e / ou divulgação em veículos acadêmicos.

Itapeva, SP, 01 de março de 2016.

---

Rodrigo Junqueira dos Santos

Diretor

Maringá Ferro-Liga S.A.

---

### **TERMO DE COMPROMISSO**

O aluno Marthos John Trott, abaixo-assinado, do Curso MBA do Setor Elétrico do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada ISAE Brasil, no período de dezembro de 2013 a dezembro de 2015, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: REDUÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS EM SISTEMA DE ENERGIA, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

\_\_\_\_\_, \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_

---

Marthos John Trott

---

## Sumário

<b>RESUMO</b> .....	9
1. INTRODUÇÃO .....	10
2. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	12
a. Matriz Energética Brasileira.....	14
b. Geração de Energia Elétrica .....	15
c. Transmissão de Energia Elétrica .....	21
d. Distribuição de Energia Elétrica.....	26
e. Comercialização de Energia Elétrica .....	29
3. PERDAS ELÉTRICAS .....	34
a. Perdas de Energia Elétrica.....	36
b. Perdas Técnicas .....	38
c. Perdas Não-Técnicas.....	40
4. ESTUDO DO “CASE” .....	43
a. A Empresa.....	43
b. O Sistema Elétrico .....	44
i. Geração de Energia Elétrica .....	44
ii. Transmissão de Energia Elétrica.....	47
iii. Distribuição de Energia Elétrica .....	48
c. O Projeto .....	49
5. CONCLUSÃO .....	57
6. Bibliografia .....	58

---



## RESUMO

O presente trabalho busca demonstrar a busca pela eficiência energética reduzindo assim as perdas de energia elétrica em sistema de energia elétrica. O sistema elétrico do estudo é “isolado” destinado a autoprodução de energia elétrica. O resultado serão linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica mais seguras, confiáveis e eficientes, contribuindo assim para uma maior produção de ferro liga de manganês e uma menor aquisição de energia elétrica no mercado livre.

**PALAVRAS-CHAVE:** Perdas, energia elétrica, eficiência energética, linhas de transmissão, linhas de distribuição, sistema isolado, mercado livre.

---

## 1. INTRODUÇÃO

A fase inicial deste trabalho de conclusão de curso será a abordagem geral do setor elétrico brasileiro.

Em sua sequencia serão apresentados definições técnicas de perdas elétricas afim de elucidar o assunto.

Para o desenvolvimento do estudo foi utilizado o sistema elétrico que contempla 6 empreendimentos de geração hidráulica de energia elétrica, 140 km de linhas de transmissão projetados em sistema isolado (não conectado ao sistema interligado nacional – SIN) e sistema de distribuição de energia elétrica de indústria siderúrgica.

Os empreendimentos são da década de 20, 50 e 60, onde os materiais utilizados estão amplamente defasados em questões de eficiência energética.

Outro ponto que vale o destaque é a redução significativa de estruturas, resultando em um menor índice de manutenções, redução de “pontos quentes”, aumento da altura de segurança, aumento da confiabilidade do sistema, redução de paradas de geração por defeitos nos circuitos.

Para tal, foram re-projetados todos os 9 circuitos de transmissão e distribuição, objetivando o atingimento de perdas elétrica na ordem de 3%, após a conclusão das reformas das linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

A energia elétrica para o setor siderúrgico é uma matéria prima, sendo um dos pilares de custo de seus produtos, onde a indústria é classificada como eletro intensiva.

A execução das obras contempla o desenvolvimento de projeto, desenvolvimento de novos materiais, aquisição de materiais, análise de dados, planejamento de execução, execução em campo, monitoramento e aferição do proposto.

O projeto das linhas de transmissão iniciaram-se no ano de 2010 e estão em desenvolvimento.

Mensalmente são realizados boletins de consumo de energia, onde é demonstrada a redução das perdas de energia elétrica.

---

Com margens de rentabilidade cada vez mais reprimidas é necessária a busca de alternativas de viabilizar a sobrevivência e a posteridade da empresa, sendo que a redução das perdas de energia elétrica na transmissão é uma delas. Com o aumento dos custos de energia elétrica constante esse é mais uma justificativa.

---

## 2. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A localização de nosso País é essencialmente privilegiada, sendo com abundância de raios solares, ventos constantes, rios caudalosos, mar e terras férteis. Estamos no planeta Terra, continente da América do Sul, cortado pela linha do Equador, banhado pelo oceano Atlântico, pelo maior rio do mundo, o Amazonas e pela floresta Amazônica o pulmão do mundo.

Tudo isso proporciona a população imensas riquezas, comodidade, segurança e bem estar.

Possuímos um sistema elétrico de tamanho continental, com clima diversificado por regiões, proporcionando extremos desafios ao planejamento, construção, operação e manutenção do mesmo.

Conforme segue descrito a seguir o atual modelo do setor elétrico brasileiro é definido pelo MME (2004):

*“Entre 2003 e 2004 o governo federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.*

*Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE); uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); e uma instituição para dar continuidade às atividades do Mercado Atacadista de Energia (MAE), relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).*

*Outras alterações importantes incluem a definição do exercício do Poder Concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME) e a ampliação da autonomia do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).*

---

*Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebrar contratos de compra e venda: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres.*

*O novo modelo do setor elétrico visa atingir três objetivos principais:*

- *Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;*
- *Promover a modicidade tarifária;*
- *Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização de atendimento.*

*O modelo prevê um conjunto de medidas a serem observadas pelos agentes, como a exigência de contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres, nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração, contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, bem como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.*

*Em termos de modicidade tarifária, o modelo prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado por meio de leilões – observado o critério de menor tarifa, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos.*

*A inserção social busca promover a universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica, criando condições para que os benefícios da eletricidade sejam disponibilizados aos cidadãos que ainda não contam com esse serviço, e garantir subsídio para os consumidores de baixa renda, de tal forma que estes possam arcar com os custos de seu consumo de energia elétrica.”*

Neste capítulo, em sua sequência abordaremos os principais segmentos do sistema elétrico, sendo: a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica,

---

objetivando elucidar de forma compacta e clara esses temas de imensa relevância ao nosso cotidiano.

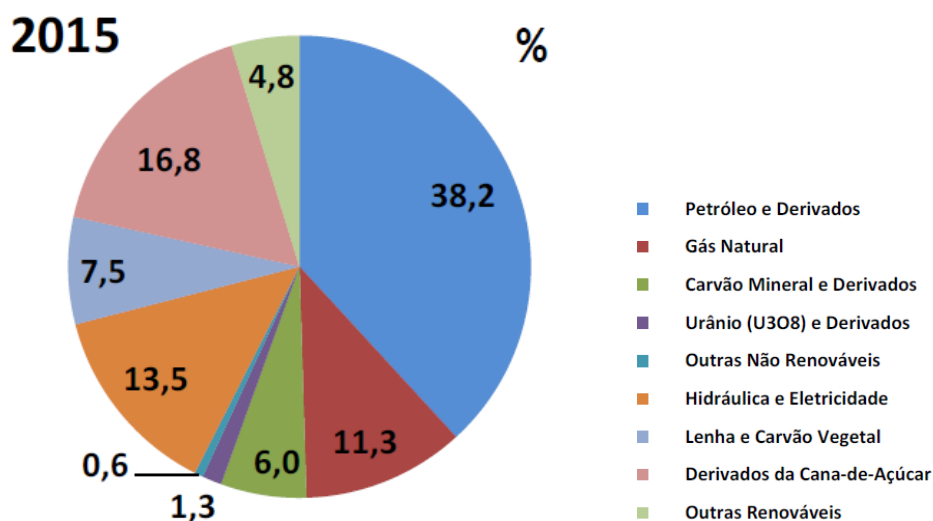
A estrutura organizacional do setor elétrico brasileira é composta pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Agência Nacional das Águas (ANA), Agência Nacional do Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis (ANP), Operador Nacional do Sistema (ONS), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Agentes do setor.

### a. Matriz Energética Brasileira

A atual conjuntura da população mundial torna a energia elétrica indispensável para as atividades da sociedade, contudo os combustíveis fósseis ainda são maioria, sobretudo do petróleo e seus derivados.

A composição da matriz energética brasileira no ano de 2015 é distribuída no gráfico abaixo por tipo de fonte.

GRÁFICO 1 – MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA



Fonte: EPE – PDE 2024

Isso demonstra que 57,5% da matriz é composta por fonte não renovável sendo fonte renovável 42,5%.

Os investimentos em fontes renováveis (hidroeletricidade, eólica, solar, biomassa) vêm crescendo, objetivando atingir 45,2% em 2024, segundo Plano de Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2024.

## **b. Geração de Energia Elétrica**

Para o fornecimento de imensas riquezas, comodidade, segurança e bem estar é necessário inicialmente à produção de energia elétrica, esta por sua vez pode ser de diferentes fontes, tais como hidráulica, térmica (petróleo, gás natural, carvão, biomassa e biogás), nuclear, solar, eólica, geotérmica e marítima.

A alimentação dessas fontes é através de combustíveis provindos de recursos naturais, tais como a água, recursos fósseis, sol, ventos e marés. Em nosso território encontramos em abundancia.

O Brasil possui 4489 empreendimentos de geração de energia elétrica em operação.

Para uma melhor compreensão, será descrito na sequência as principais fontes de geração de energia no Brasil, sendo elas: Hidráulica, Térmica, Nuclear e Eólica.

### **Geração Hidráulica:**

Para o aproveitamento dessa fonte é necessário existir uma queda (desnível) do rio, sendo necessário o estudo das quedas de todo a extensão do rio, chamado estudo de inventário hidrelétrico onde neste será determinado o aproveitamento ótimo do recurso natural, considerando-se impactos ambientais, sociais e econômicos, viabilidade econômica e projeto de engenharia. Após essa etapa é desenvolvido o projeto básico da usina, projetos ambientais e socioambientais. Já na fase de implementação é desenvolvido o projeto executivo das obras

---

e depois de concluídas as obras o projeto como construído (as built) para a correta operação e manutenção.

No Brasil as usinas hidrelétricas são divididas em três grupos, CGH, PCH e UHE. As Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) são as usinas com capacidade instalada de até 3 MW. Já as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) são as usinas cuja capacidade instalada esteja entre 3,1 a 30 MW. Para capacidade instalada acima de 30 MW são as Usinas Hidrelétricas de Energia (UHE).

A força da água do rio movimentada a turbina que está acoplada ao gerador elétrico, possibilitando assim a conversão de energia mecânica (turbina) em energia elétrica (gerador), esse por sua vez é conectado a subestação elétrica e posterior linha de transmissão e linhas de distribuição para conexão às cargas.

Essa é a principal fonte de geração de energia elétrica brasileira, representando 61,31% da capacidade instalada da matriz de energia elétrica (ANEEL – BIG, 2015).

#### Geração Térmica:

Neste modelo de fonte, a queima do combustível (petróleo, gás natural, biomassa, biogás) superaquece a água produzindo vapor que movimentada a turbina que está acoplada ao gerador elétrico, possibilitando assim a conversão de energia calorífica (caldeira) em mecânica (turbina) e a posteriori energia elétrica (gerador) e conexão a subestação e posterior linha de transmissão e linhas de distribuição para conexão às cargas.

Os empreendimentos são classificados em renováveis e não renováveis. As usinas que utilizam combustíveis fósseis, tais como petróleo, carvão, gás natural são as não renováveis. Já as usinas que utilizam resíduos de origem vegetal ou animal, tais como bagaço de cana de açúcar, palha de arroz/milho/soja, cavaco de madeira, gás de biodigestores (resíduos orgânicos) são consideradas renováveis.

Essa é a segunda fonte de geração de energia elétrica brasileira, representando 26,25% da capacidade instalada da matriz de energia elétrica (ANEEL – BIG, 2015).

