



**XXI SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO -VI

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

**Mecanismos de Remuneração da Qualidade do Serviço de Transmissão
e a Parcela Variável**

Carmen L. T. Borges¹ (*) Djalma M. Falcão¹ Leonardo F. Rocha¹ Rafael A. Cordeiro¹ Fabiano S. Petrillo²
¹Universidade Federal do Rio de Janeiro ²Eletrosul Centrais Elétricas S.A.

RESUMO

A Parcela Variável consiste no desconto incidente sobre a remuneração mensal das transmissoras devido à indisponibilidade verificada das funções de transmissão. Visa avaliar a qualidade do serviço prestado pelos agentes de transmissão, apurando o tempo que as instalações ficaram indisponíveis, e vincular a qualidade do serviço à sua remuneração. Este trabalho apresenta uma pesquisa bibliográfica sobre como é apurada a qualidade do serviço de transmissão em alguns países do mundo. Uma análise comparativa das diferentes metodologias permite identificar pontos positivos que possam ser adaptados para adoção no Brasil objetivando incentivar a prestação de serviços de boa qualidade.

PALAVRAS-CHAVE

Remuneração da Transmissão, Qualidade do Serviço, Parcela Variável, Metodologias.

1.0 - INTRODUÇÃO

A Parcela Variável (PV), regulamentada pela Resolução Normativa da ANEEL Nº. 270/2007 [1], consiste no desconto incidente sobre a remuneração mensal das concessionárias de transmissão, devido à indisponibilidade verificada das funções de transmissão. Define-se Função de Transmissão (FT) como o conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares. A remuneração, previamente definida no momento da contratação, possui relação com o investimento realizado na construção da FT e a PV passível de ser descontada está, por sua vez, relacionada diretamente à disponibilidade da instalação (duração e frequência de desligamentos) [2]. Esta foi a maneira definida pela ANEEL para avaliar a qualidade do serviço prestado pelos agentes de transmissão, apurando o tempo que as instalações ficaram indisponíveis e, ainda, vincular a qualidade do serviço à sua remuneração, a fim de incentivar a prestação de serviços de boa qualidade.

Atualmente, podem ser percebidos diversos impactos da criação da Parcela Variável no setor elétrico, como por exemplo, a incidência da PV em parcela significativa do sistema de transmissão; a possibilidade de grande impacto na remuneração dos agentes proprietários destas instalações, o que vem demandando grande preocupação nas solicitações de desligamento; e o expressivo aumento na carga de trabalho do ONS, para apuração e análise de todos os desligamentos ocorridos na operação do sistema.

Adicionalmente, percebe-se que a forma de remuneração dos serviços de transmissão não considera os benefícios técnicos proporcionados ao sistema de transmissão, como aumento de sua confiabilidade, redução de perdas, etc., nem os riscos [3] e impactos técnicos provocados pela indisponibilidade das diferentes funções de transmissão. Ou seja, FTs com diferentes graus de importância sistêmica são tratadas da mesma forma pela Res. 270/2007, independentemente do impacto que suas indisponibilidades causam no sistema elétrico. Em geral, a abordagem deste assunto está mais voltada para os aspectos econômicos, como elevação da percepção das empresas acerca

(*) Caixa Postal 68504 - CEP 21941-972 - Rio de Janeiro, RJ - Brasil
Tel: (+55 21) 2562-8027 – Fax: (+55 21) 2562-8080 – Email: carmen@nacad.ufrj.br

do risco do negócio de transmissão, discussão quanto à melhor forma de incentivar economicamente o aumento da qualidade do serviço, etc.

Neste contexto, este trabalho se propõe a realizar uma análise da lógica da remuneração dos agentes de transmissão de energia elétrica em alguns países do mundo, considerando os impactos da qualidade do serviço prestado nos valores a serem recebidos. Para tanto, é apresentada uma pesquisa bibliográfica e metodológica sobre como é apurada a qualidade da transmissão nesses países e como a qualidade reflete no faturamento dos agentes de transmissão. O objetivo é fazer uma análise comparativa das diferentes metodologias e identificar os pontos positivos, filosofias e critérios que possam vir a ser adaptados para adoção no Brasil, com vistas a dar subsídios para um melhor entendimento e/ou enriquecimento da Res. 270/2007.

2.0 - A RESOLUÇÃO ANEEL Nº. 270/2007

A Resolução 270/2007 foi criada com o objetivo final de aumentar a segurança da operação do SIN, aplicando um desconto na receita do agente de transmissão devido à indisponibilidade de sua instalação. Desta forma, visa incentivar maior investimento na manutenção das instalações, o que, consequentemente, resulta na maior disponibilidade das instalações, proporcionando mais opções para a operação e, por fim, aumentando a segurança da operação [4].

