

Maria Júlia Gofferjé

**ESTUDO DA CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA EM  
PONTOS DE CONEXÃO ENTRE AS REDES BÁSICA E DE  
DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso  
submetido ao Departamento de  
Engenharia Elétrica e Eletrônica da  
Universidade Federal de Santa Catarina  
para a obtenção do título de Bacharel  
em Engenharia Elétrica/Eletrônica  
Orientador: Prof. Dr. Roberto de  
Souza Salgado

Florianópolis  
2019

**Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca  
Universitária da UFSC.**

Gofferjé, Maria Júlia

Estudo da correção do fator de potência em pontos de conexão entre as redes básica e de distribuição / Maria Júlia Gofferjé ; orientador, Roberto de Souza Salgado, 2019.

87 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2019.

Inclui referências.

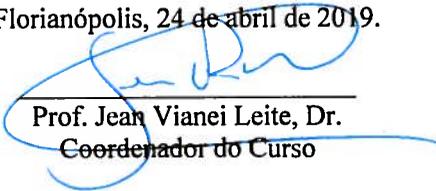
1. Engenharia Elétrica. I. Salgado, Roberto de Souza. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Maria Júlia Gofferjé

**ESTUDO DA CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA EM  
PONTOS DE CONEXÃO ENTRE AS REDES BÁSICA E DE  
DISTRIBUIÇÃO**

Este Trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Bacharel  
em Engenharia Elétrica/Eletrônica e aprovado em sua forma final pela  
Banca Examinadora.

Florianópolis, 24 de abril de 2019.



Prof. Jean Viane Leite, Dr.  
Coordenador do Curso

**Banca Examinadora:**



Prof. Roberto de Souza Salgado, Dr.  
Orientador  
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Miguel Moreto, Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina



Engenheiro Vinicius Carvalho Rolim  
Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS



Este trabalho é dedicado a todos, que de alguma forma, não medem esforços para contribuir com a sociedade.



## **AGRADECIMENTOS**

A esta universidade, seu corpo docente, direção e administração, pela oportunidade de realizar a graduação e auxiliarem na minha constante busca de novas oportunidades.

Ao meu orientador Professor Roberto de Souza Salgado, pela orientação e apoio na conclusão deste trabalho. E também pela disponibilidade e toda atenção a cada reunião.

A equipe da Pós-Operação do Centro Regional Sul do ONS pelo compartilhamento de conhecimentos e ideias, as quais fundamentaram este trabalho. Também pelo carinho e a amizade construída.

Aos meus pais Cláudia e Marcos, aos meus irmãos Carlos e Fernando e minha vó Hanna Julia, por sempre me incentivarem em todas as minhas decisões, e serem minha base para todos os momentos de vulnerabilidade.

Aos meus colegas e amigos da graduação, que conheci a cada disciplina realizada, por unirem forças e conhecimentos em busca de um aprendizado conjunto.

Aos meus colegas da Fundação CERTI e da empresa ENGIE Deutschland, onde pude realizar estágios durante o período de graduação, e que contribuíram para o meu crescimento profissional.

Ao meu namorado Lukas, que mesmo com a distância, me apoiou em cada desafio e objetivo traçado.

A todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado.



O sucesso nasce do querer, da determinação e persistência em se chegar a um objetivo. Mesmo não atingindo o alvo, quem busca e vence obstáculos, no mínimo fará coisas admiráveis.

(José de Alencar)



## RESUMO

O fator de potência de pontos de conexão entre as redes básica e de distribuição, quando não corrigido, pode influenciar negativamente o custo da operação e a segurança da operação do sistema elétrico. Neste sentido, este estudo propõe analisar esse parâmetro em toda a região Sul do Brasil durante o ano de 2018, e avaliar dois procedimentos para compreender o impacto econômico da conjuntura estabelecida. O primeiro procedimento consistiu na contabilização dos custos gerados e do estudo da viabilidade técnica, caso o Operador Nacional do Sistema Elétrico corrigisse o fator de potência nos pontos de conexão utilizando os serviços ancilares de compensação reativa de usinas hidráulicas. O segundo procedimento avaliou os custos evitados, caso os agentes de distribuição corrigissem tal parâmetro pelo desligamento de bancos de capacitores ou pela instalação de reatores. Focou-se na análise de regime permanente por meio da utilização do programa de fluxo de potência convencional ANAREDE. Os resultados obtidos evidenciaram que a correção do fator de potência mediante serviço ancilar de manejo de reativo é inviável ao considerar a complexidade do sistema elétrico. Além disso, constatou-se que a administração correta de bancos de capacitores ou emprego de reatores para correção do fator de potência possibilita a flexibilização das máquinas síncronas no manejo de reativo. Isso promove maior folga na curva de capacidade das usinas, aumentando a performance do controle de tensão, e conseqüentemente, maior contribuição para um sistema elétrico mais robusto em caso de contingências, além, da redução de gastos com os serviços ancilares, o que acarreta em economia e maior segurança para o sistema elétrico.

**Palavras-chave:** Fator de Potência. Serviço Ancilar. Potência Reativa.



## ABSTRACT

The lack of a power factor correction of connection points between transmission and distribution grids can lead to a negative impact on the economy and the security of the electric power system operation. In this context, this study proposes to analyze the influence of this parameter in South Brazil during the year 2018. In addition, it intends to evaluate two procedures to understand the economic impacts of the established situation. The first procedure consisted of a cost assessment and the technical analysis in case of a correction of the power factor at the connection points by the National Electric System Operator through an ancillary service of reactive power compensation. The second procedure assessed the avoided expenses in case of this parameter correction by the distribution network operators through shutdown of capacitor banks and reactor installations. The study was focused on the analysis of the steady state by the use of the Network Analysis Program - ANAREDE. The generated results made evident, that the power factor correction by means of ancillary service for reactive power compensation is unviable, when the complexity of the electric grid is considered. Besides, it was verified that the correct management of capacitor banks or introduction of reactors for the power factor correction enable the synchronous generator flexibilization of the reactive power flow control. It promotes a higher actuation of the synchronous generator on the voltage control and consequently contributes to a more prepared electric power grid in case of contingency. Moreover, it assures the reduction of expenses for the ancillary services. These two points result in more profits and insurance for the electric power system.

**Keywords:** Power factor. Ancillary service. Reactive Power.



## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Número de transformadores x Tempo de descumprimento dos Procedimentos de Rede (Jan/2018 a Set/2018) ...	33
Gráfico 2 – Percentual de Tempo x Percentual de transformadores descumprindo Procedimentos de Rede (Jan/2018 a Set/2018).....	34
Gráfico 3 - Número de transformadores x Tempo com fator de potência capacitivo (Jan/2018 a Set/2018) - Fonte: Autora .....	36
Gráfico 4 - Percentual de tempo x Percentual de transformadores com fator de potência capacitivo (Jan/2018 a Set/2018) - Fonte: Autora .....	36
Gráfico 5 - Número de transformadores x Tempo com fator de potência abaixo do requerido pelos Procedimentos de Rede (Jan/2018 a Set/2018) .....	37
Gráfico 6 - Percentual de tempo x Percentual de transformadores com fator de potência abaixo do requerido pelos Procedimentos de Rede (Jan/2018 a Set/2018).....	38
Gráfico 7 - Perfil de transformadores com alto índice de violação dos Procedimentos de Rede.....	39
Gráfico 8 – Potência Reativa necessária para correção do fator de potência das subestações dos estados do Paraná e Rio Grande do Sul no ano de 2018 (GVar).....	43
Gráfico 9 – Custo Mensal de Serviço Ancilar de compensação reativa para os estados do Paraná e Rio Grande do Sul no ano de 2018	45
Gráfico 10 – Custo Mensal Manejo de Reativo (2018) .....	46



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Digrama das etapas do estudo proposto .....	18
Figura 2 - Correção do fator de potência representado pelo triângulo de potência .....	20
Figura 3 - Perfil de tensão ao longo da linha sem perdas .....	24
Figura 4 - Diagrama da região de operação da gerador síncrono	25
Figura 5 - Fluxograma Administração Serviços Ancilares.....	26
Figura 6 - Mapa do percentual de tempo de não cumprimento dos Procedimentos de Rede e de fator de potência capacitivo por transformador (Jan/2018 a Set/2018) .....	35
Figura 7 – Usinas Hidrelétricas que prestam serviço ancilar na região Sul .....	52
Figura 8 – Diagrama do Ponto de conexão para Caso 1 e 2 .....	53
Figura 9 – Diagrama do Ponto de conexão para Caso 3 e 4 .....	59



## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Períodos dos Patamares de Carga .....	23
Quadro 2 - Critérios para violação dos Procedimentos de Rede	33
Quadro 3 – Limite mínimo do fator de potência pelos Procedimentos de Rede .....	37



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Limites estipulados pelos Procedimentos de Rede para fator de potência no ponto de conexão às instalações .....	21
Tabela 2 - Tarifa de Serviços Ancilares por ano .....	27
Tabela 3 – Faixas percentuais e seus períodos correspondentes	32
Tabela 4 – Demanda de MVAr para correção do fator de potência dos pontos de conexão.....	43
Tabela 5 - Custo mensal para correção do fator de potência dos pontos de conexão (2018) .....	44
Tabela 6 – Bancos de Capacitores desligados – Caso 1 e 2 .....	53
Tabela 7 – Ponto de conexão - Comparação entre casos 1 e 2 ...	54
Tabela 8 – Usinas - Comparação entre casos 1 e 2.....	54
Tabela 9 - Usinas - Comparação entre casos 1 e 2 .....	54
Tabela 10 – Caso 1 - Dados Ponto de Conexão.....	55
Tabela 11 – Caso 1 - Compensação reativa por usinas.....	56
Tabela 12 - Caso 1 - Compensação reativa por usinas .....	56
Tabela 13 – Caso 2 - Dados Ponto de Conexão.....	57
Tabela 14 – Caso 2 - Compensação reativa por usinas.....	58
Tabela 15 - Caso 2 - Compensação reativa por usinas .....	58
Tabela 16 - Ponto de conexão - Casos 3 e 4.....	60
Tabela 17 - Caso 3 – Dados Banco de Capacitores .....	61
Tabela 18 – Caso 3 - Dados Ponto de Conexão.....	61
Tabela 19 – Caso 3 - Compensação reativa por usinas.....	62
Tabela 20 – Caso 3 - Compensação reativa por usinas.....	62
Tabela 21 - Caso 4 - Dados Ponto de Conexão .....	63
Tabela 22 - Caso 4 - Compensação reativa por usinas .....	63
Tabela 23 - Caso 4 - Compensação reativa por usinas .....	64
Tabela 24 - Comparação entre os quatro casos .....	65



## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ANAREDE – Análise de Redes Elétricas  
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica  
BC - Bancos de capacitor  
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CPSA - Contratos de Prestação de Serviços Ancilares  
ESS - Encargos de Serviços de Sistema  
FACTS - Flexible AC Transmission Systems  
FP – Fator de Potência  
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico  
PCH - Pequena Central Hidrelétrica  
PR – Procedimentos de Rede  
PRODIST - Procedimentos de Distribuição  
PU - Sistema por Unidade  
SCV - Compensador Estático de Potência Reativa  
SE – Subestação  
SEP - Sistema Elétrico de Potência  
SIL - Surge Impedance Loading  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
TR - Transformador  
TSA – Tarifa de Serviços Ancilares  
UHE – Usina Hidrelétrica  
VBA - Visual Basic for Application



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>15</b>
1.1	OBJETIVOS .....	17
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	17
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>	<b>19</b>
2.1	FATOR DE POTÊNCIA .....	19
2.2	REGULAÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA .....	20
2.3	CONTROLE DE TENSÃO .....	21
2.4	CARREGAMENTO DA REDE .....	23
2.5	COMPENSAÇÃO SÍNCRONA.....	25
2.6	SERVIÇOS ANCILARES.....	26
2.7	PERTURBAÇÕES DO SISTEMA .....	27
2.8	CONCLUSÃO .....	28
<b>3</b>	<b>LEVANTAMENTO DOS DADOS.....</b>	<b>31</b>
3.1	METODOLOGIA .....	31
3.2	RESULTADOS .....	32
<b>3.2.1</b>	<b>Avaliação do Cumprimento dos Procedimentos de Rede</b>	<b>32</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Avaliação do Fator de Potência Capacitivo .....</b>	<b>36</b>
<b>3.2.3</b>	<b>Avaliação do Valor do Fator de Potência .....</b>	<b>37</b>
<b>69 kV e 138 kV.....</b>	<b>69 kV e 138 kV.....</b>	<b>37</b>
<b>3.2.4</b>	<b>Perfil de Transformadores com Alto Índice de Violação dos Procedimentos de Rede.....</b>	<b>38</b>
3.3	CONCLUSÃO .....	40
<b>4</b>	<b>ANÁLISE DA CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA POR MEIO DE SERVIÇO ANCILAR.....</b>	<b>41</b>
4.1	ANÁLISE ECONÔMICA .....	41
<b>4.1.1</b>	<b>Metodologia .....</b>	<b>41</b>
<b>4.1.2</b>	<b>Resultados.....</b>	<b>42</b>
<b>4.1.3</b>	<b>Conclusão.....</b>	<b>46</b>
4.2	ANÁLISE DA VIABILIDADE.....	47

4.2.1	Metodologia .....	47
4.2.2	Resultados .....	48
4.2.3	Conclusão.....	48
5	<b>ANÁLISE ECONÔMICA DA CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA PELA INTERVENÇÃO DE AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>49</b>
5.1	METODOLOGIA .....	49
5.2	DADOS DO SISTEMA.....	51
5.3	PONTO DE CONEXÃOPRÓXIMO DE BANCOS DE CAPACITORES .....	52
5.3.1	<b>CASO 1 – Correção do Fator de Potência com Desligamento de Bancos de Capacitores em Carga Leve .....</b>	<b>55</b>
5.3.2	<b>CASO 2 – Correção do Fator de Potência com Desligamento de Bancos de capacitores em Carga Mínima .....</b>	<b>57</b>
5.4	PONTO DE CONEXÃO DISTANTE DE BANCOS DE CAPACITORES .....	59
5.4.1	<b>CASO 3 – Correção do Fator de Potência com Desligamento dos Mesmos em Carga Leve .....</b>	<b>61</b>
5.4.2	<b>CASO 4 – Correção do Fator de Potência com Introdução de Reator em Carga Leve .....</b>	<b>63</b>
5.5	CONCLUSÃO .....	64
6	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>67</b>
7	<b>TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>69</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>71</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) devem garantir o suprimento ao consumidor final de forma interrupta e confiável [1]. O SEP é constituído pelos subsistemas de geração, transmissão e distribuição. No Brasil é o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) o órgão incumbido para a coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) [2]. E é a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) responsável pela regulação e fiscalização tanto do ONS, quanto dos agentes de distribuição e órgãos comercializadores de energia elétrica.

Para garantir a segurança do suprimento contínuo, são elaborados documentos que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de transmissão e distribuição. O conjunto de regras vinculadas à operação das instalações de transmissão no SIN são elaboradas pelo ONS e consolidadas nos Procedimentos de Rede [3].

Perante esse contexto, no ano de 2018 houve um questionamento ao ONS por parte das empresas de transmissão de energia elétrica devido ao alto índice de desligamento de linhas de transmissão para o controle de tensão, principalmente nos períodos de carga leve. No total foram apurados 190 desligamentos de linhas de transmissão por conveniência operativa no ano relatado [4]. Tal situação é acarretada devido o esgotamento dos recursos de compensação reativa por unidades geradoras operando como compensadores síncronos para o controle de tensão no sistema, bem como esgotamento de outros recursos de controle de tensão, como reatores, banco de capacitores da rede básica e compensadores estáticos.

Um dos principais fatores que agravam os níveis de tensão fora do limite operativo no SIN e que intensificam o uso de recursos de manejo de potência reativa é a troca de potência reativa entre as redes básica e de distribuição. Tal condição é representada pelo fator de potência nesses pontos de conexão.

Os limites aceitáveis de fator de potência na saída dos transformadores de fronteira são determinados pelo submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede e devem ser respeitados pelos agentes de distribuição e consumidores livres que os operam. No entanto, até a metade do ano de 2018, não se existia o constante monitoramento desse indicador na operação do sistema elétrico brasileiro. Dessa forma havia a dificuldade de quantificar o impacto tanto para segurança do sistema

elétrico quanto no custo da operação em relação a violação dos Procedimentos de Rede vinculados ao fator de potência.

A influência no custo da operação citado refere-se à contratação de serviços ancilares prestados por usinas que realizam a compensação reativa. Esses serviços são considerados Encargos de Serviços de Sistema – ESS e tais custos são repassados aos agentes de distribuição, que os transmitem por intermédio de encargos setoriais na tarifa de energia elétrica ao consumidor final [5][6]. Os custos de encargos setoriais juntamente com os custos de transmissão e compra de energia representam a maior parcela (53,5%) da tarifa arcada pelas unidades consumidoras [5].

Diante dessa circunstância, este trabalho surgiu juntamente com a demanda para os centros regionais de operação do ONS, em avaliar a atual conjuntura do fator de potência nos pontos de conexão, e adicionalmente, explorar as consequências econômicas para o sistema elétrico.

## 1.1 OBJETIVOS

Este trabalho é baseado em duas questões principais. A primeira tem como intuito apresentar o atual cenário do fator de potência dos pontos de conexão entre a rede básica e a rede de distribuição na região Sul do país e verificar se os mesmos estão de acordo com os Procedimentos de Rede. O segundo objetivo corresponde analisar de formas distintas o impacto econômico para o sistema elétrico provocado pela violação dos Procedimentos de Rede por parte dos agentes de distribuição.

O primeiro estudo propõe explorar os custos vinculados e a viabilidade da utilização de recursos do SIN, como serviços ancilares de compensação de potência reativa, para a correção do fator de potência nos pontos. E o segundo apresenta, por meio de simulações em regime permanente, os custos evitados com a correção do fator de potência por intermédio de recursos empregados pelos agentes de distribuição.

## 1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este estudo está organizado na forma descrita a seguir.

Primeiramente, o capítulo 2 expõe a revisão bibliográfica, a qual reúne os principais conceitos relacionados à problemática estabelecida neste estudo.

O capítulo 3 corresponde ao levantamento de dados de fator de potência dos pontos de conexão entre a rede básica e a distribuição da região Sul e avalia se os agentes de distribuição e consumidores livres estão cumprindo ou não o submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede.

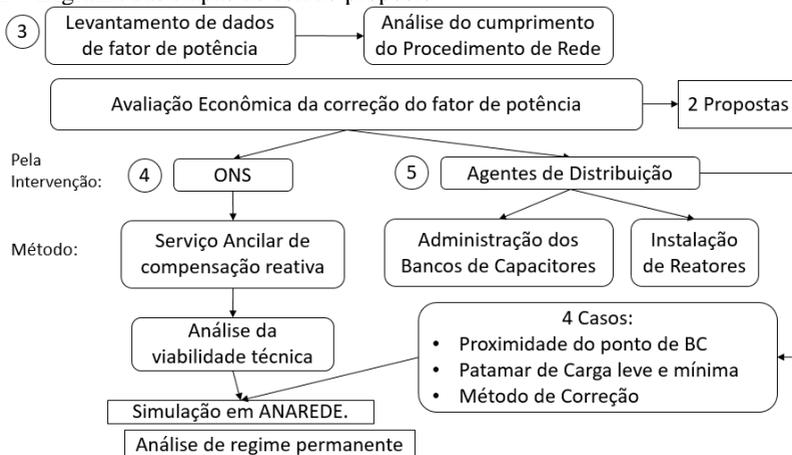
Os Capítulos 4 e 5 trazem propostas para quantificar o impacto econômico do panorama apresentado na sessão de levantamento de dados. O Capítulo 4.1 visa quantificar, de forma preliminar, os custos caso o ONS corrigisse o fator de potência dos pontos de conexão por meio da contratação de serviço ancilar de compensação reativa. O capítulo 4.2 explora a viabilidade técnica do emprego das unidades geradoras operando como compensadores síncronos para essa correção, considerando dessa vez a complexidade do sistema elétrico.