---



#### Geração Nuclear:

A fissão dos átomos de urânio dentro das varetas do elemento combustível aquece a água que passa pelo reator em alta temperatura e alta pressão, gerando troca de calor entre o primeiro e segundo circuito, transformando-a em vapor que aciona a turbina que por sua vez aciona o gerador elétrico.

Essa fonte de geração representa 1,32% da capacidade instalada da matriz de energia elétrica brasileira (ANEEL – BIG, 2015).

É uma fonte com custo de operação baixo, com possibilidade de inserção próximo a grandes centros consumidores e riscos calculados, trazendo segurança energética ao País.

#### Geração Eólica:

Desde a antiguidade este tipo de energia é utilizada pelo homem, que é aquela gerada pela força dos ventos. Essa é captada por hélices de uma turbina que por sua vez aciona um gerador elétrico.

Atualmente é a fonte de energia elétrica que mais cresce no País, teve início em 1992 na ilha de Fernando de Noronha – PE.

Essa fonte de geração representa 5,66% da capacidade instalada da matriz de energia elétrica brasileira (ANEEL – BIG, 2015).

O Brasil é formado por um sistema hidrotérmico de grande porte, isso significa dizer que sua matriz elétrica é composta de geração de energia hidráulica e térmica, com predominância da fonte hidráulica, interligado entre regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

A expansão da geração de energia elétrica segue os requisitos da expectativa de crescimento e comportamento da demanda, a oferta de geração e transmissão de energia, disponibilidade dos recursos energéticos e das questões socioambientais e aspectos de sustentabilidade.

A matriz de energia elétrica brasileira é disposta da seguinte forma:

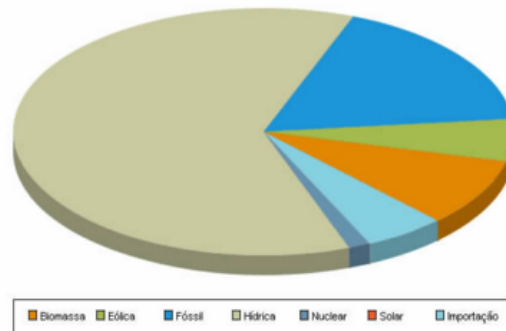
---

GRÁFICO 2 – MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA

Matriz de Energia Elétrica

Fonte		Capacidade Instalada										
Total												
Origem	Fonte Nível 1	Fonte Nível 2	Nº de Usinas	( KW )	%	Nº de Usinas	( KW )					
<b>%</b>												
Biomassa	Agroindustriais	Bagaco de Cana de Açúcar	394	10.604.460	7,0433	411	10.717.215	7,1180				
		Biogás-AGR	2	1.723	0,0011							
	Capim Elefante	3	65.700	0,0436								
	Casca de Arroz	12	45.333	0,0301								
	Biocombustíveis líquidos	Oleos vegetais	2	4.350	0,0028							
		Carvão Vegetal	7	51.397	0,0341							
	Floresta	Gas de Alto Forno - Biomassa	10	114.263	0,0758							
		Lenha	1	11.500	0,0076							
		Licor Negro	17	1.978.136	1,3138							
		Resíduos Florestais	51	389.525	0,2587							
		Biogás - RA	10	1.924	0,0012							
	Resíduos animais	Biogás - RU	14	83.695	0,0555							
		Resíduos sólidos urbanos	14	83.695	0,0555							
	Eólica	Cinética do vento	350	8.525.782	5,6626				350	8.525.782	5,6626	
Fóssil	Carvão mineral	Cinética do vento	1	24.400	0,0162	22	3.612.155	2,3990				
		Calor de Processo - CM	13	3.389.463	2,2511							
	Gás natural	Carvão Mineral	8	198.290	0,1316							
		Gas de Alto Forno - CM	1	40.000	0,0263							
	Outros Fósseis	Calor de Processo - GN	148	12.390.277	8,2393							
		Gas Natural	1	147.300	0,0978							
	Petróleo	Calor de Processo - OF	7	339.960	0,2257				2190	9.993.486	6,6374	
		Gas de Refinaria	41	4.141.333	2,7505							
		Óleo Diesel	2126	4.574.245	3,0380							
	Hídrica	Potencial hidráulico	Outros Energéticos de	16	97.928				0,6225	1214	92.318.982	61,315
			Potencial hidráulico	1214	92.318.982				61,315			
Nuclear	Urânio	Outros Energéticos de	3	1.990.000	1,3217	2	1.990.000	1,3217				
		Potencial hidráulico	38	22.933	0,0152							
Solar	Radiação solar	Urânio	38	22.933	0,0152	38	22.933	0,0152				
		Radiação solar	38	22.933	0,0152							
Importação		Paraguai		5.650.000	3,7525							
		Argentina		2.250.000	1,4943							
		Venezuela		200.000	0,1328							
		Uruguai		70.000	0,0464							
<b>Total</b>			<b>4489</b>	<b>150.562.926</b>	<b>100</b>	<b>4489</b>	<b>150.562.926</b>	<b>100</b>				

Potência(%)



Fonte: ANEEL – BIG – Matriz de Energia Elétrica

Conforme divulgado pela ANEEL no Banco de Informações da Geração (BIG), o Brasil possui uma capacidade instalada de geração de 150,5 GW, ou 150.562 MW ou ainda 150.562.926 kW.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), foi criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648/98, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/04 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/04, é uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil, sem fins lucrativos; é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das

instalações de geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

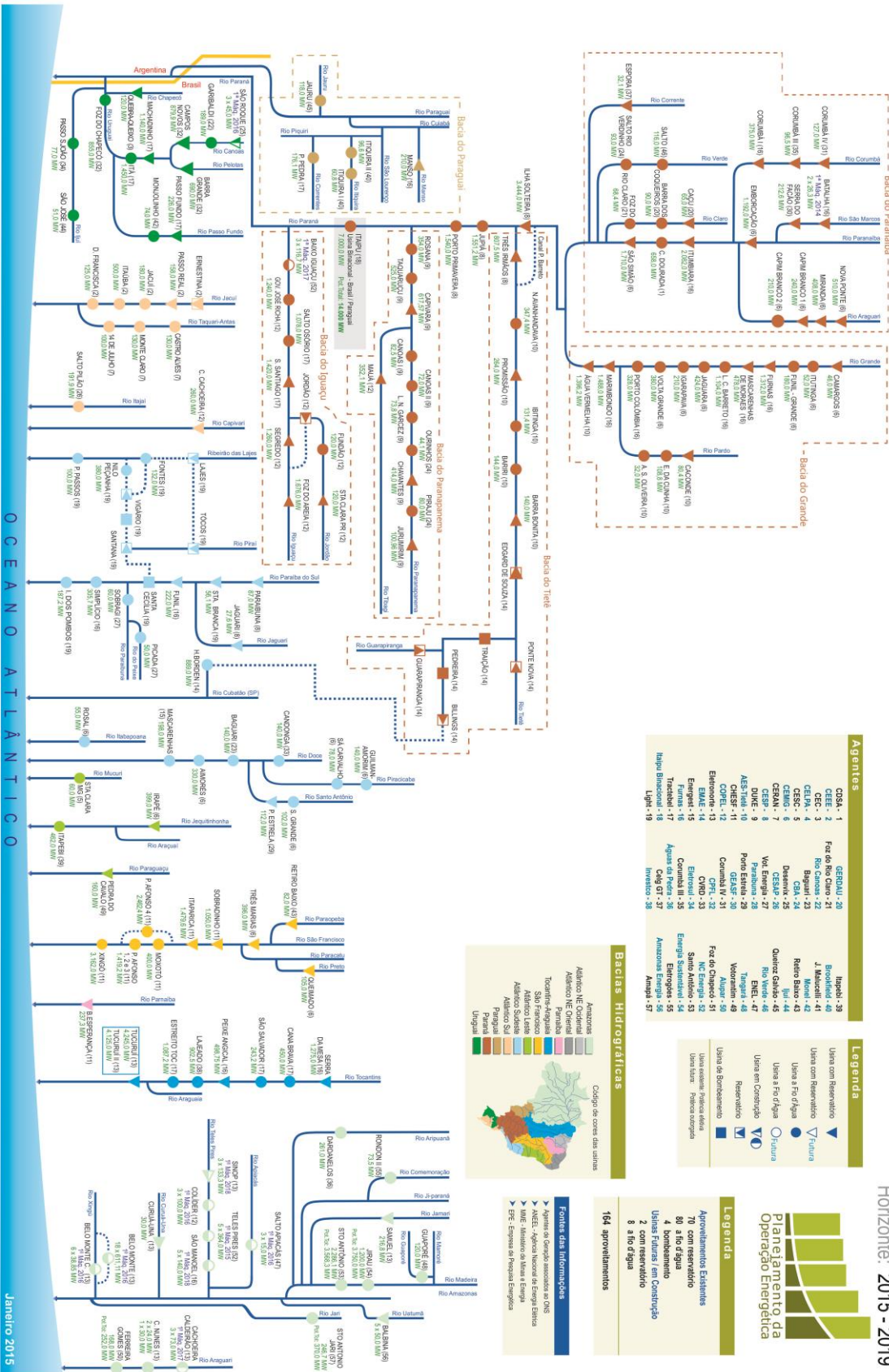
O sistema despachado pelo ONS é conforme o mapa 1 a seguir:

MAPA 1 – DIAGRAMA DS USINAS HIDROELÉTRICAS NO SIN



# Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN

Usinas Hidroelétricas Despachadas pelo ONS na Otimização da Operação Eletroenergética do Sistema Interligado Nacional



Conforme mapa 1 acima podemos compreender sobre a complexidade deste sistema, forma de contribuição e reflexos que o despacho energético pode sofrer e/ou gerar.

### **c. Transmissão de Energia Elétrica**

Conforme descrito no tópico anterior o Brasil possui um sistema continental e interligado entre regiões, para possibilitar essa interligação entre as regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul é necessário as linhas de transmissão de energia elétrica. Também integra Países vizinhos como a Argentina, Uruguai, Paraguai e Venezuela.

As linhas de transmissão são circuitos elétricos destinados ao processo de transporte da energia elétrica gerada em uma determinada usina até a sua carga. Em termos genéricos, pode ser considerado como a estrada que transporta a energia elétrica de uma região para a outra, ou seja, a ligação entre dois pontos.

Em junho de 2004 através da Resolução Normativa Aneel nº 67 foram atualizados os critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional. Para o estabelecimento desses critérios, essa Resolução definiu o conceito de instalações de transmissão que são

*“instalações para prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, abrangidas pelas Resoluções nº 166 e nº 167, ambas de 2000, acrescidas das instalações de transmissão autorizadas por resolução específica da Aneel, aquelas integrantes de concessões de serviço público de transmissão outorgadas desde 31 de maio de 2000 e, ainda, as instalações de transmissão que tenham sido cedidas, doadas ou transferidas à concessionária de transmissão”.*

Nessa Resolução foram definidos os conceitos de Rede Básica e de Demais Instalações da Transmissão – DIT. A rede básica são as instalações com tensão igual ou superior a 230 kV, operadas pelo ONS.

---

A transmissão é classificada em diversas classes de tensão, em corrente alternada ou contínua, sendo as usuais no Brasil:

- 230 kV, corrente alternada
- 345 kV, corrente alternada
- 440 kV, corrente alternada
- 500 kV, corrente alternada
- 600 kV, corrente contínua
- 750 kV, corrente alternada
- 800 kV, corrente contínua

Também pode ser da forma aérea ou subterrânea. As mais tradicionais e convencionais no Brasil são as aéreas e em corrente alternada.