De acordo com o Art. 4º da referida resolução, a qualidade dos serviços de transmissão será medida com base na disponibilidade e na capacidade plena das FT, sendo estas consideradas indisponíveis quando ocorrer Desligamento Programado, Outros Desligamentos ou Atraso na Entrada em Operação. A Resolução define tais termos como:

- **Desligamento Programado:** “indisponibilidade de uma Função Transmissão, programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos Procedimentos de Rede”;
- **Outros Desligamentos:** “qualquer indisponibilidade de uma FT não considerada como Desligamento Programado”;
- **Atraso na Entrada em Operação:** “atraso na data de entrada em operação comercial de uma nova Função Transmissão estabelecida no contrato de concessão ou em resolução da ANEEL, por motivos direta ou indiretamente imputáveis à concessionária de transmissão”.

Desta forma, pode-se dizer que a Parcela Variável é composta por 3 (três) partes, sendo: a Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação, a Parcela Variável por Indisponibilidade e a Parcela Variável por Restrição Operativa. A primeira parcela é apurada antes de a instalação entrar em operação e o valor é descontado quando a mesma começa a operar e, consequentemente, a receber sua remuneração. Seu valor é proporcional ao número de dias em que a instalação atrasou sua entrada em operação, possuindo um limite máximo para desconto de 90 dias. A Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI é calculada através da seguinte equação:

$$PVI = \frac{PB}{1440 \times D} \times K_p \times \left(\sum_{i=1}^{N_p} DVDP_i \right) + \frac{PB}{1440 \times D} \times \left(\sum_{i=1}^{N_o} K_{o_i} \times DVOD_i \right) \quad (1)$$

onde:

PB = Pagamento Base da FT;

$\Sigma DVDP$ e $\Sigma DVOD$ = Somatórios das durações verificadas no mês, em minutos, de cada Desligamento Programado (DP) e Outros Desligamentos (OD) da FT;

K_p = Fator Multiplicador para Desligamentos Programados;

K_o = Fator Multiplicador para Outros Desligamentos;

D = Número de dias do mês de ocorrência;

N_p = Número de Desligamentos Programados da FT ocorridos ao longo do mês;

N_o = Número de Outros Desligamentos da FT ocorridos ao longo do mês.

Se uma FT ultrapassar, no período contínuo de 12 (doze) meses, o valor referente a seu respectivo Padrão de Duração de Desligamento, estará sujeita à cobrança da PVI, respeitando algumas situações específicas. São ainda definidos Padrões de Frequência para os Outros Desligamentos, indicando o número máximo de Outros Desligamentos que podem ocorrer ao longo do ano. Caso a FT atinja este valor, cada novo Outro Desligamento será apurado como, no mínimo, 30 (trinta) minutos de desligamento, para efeito de desconto da PVI. Poderá ainda ser caracterizado o descumprimento das disposições regulamentares relativas ao nível de qualidade dos serviços de energia elétrica. Neste caso, o ONS deve informar à ANEEL o ocorrido para que esta tome as devidas providências de fiscalização e penalização. Os valores para os Padrões de Duração de Desligamento e Padrão de Frequência de Outros Desligamentos são indicados em tabela própria em [1].

Já a Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária – PVRO, não possui nenhum padrão relacionado. Tal parcela considera a redução da(s) capacidade(s) operativa(s) da FT, no caso, a capacidade operativa de longa duração e a capacidade operativa de curta duração. O valor da PVRO é calculado pelo produto: $PVRO = PB \times \text{capacidade reduzida (\%)} \times \text{Duração da Restrição (min)}$.

Desta forma, desconsiderando a parcela por atraso de entrada em operação que somente é cobrada no início de sua operação, pode-se afirmar que a remuneração mensal dos agentes de transmissão impactados pela Resolução Nº270/2007 é dada pela seguinte equação:

$$\text{Remuneração Mensal} = PB - (PVI + PRVO) \quad (2)$$

Além dos descontos impostos pela Parcela Variável, foi previsto um bônus às concessionárias a fim de incentivar um desempenho acima dos padrões estabelecidos. Para isto, criou-se o Adicional à RAP, sendo o valor a ser adicionado à receita anual como incentivo à melhoria da disponibilidade das instalações de transmissão, tendo como referência a receita da PVI. Cada concessionária de transmissão, não proveniente de processos licitatório, terá direito a este Adicional, caso não ultrapasse valores especificados em [1] nos 12 meses anteriores ao mês de maio.

