



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

BR/GOP/12  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

**GRUPO - IX**

**GRUPO DE ESTUDO OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP**

**ESTUDO DO IMPACTO DA PERDA DE RECEITA DA TRANSMISSÃO ASSOCIADA À PARCELA VARIÁVEL  
UTILIZANDO MÉTRICAS DE ANÁLISE DE RISCO.**

**Hedileine Vianna de Amorim (\*)**  
**COPEL**

**Raimundo Celeste Ghizoni Teive**  
**UFSC**

**RESUMO**

Este trabalho apresenta uma metodologia para avaliação do risco de perda da receita da Transmissora associada à Parcela Variável, utilizando técnicas de mensuração de risco baseadas no VaR (Value at Risk) e no CVaR (Conditional Value at Risk), através da análise do histórico das indisponibilidades não programadas das Linhas de Transmissão e Transformadores pertencentes à Rede Básica. Com esta metodologia busca-se identificar pontos do sistema de transmissão com maior risco de perda da receita, com a finalidade de sinalizar para a empresa a necessidade de ações de manutenção ou de investimentos para diminuir o risco de perda da receita.

**PALAVRAS-CHAVE**

Indisponibilidade, Parcela Variável, Análise de Risco, VaR e CVaR

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A legislação aplicada ao setor elétrico brasileiro e aos Contratos de Concessão das concessionárias de transmissão estabelecem a necessidade da prestação do serviço público adequado e que o mesmo contenha requisitos de qualidade. A ANEEL implantou uma metodologia de avaliação do serviço prestado em todos os Editais dos Leilões de Transmissão e na Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007, que estabelece descontos da Receita Anual Permitida (RAP) das Transmissoras proporcionalmente à indisponibilidade verificada nos ativos de transmissão, sob o conceito de Parcela Variável (PV). Desta forma, parte da receita das concessões de transmissão de energia elétrica é variável e depende da disponibilidade de suas instalações pertencentes à Rede Básica.

A Parcela Variável é aplicada às transmissoras quando uma Função Transmissão (FT) estiver indisponível ou com restrição operativa. Considera-se que uma FT está indisponível quando estiver fora de operação por motivo de Desligamentos Programados ou de Outros Desligamentos ou por atraso na data de entrada em operação. Os descontos da PV referente às indisponibilidades programadas para realizar manutenções preventiva e preditiva são previsíveis e perfeitamente gerenciáveis. No entanto, as indisponibilidades não programadas são imprevisíveis e dependem de fatores diversos, desde a engenharia de concepção do projeto até ocorrências de fenômenos naturais e ações ambientes diversas.

A ANEEL, visando incentivar a melhoria contínua e manutenção da qualidade do serviço de transmissão, estabeleceu na Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 coeficientes de penalidades para as indisponibilidades de equipamentos pertencentes à Rede Básica. As indisponibilidades não programadas possuem um coeficiente mais severo, 15 vezes maior que as programadas.

(\*) Rua Padre Agostinho, nº 2600 – Centro de Operação do Sistema – CEP 80.710-000 Curitiba, PR, – Brasil  
Tel: (+55 41) 3234-7032 – Fax: (+55 41) 3234-7006 – Email: hedileine.amorim@copel.com

O trabalho pretende obter uma metodologia para avaliação do risco de perda da receita da transmissão associada à Parcela Variável utilizando técnicas de mensuração do risco baseadas no VaR e no CVaR, através da análise do histórico das indisponibilidades não programadas das Linhas de Transmissão e Transformadores pertencentes à Rede Básica. Com esta metodologia busca-se identificar pontos do sistema de transmissão com maior risco de perda da receita da transmissora, com a finalidade de sinalizar para a empresa a necessidade de ações de manutenção ou de investimentos para diminuir o risco de perda de receita por indisponibilidade dos seus ativos.

Na seção 2 deste informe técnico será apresentada uma breve descrição dos conceitos gerais sobre a gestão e análise do risco baseada em métricas Value at Risk (VaR) e Conditional Value at Risk (CVaR).