As linhas de transmissão subterrâneas são usualmente utilizadas dentro de subestações de energia ou entre as mesmas em curtas distâncias. Outra aplicação é em grandes centros populacionais ou em locais com restrição de faixa de servidão. O custo de implantação de linhas de transmissão subterrânea é mais onerosa, aproximando-se de dez vezes o custo da linha de transmissão aérea.

A norma regulamentadora de linhas de transmissão é a ABNT NBR 5422 – “Projetos de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica”, com sua última revisão em 1985. Nela encontra-se as diretrizes básicas para o desenvolvimento de projetos.

No Brasil, segundo o EPE, encontram-se em operação aproximadamente 125 mil quilômetros de linhas de transmissão nos diferentes níveis de tensão (230 a 750 kV), Anualmente são realizados leilões de transmissão pela ANEEL, onde o objetivo é aumentar a transferência de cargas entre regiões, o aumento da confiabilidade e segurança energética nacional e conexão de novos empreendimentos de geração de energia elétrica. Conforme resultados dos leilões da ANEEL e divulgação do Instituto Ascende Brasil, o incremento anual entre os anos de 2008 a 2016 é de aproximadamente 5,3 mil quilômetros de novas linhas de transmissão licitadas.

---

TABELA 1 – RESULTADO DOS LEILÕES DE LT's

Leilão	km (LT)	Leilão	km (LT)
008/2008	1178	007/2012	3785
007/2008	2375	001/2013	4100
001/2009	2421	002/2013	905
005/2009	1040	007/2013	2631
001/2010	708	013/2013	150
006/2010	501	011/2013	2092
008/2010	510	001/2014	2019
001/2011	453	004/2014	2718
004/2011	2144	007/2014	817
006/2011	1400	007/2015	2548
002/2012	1691	001/2015	909
003/2012	348	005/2015	1272
005/2012	587	013/2015	3306

Fonte: Acende Brasil

TABELA 2 – LINHAS DE TRANSMISSÃO

**Tabela 99 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Linhas de transmissão**

Tensão	±800 kV	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
	km							
Existente em 2014		2.683	12816	40.656	6.728	10.303	52.647	<b>125.833</b>
Evolução 2015-2024	20.110			42.783	353	1.666	20.870	<b>85.782</b>
Evolução 2015-2019	4.280			25.755	196	885	9.352	<b>40.468</b>
Evolução 2020-2024	15.830			17.028	157	781	11.518	<b>45.315</b>
Estimativa 2024	20.110	2.683	12.816	83.439	7.081	11.969	7.3517	<b>211.615</b>

Notas: (1) Nos casos de linhas de transmissão em circuito duplo ou bipois de corrente contínua, as extensões foram computadas por circuito e por polo.

(2) Dados de 2014 do DMSE/MME

Fonte: EPE

**Tabela 100 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Transformação**

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	TOTAL
	MVA					
Existente em 2014**	23.247	129.095	23.916	49.795	79.565	<b>305.618</b>
Evolução 2015-2024	3.650	105.425	11.031	21.147	46.906	<b>188.158</b>
Evolução 2015-2019	3.650	58.339	5.081	14.747	24.933	<b>106.750</b>
Evolução 2020-2024		47.086	5.950	6.400	21.973	<b>81.409</b>
Estimativa 2024	26.897	234.520	34.947	70.942	126.471	<b>493.776</b>

Notas: (1) Inclui os transformadores de fronteira.

(2) Dados de 2014 do DMSE/MME

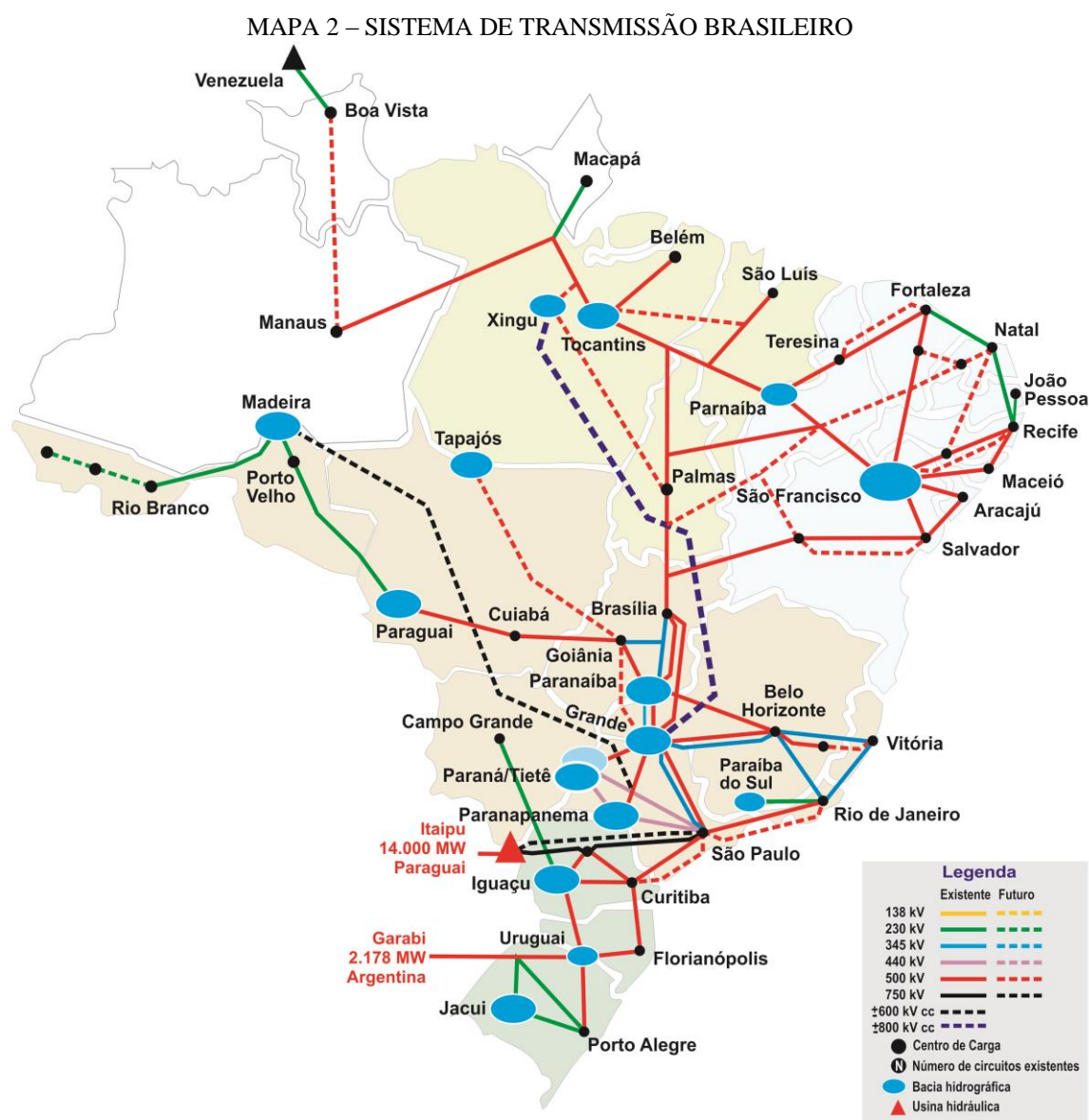
Fonte: EPE



Um marco para o setor de transmissão foi o racionamento de 2001, onde foi necessário a reestruturação de todo o setor elétrico brasileiro, demandando assim a interligação de regiões (Sul, Sudeste, Centro-oeste, Nordeste e Norte) e a outros países (Argentina, Uruguai, Paraguai e Venezuela) afim de possibilitar o intercâmbio energético entre as diferentes regiões.

Em 2015, podemos afirmar que o “apagão” e/ou “blecaute” de energia foi amenizado no Brasil em razão da expansão das linhas de transmissão em todo o território nacional, as quais permitiram o intercâmbio energético entre as regiões.

O sistema de transmissão no Brasil é apresentado no mapa 2, conforme segue:



Fonte: ONS



A coordenação e controle da operação do sistema interligado nacional de transmissão é de responsabilidade do ONS.

A expansão da transmissão tem a associação da questão da qualidade e da confiabilidade dos sistemas elétricos e, por via de consequência, o atendimento ao mercado de energia do país, estão intimamente relacionados à eficiência da sua expansão que depende fundamentalmente de um planejamento adequado. O planejamento da expansão considera o atendimento da demanda e o seu crescimento no período em questão com vistas a definir o conjunto de obras que serão necessárias para garantir a segurança e a qualidade do sistema, ao menor custo global contemplando inclusive as perdas elétricas nos sistemas. No PDE 2024, página 131, define-se:

*“Além do atendimento ao mercado, o sistema de transmissão desempenha, ainda, o importante papel de interligar os submercados de energia elétrica, permitindo a equalização dos preços da energia por meio da minimização dos estrangulamentos entre os submercados, resultando na adoção de um despacho ótimo do parque gerador.”*

Os estudos são desenvolvidos em conjunto pela EPE, ONS, MME sendo gerado o documento “Consolidação de Obras da Rede Básica” que contempla as obras da Rede Básica e as de fronteira. Essas obras serão oferecidas aos agentes através de leilões promovidos pela ANEEL. Os agentes vencedores dos leilões celebram contratos de concessão com o poder concedente.

Todos os agentes tem livre acesso ao sistema de transmissão. A premissa fundamental do livre acesso está atrelada evidentemente à redução dos custos e à modicidade tarifária para o consumidor final de energia elétrica. Contudo, o processo de livre acesso é composto basicamente pela consulta de acesso, solicitação de acesso, parecer de acesso e a celebração dos contratos.

---

#### d. Distribuição de Energia Elétrica

O setor elétrico brasileiro é composto pela distribuição de energia elétrica que tem como objetivo principal o fornecimento final da energia a seus consumidores, sejam eles residenciais, comerciais, industriais, públicos, entre outros.

O serviço público de distribuição de energia elétrica é realizado por concessionárias, autorizadas e permissionárias. Em 2015, havia 63 Concessionárias, 38 Permissionárias e 13 Autorizadas, totalizando 114 agentes, entre públicos, privados e de economia mista, atuando no mercado de distribuição.

MAPA 3 - DISTRIBUIDORAS



Fonte: ANEEL

O sistema de distribuição é regulamentado pela Resolução ANEEL nº 414/2010 de 09/09/2010.

Para a padronização foi desenvolvido os procedimentos e os requisitos técnicos mínimos necessários ao planejamento, acesso, uso e operação dos sistemas de distribuição e

as responsabilidades de cada agente, conforme documentado nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, sendo composto por nove módulos, sendo eles:

1. Introdução
2. Planejamento da Expansão dos Sistemas de Distribuição
3. Acesso aos Sistemas de Distribuição
4. Procedimentos Operativos dos Sistemas de Distribuição
5. Sistemas de Medição
6. Informações Requeridas e Obrigações
7. Cálculo de Perdas na Distribuição
8. Qualidade da Energia Elétrica
9. Ressarcimento de Danos Elétricos

As redes de distribuição de energia são compostas por linhas de baixa (menor de 1000 volts), média (entre 1000 e 36000 volts) e alta tensão (acima de 36000 volts).

Os consumidores são divididos em dois grupos, sendo Grupo A para consumidores conectados em média e alta tensão e os do Grupo B para consumidores conectados em baixa tensão.

O Grupo A é subdividido em A2 para consumidores conectados entre 88 kV e 138 kV; A3 para consumidores conectados em 69 kV; A3a para consumidores conectados entre 30 a 44 kV; A4 para consumidores conectados entre 2,3 kV e 25 kV. Para esses tem-se um custo de disponibilidade, onde se fatura no mínimo a demanda contratada.

O Grupo B é subdividido em consumidores residenciais, comerciais, rurais, industriais, iluminação pública, serviço público. Ainda, poderão ser monofásico, bifásico e trifásico. Para esses tem-se um custo de disponibilidade com ou sem uso, onde se fatura no mínimo 30 kWh para consumidor monofásico, 50 kWh para consumidor bifásico e 100 kWh para consumidor trifásico.