3.0 - MODELOS DA AMÉRICA

3.1 Argentina

O processo de reestruturação do setor elétrico argentino [5], iniciado em 1990, desverticalizou as empresas do setor e proporcionou a criação de duas instituições de destaque: o Ente Nacional Regulador da Eletricidade (ENRE), responsável pela regulação da atividade elétrica, e a Companhia Administradora do Mercado Atacadista de Eletricidade (CAMMESA), responsável pela operação e administração das transações econômicas realizadas no SIN. A transmissão, por sua vez, é realizada pela TRANSENER (500/230 kV) e por sete concessionárias regionais (230/132/66 kV) [6].

A remuneração da transmissora advém de encargos cobrados aos usuários do sistema e é composta por três parcelas: (i) uma remuneração fixa, chamada de remuneração por energia elétrica transmitida (REET), que deve ser creditada à concessionária em doze parcelas mensais iguais, (ii) uma remuneração por capacidade de transmissão (RCT) e (iii) uma remuneração por conexão (RC). Apenas a REET possui um valor fixado a priori. A receita referente a esta parcela origina-se de um encargo, chamado de arrecadação variável total por energia elétrica transmitida (RVT), baseado na diferença entre o valor da energia recebida pela carga e o valor da energia no nó gerador. Assim como no Brasil, é uma arrecadação que não cobre o montante total estabelecido, sendo necessária a utilização de uma parcela complementar. Os encargos referentes às remunerações por capacidade de transmissão e por conexão levam em consideração em sua formulação o tempo de indisponibilidade dos ativos de transmissão. A equação 3 define o encargo que cobre a RCT e pode ser utilizada para exemplificar esta questão.

$$RTCT^m = \sum_{i=1}^N [RHCT_i \times (HRSPE - HINDISP_i)] \quad (3)$$

O encargo mensal “RTCT^m” depende do número de linhas de transmissão “N”, da tarifa horária “RHCT_i” para a linha “i”, do número de horas do mês “HRSPE” e do número de horas reais de indisponibilidade “HINDISP_i” da linha “i”. Portanto, durante o período em que algum elemento da rede está falhado, a concessionária deixa de receber os encargos mencionados. No entanto, estes não são os únicos descontos possíveis. Nos procedimentos de rede definidos pela CAMMESA, sob a denominação de “regime de qualidade de serviço e sanções do sistema de transmissão de alta tensão”, é abordada com detalhes a metodologia de penalização empregada. O ponto mais importante no cálculo das penalizações é a diferenciação feita entre as linhas de transmissão. O órgão regulador divide as linhas em três categorias baseadas nos custos que a saída do ativo acarreta para o sistema. Aquelas que são mais custosas estão sujeitas às maiores penalizações. O sinal econômico é obtido através de fatores de proporcionalidade, semelhantes ao “Ko” adotado no modelo brasileiro, que podem variar de acordo com a categoria que a linha de transmissão se encontra ou com a duração da indisponibilidade.

As penalizações não podem ultrapassar 50% da receita mensal da concessionária nem 10% da receita anual total antes das penalizações. Quando ocorre apenas uma redução na capacidade de transmissão é aplicada a penalização por indisponibilidade forçada, afetada por um coeficiente de redução. Em contrapartida, quando a saída da linha ativa desconexões automáticas de geradores e/ou cargas, a concessionária é penalizada com um adicional de 20%. Por fim, as penalizações para indisponibilidades programadas correspondem a 10% do valor cobrado por indisponibilidade forçada.

3.2 Colômbia

O processo de reestruturação do setor elétrico colombiano, iniciado na década de 90, seguiu os moldes de países pioneiros, em especial o Reino Unido [7]. O novo modelo segmentou as atividades do setor e definiu a organização institucional. Atualmente o Ministério de Minas define a política energética, a “Comisión de Regulación de Energía y Gas” (CREG) tem o papel de regulador e a “Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P.” (XM) tem a função de centro nacional de despacho, administrador do sistema de intercâmbios comerciais e das contas de encargos pagos pelo uso das redes do SIN. Entre as empresas de transmissão destaca-se a “Interconexión Eléctrica S.A.” (ISA), que também possui ativos em outros países, como o Peru, Bolívia e Brasil.