Na seção 3 será apresentada a avaliação do risco de perda de receita da transmissora através da análise de métricas de risco VaR e CVaR com os resultados das simulações obtidas através do histórico de indisponibilidades não programadas, considerando como se no futuro ocorresse uma repetição do histórico apurado. Na seção 4 são apresentadas as conclusões e considerações finais.

## 2.0 - RISCO DA EMPRESA DE TRANSMISSÃO

A COPEL tem adotado diversas medidas, no sistema de gerenciamento da Parcela Variável, na operação e manutenção de seus ativos com a finalidade de diminuir o impacto do desconto da Parcela Variável na receita. Nas atividades programadas são realizadas ações como: a manutenção preferencial em linha viva, planejamento e melhoria nos procedimentos de manutenção preventiva, treinamento das equipes de manutenção com a finalidade de otimizar desligamentos por várias equipes e minimizar a duração de desligamentos programados reduzindo o desconto da receita associada a essas indisponibilidades, que por consequência se tornam facilmente gerenciáveis. A Parcela Variável responsável pela maior perda da receita da transmissão da COPEL, antes da revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 era à Parcela Variável por Indisponibilidade referente a desligamentos não programados, fortalecendo que as medidas tomadas pela COPEL, para diminuir as indisponibilidades programadas, estavam adequadas.

Para as indisponibilidades não programadas algumas ações contribuem para a redução das frequências dos desligamentos, como: manutenção em linha viva; intensificação dos procedimentos de inspeção, limpeza de faixas de passagens das redes de transmissão, conscientização da população para diminuir o vandalismo em linhas de transmissão e adoção de ações preventivas visando evitar ocorrências provocadas por queimada na faixa de servidão. A redução na duração das indisponibilidades não programadas é obtida por meio de ações como: melhoria nos procedimentos de manutenção, inovação em diagnósticos, novas tecnologias, substituição de equipamentos, melhoria nos procedimentos de manutenção e treinamento das equipes. Mesmo com todas estas ações há limites e dificuldades inerentes ao processo e projetos existentes, que impedem a redução contínua de desligamentos intempestivos, além do que como o sistema de transmissão é aéreo, fica vulnerável às variáveis ambientais, como descargas atmosféricas e incidência de ventos forte.

As indisponibilidades programadas são perfeitamente gerenciáveis, no entanto as indisponibilidades não programadas ocorrem aleatoriamente, demonstrando a necessidade de uma metodologia de análise e gerenciamento de riscos associada à perda da receita da transmissora devida às indisponibilidades não programadas.

A ANEEL por meio da Audiência Pública nº 76/2012 propôs a revisão do artigo 3º da Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 com a inclusão do parágrafo 3º no artigo 3º para uniformizar o tratamento dado aos concessionários decorrentes de licitação com os que celebrarem o termo aditivo de prorrogação de concessão nos termos previstos na Medida Provisória nº 579, de 2012. Desta forma, a partir de janeiro de 2013 com a prorrogação das concessões de transmissão, fica extinto o Padrão de Duração de Desligamentos ("franquias") tanto para Desligamentos Programados quanto para Outros Desligamentos, bem como o Adicional de RAP por bom desempenho. Com esta revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 haverá um incremento do desconto da RAP decorrente da extinção dos padrões anuais de duração (franquias) e do Adicional à RAP das concessões a serem prorrogadas.

Desta forma, torna-se importante a utilização de técnicas para mensuração e consequentemente gerenciamento dos riscos da perda de receita das empresas transmissoras devido às penalidades associadas à Parcela Variável, podendo esta metodologia indicar possíveis partes críticas do sistema de transmissão, com relação ao risco de perda de receita por indisponibilidade dos seus ativos, bem como sinalizar para a empresa ações de manutenção ou de investimentos na implantação de ampliação, reforço ou melhoria nas instalações pertencentes à Rede Básica.

## 2.1 Gestão de Risco

A gestão de risco representa uma ferramenta indispensável para a tomada de decisões em uma empresa além de identificar os eventos, com potencial de afetar o desempenho da organização. O conceito de risco está associado à probabilidade de perda, porém muitos autores conceituam risco como sendo um termo que indica qual o seu grau de incerteza para ganhos, ou perdas. Desta forma, a finalidade da gestão de riscos não é eliminá-los, mas sim analisá-los, mensurá-los e tratá-los de forma planejada e consciente.