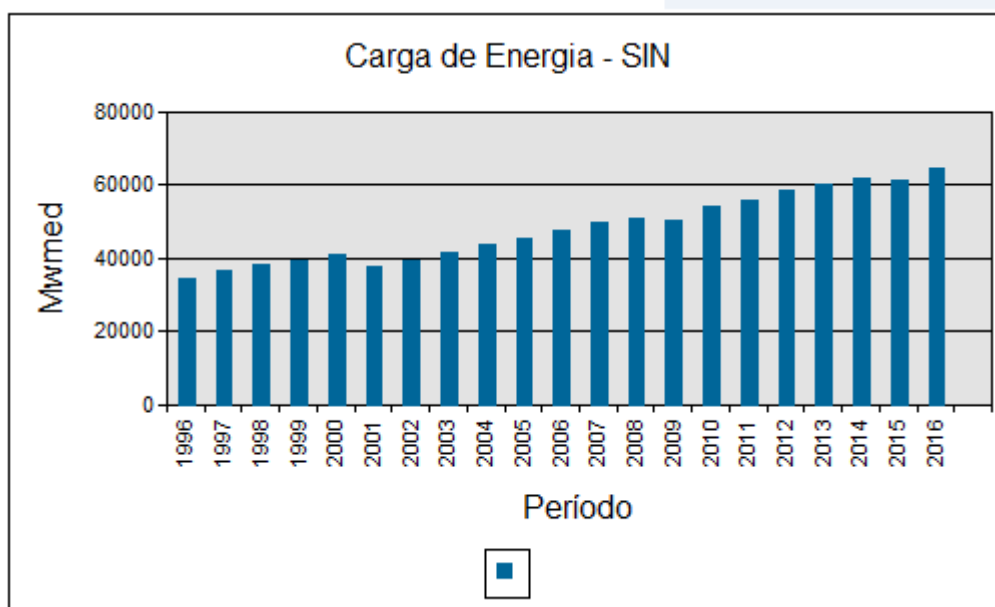
Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRACEE,

---

*“No Brasil existem aproximadamente 77 milhões de Unidades Consumidoras – UC, termo que corresponde ao conjunto de instalações elétricas caracterizados pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor. Do total de UCs brasileiras, 85% são residenciais.”*

Em janeiro de 2015 o Brasil registrou seu maior consumo de energia elétrica, sendo apurado o consumo total de 84.425 MWh, segundo boletim do ONS. Já a carga de energia no sistema interligado nacional tem o registro do ONS, conforme segue-se:

GRÁFICO 3 – CARGA DE ENERGIA



Fonte: ONS

Em análise podemos concluir que no ano de 1996 a carga de energia registrada foi de 34.565 MW médios e no ano de 2016 foi registrado 64.657 MW médios, um crescimento de 87% em 20 anos, ou ainda 4,35% ao ano.

A curva de carga sofreu um deplecionamento no final de 2015 e em 2016, com estimativas de recupera-se em 2018, em consequência do atual momento econômico e político nacional.

## **e. Comercialização de Energia Elétrica**

O Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004, dispõe sobre a comercialização de energia elétrica em Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) para os concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica e seus consumidores no Sistema Interligado Nacional (SIN).

A Lei 10.848 de 15 de março de 2004 cria a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e pelo decreto 5.177 de 12 de agosto de 2004 ela é instituída como pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Seu objetivo é viabilizar a comercialização de energia elétrica entre os diversos agentes.

Os agentes se dividem nas categorias de: geração, distribuição e comercialização.

Na categoria de geração, todos os agentes podem vender energia tanto no ACR como no ACL. Esses agentes são organizados por classes:

- Concessionários de Serviço Público de Geração, é o agente titular da concessão para exploração de ativo de geração a título de serviço público, outorgada pelo Poder Concedente.

- Produtor Independente de Energia Elétrica, é o agente individual, ou participante de consórcio, que recebe concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia destinada a comercialização por sua conta e risco.

- Autoprodutor, é o agente com concessão, permissão ou autorização para produzir energia destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia desde que autorizado pela ANEEL.

Para a categoria de distribuição os agentes compõe as seguintes classes:

- Concessionário

- Permissionário

- Autorizados de Serviços e Instalações

---

São distribuidoras, permissionárias ou autorizados de energia elétrica, que realizam o atendimento da demanda de energia aos consumidores com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela Aneel.

Já na categoria de Comercialização os agentes são compostos pelas seguintes classes:

- Importadores, são os agentes que detém autorização do poder concedente para realizar importação de energia elétrica para abastecimento do mercado nacional.

- Exportadores, são os agentes que detém autorização do poder concedente para realizar exportação de energia elétrica para abastecimento de países vizinhos.

- Comercializadores, são os agentes que compram energia por meio de contratos bilaterais celebrados no ACL, podendo vender energia a outros comercializadores, a geradores e aos consumidores livres e especiais, no próprio ACL, ou aos distribuidores por meio dos leilões de ajuste no ACR.

- Consumidores Livres, são os agentes que podem escolher seu fornecedor de energia por meio de livre negociação com demanda mínima de 3 MW.

- Consumidores Especiais, são os consumidores com demanda mínima de 0,5 MW e no máximo de 3 MW, que tem o direito de adquirir energia de qualquer fornecedor, desde que a energia seja oriunda de fontes incentivadas especiais (eólica, pch, cgh, biomassa ou solar).

Alguns agentes tem participação obrigatória na CCEE, outros, facultativa. A definição sobre a participação é dada na Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída pela ANEEL em 2004.

Tem participação obrigatória na CCEE os agentes:

- de geração com capacidade instalada maior ou igual a 50 MW;

- autorizados para importação ou exportação com intercâmbio maior ou igual a 50 MW;

- de distribuição com volume comercializado maior ou igual a 500GWh/ano;

- de distribuição menor ou igual a 500GWh/ano que não adquirem energia de distribuidora supridora;

- autorizados de comercialização com volume comercializado maior ou igual a 500 GWh/ano;

---

- consumidores livres e especiais.

Todos os contratos de compra e venda de energia celebrados no mercado - tanto no ACR como no ACL - devem ser registrados na CCEE, que realiza a medição dos montantes efetivamente produzidos/consumidos por cada agente.

O processo de comercialização de energia elétrica é dividido em contabilização e liquidação. A contabilização corresponde a totalização de pagamentos e recebimentos de cada Agente relativa à energia transacionada no mercado de curto prazo. Ela envolve a agregação dos dados de medição e o cálculo da diferença entre os montantes medidos e contratados por agente. Também inclui os valores a serem liquidados de encargos, recontabilizações, penalidades e ajustes. Já a liquidação corresponde os montantes de energia transacionados e não contratados são valorados ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Conforme definição da CCEE, o PLD é:

*“O Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) é utilizado para valorar os montantes liquidados no Mercado de Curto Prazo (MCP). Apurado semanalmente pela CCEE, por submercado e por patamar de carga, o PLD é limitado por um preço mínimo e por um preço máximo, estabelecidos anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).*

*Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.*

*A máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumento dos custos de operação.*

---

*Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultado desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado.*

*O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado. Os intervalos de duração de cada patamar são determinados para cada mês de apuração pelo ONS e informados à CCEE, para que sejam considerados no CliqCCEE.*

*Na CCEE são utilizados os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação e despacho de geração do sistema, com as adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços.*

*No cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e as usinas em testes, de forma que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo e que, conseqüentemente, o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões. No cálculo do preço são consideradas apenas as restrições de transmissão de energia entre os submercados (limites de intercâmbios).*

*O cálculo do preço baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo completo de cálculo do PLD - Preço de Liquidação das Diferenças consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o*

---



*Custo Marginal de Operação de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal.”*

Para o ano de 2016 o PLD foi definido pela ANEEL, conforme publicado em seu “site”:

*“ANEEL estabelece limites do PLD para 2016*

*15/12/2015*

*A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou nesta terça-feira (15) os limites máximo e mínimo do Preço de Liquidações de Diferenças (PLD) para o ano de 2016 em R\$ 422,56/MWh e R\$ 30,25/MWh, respectivamente.*

*O cálculo levou em consideração a Receita Anual de Geração - RAG das usinas hidrelétricas em regime de cotas, nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, excluídos os valores relacionados à remuneração e à reintegração de investimentos, e adicionada a estimativa de Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos – CFURH e a estimativa dos custos de geração da UHE Itaipu para o ano seguinte.”*

---

### 3. PERDAS ELÉTRICAS

Segundo o dicionário Aurélio (2014), a palavra “perda” pode assumir diferentes significados dependendo do contexto em que está sendo utilizada, os sinônimos da palavra perda são:

*“Ato ou efeito de perder ou ser privado de algo que possuía. / Diminuição que alguma coisa sofre em seu volume, peso, valor. / Prejuízo financeiro. / O ato de não vencer. / Militar: O mesmo que baixa, em combate. / Mau emprego: perda de tempo. / Perdas e danos, prejuízos sofridos pelo credor, em virtude de diminuição do seu patrimônio e também por causa de lucros que deixou de receber.”*

Neste capítulo serão abordadas definições básicas para a compreensão de perdas de energia, onde as mesmas enquadram-se em perdas técnicas e perdas não técnicas ou ainda em comerciais.

As perdas no sistema elétrico nacional geram preocupação dos especialistas, em razão que as mesmas ocorrem em todo o sistema (geração, transmissão, distribuição e cargas). São de maior relevância no sistema de transmissão e distribuição.

Os materiais utilizados para o processo de produção, transporte, transformação e distribuição não são ideais, ou seja, ocasionam perdas, as quais são intrínsecas ao processo de energia elétrica. Contudo as mesmas podem ser reduzidas com a aplicação de novos materiais, novas tecnologias, novos equipamentos, forma operacional e cargas eficientes.

A energia elétrica em sistemas de potência não pode ser armazenada, diferentemente das outras formas de energia, ou seja, toda a energia produzida é consumida e/ou perdida em seu processo.

Como relatado no capítulo anterior, o sistema elétrico brasileiro tem dimensões continentais, fazendo com que as fontes geradoras de grande porte estejam distantes dos centros de consumo, necessitando assim de longas linhas de transmissão, ocasionando perdas elétricas.

---

A expansão do sistema elétrico nacional irá demandar grandes integrações de transmissão entre as novas fontes geradoras (UHEs do Amazonas, Tapajós e Teles Pires, Eólicas do Nordeste e Rio Grande do Sul) e o centro de carga do Sudeste.

Conforme divulgado pela EPE, as perdas totais no sistema interligado nacional no ano de 2014 foram de 17,4% e de 64,7% nos sistemas isolados. Em similar, o sistema elétrico do Canadá as perdas são na ordem de 11%.