A atividade de transmissão de energia elétrica no SIN é remunerada através de ingresso regulado, com base em encargos de uso da rede. A metodologia de apuração da qualidade do serviço de transmissão, presente no anexo 4 da resolução CREG de número 11 de 2009 [8], fundamenta-se no tempo de indisponibilidade de cada ativo e na quantidade de energia não suprida. É estabelecido, para cada categoria de ativo (linhas de transmissão, módulo de

compensação, módulo de barramento, etc) o número máximo permitido de horas de indisponibilidade. Quando este valor é ultrapassado ocorre uma redução da receita mensal da transmissora, referente ao ativo falhado, proporcional ao tempo de falha, ou seja, a transmissora é remunerada apenas pelo tempo efetivo de operação do ativo em questão. Adicionalmente, é previsto reduções das receitas dos ativos que não podem operar em decorrência da indisponibilidade de outro ativo. Nos casos em que a energia não suprida ultrapassa o valor de 2% da previsão horária de demanda definida no despacho econômico, a transmissora sofre uma penalização baseada no custo incremental operativo de racionamento de energia, definido e calculado pela unidade de planejamento energético.

O valor a ser deduzido em um mês devido às penalizações por energia não suprida ou por deixar outro ativo não operativo, não pode superar 60% da receita mensal. Caso o valor a ser descontado seja maior que 60% o saldo restante será deduzido nos meses seguintes. As penalizações não podem somar, em um ano, 10% da receita estimada para o mesmo ano. Por fim, o valor acumulado em doze meses das penalizações relacionadas ao incumprimento do número permitido de horas de indisponibilidade não pode superar 20% do ingresso regulado dos mesmos doze meses.

3.3 Estados Unidos

O setor elétrico americano iniciou seu processo de reestruturação [9, 10] em 1978 com a publicação do *Public Utility Regulatory Policies Act* – PURPA, que terminou com os monopólios regionais, onde uma mesma empresa tinha exclusividade na geração, transmissão e distribuição. Posteriormente, na década de 90, novas regras foram introduzidas, como a abertura das redes de transmissão.

Duas entidades de nível nacional são responsáveis pela manutenção da confiabilidade do sistema elétrico americano: NERC (*North American Electric Reliability Council*) e FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*). Sucintamente, pode-se afirmar que o NERC elabora normas, conduz investigações e monitora os integrantes do sistema elétrico. O FERC, por sua vez, é uma divisão do governo federal responsável pela regulação da venda de energia, aprovação de projetos de geração e transmissão e aplicação de ações punitivas. O NERC atua em conjunto com oito entidades regionais, para promover o cumprimento das normas, chamadas de *Reliability Standards*, que definem os requerimentos de confiabilidade para o planejamento e operação do sistema elétrico.

Quando algum requerimento é violado o NERC ou as entidades regionais podem requerer medidas corretivas, aplicar sanções ou impor penalizações financeiras [11]. O valor base da penalização depende do fator de risco e do nível de severidade. O primeiro, definido durante a elaboração da norma, associa cada requerimento com a gravidade de sua violação. O segundo indica o grau da violação, após a ocorrência da mesma. Com o auxílio da Tabela 1 é possível determinar o valor base da penalização através da intersecção do fator de risco com o nível de severidade.

Tabela 1 - valor base da penalização (por dia por violação)

Fator de Risco	Nível de Severidade							
	Baixo		Moderado		Alto		Severo	
	Limites		Limites		Limites		Limites	
	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior
Baixo	\$1,000	\$3,000	\$2,000	\$7,500	\$3,000	\$15,000	\$5,000	\$25,000
Médio	\$2,000	\$30,000	\$4,000	\$100,000	\$6,000	\$200,000	\$10,000	\$335,000
Alto	\$4,000	\$125,000	\$8,000	\$300,000	\$12,000	\$625,000	\$20,000	\$1,000,000

A escolha entre o limite inferior ou superior deve ser analisada para cada caso. Por exemplo, quando a violação de um requerimento ocorre pela primeira vez e não traz consequências graves para o sistema, o valor considerado é aquele referente ao limite inferior. O valor final da penalização é determinado através da aplicação de fatores de ajuste, que fornecem ao NERC e às entidades regionais a possibilidade de modificar o valor base da penalização ao considerar questões como o histórico das violações, o nível de cooperação com a investigação ou a qualidade do programa de adequação. A penalização financeira não pode ultrapassar o valor de \$1 000 000 por dia por violação, exceto nos casos em que a natureza da norma permita a violação de um mesmo requerimento duas ou mais vezes em um mesmo dia.

4.0 - MODELOS DA EUROPA

4.1 Reino Unido

A reestruturação do setor elétrico no Reino Unido, no início da década de 1990, teve como ponto de partida a criação do Office of Electricity Regulation (OFFER), agência reguladora responsável pela implantação da separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Nesse contexto, o sistema de transmissão passou a ser operado por meio da National Grid Company (NGC), porém com forte regulação do OFFER [12]. Em 2005, por sua vez, o OFFER se tornou o Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), a partir da fusão entre o OFFER e o Office of Gas Supply (OFGAS). Nesse período, foi criada uma regulação para avaliar a qualidade do serviço de transmissão. Com isso, as concessionárias passaram a estar

sujeitas a esquemas de incentivos baseados em confiabilidade, sendo aplicável para todos aqueles conectados na rede da NGC.