O processo de gerenciamento do risco consiste em uma sequência de etapas que as empresas devem seguir para minimizarem os efeitos do risco e obterem sucesso. Tal sistemática é composta pelas seguintes etapas:

- a. Identificação de fatores de risco: nessa etapa são identificados os riscos aos quais o negócio está sujeito. Independente do método adotado para a análise de risco, esse deve contemplar algumas atividades, tais como o levantamento de ativos, definição de uma lista de ameaças e identificação da vulnerabilidade desses ativos;
- b. Mensuração do risco: trata-se de estimar quantitativamente o valor do risco. São medidas frequentemente usadas para estimar o risco, a volatilidade, a variância, o desvio padrão, o Value-at-Risk;
- c. Gestão de risco: o gerenciamento de risco é um trabalho contínuo e não cessa com a implementação de medidas de segurança. É preciso um acompanhamento constante, analisando o desempenho das medidas tomadas e realizando ajustes naquelas cujas ações não foram eficientes.

As técnicas VaR e CVaR de mensuração de risco tem como finalidade informar o valor monetário esperado para o período. Neste estudo as técnicas VaR e CVaR foram utilizadas para mensuração e consequentemente análise dos riscos da perda de receita das empresas transmissoras, devido às penalidades associadas à Parcela Variável.

## 2.2 Valor sob risco (Value at risk - VAR)

O VaR mede a pior perda esperada ao longo de determinado intervalo, sob condições normais de mercado e dentro de determinado nível de confiança. Para este estudo o VaR representa uma estimativa de perda máxima potencial de receita da transmissão, associada à Parcela Variável. Enfatizando, o Value-at-Risk representa apenas uma estimativa, desta forma pode-se incorrer em erros. Dada a própria incerteza dos eventos que provocam a perda de receita, as estimativas podem se distanciar dos resultados efetivos. Assim o Value-at-Risk, valor sob risco, constitui uma medida de risco mais adequada quanto melhor forem os dados e as técnicas utilizadas para realizar a estimativa do verdadeiro risco da perda de receita da transmissora.

A objetividade e a simplicidade do conceito do VaR, refletida em cálculos singelos de fácil implementação computacional, e consequentemente com rápido processamento e resposta às simulações, agilizou o processo de difusão deste parâmetro de risco. Entretanto o VaR possui limitações que devem ser avaliadas pelo gestor de risco.

### 2.2.1 Horizonte de Tempo

Um aspecto importante na mensuração do VaR é a escolha do horizonte de tempo, ou período de projeção do VaR. O Value-at-Risk é uma medida de perda máxima potencial para um determinado horizonte de tempo. Este parâmetro é importante porque significa definir o período de dados que serão utilizados para o cálculo do valor sob risco. Como a apuração e contabilização dos desligamentos passíveis do desconto da Parcela Variável são realizadas mensalmente, neste trabalho será utilizado o horizonte de tempo de 1 mês para a estimativa da perda da receita da transmissão associada à indisponibilidade das FTs integrantes da Rede Básica.

### 2.2.2 Grau de Confiança

Outro parâmetro importante associado ao VaR é o grau de confiança da estimativa que é o percentual de erro que pode ser aceito no cálculo do valor sob risco. No que se refere ao grau de confiança, não existem regras específicas, mas ele normalmente varia entre 95% a 99% de acordo com o grau de aversão ao risco. Quando o VaR é estimado usando-se um grau de confiança de 95% (noventa e cinco por cento), significa que existe 5% (cinco por cento) de probabilidade da perda ser superior ao VaR.

## 2.3 Metodologia de estimação do VaR e do CVaR

As metodologias de mensuração de risco de mercado são classificadas em não-paramétricas e paramétricas. Nos modelos paramétricos ou analíticos, os fatores de risco são isolados, o cálculo do risco é realizado a partir de

determinada distribuição probabilística e agrega-se o risco com base nas correlações existentes entre cada um de seus componentes. Enquanto que nos não-paramétricos, ou de simulação, os componentes são tratados em bloco, não se pressupondo, obrigatoriamente, determinada distribuição de probabilidade nem correlações.