O capítulo 5, de forma alternativa, aborda a influência econômica para o SIN caso os agentes de distribuição corrigissem o fator de potência em seus pontos de conexão. A correção proposta seria pelo adequado gerenciamento dos seus bancos de capacitores ou pela instalação de

reatores. Essa sessão é composta pela simulação de quatro casos distintos, que se diferenciam pela localidade do ponto de conexão, pelo patamar de carga avaliado e pelo procedimento empregado para a correção.

Os capítulos 3 a 5 são representados no diagrama a seguir.

Figura 1 – Diagrama das etapas do estudo proposto



Fonte: Autora

Por final, é apresentado no capítulo 6 as conclusões referentes aos dados levantados e as distintas análises realizadas para compreensão do impacto econômico da problemática abordada, e posteriormente, no capítulo 7 tem-se as sugestões para trabalhos futuros.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 FATOR DE POTÊNCIA

O fator de potência é um indicador de qualidade de energia, pois aponta a porcentagem de potência útil que é entregue a determinada carga. Ele pode ser calculado pela razão entre a potência ativa dissipada na carga e sua potência aparente ou pelo cosseno do ângulo de impedância da carga, ou seja, pelo cosseno da diferença de fase entre tensão e corrente da carga [7].

$$FP = \frac{P}{S} = \cos(\theta_v - \theta_i)$$

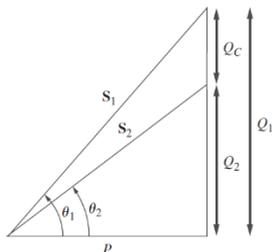
A relação entre as fases de tensão e corrente da carga podem indicar se ela possui característica capacitiva ou indutiva. Quando a corrente está adiantada em relação à tensão, o fator de potência é classificado como adiantado e capacitivo. Um fator de potência atrasado e indutivo apresenta corrente de carga atrasada em relação a sua tensão [7].

Valores inferiores de fator de potência se devem principalmente pela demasiada presença de cargas indutivas no sistema. Exemplos delas, são cargas industriais, como motores de indução, e cargas domésticas, como máquinas de lavar roupa, aparelhos de ar-condicionado e refrigeradores [7].

Tal fato pode acarretar uma série de impactos negativos para o sistema, por isso, é necessário corrigi-lo. Sua correção deve ser feita pelo agente de distribuição e por consumidores de grande porte, por meio da compensação de potência reativa no sistema.

A correção é realizada por meio da instalação de reatores ou banco de capacitores nas subestações ou nas instalações de indústrias. O procedimento é constituído primeiramente pelo cálculo da potência reativa necessária para o aumento do fator de potência, e posteriormente, o dimensionamento do capacitor ou reator.

Figura 2 - Correção do fator de potência representado pelo triângulo de potência



Fonte: [7]

Para a compreensão do método de correção do fator de potência considere o triângulo de potências na Figura 2. O triângulo formado pelos eixos  $S_1$ ,  $P$  e  $Q_1$  representam uma carga indutiva. Para aumentar o FP de  $\cos\theta_1$  para  $\cos\theta_2$ , sem diminuir a potência ativa fornecida, necessita-se uma nova potência reativa  $Q_2$ , então introduz-se uma potência reativa capacitiva de compensação  $Q_c$  [7].

Caso as distribuidoras e os consumidores livres não cumpram com os Procedimentos de Rede relacionados à manutenção adequada do fator de potência de seus pontos de conexão com a rede de transmissão, existe também a possibilidade de que o operador do sistema elétrico realize a regulação do fator de potência por meio de equipamentos que permitem o manejo de fluxo de potência reativa no sistema.

Os recursos com tal capacidade são: capacitores shunt e série e reatores shunt e série instalados na rede básica; compensadores síncronos; geradores atuando como compensadores síncronos; e compensadores estáticos de potência reativa (SCV) [1].

## 2.2 REGULAÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA

Atualmente o órgão responsável pela regulação dos agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica é a ANEEL. E é a partir do módulo 8 do Procedimento de Distribuição – PRODIST, que ela normatiza e padroniza os indicadores de qualidade de energia.

O item 3.2.1 desse módulo estabelece que o fator de potência no ponto de conexão entre unidades consumidoras e a distribuidora ou conexões entre distribuidoras deve possuir um valor entre 0,92 e 1,00 indutivo ou capacitivo [8].

Já para unidades consumidoras e agentes de distribuição conectadas à rede básica a regulação é baseada nos Procedimentos de Rede do ONS [8]. O Procedimentos de Rede referente a essa tratativa é o submódulo 3.6, item 9.3.1.

Tal item estabelece que é de encargo do consumidor ou do agente de distribuição o atendimento dos limites de fator de potência, no ponto de conexão às instalações de transmissão sob responsabilidade do agente de transmissão. As faixas de fator de potência definidas nesse procedimento de rede são determinadas a partir da tensão nominal do ponto de conexão. Esses valores são apresentados na tabela a seguir.

Tabela 1 - Limites estipulados pelos Procedimentos de Rede para fator de potência no ponto de conexão às instalações

Tensão nominal do ponto de conexão	Faixa de fator de potência
$V_n \geq 345 \text{ kV}$	0,98 indutivo a 1,0
$69 \text{ kV} \leq V_n < 345 \text{ kV}$	0,95 indutivo a 1,0
$V_n < 69 \text{ kV}$	0,92 indutivo a 1,0 0,92 capacitivo a 1,0

Fonte: [9]

As subestações analisadas neste estudo possuem pontos localizados entre a rede de transmissão (230 kV) e a rede de distribuição (138 kV, 69 kV, 34,5 kV e 13,8 kV). Dessa forma, baseado na Tabela 1 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, este estudo utiliza como referência o limite de fator de potência maior ou igual a 0,95 indutivo para pontos conectados nos 138 kV e 69 kV, e fator de potência mínimo de 0,92 capacitivo ou indutivo para pontos conectados nos níveis de tensão 34,5 kV e 13,8 kV.

### 2.3 CONTROLE DE TENSÃO

Assim como o fator de potência, os níveis de tensão na rede estão fortemente ligados ao fluxo e à injeção de potência reativa. A relação matemática para tal afirmação pode ser formulada a o considerar que, em um sistema elétrico, o ângulo entre duas barras é geralmente pequeno, e que a reatância da linha ( $X$ ) seja muito maior que sua resistência ( $X \gg R$ ), obtêm-se a seguinte equação [10]:

$$\Delta V = \frac{XQ}{V}$$

Essa relação indica que a queda de tensão ( $\Delta V$ ) é diretamente proporcional ao fluxo de potência reativa ( $Q$ ) na rede. Dessa forma, uma injeção elevada de reativo em uma linha gerará uma variação brusca nos níveis de tensão da mesma.

Outro conceito importante é a estabilidade da tensão, que de acordo com [11], refere-se à habilidade de um sistema elétrico em manter os níveis de tensão adequados em todas as suas barras sob condições normais de operação e após ser submetido a um distúrbio. Para o operador do SIN, tensões aceitáveis são aquelas que variam em torno de uma faixa operativa de  $\pm 0,5$  pu do valor nominal da tensão nos barramentos, porém com peculiaridades para determinadas subestações [5].

Em caso de instabilidade de tensão, os níveis de tensão variam de forma descontrolada, mesmo que hajam ações do operador do sistema e do controle automático. Em caso de instabilidade de tensão prolongada é possível a ocorrência de instabilidade angular ou colapso de tensão, provocando uma degradação no perfil de tensões em uma parte significativa do sistema [12]. Isso pode gerar desligamentos e até mesmo danos irreparáveis em equipamentos e instalações, como também corte de cargas.

A principal causa para a incidência de instabilidade de tensão está relacionada com a incapacidade da rede em atender a sua própria necessidade de potência reativa [1]. Isso acontece, por exemplo, com o aumento da carga em linhas que já apresentam elevado carregamento, gerando assim redução brusca nos níveis de tensão no sistema. Após ponto crítico da carga as equações da rede deixam de obter solução, havendo assim a impossibilidade de controlar os níveis de tensão.

Um fator agravante dessa condição é no caso do fator de potência da carga ser indutivo, pois um parcela de fluxo de reativo se encontra direcionado para a distribuição e não sendo somente utilizado para o controle de tensões baixas na rede básica.

Para o controle de tensão o operador dispõe de recursos, como geradores e seus reguladores automáticos de tensão (RAT), transformadores com comutação sob carga, além dos elementos de compensação reativa já mencionadas no final do parágrafo da sessão 1.1, como os compensadores síncronos [1]. Outro elemento que impacta no controle das tensões, é o comportamento das linhas de transmissão sob carga, tema abordado na próxima sessão.

## 2.4 CARREGAMENTO DA REDE

Na operação do sistema elétrico o carregamento das linhas, ou seja, os fluxos de potência ativa e reativa, apresentam constantes oscilações. Um dos principais fatores que influenciam essa variação é o perfil de consumo de energia elétrica que está fortemente vinculado com o horário. Para padronizar os perfis de carregamento, foram criados pelo ONS patamares de carga para distintos períodos do dia, como mostra o quadro a seguir:

Quadro 1 – Períodos dos Patamares de Carga

Período	Segunda	Terça a Sábado	Domingos e Feriados
00:00 às 05:00	Mínima	Leve	Leve
05:00 às 07:00	Mínima	Leve	Mínima
07:00 às 09:00	Média	Média	Mínima
09:00 às 18:00	Média	Média	Leve
18:00 às 22:00	Pesada	Pesada	Média
22:00 às 24:00	Média	Média	Leve

Fonte:[13]

O patamar de carga leve, predominante nos períodos noturnos e matinais (entre 00h00min às 07h00min), apresenta baixo carregamento nas linhas, enquanto o patamar de carga pesada, entre às 18h00min e 22h00min, apresenta elevado carregamento.