No que diz respeito ao sistema de transmissão, na Inglaterra e no País de Gales, o mesmo pertence e é operado pela NGC. Na Escócia, por outro lado, a NGC apenas opera o sistema, que tem como proprietários as empresas Scottish Hydro Electric Transmission (SHETL) e Scottish Power Transmission Limited (SPTL). O sistema de transmissão na Inglaterra e no País de Gales é operado em 400 kV e 275 kV, enquanto as redes de 132 kV e 66 kV são de responsabilidade das concessionárias de distribuição. Na Escócia, as redes das concessionárias de transmissão são operadas em 400 kV, 275 kV e 132 kV.

As referências [13,14] apresentam uma visão geral sobre o processo de apuração da qualidade do serviço de transmissão e de distribuição no Reino Unido e na França, que estão, essencialmente, baseados no pagamento de compensações como consequência da ocorrência de interrupções.

No Reino Unido, o indicador de qualidade para a rede de transmissão é a Energia Não-Suprida (ENS). Em [15] são apresentados os mecanismos de incentivos baseados na confiabilidade da rede de transmissão para a National Grid. O esquema proposto incentiva, no caso da Inglaterra e do País de Gales, a NGC a manter um nível adequado de confiabilidade através da avaliação do seu desempenho anual com base na ENS. Para a Escócia, no entanto, ainda está sendo avaliada uma forma de administrar a questão da qualidade do serviço de transmissão, uma vez que o sistema escocês difere daquele encontrado na Inglaterra e no País de Gales. Isso porque, na Escócia, a NGC apenas opera a rede. Além disso, existem contratos firmados entre as transmissoras e a operadora que impedem a aplicação de tais medidas, pelo menos na forma como apresentado para o caso inglês.

O esquema de incentivos para o sistema de transmissão proposto pelo OFGEM está baseado no desempenho anual medido para a NGC, por meio do montante acumulado da ENS (MWh) do sistema de transmissão durante o ano em curso, em relação ao desempenho histórico da empresa. O nível de referência utilizado para a apuração da ENS está baseado, então, no desempenho médio da empresa desde 1991/92, excluindo eventos que afetaram 3 consumidores ou menos. Os eventos relacionados com condições climáticas extremas são também excluídos do cálculo da ENS. Dessa forma, estão previstas recompensas de até 1,0% da receita da NGC ou penalizações de até 1,5%, dependendo do índice apurado. Assim, o foco do esquema de incentivos, segundo a OFGEM, está na manutenção da confiabilidade e da continuidade da rede de transmissão. Isso porque mesmo interrupções de curta duração podem ser altamente danosas. Consequentemente, o objetivo está em incentivar a NGC a melhorar a confiabilidade do sistema, por meio da minimização de interrupções no suprimento e no restabelecimento do fornecimento de energia o mais rápido possível.

Os valores da ENS da Inglaterra e do País de Gales entre 1991/92 e 2003/04 estão apresentados em [15]. O valor médio apurado foi de 261 MWh/ano (para interrupções de 4 ou mais consumidores). Assim, sob o regime proposto, a NGC não seria penalizada e nem receberia adicional à receita se mantivesse o desempenho variando em $\pm 5\%$ do nível médio apurado desde 1991/92 (ENS entre 248 MWh e 274 MWh). Para um montante inferior a 248 MWh/ano, a NGC seria recompensada numa escala que varia até um máximo de 1,0% da receita da sua rede de transmissão (no caso de 0 MW de ENS). Por outro lado, para uma ENS maior que 274 MWh/ano, a NGC seria penalizada em no máximo 1,5% de sua receita (para eventos com 653 MWh ou mais de ENS).

Como discutido acima, os novos padrões de incentivos para a NGC estão sujeitos a até 1,5% de penalização. As receitas das redes de transmissão da NGC são de cerca de £800 milhões, o que implica um máximo de £12 milhões (ou 1,5%) sendo exposta a perdas financeiras com base na ENS anual apurada. Isso fornece um instrumento que afeta diretamente as receitas da NGC, forçando a mesma a melhorar o desempenho de seu sistema em termos de confiabilidade, porém, sem afetar o equilíbrio econômico-financeiro da empresa.

