

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 620  
PARCELA VARIÁVEL DAS FUNÇÕES DE  
TRANSMISSÃO DA REDE BÁSICA E O SEU  
IMPACTO NA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Ricardo Moraes de Aquino

DATA DA DEFESA: 29/06/2010

---

**Universidade Federal de Minas Gerais**

**Escola de Engenharia**

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

**PARCELA VARIÁVEL DAS FUNÇÕES DE TRANSMISSÃO DA  
REDE BÁSICA E O SEU IMPACTO NA OPERAÇÃO DO SISTEMA  
ELÉTRICO**

Ricardo Moraes de Aquino

Dissertação de Mestrado 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 Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Professora Maria Helena Murta Vale

Belo Horizonte – MG

Junho de 2010

---

**"Parcela Variável das Funções de Transmissão da Rede Básica e o seu Impacto na Operação do Sistema Elétrico"**

**Ricardo Moraes de Aquino**

Dissertação de Mestrado submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de *Mestre em Engenharia Elétrica*.

Aprovada em 29 de Junho de 2010.

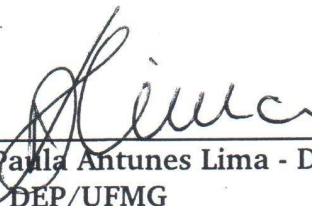
Por:



\_\_\_\_\_  
Maria Helena Murta Vale - Dra.  
Profa. DEE/UFMG - Orientadora



\_\_\_\_\_  
Peterson de Resende - Dr.  
Prof. DELT/UFMG



\_\_\_\_\_  
Francisco de Paula Antunes Lima - Dr.  
Prof. DEP/UFMG

Dedico esta dissertação ao Walter, à Marlene e à Érika,  
as três pessoas mais importantes na minha vida.

---

## AGRADECIMENTOS

Aos meus queridos e amados pais, por terem me possibilitado chegar até aqui.

À Érika, pela compreensão e pelo apoio durante este período.

Ao meu irmão Wanderson pelo apoio e o prestígio dado ao meu trabalho.

À professora Maria Helena, pela atenciosa orientação neste mestrado e também pelo apoio que já vem desde o CESEP.

A Cemig, representada no gerente Luiz Eugênio de Araújo, pelo incentivo ao meu desenvolvimento profissional, possibilitando a oportunidade de cursar o CESEP e o mestrado.

Aos colegas da Cemig, especialmente Valter Faria e Wenceslau, pelo apoio para a conclusão de mais esta importante etapa da minha vida.

Serei sempre grato a todos vocês, por tudo.

Muito obrigado.

---

*“A sabedoria começa na reflexão”*

*Sócrates*

---

## RESUMO

Esta dissertação de mestrado tem por objetivo avaliar o impacto do mecanismo denominado Parcela Variável na operação do Sistema Interligado Nacional e propor procedimentos para adequar tal atividade ao novo cenário que se apresenta diante da aplicação do mesmo. O texto inclui análises sobre os principais comandos estabelecidos pela regulamentação vigente, bem como exemplos de cálculo da Parcela Variável considerando as principais Funções de Transmissão. Adicionalmente, apresenta um estudo utilizando dados reais de concessionária de transmissão para avaliação dos resultados da aplicação deste mecanismo.

---

## ABSTRACT

*This master thesis evaluates the impact of the so called Variable Value Mechanism on the National Interconnected System operation. Special procedures are proposed to adequate the system operation task to this new mechanism. The text analyses the main commands of the applied national standard and includes examples related to practical application of the mechanism to the main Transmission Functions. Additionally, a detailed study is presented where real system data, obtained from a Brazilian power utility, are used.*

---



---

## ÍNDICE

1	Introdução .....	1
2	O Sistema Interligado Nacional - SIN.....	4
2.1	Introdução .....	4
2.2	Considerações sobre a reestruturação do setor elétrico brasileiro .....	4
2.3	A rede básica do SIN .....	5
2.4	A operação do Sistema Interligado Nacional .....	6
2.5	As receitas da transmissão .....	9
2.6	A inclusão do mecanismo PV e a busca pela qualidade no setor elétrico.....	10
2.7	Considerações finais .....	10
3	Conceitos básicos sobre Parcela Variável.....	12
3.1	Introdução.....	12
3.2	Funções de Transmissão – identificação e componentes .....	13
3.3	Desligamentos programados e outros desligamentos .....	14
3.4	Padrões de desempenho das FT e fatores multiplicadores .....	15
3.4.1	Padrão de duração de desligamentos.....	16
3.4.2	Padrão de frequência de outros desligamentos.....	18
3.5	Considerações .....	20
4	Parcela Variável – definições e aplicação.....	21
4.1	Introdução.....	21
4.2	Regras estabelecidas para a Parcela Variável .....	21
4.3	Tipos e classificação da Parcela Variável.....	22
4.4	Parcela Variável por indisponibilidade – conceituação .....	23
4.4.1	Equacionamento da Parcela Variável .....	23

---

---

4.4.2	Situações gerais de isenção da PVI.....	24
4.5	PVI aplicada à FT - Linha de Transmissão .....	26
4.5.1	Considerações.....	26
4.5.2	Exemplos de cálculo da PVI – FT Linhas de Transmissão.....	27
4.5.2.1	PVI de desligamentos programados - LT 345 kV e LT 500 kV.....	27
4.5.2.2	PVI de outros desligamentos - LT 345 kV e LT 500 kV.....	28
4.5.2.3	Comentários gerais sobre os exemplos.....	30
4.6	PVI aplicada à FT - transformação .....	31
4.6.1	Considerações.....	31
4.6.2	Exemplos de cálculo da PVI - FT transformação.....	32
4.6.3	Comparação entre banco de transformadores monofásicos e transformador trifásico em relação à perda de receita por PVI .....	35
4.6.4	Situações especiais de indisponibilidades com isenção de PVI.....	35
4.7	PVI aplicada à FT - Controle de Reativo.....	36
4.8	PVI aplicada à FT - Módulo Geral.....	37
4.9	Apuração da PVI – procedimento orientativo .....	38
4.10	Outros tipos de parcela variável.....	39
4.10.1	Parcela Variável por Restrição Operativa - PVRO.....	39
4.10.2	Parcela Variável devido a atraso na entrada em operação .....	41
4.10.3	Parcela Variável por Cancelamento de Intervenções .....	42

---

---

4.10.4	Parcela Variável Devido à Utilização de Equipamento Reserva....	
	.....	43
4.11	Importância do planejamento dos desligamentos.....	45
4.12	Limites dos descontos das Parcelas Variáveis .....	46
4.13	Apuração das indisponibilidades.....	46
4.14	Adicional à RAP.....	46
4.14.1	Condições para direito ao adicional à RAP .....	47
4.14.2	Cálculo do adicional à RAP .....	48
4.14.3	Limitações para o adicional à RAP .....	51
4.15	Considerações finais.....	51
5	Propostas para atualização de procedimentos .....	52
5.1	Introdução .....	52
5.2	Manutenção sem desligamento de equipamentos.....	53
5.2.1	Considerações.....	53
5.2.2	Manutenção em linha viva e seu impacto na PV .....	53
5.3	Religamento Automático de Linhas de Transmissão – meta, recomendações e ganhos .....	56
5.4	Proteção específica para transformadores .....	56
5.5	Falhas em LT causadas por queimadas.....	57
5.5.1	Impacto na PV .....	57
5.5.2	Meta e recomendações. ....	58
5.6	Propostas de adequações de procedimentos tradicionais.....	
	.....	59

---

---

5.7	Integração dos sistemas de gerenciamento de intervenções e de gestão da PV .....	61
5.7.1	Sistemas de gerenciamento de intervenções e de gestão da Parcela Variável – aplicativos atualmente adotados.....	61
5.7.2	SGI - Sistema de Gerenciamento de Intervenções.....	62
5.7.3	Integração dos Sistemas de Gerenciamento de Intervenções (SGI) e de Gestão da PV .....	65
5.8	Experiências internacionais .....	68
5.9	Conclusões .....	70
6	Conclusões e propostas de continuidade .....	72
	Referências bibliográficas .....	74
	Apêndice A.....	77
	Apêndice B.....	81

---

---

## ÍNDICE DE FIGURAS E TABELAS

Figura 2.1 – Estrutura de operação do SIN - centros de operação .....	7
Figura 3.1 – Duração padrão .....	18
Tabela 3.1 – Componentes das Funções de Transmissão .....	14
Tabela 3.2 – Padrão de duração de desligamento, padrão de frequência de outros desligamentos e fatores $K_o$ e $K_p$ .....	19
Tabela 4.1 – Desligamentos programados para família LT 345 kV.....	28
Tabela 4.2 – Desligamentos programados para família LT 500 kV.....	28
Tabela 4.3 – Desligamento não programado da LT Itutinga – Juiz de Fora 345kV .....	29
Tabela 4.4 – Desligamento não programado para Família LT 345 kV – Caso 1 .....	29
Tabela 4.5 – Desligamento não programado para Família LT 500 kV – Caso 2 .....	30
Tabela 4.6 – Dados utilizados para o cálculo da PVI de um banco de transformadores monofásicos.....	32
Tabela 4.7 – Dados utilizados para o cálculo da PVI para indisponibilidade não programada.....	33
Tabela 4.8 – Fracionamento do desconto da PV mês-a-mês.....	34
Tabela 4.9 – Dados para cálculo do adicional à RAP .....	48
Tabela 5.1 – Análise de intervenção na LT Itutinga – Juiz de Fora 345kV.....	55
Tabela 5.2 – Análise de intervenção na LT1 Jaguara - Pimenta 345 kV.....	56
Tabela 5.3 – Número de falhas em linhas de transmissão por componente da LT.....	57
Tabela 5.4 – PVI de linhas de transmissão por componente da LT .....	57
Tabela 5.5 – Número de falhas em LT por motivo da falha.....	58
Tabela 5.6 – PVI de linhas de transmissão por motivo da falha.....	58
Tabela 5.7 – Padrões de duração e frequência de desligamentos na Colômbia .....	69
Tabela A1 – Síntese da apuração mensal .....	78
Tabela A2 – Receitas por transmissora – sistema existente e licitadas .....	79

---

Tabela A3 – Receitas das transmissoras – novas instalações autorizadas (pós  
resolução 166 de 2000)..... 80

## SIGLAS

**ABDIB:** Associação Brasileira da Infra-estrutura e Indústrias de Base

**ABRATE:** Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica

**ANEEL:** Agência Nacional de Energia Elétrica

**BC:** Banco de Capacitor

**CCEE:** Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

**CNOS:** Centro Nacional de Operação do Sistema

**COG:** Centro de Operação da Geração

**COR:** Centro de Operação Regional

**COS:** Centro de Operação do Sistema

**COSR:** Centro de Operação dos Sistemas Regionais

**CPST:** Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão

**COT:** Centro de Operação da Transmissão

**CR:** Controle de Reativo

**CRE:** Compensador Estático

**CSE:** Compensador Série

**CSI:** Compensador Síncrono

**CUST:** Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

**DNAEE:** Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

**EPE:** Empresa de Pesquisa Energética

**FT:** Função de Transmissão

**GCOI:** Grupo Coordenador da Operação Interligada

**GCPS:** Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema

**LRC:** *Lightning Research Center*

---

**LT:** Linha de Transmissão

**MAE:** Mercado Atacadista de Energia

**MG:** Módulo Geral

**MME:** Ministério de Minas e Energia

**MRA:** Mecanismo de Redução de Energia Assegurada

**MRE:** Mecanismo de Realocação de Energia

**ONS:** Operador Nacional do Sistema

**PA:** Parcelas de Ajuste

**PB:** Pagamento Base

**PMI:** Programa Mensal de Intervenção

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

**PV:** Parcela Variável

**PVCI:** Parcela Variável por Cancelamento de Intervenções

**PVI:** Parcela Variável por Indisponibilidade

**PVR:** Parcela Variável devido à Utilização de Equipamento Reserva

**PVRO:** Parcela Variável por Restrição Operativa

**RA:** Religamento Automático

**RAP:** Receita Anual Permitida

**REA:** Reator

**RESEB:** Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

**SGI:** Sistema de Gerenciamento de Intervenções

**SGPV:** Sistemas de Gestão da PV

**SIN:** Sistema Interligado Nacional

**SPE:** Sociedade de Propósito Específico

**TR:** Transformação

**PD:** Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento

---



# 1 INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional (SIN), após a grande reestruturação ocorrida no setor elétrico brasileiro na década de noventa, tem passado por constantes reformulações nos procedimentos relacionados às suas atividades de expansão, operação e manutenção. Tais reformulações vêm no sentido de atender aos princípios básicos que nortearam o projeto de reestruturação, os quais, dentre outros, incluem o atendimento à demanda, a racionalização da oferta e da demanda de energia elétrica, a competitividade no setor elétrico, a qualidade de energia e a modicidade tarifária.

Em sintonia com esses princípios, recentemente a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) passou a utilizar um mecanismo denominado **Parcela Variável** (PV) para incentivar a qualidade do serviço de transmissão de energia elétrica.

Este mecanismo se baseia na redução do tempo das indisponibilidades de equipamentos da Rede Básica do SIN. Fundamentalmente, visa incentivar a adoção de ações para maximizar a disponibilidade das instalações do sistema elétrico. Com sua aplicação, vários *benefícios* estão previstos, tais como a melhor utilização dos recursos existentes nas redes e a execução mais eficiente de controles em estado normal, emergência e de restabelecimento. Ganhos para a sociedade são esperados, principalmente em termos da qualidade de energia e da modicidade tarifária.

Apesar de todos os benefícios inerentes à minimização das indisponibilidades de equipamentos, a PV tem trazido grande *impacto* para as empresas de energia elétrica quanto ao seu atendimento. Conforme detalhado nesta dissertação, quando houver indisponibilidade de suas instalações ou restrições operativas para a operação do SIN, as concessionárias de transmissão poderão ser penalizadas financeiramente com perda de receita. Os descontos na receita das transmissoras podem ser bastante elevados.

A PV é regulamentada pela Resolução Normativa n° 270 de 26 de junho de 2007 [ANEEL-07a]. Apesar de esta documentação apresentar o mecanismo PV em detalhes, é importante que o processo seja muito bem compreendido, não apenas no que se refere ao equacionamento pertinente, mas também quanto ao impacto que cada um de seus termos traz para os procedimentos tradicionalmente utilizados pelas empresas.

Para se ter uma idéia, várias são as condições que podem gerar perda de receita por parte das concessionárias como, por exemplo, os desligamentos

---

não programados de instalações, o cancelamento de intervenções já ajustadas, a utilização de equipamento reserva e, até mesmo, desligamentos programados para manutenções periódicas. Cada situação possui suas particularidades, fato que traz grande *complexidade* ao tema.

Na realidade, praticamente todas as *atividades* relacionadas aos sistemas elétricos (expansão, operação e manutenção) são impactadas com a aplicação da PV e requerem a revisão de seus procedimentos. Caso isto não seja verificado, grandes podem ser os prejuízos. Apesar disso, a literatura técnica sobre o tema ainda não possui documentação que aborde esta “tradução” entre a regulamentação e os processos de decisão envolvidos nas atividades dos sistemas de potência.

O aspecto inovador do tema *Mecanismo PV*, sua complexidade, a carência de documentação aplicada e os avanços que o mesmo pode trazer para o setor elétrico constituíram grande motivação para o desenvolvimento desta dissertação.

De forma mais específica, pode-se identificar o objetivo básico deste trabalho como sendo: a partir do estudo da documentação pertinente e da interpretação dos mecanismos nela estabelecidos, apresentar um texto contendo os princípios fundamentais da PV e as propostas / sugestões a serem implementadas na operação dos sistemas de potência. Apesar de o enfoque maior ser dado à atividade de operação, sugestões relativas à manutenção e expansão também são incluídas no texto.

Visando contribuir para uma melhor compreensão da PV, esta dissertação apresenta inicialmente um breve histórico da reestruturação do setor elétrico, identificando sua evolução. Posteriormente, interpreta e registra os conceitos e definições básicos relacionados ao mecanismo, bem como o equacionamento detalhado de cada situação merecedora de atenção. Com base nestes fundamentos, são destacados os impactos da PV e apresentadas propostas de revisão de procedimentos operativos visando minimizar ou mesmo evitar os descontos nas receitas das empresas.

Para atender ao seu objetivo, esta dissertação está estruturada em cinco capítulos e dois apêndices, além deste capítulo introdutório, da seguinte maneira:

- Capítulo 2: apresenta um histórico da reformulação do setor elétrico brasileiro e a atual composição da Rede Básica do SIN de acordo com as regras estabelecidas pela ANEEL.
  - Capítulo 3: aborda as chamadas *Funções de Transmissão* e a forma utilizada pela ANEEL para o estabelecimento e proposição dos padrões de desempenho para cada uma delas.
  - Capítulo 4: detalha os principais mecanismos estabelecidos pela ANEEL para os diversos tipos de PV e as regras para sua aplicação; apresenta
-

exemplos de cálculo da PV utilizando dados reais de redes de transmissão; as condições que estabelecem adicionais à receita que as transmissoras têm direito são também tratadas.

- Capítulo 5: apresenta propostas de melhoria de procedimentos operativos do sistema considerando o mecanismo PV.
- Capítulo 6: conclui o trabalho incluindo propostas de continuidade do mesmo.

O texto é finalizado com as Referências Bibliográficas utilizadas na elaboração do trabalho e pelo Apêndice A que apresenta as receitas das empresas transmissoras do setor elétrico e Apêndice B que discute a importância da integração dos participantes no processo de reavaliação do mecanismo da PV.

---

# 2 O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

## 2.1 Introdução

A compreensão sobre a aplicação do mecanismo Parcela Variável no sistema interligado nacional passa pelo conhecimento de importantes questões relacionadas ao mesmo. A hierarquia operativa do SIN e as características da rede elétrica que o compõe são de especial interesse.

A inserção da PV no contexto do sistema nacional pode ser vista com maior clareza quando esta é considerada dentro da evolução histórica ocorrida no SIN, a partir da reestruturação do setor elétrico iniciada na década de 90.

Sendo assim, este capítulo, a partir do relato sucinto de tal evolução, identifica as responsabilidades dos Órgãos e Agentes envolvidos, caracteriza a rede elétrica do SIN, denominada Rede Básica, bem como apresenta a estrutura operativa do mesmo. Aborda também as receitas da transmissão, tema relevante em se tratando do estudo da PV.

## 2.2 Considerações sobre a reestruturação do setor elétrico brasileiro

O setor elétrico nacional passou por uma grande reestruturação a partir do ano de 1995. Tendo como base o modelo inglês, o *Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro* (Projeto RESEB)<sup>1</sup> considerou alguns princípios básicos em sua concepção, tais como: atendimento à demanda; racionalização da oferta e da demanda de energia elétrica; busca pela competitividade no setor elétrico; capacidade de investimento com participação privada; estabelecimento de regras estáveis; qualidade; preço justo aos consumidores; respeito ao meio ambiente.

A reformulação da legislação vigente foi necessária naquela época para atendimento aos princípios acima citados, com a consequente criação do órgão regulador e fiscalizador - a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A ANEEL foi instituída pela lei nº 9427 de 26 de dezembro de 1996. Foi criado também o Mercado Atacadista de Energia (MAE), órgão posteriormente extinto e substituído atualmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

---

<sup>1</sup> Estudo elaborado pela Coopers & Lybrand Consultores Ltda. [Coopers & Lybrand-97].

Nesse modelo do setor elétrico, um novo conceito para a concessão de serviço público de transmissão foi implementado, sendo necessária a criação do Operador Nacional do Sistema (ONS), para promover a operação integrada e coordenada do conjunto de instalações de propriedade das concessionárias de transmissão.

O segmento de transmissão é fortemente regulado e fiscalizado pela ANEEL, permitindo a competitividade entre as transmissoras, que podem atuar numa mesma área geográfica, diferentemente do segmento de distribuição onde as concessionárias atuam dentro de uma área geográfica específica.

No atual modelo, as concessionárias de transmissão mantêm com o ONS o Contrato de Prestação de Serviço da Transmissão (CPST), pelo qual autorizam tal órgão a representá-las junto aos usuários e se comprometem a cumprir os procedimentos operacionais determinados por esse Operador. Através de outro contrato, o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), o ONS contrata com os usuários a prestação do serviço de transmissão e se encarrega de medir o serviço prestado pelos concessionários. Os usuários da Rede Básica são as Distribuidoras, as Geradoras, os Consumidores Livres e os Agentes Exportadores e ou Importadores de energia.

Nos dois contratos, CUST e CPST, também estão contemplados os procedimentos a serem executados pelo ONS na contabilização do valor dos pagamentos envolvidos, ou seja, o ONS informa aos usuários o valor do pagamento que estes deverão realizar às transmissoras pela prestação dos serviços de transmissão.

### **2.3 A rede básica do SIN**

Os equipamentos que constituem a chamada Rede Básica de Transmissão do SIN foram determinados pelo artigo 17 da Lei 9074, de 28 de setembro de 1995, sendo regulamentada pelo Decreto n.º 1717, de 24 de novembro de 1995, tendo como base a relação elaborada conjuntamente pelo Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI) e o Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema (GCPS), com a coordenação da Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.).

O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) publicou a Portaria 244 de 28 de junho de 1996, relacionando as instalações de transmissão que deveriam integrar a Rede Básica, definindo assim a sua primeira configuração. Em 1998, a ANEEL verificou a necessidade de revisar a composição da Rede Básica, de forma a adequá-la à reestruturação do setor elétrico. Foi publicada a Resolução Normativa n.º 245/98, definindo as regras de classificação das instalações de transmissão para fins de sua composição.

A relação abaixo mostra as três principais resoluções da ANEEL que definiram a atual classificação da Rede Básica do SIN:

1 – A Resolução nº 166/2000 relacionou as instalações de transmissão componentes da Rede Básica que se encontravam em operação até 31 de dezembro de 1999. Além dessas instalações, essa resolução relacionou as denominadas “Demais Instalações de Transmissão”.

2 – A Resolução nº 167/2000 definiu as receitas anuais permitidas das instalações relacionadas na Resolução 166/2000.

3 – A Resolução nº 67/2004, em seu Artigo 3º, definiu as instalações que integram a Rede Básica do SIN como sendo aquelas Instalações de Transmissão abrangidas pelas Resoluções acima (166/2000 e 167/2000) e que atendam aos seguintes critérios:

- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV;
- Transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de julho de 2004.

## **2.4 A operação do Sistema Interligado Nacional**

Até o ano de 1995, o controle da operação do sistema elétrico nacional era feito pelo GCOI. O Brasil possuía dois subsistemas separados:

- i Subsistema Sul / Sudeste / Centro-Oeste;
- ii Subsistema Norte / Nordeste.

As empresas que atuavam no setor, sob controle estatal, cooperavam tecnicamente como membros dos grupos GCOI e GCPS e definiam as regras para a operação e o planejamento do SIN. Os centros de operação destas empresas eram responsáveis, então, pela coordenação de suas instalações e pela operação do sistema elétrico em tempo real, agindo com total autonomia em situações normais ou de contingências para garantir a segurança das redes, de acordo com as diretrizes estabelecidas.