Os perfis de carregamento do sistema também podem influenciar os níveis de tensão ao longo das linhas de transmissão e nos barramentos. Conforme [14], caso essa linha na tensão nominal ( $V_{nom}$ ) seja conectada a uma carga com fator de potência unitário de valor igual à  $Z_C$ , pode se chamar a potência liberada por esse condutor de *Surge Impedance Loading*– SIL, a potência natural da linha, que é dada por:

$$SIL = \frac{V_{nom}^2}{Z_C}$$

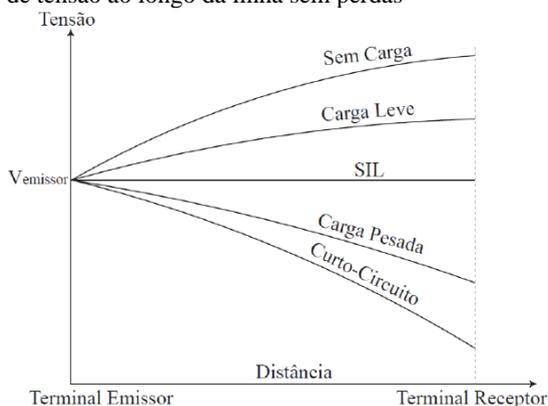
Se a demanda for equivalente ao SIL, os níveis de tensão, corrente e potência ativa ao longo de toda linha de transmissão sem perda permanecerá constante. E como o montante de potência reativa fornecida pela capacitância shunt é igual aquele absorvido pela reatância indutiva série da linha, a potência reativa total entre o terminal emissor e o terminal receptor da linha de transmissão é nula [14].

Como abordado no começo desse tópico, no contexto prático a carga não permanece com o valor igual a potência natural da linha, ela

apresenta constantes variações. Tal fato faz com que os perfis de tensão ao longo da linha se alterem de acordo com o carregamento da mesma.

Para patamares de carga pesada (carregamento acima do SIL), o efeito indutivo da linha prevalece, consumindo potência reativa, o que pode gerar quedas bruscas de tensão nas barras terminais da linha de transmissão, prejudicando a estabilidade do sistema. Inversamente, no patamar de carga leve (carregamento abaixo do SIL), a linha apresenta comportamento capacitivo, fazendo com que os níveis de tensão nos terminais se elevem. A imagem a seguir demonstra o comportamento da tensão ao longo da linha sem perdas para carregamentos distintos.

Figura 3 - Perfil de tensão ao longo da linha sem perdas



Fonte: Adaptado de [15]

Ao vincular tais conceitos com o fator de potência não adequado, obtém-se as seguintes consequências:

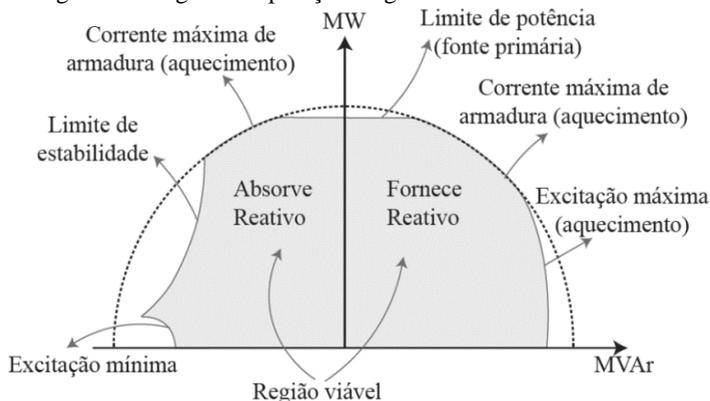
- No patamar de carga pesada, o carregamento elevado em linhas juntamente com o fator de potência baixo e indutivo nos pontos de conexão com a carga, prejudicam ainda mais os níveis reduzidos de tensão no sistema.
- O fator de potência da carga baixo e com característica capacitiva, faz com que haja fluxo de potência reativa provindo da rede de distribuição em direção à rede básica. Nos patamares de carga leve e mínima, com linhas fornecendo reativo à rede, tal condição acarreta no agravamento em maior escala dos níveis elevados de tensão no sistema.

## 2.5 COMPENSAÇÃO SÍNCRONA

Um dos recursos para controlar o fluxo de reativo e as magnitudes de tensão em um sistema elétrico é pela operação de máquinas síncronas que podem atuar como compensadores síncronos. Geradores síncronos tem a característica de fornecer potência reativa quando sobre-excitados, e absorver reativo da rede quando sub-excitados[1].

Conforme [16], o manejo desse recurso possui limitações operativas, que podem ser determinadas pela potência da máquina primária, estabilidade de funcionamento, excitação de campo e limite térmico do gerador. A região de operação de uma máquina síncrona é definida pela curva de *capabilidade*, apresentada na Figura 4.

Figura 4 - Diagrama da região de operação da gerador síncrono



Fonte: adaptado de [17].

Por meio da curva de *capabilidade* compreende-se que quanto maior o despacho de geração de potência útil da máquina, maior é a restrição para o suporte de potência reativa.

Dessa forma, em situações de carregamento elevado (período de carga pesada), em que o sistema demanda simultaneamente reativo para o controle de tensão e potência ativa para o suprimento da carga, a máquina síncrona possuirá menor capacidade de suprimento da demanda de potência reativa e potência ativa necessária para o sistema, podendo causar condições críticas.

É interessante destacar que o uso desse equipamento é vantajoso para o atendimento da constante estabilidade de tensão, pois dispõe de características dinâmicas e resposta linear à variação de tensão e potência

reativa na barra terminal. Porém, por ser uma máquina girante de grande porte, apresenta a desvantagem devido custo elevado de manutenção quando comparado com outros recursos de controle de tensão [1].

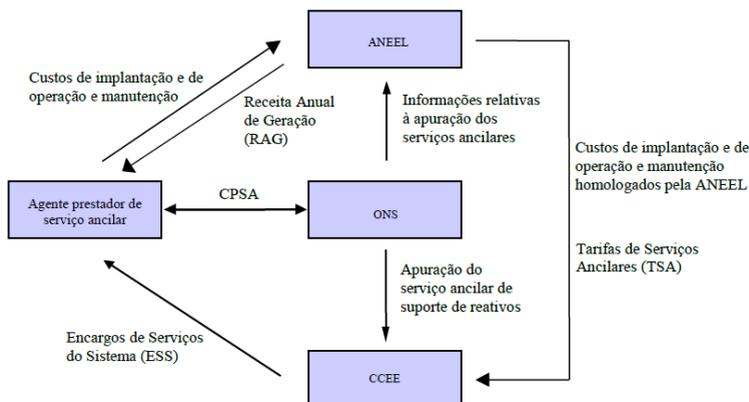
## 2.6 SERVIÇOS ANCILARES

Para o ONS garantir a operacionalidade do SIN, entre suas responsabilidades, ele realiza a contratação e a administração de serviços ancilares. Pela regulação vigente, existem atualmente quatro tipos de serviços ancilares: controle primário e secundário de frequência das usinas, suporte de potência reativa, auto-restabelecimento (black start), e o Sistema Especial de Proteção – SEP [18]. O foco do presente estudo é o segundo serviço ancilar mencionado, ou seja, o suporte de potência reativa.

Atualmente o fornecimento ou absorção de energia reativa é empregado para o controle de tensão na Rede de Operação. Além disso, as fontes provedoras de reativo, consideradas como prestadores de serviços ancilares, são as unidades geradoras que fornecem potência ativa para o sistema ou que atuam como compensadores síncronos [18]. Na operação do sistema elétrico nacional utilizam-se apenas usinas hidráulicas para a contratação dos serviços ancilares de compensação de potência reativa, devido suas características técnicas.

Para maior compreensão de como os serviços ancilares são administrados e quais entidades do setor elétrico estão envolvidos, é apresentado o fluxograma da Figura 5.

Figura 5 - Fluxograma Administração Serviços Ancilares



Fonte: [18]

Pelo esquema da Figura 5 é possível concluir que os serviços ancilares são contratados pelo operador do SIN, por meio dos Contratos de Prestação de Serviços Ancilares - CPSA, e seus custos são regulados pela ANEEL, e definidos a partir das Tarifas de Serviços Ancilares - TSA, que após serem contabilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, passam a ser encargos recebidos pelo agente prestador de serviço.

As Tarifas de Serviços Ancilares são determinadas anualmente, e o custo é dado em MVar por hora. A Tabela 2 apresenta o valor da TSA para os anos de 2016 à 2018.

Tabela 2 - Tarifa de Serviços Ancilares por ano

<b>Ano</b>	<b>Valor TSA</b>
2016	R\$ 6,19/MVar-h
2017	R\$ 6,71/MVar-h
2018	R\$ 6,88/MVar-h

Fonte: [19]

Pelo Quadro 2 infere-se que o custo para serviços ancilares se elevou em média 5% ao ano.

Além dos custos envolvidos, o consumo de unidades geradoras que operam como compensador síncrono na prestação de serviço ancilar é tratado como perda sistêmica pelo operador, ou seja, perda inerente à operação do sistema elétrico, já que tais equipamentos estarão consumindo potência ativa da rede [20].

Ressalta-se que no SIN é utilizado indiretamente serviço ancilar de manejo de reativo quando existem pontos de conexão com fator de potência reduzido. Quando tais pontos apresentam característica capacitiva, as usinas acabam absorvendo mais potência reativa do sistema, e conseqüentemente gerando mais custos. De forma análoga, o mesmo ocorre para pontos de conexão com fator de potência indutivo, já que acarretam no maior fornecimento de potência reativa por parte das usinas afim de equilibrar os níveis de tensão no sistema.