Para justificar a adoção da metodologia e garantir um equilíbrio viável entre risco e recompensas, foi verificado pelo OFGEM que em 8 dos 13 anos anteriores ao da implantação do modelo, a National Grid teria um incremento em sua receita. Por outro lado, a empresa seria penalizada nos outros 5 anos. Em apenas dois desses 5 anos, a penalização seria superior a 1,0% de sua receita.

Além do mecanismo de incentivos baseado na ENS, a legislação do Reino Unido garante ainda, por meio da emenda CAP048 [16], o pagamento de compensações para desconexões forçadas e planejadas de usinas geradoras, como consequência de saídas de linhas e/ou equipamentos do sistema de transmissão. Para isso, são consideradas duas variáveis: Connection Entry Capacity (CEC), que define a capacidade física dos geradores conectados no ponto de conexão, e Transmission Entry Capacity (TEC), relacionada com o suprimento máximo permitido durante um determinado ano fiscal.

A compensação para interrupções planejadas está baseada nos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (TNUoS, em inglês). A compensação para interrupções forçadas, por sua vez, está baseada no Market Index Price (MIP) para as primeiras 24h e no TNUoS após esse período. As compensações para os geradores têm como objetivo estimular o operador da rede a reparar o mais rápido possível o sistema de transmissão. Dessa forma, as compensações baseadas no TNUoS podem ser obtidas com base em uma das duas equações (4):

$$\frac{\text{Total Generation TNUoS}}{\text{Total System TEC} \times 365} \quad [\text{£} / \text{MW} / \text{day}] \quad \text{ou} \quad \frac{\text{Site TNUoS Charges}}{\text{Site TEC} \times 365} \quad [\text{£} / \text{MW} / \text{day}] \quad (4)$$

No caso da compensação pelo TNUoS, o valor máximo obtido pelas duas fórmulas acima é considerado. Além disso, vale destacar que o resultado desta fórmula tem que ser multiplicado por certa demanda (MW) e por um período de tempo para calcular o valor da compensação. Com isso, para se obter a potência correta a ser utilizada, o CEC da unidade disponível deve ser subtraído do TEC de toda usina. A título de exemplo, para uma usina com TEC de 500MW e quatro unidades com CEC de 250MW cada, se por algum motivo, duas unidades forem desconectadas da rede, a diferença entre o TEC e o CEC é zero. Portanto, nesse caso, a usina não tem direito a compensação ($500 - 2 \times 250 = 0$). Entretanto, em uma situação que ocorra a saída de três unidades, o montante de potência a ser inserido nas fórmulas é de 250MW ($500 - 1 \times 250 = 250$), resultando em compensação para a usina.

Em relação à duração da interrupção, a legislação prevê que saídas planejadas são medidas em dias, enquanto as forçadas são calculadas em função de períodos que duram 0,5h, para um máximo de 48 períodos. Após os 48 intervalos, a base do cálculo das saídas forçadas muda do Master Index Price para o TNUoS, com os períodos medidos em dias.

4.2 França

A qualidade do serviço de transmissão, com base em mecanismos de compensação, está prevista, também, na legislação francesa, por meio de indicadores baseados em frequência e duração equivalente da interrupção, como determina a CRE (Commission de Régulation de l'Energie), agência reguladora francesa.

O registro e a apuração dos indicadores são de responsabilidade da RTE (Réseau de Transport d'Electricité), uma subsidiária da EDF (Electricité de France). A EDF tem 87% do seu controle efetuado pelo Estado. Além disso, vale destacar que, assim como na Inglaterra e no País de Gales, a RTE é ao mesmo tempo o operador do sistema e o proprietário das linhas, que são operadas em 400, 225, 150, 90 e 63 kV.

No caso do sistema de transmissão, assim como no modelo do Reino Unido, não existe auditoria independente para averiguar a veracidade dos dados de interrupção. A auditoria ocorre apenas para os dados coletados do sistema de distribuição, porém sem a existência de penalidades no caso de constatação de erros ou irregularidades.

A regulação da qualidade da transmissão relacionada com unidades produtoras, conectadas na rede da RTE, é discutida nas condições gerais para usinas geradoras [17]. A referência em questão discute sobre a obrigação da RTE no escopo das indisponibilidades forçadas do sistema. Para esses eventos estão previstas compensações financeiras apenas nos casos com tempos de reparo superiores a 6h, devido a uma falta causada pela RTE. Assim, o montante de compensação é definido em 2% da parte fixa da tarifa de acesso anual (acesso a rede de transmissão) para uma interrupção maior que 6h e menor que 12h. Acima de 12h estão previstos acréscimos de 2% para cada período adicional de 6h.