A partir do ano de 1995, o governo federal alterou significativamente a estrutura do setor, abrindo-o à iniciativa privada, retirando do Estado a atribuição de coordenar a operação do SIN e repassando-a ao ONS. Atualmente, o ONS possui a responsabilidade sistêmica pela operação da Rede Básica.

As funções de coordenação e controle da operação de todas as instalações de transmissão (nível de tensão igual ou superior a 230kV) e geração com capacidade igual ou maior que 50MW, em todo o SIN, pertencem ao ONS. O objetivo principal deste órgão é otimizar a utilização dos recursos

---

de geração e garantir a confiabilidade e continuidade no uso da rede de transmissão [ONS-08a].

O ONS possui cinco centros próprios de operação para executar suas atividades de supervisão do SIN. Além do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS), há os Centros de Operação dos Sistemas Regionais: COSR-S, COSR-SE, COSR-NCO, COSR-NE, respectivamente, das áreas Sul, Sudeste, Norte / Centro-Oeste e Nordeste. Estes centros regionais são responsáveis por áreas específicas do país que se relacionam com os diversos Agentes de geração, transmissão, distribuição e com os consumidores livres. Esta estrutura é ilustrada na Figura 2.1, adaptada de [ONS-08b].

O relacionamento com os diversos Agentes ocorre nos centros de operação. Tais centros podem ser específicos para Geração - Centro de Operação de Geração (COG) ou transmissão - Centro de Operação da Transmissão (COT). Em muitos casos, porém, um só centro desempenha ambas as atividades, dando origem a um Centro de Operação de Sistema (COS). Algumas instalações são também denominadas Centro de Operação Regional (COR), por operarem estações de áreas mais restritas, com influência predominantemente regional.

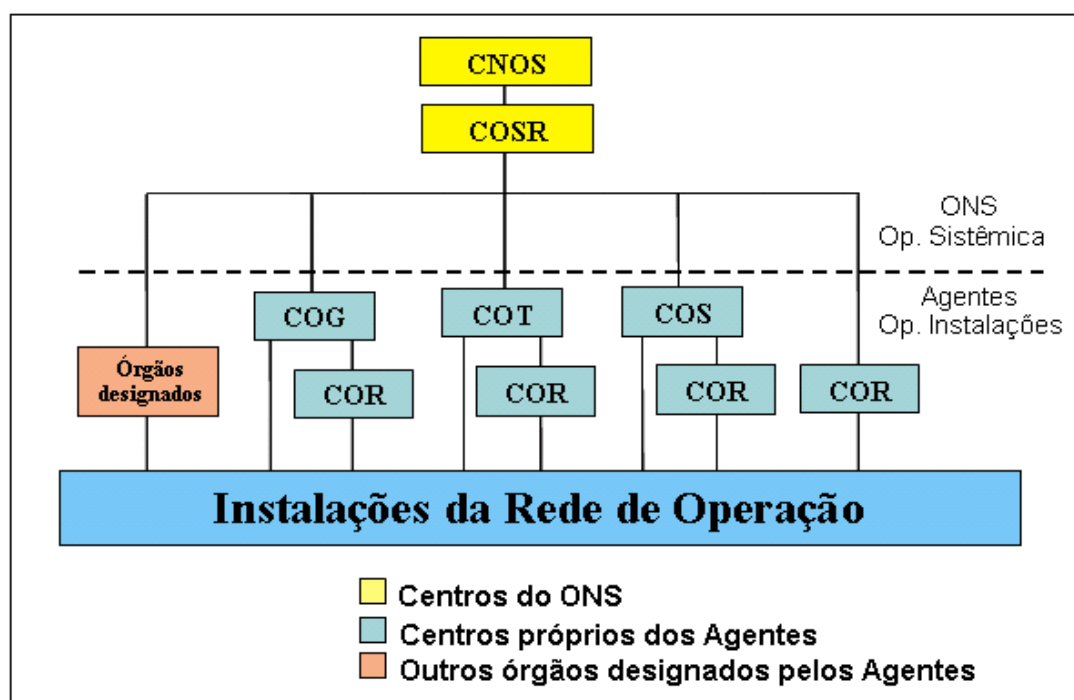


Figura 2.1 – Estrutura de Operação do SIN - Centros de Operação

Conforme o indicado na Figura 2.1, a operação do SIN é atribuída ao ONS, enquanto cada proprietário é responsável apenas por cuidar de suas instalações.

Quando o ONS foi criado, algumas concessionárias, como CTEEP<sup>2</sup>, COPEL<sup>3</sup>, Furnas, CEEE<sup>4</sup> e Cemig (concessionária do estado de Minas Gerais) contratadas pelo Operador como prestadoras de serviços, para coordenar, supervisionar e controlar a Rede de Operação de áreas específicas. Para a área Minas Gerais, por exemplo, composta por instalações de geração e transmissão de diversos Agentes, dentre os quais a própria Cemig, esta tarefa coube ao COS da Cemig. Dessa forma, os centros contratados, além de conhecerem as características de suas próprias estações e de operá-las, estavam diretamente envolvidos com várias e complexas atividades sistêmicas, tais como o controle de frequência, o intercâmbio entre áreas e a monitoração das condições de segurança do SIN, através do controle de inequações<sup>5</sup>, ou grandezas de referência.

Devido à exigência legal da ANEEL, [ANEEL-07b], o ONS iniciou, há alguns anos, um processo gradativo de descontratar todas as empresas que se encontravam nesta situação e de assumir as suas funções nos próprios centros do Operador. Os dois últimos Agentes a terem seus contratos de prestação de serviços encerrados foram a Cemig (área Minas Gerais), em 22 de agosto de 2006, e a CTEEP (área São Paulo), em 09 de janeiro do ano seguinte. A partir destas datas, a maioria das atribuições de âmbito sistêmico que estes dois centros de operação executavam foi formalmente transferida para o COSR-SE, no Rio de Janeiro.

Apesar da descontratação e com a execução, pelo próprio ONS, de todas as suas atribuições legais, diversos Agentes continuaram a possuir algumas responsabilidades relacionadas à operação sistêmica. Um exemplo de situação em que isto ocorre são os restabelecimentos após perturbação total, nos quais se prevê, nas instruções de operação, uma fase denominada “fluente”, constituída por uma sequência previamente definida de ações por parte das empresas, sem coordenação do ONS [LOPES-08]. Em certos casos de perturbação parcial, é também das concessionárias a autonomia para restabelecimento. Além disso, as empresas transmissoras maiores, como por exemplo a Cemig, controlam barramentos com influência regional e operam equipamentos na interface com as empresas de distribuição.

Com relação aos COS, a sua função básica é coordenar e executar, em tempo real, ações de supervisão e controle sobre equipamentos dos sistemas de geração e transmissão, de forma a garantir confiabilidade, qualidade,

---

2 CTEEP: Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista

3 COPEL: Companhia Paranaense de Energia

4 CEEE: Companhia Estadual de Energia Elétrica

5 Inequações são recursos do sistema de supervisão utilizados pelos centros de operação para garantir a segurança do sistema elétrico em estado normal ou de emergência.



rapidez e segurança operativas. Estes objetivos são alcançados com a realização de vários processos:

1. Controle da geração e dos níveis de reservatórios das usinas hidrelétricas;
2. Controle dos níveis de tensão dos barramentos, para mantê-los dentro de faixas pré-estabelecidas;
3. Controle do carregamento e limites operativos de linhas de transmissão, transformadores, unidades geradoras e equipamentos de controle de tensão;
4. Liberação coordenada de equipamentos para intervenções, com ou sem desligamentos ou restrições operativas;
5. Restabelecimento do sistema após perturbações parciais ou totais (blecautes).

A necessidade de fornecimento de energia e de operação das instalações ininterruptamente traz a exigência de que os COS operem 24 horas por dia e todos os dias.

## **2.5 As receitas da transmissão**

As concessionárias de transmissão recebem uma receita pela disponibilidade de seus ativos de transmissão, classificados como integrantes da Rede Básica. As subestações e linhas de transmissão, existentes na época da reformulação do setor elétrico, são identificadas como “Sistema Existente”, sendo que suas receitas são negociadas diretamente com a ANEEL de acordo com os primeiros contratos de concessão de transmissão. Esses primeiros contratos previam o acréscimo da receita quando a transmissora promovesse a implantação de novas instalações de transmissão, desde que houvesse uma autorização prévia por parte da ANEEL através da publicação de atos autorizativos. Para essa situação, essas novas instalações passam a pertencer à concessão existente. Para melhor caracterizar as instalações, elas são assim identificadas:

**Sistema Existente:** Refere-se à concessão das instalações de transmissão existentes, quando da prorrogação ou desestatização, conforme contratos de concessão realizados entre o governo e as empresas transmissoras, principalmente aquelas relacionadas nas Resoluções 166/2000 e 167/2000.

**Novas Instalações:** São as instalações da Rede Básica autorizadas às concessionárias, mediante resolução específica da ANEEL, bem como substituições ou alterações nas instalações existentes. As novas instalações devem ser recomendadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo ONS, para aumento da capacidade de transmissão ou da confiabilidade do sistema, ou ainda quando resulte em alteração da configuração do sistema

---

interligado. O ato autorizativo estabelece a correspondente parcela de receita anual a ser acrescida à receita anual da empresa transmissora.

**Novas Concessões:** Consistem na outorga de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica para construção, operação e manutenção de novas instalações de transmissão da Rede Básica do SIN. São realizadas por meio de licitação, na modalidade de leilão, para a empresa ou Sociedade de Propósito Específico (SPE) que apresentar o “Menor Valor de Tarifa de Transmissão correspondente à Menor Receita Anual”.

## ***2.6 A inclusão do mecanismo PV e a busca pela qualidade no setor elétrico***

Tendo em vista o novo cenário do setor elétrico, a ANEEL, recentemente, em 2007, passou a utilizar a PV como mecanismo para incentivar a qualidade do serviço de transmissão de energia elétrica. Conforme já mencionado anteriormente, tal mecanismo se baseia na redução do tempo das indisponibilidades de linhas de transmissão, transformadores e equipamentos de controle de tensão.

A aplicação da PV traz um novo cenário para todo o setor elétrico, onde vários avanços são esperados. Dentre eles, podem ser citadas a melhor utilização dos recursos existentes nas redes e a execução mais eficiente de controles tais como o de emergência e o de restabelecimento.

Basicamente, o mecanismo tem o intuito de incentivar a adoção de gestões na Expansão, Operação e Manutenção do sistema elétrico para maximizar a disponibilidade das chamadas Funções de Transmissão (FT), reduzindo os impactos indesejáveis na operação do mesmo, tais como a ocorrência de desligamentos simples ou de grandes proporções.

## ***2.7 Considerações finais***

Analisando a proposta da reestruturação do setor nacional, percebe-se a aplicação dos princípios básicos no atendimento aos consumidores, na racionalização do uso da energia, na utilização de investimento privado e, sobretudo, na busca da qualidade e preço justo ao consumidor final.

A utilização da PV vem ao encontro destes princípios. Entretanto, para que os avanços esperados sejam obtidos, modificações e ajustes significativos precisam ser feitos nos procedimentos atualmente adotados pelas empresas em várias de suas atividades. Este novo mecanismo torna necessárias alterações nas etapas de expansão do sistema, na gestão dos ativos das transmissoras, na manutenção das FT e nos procedimentos da operação, dentre outras.

Tal situação enfatiza ainda mais a relevância desta dissertação, cujos desenvolvimentos visam propor procedimentos mais adequados às novas

---

condições impostas pelo mecanismo PV. Antes de apresentar as propostas, é importante identificar as Funções de Transmissão e caracterizar a Parcela Variável de forma mais detalhada, segundo a regulamentação nacional vigente. Sendo assim, tais assuntos constituem os temas dos dois próximos capítulos.

---

# 3

## FUNÇÕES DE TRANSMISSÃO DA REDE BÁSICA - CONCEITOS FUNDAMENTAIS

### 3.1 Considerações iniciais

Entende-se por Função de Transmissão, conforme [ANEEL-05], como sendo o conjunto de instalações funcionalmente dependentes, composta pelo equipamento principal e pelos complementares, tratados de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviço de transmissão.

É importante observar que a regulamentação do serviço de transmissão vincula sua remuneração à sua qualidade. Através da resolução 270 da ANEEL, foi definido que a qualidade do serviço de transmissão é medida pela disponibilidade plena dos equipamentos que fazem parte da Rede Básica. As indisponibilidades dos equipamentos geram desconto da receita recebida pelas transmissoras.

A determinação da PV está intimamente relacionada ao tipo de FT Transmissão a ser analisada e ao tipo de desligamento relacionado à indisponibilidade. Os desligamentos são assim caracterizados:

- **Desligamentos Programados:** são solicitados com antecedência definida pelo ONS;
- **Desligamentos Não Programados** ou **Outros Desligamentos:** são solicitados sem a devida antecedência.

Os desligamentos programados geram um desconto menor na receita das transmissoras relativo à PV em relação aos outros desligamentos.

Aspectos adicionais precisam ser considerados no cálculo da PV, tais como a duração e a frequência dos desligamentos. Para tal, são utilizados determinados padrões e critérios. A ANEEL utilizou o banco histórico de dados do ONS para determinar o padrão de duração dos desligamentos, onde fatores multiplicadores são adotados no caso de desligamentos programados e de não programados ( $K_p$  e  $K_o$ , respectivamente). Tais fatores aplicados à indisponibilidade de um equipamento podem gerar uma perda de receita de até 150 vezes o valor que seria recebido com o equipamento disponível.

Os valores descontados por Parcela Variável serão simultaneamente subtraídos dos encargos de uso do sistema de transmissão arrecadados dos usuários da Rede Básica, na proporção direta dos seus respectivos encargos

---

de uso do mês. Assim, é importante que tais critérios básicos relacionados às FT fiquem bem caracterizados, sendo este o objetivo deste capítulo.

### 3.2 Funções de Transmissão – identificação e componentes

Para a apuração das indisponibilidades pelo ONS, são consideradas as seguintes FT:

1. Linha de Transmissão (LT);
2. Transformação (TR);
3. Controle de Reativo (CR);
4. Módulo Geral (MG).

Para cada FT, define-se uma Receita Anual Permitida (RAP) que remunera os investimentos realizados pela Concessionária de Transmissão para a implantação das FT e a cobertura dos custos de operação e manutenção desses equipamentos durante a vigência da concessão. A receita global de uma concessionária de transmissão é calculada através da soma das receitas de todas as funções de transmissão de sua concessão.

A receita da transmissora é paga mensalmente em duodécimos da RAP. O Pagamento Base (PB) é a receita mensal de uma Função de Transmissão associada à plena disponibilização das instalações de transmissão que compõem a FT. O PB, por definição, é determinado pela equação 3.1.

$$PB = RAP/12 \quad (3.1)$$

Uma determinada FT de uma determinada empresa de transmissão terá como receita o valor integral do PB caso esta FT esteja disponível e sem restrição operativa durante todo o mês. Caso existam indisponibilidades ou restrições da capacidade operativa destas FT o valor do PB poderá ser reduzido devido à penalidade aplicada a estas funções. Estas penalidades serão analisadas nesta dissertação.

Na tabela 3.1, transcrita de [ANEEL-05], são apresentados os componentes principais e os complementares que formam as Funções de Transmissão.

Tabela 3.1 – Componentes das Funções de Transmissão

FT- FUNÇÃO TRANSMISSÃO	EQUIPAMENTO PRINCIPAL	EQUIPAMENTOS COMPLEMENTARES
LT-LINHA DE TRANSMISSÃO	Linha de Transmissão	Equipamentos das entradas de LT, Reator em derivação, equipamento de compensação série, não manobráveis sob tensão a ela conectados e aqueles associados ao equipamento principal.
TR-TRANSFORMAÇÃO	Transformador de potência e conversor de frequência.	Equipamentos de conexão, limitadores de corrente e de aterramento de neutro, reguladores de tensão e defasadores, e demais equipamentos associados ao equipamento principal.
CR- CONTROLE DE REATIVO	Reator em derivação e compensador série manobráveis sob tensão, banco de capacitor, compensador síncrono e compensador estático.	Equipamentos de conexão e transformador de potência e aqueles associados ao equipamento principal.
MG- MÓDULO GERAL	Malha de aterramento, terreno, sistemas de telecomunicações, supervisão e controle comuns ao empreendimento, cerca, terraplenagem, drenagem, grama, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água, esgoto, canaletas, acessos, edificações, serviços auxiliares, área industrial, sistema de ar comprimido comum às funções, transformador de aterramento e de potencial e reator de barra não manobrável sob tensão, e equipamentos de interligação de barra e barramentos.	Equipamentos de conexão e aqueles associados ao equipamento principal.

### 3.3 Desligamentos programados e outros desligamentos

Os desligamentos das FT são considerados desligamentos programados quando solicitados com antecedência entre 24 horas e 48 horas, desde que seja possível ao ONS programar as condições operativas do SIN. Com prazo inferior a 15 dias poderá ser necessária justificativa caracterizada por um dos seguintes motivos: risco de acidente com pessoas, risco de danificação de equipamentos ou risco iminente de desligamento intempestivo, causando risco para o SIN.

Os desligamentos das FT são considerados outros desligamentos quando a intervenção é solicitada ao ONS com antecedência inferior a 24 horas, com relação ao horário do desligamento, ou com antecedência entre 24 horas e 48 horas, com relação ao horário do desligamento e sem que seja possível ao ONS programar as condições operativas do SIN. Os desligamentos em tempo real também são considerados outros desligamentos.

O prazo ideal para cadastramento de uma intervenção com desligamento de uma FT é de 30 dias ou mais. Desta forma, o desligamento faz parte do Programa Mensal de Intervenção (PMI) do ONS e, neste prazo, um desligamento para ampliação, reforço, melhoria do sistema ou projeto de pesquisa e desenvolvimento aprovado pela ANEEL será isento de desconto da PV.

### 3.4 Padrões de desempenho das FT e fatores multiplicadores

De acordo com o exposto em [ANEEL-07], os contratos de concessão das concessionárias e a própria legislação do setor elétrico estabelecem a necessidade da prestação do serviço público adequado que contemple requisitos de qualidade, possibilitando verificar o desempenho técnico dos Agentes de transmissão. A regulamentação da PV aborda a qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica. Conforme já citado, esta qualidade do serviço será medida com base na disponibilidade e na capacidade plena das FT, sendo estas consideradas indisponíveis quando ocorrerem Desligamentos Programados, Outros Desligamentos ou Atraso na Entrada em Operação.

As transmissoras disponibilizam suas instalações para a operação do SIN, firmando o contrato CPST com o ONS e, em contrapartida, recebem uma RAP independente do fluxo de energia que passa por suas instalações. Além de atender à Resolução Normativa 270 da ANEEL, as FT das transmissoras devem atender também aos indicadores de desempenho estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS. Transcreve-se abaixo parte relevante do texto de [ANEEL-07b]:

*“44. Os contratos de concessão das transmissoras estabelecem:*

*OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA TRANSMISSORA*

*.....*

*– Além de outras obrigações decorrentes da lei e das normas regulamentares específicas são, ainda, obrigações e encargos da TRANSMISSORA, inerentes à concessão regulada por este CONTRATO:*

*.....*

*II – Com a qualidade do serviço concedido:*

*.....*

*c - operar as INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO de acordo com as instruções dos PROCEDIMENTOS DE REDE, com as regras vigentes e com as que vierem a ser emanadas da ANEEL ou do ONS, devendo acatar e aplicar quaisquer novas resoluções, determinações, recomendações e instruções que disciplinem o SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO;*

*.....*

*f - atender aos indicadores de desempenho<sup>6</sup> estabelecidos em regulamentação específica, contidos nos PROCEDIMENTOS DE REDE e àqueles que a ANEEL vier a regulamentar”.*

Tendo em vista a questão do desempenho relacionado à aplicação da PV, neste item são tratados importantes aspectos que atuam no estabelecimento de valores de referência a serem adotados. São eles:

1. Padrão de Duração do Desligamento.
2. Padrão de Frequência de Outros Desligamentos.
3. Fatores Multiplicadores das Durações dos Desligamentos.

Este capítulo apresenta a definição desses aspectos (os dois primeiros são tratados em conjunto e, posteriormente, o terceiro). Referência é feita à tabela 3.2 que registra, para cada Função de Transmissão e Família de Equipamentos<sup>7</sup>, os valores de referência adotados para cada um. As informações contidas nesta tabela são bastante significativas para os desenvolvimentos deste trabalho. Sendo assim, ela é referenciada em vários pontos da dissertação.

### **3.4.1 Padrões de duração e frequência de desligamento**

Os padrões de desempenho das FT relacionados à duração e à frequência de desligamento foram elaborados com base nos dados e informações contidos no relatório do ONS [ONS-03], “Indicadores de Desempenho de Linhas – Subsídios à Regulamentação da Parcela Variável”. A ANEEL e o ONS obtiveram e analisaram os dados de concessionárias de transmissão e de empresas internacionais ligadas ao setor elétrico.

O relatório [ONS-04] denominado “Desempenho das Funções da Rede Básica no período de 2000 a 2003 a partir dos Indicadores de Duração e Frequência de Desligamentos” foi elaborado pelo ONS e pela ANEEL, utilizando o banco de dados do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS). Este relatório considera o desempenho de todas as FT, contemplando um período de apuração de quatro anos.

O relatório [ONS-03] foi preparado pelo grupo de trabalho formado por representantes do ONS, da Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (ABRATE) e da Associação Brasileira da Infra-Estrutura e Indústrias de Base (ABDIB), abordando o desempenho

---

<sup>6</sup> Grifo inserido pelo autor: as FT devem atender aos requisitos da ANEEL e também aos Procedimentos de Rede do ONS.

<sup>7</sup> Por definição da ANEEL, Família de Equipamentos é o conjunto de equipamentos de uma Função de Transmissão, que apresenta homogeneidade nos indicadores característicos de desempenho e que cumpre função análoga no sistema elétrico.



correspondente aos desligamentos Não Programados (Outros Desligamentos) de Linhas de Transmissão.

O banco de dados do ONS também foi utilizado, sendo considerado um período de apuração de 8 anos – 1994 a 2001, conforme critérios estabelecidos pelo então GCOI, que consideram como Outros Desligamentos, aqueles que tiveram como origem as falhas internas aos equipamentos principais ou complementares, a atuação indevida da proteção para faltas externas e os acidentais (provocados).

Para os Outros Desligamentos foram utilizados os mesmos critérios adotados no relatório [ONS-03]. Quanto aos Desligamentos Programados foram considerados os desligamentos solicitados para manutenção, para efetuar serviços relacionados com ampliações, reforços e melhorias no sistema ou para a realização de serviços de utilidade pública, além dos desligamentos programados em caráter de urgência.

De acordo com os dados obtidos, foram definidos os padrões de desligamentos e de frequência, da seguinte forma:

1. Duração de Desligamento Programado e Não Programado: Percentil de 70% das distribuições estatísticas, com expurgo de 5% das FT com piores desempenhos.
2. Frequência de Desligamento Não Programado: Correspondem ao percentil de 95% das distribuições, com expurgo de 5% das piores.