## 2.7 PERTURBAÇÕES DO SISTEMA

De acordo com [21], uma perturbação no sistema é definida como uma ocorrência de desligamento não programado de um ou mais

componentes, que ocasiona quaisquer dos seguintes efeitos: corte de carga, desligamento de outros componentes do sistema, danos em equipamentos ou violação de limites operativos.

Como visto, em um cenário em carga pesada, o carregamento das linhas será elevado proporcionando níveis de tensão reduzidos nos barramentos. Essa condição demandará simultaneamente das unidades geradoras o despacho de potência útil para atendimento da carga e a absorção de reativo para controle de tensão. No entanto, essa circunstância fará com que as máquinas operem em seus limites, o que as restringem de maior possibilidade de controle, e também podem ocasionar a atuação de suas proteções, retirando-as do sistema, caso os limites sejam violados.

De maneira análoga, o mesmo ocorre para situação de carga leve, em que o aumento das tensões nodais no sistema será elevado, e caso o controle por meio de componentes de manejo de potência reativa não consigam estabelecer a estabilidade de tensão, será necessário o desligamento de linhas de transmissão, para conter o aumento de tensão.

Em ambas conjunturas existe a possibilidade de ocorrência de perturbações para o sistema, com a violação de limites operativos do SEP e provável corte de carga com o desligamento de linhas de transmissão e unidades geradoras.

## 2.8 CONCLUSÃO

Esta sessão buscou explorar os principais conceitos relacionados ao fator de potência nos pontos de conexão entre a rede básica e a rede de distribuição e correlações sobre seu impacto no SIN.

Foram apresentados específicos cenários em que o sistema elétrico pode sofrer perturbações e apresentar instabilidade de tensão, e com a introdução do parâmetro fator de potência inadequado nos pontos de conexão tais conjunturas podem se agravar.

No caso em que o fator de potência na fronteira é indutivo e abaixo da faixa aceitável, existe fluxo de potência reativa provinda da rede básica em direção à rede de distribuição. No entanto, para o cenário de carga pesada, existe a necessidade de injeção de potência reativa no sistema de transmissão para o controle dessa tensão. Tal situação intensifica a dificuldade da operação do sistema, ocasionando possível esgotamento dos recursos de compensação reativa e ocorrência de possíveis perturbações.

Para a condição do fator de potência na fronteira estar capacitivo e com um baixo valor, existe um fluxo de potência reativa provindo da carga em direção ao sistema de transmissão. No cenário de carga baixa, em que as tensões nos terminais das linhas já estão elevadas, o sistema elétrico também pode apresentar situação crítica com dificuldade de controle.

Ambos contextos são vivenciados na operação do sistema elétrico brasileiro. A primeira se dá principalmente no período em que as indústrias com grande quantidade de motores estão trabalhando no horário de ponta e não apresentam ações corretivas para o fator de potência baixo. E a segunda, é visto principalmente no período noturno, em que a carga é leve e os agentes de distribuição deixam os bancos de capacitores ligados.

Além do quesito segurança do sistema elétrico, mostrou-se que o fator de potência está fortemente vinculado com a questão econômica. Como o valor baixo do fator de potência nos pontos de conexão impacta no aumento do uso dos serviços ancilares para o controle de tensão, a variável custo para o SIN também apresentará elevação.

Também se infere que o aumento do uso de compensadores síncronos no sistema, ocasiona maior necessidade de manutenção dos mesmos, sendo ela mais cara do que comparada com a manutenção de outros equipamentos para compensação reativa.



### 3 LEVANTAMENTO DOS DADOS

A primeira etapa deste projeto visa compreender a circunstância do fator de potência dos pontos de conexão entre a rede básica e a distribuição da região Sul e avaliar em que nível os agentes de distribuição e consumidores livres estão cumprindo ou não o submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede. Os dados para cada ponto de conexão foram relacionados aos estados à que eles pertencem.

#### 3.1 METODOLOGIA

Para a realização de tal análise, seguiu-se as seguintes etapas:

- Mapeamento dos transformadores da região Sul que realizam conexão entre a rede básica e a rede de distribuição ou diretamente com a carga.
- Levantamento dos dados de fator de potência para cada ponto de conexão:
  - Período selecionado: 9 meses - 01/01/2018 a 01/09/2018;
  - Frequência da medida: valor médio do fator de potência a cada trinta minutos.
- Determinação de três abordagens distintas para a análise dos dados horários:
  - Dados horários fora dos Procedimentos de Rede;
  - Dados horários com fator de potência abaixo de 0,95 ou 0,92, dependendo do ponto;
  - Dados horários com fator de potência capacitivo.
- Cálculo percentual de dados horários, por ponto de conexão, que atingiram os critérios acima citados:
 
$$\text{Percentual de violação de critério} = \frac{\text{Nº de dados horários que atingiu o critério}}{\text{Nº total de dados horários}} * 100\%$$
- Análise da frequência dos dados por estado.
- Apontamento das regiões com pontos de conexão com maior período de violação dos critérios.

Para esta análise de frequência dos dados, criou-se quatro faixas de porcentagem de tempo de violação. A tabela abaixo ilustra essas faixas e seu período correspondente em meses e em dias.

Tabela 3 – Faixas percentuais e seus períodos correspondentes

<b>Porcentagem</b>	<b>Tempo em dias</b>	<b>Tempo em meses aprox.</b>
75% - 100%	205 a 273	7 a 9
50% - 75%	137 a 205	5 a 7
25% - 50%	68 a 137	2 a 5
0% - 25%	0 a 68	0 a 2

Fonte: Autora

Com o intuito de diminuir a massa de dados, optou-se por analisar somente um transformador para cada subestação, desconsiderando aqueles que operam em paralelo com o transformador selecionado. Os transformadores que apresentavam falhas contínuas de medição ou não apresentavam supervisão, foram excluídos do estudo.

No total foram analisados 13.106 dados horários por ponto de conexão. Como existem 123 pontos para os estados do Paraná (38), Santa Catarina (19) e Rio Grande do Sul (66), totalizaram-se 1.612.038 dados horários manipulados. Para a manipulação dos dados e realização de cálculos fez-se o uso da ferramenta *Visual Basic for Application (VBA)* do software Microsoft Excel.

Além disso, em termos de simplificação é empregado neste trabalho o termo “fator de potência do transformador” para se referir ao fator de potência do fluxo de potência que flui através do transformador.

## 3.2 RESULTADOS

Os resultados dessa sessão são divididos nos três critérios escolhidos para análise: dados horários fora dos Procedimentos de Rede, dados horários com fator de potência capacitivo, e dados horários com fator de potência abaixo de 0,95 ou 0,92, dependendo do ponto.

### 3.2.1 Avaliação do Cumprimento dos Procedimentos de Rede

O levantamento dos dados para a determinação da atual conjuntura das subestações em relação aos Procedimentos de Rede corresponde ao período de janeiro a setembro de 2018. Para o período mencionado (9 meses – 100%), avaliou-se percentualmente o tempo em que cada transformador não cumpriu com o submódulo 3.6, item 9.3.1 dos Procedimentos de Rede. O Quadro 2 indica todos os critérios possíveis de

violação dos Procedimentos de Rede de acordo com a tensão nominal no lado de baixa tensão do transformador.

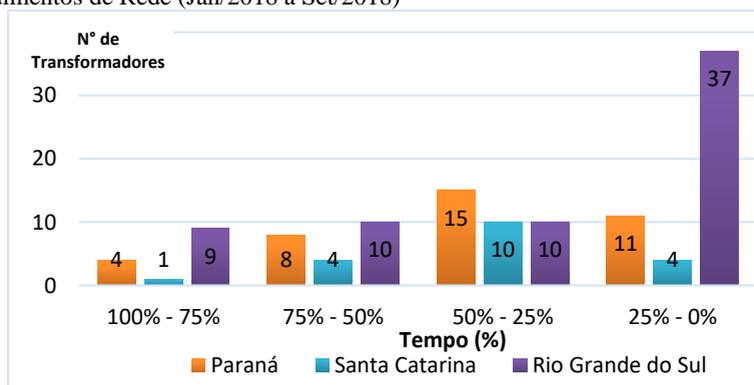
Quadro 2 - Critérios para violação dos Procedimentos de Rede

Nível de tensão nominal no secundário do transformador	Condição para violação dos Procedimentos de Rede
69 kV e 138 kV	FP indutivo abaixo de 0,95
	Qualquer valor de FP capacitivo
13,8 kV, 23 kV e 34,5 kV	FP indutivo ou capacitivo abaixo de 0,92

Fonte: Modificado de [17]

O gráfico a seguir apresenta todos os transformadores da região Sul do Brasil separados por seus estados e pela faixa percentual de tempo de violação do submódulo 3.6, item 9.3.1 dos Procedimentos de Rede.

Gráfico 1 - Número de transformadores x Tempo de descumprimento dos Procedimentos de Rede (Jan/2018 a Set/2018)



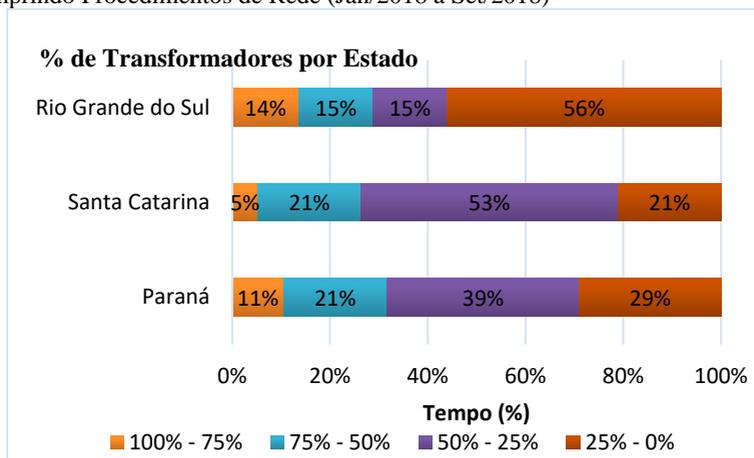
Fonte: Autora

Analisando o gráfico 1 conclui-se que dos 123 transformadores analisados, apenas 14 violaram os Procedimentos de Rede por quase todo o período de tempo analisado (entre 75% a 100% do tempo total).