TABELA 3 – CARGAS E PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Tabela 2.13 Carga de Energia, Consumo e Perdas - Brasil e Subsistemas Elétricos<sup>(1)</sup>

Energy load, consumption and losses-Brazil and electric subsystems

	2010	2011	2012	2013	2014	
<b>Sistemas Isolados</b>			<b>Isolated Systems</b>			
Carga de Energia	1.074	1.070	1.435	1.204	1.219	Energy load
Consumo	6.837	7.207	7.823	5.796	3.769	Consumption
Perdas	27,3	23,1	37,8	45,0	64,7	Losses
<b>SIN - Sistema Interligado Nacional</b>			<b>Brazilian Interc. Power System</b>			
Carga de Energia	56.334	58.177	60.553	62.799	65.202	Energy load
Consumo	408.847	425.826	440.282	457.338	471.663	Consumption
Perdas	17,2	16,4	17,0	16,9	17,4	Losses
<b>Norte</b>			<b>North</b>			
Carga de Energia	3.891	4.069	4.118	4.667	5.188	Energy load
Consumo	28.519	29.897	29.771	32.085	33.787	Consumption
Perdas	16,3	16,1	17,5	21,5	25,7	Losses
<b>Nordeste</b>			<b>Northeast</b>			
Carga de Energia	8.323	8.412	9.068	9.651	10.071	Energy load
Consumo	59.572	59.847	63.896	68.680	72.031	Consumption
Perdas	18,3	18,8	19,6	18,8	18,3	Losses
<b>Sudeste/Centro-Oeste</b>			<b>Southeast/Middle East</b>			
Carga de Energia	34.815	35.938	37.112	37.816	38.736	Energy load
Consumo	250.822	261.613	269.124	276.181	281.027	Consumption
Perdas	17,8	16,9	17,2	16,6	17,2	Losses
<b>Sul</b>			<b>South</b>			
Carga de Energia	9.305	9.757	10.256	10.665	11.207	Energy load
Consumo	69.934	74.470	77.491	80.393	84.819	Consumption
Perdas	14,2	12,9	13,7	13,9	13,6	Losses

Fonte: ONS; Eletrobrás e Distribuidoras; elaboração EPE

Nota<sup>1</sup>: Carga(MWmédio)

Consumo (GWh)

Perdas(%)

Fonte: EPE – Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015, página 70

Como observam-se os dados da planilha acima divulgada pela EPE, as perdas estão em crescimento ao invés de redução. Uma das razões, no sistema interligado nacional, é o crescimento desordenado, gerando sobre correntes e queda de tensão nos circuitos elétricos. Outro fator é a conexão de sistemas isolados remotos ao sistema interligado nacional, onde esses tem baixa eficiência e grandes perdas. Já nos sistemas isolados, é em detrimento da redução desses, permanecendo apenas os sistemas com baixa eficiência.

### **a. Perdas de Energia Elétrica**

As perdas técnicas de energia elétrica acontecem quando ocorre circulação de corrente. A circulação de uma corrente elétrica por um condutor provoca dissipação de calor, conforme enunciam as Leis da Física. Esse calor é a perda de energia. Essa pode ser determinada pela fórmula:

$$P = R \cdot i^2, \text{ onde:}$$

P = perdas elétricas (Watt)

R = resistência do condutor (Ohm)

i = corrente do condutor (Âmpere)

As perdas de energia provocam o efeito da queda de tensão, determinada pela expressão:

$$\Delta V = R \cdot i, \text{ onde:}$$

$\Delta V$  = variação da tensão (Volts)

R = resistência do condutor (Ohm)

i = corrente do condutor (Âmpere)

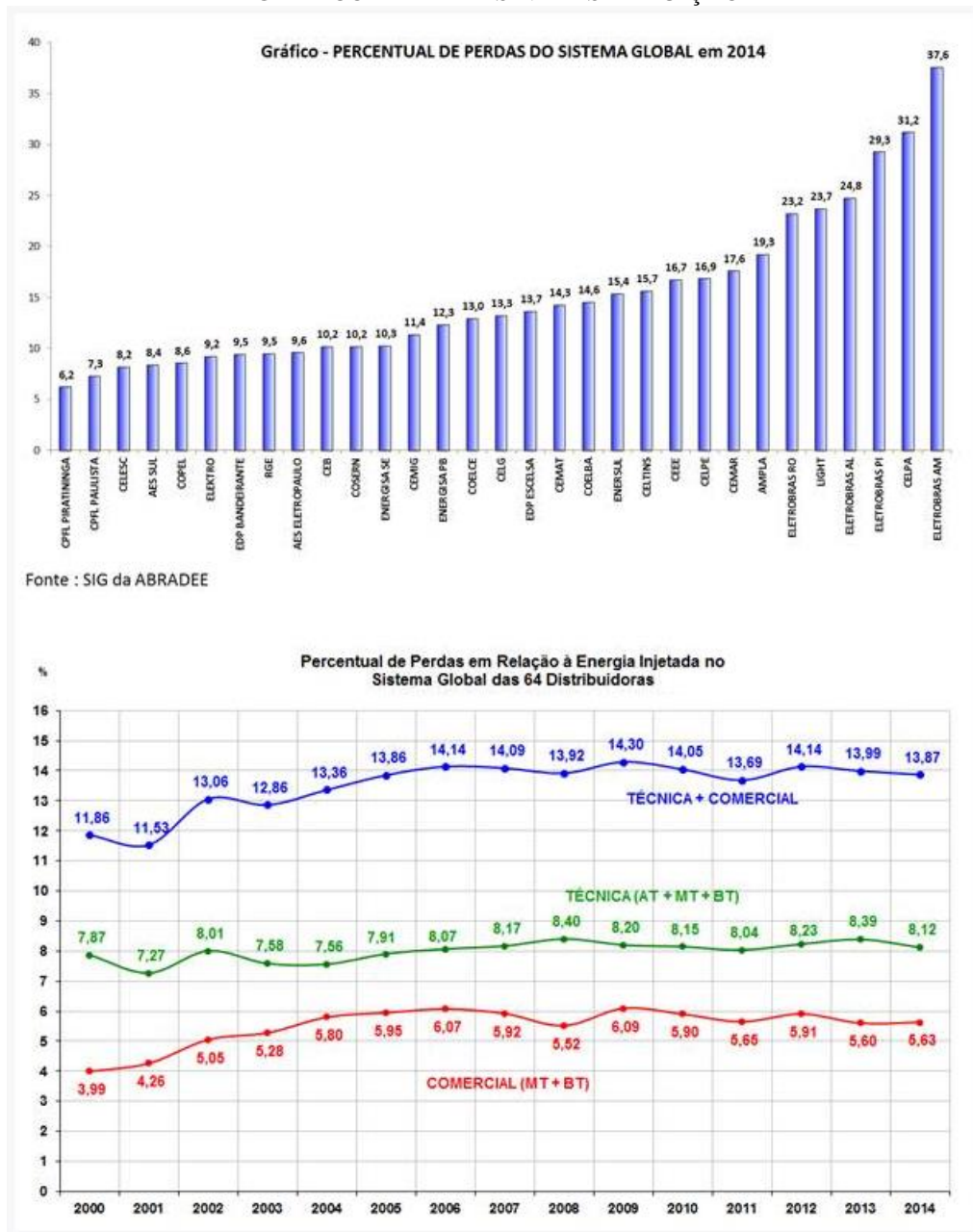
Quando essas ultrapassarem o limite admissível, deve-se redimensionar o condutor, a fim de reduzir-se o valor de perdas elétricas.

---

Em função das diferentes topologias, aplicação de condutores, materiais utilizados tipos de equipamentos, entre outros, a determinação das perdas é extremamente complexa e em alguns casos impossível de se determinar.

As perdas técnicas de energia em sistemas de distribuição têm causado uma maior atenção por parte das concessionárias de distribuição de energia elétrica, conforme segue-se:

GRÁFICO 4 – PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO



Em análise aos gráficos 4 da ABRADÉE, podemos compreender que as perdas são menores na região sudeste e sul, conseqüentemente maiores na região nordeste e norte do País. Também, que as perdas totais (técnicas e comerciais) na distribuição somam 13,87%.

Os motivos para essa maior atenção é o valor da tarifa, visto que as perdas são consideradas nos cálculos para determinação da tarifa da distribuidora. Se os limites regulatórios não são observados, as distribuidoras correm o risco do excedente não ter o reconhecimento tarifário, causando prejuízo. Para o consumidor, o efeito é sentido no valor da tarifa cobrada, pois essas perdas são consideradas no cálculo tarifário. Em outras palavras, a perdas pode impactar negativamente na tarifa dos consumidores, causando elevação no seu valor.

Como as empresas de energia elétrica são em quase sua totalidade empresas privadas, os seus proprietários visam lucros e, portanto, prejuízo financeiro seria o sinônimo mais adequado para definir perdas elétricas na visão dos acionistas.

A eficiência energética está diretamente ligada à redução de perdas, com a conscientização da população em geral, sendo que quando do atingimento da maturidade, todos irão exigir equipamentos com menor consumo de energia, ou simplesmente ao identificar um equipamento ligado sem utilização irão desligá-lo.

## **b. Perdas Técnicas**

Em todo o processo de produção o não aproveitamento de toda sua geração é considerado como perdas, se essas são em função de seus materiais, classificamos como perdas técnicas, ou então, melhor definidas para o processo de energia elétrica pelo CODI, 1996, como sendo:

*“As perdas técnicas são definidas como demanda ou energia perdida por efeitos inerentes ao processo de transporte e de transformação da energia elétrica”.*

---

As distribuidoras de energia elétrica podem utilizar diversas ferramentas para a estimativas de suas perdas técnicas, tais como fluxo de potência, processos estatísticos, modelo regulatório, modelos geométricos, contudo o correto é o desenvolvimento de medições diferenciais em cada equipamento, linha e subestações. Essa alternativa porém é onerosa.

Segundo NETO, 2009:

*“A escolha entre um processo mais detalhado e uma metodologia simplificada depende dos dados disponíveis. Os métodos mais elaborados, fundamentados em estudos de fluxo de carga, apresentam resultados que devem se aproximar da realidade, podendo inclusive ser utilizados para análises específicas, mas isso necessita de uma extensa base de dados e cadastro atualizado. Por outro lado, as metodologias simplificadas, fundamentadas em processos estatísticos, requerem um volume reduzido de dados e permitem a estimativa das perdas de forma rápida. No entanto, tendem a apresentar resultados satisfatórios apenas quando aplicadas a grandes sistemas e de forma global.”*

Em razão disso, as metodologias para estimação das perdas técnicas são empregadas e não triviais, visto o emprego bases de dados detalhados do sistema elétrico em estudo, obtendo-se assim resultados satisfatórios e/ou aceitáveis.

Basicamente existem três modelos para determinação das perdas técnicas, sendo o “top-down”, “bottom-up” e o híbrido. Na sequência é comentado os modelos.

**Bottom-Up:** quando se tem conhecimento completo e detalhado do sistema: curvas de carga de consumidores, alimentadores, dados de rede de média tensão, transformadores, redes de baixa tensão, ramais de ligação, medidores, etc.

**Top-Down:** esta abordagem consiste no cálculo das perdas, em geral, pela estimação partindo da subestação e chegando aos consumidores. Estes métodos são utilizados quando poucos dados do sistema estão disponíveis.

**Híbrida:** Quando se tem dados detalhados de apenas uma parte da rede e outra parte é estimada.

---

Conforme o módulo 7 – Cálculo de Perdas no Sistema de Distribuição do PRODIST, a ANEEL calcula as perdas das distribuidoras mediante aos dados informados basicamente pela energia medida na entrada(s) de sua(s) subestação(ões) versus a energia medida na saída de sua(s) subestação(ões), em razão da energia injetada pelas geradoras e transmitida pelas transmissoras.

*“4.1 As perdas de energia no SDAT são apuradas pelos dados obtidos do sistema de medição, considerando a obrigatoriedade, de acordo com o disposto no item 5.1.1 da Seção 2.1 do Módulo 2 do PRODIST, da distribuidora possuir medição de modo a totalizar as perdas de energia no SDAT pela diferença entre a energia injetada e fornecida medidas na fronteira desse sistema com agentes de transmissão, geração, consumidores, outras distribuidoras e Subestações de Distribuição – SED.”*

A metodologia adotada pela ANEEL é de fluxo de potência, conforme definido no módulo 7 do PRODIST.

*“3.2 As perdas de energia nas redes e equipamentos associados ao SDMT e ao SDBT são obtidas pela aplicação do método de fluxo de potência.”*

Logo, essa definição é amplamente divulgada e conhecida pelo setor elétrico brasileiro, onde caracteriza-se a carga e aplica-se a metodologia definida no módulo 7 do PRODIST.