Não há evidências que demonstrem a superioridade de uma metodologia sobre a outra. Desta maneira, o gestor do risco pode implementar as diversas metodologias e avaliar, dentro do contexto das operações de sua organização e do mercado em que opera, qual metodologia é a mais apropriada.

Neste trabalho o método utilizado para o cálculo do VaR e do CVaR será a simulação histórica, em que é utilizada uma série histórica de dados e com base nela, será feita uma avaliação de risco presente. Supõe-se que o passado representa, de forma fiel, a distribuição de probabilidades sobre o que acontecerá no futuro. Uma grande vantagem desse método de simulação é que não necessita de estimação de parâmetros que reflitam uma distribuição de probabilidades. Desta forma, a Simulação Histórica é um método não paramétrico para a estimação do VaR.

O histórico do desconto da Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) referente a Outros Desligamentos de equipamentos da Rede Básica foi obtido através da base de dados consolidados no sistema integrado de gestão da Parcela Variável. Este sistema foi implantado na COPEL com a entrada em vigência da Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 e integra todas as informações operacionais das FTs da Rede Básica, programadas ou não, permitindo o gerenciamento da Parcela Variável.

Uma das desvantagens do método da Simulação Histórica é a dependência com relação ao tamanho amostral para que haja precisão aceitável. No caso das FTs Linhas de Transmissão e Transformadores pertencentes à COPEL com classe de tensão de 525 kV ainda não há desligamentos suficientes para se utilizar as métricas de gerenciamento de risco VaR e CVaR. Desta forma, para o cálculo do VaR e do CVaR, serão considerados apenas os desligamentos não programados, passíveis do desconto da PV, das FTs Linhas de Transmissão e Transformadores com classe de tensão de 230 kV.

Outra desvantagem é a dependência dos dados utilizados nas simulações. A amostra pode conter dados que não se repetirão no futuro, ou seja, como a amostra depende unicamente das informações contidas nos dados do passado pode haver fatos isolados no passado, que dificilmente se repetirão e que estão incorporados pela simulação histórica. Assume-se, implicitamente, que o comportamento passado dos fatores de risco é suficiente para fornecer uma estimativa correta dos riscos futuros.

A grande vantagem do uso do VaR é ser uma ferramenta que permite quantificar o risco, resumindo em um único número: a máxima perda esperada. O VaR apresenta outras qualidades com respeito a sua implementação e compreensão, tais como: é uma medida universal podendo ser aplicado a qualquer tipo de ativo; é simples, de fácil interpretação e utilização para a mensuração do risco em termos de potencial de perda.

#### 2.4 Valor esperado sob risco (Conditional Value at Risk - CVaR)

A utilização somente do VaR não é suficiente para que o gestor de risco analise o risco, pelo fato de ser uma medida de risco que não fornece nenhuma informação à respeito das perdas que o excede, as quais podem ser significativamente grandes. As críticas e limitações ao uso do VaR levaram à proposição do Conditional Value At Risk (CVaR) como medida de risco. O CVaR é uma medida adicional de risco que completa o VaR fornecendo informações que quantifica resultados piores que o previsto no VaR, para que o gestor de risco possa verificar as perdas potenciais que excedem o nível de confiança assumido.

O CVaR é uma medida de fácil utilização e entendimento, pois é uma aproximação do VaR e mede a perda esperada de um ativo dado um grau de confiança. Ou seja, não é apenas um percentil como no VaR, mas sim a média dos percentis considerados no grau de confiança. Por exemplo, para um grau de confiança do VaR de 95%, o CVaR é dado pela média das 5% maiores perdas.

Adotar o CVaR como métrica de risco se caracteriza como uma estratégia de gerenciamento de riscos mais conservadora do que o VaR. Isto porque o CVaR nunca será menor do que o respectivo VaR.