Em contrapartida, 52 transformadores apresentaram um bom desempenho, violando os Procedimentos de Rede em apenas 0% a 25% do período analisado. Dentre esse número destacam-se 37 de 66 transformadores do estado do Rio Grande do Sul.

Para facilitar a compreensão da situação das violações dos Procedimentos de Rede por estado, o Gráfico 2 apresenta a proporção de transformadores por estado.

Gráfico 2 – Percentual de Tempo x Percentual de transformadores descumprindo Procedimentos de Rede (Jan/2018 a Set/2018)

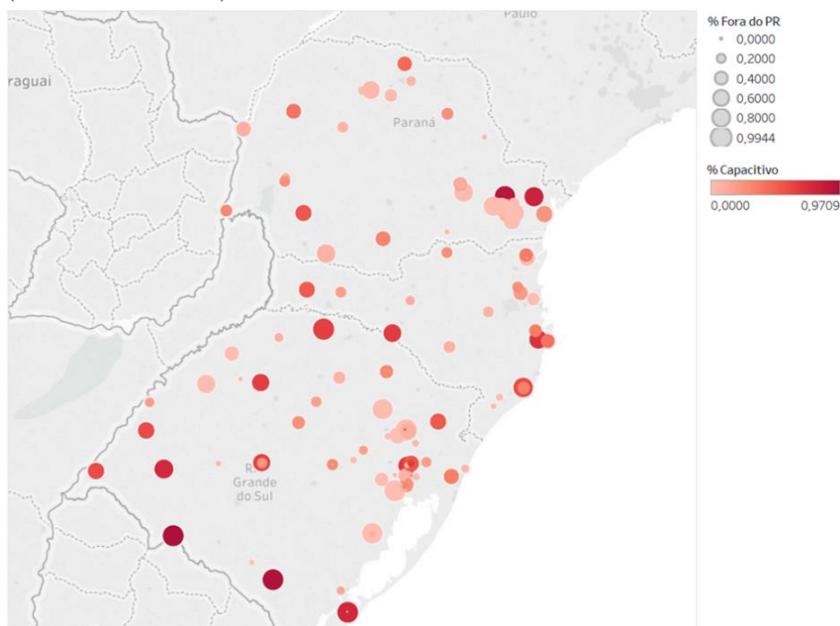


Fonte: Autora

Analisando os estados por tempo de violação, conclui-se que o estado do Paraná apresenta o pior cenário, com 32% de seus transformadores não cumprindo os Procedimentos de Rede em 50% a 100% do tempo analisado. O Rio Grande do Sul segue esse ranking, com 29%, e em seguida, Santa Catarina com 26%.

Os mesmos dados apresentados acima foram correlacionados com a localização geográfica de cada subestação por meio do software Tableau e expostos no mapa exibido na Figura 6. Cada círculo exibido é referente a um transformador, sendo o seu tamanho equivalente a porcentagem de tempo em que o mesmo violou os Procedimentos de Rede e a sua cor equivalente a porcentagem de tempo em que o seu fator de potência ficou capacitivo.

Figura 6 - Mapa do percentual de tempo de não cumprimento dos Procedimentos de Rede e de fator de potência capacitivo por transformador (Jan/2018 a Set/2018)



Fonte: Autora

Pelo mapa é perceptível que no Paraná, o Centro-Sul e a região Metropolitana apresentam elevada densidade de transformadores que violam continuamente os Procedimentos de Rede. No Rio Grande do Sul os transformadores que apresentam maior tempo com fator de potência capacitivo e violando os Procedimentos de Rede estão localizados na região Sul e Oeste. Um dos principais motivos para tais regiões apresentarem fator de potência com natureza capacitiva é a presença de bancos de capacitores que operam ligados continuamente na região. Também é interessante notar, que a região de Porto Alegre, onde se concentra a maior carga e maior número de subestações na região Sul do país, apresentou um índice baixo de violação dos Procedimentos de Rede.

### 3.2.2 Avaliação do Fator de Potência Capacitivo

Como a violação do submódulo 3.6, item 9.3.1 dos Procedimentos de Rede depende de dois aspectos (o valor do fator de potência, e sua natureza capacitiva), foram realizadas as mesmas análises separando esses dois parâmetros. Dessa forma, é possível identificar qual foi o principal fator que levou cada transformador não cumprir os Procedimentos de Rede.

Os Gráficos 3 e 4 ilustram a porcentagem de tempo em que os transformadores apresentaram fator de potência capacitivo durante os nove meses de análise.

Gráfico 3 - Número de transformadores x Tempo com fator de potência capacitivo (Jan/2018 a Set/2018) - Fonte: Autora

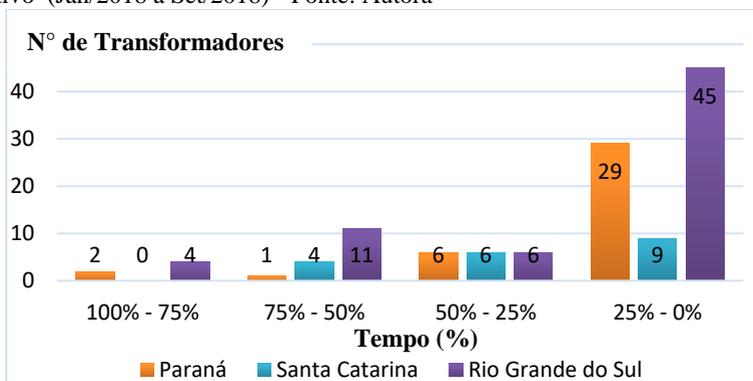
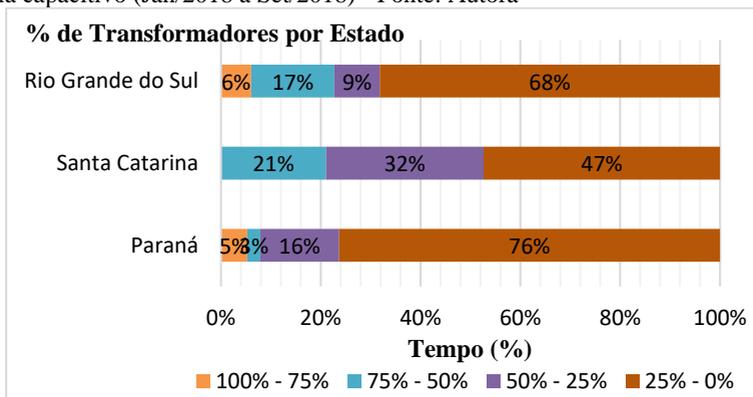


Gráfico 4 - Percentual de tempo x Percentual de transformadores com fator de potência capacitivo (Jan/2018 a Set/2018) - Fonte: Autora



### 3.2.3 Avaliação do Valor do Fator de Potência

Como o limite mínimo de fator de potência se diferencia de acordo com o nível de tensão no terminal secundário do transformador, também se optou por considerar essa variação de parâmetro na análise.

De acordo com os Procedimentos de Rede, para transformadores com tensão nominal no secundário abaixo de 69 kV é estipulado um limite mínimo para o fator de potência de 0,92, enquanto para transformadores com uma tensão nominal maior ou igual que 69 kV o limite mínimo para o fator de potência é de 0,95, conforme indica o quadro a seguir:

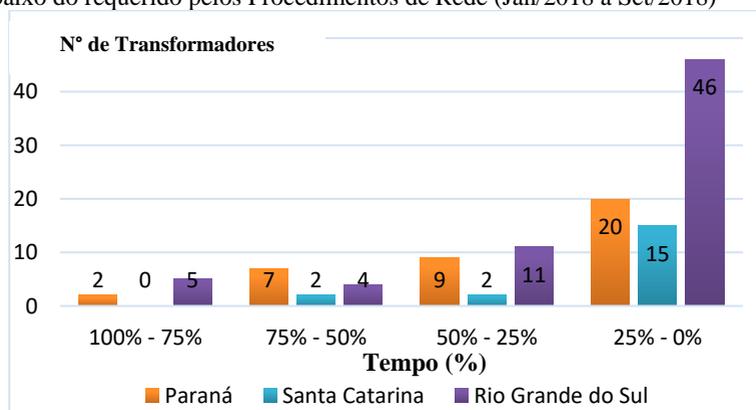
Quadro 3 – Limite mínimo do fator de potência pelos Procedimentos de Rede

Nível de tensão nominal no secundário do transformador	Limite mínimo de fator de potência
69 kV e 138 kV	FP $\geq$ 0,95
13,8 kV, 23 kV e 34,5 kV	FP $\geq$ 0,92

Fonte: Modificado de [17]

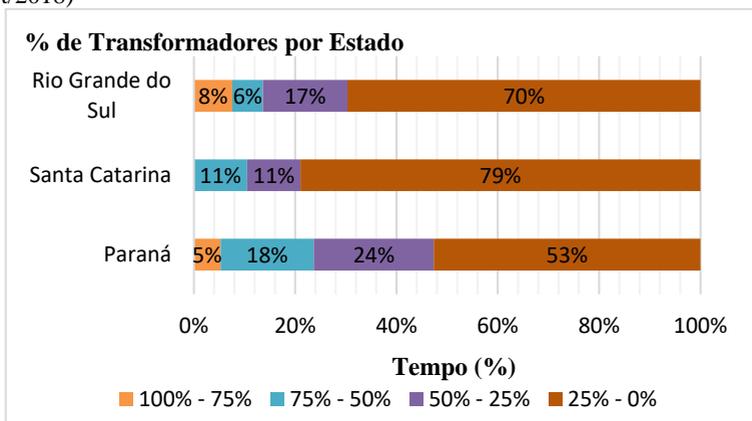
Os gráficos abaixo indicam o número e o percentual de transformadores para cada estado que apresentaram fator de potência abaixo do estipulado pelos Procedimentos de Rede.