### **c. Perdas Não-Técnicas**

Segundo Oliveira (2009), perdas não técnicas é definido como:

*“A demanda ou energia consumida, porém, não faturada (vendida). São perdas que englobam as perdas comerciais, como furto de energia, e perdas por erros administrativos, como erros de cadastro e erros de medição.”*

Segundo o código Civil, define-se fraude:

---



*“é o crime ou ofensa de deliberadamente enganar outros com o propósito de prejudicá-los, usualmente para obter propriedade ou serviços dele ou dela injustamente. Fraude pode ser efetuada através de auxílio de objetos falsificados.”*

O furto é definido pelo Código Civil, como:

*“O que consiste na subtração de coisa alheia móvel para si ou para outrem, com fim de assenhoreamento definitivo. No furto não há violência ou grave ameaça.”*

Já segundo Usida (2015), perdas não técnicas é definido como:

*“São de outra natureza, sendo divididas em perdas por fraude, por furto ou mesmo por erros.”*

As perdas comerciais das distribuidoras de energia são as causadas pelas fraudes ou furtos.

A fraude é compreendida pela adulteração da operação dos equipamentos de medição, objetivando a redução no registro do consumo e/ou demanda de energia elétrica.

Em caso de furto, compreende-se a ligação clandestina ou o desvio de energia, sem passar por medir nenhum, popularmente conhecidos como “gatos”.

Essas ocorrências são motivadas em razão de problemas sócio-econômicos, regiões com elevados índices de violência e falta de acesso a educação.

As perdas comerciais podem ser exemplificadas como sendo a inadimplência, erro de cadastro, erro de faturamento, sendo classificadas como receita irrecuperável.

Medidas adotadas pelas distribuidoras para reduzir as perdas não técnicas nem sempre são viáveis isoladamente, mas sim em conjunto de ações, afim de inibir tal prática, pode adotar as seguintes ações:

- Atualização de cadastro;
  - Gestão e ativos instalados;
  - Cálculo periódico de perdas técnicas;
-

- Smart-grids
  - Gestão de inspeções periódicas;
  - Medição de faturamento na média tensão;
  - Utilização de medidores com maior eficiência;
  - Aferição de medidores;
  - Modernização dos padrões de entrada de energia;
  - Dificultar o acesso aos medidores de energia;
  - Utilização de estruturas mais elevadas;
  - Utilização de condutores protegidos e/ou isolados;
  - Regularização de clientes clandestinos;
  - Ações judiciais;
  - Implementar políticas comerciais para regularização, repactuação de débitos, campanhas educativas;
  - Utilização de eletrodomésticos e/ou equipamentos mais eficientes.
-

## 4. ESTUDO DO “CASE”

### a. A Empresa

O Grupo Maringá é representado pela Cia Holding, denominada São Eutiquiano Participações S/A, que controla as empresas Cia Canavieira de Jacarezinho e Cia Agrícola Usina Jacarezinho, do setor sucroenergético e Maringá Ferro-Liga S.A., do setor de siderurgia.

O estudo desenvolvido ocorreu na Maringá Ferro-Liga S.A., empresa brasileira, situada em Itapeva, no Estado de São Paulo, foi fundada em 1946, tendo como principal atividade a produção de ferro liga de manganês, sendo o sílico-manganês e o manganês alto carbono seus principais produtos. Tais ligas são matérias primas utilizadas para a fabricação do aço no setor siderúrgico e de fundição. Sua unidade produtiva é composta por 5 fornos elétricos de redução a arco elétrico submerso, sendo sua capacidade de produção de 80.000 toneladas por ano.

Para seu processo é altamente demandante de três principais matérias primas, sendo o minério de manganês, redutor e energia elétrica.

Seu processo é certificado pela norma ISO 9001 – Gestão da Qualidade, desde 1996.

A “Política da Qualidade”, conforme DA 5.3CO-01/00, estabelece:

*“A organização, tem como meta principal de trabalho a satisfação das necessidades de seus clientes e propõe, como meio de atingi-la a seguinte política:*

- Ser um fornecedor confiável de produtos com qualidade, conforme requisitos especificados pelo cliente/mercado.*
  - Alcançar produtividade e custos necessários para manter a competitividade da Empresa.*
  - Prover a segurança e proteger a saúde dos colaboradores e de todos aqueles que intervêm nos locais de trabalho.*
-

- *Buscar melhoria continua da eficácia do Sistema de Gestão da Qualidade e respeitar o meio ambiente.*”

Também, a Empresa esta em fase inicial de implementação da norma OHSAS 18.001 – Gestão da Saúde e Segurança Ocupacional.

O quadro de pessoal da Empresa conta com 650 profissionais nas diferentes áreas de atuação, sendo elas: administração, comercial, energia, florestal, manutenção, qualidade, segurança e siderurgia.

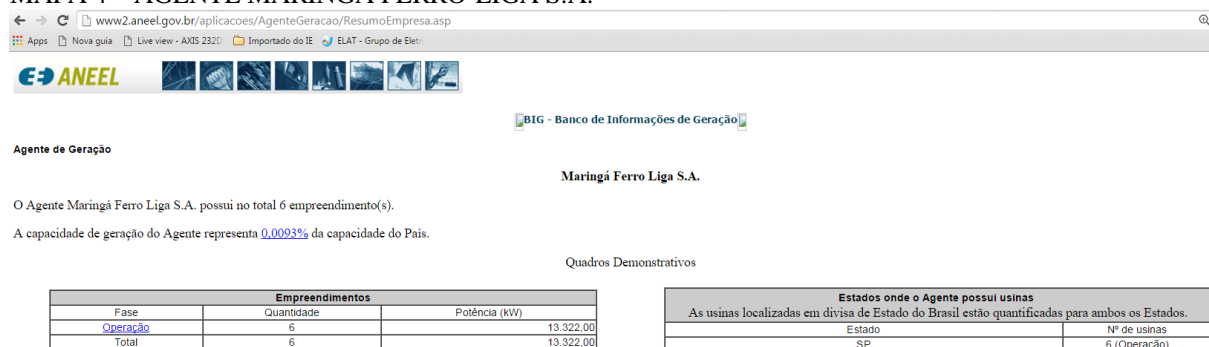
## b. O Sistema Elétrico

### i. Geração de Energia Elétrica

O sistema de geração da empresa Maringá Ferro-Liga S.A. é composto por seis Usinas Hidrelétricas, sendo classificadas em CGHs e PCHs, totalizando uma capacidade instalada de 13,3 MW.

Esse potencial representa 0,00093% da capacidade instalado no Brasil, conforme divulgado pela ANEEL:

#### MAPA 4 – AGENTE MARINGÁ FERRO-LIGA S.A.



Agente de Geração

**Maringá Ferro Liga S.A.**

O Agente Maringá Ferro Liga S.A. possui no total 6 empreendimentos(s).

A capacidade de geração do Agente representa **0,0093%** da capacidade do País.

Quadros Demonstrativos

Empreendimentos		
Fase	Quantidade	Potência (kW)
Operação	6	13.322,00
Total	6	13.322,00

Estados onde o Agente possui usinas	
As usinas localizadas em divisa de Estado do Brasil estão quantificadas para ambos os Estados.	
Estado	Nº de usinas
SP	6 (Operação)

Fonte: ANEEL

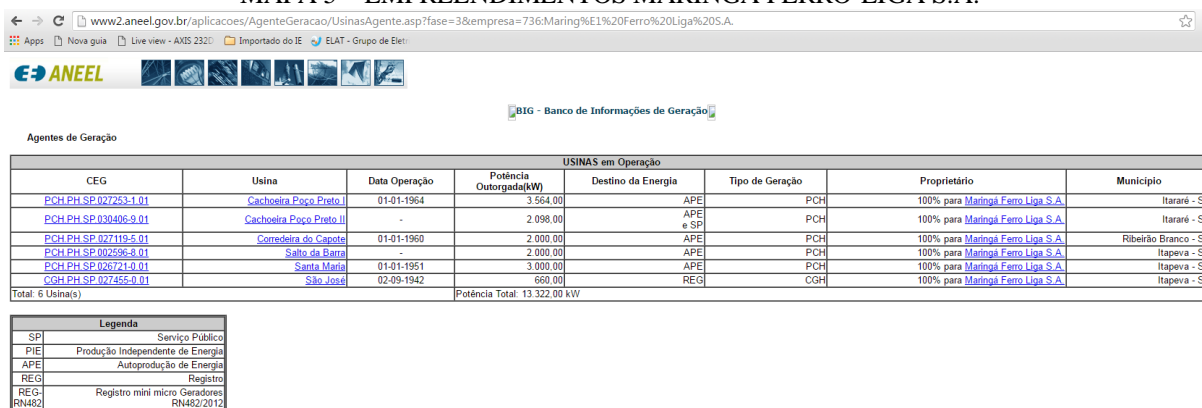
Esses empreendimentos são destinados a autoprodução de energia elétrica e estão localizados nos municípios de Itapeva, Nova Campina, Ribeirão Branco e Itararé, ambos o Estado de São Paulo.

O início da operação destes foi na década de 20, 50 e 60, sendo mantida até o dias atuais o mesmo arranjo.

A manutenção do sistema é realizada com equipe própria, com planos periódicos de manutenção, objetivando a maximização da geração de energia elétrica com baixo custo, alta disponibilidade e confiabilidade.

Os empreendimentos operados pela Maringá Ferro-Liga S.A. são os seguintes:

MAPA 5 – EMPREENDIMENTOS MARINGÁ FERRO-LIGA S.A.



USINAS em Operação							
CEG	Usina	Data Operação	Potência Outorgada(kW)	Destino da Energia	Tipo de Geração	Proprietário	Município
PCH PH SP 027253-1.01	Cachoeira Poço Preto I	01-01-1964	3.564,00	APE	PCH	100% para Maringá Ferro Liga S.A.	Itararé - SP
PCH PH SP 030406-9.01	Cachoeira Poço Preto II	-	2.098,00	APE e SP	PCH	100% para Maringá Ferro Liga S.A.	Itararé - SP
PCH PH SP 027119-5.01	Condeira do Capote	01-01-1960	2.000,00	APE	PCH	100% para Maringá Ferro Liga S.A.	Ribeirão Branco - SP
PCH PH SP 002596-8.01	Salto da Barra	-	2.000,00	APE	PCH	100% para Maringá Ferro Liga S.A.	Itapeva - SP
PCH PH SP 026721-0.01	Santa Maria	01-01-1951	3.000,00	APE	PCH	100% para Maringá Ferro Liga S.A.	Itapeva - SP
CGH PH SP 027355-0.01	São José	02-09-1942	650,00	REG	CGH	100% para Maringá Ferro Liga S.A.	Itapeva - SP
Total: 6 Usinas(s)			Potência Total: 13.322,00 kW				

Legenda	
SP	Serviço Público
PIE	Produção Independente de Energia
APE	Autoprodução de Energia
REG	Registro
REC-1	Registro mini micro Geradores
BN482	BN482/2012

Fonte: ANEEL

- PCH Cachoeira do Poço Preto I: Foi estabelecida através do decreto 47.268 de 19 de novembro de 1959, e posteriormente renovada pelo decreto 88.383 de 13 de junho de 1983. Teve sua operação iniciada no ano de 1964. Seu arranjo é típico de uma pequena central hidrelétrica, sendo barramento em soleira vertente, canal de adução pela margem direita, câmara de carga, conduto forçado, casa de máquinas e canal de fuga. Sua operação é a fio d'água, o curso de água é o rio Itararé, sub-bacia do rio Paranapanema e bacia do rio Paraná.