### 3.0 - CÁLCULO DO VAR E DO CVAR

A maior vantagem da utilização do VaR está no fato de este resumir em um único valor, neste caso econômico, a exposição total ao risco. O primeiro passo para a mensuração do VaR é a escolha do nível de confiança dentro do qual se deseja mensurá-lo. O CVaR também depende da escolha deste nível de confiança, já que este valor pode ser definido como o valor esperado condicional das perdas, dado que as perdas a serem contabilizadas são maiores ou iguais ao VaR. Para a obtenção do VaR e do CVaR referente à perda da receita da transmissora associada à PVI é necessário definir os seguintes parâmetros:

- a. o nível de confiança do VaR e do CVaR será de 95%;
- b. o período do histórico de desligamentos não programados, das instalações pertencentes à Rede Básica, para a obtenção do VaR e do CVaR foi considerado de junho de 2008 a julho de 2012;
- c. o horizonte de tempo para a estimativa da perda da receita da transmissão associada à indisponibilidade das FTs integrantes da Rede Básica será de 1 mês;

Com o histórico dos desligamentos não programados durante os quatro anos de vigência da Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 foram verificados os valores de PVI descontados da RAP e ordenados do maior resultado para o menor, retirando os elementos fora do intervalo de confiança (95%). O valor do VaR será o próximo valor anterior ao intervalo de confiança.

Na Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 foram definidos padrões de duração de desligamento, para Desligamentos Programados e Outros Desligamentos, porém com a revisão do artigo 3º foram extintos os padrões anuais de duração (franquias) para Desligamentos Programados e Outros Desligamentos. Os resultados da simulações foram realizados para valores da Receita Anual Permitida anteriores à revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007.

### 3.1 Resultados das simulações para FTs Linhas de Transmissão (considerando que as FTs possuem franquias, padrão de duração de desligamento).

O cálculo do VaR não representa a perda máxima da receita da Transmissora associada à PVI. Este cálculo informa a perda máxima esperada com uma determinada probabilidade, que neste caso é de 95%. O valor sob risco da perda da receita da transmissão associada à Parcela Variável devido a desligamentos não programados de Linhas de Transmissão é de 0,48% da RAP da Concessão da COPEL, R\$ 101.002,90, e representa que há 95% de probabilidade da perda não superar o valor estimado pelo VaR (o desconto da RAP associada à PVI será de 0,48% da RAP da concessão COPEL). O cálculo do CVaR é complementar ao VaR e fornece a informação adicional para o gestor de risco identificando o valor médio da perda que excedeu o VaR. Ou seja, deve existir somente 5% de chance da perda da transmissora ser maior do que o valor estimado pelo VaR, o valor médio da perda será de 0,67% da RAP, R\$ 142.977,19, conforme é demonstrado na tabela 1.

Tabela 1 – Cálculo de VaR e do CVaR para as FTs LT de 230 kV (com padrão de duração de Outros Desligamentos)

Função Transmissão	Desconto da PVI na RAP
LT 230 kV Chavantes/Figueira	R\$ 179.038,30
LT 230 kV Pilarzinho/Santa Mônica	R\$ 144.814,62
LT 230 kV Uberaba/Umbará	R\$ 105.078,65
Cálculo do VaR para 95%	R\$ 101.002,90
Cálculo do CVaR para 95%	R\$ 142.977,19

Observa-se, com o cálculo do VaR e do CVaR para desligamentos não programados, passíveis do desconto da PV das FTs Linhas de Transmissão, que houve três linhas de transmissão com maior risco de perda da receita da Transmissora: LTs 230 kV Chavantes/Figueira, Pilarzinho/Santa Mônica e Uberaba/Umbará.

Analisando o histórico dos desligamentos programados verificou-se que apenas a LT 230 kV Pilarzinho/Santa Mônica possui duração programada, com desligamento da FT, 20% abaixo da média de todas as LTs de 230 kV pertencentes à COPEL. Com a finalidade de minimização dos impactos do desconto da receita referente à PVI além de otimização dos desligamentos, planejamento e melhoria nos procedimentos de manutenção, também são realizadas intervenções sem a indisponibilização das FTs. Estas intervenções realizadas sem o desligamento da FT podem ser realizadas através de procedimento de Linha Viva ou da transferência de circuitos. A duração de intervenções utilizando o procedimento de linha viva para as LTs 230 kV Pilarzinho/Santa Mônica e Uberaba/Umbará foram superiores à média de duração de intervenções, utilizando o procedimento da linha viva, de todas as LTs de 230 kV.