Gráfico 5 - Número de transformadores x Tempo com fator de potência abaixo do requerido pelos Procedimentos de Rede (Jan/2018 a Set/2018)



Fonte: Autora

Gráfico 6 - Percentual de tempo x Percentual de transformadores com fator de potência abaixo do requerido pelos Procedimentos de Rede (Jan/2018 a Set/2018)



Fonte: Autora

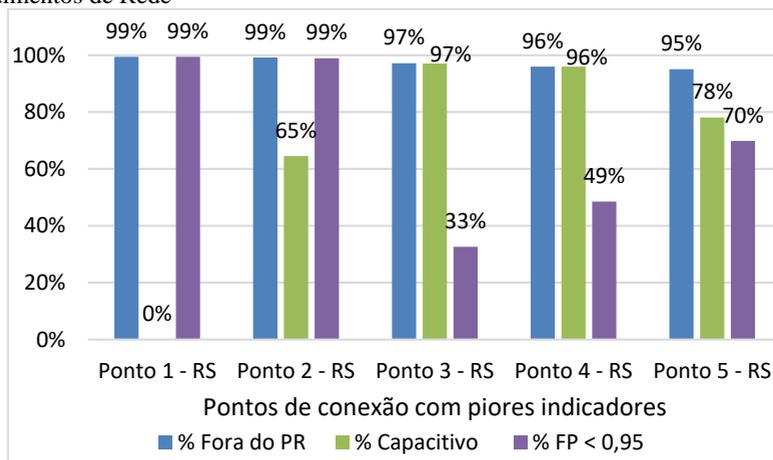
Como mostrado nos Gráficos 5 e 6, nota-se que os três estados também apresentam em sua maioria transformadores com o valor de fator de potência dentro do limite estipulado pelos Procedimentos de Rede na maior parte do período analisado. Em contrapartida, 16% dos transformadores no Sul do Brasil apresentam fator de potência baixo durante 50% a 100% desses nove meses.

### 3.2.4 Perfil de Transformadores com Alto Índice de Violação dos Procedimentos de Rede

Para compreender o perfil dos transformadores que apresentaram os piores índices em relação ao cumprimento dos Procedimentos de Rede, elaborou-se um ranking dos cinco pontos de conexão com índices mais agravantes, exibido no Gráfico 7. Como a violação dos Procedimentos de Rede depende tanto do fator de potência capacitivo, quanto do seu módulo, introduziu-se esses dois parâmetros no gráfico abaixo, afim de entender o motivo para cada ponto apresentar índices tão altos.

As colunas em azul referem-se a porcentagem de tempo de descumprimento dos Procedimentos de Rede, as colunas em verde correspondem a porcentagem de tempo em que o ponto se encontrou capacitivo, e as colunas em lilás indicam a porcentagem de tempo para um fator de potência abaixo de 0,95.

Gráfico 7 - Perfil de transformadores com alto índice de violação dos Procedimentos de Rede



Fonte: Autora

Pelo histograma repara-se que os pontos com maiores índices se localizam no Rio Grande do Sul. Além disso, dois desses cinco pontos (ponto 1 e 2) violam por mais tempo os Procedimentos de Rede por apresentarem fator de potência capacitivo. Os pontos 3 e 4 são considerados pontos ruins por apresentarem fator de potência abaixo de 0,95 na maior parte do tempo. Enquanto o quinto ponto, possui um índice elevado devido a contribuição dos dois fatores.

Não se pode concluir que a causa da violação dos Procedimentos de Rede é devido apenas a um fator. Para cada ponto de conexão existirão diferentes circunstâncias que impactam no descumprimento dos Procedimentos de Rede.

### 3.3 CONCLUSÃO

Essa seção trouxe uma visão de como cada estado está cumprindo os Procedimentos de Rede, no que concerne o módulo do fator de potência e sua natureza capacitiva por ponto de conexão. De acordo com os dados apresentados podem ser feitas as seguintes conclusões:

#### Paraná:

- Possui a maior porcentagem de transformadores que violam os Procedimentos de Rede durante quase todo o período analisado (50% - 100% do tempo).
- Possui a maior porcentagem de pontos de conexão com fator de potência abaixo do limite mínimo durante quase todo o período analisado (50% - 100% do tempo).
- Em contrapartida, a maioria dos seus pontos estão durante 25% a 50% do tempo capacitivos.
- Regiões Centro-Sul e a região Metropolitana apresentam maior densidade de transformadores que violam continuamente os Procedimentos de Rede.

#### Santa Catarina:

- Estado com menor número de transformadores de fronteira e melhores resultados.
- Não apresentou pontos com fator de potência capacitivo ou abaixo do limite durante 75% a 100% do tempo.
- A maioria dos seus transformadores se encontraram violando os Procedimentos de Rede durante 25% a 50% do tempo.

#### Rio Grande do Sul

- Estado com maior número de transformadores.
- Estado com os pontos de conexão com os piores indicadores.
- Segundo estado com maior porcentagem de transformadores fora dos Procedimentos de Rede durante 50% a 100% do tempo.
- Possui maior percentual de transformadores com fator de potência capacitivo.
- Região Sul e Oeste apresentam pontos com os piores indicadores.

## 4 ANÁLISE DA CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA POR MEIO DE SERVIÇO ANCILAR

### 4.1 ANÁLISE ECONÔMICA

Essa sessão propõe realizar uma análise econômica preliminar da utilização de serviços ancilares de suporte de reativo para a correção do fator de potência dos pontos de conexão entre a rede básica e a distribuição no ano de 2018. Os cálculos aqui apresentados não levam em consideração a complexidade do sistema elétrico.

#### 4.1.1 Metodologia

Tal análise consistiu nas seguintes etapas:

- Seleção das regiões para realização da avaliação econômica preliminar com base nos resultados obtidos na sessão de levantamento de dados.
- Levantamento dos dados horários de fator de potência, potência ativa e potência reativa para cada ponto de conexão da região selecionada:
  - Período selecionado: 1 ano - 01/01/2018 a 01/12/2018 (Essa etapa do estudo foi realizada no ano de 2019, por isso, foi possível contabilizar todo o ano de 2018);
  - Frequência da medida: valor médio horário.
- Cálculo da potência reativa de compensação para a correção do fator de potência de cada dado horário.
- Cálculo da demanda mensal de potência reativa para a correção do fator de potência em cada transformador:

$$Q_{\text{Comp.Mensal}} = \sum_{i=1}^T Q_{\text{Comp.i}}$$

$Q_{\text{Comp.Mensal}}$  – Potência reativa de compensação total no mês (MVar)

$Q_{\text{Comp.i}}$  – Dado horário de potência reativa de compensação (MVar)

T – Total de horas do determinado mês (h)

- Determinação do valor a ser aplicado para a Tarifa de Serviços Ancilares - TSA;
- Cálculo preliminar do custo mensal de serviço ancilar atrelado à correção do fator de potência para cada ponto:

$$\text{Custo Mensal} = Q_{\text{Comp.Mensal}} * \text{TSA (R\$)}$$

TSA – Tarifa de Serviço Ancilar (R\$/MVAR-h)

- Análise dos resultados obtidos e comparação dos mesmos com os custos reais obtidos pelo SIN na demanda de serviços ancilares para compensação de reativo nos meses de 2018.

No total trabalhou-se com 928.560 dados horários, ao considerar um horizonte de um ano, ou seja, 8760 dados horários, e 106 subestações. Para o cálculo da potência reativa de compensação para cada um desses dados horários utilizou-se também o software VBA. A macro criada para tal função levou em consideração os seguintes quesitos:

- Correção do fator de potência para 0,95 para subestações conectadas ao 69 kV ou 138 kV.
- Correção do fator de potência para 0,92 para subestações conectadas ao 13,8 kV, 23 kV ou 34,5 kV.
- Se fator de potência apresenta natureza capacitiva para subestações conectadas ao 69 kV ou 138 kV, fazer com que fator de potência se torne unitário.

#### 4.1.2 Resultados

Para o cálculo dos custos vinculados à correção do fator de potência utilizando os serviços ancilares de suporte de reativo, optou-se neste trabalho por realizar a avaliação econômica nos estados do Paraná e do Rio Grande do Sul, já que esses demonstram resultados mais expressivos em relação à violação dos Procedimentos de Rede.

É interessante ressaltar que a potência reativa de compensação é diretamente ligada aos critérios dos Procedimentos de Rede, fazendo com que o seu cálculo varie de acordo com os seguintes fatores:

- Quantidade de transformadores na subestação;
- Nível de tensão nominal no terminal secundário dos mesmos;
- Valor médio horário do fator de potência;
- Se fator de potência é capacitivo.

A tabela 4 e o Gráfico 8 apresentam os valores mensais estimados de potência reativa para correção do fator de potência desses estados.

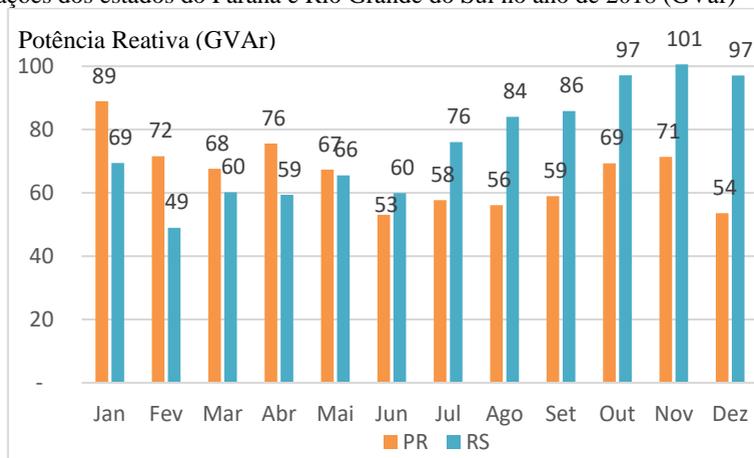
Tabela 4 – Demanda de MVAR para correção do fator de potência dos pontos de conexão

<b>Potência Reativa de Compensação (MVAR)</b>		
	<b>Paraná</b>	<b>Rio Grande do Sul</b>
Janeiro	88.932	69.439
Fevereiro	71.538	48.972
Março	67.601	60.198
Abril	75.575	59.379
Maio	67.362	65.520
Junho	53.057	59.916
Julho	57.709	76.018
Agosto	56.122	83.988
Setembro	58.954	85.817
Outubro	69.346	97.086
Novembro	71.363	100.547
Dezembro	53.594	97.078
<b>Total:</b>	<b>791.152,4</b>	<b>903.957,2</b>

Fonte: Autora

Pela tabela acima infere-se que a média mensal de reativo necessário para a correção do fator de potência em todas as subestações do Paraná e do Rio Grande do Sul foi de 65.929MVAR e 75.330MVAR, respectivamente.