- PCH Cachoeira do Poço Preto II: Foi estabelecida através do mesmo decreto da PCH Poço Preto I, visto que essa é de jusante. Também, teve sua operação iniciada no ano de 1964. Seu arranjo é típico de uma pequena central hidrelétrica, sendo barramento em soleira vertente, canal de adução pela margem direita, câmara de carga, conduto forçado, casa de máquinas e

canal de fuga. Sua operação é a fio d'água, o curso de água é o rio Itararé, sub-bacia do rio Paranapanema e bacia do rio Paraná.

- PCH Corredeira do Capote: Foi estabelecida através do decreto 39.619 de 18 de julho de 1956, e posteriormente renovada pela portaria MME 2.059 de 24 de dezembro de 1987. Teve sua operação iniciada no ano de 1960. Seu arranjo é típico de uma pequena central hidrelétrica, sendo barramento em arco em soleira vertente, conduto forçado, casa de máquinas e canal de fuga. Sua operação é a fio d'água, o curso de água é o rio Apiaí-Guaçu, sub-bacia do rio Paranapanema e bacia do rio Paraná.

- PCH Salto da Barra: Foi estabelecida através do decreto 31.456 de 13 de setembro de 1952, e posteriormente renovada pelo decreto 88.383 de 13 de junho de 1983. Teve sua operação iniciada no ano de 1954. Seu arranjo é típico de uma pequena central hidrelétrica, sendo barramento em soleira vertente, conduto de adução pela margem esquerda, chaminé de equilíbrio, conduto forçado, casa de máquinas e canal de fuga. Sua operação é a fio d'água, o curso de água é o rio Apiaí-Guaçu, sub-bacia do rio Paranapanema e bacia do rio Paraná. Esse foi o primeiro empreendimento operado pela Maringá Ferro-Liga S.A.

- PCH Santa Maria: Foi estabelecida através do decreto 73.752 de 06 de março de 1974. Teve sua operação iniciada no ano de 1951. Seu arranjo é típico de uma pequena central hidrelétrica, sendo barramento em soleira vertente, canal de adução pela margem esquerda, câmara de carga, condutos forçados, casa de máquinas e canal de fuga. Sua operação é a fio d'água, o curso de água é o rio Apiaí-Guaçu, sub-bacia do rio Paranapanema e bacia do rio Paraná.

- CGH São José: Foi estabelecida através do decreto MME 73.752 de 06 de março de 1974. Teve sua operação iniciada no ano de 1925. Seu arranjo é típico de uma pequena central hidrelétrica, sendo barramento em soleira vertente, canal de adução pela margem esquerda, câmara de carga, conduto forçado, casa de máquinas e canal de fuga. Sua operação é a fio

---

d'água, o curso de água é o rio Taquari-Guaçu, sub-bacia do rio Paranapanema e bacia do rio Paraná.

## ii. Transmissão de Energia Elétrica

Para o transporte da energia autoproduzida nos empreendimentos de geração existem nove circuitos de sub transmissão de energia, sendo operado em sistema isolado, sem conexão ao sistema interligado nacional (SIN).

Esse sistema totaliza 140 quilômetros de linhas de sub transmissão em classe de tensão 46 kV. A operação foi iniciada em conjunto com o sistema de geração, nas décadas de 20, 50 e 60.

A manutenção do sistema é realizada com equipe própria, com planos periódicos, objetivando a maximização da geração de energia elétrica com baixo custo, alta disponibilidade e confiabilidade.

Os circuitos são denominados da seguinte forma:

- CAP – BAR: Interliga a Usina Corredeira do Capote a Usina Salto da Barra em uma linha de sub transmissão classe 46 kV, com 14 km de extensão.
  - BAR – SIB: Interliga a Usina Salto da Barra a Subestação de Interligação Barra, em uma linha de sub transmissão classe 46 kV, com 8 km de extensão.
  - STA – SIB: Interliga a Usina Santa Maria a Subestação de Interligação Barra, em uma linha de sub transmissão classe 46 kV, com 7 km de extensão.
  - SJO – SIT: Interliga a Usina São José a Subestação de Interligação Tamanduá, em uma linha de sub transmissão classe 46 kV, com 12 km de extensão.
  - SIB – SIT: Interliga as duas subestações de interligação, Barra e Tamanduá, em uma linha de sub transmissão classe 46 kV, com 13 km de extensão.
  - SIB – SEM: Interliga a subestação de interligação Barra com a subestação rebaixadora Maringá, em uma linha de sub transmissão classe 46 kV, com 14 km de extensão.
-

- SIT – SEM: Interliga a subestação de interligação Tamanduá com a subestação rebaixadora Maringá, em uma linha de sub transmissão classe 46 kV, com 11 km de extensão.
- PP2 – PP1: Interliga a Usina Cachoeira do Poço Preto II a Usina Cachoeira do Poço Preto 1, em uma linha de sub transmissão classe 46 kV, com extensão de 2 km.
- PP1 – SEM: Interliga a Usina Cachoeira do Poço Preto I a subestação rebaixadora Maringá, em uma linha de sub transmissão 46 kV, com extensão de 60 km.

### iii. Distribuição de Energia Elétrica

Seu sistema de distribuição de energia é composto por uma subestação 138 kV com capacidade de transformação de 95 MVA, afim de distribuir a energia adquirida no ambiente de contratação livre e uma subestação 45 kV com capacidade de transformação de 32 MVA, afim de distribuir a energia de sua autoprodução.

Também contemplam neste sistema, seis circuitos de linhas de distribuição de energia em classe 15 kV, conforme descrito abaixo:

- SEM – FER1: Interliga a subestação ao Forno 1, com extensão de 0,9 km;
  - SEM – FER2: Interliga a subestação ao Forno 2, com extensão de 0,9 km;
  - SEM – FER3: Interliga a subestação ao Forno 3, com extensão de 1,1 km;
  - SEM – FER4: Interliga a subestação ao Forno 4, com extensão de 1,3 km;
  - SEM – FER5: Interliga a subestação ao Forno 5, com extensão de 1,3 km;
  - SEM – AUX: Interliga a subestação as cargas auxiliares, com extensão de 8,5 km.
-



### 3.2.3.1 Energia Autoproduzida

Toda a energia autoproduzida em seus seis empreendimentos de geração é transportada e consumida em sua planta siderúrgica, representando 25% do consumo total de energia elétrica da unidade.

Opera em sistema isolado, ou seja, não existe conexão com o sistema interligado nacional.

Para realizar o controle do sistema isolado existe o centro de operação da geração, transmissão e distribuição.

### 3.2.3.2 Energia Adquirida

Em sua maioria, a energia elétrica para abastecimento da planta siderúrgica, representando 75%, provém da aquisição no ambiente de contratação livre – ACL, através de geradores e comercializadores.

Essa, por sua vez, está conectada ao sistema interligado nacional através de duas linhas 138 kV da distribuidora Elektro Eletricidade e Serviços S.A.

A medição de energia é realizada em alta tensão, em sistema de medição de energia – SME, conforme normas vigentes.

Na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica é agente, com sigla MARINGA APE.

## **c. O Projeto**

Por ser um insumo de grande relevância no processo de fabricação de ferro-liga de manganês, faz necessário aperfeiçoar o sistema elétrico modernizando as estruturas de

---

transporte de energia elétrica objetivando aumento da confiabilidade, redução de perdas elétricas e segurança, além da apuração das medições e faturamento.

No atual sistema, as perdas elétricas gerais antes do início do projeto eram na ordem de 10%, objetivando ao fim do projeto atingir 3%.

O início do projeto foi no ano de 2010, onde se realizou a apuração das medições de todos os centros de custo internos ao processo de fabricação de ferro liga, afim de reduzir-se as perdas não-técnicas.

As principais cargas são os fornos e seus sistemas auxiliares, como: sistema de filtros de particulados, tratamento de água, compressores, aquecimento, ventilação, britagem, carregamento e iluminação. Essas cargas representam 99% de todo o consumo.

Para tal ação foi realizado todo o levantamento de cargas por centro de custos e determinado o consumo mensal estimado para cargas de pequena relevância, tais como iluminação de vias e salas administrativas, visto as horas de médias de utilização mensal e sua carga instalada e seu respectivo fator de carga. Essas cargas representam 1% do consumo total, justificando tal ação e eliminando despesas extras com a instalação de medição pontual.

Para as cargas representativas foram realizados a aferição e calibração dos medidores pontuais, substituição de medidores avariados e instalação de novos pontos de medição.

Com essas ações, as perdas totais foram reduzidas da grandeza de 10% para 9%, concluindo-se que as perdas não-técnicas eram de 1%.

Com o desenvolvimento de boletins mensais de apuração dos consumos e perdas de energia elétrica, identificou-se que as perdas no sistema isolado perfazem um total de 7,85% e 1,20% no sistema interligado após o sistema de medição da concessionária, totalizando as perdas totais de 9,05% de perdas técnicas. Em média ponderada essas perdas totais representam 3,14% do consumo total. As perdas do sistema antes da medição da concessionária não estão incluídas, devido que não sofrem influencia do sistema interno, essas perfazem entre 2 a 3% (50% para o consumidor) do consumo registrado no medidor da concessionária, as quais são contabilizadas pela CCEE.

Afim de reduzir-se as perdas técnicas fez necessária pesquisa e estudo de todo o sistema elétrico da Maringá Ferro-Liga S.A, tais como fluxo de potência, harmônicos, condutores de

---

bitola e resistência adequada, estudo de estruturas civis das linhas de transmissão e distribuição de energia mais adequadas ao perfil topográfico do local permitindo maior distanciamento e conseqüente diminuição do número de estruturas, estudos de eletro ferragens de forma a otimizar a estrutura de fixação assim como a adoção de isoladores com tecnologias adequadas aliando resistência mecânica, menor massa e ótima isolação através de isoladores poliméricos.

Após a realização destes estudos, concluiu-se que as ações deveriam concentrar-se inicialmente na modernização das linhas de transmissão e distribuição.

O projeto obtém melhoria no processo de geração de energia elétrica, maximização da disponibilidade de energia elétrica nos fornos elétricos, minimizando as paradas por intervenções de manutenção corretiva no sistema de transmissão de energia elétrica, atualmente inadequado à aplicação; do ponto de vista da segurança, visa eliminar riscos a pessoas, animais, produção agrícola/reflorestamento e a equipamentos. O projeto busca adequar à aplicação do sistema de transporte de energia elétrica ao processo das pequenas centrais hidrelétricas e sub sistemas de distribuição de energia elétrica.

As tecnologias envolvidas no projeto estão ligadas a pesquisas de novos materiais, formas de montagens otimizadas envolvendo condutores com liga de alumínio e aço, buscando alto desempenho elétrico e mecânico resistente a intempéries e a carga elétrica. Para tal foram realizadas pesquisas em condutores de ligas de alumínio e aço, estruturas dimensionadas a carga mecânica e elétrica, isoladores de polímeros de borracha silicone (poliméricos), técnicas avançadas de montagem, lançamento de condutores, sistemas de fixação e nivelamento de estruturas e cabos condutores.