Para tais padrões, tem-se:

1. **Padrão de Duração de Desligamentos**: O desconto na receita por PV será aplicado quando as indisponibilidades ocorridas numa janela móvel de 12 meses, incluído aí o mês da indisponibilidade apurada, ultrapassar os padrões de duração estabelecidos na tabela 3.2. A figura 3.1 exemplifica como o ONS definiu as durações de desligamentos programados e não programados.

A duração padrão é obtida a partir do levantamento das indisponibilidades (h/a: horas / ano) das FT das empresas expurgados os 5% dos piores casos, considerando o percentil de 70%.

2. **Padrão de Frequência de Outros Desligamentos**: Não é prevista perda de receita por PV quando os eventos ocorridos numa determinada Função de Transmissão ultrapassar ao Padrão de Frequência de Outros Desligamentos. A ocorrência de desligamentos frequentes impacta o desempenho de um sistema de transmissão, mas a regulamentação estabelecida para a PV está baseada na duração das indisponibilidades ocorridas e não na frequência em que esses desligamentos ocorrem.

O procedimento encontrado pela ANEEL, sem descumprimento de cláusulas contratuais, foi o estabelecimento de um Padrão de Frequência de Outros Desligamentos. Toda vez que houver a violação deste Padrão de Frequência por uma determinada FT, sempre observando os eventos ocorridos no período da janela móvel dos últimos 12 meses, a norma definiu que a concessionária passará por fiscalização da ANEEL e estará submetida às penalidades estabelecidas na resolução 63/2004 (resolução de penalidades) pelo não cumprimento dos índices de qualidade propostos. Na tabela 3.2 são apresentados os padrões de frequência de outros desligamentos para as diversas FT.

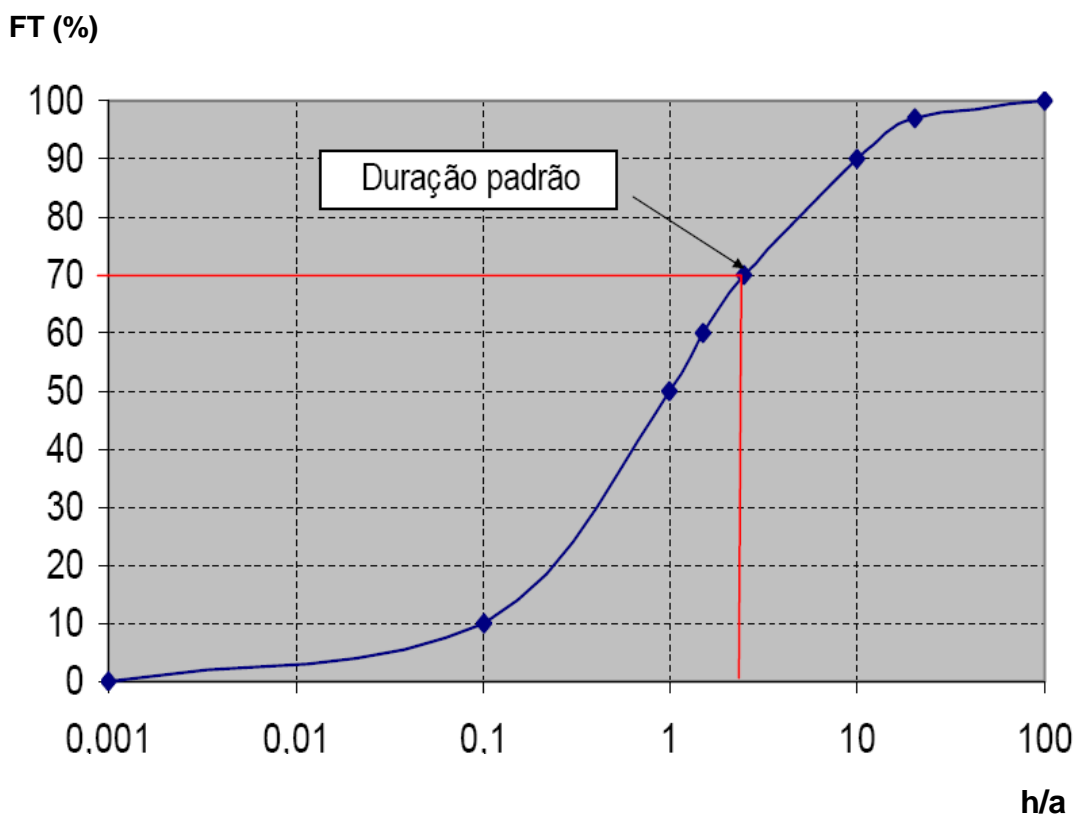


Figura 3.1 – Duração Padrão

### 3.4.2 Fatores multiplicadores das durações de desligamentos

De acordo com [ANEEL-07a], é necessária a aplicação de fatores multiplicadores das durações dos desligamentos, definidos com base nos tipos e nas características das FT. O objetivo é estimular a maximização da disponibilidade da FT. Os fatores foram definidos de forma que resultem valores de descontos de receita que não interfiram no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e que haja estímulo à redução de desligamentos devido às falhas nas FT. Os fatores são:

1. Fator **Kp** – Aplicado para os Desligamentos Programados.

2. Fator **Ko** – Aplicado para os Outros Desligamentos (válido para as primeiras cinco horas de interrupção, ou seja, primeiros 300 minutos).

Para mostrar a consequência da aplicação desses fatores, pode ser citado o seguinte exemplo: uma indisponibilidade considerada como Outros Desligamentos, com duração de apenas 2 minutos, irá gerar uma penalização de 300 minutos, caso o fator previsto na indisponibilidade seja  $Ko = 150$ .

**Tabela 3.2 - Padrão de duração de desligamento, padrão de frequência de outros desligamentos e fatores Ko e Kp**

Função Transmissão	Família de Equipamento	Padrão de Duração de Desligamento		Padrão de Frequência de Outros Desligamentos (desl./ano)	Fator Ko		Fator Kp		
		Programado (hora/ano)	Outros (hora/ano)		Ano 1	Ano 2	Ano 1	Ano 2	
LT	≤ 5km(*)	26,0	0,5	1	100	150	6,67	10	
	>5km e ≤50Km(*)	26,0	1,4	1					
	>50km - 230kV	21,0	2,5	4					
	345kV	21,0	1,5	3					
	440kV	38,0	2,8	3					
	500kV	38,0	2,3	4					
	750kV	38,0	2,3	4					
	Cabo Isolado(*)	54,0	22,0	-	50	50	2,5	2,5	
TR	≤345kV	21,0	2,0	1	100	150	6,67	10	
	>345kV	27,0	2,0	1					
CR	REA	≤345kV	58,0	2,0	1	100	150	6,67	10
		>345kV	26,0	2,0	1				
	CRE	(*)	73,0	34,0	3	100	150	5,0	7,5
	CSI	(*)	666,0	17,0	3	50	50	2,5	2,5
	BC	(*)	46,0	3,0	3	50	100	2,5	5,0
	CSE	(*)	20,0	6,0	3	100	150	5,0	7,5

(\*) Qualquer nível de tensão de uso na Rede Básica.  
Para Compensador Síncrono (CSI) Período de 666 horas em 2 anos.

**Legenda:**

REA - Reator

CRE - Compensador Estático

CSI - Compensador Síncrono

BC - Banco de Capacitor

CSE - Compensação Série

Ano 1 e Ano 2 - Períodos que correspondem ao primeiro e segundo ano de implantação da PV

Foi definida uma limitação na utilização do fator Ko, de forma a não imputar à transmissora maiores ônus caso o multiplicador fosse aplicado durante todo o período da indisponibilidade não programada. Segundo a

ANEEL, o resultado do estudo de desempenho das FT indicou que a maioria dos desligamentos não programados na Rede Básica ocorreu com um tempo inferior a cinco horas. O fator multiplicador  $K_0$  será reduzido para o valor de  $K_p$  após a quinta hora da indisponibilidade, minimizando a perda de receitas. Observa-se que uma indisponibilidade nesta situação normalmente tem origem em uma falha de grande porte e complexidade, necessitando maior tempo para o restabelecimento.

De acordo com a ANEEL, as transmissoras terão fatores mais brandos no primeiro ano de aplicação da PV para que as mesmas melhorem a gestão dos seus ativos. Observa-se que, a partir do ano 2, período de junho de 2009 a junho de 2010, na maioria dos fatores, há um aumento significativo. Tais fatores serão reavaliados a cada 2 anos.

### **3.5 Considerações**

Para que se possa aplicar o mecanismo da Parcela Variável na busca de melhor qualidade do setor elétrico, é extremamente importante adquirir o conhecimento e o entendimento dos conceitos básicos envolvidos.

Os conceitos tratados neste capítulo, Função de Transmissão, Desligamentos Programados, Outros Desligamentos, Padrões de Desempenho e Fatores Multiplicadores, são fundamentais para se compreender todo o processo relacionado à PV, permitindo avaliar suas implicações e evitar impactos nos serviços de transmissão.

Uma questão que também enfatiza a necessidade de se ter compreensão clara do mecanismo é a possível atuação das transmissoras junto à ANEEL no momento da reavaliação dos Fatores de Multiplicação (prevista para ocorrer a cada 2 anos). Uma reavaliação correta é vital para o equilíbrio financeiro das empresas transmissoras de forma que estas continuem a expansão, operação e manutenção de seus sistemas, em consonância com a PV.

Tendo como suporte os fundamentos até o momento apresentados, o próximo capítulo se dedica ao detalhamento da PV, apresentando definições e aplicações pertinentes.

# 4 PARCELA VARIÁVEL – DEFINIÇÕES E APLICAÇÃO

## 4.1 Introdução

Em junho de 2008, foram iniciados os descontos nas receitas das transmissoras. Indisponibilidades, restrições operativas, utilização de equipamentos reserva, cancelamento de intervenções ajustadas com o ONS e atraso de equipamentos em operação comercial geram descontos na receita dos equipamentos da Rede Básica. Os mecanismos de descontos de PV na receita destes casos são apresentados neste capítulo. A análise dos critérios da cobrança da PV, a avaliação dos impactos para as transmissoras e a proposição de procedimentos para otimizar os processos de planejamento, operação e manutenção são muito importantes neste novo cenário.

Os valores obtidos com os descontos da PV são utilizados para reduzir o custo do uso do sistema pelos usuários da Rede Básica. Neste capítulo, para o pleno entendimento dos critérios e do impacto da PV são analisadas as PV para todas as FT, apresentados exemplos de indisponibilidades e cálculos para linhas de transmissão e de transformadores. Para as FT que apresentarem períodos de indisponibilidade menor que o padrão definido pela ANEEL, haverá um adicional à RAP.

Neste capítulo, são mostrados alguns exemplos de cálculo da PVI para a família de LT 345 kV e de LT 500 kV, para indisponibilidades programadas e não programadas (Outros Desligamentos).

## 4.2 Regras estabelecidas para a Parcela Variável

Os procedimentos definidos para a Parcela Variável são aplicados de acordo com [ANEEL-07a], conforme descrito neste capítulo. A aplicação e a vigência das **regras** estabelecidas para a PV dependem do período de entrada em operação dos equipamentos na Rede Básica: *Sistema Existente*, *Novas Instalações* e *Novas Concessões* (definidos no item 2.5).

O início dos descontos da PV ocorreu em 03 de junho de 2008 para o denominado Sistema Existente. Para as FT licitadas antes de 03 de junho, a aplicação da PV foi a partir da data de publicação da norma. As regras aplicáveis são:

1. O cálculo das Parcelas Variáveis das FT integrantes de concessão não decorrente de licitação e as autorizadas a esta concessão até a data de publicação da Resolução Normativa 270 é feito aplicando os critérios estabelecidos nesta resolução.

2. O cálculo das parcelas variáveis das FT integrantes de concessão decorrente de licitação realizada até a data de publicação da Resolução Normativa 270 e das autorizadas a esta concessão é feito aplicando os critérios estabelecidos nessa resolução com exceção do disposto em relação aos Padrões de Duração de Desligamento e aos fatores  $K_o$  e  $K_p$ .

3. O cálculo das parcelas variáveis das FT licitadas ou autorizadas após a data de publicação da resolução é feito aplicando os critérios estabelecidos na resolução referida, exceto o disposto relativo aos Padrões de Duração de Desligamento, podendo as disposições referentes aos fatores  $K_o$  e  $K_p$  serem ajustadas nos respectivos editais de licitação ou resoluções autorizativas.

### 4.3 Tipos e classificação da Parcela Variável

Neste item, são apresentados os tipos de PV e as determinações estabelecidas pela norma, tais como os padrões de duração e de frequência, as condições e limitações para desconto monetário, as exceções previstas e outras situações, para cada um deles.

É importante ressaltar que a resolução normativa denomina Parcela Variável apenas para as Indisponibilidades e as Restrições Operativas Temporárias. As demais situações (atraso na entrada de novas FT, cancelamento de intervenções, utilização de equipamento reserva), a norma denomina “Desconto sobre o PB”.

Nesta dissertação, as situações de desconto sobre o PB são também denominadas Parcela Variável, conforme descrito nos itens a seguir. Isto não constitui inconsistência, pois essa mesma classificação também está presente na revisão nº. 2 do Submódulo nº. 15.12 dos Procedimentos de Rede, proposta pelo ONS para atendimento às novas regras da PV, sendo que essa revisão foi aprovada pela ANEEL em 04 de março de 2008.

São vários os tipos de PV e, dentre eles, destacam-se:

1. Parcela Variável por Indisponibilidade da Função de Transmissão (PVI).
  2. Parcela Variável devido a Restrição Operativa Temporária da Função de Transmissão (PVRO).
  3. Parcela Variável devido ao Atraso na Entrada em Operação de novas Funções de Transmissão (PVAR).
-

4. Parcela Variável devido ao Cancelamento de Intervenções previamente aprovadas pelo ONS (PVCÍ).

5. Parcela Variável devido à Utilização de Equipamento Reserva (PVR).

Neste trabalho, maior ênfase é dada aos casos de **PV por Indisponibilidade (PVI)**, que são as situações de maior incidência no sistema de transmissão. Os demais casos são também abordados, porém de forma mais sucinta.

## 4.4 Parcela Variável por Indisponibilidade - conceituação

### 4.4.1 Equacionamento da PVI

A PVI é a parcela a ser deduzida do PB da FT devido aos Desligamentos Programados ou Outros Desligamentos decorrentes de eventos envolvendo o equipamento principal e ou os complementares da FT.

A condição principal para aplicação da PVI ocorre quando a soma das durações dos desligamentos de uma FT, apuradas no período contínuo de doze meses anteriores ao da ocorrência, incluindo o mês da ocorrência, ultrapassar o correspondente Padrão de Duração de Desligamento.

Somente as interrupções com duração superior a um minuto são consideradas para efeito da apuração das indisponibilidades e das restrições operativas temporárias.

Conforme [ANEEL-07a], a PVI a ser descontada do Pagamento Base de uma FT é calculada pela equação 4.1.

$$PVI = \frac{PB}{1440D} K_P \left( \sum_{i=1}^{NP} DVDP_i \right) + \frac{PB}{1440D} \left( \sum_{i=1}^{NO} Ko_i DVOD_i \right) \quad (4.1)$$

Nesta expressão, tem-se:

PB: Pagamento Base da FT (R\$/mês).

D: Número de dias do mês da ocorrência.

NP: Número de Desligamentos Programados da FT ocorridos ao longo do mês.

NO: Número de Outros Desligamentos da FT ocorridos ao longo do mês.

Kp: Fator multiplicador para Desligamento Programado.

Ko: Fator multiplicador para Outros Desligamentos com duração de até 300 minutos.

$\Sigma DVDP$ : Somatório da duração, em minutos, de cada Desligamento Programado que ocorra durante o mês relativo a uma FT.

$\Sigma$ DVOD: Somatório da duração, em minutos, de cada um dos Outros Desligamentos que ocorram durante o mês relativo a uma FT.

**Notas:** o somatório de  $i=1$  a NP ou NO refere-se ao somatório 1 das durações do primeiro ao último desligamento programado ou outros desligamentos, respectivamente.

Observa-se que o termo  $PB/(1440xD)$  corresponde à receita da FT por minuto. Na equação 4.1, **o fator  $K_o$  será reduzido para  $K_p$  após o 300<sup>o</sup> minuto de indisponibilidade para cada desligamento não programado caso a duração do mesmo seja maior que 300 minutos.**

Pela equação 4.1, percebe-se que a PVI total corresponde à soma das PVI dos desligamentos programados e não programados, ou seja:

$$PVI \text{ (total)} = PVI \text{ (programados)} + PVI \text{ (outros desligamentos)} \quad (4.2)$$

As PVI destes tipos de desligamentos para efeito de melhor visualização podem ser expressas pelas equações 4.3 e 4.4.

$$PVI \text{ (programados)} = PB \times K_p \times \text{duração da indisponibilidade} \quad (4.3)$$

$$PVI \text{ (outros desligamentos)} = PB \times K_o \times \text{duração da indisponibilidade} \quad (4.4)$$

O somatório das indisponibilidades ocorridas numa janela móvel de tempo (últimos 12 meses - incluído aí o mês da indisponibilidade apurada) é utilizado para verificar se houve ou não a ultrapassagem do padrão estabelecido para a FT. Somente será computado para a PVI o tempo que exceder ao Tempo Padrão. **Não há incidência de PVI até o limite do Tempo Padrão** e esta não incidência é denominada neste trabalho como franquia de tempo.

#### 4.4.2 Situações gerais de isenção da PVI

De acordo com [ANEEL-07, artigo 15], não é previsto o desconto da PVI de uma FT em algumas situações, tais como:

1. Desligamento para implantação de Ampliação, Reforço e Melhorias, excetuadas aquelas definidas [ANEEL-07, artigo 15], desde que estejam no Programa Mensal de Intervenção (PMI) definido nos Procedimentos de Rede. Neste caso, é necessária antecedência de 30 dias para a solicitação ao ONS. *As transmissoras devem treinar suas equipes mostrando a importância da caracterização correta desse tipo de desligamento e a antecedência necessária para a solicitação da intervenção no ONS para que não haja desconto na receita da FT.*

2. Desligamento solicitado pelo ONS ou pela concessionária de transmissão por motivo de segurança de terceiros, para realização de serviços ou obras de utilidade pública, e desligamento solicitado pelo ONS por conveniência operativa do sistema.



3. Desligamento devido à contingência em outra FT, da própria ou de outra concessionária de transmissão, ou em instalações não integrantes da Rede Básica, excetuados os casos de atuação indevida da proteção e/ou da operação da própria concessionária de transmissão.
4. Desligamento por atuação de Esquemas Especiais de Proteção ou por motivos sistêmicos, excetuados os casos expostos no item anterior.
5. Desligamento já iniciado e suspenso por orientação do ONS, em decorrência da necessidade de atendimento à segurança e integridade do sistema.
6. Desligamento ocasionado por ação indevida do ONS.
7. Desligamento por falha na FT em decorrência de alteração no Programa Mensal de Intervenção, de responsabilidade do ONS, com base nos critérios definidos nos Procedimentos de Rede.
8. Desligamento com duração inferior ou igual a um minuto.
9. O período de até 3 horas iniciais de indisponibilidade de FT - Transformação e Controle de Reativo (Reator), por falha interna ao equipamento principal da FT, desde que seja substituído por equipamento reserva.
10. O período de até 120 horas iniciais de indisponibilidade de uma FT Linha de Transmissão com cabo isolado, por falha permanente ocorrida na FT contendo trecho(s) em cabo diretamente enterrado. Pode ser aplicado um período adicional em casos onde a intervenção nos cabos esteja condicionada a atendimento de exigências de órgãos públicos e/ou remanejamento de instalações de terceiros, mediante comprovação pela concessionária por meio de relatório técnico.
11. O período necessário ao religamento manual de uma Linha de Transmissão, nos termos das rotinas de recomposição do sistema constantes dos Procedimentos de Rede, com o dispositivo de religamento automático desativado ou não instalado devido a restrições sistêmicas ou por determinação do ONS.

Conforme [ANEEL-07, artigo 23], o período de indisponibilidade de uma FT, vinculado ao projeto de Pesquisa e Desenvolvimento aprovado pela ANEEL não é considerado para desconto da Parcela Variável, desde que sejam atendidas as condições:

1. Não impuser reduções de confiabilidade às instalações, de acordo com os Procedimentos de Rede;
  2. Não causar aumento de custo operacional;
-

3. O desligamento for realizado em época e período mais adequados às necessidades do SIN, conforme avaliação do ONS com a concessionária de transmissão.

Como situação especial tem-se que não haverá desconto da PVI para as indisponibilidades ocorridas no período de 6 meses a contar da data de entrada em operação comercial de uma nova FT.

## **4.5 PVI aplicada à FT - Linha de Transmissão**

### **4.5.1 Considerações**

A PVI para a função linha de transmissão é calculada por meio da equação 4.1, utilizando valores obtidos da tabela 3.2, para a família de equipamentos das LT. Nesta tabela, conforme já comentado, é aplicado um fator de penalização menor para o ano 1, considerando que as transmissoras ainda estariam passando por adaptações na gestão dos ativos de transmissão após o início da vigência da norma. É importante ressaltar a situação especial quando esta FT contiver equipamentos integrantes de mais de uma concessão. Neste caso, a aplicação de descontos da PVI e da PVRO é atribuída às concessionárias de transmissão responsáveis pelos eventos associados a tais descontos. Coordenar a apuração dos referidos eventos é atribuição do ONS.

Valem algumas observações para casos especiais de isenção parcial ou total de PVI para a FT Linha de Transmissão:

#### **Isenção parcial de PVI:**

Existem indisponibilidades onde haverá contabilização parcial do tempo para o cálculo da PVI. De acordo com a ANEEL, as concessionárias de transmissão encontram muitas dificuldades para a localização de falhas em LT após a ocorrência de eventos não programados. Para a FT linha de transmissão, a norma definiu algumas condições especiais que beneficiam as transmissoras ao não considerar todo o tempo contabilizado da indisponibilidade. A PVI será calculada considerando somente o tempo que exceder àqueles estabelecidos nas situações 1, 2 e 3 a seguir:

1. Ocorrendo queda de estrutura: 20 horas por uma ou mais estruturas afetadas, objetivando a detecção do local da falha, isolamento e mobilização, além de mais 20 horas para o reparo de cada estrutura afetada;
  2. Ocorrendo queda de cabo ao solo e reposição de cadeias de isoladores: 8 horas por cabo e por estrutura, não sendo computado o eventual período noturno necessário à localização da falha;
  3. Isenção para o período de até 120 horas iniciais de indisponibilidade de uma FT – Linha de Transmissão - Cabo Isolado, por falha permanente ocorrida na FT contendo trecho(s) com cabos diretamente enterrados.
-

Poderá ser concedido um período adicional em casos onde a intervenção nos cabos esteja condicionada ao atendimento de exigências de órgãos públicos e ou remanejamento de instalações de terceiros, mediante comprovação pela concessionária por meio de relatório técnico.