A compensação é paga na forma de redução da parte fixa da tarifa de acesso. A referência [13] estima que, por alto, dependendo das especificações da conexão, a parte fixa da tarifa anual de acesso representa 20% do total da tarifa. Porém, a soma de todas as reduções concedidas não pode exceder o montante anual da parte fixa da tarifa de acesso. A redução não é concedida se outro ponto de suprimento, no mesmo nível de tensão, for capaz de chavear e atender toda a demanda. Adicionalmente, ao contrário da regulação do Reino Unido, não estão previstas compensações devido à interrupções planejadas.

As compensações para consumidores diretamente conectados no sistema de transmissão, por sua vez, são determinadas em [18] onde é possível encontrar as informações sobre os limites de interrupção. Essas informações são baseadas nas ocorrências dos últimos 4 anos. Além disso, consta que o número máximo de interrupções permitidas é calculado para os 3 anos seguintes. Na melhor situação, se no caso dos últimos 4 anos não tiver ocorrido nenhuma interrupção, é considerado, para os próximos 3 anos, uma interrupção curta e uma longa. Já no pior caso, são permitidos até 5 interrupções curtas e uma longa, por ano, sem compensação.

Para a frequência da interrupção, tanto as indisponibilidades longas quanto as curtas são monitoradas, considerando os limites entre elas como sendo de um minuto. Para os contratos entre a RTE e os consumidores, as interrupções curtas e longas são monitoradas separadamente, com os limites entre elas sendo de três minutos.

Nas interrupções longas (acima de 6h) causadas pela RTE, por sua vez, o cálculo das compensações é exatamente igual aquele apresentado para unidades produtoras conectadas na rede de transmissão (2% da parte fixa da tarifa anual de acesso).

5.0 - MODELO DA CHINA

No processo de reestruturação do sistema Chinês [19, 20], iniciado em 1998 e continuado em 2002, os ativos de geração pertencentes ao estado foram reestruturados em cinco empresas de geração independentes e os ativos de transmissão foram organizados em duas empresas de transmissão. O preço dos serviços de transmissão e distribuição é composto pelo custo da expansão e manutenção dos componentes, custo dos serviços ancilares (reserva, controle de frequência, controle de tensão, etc.) e custos de serviços especiais (custos de conexão). Os custos são calculados pelo governo e apresentam um valor fixo por MWh transportado. Em 1985 foi criado o Centro de Gerenciamento da Confiabilidade da Eletricidade (Electricity Reliability Management Center - ERM) cujo objetivo inicial foi o de levantar dados estatísticos relacionadas com a confiabilidade do sistema elétrico. Em 2006, o ERM foi incorporado à Agência Reguladora (SERC), assumindo a função de monitoramento da confiabilidade.

A análise da literatura disponível sobre o sistema elétrico Chinês não apresentou nenhuma forma qualitativa de penalizar ou premiar o desempenho do sistema de transmissão. Os resultados do levantamento do ERM são utilizados para controlar o nível de qualidade do sistema de transmissão através da atuação direta sobre a empresa quando esses índices são considerados inadequados, porém sem uma correspondente penalização financeira.

6.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou o andamento da pesquisa bibliográfica sendo realizada sobre como é apurada a qualidade do serviço de transmissão em alguns países do mundo e como a qualidade reflete no faturamento dos agentes de transmissão. Apesar de ainda parcial, uma análise comparativa das diferentes metodologias adotadas permite identificar alguns pontos positivos que podem vir a dar subsídios para desdobramentos e possíveis enriquecimentos da Res. 270/2007.

Como conclusão preliminar, pode-se identificar algumas semelhanças entre os modelos adotados na América Latina e na Europa. Nos países estudados na América Latina, a penalização devido à falta de qualidade do serviço de transmissão é baseada na duração das interrupções, assim como na Res. 270/2007 para o Brasil. Já nos países estudados na Europa, a penalização leva em consideração a energia não suprida devido à indisponibilidade da transmissão, ou seja, é levada em consideração tanto a duração quanto o montante de potência interrompido. Sob este aspecto, os modelos europeus levam mais em consideração a importância sistêmica da função de transmissão na avaliação do efeito da indisponibilidade.