Podemos citar os pontos de referencia para o projeto, como:

Relação com o Agronegócio – Nos últimos anos vários avanços tecnológicos foram conferidos aos equipamentos agrícolas em termos de automação e flexibilidade desses sistemas, porem vale destacar que seu dimensional foi alterado significativamente, em especial as alturas. Como as linhas de transmissão passam normalmente pelos terrenos das fazendas, verifica-se que estes equipamentos operam na proximidade das linhas de transmissão, logo uma nova variável deve ser adotada já que as normas atuais não levam em consideração essas modernizações de maquinas agrícolas e seus dimensionais atuais, e mesmo

---

sabendo que as faixas de servidão devem ser respeitadas, deve-se levar em consideração os aspectos de segurança e adequação e otimização das estruturas. Da obra de Projetos mecânicos de linhas áreas de transmissão de Rubens Dário Fuchs cita-se um dos métodos para cálculos da altura de segurança.

$$h_s = a + 0,01 \left( \frac{D_u}{\sqrt{3}} - 50 \right)$$

Sendo

“a” - altura básica (NBR 5422 – Tabela 5);

“Du” – Distância numericamente igual a U ( tensão de transmissão);

Da NBR 5422 para linhas de transmissão que estão como áreas onde circulam máquinas agrícolas adota-se a altura de segurança básica de 6,5m que deverá ser levada a formula acima.

$$h_s = 6,5 + 0,01 \cdot \left( \frac{46}{\sqrt{3}} - 50 \right) = 6,25 \text{ m}$$

Logo para LT de 46 kV, 6,25 metros seria suficiente, visando-se uma inovação nesta variável, convencionou-se adotar 8 metros como medida básica.

Estruturas de Concreto – Foram pesquisadas várias tipos de estruturas de concreto que poderiam ser utilizadas aliando capacidade mecânica e custo junto aos fornecedores deste tipo de produto, adotando-se a altura de segurança acima citada. Por se tratar de medidas fora do padrão, formas especiais deveriam ser adotadas. Neste contexto desenvolveu-se estrutura adequada, relacionando altura de segurança, otimizando/adequando produtos de mercado.

Cruzetas – Buscou-se aliar custo e durabilidade , adotando-se cruzetas em aço carbono em substituição das atuais de madeira, desenvolvendo-se projeto específico.

Isoladores – Não existem no mercado nacional isoladores específicos para classe de 46 kV, necessário o desenvolvimento junto aos fornecedores de isoladores poliméricos ao qual não onerasse o custo da estrutura além de otimizar o numero de eletro ferragens com um isolador que permitisse o uso direto grampos de suspensão ou ancoragem sem a utilização de peças intermediárias. Desta forma padronizou-se classe de tensão 69 kV com a redução de eletro ferragem, visto o emprego nos isoladores de terminais “Y” e “O”.

Condutores – Estudos de condutores de alumínio aço compatíveis com as futuras cargas de transmissão aliando as menores perdas de energia elétrica, segurança e confiabilidade, já que os cabos atuais não possuem alma de aço. Adotou-se condutor adequado a potência necessária, sendo este de linha de mercado.

Sistemas de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA): Pesquisas de métodos para diminuir os transientes causados por descargas atmosféricas, visto que as novas estruturas estudadas não teriam cabo-guarda, logo adotado critério de termos sistemas de descargas atmosféricas com adoção de 03 para-raios por fase para uma melhor descarga da energia resultante assim como adotar um sistema de aterramento adequado de modo a absorver toda energia provenientes destes surtos.

Digitalização das Proteções: Foram realizadas várias pesquisas em termos da adoção de medidas protetivas com reles de proteção digitais nas subestações de transmissão e recepção, que visam ainda a adoção de um sistema unificado de controle operacional do sistema de energia elétrica da Maringá Ferro-Liga S.A.

Com a conclusão dessas premissas, elaborou-se o projeto de execução da modernização das linhas de sub transmissão e distribuição.

As distâncias médias entre as estruturas atuais são de 80 metros, em estruturas de postes maciços de concreto com 10 e 11 metros. Já no novo projeto as distâncias médias foram

---

definidas em 120 metros, devido a alteração do tipo de postes para duplo T e altura de 14, 15 e 16 metros, aproveitando-se assim o perfil do relevo.

Outro fator determinante para o aumento das distâncias entre as estruturas foi a substituição do condutor, sendo o atual o de liga de cobre e bitola 1/0. Para o novo projeto determinou-se em função da potencia a ser transmitida, distância do circuito, temperatura, velocidade dos ventos e resistência mecânica, o condutor de liga de alumínio e aço (CAA) 336 tipo linnet, que é usualmente utilizado no mercado. O atual condutor esta fora de mercado em função de seu alto custo, incidência de furtos e baixa resistência mecânica.

O isolamento atual é utilizado isoladores cerâmicos, do tipo pino e disco. Nas estruturas de suspensão são utilizados os isoladores cerâmicos de pino para classe 46 kV, atualmente fora de utilização no mercado nacional. Nas estruturas de ancoragem são utilizados os isoladores cerâmicos de disco para classe 15 kV, com duas unidades por fase. Para adequação desse itens, definiu-se a utilização de isoladores tipo poliméricos classe 69 kV tanto para as estruturas de suspensão quanto para estruturas de ancoragem, aumentando assim o nível básico de isolamento (NBI), confiabilidade e a segurança das estruturas.

As perdas técnicas no sistema de sub transmissão e distribuição do sistema isolado, na fase inicial do projeto somavam 7,85%.

Para não ocorrer perdas significativas de geração de energia elétrica em função das reformas dos circuitos de transmissão, definiu-se que a execução em trechos de 2 km e seria do tipo quatro em um, ou seja:

1ª etapa: Construção de circuito paralelo de 2 km, após concluída é realizada a interligação desse circuito e o seccionamento do circuito original, afim de possibilitar a continuidade do processo de geração de energia elétrica;

2ª etapa: Desmontagem e limpeza do circuito original;

3ª etapa: Construção do novo circuito no mesmo caminhamento e faixa de servidão; após concluído é realizado a interligação e o seccionamento do circuito paralelo;

4ª etapa: Desmontagem e limpeza do circuito paralelo, possibilitando assim o reaproveitamento para o próximo trecho de 2 km.

---

Iniciando-se no ano de 2011 a reforma das linhas de transmissão pelo circuito com o maior numero de corretivas, maior carga, maior distância e maiores perdas, sendo ele o circuito PP1 – SEM, conforme descrito no tópico 3.2.2 deste capítulo.

No ano de 2011, foi realizados a reforma de 6 km do circuito PP1 – SEM. No ano de 2012, foi realizado a reforma de 2 km do circuito SIT – SEM, 2 km do circuito SIB – SEM, 8 km PP1 – SEM. No ano de 2013, foi realizado reforma de 10 km do circuito PP1 – SEM e 2 km do circuito SIB – SEM. Já no ano de 2014, foi realizado reforma de 10 km no circuito PP1 – SEM e 1 km no circuito SIB – SEM. Para o ano de 2015, foi executado reforma de 5 km no circuito PP1 – SEM. No ano de 2016, serão executados 3 km no circuito PP1 – SEM.

TABELA 4 – REFORMAS DE LT's

Circuito (LT)	PP2 - PP1	PP1 - SEM	CAP - BAR	BAR - SIB	STA - SIB	SIB - SIT	SIB - SEM	SJO - SIT	SIT - SEM
Extensão (km)	2	60	14	8	7	13	14	12	11
Reformas (km)	2011		6						
	2012		8				2		2
	2013		10				2		
	2014		10				1		
	2015		5						
	2016		3						
Reformado (km)	0	42	0	0	0	0	5	0	2
A reformar (km)	2	18	14	8	7	13	9	12	9

Fonte: Maringá Ferro-Liga S.A.

Na atual fase, foram modernizados/reformados 42 km do circuito PP1 – SEM, 2 km do circuito SIT – SEM, 5 km do circuito SIB – SEM, totalizando 49 km modernizados dos 140 km totais de linhas de sub transmissão.

Os circuitos de distribuição já foram modernizados 95%, restando apenas parte do circuito SEM – AUX para adequação.

Também, no sistema de distribuição, no ano de 2015, foi realizado importante adequação do sistema de cubículos das subestações 138 kV e 45 kV, eliminando-se assim sobrecarga de alimentadores.

Para monitoramento e acompanhamento dos referidos trabalhos são desenvolvidos cronogramas físicos e financeiros das obras, sendo ajustados quando necessários no decorrer das atividades.

Como aferição do proposto, mensalmente são apuradas as perdas de energia elétrica em boletim de faturamento dos centros de custos internos ao processo de produção de ferro-liga de manganês.

A atual apuração das perdas, contabilizam que as perdas técnicas atuais estão em 5,31% para o sistema isolado e 0,65% para o sistema interligado. Em média ponderada essas perdas totais representam 1,61% do consumo total.

Também, esses números podem ser representados em energia elétrica, adotando-se 730 horas mensais, ou seja, redução média mensal de 186 MWh para o sistema isolado e 113 MWh para o sistema interligado.

---



## 5. CONCLUSÃO

Com a escassez de recursos financeiros e de naturais para geração de energia elétrica nas proximidades de centros de cargas, linhas de transmissão serão cada vez maiores em capacidade e extensão, perfazendo assim que as perdas elétricas sejam igualmente acrescidas.

O aperfeiçoamento de metodologias para o modelo do setor elétrico brasileiro é indispensável, com o incremento de novas fontes na matriz energética, tais como a eólica e solar. Assim também, como a inserção de fontes nucleares nas proximidades de grandes centros de carga, permitindo assim linhas de transmissão com distâncias menores.

A busca pela eficiência energética em todos os segmentos de consumo de energia elétrica tem um fundamental papel para a sociedade em geral, visto que as perdas elétricas serão minimizadas, reduzindo-se assim o custo com novos investimentos e o deplecionamento das tarifas de energia aos consumidores finais.

O projeto aqui apresentado demonstra essa conclusão, pois enquanto as perdas elétricas nos sistemas isolados brasileiros perfazem até 64,7% (EPE - Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015) o sistema em estudo atinge 5,31%. Já para o sistema interligado, as perdas atingem 0,65% no sistema em estudo e 8% (50% para consumidor) aproximadamente no sistema interligado nacional.

Também, o projeto em desenvolvimento, já proporciona economia de 1,53% na aquisição de energia elétrica, contribuindo assim para a maximização de resultados e a eficiência energética, garantindo também a confiabilidade e segurança das instalações.

Com margens de rentabilidade cada vez mais reprimidas é necessária a busca de alternativas de viabilizar a sobrevivência e a posteridade da empresa, sendo que a redução das perdas de energia elétrica é uma delas. Com o aumento dos custos de energia elétrica constante esse é mais uma justificativa, convergindo assim os resultados positivos.

---

## **6. Bibliografia**

- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – Procedimentos de Distribuição, Módulo 7, 2016.
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – Banco de Informações da Geração, 2016.
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – Resolução Normativa 673, 2015.
- ABNT – NBR 5422: Projetos de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica, 1985.
- Ascende Brasil: resultado de leilões de linhas de transmissão, 2016.
- Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica – ABRADDEE, 2016.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, 2016.
- Comitê de Distribuição – CODI, 1996.
- Código de Processos Civil Brasileiro - CPC, Lei 13.105 / 2015.
- Daher, Mario Jorge, Operação do Sistema Elétrico Brasileiro e Formação de Preços, ISAE, 2015.
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Anuário Estatístico de energia Elétrica, 2015.
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Plano Decenal de Expansão de Energia 2024, 2015.
- Funchs, Rubens Dário: Transmissão de Energia Elétrica linhas Aéreas, 1977.
- Leite, Nelson Fonseca, Distribuição de Energia Elétrica e Relacionamento entre Concessionárias e Consumidor, ISAE, 2015.
- Mattar, Caroline Monteiro: Transmissão de Energia Elétrica, ISAE, 2014.
- Martin, João Miguel Mongelli, Fontes Alternativas de Geração de Energia, ISAE, 2014.
- Menezes, Victor Prangiel: Monografia de Graduação de Engenharia Elétrica, UFRJ, 2015.
- Monteiro, Gisele: Comercialização de Energia Elétrica e Leilões, ISAE, 2015.
- Neto, E.A.C.A., Cálculo de Perdas técnicas e Comerciais, 2009.
- Oliveira, Marcelo Escobar: Tese de Doutorado em engenharia elétrica, UNESP, 2009.
- Usida, Wesley Fernando: Gestão de Perdas Elétricas e Eficiência Energética, ISAE, 2015.
-