#### **Isenção total de PVI:**

Para as situações indicadas abaixo, a solicitação de isenção pela transmissora e apresentação de relatório técnico ao ONS serão necessárias, conforme cada caso.

1. Ocorrendo indisponibilidade causada por queimada em vegetação pertencente à área de preservação permanente ou em área onde o desmatamento não foi autorizado por órgãos ambientais;
2. Ocorrendo indisponibilidade decorrente de caso fortuito ou força maior ou de situações de sabotagem, terrorismo, calamidade pública, de emergência e por motivo de segurança de terceiros que interfiram na prestação do serviço.

Também estão isentas da PVI, porém sem haver a necessidade de relatório técnico por parte das empresas:

1. Indisponibilidades decorrentes do período necessário ao religamento manual de uma FT Linha de Transmissão nos termos das rotinas de recomposição do sistema constantes dos Procedimentos de Rede com o dispositivo de religamento automático desativado ou não instalado, devido a restrições sistêmicas ou por determinação do ONS.
2. Os períodos de desligamentos decorrentes de queimadas, desde que a transmissora realize a comprovação de que adotou todas as medidas cabíveis de sua responsabilidade para a não incidência do evento.

#### **4.5.2 Exemplos de cálculo da PVI – FT Linhas de Transmissão**

Os exemplos aqui apresentados são analisados a partir dos desligamentos extraídos de [ONS-08c], para as PVI de Desligamentos Programados e de Desligamentos Não Programados da Família LT 345 kV e LT 500 kV.

##### **4.5.2.1 PVI de desligamentos programados - LT 345 kV e LT 500 kV**

Considerando uma intervenção para manutenção preventiva em LT cujas indisponibilidades programadas foram de 7 horas (420 minutos) e 8 horas (480 minutos), as tabelas 4.1 e 4.2 apresentam os resultados para os casos das linhas de transmissão de 354 kV e 500 kV, respectivamente.

A equação 4.1 foi utilizada para os cálculos sendo os dados obtidos da tabela 3.2.

---

**Tabela 4.1 – Desligamentos programados para família LT 345 kV**

Função Transmissão LT	PB = Receita mensal (R\$)	Duração do Desligamento Programado em minutos	% da PVI sobre a receita mensal da LT (considerando Kp para o <b>ano 2</b> )
LT1 345 kV	PB1	420	<b>9,7%</b> do PB1
LT2 345 kV	PB2	480	<b>11,11%</b> do PB2

Observação: Considerado que o Padrão (franquia) estabelecido para as LT já foi violado.

Para o ano 1: Kp=6,67

Para o ano 2: KP=10

**Tabela 4.2 – Desligamentos programados para família LT 500 kV**

Função Transmissão LT	PB = Receita mensal (R\$)	Duração do Desligamento Programado em minutos	% da PVI sobre a receita mensal da LT (considerando Kp para o <b>ano 2</b> )
LT1 500kV	PB1	420	<b>9,72%</b> do PB1
LT2 500kV	PB2	480	<b>11,11%</b> do PB2

Observação: Considerado que o Padrão (franquia) estabelecido para as LT já foi violado.

Para o ano 1: Kp = 6,67

Para o ano 2: Kp = 10

A análise dos resultados mostra que:

- Em ambos os casos, os valores percentuais da PVI sobre os PB são praticamente iguais, tanto nas LT de 345 kV quanto nas de 500 kV (9,72% e 11,11%, respectivamente).
- A diferença no valor da PVI é unicamente devida ao maior valor do PB das LT de 500 kV em relação às LT de 345 kV.
- As diferenças para PVI ano 1 e PV ano 2 são devidas ao peso do multiplicador de penalidade Kp.

#### **4.5.2.2 PVI de outros desligamentos - LT 345 kV e LT 500 kV**

O primeiro exemplo apresentado refere-se ao desligamento não programado ocorrido na LT Itutinga – Juiz de Fora 345kV em 08/04/2008 das 17:40h às 17:42h extraído de [ONS-08c] devido a descargas atmosféricas na região de Juiz de Fora.

A equação 4.1 foi utilizada para os cálculos, sendo os valores retirados da tabela 3.2. A tabela 4.3 apresenta os resultados.

**Tabela 4.3 – Desligamento não programado da LT Itutinga – Juiz de Fora 345kV**

Função Transmissão LT	PB = Receita mensal	Duração do Desligamento Não Programado em minutos	Valor da PVI	% da PVI sobre a receita mensal da LT (considerando Ko para o ano 2)
			Ko = 150	
LT Itutinga – Juiz de Fora 345kV	R\$ 1.106.584,84	2	R\$ 7.684,62	<b>0,69%</b> do PB

Este exemplo mostra o grande impacto da PVI na receita das empresas. Enquanto a remuneração do minuto da FT ligada vale R\$ 25,60, 2 minutos de desligamento não programado geram um desconto na receita de R\$ 7.684,62.

Mais dois exemplos são ilustrados para as Famílias LT 345 kV (caso 1) e LT 500 kV (caso 2), onde a PV é calculada considerando que houve saída de operação das linhas por atuação da proteção de distância. Os períodos de indisponibilidades das LT são de 2 horas e 3 horas, respectivamente. As tabelas 4.4 e 4.5 apresentam os resultados.

**Tabela 4.4 – Desligamento não programado para família LT 345 kV – caso 1**

Função Transmissão LT	PB = Receita mensal	Duração em minutos de Outros Desligamentos (não programado)	% da PVI sobre a receita mensal da LT (considerando Ko para o ano 2)
LT1 345 kV	PB1	120	<b>41,67%</b> do PB1
LT2 345 kV	PB2	180	<b>62,50%</b> do PB2

Observação: Considerado que o Padrão (franquia) estabelecido para as LT já foi violado.  
 Para o ano 1: Ko = 100  
 Para o ano 2: Ko = 150

**Tabela 4.5 – Desligamento não programado para família LT 500 kV – Caso 2**

Função Transmissão LT	PB = Receita mensal	Duração em minutos de Outros Desligamentos (não programado)	% da PVI sobre a receita mensal da LT (considerando Ko para o ano 2)
LT1 500kV	PB1	120	<b>41,67%</b> do PB1
LT2 500kV	PB2	180	<b>62,50%</b> do PB2

Observação: Considerado que o Padrão (franquia) estabelecido para as LT já foi violado.

Para o ano 1: Ko = 100

Para o ano 2: Ko = 150

A análise dos resultados mostra que:

1. Nos dois últimos casos estudados (caso 1 e 2), os percentuais da PVI sobre os PB são iguais, tanto nas LT de 345 kV quanto nas de 500 kV (41,47% e 62,50%) respectivamente.
2. Nestes dois casos, a diferença no valor da PVI será unicamente devida aos PB das LT de 500 kV serem maiores que os de 345 kV.
3. As diferenças para PVI ano 1 e PVI ano 2 são devidas ao peso do fator multiplicador de penalidade Ko ser maior para o ano 2.

#### 4.5.2.3 Comentários gerais sobre os exemplos

Devido à duração da indisponibilidade, exemplificada nos casos 1 e 2, não ter superado 5 horas (300 minutos), não foi necessário o uso da regra de redução do fator Ko para o fator Kp após o 300<sup>o</sup> minuto.

Os valores da PVI para Outros Desligamentos apresentam-se mais elevados que para os Desligamentos Programados devido ao peso do fator multiplicador de penalidade Ko = 100 (ano 1) e Ko = 150 (ano 2), aumentar sobremaneira o montante financeiro a ser descontado da concessionária de transmissão. Observar que nos eventos programados o fator utilizado é o Kp de 6,67 (ano 1) e 10 (ano 2).

O limite anual de desconto de receita por PVI da FT LT, conforme estabelece a norma, é de 25% da Receita Anual – RAP da Função de Transmissão, considerando o somatório das PVI contabilizadas nos últimos 12 meses.

## 4.6 PVI aplicada à FT - transformação

### 4.6.1 Considerações

A Família de Equipamentos da FT Transformação abrange duas famílias de transformadores:

1. Transformadores de tensão menor ou igual a 345 kV;
2. Transformadores de tensão superior a 345 kV.

A tabela 3.2 apresenta os padrões estabelecidos para esta Família de Equipamentos. Verifica-se que a variação entre os padrões definidos para as duas famílias é relativamente pequena. A equação para cálculo da PVI para indisponibilidades da FT Transformação é a mesma utilizada e descrita anteriormente, a equação 4.1.

No que diz respeito à PV, uma questão que merece atenção é o uso de transformadores trifásicos ou de bancos de transformadores monofásicos. A expansão do parque de transformação brasileiro foi baseada na instalação de bancos de transformadores monofásicos, principalmente pelas estatais federais. Algumas transmissoras expandiram seus sistemas usando transformadores trifásicos utilizando uma ou duas unidades adicionais como reserva quente (em serviço), reduzindo seus investimentos, com a consequente minimização das tarifas consideradas no modelo anterior.

Entretanto, a regulamentação da PV, que prevê descontos nas receitas das transmissoras, inclusive com incidência para as instalações implantadas no modelo anterior, deverá impactar a escolha da melhor opção de transformação. Existem algumas regras que minimizam o desconto da PVI das indisponibilidades dos transformadores trifásicos. Contudo, são previstas mudanças no planejamento da expansão de algumas empresas que adotavam a implantação dos transformadores trifásicos. Devido à importância desta questão, enfoque é dado a ela neste item.

Um outro aspecto relevante é o fato de que os transformadores são equipamentos que devem ser submetidos a manutenções preventivas frequentes, pois, geralmente, a manutenção corretiva em defeito nestes equipamentos implica grande período de indisponibilidade. Tal indisponibilidade pode ter um forte impacto no PB e na RAP deste equipamento. Para o entendimento da implicação da PV na operação e manutenção dos transformadores, são apresentados, a seguir, exemplos de cálculos relativos a desligamentos programados e não programados.

#### 4.6.2 Exemplos de cálculo da PVI - FT transformação

##### Exemplo 1 – PVI desligamento programado

Este exemplo considera uma intervenção programada em uma das fases de um banco de transformadores monofásicos. A duração da indisponibilidade é de 3 horas.

A equação 4.1 foi adotada para os cálculos, com  $K_p=10$  (retirado da tabela 3.2) considerado para o ano 2. A tabela 4.6 mostra os outros dados utilizados. A PVI calculada é de **4,2%** do PB.

**Tabela 4.6 – Dados utilizados para o cálculo da PVI de um banco de transformadores monofásicos**

Banco de Transformadores de 345/138 kV – 3x75 MVA + uma fase reserva de 75 MVA	Unidades Monetárias - UM
Receita Anual - RAP	100,00
Receita Mensal - PB	8,33
Limite mensal de perda de receita - 50% PB	4,17
Limite de perda de receita nos últimos 12 meses - 25% RAP	25,00

Observa-se que, caso a FT tenha retornado ao serviço com o uso da fase reserva, permanecendo uma das fases indisponível, haverá perda de receita por PVI devido ao uso da fase reserva. Essa modalidade de PVI é tratada no item 4.10.4.

##### Exemplo 2 – PVI outros desligamentos

Conforme já salientado, é grande a preocupação por parte das transmissoras com as indisponibilidades não programadas a que estão sujeitos os transformadores trifásicos. Uma falha como a queima do transformador causa indisponibilidade de grande duração trazendo altos custos como a desmontagem e o transporte do equipamento até o fabricante. Somadas a esses custos há as perdas de receita por PVI e a possibilidade da suspensão do PB da função durante a indisponibilidade.

O exemplo abaixo ilustra tal situação. Foi utilizado o PB da FT em 100 Unidades Monetárias (UM) para facilitar o entendimento dos descontos da PVI. Considerações:

1. Queima de um transformador de 500/ 345 kV - 300 MVA;
2. Indisponibilidade maior que 30 dias;



3. Supor que a fiscalização da ANEEL tenha encontrada indícios de não prestação dos serviços de transmissão, fato que contribuiu para a ocorrência do evento.

Em relação aos itens 1 e 2, a norma determina a suspensão do PB da FT.

A tabela 4.7 contém as informações necessárias para os cálculos da PVI para a indisponibilidade deste transformador trifásico que pertence à Rede Básica do SIN.

**Tabela 4.7 – Dados utilizados para o cálculo da PVI para indisponibilidade não programada**

Transformador 500/ 345 kV - 300 MVA	Unidades Monetárias - UM
Receita Anual - RAP	100,00
Receita Mensal - PB	8,33
Limite mensal de perda de receita - 50% PB	4,17
Limite de perda de receita nos últimos 12 meses - 25% RAP	25,00
Valor da PV se a norma não previsse limitações para descontos (equação 4.1)	2.166,67

A tabela 4.8 mostra o cálculo efetivo de PVI do transformador considerando as limitações ditadas pela Resolução 270. Considerações adicionais:

1. Reparo do transformador realizado nas instalações do fabricante;
2. Evento com restabelecimento em 26 meses;
3. De acordo com [ANEEL-07, artigo 41], para o cálculo da PVI de uma FT transformador trifásico, é utilizado fator multiplicador para Outros Desligamentos ( $K_o$ ) e fator multiplicador para Desligamento Programado ( $K_p$ ) iguais a 10. ( $K_o=K_p= 10$ ).

**Tabela 4.8 – Fracionamento do desconto da PV mês-a-mês**

Mês	Valor da PV com limitação	% PB	Suspensão do PB	Mês	Valor da PV com limitação	% PB	Suspensão do PB
1	4,17	50%	100,00	15	4,17	50%	100,00
2	4,17	50%	100,00	16	4,17	50%	100,00
3	4,17	50%	100,00	17	4,17	50%	100,00
4	4,17	50%	100,00	18	4,17	50%	100,00
5	4,17	50%	100,00	19	0,00		100,00
6	4,17	50%	100,00	20	0,00		100,00
7	0,00		100,00	21	0,00		100,00
8	0,00		100,00	22	0,00		100,00
9	0,00		100,00	23	0,00		100,00
10	0,00		100,00	24	0,00		100,00
11	0,00		100,00	25	4,17	50%	100,00
12	0,00		100,00	26	4,17	50%	100,00
13	4,17	50%	100,00	<b>Subtotal</b>	<b>58,33</b>		<b>2.600,00</b>
14	4,17	50%	100,00	<b>Total</b>			<b>2.658,33</b>

A análise da tabela 4.10 mostra que:

1. Caso a norma não limitasse a perda de receita aos valores de 50% do PB no mês ou em 25% da RAP nos últimos 12 meses, o valor da PVI atingiria 21,67 vezes a receita anual permitida, RAP do transformador. Estes limites são definidos em [ANEEL-07, artigo 12].
2. Devido às limitações, a perda por PVI será de 58,33% da RAP do transformador, valor extremamente significativo.
3. Os valores zerados nos meses de 7 a 12 e de 19 a 24 indicam que foram atingidos os limites de desconto de 25% da RAP da FT em uma janela “móvel” dos últimos 12 meses, incluído o mês da apuração da indisponibilidade.
4. A penalização se agrava com a suspensão do PB (receita mensal do equipamento) quando o órgão fiscalizador julga a causa do evento ter ocorrido por responsabilidade da concessionária.
5. Considerando os valores da PVI e a suspensão do Pagamento Base, verifica-se uma perda de receita da ordem de 26,58 vezes a receita anual da FT. Os 26 meses de indisponibilidade significam suspensão de 26 PB mais os 58% da PVI desse período.
6. O exemplo apresentado acima mostra o grande impacto da indisponibilidade do transformador trifásico para a receita das transmissoras.

#### 4.6.3 Comparação entre banco de transformadores monofásicos e transformador trifásico em relação à perda de receita por PVI

Conforme já citado, a utilização de banco de transformadores monofásicos ou transformador trifásico passa a ser avaliada também considerando o mecanismo PV. Organizando os tópicos relacionados a esta questão, são relacionados alguns pontos que diferenciam as duas configurações:

##### **Banco de transformadores monofásicos**

- Ocorrendo uma indisponibilidade no banco de transformadores, a unidade monofásica reserva substitui a fase defeituosa, reduzindo o tempo da indisponibilidade da FT com conseqüente minimização da PVI, que cessa a partir da ligação da unidade reserva.
- Quando a fase reserva é utilizada, a norma prevê a suspensão do PB da fase, mas não há a utilização do fator multiplicador de penalidades  $K_o$  ou  $K_p$ , uma vez que a FT como um todo está em operação.
- No caso da manutenção da fase reserva, caso não seja necessária a entrada em operação desta fase, não haverá desconto do PB relativo à PV.
- Os fatores  $K_o$  e  $K_p$  são utilizados somente durante a indisponibilidade total da FT, ou seja, do início da indisponibilidade até o término das manobras para colocar a fase reserva em serviço.

##### **Transformador trifásico**

- No caso de indisponibilidade, esta é total.
- Há a aplicação dos fatores  $K_o$  e  $K_p$  no cálculo da PVI.

Apesar do custo mais alto da implementação de um banco de transformadores monofásicos, a utilização de um banco resultará condição operativa melhor em uma contingência com a utilização da fase reserva e, conseqüentemente, um desconto menor relativo à PV pela indisponibilidade da FT. *Sendo assim, verifica-se que a PV deverá ser mais uma questão a ser considerada na decisão de planejamento da expansão dos sistemas elétricos no que concerne à utilização de banco ou de transformador trifásico.*

É interessante observar que é verificada no Plano Decenal de Expansão de Energia 2008 / 2017 [MME-08] a utilização, em sua grande maioria, de bancos de transformadores monofásicos nas instalações de transmissão autorizadas ou licitadas.

#### 4.6.4 Situações especiais de indisponibilidades com isenção de PVI

Para a FT Transformação, a norma estabelece algumas situações especiais para a aplicação da PVI.

---

1. Em caso de falha, será concedido um período de 72 horas contínuas (3 dias) para a realização do transporte e a instalação de outro transformador, desde que o reserva não esteja localizado na subestação da ocorrência do evento.
2. Para o transformador reserva trifásico (reserva quente ou em serviço) para atender critério de confiabilidade, serão utilizados  $K_o$  e  $K_p$  iguais a 10 no cálculo da PVI.
3. Não haverá incidência de PVI para o período de até 3 horas iniciais de indisponibilidade, por falha interna ao equipamento principal da FT, desde que seja substituído por equipamento reserva.

#### 4.7 PVI aplicada à FT - controle de reativo

Os equipamentos principais pertencentes à FT Controle de Reativo, já identificados na tabela 3.2, são:

1. REA - Reator
2. CRE - Compensador Estático
3. CSI - Compensador Síncrono
4. BC - Banco de Capacitor
5. CSE - Compensação Série

A equação da aplicação da PVI desta FT é a mesma dos exemplos calculados para as FT mostradas anteriormente, ou seja, a expressão 4.1. Informações sobre Padrão de Duração de Desligamento, Padrão de Frequência de Outros Desligamentos e Fatores  $K_o$  e  $K_p$  para a FT CR são retirados da tabela 3.2.

Com respeito aos principais comandos estabelecidos pela norma para os equipamentos desta FT, tem-se:

**Reator (REA)** - Os padrões estabelecidos são similares aos da FT Transformação, inclusive nas características físicas e nos procedimentos operacionais. Situações estabelecidas pela norma:

1. Período de isenção de PVI no caso de falha ocorrida em equipamento principal, de 72 horas contínuas, a partir do momento da falha, para que a concessionária realize o transporte e a instalação de outro reator que não esteja localizado na área da subestação da ocorrência do evento para substituir o equipamento que ficou indisponível.
  2. Isenção da PVI para o período de até 3 horas iniciais de indisponibilidade por falha interna ao equipamento principal da FT, desde que seja substituído por equipamento reserva.
-

3. Para o caso de Reator, não manobrável sob tensão, presente numa FT Linha de Transmissão, após o desligamento da LT, caso ocorra o retorno à operação da LT sem o reator, e na hipótese de ser solicitado pelo ONS com base em estudo prévio, o desconto da PVI após o retorno incidirá apenas sobre o reator. O desconto corresponderá à parcela do respectivo Pagamento Base associado ao período de sua indisponibilidade.

**Compensador Síncrono (CSI)** - Não é considerado para apuração da PVI o período até 1080 horas contínuas, a cada período completo de 5 anos, de Desligamento Programado para este equipamento, segundo critérios específicos estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Adicionalmente devem ser atendidos os aspectos de oportunidade e preservação da confiabilidade e segurança do sistema elétrico.

**Compensador Estático (CRE)** - Não há caso especial para esse equipamento; este se enquadra na FT LT e Transformador.

**Compensador Série (CSE)** - Há desconto por PVI no período de operação desta FT com indisponibilidade do Módulo de Controle, conforme os seguintes critérios:

1. O desconto da PVI corresponde ao produto da duração da indisponibilidade do Módulo de Controle, em minuto, pelo valor representativo de 80% do Pagamento Base da FT.
2. A duração tem início no momento da devolução da FT para a operação sem o Módulo de Controle e cessará quando a concessionária de transmissão informar ao ONS que está em condição de eliminar a indisponibilidade, não sendo esta duração considerada na dedução do tempo dos padrões de desempenho a que tem direito a FT.
3. Se a indisponibilidade do Módulo de Controle acarretar redução da capacidade operativa da FT há desconto de receita por Parcela Variável devido a Restrição Operativa Temporária, a PVRO.

**Banco de Capacitor (BC)** - Não há caso especial para esse equipamento; este se enquadra na FT LT e Transformador.

#### 4.8 PVI aplicada à FT - módulo geral

Ocorre desconto relativo à Parcela Variável sobre a FT MG quando o desligamento de equipamento que a compõe causar indisponibilidade de uma ou mais outras FT vinculadas à mesma subestação; por exemplo, quando indisponibilizar uma FT LT. Isso significa que os desligamentos de equipamentos da FT MG, em condições normais, não implicam desconto de receita por PVI, pois não indisponibilizam outra FT.

---

A norma estabelece que, quando houver a PVI, deve ser utilizado o valor do PB da FT Módulo Geral e a duração do desligamento do equipamento.

#### 4.9 Apuração da PVI – procedimento orientativo

Após detalhar o cálculo das PVI apresentadas anteriormente, torna-se interessante delinear um procedimento para orientar a sua apuração mensal, ou seja, a quantificação dos montantes financeiros que serão descontados do PB das FT visando refletir a efetiva disponibilidade da mesma à Rede Básica ao longo do mês. Para sua determinação, é utilizada a equação 4.1.

O início do processo de cálculo consiste em identificar a FT quanto ao seu regime de concessão (integrante ou não de concessão por meio de licitação) e à data da licitação, se for o caso.

Se a identificação da FT for passível de verificação de ultrapassagem dos padrões de duração para efeito de cobrança de PVI:

- (a) Identificar a família a que pertence a FT, verificando os seus parâmetros.
- (b) Verificar a ultrapassagem de franquias, somando as durações de desligamentos (programados ou outros) ocorridos na FT durante o período contínuo de 12 meses anteriores ao da ocorrência, incluindo este, e comparar com o respectivo valor padrão definido para a família à qual a FT pertence.