É importante observar que a análise do histórico não indica que os desligamentos não programados das LTs 230 kV Chavantes/Figueira, Pilarzinho/Santa Mônica e Uberaba/Umbará ocorreram devido à falta de manutenções preventivas. A duração de manutenções programadas, com e sem desligamento, destas LTs estavam próximas da média de duração programada de todas as LTs de 230kV pertencentes à Rede Básica. Este fato reforça que frequências excessivas de manutenções preventivas não acarretam, necessariamente, em constante melhoria da confiabilidade de cada ativo, ou seja evitar que hajam desligamentos não programados, e apenas contribuem para a preservação de um nível máximo de confiabilidade com estabelecimento prévio na fase de projeto, já atingido a partir de determinada frequência de manutenções.

### 3.2 Resultados das simulações para FTs Transformadores, (considerando que as FTs possuem franquia, padrão de duração de desligamento).

O valor sob risco da perda da receita da transmissão associada à Parcela Variável devido a desligamentos não programados de Transformadores é 0,17% da RAP da Concessão da COPEL, R\$ 36.777,84 e representa que há 95% de probabilidade da perda não superar o valor estimado pelo VaR (o desconto da RAP associada à PVI será de 0,17% da RAP da concessão COPEL). O cálculo do CVaR é complementar ao VaR e fornece a informação adicional para o gestor de risco identificando o valor médio da perda que excedeu o VaR. Ou seja, deve existir somente 5% de chance da perda da transmissora ser maior do que o valor estimado pelo VaR, o valor médio da perda será de 0,77% da RAP, R\$ 164.685,16, conforme é demonstrado na tabela 2.

Tabela 2 – Cálculo de VaR e do CVaR para as FTs TF de 230 kV  
(com padrão de duração de Outros Desligamentos)

Função Transmissão	Desconto da PVI na RAP
Transformador B de Santa Mônica	R\$ 373.539,72
Transformador B de Uberaba	R\$ 178.427,94
Transformador B de Ponta Grossa Norte	R\$ 63.853,28
Transformador B de Umbará	R\$ 42.919,68
Cálculo do VaR para 95%	R\$ 36.777,84
Cálculo do CVaR para 95%	R\$ 164.685,16

Observa-se, com o cálculo do VaR e do CVaR para desligamentos não programados, passíveis do desconto da PV, das FTs Transformadores que houve quatro transformadores com maior risco de perda da receita da Transmissora: Transformador B da SE Santa Mônica, Transformador B da SE Uberaba, Transformador B da SE Ponta Grossa Norte, Transformador B da SE Umbará.

Analisando o histórico dos desligamentos programados verificou-se que apenas o Transformador B de Uberaba possui duração programada maior que a média de duração programada, considerando todos os Transformadores com tensão de 230 kV, e os outros três transformadores ficaram com a duração dos desligamentos programados próximo da média.

Analisando o histórico de Outros Desligamentos houve duas FTs transformador que atingiram o limite de 25% do somatório dos Pagamentos Base da FT para o período contínuo de doze meses anteriores ao da apuração: o Transformador B da SE Santa Mônica e o Transformador B da SE Uberaba.

As intervenções em transformadores trifásicos normalmente implicam em grande período de indisponibilidade principalmente quando necessita de desmontagem e transporte do equipamento até o fabricante. No caso de transformador monofásico, a indisponibilidade se restringe ao tempo de troca pela fase reserva, porque a Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 prevê uma franquia adicional para a substituição da fase defeituosa pela fase reserva.

### 3.3 Resultados das simulações para FTs Linhas de Transmissão (considerando que as FTs não possuem franquia, padrão de duração de desligamento)

Com a extinção dos padrões de duração de desligamentos (franquia) os cálculos do VaR e do CVaR seriam diferentes, sendo que todos os desligamentos passíveis do desconto da PV acima de 2 minutos seriam computados.