Já os Estados Unidos possuem uma entidade específica (NERC) para monitoração e normatização dos critérios de confiabilidade do sistema elétrico, que é independente do Operador do Sistema e da Agência de Regulação. Este órgão tem a prerrogativa de, na identificação da violação das normas vigentes, aplicar sanções, impor penalizações financeiras e/ou indicar medidas corretivas, o que permite acompanhar todo o processo de melhoria do serviço de transmissão desde a vistoria preventiva da instalação até a implementação das medidas corretivas. No Brasil não existe uma entidade equivalente, sendo suas funções parcialmente exercidas pelo Operador do Sistema e pela Agência Reguladora. Um tema de discussão é a possibilidade de se criar uma entidade equivalente no Brasil, o que permitiria a independência de suas atribuições em relação às atribuições das demais entidades, podendo levar ao aprofundamento da avaliação e melhoria da qualidade do serviço de transmissão.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, *Resolução Normativa Nº. 270*, 26 de Julho de 2007.
- (2) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, *Modelo de Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão*, Novembro de 2007.
- (3) Da Silva, E.L., Tondello, C.J., “Assessing the Transmission Service Risk”, *Electrical Power & Energy Systems*, 28, pp. 119-126, 2006.
- (4) L.S. dos Santos, *Avaliação da Parcela Variável para Apuração da Qualidade do Serviço de Transmissão no Brasil Segundo Conceitos de Confiabilidade*, Projeto Final de Curso de Engenharia Elétrica - UFRJ, Setembro de 2008.
- (5) Dalmazo, R. A. A reforma do setor elétrico na Argentina. Indicadores Econômicos FEE, v. 27, n.3, 2000. Disponível em: <<http://revistas.fee.tche.br/index.php/indicadores/article/view/1812/2179>>. Acesso em: 23 mar. 2011.
- (6) CAMMESA. Información Institucional. Disponível em: <<http://portalweb.cammesa.com/Pages/Institucional/Empresa/institucional.aspx>>. Acesso em 23 mar 2011.
- (7) J.C.M. Ruiz and S.E.C. Mesa, “Modelo de despacho econômico do sistema elétrico colombiano”, *X Simpósio de especialistas em planejamento da operação e expansão elétrica*, Florianópolis (SC), Brasil, Maio de 2006.
- (8) Comisión De Regulación De Energía Y Gas – CREG. Resolución Nº 11, 11 Feb 2009.

- (9) M.J.M.S Ferreira, Tarifação em Redes de Transmissão de Energia Elétrica - Comparação de Métodos e Análise dos Efeitos de Novas Interligações, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Fevereiro de 2003.
- (10) Florissi, S., Nosvitz J. O desafio da desregulamentação do mercado elétrico americano. Indicadores Econômicos FEE, v. 30, n.1, p.167-179, jun 2002.
- (11) NERC. Sanction Guidelines of the North American Electric Reliability Corporation, 15 jan 2008.
- (12) Gastaldo, M. M., Berger, P., “Modelos Regulatórios Estrangeiros Circunscritos ao Setor Elétricos”, O Setor Elétrico, pp. 24-27, 2009.
- (13) De Breucker, S., Driesen, J. Belmans, R., “Power Quality in Transmission Grids: Guaranteed Standards for Power Plants in France and the United Kingdom”, Harmonics and Quality of Power, pp. 1-6, 2008.
- (14) De Breucker, S., Driesen, J. Belmans, R., “Power Quality in Transmission Grids: Guaranteed Standards for Consumers in France, UK and the Netherlands”, Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-8, 2008.
- (15) Electricity Transmission Network Reliability Incentive Schemes – Final Propose, published by the Regulator OFGEM, December 2004.
- (16) Amendment to the Connection and Use of System Code (CUSC) – Decission and Direction in Relation to Proposed Amendment CAP 048: Firm Access and Temporary Physical Disconnection, published by the Regulator OFGEM, March 2004.
- (17) General Grid Access Conditions for Electricity Producers, only available in French as “Conditions Générales relatives à l'accès au réseau public de transport d'électricité – Producteurs”, published by the Transmission Network Operator RTE, 2006.
- (18) General Grid Access Condition for Consumers, only available in French as “Conditions Générales relatives à l'accès au réseau public de transport d'électricité – Consommateur”, published by the Transmission Network Operator RTE, 2006.
- (19) A. Austin, “Energy and Power in China: Domestic Regulation and Foreign Policy”, *The Foreign Policy Centre (FPC)*, April 2005.
- (20) J. Zhong and C. Kang, “Transition of China Power Industry: Market and Reliability Issues”, *Proceedings of the IEEE Power and Energy General Meeting*, Tampa, USA, June 24-28 2007.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Nome: Carmen Lucia Tancredo Borges

Local e ano de nascimento: Rio de Janeiro, 1961

Local e ano de pós-graduação: COPPE/UFRJ, 1998

Experiência Profissional: DSc, Prof. Associado DEE/Poli/UFRJ e PEE/COPPE/UFRJ, produção científica no currículo Lattes em: <http://buscatextual.cnpq.br/buscatextual/visualizacv.jsp?id=K4791278U5>