Para a FT – Transformação correspondente a transformador reserva trifásico em operação para atender critério de confiabilidade, são utilizados valores de  $K_o$  e  $K_p$  iguais a 10.

No caso específico de indisponibilidade de uma FT – Linha de Transmissão, ocasionada pelo reator não manobrável sob tensão a ela integrada, e o ONS solicitar o seu retorno sem esse reator, o desconto da PVI, durante o retorno, incidirá apenas sobre o PB do reator indisponível, associado ao seu período de indisponibilidade. Neste caso, serão utilizados os valores de  $K_o$  e  $K_p$  da FT e a PVI não será passível de verificação de ultrapassagem dos padrões de duração e frequência.

O desconto de PVI, no caso do desligamento de equipamento que compõe a FT – Módulo Geral, que cause indisponibilidade de uma ou mais FT vinculadas à mesma subestação, será calculado adotando-se o PB da FT – MG e a duração do desligamento do equipamento, exceto para o disjuntor central em configuração de barra de disjuntor e meio.

Desligamentos para intervenção de urgência serão caracterizados como Outros Desligamentos, utilizando-se o fator multiplicador para Outros Desligamentos ( $K_o$ ) com valor específico definido na regulamentação vigente.

A PVI é calculada em função do PB da FT vigente no mês de início da ocorrência do evento.

No caso de uma FT composta por equipamentos pertencentes a mais de uma concessão de transmissão, em que ocorra compartilhamento de intervenções entre concessionárias distintas, o valor da PVI referente a cada concessionária será proporcional ao PB dos ativos que cada uma possui na FT referida.

## 4.10 Outros tipos de Parcela Variável

### 4.10.1 Parcela Variável por Restrição Operativa - PVRO

**Definição da PVRO:** A PVRO é a parcela a ser deduzida do PB por restrição operativa temporária existente na FT que resulte na redução da capacidade operativa da própria FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão.

Quando há restrição operativa temporária na FT, significa que o serviço de transmissão contratado não está sendo prestado adequadamente. Neste caso, a transmissora não faz jus ao recebimento da receita plena associada à FT com restrição.

A capacidade operativa de todas as FT da concessão é definida no CPST das transmissoras. A norma estabelece que somente as interrupções e restrições com duração superior a 1 minuto são consideradas para efeito da apuração das indisponibilidades e das restrições operativas temporárias.

**Cálculo da PVRO:** O valor do desconto da PVRO é aquele resultante da multiplicação do PB, expresso em moeda corrente nacional por minuto, pelo somatório do produto da redução proporcional da capacidade operativa de longa e de curta duração da FT pela duração das restrições operativas, expressa em minutos. Tal desconto é calculado, para uma FT, por meio da equação 4.2.

$$PVRO = \frac{PB}{1440 \times D} \times \left( \sum_{l=1}^{NRL} ROL_l \times DROL_l + \sum_{c=1}^{NRC} ROC_c \times DROC_c \right) \quad (4.2)$$

Nesta expressão, tem-se:

PB: Pagamento Base da FT (R\$/mês).

D: Número de dias do mês.

PB/1440 x D: Receita da FT em R\$ por minuto.

ROL: Redução proporcional da capacidade operativa de longa duração em minutos.

ROC: Redução proporcional da capacidade operativa de curta duração em minutos.

DROL: Duração, em minutos, de uma restrição operativa de longa duração que ocorra durante o mês relativo a uma FT.

DROC: Duração, em minutos, de uma restrição operativa de curta duração que ocorra durante o mês relativo a uma FT.

NRL: Número de restrições operativas de longa duração ao longo do mês.

NRC: Número de restrições operativas de curta duração ao longo do mês.

Para exemplificar a determinação da perda de receita, considera-se um transformador cuja potência foi reduzida em 30%, durante um período de 5 horas (300 minutos), devido à falha no sistema de ventilação forçada. Este equipamento estará sujeito a uma perda de receita determinada pela expressão 4.3 (a partir de 4.2).

$$PVRO = 0,30 \times PB \times 300 = 90 \text{ PB (R\$ por minuto)} \quad (4.3)$$

Isto significa uma perda de 90 minutos da receita do transformador. Caso ocorra restrição de longa duração nessa mesma FT no mês de apuração, a PVRO será calculada usando os dois termos da equação.

Situações especiais podem ser citadas:

1. Não haverá desconto da PVRO para as restrições operativas ocorridas no período de 6 meses a contar da data de entrada em operação comercial de uma nova FT.
2. Decorridos 30 dias consecutivos sem a eliminação da restrição operativa temporária, e a perda de receita nos últimos 12 meses já ter atingido os limites de 25% da RAP da FT ou de 12,5% da RAP de todas FT da concessão, a ANEEL poderá suspender o PB da FT.

A apuração mensal da PVRO de FT compreende a quantificação dos montantes financeiros que serão descontados das receitas mensais (PB) das FT em função de sua efetiva capacidade operativa configurada ao longo do mês. Para sua determinação, é utilizada a equação 4.2.

A PVRO é calculada em função do PB da FT vigente no mês de início da ocorrência do evento.

---



#### 4.10.2 Parcela Variável devido a atraso na entrada em operação

A data de entrada em operação de uma nova FT é um compromisso estabelecido no contrato de concessão ou em resolução autorizativa para a disponibilidade da FT na operação do sistema. O período de atraso representa um serviço não prestado relacionado a esta FT.

Além da incidência do desconto do PB, a norma ratifica que o atraso na entrada em operação de uma FT deixará a transmissora sujeita a aplicação de penalidades previstas em [ANEEL-04b] (penalidade de multas).

O desconto do PB por Parcela Variável está limitado em 90 dias de atraso e será calculado e aplicado à concessionária de transmissão de acordo com os itens 1 e 2 a seguir. Será considerado o início da apuração a partir da zero hora do dia subsequente à data estabelecida pela ANEEL, conforme as resoluções autorizativas e contratos de concessão:

1. Primeiros 30 dias: o valor descontado por dia de atraso corresponderá ao valor “pro rata dia” do Pagamento Base da FT.

Exemplo: 25 dias de atraso geraria uma perda de receita assim calculada: Desconto de PB = 25 x PB (em R\$/dia)

2. Do 31<sup>o</sup> (trigésimo primeiro) dia ao 90<sup>o</sup> (nonagésimo) dia: o valor por dia de atraso corresponderá a 25% do valor “pro rata-dia” do Pagamento Base da FT.

Exemplo: 70 dias de atraso geraria um desconto assim calculado: Desconto de PB = 30 x PB (R\$/dia) + 0,25x40 x PB (R\$/dia)

O valor total do desconto somente será aplicado à transmissora após o primeiro mês da entrada efetiva em operação da FT e será parcelado nos quatro meses subsequentes, conforme detalhamento estabelecido nos Procedimentos de Rede. O limite de desconto desta PV é o valor resultante do cálculo referente a um atraso máximo de 90 dias.

O valor do desconto da PVAR será calculado de acordo com os seguintes critérios:

1. O desconto no PB somente incidirá sobre atraso de FT novas, sejam integrantes de concessões licitadas ou não.

2. O período de atraso será apurado em base mensal, limitado em 90 dias para efeito de desconto.

3. O valor por dia de atraso nos primeiros 30 dias corresponderá ao valor “pro rata-dia” do PB da FT.

4. O valor por dia de atraso no período entre o 31<sup>o</sup> dia e o 90<sup>o</sup> dia, corresponderá a 25% do valor “pro rata-dia” do PB da FT.

---

5. O valor total do desconto será aplicado após o primeiro mês da entrada em operação da FT e rateado nos quatro meses subsequentes.
6. O valor da PVAR total a ser descontada de uma concessionária de transmissão será o somatório dos descontos para cada FT.

#### 4.10.3 Parcela Variável por Cancelamento de Intervenções

A Parcela Variável por Cancelamento de Intervenções consiste no cancelamento pela concessionária de transmissão da programação de desligamento de uma FT previamente aprovada pelo ONS, com antecedência inferior a 5 dias em relação à data prevista.

De acordo com a ANEEL, a reprogramação e o cancelamento de intervenções nas instalações da Rede Básica pelas transmissoras, após ajustados com o ONS, são prejudiciais e interferem não apenas na operação do sistema elétrico como também nos custos de operação. Portanto foi considerada a aplicação de um sinal econômico (perda de receita) conforme apresentado a seguir.

O cancelamento da programação de desligamento de uma FT, com antecedência inferior a 5 dias em relação à data prevista, considera:

1. Penalidade: desconto de receita equivalente a 20% (vinte por cento) do período programado.
2. Isenção: Desde que haja declaração prévia desta possibilidade na solicitação de intervenção da transmissora por razões previstas nos Procedimentos de Rede. O valor da Parcela Variável será calculado conforme a equação 4.4, presente no Submódulo 15.12 do ONS.

$$PVC I = \frac{PB}{1440 \times D} \times Kp \times \left( \sum_{i=1}^{NPC} 0,2 \times DVDPC_i \right) \quad (4.4)$$

Nesta expressão, tem-se:

PVCI: Parcela Variável devido a cancelamento de intervenções.

PB: Pagamento Base da FT. Obs.: O termo da fórmula PB/1440xD: corresponde à Receita da FT por minuto.

D: Número de dias do mês.

DVDPC: Somatório da duração, em minutos, dos Desligamentos Programados de uma FT que tenham sido cancelados durante o mês.

Kp: Fator para Desligamentos Programados.

NPC: Número de intervenções previamente programadas de uma FT, canceladas ao longo do mês.

Para melhor entendimento da perda de receita por esta modalidade de PV. É apresentado a seguir um exemplo de cálculo.

Foi verificada pelo ONS, na apuração mensal dos serviços e encargos da transmissão, a ocorrência de 2 cancelamentos de programação por responsabilidade da transmissora, cujo tempo previsto de intervenção era de 3 horas (180 minutos) e 5 horas (300 minutos) respectivamente. Os PB das FT, objetos do cancelamento de programação, são identificados por PB-FT1 e PB-FT2 em R\$ por minuto e foi considerado o fator  $K_p = 10$ .

#### 1. Cancelamento intervenção da FT1

$$PV = \text{PB-FT1 (R\$ por minuto)} \times 10 \times 0,20 \times 180 \text{ (minutos)}$$

$$PV = 360 \times \text{PB-FT1}$$

Este valor representa uma perda de 6 horas da receita da FT1.

#### 2. Cancelamento intervenção da FT2

$$PV = \text{PB-FT2 (R\$ por minuto)} \times 10 \times 0,20 \times 300 \text{ (minutos)}$$

$$PV = 600 \times \text{PB-FT2}$$

Este valor representa uma perda de 10 horas da receita da FT2.

### **4.10.4 Parcela Variável devido à utilização de equipamento reserva**

A utilização de um equipamento reserva contratado em substituição a uma FT da concessionária de transmissão, implicará desconto do PB denominado PVR, caso o equipamento reserva seja necessário entrar em operação. Como exemplo dessas FT, tem-se a unidade reserva dos bancos de transformadores monofásicos e dos bancos de reatores.

Os equipamentos reserva localizados na área de subestações integrantes do SIN deverão estar contratados no CPST.

A utilização de equipamentos reserva não declarados nos CPST não dará direito à concessionária de transmissão às franquias de 3 ou 72 horas para reposição da unidade principal. A critério da concessionária, poderão ser incluídos no CPST equipamentos reservas com PB igual a zero, isto é, sem RAP reconhecida pela ANEEL, com a finalidade de aproveitar as franquias supracitadas.

O cálculo para o desconto da PV é feito conforme a equação 4.5. O resultado deste cálculo significa o montante financeiro devido à suspensão do PB da unidade reserva durante o tempo em que foi utilizada.

$$PVR = \frac{PB}{1440 \times D} \times \sum_{i=1}^{NUR} DUR_i \quad (4.5)$$

Nesta expressão, tem-se:

PVR: Parcela Variável devido à utilização de equipamento reserva.

PB: Pagamento Base da FT. PB/1440xD corresponde à Receita da FT por minuto.

D: Número de dias do mês.

DUR: Período de operação do equipamento reserva remunerado, em minutos.

NUR: Número de eventos apurados de utilização de um determinado equipamento reserva.

Como exemplo, é apresentado um cálculo de PVR, considerando a utilização da unidade reserva de um banco de transformadores monofásicos que entrou em operação em substituição a uma fase que apresentou defeito. O cálculo será baseado considerando a utilização dessa unidade reserva durante 15 dias e o PB será exemplificado através do valor real de uma FT da transmissora Cemig (valor extraído de [ONS-08c]).

Considerando:

Banco de transformadores de 345/ 230 kV – 3x75 MVA

Pagamento Base da fase reserva = PB

DUR = 15 dias = 21600 minutos

Aplicando a equação 4.5 tem-se:

PV = PB (R\$ por minuto) x 21.600 (minutos)

PV = **50%** do PB

Para a transmissora, a perda de receita para essa indisponibilidade é composta por duas parcelas. A perda de receita por utilização da fase reserva (exemplificada nesse item) e o valor da perda por Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI), apurada desde a atuação da proteção que

indisponibilizou o banco de transformadores até a substituição da fase defeituosa pela fase reserva.

#### 4.11 Importância do planejamento dos desligamentos

Como já definido, desligamento programado é caracterizado como a indisponibilidade de uma Função de Transmissão programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos Procedimentos de Rede. Abaixo, são apresentadas algumas condições que a norma determina para tais desligamentos:

1. Nas intervenções classificadas como Desligamentos Programados, cuja liberação para a operação ocorra até o final do período programado ou reprogramado, será considerado o período real, excetuando-se os casos de intervenção para manutenção corretiva especial de FT que implique corte de carga em regime normal. Nos casos de intervenções que impliquem corte de carga deve ser considerado o período real acrescido de 10% (dez por cento) do período compreendido entre o término real e o término programado ou reprogramado, não sendo este acréscimo considerado para abatimento no tempo do padrão da FT.

2. Quando a duração real do Desligamento Programado de uma FT for superior ao período inicialmente programado ou reprogramado, por responsabilidade da concessionária de transmissão, o período de atraso, após superado o correspondente Padrão de Duração de Desligamento, será multiplicado pelo fator 1,5, para efeito de desconto da PVI, sendo a duração real do desligamento considerada no tempo do padrão da FT.

Intervenção programada em caráter de urgência é definida como a intervenção solicitada com antecedência inferior a 24 horas, com relação ao horário do desligamento, ou com antecedência entre 24 horas e 48 horas, com relação ao horário do desligamento e sem que seja possível ao ONS programar as condições operativas do SIN. Intervenções com prazos de solicitação menores são consideradas não programadas.

A norma estabelece que, para efeito de desconto da PVI, o desligamento não programado será caracterizado como Outros Desligamentos, utilizando-se o fator multiplicador  $K_o$  igual a 150 ao invés do fator  $K_p$  igual a 10.

As condições citadas acima caracterizam a importância de se planejarem os desligamentos de forma otimizada. A observação criteriosa dos períodos das intervenções é essencial para minimizar os descontos das empresas e, principalmente, para aumentar a segurança do sistema elétrico.

## 4.12 Limites dos descontos das Parcelas Variáveis

São estabelecidos limites na aplicação do desconto das parcelas variáveis. A seguir estão apresentadas as principais condições para a limitação de descontos:

1. O desconto referente à soma dos valores da PVI e da PVRO de cada FT, dentro do mês de apuração, estará limitado a 50% do valor do Pagamento Base da FT, deslocando-se para o(s) mês(es) subsequente(s) o saldo que restar.
2. O desconto referido no item anterior, para o período contínuo de doze meses anteriores ao da apuração, incluindo este, estará limitado a 25% do somatório dos PB da FT no mesmo período.
3. O desconto referente aos valores das PVI e das PVRO de todas as FT de uma concessão, no período de que trata o item 2, estará limitado a 12,5% do valor da RAP da concessão, correspondente ao mesmo período.

A concessionária de transmissão estará sujeita à penalidade de multa, aplicada nos termos da Resolução Normativa nº. 063, de 12 de maio de 2004, entre outras previstas na legislação e no contrato de concessão, quando atingir os limites de 25% da RAP de uma FT ou então de 12,5% da RAP da Concessão.

## 4.13 Apuração das indisponibilidades

A apuração das parcelas variáveis será realizada pelo ONS de acordo com [ANEEL-07a] e com os Procedimentos de Rede do ONS [ONS-08b].

A PVI e a PVRO são apuradas até o 15<sup>o</sup> dia útil do mês subsequente à ocorrência dos respectivos eventos, sendo os correspondentes descontos realizados a partir do mês seguinte.

O prazo limite para a apuração poderá ser prorrogado na hipótese de a análise da ocorrência requerer um prazo maior.

Somente eventos com duração superior a 1 minuto são considerados para a apuração de desligamentos e restrições operativas temporárias.

## 4.14 Adicional à RAP

Os CPST das transmissoras não licitadas estabelecem que exista a aplicação de uma receita adicional e um correspondente mecanismo de desconto. Existem benefícios econômicos para as transmissoras quando estas apresentarem um desempenho acima do padrão a ser estabelecido e a perda de receita para um desempenho abaixo do padrão. Trata-se de um incentivo à

---

melhoria da disponibilidade das instalações de transmissão, tendo como referência a receita da Parcela Variável por Indisponibilidade.

Para o estabelecimento da receita adicional, a ANEEL define a adoção do indicador de duração de desligamento que corresponde ao percentil de 25% da distribuição do desempenho de uma Família de Equipamentos da FT. Os valores propostos para estes percentis estão apresentados a seguir e são resultantes dos trabalhos desenvolvidos durante a formatação dos Padrões de Desempenho.

#### **4.14.1 Condições para direito ao adicional à RAP**

Apenas as FT integrantes de concessão não decorrente de licitação e as autorizadas a esta concessão até a data de publicação da Resolução Normativa nº. 270/2007 podem receber adicional financeiro por desempenho de disponibilidade.

A tabela 4.9 extraída de [ANEEL-07, anexo 2] contempla os valores anuais de duração (em horas) das FT, cujas indisponibilidades são iguais ou inferiores aos estabelecidos, que geram à transmissora um adicional à sua RAP conforme as condições 1 e 2:

Condição 1: Quando a duração de Outros Desligamentos da FT for inferior ou igual ao correspondente valor estabelecido na tabela abaixo, contabilizando o acumulado no período contínuo de 12 meses anteriores ao mês de maio, incluindo este.

Condição 2: Atendida a primeira condição, haverá também um adicional à RAP associado a Desligamentos Programados, quando a duração acumulada nesse mesmo período for igual ou inferior ao correspondente valor da tabela 4.9.

**Tabela 4.9 – Dados para cálculo do adicional à RAP**

Função Transmissão	Família de equipamento	Percentil de 25% da Duração de Desligamento		
		Programado (hora/ano)	Outros (hora/ano)	
LT	≤ 5km(*)	4,3	0,1	
	>5km e ≤50Km(*)	4,3	0,1	
	>50km – 230kV	3,8	0,14	
	345kV	3,8	0,15	
	440kV	6,7	1,1	
	500kV	6,7	0,36	
	750kV	6,7	0,36	
	Cabo Isolado(*)	23,5	0,7	
TR	≤345kV	4,7	0,06	
	>345kV	7,2	0,06	
CR	REA	≤345kV	4,3	0,06
		>345kV	2,4	0,06
	CRE	(*)	25,5	2,23
	CSI	(*)	49,5	0,56
	BC	(*)	5,0	0,06
	CSE	(*)	0,15	0,1

(\*) Qualquer nível de tensão de uso na Rede Básica  
Percentil de 25% da Duração de Desligamento

#### 4.14.2 Cálculo do adicional à RAP

O valor do adicional à RAP de cada concessionária de transmissão será publicado anualmente pela ANEEL na mesma resolução que homologa as receitas dessas concessionárias. Lembrando que o ciclo de receitas do segmento de transmissão é compreendido de 01 de julho a 30 de junho do ano seguinte.

O cálculo do adicional será feito utilizando a equação 4.1 para PVI, com as seguintes observações:

1. Para os termos DVDP e DVOD deverão ser usados os valores constantes na tabela 4.9:

- “D” será igual a 30 e em base anual;



• Os fatores  $K_o$  e  $K_p$  são os mesmos estabelecidos por [ANEEL-07, anexo 1] “Padrão de Duração de Desligamento, Padrão de Frequência de Outros Desligamentos e Fatores  $K_o$  e  $K_p$ ” apresentados na tabela 3.2.

Para facilitar o entendimento, são apresentados abaixo exemplos de cálculo, usando os dados da tabela 3.2 para a FT Transformador com valor de tensão maior que 345 kV, considerando que esta FT não violou os Padrões estabelecidos, fazendo jus ao Adicional à RAP tanto de Programado quanto de Outros Desligamentos. São utilizados os fatores  $K_p=10$  e  $K_o=150$ .

### **Exemplo 1: Adicional referente ao padrão – outros**

Passos dos cálculos:

$$\text{Adicional (R\$)} = \text{Pagamento Base (em R\$ por hora)} \times K_o \times 0,06 \text{ (hs)}$$

$$\text{Adicional (R\$)} = \text{PB (em R\$ por hora)} \times 150 \times 0,06 \text{ (hs)}$$

$$\text{Adicional (R\$)} = 9 \times \text{PB (em R\$ por hora)}$$

Tal valor significa que a transmissora receberá de adicional um montante financeiro correspondente a apenas 9 horas de receita da FT.

### **Exemplo 2: Adicional referente ao padrão – programado**

Passos dos cálculos:

$$\text{Adicional (R\$)} = \text{Pagamento Base (em R\$ por hora)} \times K_p \times 7,2 \text{ (hs)}$$

$$\text{Adicional (R\$)} = \text{PB (em R\$ por hora)} \times 10 \times 7,2 \text{ (hs)}$$

$$\text{Adicional (R\$)} = 72 \times \text{PB (em R\$ por hora)}$$

Tal valor significa que a transmissora receberá de adicional um montante financeiro correspondente a apenas 3 dias de receita da FT.

O ONS efetuará anualmente o cálculo dos adicionais financeiros à RAP por desempenho de disponibilidade associados a cada concessionária de transmissão e apresentará os resultados à ANEEL, de forma a serem considerados nas respectivas Parcelas de Ajuste (PA) a serem compensadas no ciclo tarifário seguinte.

O operador deve também encaminhar anualmente à ANEEL, o valor da duração dos Desligamentos Programados e dos Outros Desligamentos de cada FT, por concessionária de transmissão, ocorridos no período contínuo de 12 meses anteriores ao mês de maio, incluindo este, com valor igual ou inferior aos especificados na regulamentação vigente, bem como, os valores dos adicionais financeiros à RAP.

Quando a duração de Outros Desligamentos da FT, acumulada no período contínuo de 12 meses anteriores ao mês de maio, incluindo este, for igual ou inferior ao correspondente valor definido na regulamentação vigente (equação 4.6). O valor do adicional financeiro vinculado à FT é definido pela equação 4.7.

$$\sum_{i=1}^{NOa} DVOD_i \leq \overline{DVOD}_f \quad (4.6)$$

Nesta expressão tem-se:

NOa: número de Outros Desligamentos ocorridos em uma FT.