Neste caso, considerando todos os desligamentos passíveis do desconto da PV, o valor sob risco da perda da receita da transmissão, associada à Parcela Variável, devido a desligamentos não programados de Linhas de Transmissão é de 0,52% da RAP da Concessão da COPEL, R\$ 110.756,48, e representa que há 95% de probabilidade da perda não superar o valor estimado pelo VaR (o desconto da RAP associada à PVI será de 0,52% da RAP da concessão COPEL). O cálculo do CVaR é complementar ao VaR e fornece a informação adicional para o gestor de risco identificando o valor médio da perda que excedeu o VaR. Ou seja, deve existir somente 5% de chance da perda da transmissora ser maior do que o valor estimado pelo VaR, o valor médio da perda será de 0,82% da RAP, R\$ 173.290,82, conforme é demonstrado na tabela 3.

Tabela 3 – Cálculo de VaR e do CVaR para as FTs LT de 230 kV  
(sem padrão de duração de Outros Desligamentos)

Função Transmissão	Desconto da PVI na RAP
LT 230 kV Bateias/Ponta Grossa Sul	R\$ 218.919,06
LT 230 kV Chavantes/Figueira	R\$ 176.191,30
LT 230 kV Cascavel/Salto Osório	R\$ 167.827,33
LT 230 kV Pilarzinho/Santa Mônica	R\$ 130.225,59
Cálculo do VaR para 95%	R\$ 110.756,48
Cálculo do CVaR para 95%	R\$ 173.290,82

Comparando o cálculo do VaR quando as FTs possuem o padrão de duração de Outros Desligamentos e quando não possuem, percebe-se um pequeno aumento (0,04% de desconto da RAP). No histórico houve um acréscimo da quantidade de desligamentos não programados. No entanto, para o valor médio da perda que excedeu o VaR, houve um aumento de 0,15% do desconto da RAP.

### 3.4 Resultados das simulações para FTs Transformadores (considerando que as FTs não possuem a franquia, padrão de duração de desligamento)

Neste caso, considerando todos os desligamentos passíveis do desconto da PV, o valor sob risco da perda da receita da transmissão associada à Parcela Variável devido a desligamentos não programados de Transformadores é de 0,29% da RAP da Concessão da COPEL, R\$ 61.073,95 e representa que há 95% de probabilidade da perda não superar o valor estimado pelo VaR (o desconto da RAP associada à PVI será de 0,29% da RAP da concessão COPEL). O cálculo do CVaR é complementar ao VaR e fornece a informação adicional para o gestor de risco identificando o valor médio da perda que excedeu o VaR. Ou seja, deve existir somente 5% de chance da perda da transmissora ser maior do que o valor estimado pelo VaR, o valor médio da perda será de 0,78% da RAP, R\$ 165.570,11, conforme é demonstrado na tabela 4.

Tabela 4 – Cálculo de VaR e do CVaR para as FTs TF de 230 kV  
(sem padrão de duração de Outros Desligamentos)

Função Transmissão	Desconto da PVI na RAP
Transformador B de Santa Mônica	R\$ 373.539,72
Transformador B de Uberaba	R\$ 178.427,94
Transformador D de Bateias	R\$ 168.477,20
Transformador B de Ponta Grossa Norte	R\$ 110.307,18
Transformador A de Cascavel Oeste	R\$ 91.593,985
Transformador A de Posto Fiscal	R\$ 71.074,63
Cálculo do VaR para 95%	R\$ 61.073,95
Cálculo do CVaR para 95%	R\$ 165.570,11

Comparando o cálculo do VaR quando as FTs possuem o padrão de duração de Outros Desligamentos e quando não possuem, percebe-se um aumento (0,12% de desconto da RAP). No histórico houve um acréscimo da quantidade de desligamentos não programados. No entanto, não houve alteração para o valor médio da perda que excedeu o VaR.

## 4.0 - CONCLUSÃO

Neste trabalho utilizou-se de métricas de mensuração e gerenciamento de risco VaR e CVaR para avaliar o risco associado à Parcela Variável da receita da transmissora, permitindo estimar o valor da perda da receita se considerada a repetição do histórico dos desligamentos não programados de linhas de transmissão e transformadores durante os quatro anos de vigência da Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007.