DVOD: somatório da duração dos Outros Desligamentos ocorridos com a FT.

DVOD<sub>f</sub>: padrão duração de Outros Desligamentos referente à família de equipamentos a qual pertence a FT.

O valor do adicional financeiro vinculado à FT é definido pela equação 4.7.

$$AFR = \frac{PB}{1440 \times D} \times Ko_i \times \overline{DVOD}_f \quad (4.7)$$

Onde:

PB: Pagamento Base da FT em base anual.

D: 30.

Ko: fator para OUTROS DESLIGAMENTOS com duração de até 300 minutos. Este fator será reduzido para Kp após o 300<sup>o</sup> minuto.

Caso contrário, tem-se a situação da equação 4.8.

$$\sum_{i=1}^{NOa} DVOD_i > \overline{DVOD}_f \quad (4.8)$$

Nesta expressão tem-se que AFR = 0.

Atendida a condição descrita no item anterior, se a duração dos Desligamentos Programados da FT, acumulada no período contínuo de 12 meses anteriores ao mês de maio, incluindo este, for igual ou inferior ao correspondente valor definido na regulamentação vigente, o valor do adicional financeiro vinculado à FT, passa a ser calculado conforme equação 4.9:

$$AFR = \frac{PB}{1440 \times D} \times Kp \times \overline{DVDP}_f + \frac{PB}{1440 \times D} \times Ko_i \times \overline{DVOD}_f \quad (4.9)$$

Onde:

PB: Pagamento Base da FT em base anual.

D: 30.

Kp: fator para Desligamentos Programados definido de acordo com a regulamentação vigente.

O valor do adicional financeiro à RAP por desempenho de disponibilidade a ser creditado a cada concessionária de transmissão será o somatório dos adicionais financeiros das FT de sua propriedade.

#### **4.14.3 Limitações para o adicional à RAP**

A ANEEL estabeleceu a seguinte limitação para os valores do adicional à RAP:

1. O valor do adicional a ser recebido por todas as transmissoras estará limitado a 30% da soma dos valores da PVI de todas as FT liquidadas no período contínuo de 12 meses anteriores ao mês de maio, incluindo este.
2. Caso o valor referente aos 30% dos valores da PVI seja menor que o valor a ser pago como adicional à RAP, deverá ser feito da forma de rateio para todas as transmissoras que fizerem jus ao recebimento do adicional.

#### **4.15 Considerações finais**

Conforme pode ser verificado pelas informações apresentadas neste capítulo, apesar dos conceitos básicos relativos à PV serem bem definidos, a aplicação do mecanismo, considerando todas as suas especificidades, não é uma tarefa trivial.

Qualquer desconsideração de algum detalhe relacionado aos equacionamentos poderá causar uma perda significativa da receita das empresas e todas as implicações decorrentes, inclusive para os consumidores. O impacto dos tempos de desligamento, os valores multiplicadores, as exceções e casos especiais, são alguns dos pontos a salientar. O Apêndice A apresenta diversas informações que permitem verificar o impacto das parcelas variáveis em diversas empresas do setor elétrico nacional.

O estudo realizado durante a elaboração desta dissertação acerca da documentação pertinente levou à identificação de algumas propostas para introduzir a aplicação do mecanismo PV na prática da engenharia de sistemas de potência. As principais sugestões encontram-se registradas no próximo capítulo.

---

# 5 PROPOSTAS PARA ATUALIZAÇÃO DE PROCEDIMENTOS

## 5.1 Introdução

Várias atividades dos sistemas elétricos são impactadas com a aplicação do mecanismo da PV. A expansão, a operação e a manutenção do SIN devem ser aperfeiçoadas tendo em vista que uma baixa qualidade destes serviços implicará descontos financeiros que podem ter um enorme impacto negativo no equilíbrio econômico das empresas transmissoras podendo até mesmo inviabilizar negócios no setor elétrico.

Com a compreensão dos diversos aspectos da PV, medidas preventivas poderão ser implementadas de forma que este possa ser um mecanismo aliado das empresas para a busca da qualidade contínua no setor elétrico brasileiro.

Nos aspectos de *manutenção*, verifica-se que sua gestão precisa ser otimizada. Neste capítulo, enfoque é dado à manutenção realizada sem o desligamento do equipamento, em especial à manutenção de linhas vivas.

Muitas *falhas* em linhas de transmissão são causadas por fatores passageiros como descargas atmosféricas, queimadas, curtos-circuitos causados por vegetação, etc. Indisponibilidades inferiores a certo limite de tempo não são consideradas para efeito da PV. Sendo assim, devem ser tomadas atitudes para minimizar tais falhas e, caso ocorram, que os desligamentos sejam rápidos. O *religamento automático* torna-se cada vez mais relevante, assim como a *proteção específica para transformadores*.

Na busca pelo aprimoramento da gestão da operação e manutenção de suas FT, as empresas devem investir em diversas frentes, tais como: elaboração de planos adequados de contingência; coordenação eficaz de intervenções; treinamento das equipes envolvidas; atualização de *softwares* de gerenciamento. Estas e outras atitudes terão resultados importantes para amenizar os possíveis impactos da PV.

Neste capítulo, as questões acima são abordadas e, para cada uma delas, são apresentadas propostas e sugestões para aprimoramento de procedimentos relativos às atividades realizadas nos sistemas de potência, em especial àquelas direcionadas à manutenção e operação dos mesmos.

---

## 5.2 Manutenção sem desligamento de equipamentos

### 5.2.1 Considerações

Uma ação preventiva, para se evitar o desconto na receita das empresas transmissoras decorrentes da indisponibilidade de FT, seria atuar na melhoria das atividades de manutenção destas funções. Neste aspecto, a gestão das manutenções precisa ser otimizada.

Torna-se imperativa a revisão das periodicidades e dos procedimentos de manutenção dos equipamentos da Rede Básica visando um tratamento diferenciado para equipamentos com maior impacto relativo aos descontos da PV.

Deve-se investir nas *manutenções preditivas* visando à redução de desligamentos programados e não programados. Várias são as formas de atuar nesta direção, incluindo investimentos na monitoração dos equipamentos, pois, o conhecimento mais exato da condição operativa dos mesmos permitirá a elaboração de procedimentos de manutenção mais eficazes. Já dentro desta visão preditiva, trabalhos relativos à monitoração de transformadores vêm sendo realizados no LRC/UFMG [UFMG / Cemig 2010].

Nesta dissertação, ênfase é dada à manutenção efetuada sem desligamento dos equipamentos elétricos. Para tal, faz-se necessária a utilização de técnicas e equipamentos aprimorados, e a programação de desligamentos deve ser aperfeiçoada no contexto das intervenções sem desligamento. De forma mais específica, destaque é dado à **Manutenção em Linha Viva**, em decorrência do seu forte impacto positivo em termos da aplicação da PV.

### 5.2.2 Manutenção em linha viva e seu impacto na PV

Neste item são apresentadas recomendações para a manutenção e uma análise comparativa entre intervenções com ou sem desligamento.

#### 5.2.2.1 Meta, recomendação e ganhos

**Meta:** Executar a manutenção sem o desligamento de linhas de transmissão de extra alta tensão para mitigar, reduzir ou eliminar o impacto da PV na receita da empresa.

**Recomendação:** Utilização de caminhão com lança isolada com alcance de até 31 metros encontrado no mercado; serviços de linha viva em tensões de até 750kV podem ser realizados com esse caminhão.

Tal equipamento possibilita grande inovação e flexibilidade nas tarefas de manutenção preditiva e corretiva nas instalações do sistema elétrico sem a

---

necessidade de desligamento e interrupção do fornecimento de energia aos consumidores<sup>8</sup>. Serviços que podem ser executados sem desligamento:

- i Reparo em cabos pára-raios com e sem OPGW (*Optical Ground Wire*)
- ii Reparo em espiras rompidas de cabos pára raios;
- iii Instalação de esferas de sinalização em derivação de cabo OPGW, travessia de rodovias e cruzamentos de Linhas de Transmissão;
- iv Poda de árvores próximas às faixas de servidão;
- v Inspeção de cabos condutores e espaçadores-amortecedores sem a necessidade de desligamentos;
- vi Instalação de equipamentos de vibração eólica em cabos condutores de linhas de transmissão;
- vii Instalação de reparos em cabos condutores e pára-raios nas linhas de transmissão;
- viii Troca de isoladores em alguns tipos de torres;
- ix Instalação de esferas de sinalização em cabos pára-raios;
- x Retirada de pontos quentes em subestações;
- xi Conexão e desconexão de TP (Transformador de Potencial) e TC (Transformador de Corrente);
- xii Serviços em chaves seccionadoras;
- xiii Manutenção em barras e equipamentos energizados ou não, com altura até 25 metros;
- xiv Troca de *jampers*, barras e conectores em TP e TC em subestações.

**Ganhos:** Vários são os ganhos com a manutenção em linha viva:

- i Redução do tempo de manutenção nas subestações para execução de serviços diversos em *jampers*, barramentos, conectores, etc.;
- ii Redução do tempo de indisponibilidade dos transformadores que foram desligados para execução dos serviços de troca de *jampers* e conexões;
- iii Redução do tempo de execução dos serviços de reparo em OPGW e em cabos pára-raios;
- iv Redução da necessidade de mão de obra de cada um dos serviços com consequente redução do número de homens – hora na execução dos serviços;
- v Não havendo a necessidade do desligamento de LT para reparos em cabos OPGW, evita-se também o desligamento de sistemas de telecomunicação;

---

<sup>8</sup> Intervenções utilizando caminhão com lança isolada são largamente executadas por várias empresas da Europa, América do Norte e Ásia. No Brasil, a COPEL transmissão foi pioneira na aquisição deste tipo de equipamento e possui 2 caminhões com lança isolada, sendo um com alcance de 15m e o outro de 25m (para serviços em linha viva em tensões até 750kV).

vi Maior segurança das equipes e instalações de esferas de sinalização de LT.

Vários dos pontos colocados anteriormente atuam para a redução dos descontos financeiros nas FT em relação à PV.

### 5.2.2.2 Intervenção com ou sem desligamento - análise comparativa

Neste item, são apresentados os resultados de dois estudos de casos onde é comparada a intervenção com desligamento programado à utilização do caminhão com lança isolada na intervenção em linha viva.

**Estudo 1:** Intervenção na LT Itutinga – Juiz de Fora 345kV para substituição e colocação de amortecedores *Stockbridge*. A tabela 5.1 apresenta os valores relacionados ao estudo.

Duração do desligamento: 42 horas.

**Tabela 5.1 – Análise de intervenção na LT Itutinga – Juiz de Fora 345kV**

Função Transmissão LT	PB = Receita mensal	Duração do Desligamento Programado em minutos	Valor da PV sem limite	% da PV sobre a receita mensal da LT	PV com caminhão sem desligamento
			Kp = 10		
LT Itutinga – Juiz de Fora 345kV	R\$ 1.106.584,84	2520	R\$ 645.507,82 (58% do PB)	<b>50%</b> do PB (com limite = R\$553.292.42)	0

**Cálculo 2:** Intervenção na LT1 Jaguará - Pimenta 345 kV da Cemig para substituição e colocação de amortecedores *Stockbridge*. A tabela 5.2 apresenta os valores relacionados ao estudo.

Início do desligamento: Dia 14/05/07 às 12h30min.

Término do desligamento: Dia 18/05/07 às 13h30min.

**Tabela 5.2 – Análise de intervenção na LT1 Jaguará - Pimenta 345 kV**

PV Normal		PV com caminhão	
Ano 1	Ano 2	Ano 1	Ano 2
R\$ 178.444,90	R\$ 267.533,58	0	0

Neste exemplo, a utilização do caminhão com lança isolada evitaria o desligamento da LT, diminuiria o número de pessoas necessárias para esta intervenção e reduziria em 100% o valor do desconto da Parcela Variável.

### 5.3 Religamento automático de Linhas de Transmissão – meta, recomendações e ganhos

Desligamentos com duração inferior ou igual a um minuto não geram desconto na receita. Logo, as características do religamento automático de linhas de transmissão deverão ser aprimoradas.

**Meta:** Religar as LT rapidamente, antes do tempo máximo permitido sem a aplicação da PV.

**Recomendação 1:** Implantar religamento automático em linhas de extra alta tensão para evitar descontos de PV relativos a faltas não permanentes como descargas atmosféricas, ventanias, temporais, queimadas e por vegetação.

**Ganho:** O religamento automático satisfatório com o tempo em torno de um segundo não é passível de desconto de receita relativo à PV.

**Recomendação 2:** Analisar a possibilidade de se aumentar o “tempo morto” do religamento automático já existente das linhas de transmissão de extra alta tensão. Atualmente, este é em torno de 0,8 segundo.

**Ganho:** Utilizando um tempo morto maior, haverá maior probabilidade de extinção do arco originado por descargas atmosféricas, ventanias, temporais, queimadas e por vegetação. O religamento satisfatório será mais frequente, reduzindo desta forma descontos de PV.

### 5.4 Proteção específica para transformadores

Com o avanço da proteção digital, os novos relés digitais possuem um grande número de funções em uma só unidade. No planejamento de uma nova obra ou ampliação no sistema, deve ser criteriosamente estudada a utilização das funções dos relés digitais. Se a utilização de uma função do conjunto das funções de proteção deste relé levar ao atraso do retorno do equipamento, deverá ser avaliada uma proteção com indicação específica para que o retorno do equipamento seja mais rápido.

Os relés digitais possuem, por exemplo, proteção diferencial e proteção para sobrecarga. Corretamente, quando ocorre atuação da proteção digital diferencial, deve haver a atuação do relé de bloqueio do transformador e os procedimentos de inspeção do transformador; mas, se a proteção de sobrecarga estiver sendo utilizada, esta proteção não poderá atuar a proteção de bloqueio, pois após a contingência, as condições do sistema elétrico poderão permitir o retorno do transformador sem que ocorra sobrecarga neste equipamento. Neste caso, não haverá a necessidade de inspeção e o transformador retornará em menos tempo à rede elétrica, contribuindo para a segurança operativa e a redução do desconto monetário da Parcela Variável.



## 5.5 Falhas em LT causadas por queimadas

### 5.5.1 Impacto na PV

Pesquisa registrada nos relatórios do ONS [ONS-08c] identificou dados muito relevantes com respeito às falhas em linhas de transmissão.

A estatística descritiva dos dados de falhas em LT no ano de 2007 da Cemig permite análises dos impactos dos tipos de falhas, em especial as queimadas, nos cálculos da parcela variável.

A tabela 5.3 mostra o número de falhas em linhas de transmissão, com respeito aos seus componentes. Percebe-se que a faixa de servidão corresponde a maior parte das falhas nas quais foi identificado o componente. Em muitos casos, conforme apresentado na tabela 5.3, não é identificado o componente da LT.

**Tabela 5.3 – Número de falhas em linhas de transmissão por componente da LT**

Faixa de servidão	Cabo condutor	Não Informado
22	2	22
(48%)	(4%)	(48%)

A tabela 5.4 registra os resultados da simulação dos descontos de PVI que seriam obtidos caso a Resolução Normativa 270 fosse aplicada no ano de 2007<sup>9</sup>. Os valores apresentam-se bastante significativos, indicando a necessidade de uma atenção especial por parte das empresas.

**Tabela 5.4 – PVI de linhas de transmissão por componente da LT**

Faixa de servidão	Cabo condutor	Não Informado
R\$ 414.228,00	R\$ 142.160,00	97.794,00
(63%)	(22%)	(15%)

A tabela 5.5 relaciona o número de falhas em linhas de transmissão ao motivo da falha. As queimadas se apresentam como sendo a principal causadora das faltas.

<sup>9</sup> Observação: a diferença percentual dos descontos de PVI ocorre devido ao tempo da indisponibilidade de cada desligamento e ao valor do pagamento base de cada linha de transmissão.

**Tabela 5.5 – Número de falhas em LT por motivo da falha**

Queimada	Descarga Atmosférica	Vegetação	Desgaste	Externa	Indeterminada
<b>18</b>	13	4	1	1	7
<b>(41%)</b>	(30%)	(9%)	(2%)	(2%)	(16%)

A tabela 5.6 registra os resultados da simulação dos descontos de PVI considerando os motivos das falhas. Os valores se mostram muito relevantes, reforçando a necessidade de atenção especial.

**Tabela 5.6 – PVI de linhas de transmissão por motivo da falha**

Queimada	Descarga Atmosférica	Desgaste	Animais	Indeterminada
<b>R\$ 414.228</b>	R\$ 80.747	R\$ 142.160	R\$ 1.982	R\$ 14.865
<b>(64%)</b>	(12%)	(22%)	(0,1%)	(1,9%)

As PVI referentes às falhas de linhas de transmissão foram simuladas considerando-se os fatores  $K_o$  e  $K_p$  do primeiro ano de vigência da resolução. No segundo ano, estes fatores seriam aumentados em 50%, o fator  $K_o$  passaria de 100 para 150, gerando descontos de PVI ainda maiores.

Do exposto acima, constata-se que a maioria das falhas em LT, com causa do desligamento identificada, ocorreu devido a queimadas nas faixas de servidão. Em 2007, tais falhas teriam sido responsáveis por uma PVI de R\$ 414.228,00, correspondentes a aproximadamente 64% da PVI total por falhas de LT. Diante disto, providências urgentes devem ser implementadas pelas empresas, no sentido de evitá-las ou pelo menos minimizá-las, conforme sugestões indicadas a seguir.

### 5.5.2 Meta e recomendações

**Meta:** Executar medidas preventivas para se evitar o alto custo decorrente da violação dos padrões de duração e de frequência de desligamentos de linhas de transmissão causadas por queimadas,

#### Recomendações:

- Realizar inspeções terrestres especiais visando à identificação de faixas de servidão a serem limpas. Esta limpeza deve ser realizada no período anterior ao usualmente utilizado para as queimadas.
- Conscientização dos proprietários de terras por onde passam as linhas de transmissão principalmente dos plantadores de cana de açúcar. Os mesmos devem estar cientes dos riscos do desligamento das linhas de

transmissão e das penalidades a que eles estão passíveis ao realizarem queimadas para limpeza de terreno sem os critérios necessários.

## 5.6 Propostas de adequações de procedimentos tradicionais

Conforme já tratado, as empresas transmissoras devem buscar constantemente o aprimoramento da gestão da operação e manutenção de suas FT. Ações básicas como bons planos de contingência, coordenação eficaz de intervenções, treinamento das equipes envolvidas, atualização de *softwares* de gerenciamento e outras terão resultados importantes para amenizar os possíveis impactos da PV. Recomendações relativas a estas questões são indicadas neste item.

### A. Detalhamento dos planos de contingência para as FT sujeitas à PV

**Meta:** Reduzir o tempo da indisponibilidade de equipamentos e da recomposição do sistema, no caso de contingências.

#### **Recomendações:**

- Os *planos de contingência* nos equipamentos relativos à Rede Básica devem estar atualizados para que as ações necessárias ao restabelecimento destes sejam mais rápidas, reduzindo assim os descontos relativos à PV.
- Simulações de contingências para *treinamento* devem ser implementadas para que o retorno de equipamentos seja no menor tempo possível.
- Além das premissas de segurança pessoal e confiabilidade do sistema, as equipes de operação e manutenção deverão *atuar prontamente* com o intuito de reduzir o tempo de indisponibilidade em ocorrências no sistema.
- Deve haver um estudo para o local do armazenamento de equipamentos reserva, ferramentas e peças para manutenção de forma que, em caso de contingência, o tempo para o transporte não implique aumento considerável do tempo de indisponibilidade de uma FT.

### B. Procedimentos para desligamentos de maior vulto

**Meta:** Evitar atrasos relativos a desligamentos de maior vulto e complexidade.

#### **Recomendações:**

- As transmissoras devem implementar procedimentos específicos relativos a desligamentos de grande porte para evitar atrasos nos desligamentos e restabelecimento dos equipamentos com incidência de PV.
-

- Nos centros de operação, o processo de execução de manobras programadas para liberação de equipamentos para intervenções deverá ser otimizado visando minimizar a incidência de PV. A simultaneidade de intervenções de grande vulto deve ser evitada.

### **C. Treinamento das equipes com relação ao mecanismo PV**

**Meta:** Evitar descontos de PV devido a algum conceito equivocado relativo à operação e manutenção do sistema.

**Recomendação:** As transmissoras devem preparar e ministrar treinamentos sobre a PV, procedimentos de rede e suas rotinas para as equipes de operação e manutenção do sistema.

*Observa-se que, para tal treinamento, esta dissertação poderá auxiliar o entendimento de muitos conceitos importantes relativos à Parcela Variável.*

### **D. Procedimentos nos centros de operação**

**Meta:** Inclusão, alteração e complementação de procedimentos realizados nos centros de operação, onde é necessária uma visão sistêmica do impacto da PV.

#### **Recomendações:**

- Adequação dos normativos internos da Operação e da Manutenção;
- Ajustes nos Procedimentos de Operação e de Manutenção;
- Adequação de *softwares* para Controle de Intervenções;
- Desenvolvimento de *softwares* para acompanhamento das Indisponibilidades e Apuração da Parcela Variável;
- Integração dos *softwares* de gerenciamento de desligamentos e os de acompanhamento da PV;
- Investimento no telecomando de manobras em instalações pelos Centros de Operação;
- Execução integrada da Operação e da Manutenção de instalação;
- Compatibilização de Programação de Indisponibilidades de FT.

Dentre as recomendações indicadas acima, uma se destaca pela relevância e pelas condições favoráveis de implementação: a integração dos *softwares* de gerenciamento de desligamentos e os de acompanhamento da PV. Esses aplicativos constituem importante passo no sentido de se

---

alcançarem os objetivos do mecanismo PV e sua integração se mostra extremamente benéfica, conforme mostrado no item seguinte.

## 5.7 Integração dos Sistemas de Gerenciamento de Intervenções e de Gestão da PV

Conforme salientado, é importante que haja integração dos *softwares* de gerenciamento de intervenções e de acompanhamento da PV, para que as intervenções no sistema elétrico sejam realizadas no melhor período possível, levando em consideração a necessidade de manutenção para a segurança do sistema e o menor desconto possível relativo à PV. Para tal, é importante conhecer os aplicativos adotados pelo setor elétrico. Neste item são apresentados os sistemas de gerenciamento e, posteriormente, as propostas de integração.

### 5.7.1 Sistemas de Gerenciamento de Intervenções e de Gestão da Parcela Variável – aplicativos atualmente adotados

O ONS possui um sistema computacional denominado **Sistema de Gerenciamento de Intervenções (SGI)**, o qual é acessado via *internet*, utilizado pelos Agentes para programação de suas intervenções em instalações do SIN. O SGI possibilita que o ONS e as empresas transmissoras acompanhem as etapas do processo da programação de intervenções. Todo o histórico de uma intervenção, desde a sua solicitação até o registro da conclusão do serviço, fica disponível para visualização [ONS-08d].

Semelhante ao SGI, as empresas transmissoras possuem **Sistemas de Gerenciamento de Intervenções**. Na pré-operação, nos centros de operação, as intervenções programadas em regime normal e em urgência são gerenciadas por *softwares* responsáveis pelo recebimento, acompanhamento, cancelamento e programação destas. Tais aplicativos de gerenciamento de desligamentos são anteriores aos *softwares* de acompanhamento da PV, pois a resolução normativa que a regulamentou é de 2007 e sua aplicação foi em sua maior parte iniciada em junho de 2008. Na pós-operação, a PV é analisada por meio de programa específico para seu acompanhamento.

Quanto aos **Sistemas de Gestão da PV (SGPV)**, estes devem calcular e simular os valores de todos os tipos de PV e da RAP, utilizando a formulação detalhada no capítulo anterior:

- i. PV por Indisponibilidade - PVI
  - ii. PV devido a Restrições Operativas temporárias – PVRO
  - iii. PV devido a atraso de entrada em operação de novas FT – PVAR
  - iv. PV devido a Cancelamentos de Intervenções previamente aprovadas – PVCI
  - v. PV devido à utilização de equipamento Reserva – PVR
-

## vi. Adicional Financeiro de RAP

Com respeito ao SGI, é interessante abordar seus aspectos principais, visando subsidiar as propostas apresentadas neste capítulo.

### 5.7.2 SGI - Sistema de Gerenciamento de Intervenções

O SGI, conforme já mencionado, é um sistema computacional utilizado pelas empresas transmissoras e pelo ONS para programação das intervenções em instalações do SIN.

Tal sistema permite o acompanhamento das etapas do processo da programação de intervenções, desde a solicitação pelas transmissoras, sua aprovação ou não pelo ONS, eventuais cancelamentos e reprogramações, até o registro da execução pelos centros de operação. Possibilita o cancelamento de intervenções anteriormente solicitadas, a correção de dados previamente informados ou a proposição de novas programações para intervenções que tenham sido canceladas ou indeferidas pelo ONS. Permite, também, consultas a relatórios contendo estatísticas para aferição do desempenho do ONS e das transmissoras com relação à antecedência das solicitações, ao percentual de cancelamentos, ao tempo médio de resposta às solicitações, etc.

Todo o histórico de uma intervenção, desde a sua solicitação até o registro da conclusão do serviço, deve estar disponível para visualização por qualquer usuário.

Uma **Solicitação de Intervenção** de equipamento do SIN requer as seguintes informações:

- Características Gerais da Intervenção;
- Equipamentos Envolvidos;
- Detalhes da Programação;
- Caracterização da Intervenção.

Uma definição relevante diz respeito ao Tipo de Cadastro solicitado pelo SGI: o usuário tem a opção de escolher entre cadastrar uma **intervenção** ou uma **indisponibilidade**.

As *intervenções* podem ser solicitadas pelos setores de programação e de operação em tempo real, ou seja, pelo operador. Já as *indisponibilidades* são cadastradas pelo operador em tempo real.

A indisponibilidade é uma opção de cadastro alternativa à intervenção, a ser escolhida quando ocorre um desligamento forçado em contingência ou o equipamento é desligado em emergência e o Agente ainda não sabe definir os serviços que serão realizados nem há estimativa da data de conclusão. Nesses

---

casos, o Agente cadastra no SGI uma indisponibilidade, para que fique registrado que o equipamento se encontra fora de operação e isso possa ser considerado pelas equipes de programação e pelos centros de operação do ONS.

A **Classificação** das intervenções em equipamentos integrantes do CPST deve caracterizar os desligamentos como Programados ou Não Programados.

As Famílias de Equipamentos são classificadas de acordo com dois **Gêneros**: (a) *Equipamentos de Supervisão / Telecomunicações* (incluem o Controle Automático de Geração, o Controle Conjunto, os Sistemas de Supervisão e Controle e de Telecomunicações); (b) *Equipamentos Elétricos* (demais famílias). O gênero da intervenção é definido pelo próprio SGI de acordo com a família do primeiro equipamento cadastrado para a intervenção. Todos os equipamentos vinculados a uma intervenção devem ser do mesmo gênero.

Na solicitação relativa a uma FT, devem ser especificados os equipamentos envolvidos na intervenção, ou seja, aqueles que sofrerão a intervenção propriamente dita e aqueles que se tornarão indisponíveis em função da mesma, sempre detalhando as informações individuais necessárias à análise. Exemplo: se, para permitir um serviço em uma chave seccionadora, é necessário manter desligado um disjuntor, uma linha de transmissão ou uma seção de barra, estes devem ser incluídos entre os equipamentos envolvidos na intervenção.

Questionamentos são apresentados aos usuários para possibilitar uma análise mais detalhada da solicitação:

- **Pergunta**: Fase reserva irá substituir uma das fases de um equipamento da Rede Básica? Habilitado quando intervenção em equipamento reserva. Se a resposta for Sim, N<sup>o</sup> intervenção ao término da qual o equipamento retornará com a fase reserva.
  - **Pergunta**: Módulo de controle ficará indisponível? Habilitado se equipamento for Capacitor Série variável.
  - **Pergunta**: Intervenção será realizada no Módulo Geral? Habilitado para os equipamentos: Chave Seccionadora, Disjuntor, Seção de Barra, Serviços Essenciais, Sistema Especial Proteção, Subestação, Usina e Módulo Geral.
  - **Pergunta**: Está sendo feito uso da franquia de 1080 horas contínuas de desligamento a cada 5 anos? Habilitado quando equipamento for Compensador Síncrono.
-

- Pergunta: É Restrição Operativa ou Limite de Longa e Curta Duração? Para o caso de intervenções sem desligamento, quando for necessário impor restrição operativa ao equipamento.
- Pergunta: O equipamento pertence ao SIN a uma das seguintes famílias? Banco de Capacitores; Capacitor Série; Capacitor Série Controlado; Chave Seccionadora; Compensador Síncrono; Compensador Estático; Conversor; Disjuntor; Elo de Corrente Contínua; Filtro; Linha de Transmissão; Pólo; Ramal; Reator; Seção de Barra; Subestação; Transformador; Unidade Geradora ou Usina.

A classificação da intervenção quanto à sua *natureza* e ao seu *prazo* é importante para o tratamento relativo à PV.

Quanto à **Natureza** da intervenção, as opções que se apresentam são:

- Manutenções corretivas;
- Manutenções preventivas;
- Testes em equipamentos da rede de operação do SIN;
- Teste ou energização de novos equipamentos;
- Implantação de Ampliação, Reforço e Melhorias;
- Desligamento por motivo de segurança de terceiros, para realização de serviços ou obras de utilidade pública;
- Restrição operativa temporária, em função de restrição em equipamentos que integram a FT ou a usina;
- Restrição operativa temporária, em função de restrição ou indisponibilidade de outros equipamentos ou instalações do sistema;
- Indisponibilidade de uma FT vinculada a projeto de Pesquisa e Desenvolvimento aprovado pela ANEEL (PD)<sup>10</sup>;
- Intervenção em equipamento que não integre a rede de operação;
- Indisponibilidade de equipamento reserva ou utilização de equipamento reserva para substituição de equipamento de uma Função Transmissão;
- Desligamento de uma FT para atender solicitação do ONS;
- Demais naturezas: intervenção ou restrição operativa para atendimento a solicitações não enquadradas nos itens anteriores.

---

<sup>10</sup> Nos termos do Artigo 23 da Resolução 270-2007.

---



Observação: para as intervenções de natureza teste ou energização de novos equipamentos, implantação de ampliação, reforço e melhorias, PD ou desligamento de uma FT para atender solicitação do ONS, o SGI deverá solicitar o documento de referência (Resolução ANEEL, Fax ONS, Relatório, etc.) que fundamenta a solicitação de intervenção para a sua correta classificação relativa à PV.

Quanto ao **Prazo**, a classificação é feita automaticamente pelo SGI, seguidos os critérios abaixo:

- (a) Intervenção programada em regime normal (IP): intervenções solicitadas com antecedência maior ou igual que 48 horas.
- (b) Intervenção programada em regime de urgência (IPU): intervenções solicitadas com antecedência menor que 48 horas e maior ou igual a 24 horas.
- (c) Intervenção de urgência (IU): intervenções solicitadas com antecedência inferior a 24 horas ou com antecedência menor que 48 horas e maior ou igual a 24 horas.
- (d) Intervenção de emergência (EM): são intervenções cadastradas como “indisponibilidade”, pelo Agente ou pela equipe de tempo real do ONS.

A justificativa para **Solicitações com Menos de 15 Dias de Antecedência** em relação à data inicial programada é obrigatória.

O SGI ainda apresenta ao usuário opções para melhor caracterizar uma intervenção: com desligamento; sem desligamento; realização de testes.

É verificado que o SGI somente faz o gerenciamento, avalia coincidências, considera contingências, mas não considera nenhum impacto da PV para as FT. Já os sistemas de gestão de PV tratam simplesmente dos impactos financeiros para estas FT.

### **5.7.3 Integração dos Sistemas de Gerenciamento de Intervenções (SGI) e de Gestão da PV**

Após o ONS assumir a coordenação da operação do SIN, os centros de operação das empresas correm o risco de perder o conhecimento pleno de todas as situações operativas dos equipamentos da Rede Básica. Neste cenário, entende-se que os centros devem utilizar o conhecimento obtido na operação de seus equipamentos da Rede Básica para garantir o melhor gerenciamento de seus ativos junto ao ONS, ou seja, os centros devem manter o conhecimento da operação sistêmica para defender junto ao ONS as

---

melhores condições para a operação de seus equipamentos, como reduzir ao mínimo necessário a operação de disjuntores, bancos de capacitores, reatores, dentre outros, trabalhar o máximo possível com a tensão de acordo com as recomendações das áreas de estudo de equipamentos das empresas dentre outras ações.

Conforme visto nos itens anteriores, os *softwares* dos Sistemas de Gerenciamento de Intervenções e de Gestão da PV possuem objetivos bem específicos. O SGI não possui como foco o desconto da receita da empresa relacionada às intervenções e o SGPV, basicamente, calcula os resultados dos descontos decorrentes da PV, para intervenções já indicadas.

Caso estas informações fossem integradas, poderiam ser identificadas intervenções mais adequadas não apenas em termos de restrições elétricas, como também em termos da eficiência operacional no que diz respeito à PV. Sendo assim, muito se pode obter com a troca de informações entre tais sistemas

Nesta direção, este item apresenta propostas de procedimentos a serem realizados quando da integração dos sistemas. São elas:

### **1. Análise da solicitação considerando a janela de tempo da PV, a duração do desligamento e o período do padrão do desligamento.**

Dependendo do término do período de uma franquia não utilizada, ou seja, período de 12 meses no qual o padrão de duração de desligamento não foi alcançado, a integração do sistema de gestão de desligamentos e de acompanhamento da PV deve automaticamente recomendar a alteração da data da intervenção para o período em que há a minimização do desconto da PV. Se a intervenção não for de urgência e de emergência, deve ser verificado se o padrão de desligamento da função já foi atingido. Caso não tenha sido atingido, a intervenção poderá ocorrer no período solicitado de forma que não haja desconto na receita devido a PV.

Exemplos de casos em que a análise do período de franquia pode minimizar o desconto da PV:

- Necessidade de intervenção em um transformador estando no último mês da janela de 12 meses e a franquia para desligamento programado já foi utilizada neste ano.

A integração dos sistemas deverá sugerir a programação do desligamento do transformador para o início do novo período de franquia de forma que o período de isenção seja utilizado, minimizando assim o desconto na receita da FT devido à PV.

- Necessidade de intervenção em uma linha de transmissão no primeiro mês de um novo período de 12 meses, sendo que a franquia do período anterior não foi utilizada para intervenção.
-

A integração deverá sugerir que este desligamento seja antecipado para o mês anterior de forma que seja utilizada a franquia para desligamento programado reduzido o desconto de receita com a PV, utilizando assim toda a franquia anterior.

## **2. Análise sobre a possibilidade de simultaneidade de desligamentos**

Após a apresentação das intervenções, pelo SGI, para um determinado equipamento, caso haja mais de um desligamento a ser programado deste, atendendo ao item anterior, a integração dos sistemas deve recomendar que os desligamentos sejam simultâneos e no melhor período para uma melhor confiabilidade do sistema e para a minimização do desconto na receita relativo à PV.

É programado o desligamento de uma LT para um determinado período e posteriormente outro desligamento é solicitado. A integração dos sistemas deve sugerir que haja inclusão dos serviços no primeiro desligamento, ou seja, deve ocorrer o aproveitamento da primeira intervenção para que o desconto com a PV seja minimizado. A PV considera o período de desligamento da LT para intervenção e não o número de serviços executados.

## **3. Registro da não-execução do recomendado pela integração**

Caso o melhor período para o desligamento recomendado pela integração dos sistemas não seja utilizado, deverá ser justificada esta opção para a continuação da programação do desligamento. Desta forma, será evitada uma solicitação em período que não considere a minimização do desconto da PV.

## **4. Identificação da melhor opção para solicitar a intervenção ao ONS**

Uma determinada intervenção solicitada em equipamento de uma subestação que gere a indisponibilidade de FT pode ser solicitada como Módulo Geral ou ser solicitada a própria FT. A integração dos sistemas deve apontar a melhor forma da solicitação ao ONS considerando que a solicitação como Módulo Geral não tem franquia e que a solicitação da FT possui franquia e seus valores devem ser comparados de forma que o desconto de PV seja minimizado.

## **5. Cálculo integrado do adicional da REP**

As FT que apresentarem duração de desligamentos inferiores ao padrão de desligamento definido na resolução normativa 270 poderão ter o adicional à sua receita anual permitida. A integração dos *softwares* de gerenciamento de intervenções e de gestão da PV deverá apontar e calcular os valores adicionais para comparação com o valor aferido pelo ONS.

---

## 6. Análise da melhor utilização das franquias anual e quinquenal dos compensadores síncronos

Além da franquia anual semelhante às demais FT, o compensador síncrono possui uma franquia de 1080 horas contínuas para manutenção a cada 5 anos. A integração dos *softwares* de gerenciamento de intervenções e de gestão da PV deve comparar e recomendar a utilização da melhor franquia para a intervenção. Se o período da intervenção for contínuo maior ou muito próximo da franquia de 1080 horas, deverá ser utilizada esta franquia.

Exemplo: Para o caso de um desligamento de 48 horas para manutenção de compensador síncrono, a integração do sistema deve sugerir a utilização do período de franquia anual e não a franquia de 1080 horas pois qualquer utilização desta será zerado o período, podendo assim, a transmissora perder um grande período para uma manutenção maior necessária no compensador síncrono.

## 5.8 Análise de experiências internacionais

Considerando o impacto da PV na receita das empresas transmissoras e a reavaliação a cada dois anos dos fatores multiplicadores, verifica-se a importância do pleno entendimento do mecanismo da PV e do conhecimento das experiências internacionais.

Na América do Sul (Argentina [MMEA-92] e na Colômbia [CREG-99]), a receita dos Agentes é verificada de forma vinculada à qualidade do serviço prestado, possuindo vínculo entre a indisponibilidade das Funções de Transmissão e a qualidade dos serviços, com penalidades financeiras.

Na Colômbia, por exemplo, de acordo com o disposto na Legislação vigente (*Ley 142 de 1994*), a *Comisión de Regulación de Energía y Gas* - CREG controla a qualidade do serviço de transmissão através de normas aplicadas ao setor elétrico. A medição da qualidade do serviço prestado é realizada com base na duração e na frequência de interrupções do serviço de transmissão de energia.

São estabelecidos padrões de duração para grupos específicos de ativos, conforme apresentado na tabela 5.7. Estes padrões consideram os tempos de desligamentos para manutenções programadas e não programadas, com base em dados históricos.

O conhecimento das metas de disponibilidade e fatores de penalização por indisponibilidades dos equipamentos elétricos das redes básicas de outros países é importante para as empresas de transmissão brasileiras. É essencial que estas tenham argumentos necessários para a negociação com a ANEEL, no período de reavaliação do mecanismo parcela variável, de forma que este mecanismo implique a busca da qualidade contínua do setor elétrico, mas sem que este inviabilize a gestão financeira das empresas de transmissão. No

---

Apêndice B, é discutida a importância da integração dos participantes no processo para que o mecanismo possa trazer os benefícios esperados em todos os aspectos.

**Tabela 5.7 – Padrões de duração e frequência de desligamentos na Colômbia**

Ativos	Meta de Disponibilidade Anual (%)	Meta de Horas Anuais Acumuladas de Indisponibilidade
ATIVOS COM CONEXÃO AO SIN	99,45%	48
Linhas de Transmissão e suas Conexões	99,83%	15
Conexões dos Transformadores	99,83%	15
Autotransformador	99,45%	48
Conexões de Compensação	99,83%	15
Bancos de Capacitores e Reatores	99,45%	48
Circuitos de 500 kV	99,18%	72
Circuitos de 220 o 230 kV – extensão da LT > 100 km	99,59%	36
Circuitos de 220 o 230 kV – extensão da LT ≤ 100 km	99,73%	24

Para avaliação da atual regulamentação brasileira e para a reavaliação a cada dois anos dos parâmetros de desligamentos  $K_p$  e  $K_o$  no Brasil, sendo feita de forma comparativa, sugere-se que se adquira o conhecimento das seguintes informações com relação ao adotado por outros países:

- Padrões utilizados para medir a qualidade.
- Associação da regulamentação de indisponibilidades a sinais econômicos com penalidades.
- Fundamentos dos fatores multiplicadores nas experiências de regulamentação internacionais e relação com a receita das funções de transmissão.
- Definição dos parâmetros de medição da qualidade do serviço, base estatística e histórica para o estabelecimento dos padrões.
- Aplicação da regulamentação aos equipamentos existentes antes da regulamentação.
- Existência de adicional para o bom desempenho com alcance ou superação das metas.
- Tratamento de situações específicas como:
  - Indisponibilidade por defeito em transformador trifásico.
  - Condições específicas ocasionadas por vandalismo.
  - Instalações com equipamentos compartilhados com outras empresas.

## 5.9 Conclusões

A análise dos impactos da PV para as transmissoras conduz à necessidade de uma revisão generalizada dos procedimentos tradicionais realizados nas empresas, não se esgotando neste trabalho.

As propostas e sugestões apresentadas neste capítulo não demandam grande investimento e, se aplicadas, trarão bons resultados para a busca da qualidade das FT, para a preservação da receita financeira das concessionárias e, conseqüentemente, para o retorno positivo para a sociedade.

A idéia básica que permeia a adequação dos procedimentos poderia ser elaborada da seguinte maneira: *diminuir os fatores de predisposição que levam a indisponibilidades de FT e, caso estas sejam inevitáveis, que o tempo de desligamento seja minimizado*. Neste sentido surgem as ações preventivas, a otimização das gestões das atividades (expansão, operação e manutenção), o investimento em tecnologias apropriadas, a aquisição de dispositivos/equipamentos que diminuam o tempo de desligamento das FT, dentre outras propostas.

A gestão das manutenções das FT deverá ser otimizada, para que haja o mínimo possível de indisponibilidades. Entra em cena o investimento na monitoração detalhada dos equipamentos, na busca pela manutenção preditiva e não a corretiva. A manutenção realizada sem o desligamento da FT cresce em importância, como é o caso dos serviços em linha viva. Neste caso, em pouco tempo, a concessionária teria seu investimento compensado (aquisição de caminhão com lança isolada). Adicionalmente, o equipamento poderia ser utilizado tanto pela equipe de manutenção de LT quanto pela equipe de manutenção de equipamentos de transformação e manobras, potencializando a sua utilização.

Atenção deve ser dada ao fato das indisponibilidades inferiores a um minuto não serem consideradas na PV. Desta forma, o religamento automático se mostra extremamente relevante. O tempo de religamento deve ser estudado e implementado de forma que estatisticamente garanta o maior número de religamentos satisfatórios inferiores a um minuto com a extinção do respectivo fator que gerou a falha.

Chamam a atenção os levantamentos que apontam o número significativo de falhas em linhas de transmissão causadas por fatores passageiros (descargas atmosféricas, queimadas, curtos-circuitos causados por vegetação, etc.). Diminuir a incidência das causas evitáveis é vital. Proteger a rede contra os efeitos das descargas atmosféricas é atuar na diminuição dos fatores que predispõem ao desligamento. O religamento automático também se mostra importante.

---

Os fatores  $K_p$  e  $K_o$  para desligamentos programados e outros desligamentos serão reavaliados a cada dois anos. Desta forma, é necessário o conhecimento das experiências internacionais de metodologias semelhantes de vínculo da remuneração com a qualidade do serviço de transmissão, para que as transmissoras possam obter junto a ANEEL fatores justos que não impliquem desequilíbrio financeiro das mesmas.

Os centros de operação das empresas devem manter o conhecimento da operação do sistema para conseguir uma operação eficiente de suas FT e melhor gestão de seus ativos junto ao ONS. Muitas adequações necessárias deverão ser implementadas nestes centros, incluindo a integração dos sistemas de gerenciamento de intervenções e de gestão da PV.

---

# 6 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

O mecanismo da Parcela Variável surgiu para eliminar uma lacuna existente nos requisitos de qualidade na transmissão de energia elétrica relacionados à prestação do serviço pelas transmissoras. Ele assegura um tratamento isonômico em relação às transmissoras cujas concessões foram obtidas por meio de licitação, resguardadas as particularidades existentes.

Tendo em vista que as instalações de transmissão existentes foram implantadas em um modelo onde não se vislumbravam penalidades quando da ocorrência de indisponibilidades, torna-se imprescindível a revisão dos processos de gestão de seus ativos de forma a elevar razoavelmente o desempenho das instalações em atendimento à PV.

Nesta direção, este trabalho apresenta propostas e sugestões a serem consideradas pelas empresas nas ações relacionadas ao aumento da disponibilidade de suas FT e, conseqüentemente, à redução dos descontos em suas receitas. Tais propostas se baseiam na análise dos impactos da PV nas atividades realizadas nos sistemas elétricos. São sugeridos investimentos na qualidade da manutenção e operação através de ajustes no processo de gestão, treinamento do pessoal, melhorias das técnicas de manutenção, intensificação de trabalhos em linha viva, além de outros fatores como otimização da logística de atendimento às intervenções.

A organização da conceituação básica envolvida no mecanismo PV apresentada neste texto procurou facilitar a sua compreensão e, assim, atuar como motivação para a proposição e aplicação de novos procedimentos nas diversas áreas do setor elétrico.

Com relação às penalidades, a ANEEL deverá realizar estudos visando identificar o valor ótimo para que os incentivos propostos pela norma caminhem em boa direção. Uma penalidade elevada pode inviabilizar financeiramente as concessionárias. Por outro lado, penalidade baixa pode levar a um serviço de qualidade duvidosa. Cálculos já realizados pela agência apontam uma perda média de receita por PV da ordem de 5% por parte das transmissoras.