O VaR é uma ferramenta que pode auxiliar na estimativa de perda da receita da transmissão, porém o valor sob risco não fornece todas as informações necessárias para uma gestão completa de risco, desta forma é necessário utilizar outras técnicas de mensuração de risco.

O CVaR representa uma ferramenta complementar nas tomadas de decisões, enquanto o valor sob risco informa sobre as perdas máximas esperadas, o CVaR fornece informações que quantifica a perda caso as perdas máximas esperadas sejam excedidas. As métricas de mensuração de risco VaR e CVaR são importantes para análise e gerenciamento do risco porque ambas fornecem uma quantificação econômica do risco, o que muitas

vezes é necessário para o gestor de risco.

O cálculo do VaR não representa a perda máxima da receita da Transmissora associada à PVI. Este cálculo informa a perda máxima esperada com uma determinada probabilidade, que neste trabalho foi utilizado 95%. Esta metodologia de análise de risco indica possíveis pontos críticos do sistema de transmissão, com relação ao risco de perda de receita por indisponibilidades não programadas, bem como sinaliza para a empresa:

- a. quais os ativos que possuem maior risco de perda da receita associada à indisponibilidade.
- b. qual a causa de desligamentos não programados que está gerando um desconto maior de Parcela Variável.
- c. qual a região que necessita de investimentos para ampliação, reforço ou melhoria nas suas instalações

A COPEL tem adotado diversas medidas, no sistema de gerenciamento da Parcela Variável, na operação e manutenção de seus ativos com a finalidade de diminuir o impacto do desconto da Parcela Variável na receita. As indisponibilidades programadas são perfeitamente gerenciáveis, no entanto as indisponibilidades não programadas ocorrem aleatoriamente e mostra-se prudente o estudo de uma metodologia capaz de gerenciar esse custo. No entanto, após a revisão do artigo 3º da Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007, com a extinção do Padrão de Duração de Desligamentos ("franquias") tanto para Desligamentos Programados quanto para Outros Desligamentos tornou-se importante a avaliação do risco também para desligamentos programados.

Com a finalidade de diminuir o risco de perda de receita por indisponibilidade dos seus ativos, a empresa de transmissão pode utilizar as técnicas de mensuração e análise de risco para verificar a necessidade de ações adicionais de manutenção ou de investimentos na ampliação, reforço ou melhoria das instalações pertencentes à Rede Básica com maior risco de perda de receita associada à Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI).

Conclui-se que com a extinção dos padrões de desligamento (franquias) para Outros Desligamentos houve um pequeno aumento do VaR e do CVaR. Estima-se que este aumento será mais significativo para os desligamentos programados, o que deverá ser verificado após a obtenção de dados históricos suficientes após a alteração da Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007.

## 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Operador Nacional do Sistema – ONS. Procedimento de Rede Submódulo 15.6. Apuração dos desligamentos, restrições operativas temporárias, entradas em operação e sobrecargas em Instalações da Rede Básica.
- (2) Anders, George, Robert Entriiken, Puica Nitu – Risk Assessment and Financial Management, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting 1999
- (3) Operador Nacional do Sistema – ONS. Rotina de Apuração de Eventos em Instalações do Sistema de Transmissão RO-AO.BR.05
- (4) Kimura Herbet, Suen Alberto Sanyuan, Perera Luiz Carlos Jacob e Basso Leonardo Fernando Cruz Value at Risk: Como entender e Calcular o risco pelo VaR. Ribeirão Preto 2009.

## 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Hedileine Vianna de Amorim - engenheira eletricista, formada pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná em 1998 e especialização em Sistemas de Energia Elétrica pela UFSC em 2012. Trabalhando na COPEL desde 2004, atuando na área de pós-operação do COS COPEL. Contatos (41) 3234-7032; [hedileine.amorim@copel.com](mailto:hedileine.amorim@copel.com).

Raimundo C. Ghizoni Teive - engenheiro eletricista, formado pela Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, com mestrado e doutorado pela própria UFSC, em 2001 e 2007, respectivamente. É professor titular na Universidade do Vale do Itajaí e pesquisador participante do programa de pós-graduação em engenharia elétrica da UFSC. [teive@labplan.ufsc.br](mailto:teive@labplan.ufsc.br).