Além dos descontos referentes à PVI, as transmissoras devem ficar atentas à violação do padrão de frequência de outros desligamentos. Caso a empresa sejam impostas penalidades associadas à frequência de desligamentos, definidas em [ANEEL -04b], é determinada multa de até 2% do faturamento. Caso a violação seja reiterada, a penalidade será a suspensão temporária da participação em licitações para obtenção de novas concessões, permissões ou autorizações, bem como o impedimento de contratar com a



ANEEL e de receber autorização para serviços e instalações de energia elétrica. No cenário atual, uma restrição deste nível impede uma empresa transmissora de aumentar a sua participação no setor elétrico, sendo altamente prejudicial para a sua sobrevivência.

Um aspecto importante é o destino da maior parte do valor arrecadado com a PV, o consumidor final. Isto ocorrerá via redução dos encargos de uso do sistema de transmissão pagos pelas distribuidoras, lembrando aqui que todo custo com o setor de transmissão é repassado diretamente para a tarifa do consumidor. Portanto, vale destacar que a regulamentação busca também o menor preço para o consumidor, ou seja, a modicidade tarifária.

É importante observar que os resultados esperados com a regulamentação da PV, como incentivo à disponibilidade das instalações, somente poderão ser avaliados após a formação de um banco de dados mais significativo sobre indisponibilidades ocorridas após a efetivação dos descontos de receita. Tal apuração foi iniciada em junho de 2008.

Os padrões de desempenho estabelecidos até o momento foram baseados analisando uma base histórica de indisponibilidades ocorridas em um cenário sem a existência da PV, onde a preocupação pela duração das indisponibilidades era irrelevante para as transmissoras. Esse fato é reconhecido pela ANEEL ao definir que os padrões de desempenho sejam reavaliados a cada dois anos.

Como continuidade deste trabalho pode-se sugerir a realização de estudos cada vez mais detalhados sobre o mecanismo PV e a adequação dos procedimentos tradicionais ao novo cenário imposto pelo mesmo.

Sugere-se que haja, por parte de todo o setor elétrico, acompanhamento da dinâmica envolvida no processo (reavaliação de indicadores, por exemplo) para que este seja ajustado e os resultados esperados sejam obtidos.

A PV ainda constitui campo aberto a estudos e investigações, representando um grande desafio. Muito ainda há para ser feito e espera-se que esta dissertação contribua para que este seja vencido.

---

---

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [Almeida-99] ALMEIDA, PAULO V., Posicionamento estratégico da engenharia de manutenção do sistema de transmissão da Eletronorte frente ao novo cenário de reestruturação do setor elétrico. Projeto Empresarial Fundação Dom Cabral, MBA Eletronorte, Brasília, Junho, 1999.
- [ANEEL-03] Resolução Normativa 688/2003, Publicada no D.O. de 24.12.2003, seção 1, p. 42, v. 140, n. 251.
- [ANEEL-04a] Resolução Normativa 067/2004, Publicada no D.O. de 11.06.2004, seção 1, p. 82, v. 141, n.111.
- [ANEEL-04b] Resolução Normativa 063/2004, Publicada no D.O. de 12.05.2004, seção 1, p.28, v. 122, n.105.
- [ANEEL-05] Resolução Normativa 191/2005, Publicada no D.O. de 19.12.2005, seção 1, p. 59, v. 142, n.242.
- [ANEEL-07] <http://www.aneel.gov.br>
- [ANEEL-07a] Resolução Normativa 270/2007, Publicada no D.O. de 09.07.2007, seção 1, p. 34, v. 144, n.130.
- [ANEEL-07b] Nota Técnica nº011/ 2007-SRT/ANEEL
- [ANEEL-08] <http://www.aneel.gov.br>
- [Cemig-08] <http://www.cemig.com.br/>
- [Chaves-09] Chaves, F. H. M; Vale, M. H. M; Pena, A. M; Ferreira, D. G.
-

- Monitrafo – Ferramenta Computacional Aplicada à Operação e Manutenção de Transformadores do Sistema Elétrico. XIII ERIAC – Encontro Regional Ibero-Americano do Cigré, Puerto Iguazú, Argentina, 2009.
- [Coopers & Lybrand-97] Coopers & Lybrand; Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro, Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, Junho, 1997.
- [CREG-99] *Ministerio de Minas y Energia da Colombia, "Resolucion 072/1999", Comisión de Regulación de Energía y Gás Colômbia-CREG, Dez. 1999, pp. 1-16, <http://domino.creg.gov.co>.*
- [Lopes-09] Lopes, G. M. Proposta de Estratégia para Agilização do Controle Restaurativo de Sistemas Elétricos de Potência. Universidade Federal de Minas Gerais, 2008. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica
- MME-08] Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017, 2008
- [MMEA-92] Ministerio de Minas y Energia da Argentina, Marco regulatorio eléctrico nacional (1992) Ley 24.065. Anales de Legislación Argentina nº LII-A, pp. 82-93, Janeiro, 1992.
- [Monticelli-83] MONTICELLI A., Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica; Editora Edgard Blucher, São Paulo, 1983.
- [ONS-03] Relatório ONS nº 2.1 - 065/2003 (Rev. 1) Indicadores de Desempenho de Linhas – Subsídios à Regulamentação da
-

Parcela Variável.

- [ONS-04] Relatório ONS Desempenho das Funções da Rede Básica no Período de 2000 à 2003 a partir dos Indicadores de Duração e Frequência de Desligamentos (Versão Final–Junho/2004).
- [ONS-08a] <http://www.ons.org.br/>
- [ONS-08b] Procedimentos de rede do ONS
- [ONS-08c] ONS, Relatório de apuração mensal de serviços e encargos de transmissão, maio de 2008.
- [ONS-08d] ONS, “SGI - Manual de Usuário - INTERVENÇÃO”, ONS, Fev. 2008, pp. 1-88, [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br).
- [Vale-06] Vale, M. H. M. Notas de aula da disciplina “Supervisão e Controle de SEP”. Curso de Especialização em Sistemas Elétricos de Potência, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2006.
- [Vale-86] Vale, M. H. M. Centros Modernos de Supervisão e Controle de Sistemas de Energia Elétrica. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1986. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica.
- [UFMG / Cemig 2010] Lopes, J.I; Vale, M. H. M. Desenvolvimento de uma Central de Diagnóstico de Equipamentos de Subestações da Transmissão da Cemig, Utilizando Técnicas de Inteligência Computacional. Cemig, 2010.
-

---

# APÊNDICE A

Este apêndice apresenta os demonstrativos das Receitas das Transmissoras dos Relatórios disponibilizados pelo ONS.

As Tabelas A1, A2 e A3, obtidas do Relatório de Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão – RAMSET do ONS, mês de competência de fevereiro de 2008, mostram o valor global e o estratificado das receitas das transmissoras. O RAMSET é disponibilizado mensalmente no site do ONS [ONS-08a].

A Tabela A1 apresenta uma síntese dos valores apurados no mês e acumulados no ciclo 2007 – 2008 (do mês de julho de 2007 ao mês de fevereiro de 2008). Observa-se nesses 8 meses o valor de R\$ 11,922 milhões de PV, que são referentes às indisponibilidades das instalações das concessões licitadas, cujos contratos estabelecem a perda de receita por PV. As regras estabelecidas na Resolução 270, cuja maior abrangência é o conjunto das instalações do Sistema Existente e das Novas Instalações autorizadas a essa concessão, tiveram validade a partir de 330 dias a partir da data de sua publicação, isto é, 03 em Junho de 2008.

A Tabela A2 mostra as receitas das Instalações Existentes e das Licitadas. A Tabela A3 apresenta as receitas das Novas Instalações autorizadas pela ANEEL após Resolução 166 de 2000.

---

Tabela A1 – Síntese da apuração mensal

RECEITAS - REDE BÁSICA	FEVEREIRO/08	Total Ciclo 07/08	PREVISTO NA RES. 496/07	% Realizado
Receita permitida das concessionárias de transmissão - RBSE	277.306.533,55	2.218.452.268,40	3.327.678.402,40	66,67%
Receita Permitida das Novas Concessões ( Licitadas )	195.186.015,19	1.561.488.121,52	2.342.232.182,34	66,67%
Receita Permitida das Novas Concessões ( Licitadas ) com Entrada no Ciclo Vigente	2.593.635,20	11.130.696,96	77.111.852,43	14,43%
Receita de Novas Obras em Operação - RBNI	106.351.167,00	850.809.336,00	1.276.214.004,00	66,67%
Receita de Novas Obras com Entrada em Operação no Ciclo Vigente - RBNIA	6.715.862,71	39.203.733,27	133.956.493,12	32,72%
Retroativo de RBNIA	1.707.999,45	4.621.858,64		
Parcela de Ajuste Ciclo Anterior	(22.850.598,29)	(182.804.786,32)	(274.207.179,31)	66,67%
Retroativos Diversos	0,00	601.568,15		
Antecipação de Receita	20.381.894,65	108.217.432,63		
Receita do ONS Modulada	21.000.000,00	178.000.000,00	280.903.700,00	63,37%
Parcela Variável da Rede Básica	(1.203.964,73)	(11.922.450,27)		
<b>TOTAL USO - REDE BÁSICA</b>	<b>607.188.544,73</b>	<b>4.777.797.778,98</b>		

RECEITAS - REDE DE FRONTEIRA	FEVEREIRO/08	Total Ciclo 07/08	PREVISTO NA RES. 496/07	% Realizado
Receita de Fronteira	81.285.380,47	622.795.640,22	991.916.537,76	62,79%
Parcela de Ajuste de Rede de Fronteira	(3.577.804,30)	(28.622.434,41)	(42.933.652,04)	66,67%
Parcela Variável de Rede de Fronteira	(3.236,33)	(14.945,44)		
<b>TOTAL USO - REDE FRONTEIRA</b>	<b>77.704.339,84</b>	<b>594.158.260,37</b>		

## RECEITA PROVENIENTE DOS ENCARGOS SETORIAIS

RECEITA	FEVEREIRO/08	Total Ciclo 07/08
CCC + CDE	1.479.131,62	306.820.303,41
Proinfa	164.681,86	54.608.671,91
<b>TOTAL ENCARGOS SETORIAIS</b>	<b>1.643.813,48</b>	<b>361.428.975,32</b>

<b>RECEITA TOTAL DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO + ONS</b>	<b>686.536.698,05</b>	<b>5.733.385.014,67</b>
---	-----------------------	-------------------------

Tabela A2 - Receitas por transmissora – sistema existente e licitadas

	Agente de Transmissão	Receita Anual de Rede Básica* (RBSE/RAP) (R\$/ano)	Receita Mensal Fevereiro-08 (R\$)	Participação com ONS (%)	Participação sem ONS (%)
1001	CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica	165.733.326,81	13.811.110,57	2,77	2,91
1002	CELG - Centrais Elétricas de Goiás	17.038.126,15	1.419.843,85	0,28	0,30
1004	CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais	248.317.333,91	20.693.111,16	4,15	4,36
1005	CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais - Empr. ITAJUBÁ	12.081.196,19	1.006.766,35	0,20	0,21
1006	CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	657.555.290,85	54.796.274,24	10,99	11,53
1007	AFLUENTE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	1.535.331,12	127.944,26	0,03	0,03
1008	COPEL Transmissão S.A	41.969.680,68	3.497.473,39	0,70	0,74
1009	CTEEP - Companhia de Transm. de Energ. Elét.Paulista	763.613.645,24	63.634.470,44	12,77	13,39
1010	EATE - Empresa Amazonense de Transmissão de Energia	227.642.191,69	18.970.182,63	3,81	3,99
1011	ECTE - Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S/A	51.233.744,27	4.269.478,68	0,86	0,90
1012	ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	468.289.859,22	39.024.154,94	7,83	8,21
1013	ELETROSUL - Centrais Elétricas do Sul do Brasil S/A	304.939.391,44	25.411.615,95	5,10	5,35
1014	CESA - Castelo Energética S/A	1.458.397,44	121.533,12	0,02	0,03
1015	ETEO - Empresa de Transmissão do Oeste LTDA	94.830.811,51	7.902.567,62	1,59	1,66
1016	ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia	52.856.444,86	4.404.703,74	0,88	0,93
1017	Expansion Transmissora de Energia Elétrica LTDA	103.399.438,68	8.616.619,89	1,73	1,81
1018	FURNAS - Centrais Elétricas S/A	655.913.689,63	54.659.474,14	10,96	11,51
1019	FURNAS - Centrais Elétricas S/A - Empr. Ibiúna-Bateias	150.486.046,16	12.540.503,85	2,52	2,64
1020	LIGHT Energia S/A	1.314.329,91	109.527,49	0,02	0,02
1021	NOVATRANS Energia S.A	280.272.132,39	23.356.011,03	4,69	4,92
1022	TSN - Transmissora Sudeste Nordeste	254.919.385,38	21.243.282,12	4,26	4,47
1023	(TSN)GTESA - Transmissora Sudeste Nordeste	4.796.152,74	399.679,40	0,08	0,08
1024	COPEL Transmissão S.A. - Empr. Bateias-Jaguariava	10.473.321,47	872.776,79	0,18	0,18
1025	NTE - Nordeste Transmissora de Energia S/A	82.552.451,64	6.879.370,97	1,38	1,45
1026	STE - Sul Transmissora de Energia S.A	41.832.301,27	3.486.025,10	0,70	0,73
1027	ETIM - Expansion Transmissão Itumbiara Marimondo S/A	42.561.934,43	3.546.827,87	0,71	0,75
1028	ERTE - Empresa Regional de Transmissão de Energia S/A	20.888.253,21	1.740.687,77	0,35	0,37
1029	(TSN)PATESA - Transmissora Sudeste Nordeste	11.215.272,40	934.606,03	0,19	0,20
1030	CTEEP - Companhia de Transm. de Energ. Elét.Paulista - Empr. Botucatu-Chavantes	12.047.270,53	1.003.939,21	0,20	0,21
1031	CPTe - Cachoeira Paulista Transmissora de Energia S/A	45.139.971,60	3.761.664,30	0,75	0,79
1032	ENTE - Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A	118.200.572,20	9.850.047,68	1,98	2,07
1033	CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica - Presidente Médici Pelotas 3	12.990.680,66	1.082.556,72	0,22	0,23
1034	ETAU - Empresa de Transmissão de Alto Uruguai	19.975.734,56	1.664.644,55	0,33	0,35
1035	AETE - Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S.A	24.899.073,49	2.074.922,79	0,42	0,44
1036	ATE Transmissora de Energia S/A	78.228.719,64	6.519.059,97	1,31	1,37
1037	MUNIRAH Transmissora de Energia S/A	19.123.815,03	1.593.651,25	0,32	0,34
1038	ARTEMIS Transmissora de Energia S/A	50.597.497,63	4.216.458,14	0,85	0,89
1039	TRANSLESTE - Companhia Transleste de Transmissão	21.424.355,31	1.785.362,94	0,36	0,38
1040	STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	94.574.203,33	7.881.183,61	1,58	1,66
1041	VCTE - Vila do Conde Transmissora de Energia LTDA	39.158.463,12	3.263.205,26	0,65	0,69
1042	PPTE - Porto Primavera Transmissora de Energia LTDA ***	49.293.786,64	4.107.815,55	0,82	0,86
1043	UIRAPURU Transmissora de Energia S.A.	16.316.167,80	1.359.680,65	0,27	0,29
1044	SC ENERGIA - Empresa de Transmissão de Energia de Santa Catarina	44.717.372,43	3.726.447,71	0,75	0,78
1045	ITE - Itumbiara Transmissora de Energia LTDA	112.074.183,56	9.339.515,30	1,87	1,97
1046	ATE II Transmissora de Energia S/A	118.869.572,99	9.905.797,75	1,99	2,09
1047	TRANSUDESTE - Companhia Transudeste de Transmissão	13.279.018,03	1.106.584,84	0,22	0,23
1048	TRANSIRAPÉ - Companhia Transirapé de Transmissão ***	9.280.645,50	773.387,13	0,16	0,16
1049	Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica S/A	13.976.567,47	1.164.713,96	0,23	0,25
1050	STC - Sistema de Transmissão Catarinense S/A	17.147.054,88	1.428.921,24	0,29	0,30
	<b>Total sem ONS</b>	<b>5.701.034.207,09</b>	<b>475.086.183,94</b>	<b>95,304</b>	<b>100,000</b>
		<b>Estimativa do</b>	<b>Orçamento Mensal</b>		
0001	ONS	280.903.700,00	24.000.000,00	4,696	0,000
	<b>Total</b>	<b>5.981.937.907,09</b>	<b>499.086.183,94</b>	<b>100,000</b>	<b>100,000</b>

\* Resolução ANEEL n°496/2007

\*\* Ver item 5 Relatório de Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão – RAMSET, disponibilizado no site do ONS [ONS-08a].

\*\*\* Valor Receita anual sem considerar a RAP de Fronteira

**Tabela A3 - Receitas das transmissoras – novas instalações autorizadas (pós resolução 166 de 2000)**

Agente de Transmissão	Resolução	Mês/ano	Valor Mensal (R\$/mês)
COPEL Transmissão	494/06	fev/08	362.574,89
<b>TOTAL-COPEL</b>			<b>362.574,89</b>
FURNAS - Centrais Elétricas S/A	242/04	fev/08	3.264,00
	242/04	Retroativo jan/08	1.368,77
	130/05	fev/08	210.664,70
	487/06	fev/08	82.954,40
<b>TOTAL-FURNAS</b>			<b>298.251,87</b>
CTEEP - Companhia de Transm. de Energ. Elét.Paulista	197/04	fev/08	7.369,93
	064/05	fev/08	4.030.589,48
	247/05	fev/08	153.389,90
	489/06	fev/08	85.136,74
<b>TOTAL-CTEEP</b>			<b>4.276.486,05</b>
CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais	735/2003	fev/08	144.351,63
	735/2003	Retroativo nov/07 a jan/08	370.502,51
	922/2007	fev/08	27.378,68
<b>TOTAL-CEMIG</b>			<b>542.232,82</b>
ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	569/02	fev/08	104.506,54
	1.078/07	fev/08	778.785,43
	1.078/07	Retroativo set/07 a jan/08 devido retificação da REA 1.078/07	1.336.128,17
	128/05	fev/08	98.659,46
	004/04	fev/08	285.688,28
<b>TOTAL-ELETRONORTE</b>			<b>2.603.767,88</b>
ELETROSUL - Centrais Elétricas do Sul do Brasil S/A	330/05	fev/08	114.159,25
	832/07	fev/08	226.389,40
<b>TOTAL-ELETROSUL</b>			<b>340.548,65</b>
<b>TOTAL</b>			<b>7.881.629,34</b>



# APÊNDICE B

## A IMPORTÂNCIA DA INTEGRAÇÃO DOS PARTICIPANTES NO PROCESSO

No modelo atual, o ONS possui a atribuição da operação do SIN, porém não é proprietário dos ativos deste sistema. As empresas são as proprietárias dos ativos, sendo responsáveis pela disponibilidade dos mesmos. Sendo assim, pode-se perceber que a hierarquia operativa do setor elétrico brasileiro impacta a aplicação do mecanismo da PV <sup>11</sup>, podendo gerar alguns conflitos quanto à sua aplicação.

Vale comentar que, mesmo sendo um mecanismo regulatório do poder concedente, desde o período de discussão das proposições iniciais feitas pela ANEEL, os Agentes foram ouvidos e apresentaram relevantes contribuições no sentido de diminuir os possíveis conflitos. Dentre outras, se destacam:

- Não utilização do critério de frequência de desligamento para aplicação do desconto.
- Atenuação do valor do desconto e redução do prazo mínimo para solicitação do cancelamento de intervenção, em relação à data prevista de sua realização.
- Atenuação do sinal econômico associado à ultrapassagem do período programado de uma intervenção, por responsabilidade da transmissora.
- Atenuação do sinal econômico associado a desligamentos de urgência.
- Melhor caracterização das condições de isenção de descontos decorrentes de queimadas em vegetação pertencente às áreas de preservação ou em áreas onde o desmatamento não foi autorizado por órgãos ambientais.
- Caracterização da responsabilidade quando de FT compartilhada, imputando à transmissora responsável os descontos associados às parcelas variáveis, porém limitados a 50% da RAP dos equipamentos de sua propriedade.

De forma geral, considera-se coerente o estabelecimento de um sinal econômico que estimule a melhoria da qualidade do serviço de transmissão de energia. Contudo, com relação à aplicação do mecanismo PV, ainda existem

---

<sup>11</sup> Nos Estados Unidos, à semelhança do ONS, o ISO (*Independent System Operator*) não é proprietário dos ativos. Já no modelo da Europa Ocidental, o TSO (*Transmission System Operator*) é proprietário dos ativos.

vários pontos que estão sendo debatidos entre ABRATE, ABDIB, ABRAGE, ONS e ANEEL.

Ações continuam sendo realizadas, a partir de entendimentos da ABRATE com a ANEEL e o ONS em vista de divergências na interpretação de pontos não explícitos na resolução. Discussões têm tratado de questões referentes à revisão dos Procedimentos de Rede e da resolução 270.

Um dos pontos de controvérsia quanto ao disposto na resolução está na sua composição a partir de fatores multiplicadores descabíveis. Desligamentos Programados implicam desconto correspondente a até 10 vezes o valor recebido por determinada FT e Desligamentos Não Programados de até 150 vezes.

Como forma de estabelecer um equilíbrio entre os diversos interessados (órgãos, Agentes, consumidores, etc.), é importante que a ABRATE mantenha seus grupos de trabalho mobilizados de forma contínua e sistematizada, e que estes, reunindo-se com periodicidade preestabelecida, sejam provedores de subsídios que permitam a atuação da Associação frente a ANEEL, ONS e MME, no sentido de que o cumprimento do modelo seja mensurado a partir de fatos constatados pelas afiliadas. É necessária a devida organização e padronização para a coleta e disponibilização de informações que propiciem a evidência de fatos que reflitam as reais dificuldades vivenciadas pelos Agentes de transmissão. As empresas transmissoras, distribuidoras e geradoras devem atuar na discussão da reavaliação dos fatores de desligamentos programados e não programados que será feita a cada dois anos.

Para consecução desse objetivo é necessário que a ABRATE mantenha canal aberto e periódico com a ANEEL e ONS para, juntos, buscarem a correção de rumos e o aperfeiçoamento do modelo.

Toda medida gera comportamentos de adaptação. No que diz respeito às empresas, conforme disposto nesta dissertação, estas precisam redirecionar a atuação das equipes para o esforço conjunto e integrado de suas ações na busca de maximizar a disponibilização dos ativos, adotando um projeto adequado. Tais mudanças exigem que as empresas adotem novas técnicas e tecnologias.

Entretanto, há situações onde o mecanismo da PV tem trazido conflito quanto à escolha de ações operativas em tempo real. Um exemplo bastante relevante diz respeito ao atendimento prioritário: disponibilização dos ativos para reduzir o desconto com a PV versus atendimento de carga / confiabilidade do sistema. A cultura operativa, antes da PV, priorizaria o consumidor. Atualmente, o mecanismo pode levar à disponibilização do ativo com maior desconto de PVI independente da sua importância sistêmica. Prejuízos à imagem da transmissora e aos consumidores podem ocorrer. Neste sentido, mecanismos de reajuste ainda precisam ser melhor elaborados.

---