Gráfico 8 – Potência Reativa necessária para correção do fator de potência das subestações dos estados do Paraná e Rio Grande do Sul no ano de 2018 (GVar)



Fonte: Autora

Comparando-se a demanda anual total de reativo entre os dois estados, verifica-se que o Rio Grande do Sul necessita 14% de MVAR a mais do que o Paraná para correção do fator de potência de seus pontos. Esse fato é consequência do Rio Grande do Sul concentrar os transformadores com os piores perfis de cumprimento dos Procedimentos de Rede, como visto na seção anterior deste trabalho.

Pelo Gráfico 8 observa-se que os meses de julho a dezembro foram os períodos em que o Rio Grande do Sul apresentou maior demanda de potência reativa, enquanto para o Paraná foi durante os meses de janeiro e maio.

Para os cálculos de avaliação econômica foi utilizada a tarifa de serviços ancilares estipulada pela ANEEL para o ano 2018, determinada com um valor de R\$ 6,88/Mvar-h [19]. Os respectivos custos mensais calculados para a compensação reativa por meio dos serviços ancilares são apresentados na Tabela 5 e no Gráfico 9.

Tabela 5 - Custo mensal para correção do fator de potência dos pontos de conexão (2018)

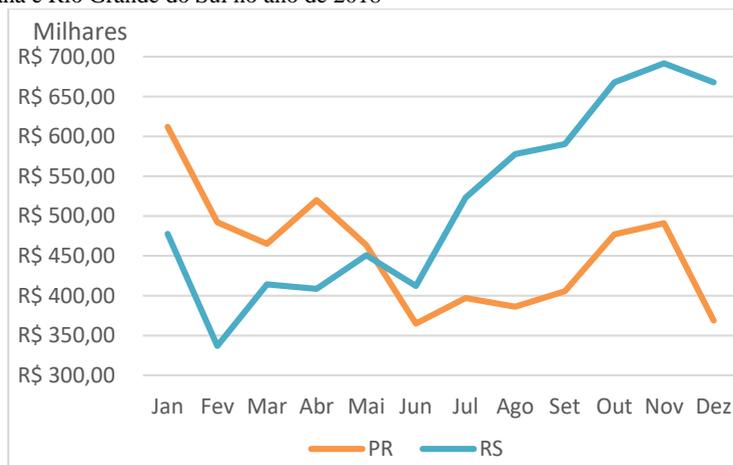
<b>Mês</b>	<b>Paraná</b>	<b>Rio Grande do Sul</b>
Janeiro	R\$ 611.851,60	R\$ 477.740,32
Fevereiro	R\$ 492.179,63	R\$ 336.927,90
Março	R\$ 465.095,01	R\$ 414.164,52
Abril	R\$ 519.953,23	R\$ 408.524,46
Maio	R\$ 463.448,08	R\$ 450.776,89
Junho	R\$ 365.029,18	R\$ 412.222,95
Julho	R\$ 397.038,63	R\$ 523.001,72
Agosto	R\$ 386.116,56	R\$ 577.837,61
Setembro	R\$ 405.605,67	R\$ 590.420,20
Outubro	R\$ 477.103,48	R\$ 667.949,49
Novembro	R\$ 490.979,16	R\$ 691.762,91
Dezembro	R\$ 368.728,61	R\$ 667.896,58
<b>Total</b>	<b>R\$ 5.443.128,84</b>	<b>R\$ 6.219.225,55</b>

Fonte: Autora

Pela Tabela 5 pode se afirmar que no total seriam necessários 11,7 milhões de reais para manter durante todo o ano de 2018 os pontos de conexão de acordo com os Procedimentos de Rede, caso utiliza-se o sistema elétrico como a única alternativa de correção. Deste total, 5,4

milhões de reais seriam voltados às subestações do Paraná e 6,2 milhões às subestações do Rio Grande do Sul.

Gráfico 9 – Custo Mensal de Serviço Ancilar de compensação reativa para os estados do Paraná e Rio Grande do Sul no ano de 2018



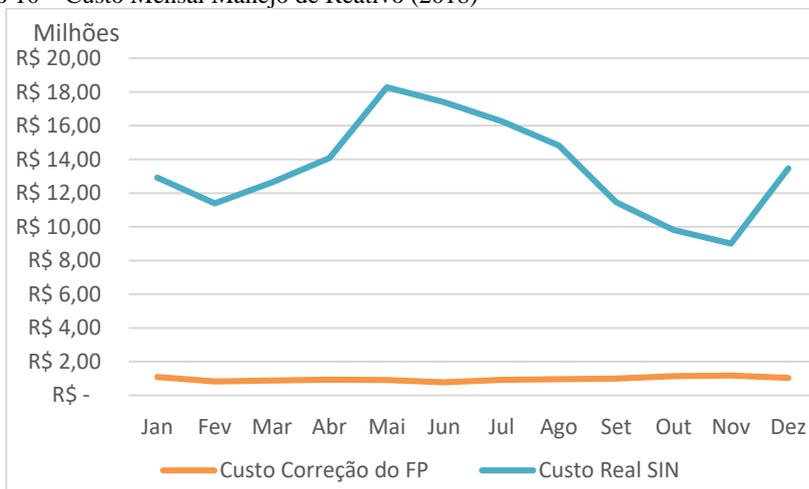
Fonte: Autora

Em média o SIN precisaria arcar mensalmente com um valor de aproximadamente 485 mil reais para cada estado.

Caso fosse analisar o custo por subestação, seriam demandados mensalmente em média 1.332MVar para cada ponto de conexão, o que equivale a um custo mensal de 9,2 mil reais.

Para compreender a dimensão desses gastos perante o atual custo que o setor elétrico obtém com o serviço ancilar de suporte de reativos, no controle de tensão, comparou-se o montante mensal estimado neste trabalho com os custos do SIN para ano de 2018 na utilização de manejo de potência reativa por meio das unidades geradoras operando como compensadores síncronos. Tal correlação é apresentada no Gráfico 10.

Gráfico 10 – Custo Mensal Manejo de Reativo (2018)



Fonte: Modificado de [19]

Ressalta-se que os gastos relacionados ao SIN no gráfico 10 correspondem a todo o sistema elétrico nacional, e não somente a região Sul. Os custos para a correção do fator de potência previstos neste trabalho para o estado do Paraná e Rio Grande do Sul representam em média 7,7% dos gastos totais que o operador do sistema elétrico possuiu no ano estudado com a demanda de serviço ancilar de suporte de reativo.

### 4.1.3 Conclusão

Nessa sessão buscou-se estimar, de forma preliminar, os custos relacionados à correção do fator de potência utilizando compensação de potência reativa por meio de máquinas síncronas do sistema elétrico durante o ano de 2018 para os estados do Rio Grande do Sul e Paraná.

Os gastos totais para o ano em questão seriam de 11,7 milhões de reais, sendo que o Rio Grande do Sul possuiu uma demanda 14% maior do que o estado do Paraná. Tal fato revela, que apesar do Paraná possuir um número mais elevado de pontos violando os Procedimentos de Rede por maior tempo (tópico abordado na sessão 3), é no Rio Grande do Sul que se encontram os pontos de conexão com os piores perfis e que possuem maior influência na demanda de potência reativa e consequentemente, nos custos.

Concluiu-se também que em média, o custo mensal para tal correção seria de 485 mil reais por estado, o que equivaleria em uma média de 9,2 mil reais por mês para correção do fator de potência de cada subestação.

Ao se comparar tais gastos com os custos mensais obtidos com serviço ancilar de suporte de reativo para todo o Brasil no controle de tensão, a correção mensal do fator de potência nesses dois estados representaria menos que 10% do custo total do SIN para o ano de 2018.

É importante ressaltar, que os resultados apresentados nesta sessão são estimativas preliminares que não consideram a complexidade do sistema elétrico. O termo complexidade do sistema elétrico se refere tanto a impossibilidade de se controlar o trajeto do fluxo de potência em um sistema interligado, como também a configuração desse sistema, como no caso da existência de anéis, e de transformadores que realizam comutação de tap, alterando o fluxo de reativo na rede.

A ponderação de tal fator proporcionaria uma estimativa ainda mais elevada para a contabilização de gastos com a correção do fator de potência. No entanto, salienta-se que os custos calculados nesta sessão já se mostram consideráveis para o setor elétrico, já que a correção do fator de potência é obrigação dos agentes de distribuição e não do operador do sistema.

## 4.2 ANÁLISE DA VIABILIDADE

Nessa terceira parte do projeto buscou-se inserir o fator complexidade do fluxo de potência em um sistema elétrico, na avaliação econômica da correção do fator de potência utilizando o serviço ancilar de suporte de reativo.

Pretende-se explorar nessa sessão a sensibilidade da variação do fator de potência nos pontos de conexão entre a rede básica e a distribuição, em relação à injeção ou absorção de potência reativa das unidades geradoras, levando em consideração que em uma rede elétrica não se pode estipular o caminho do fluxo de potência.

### 4.2.1 Metodologia

Para analisar a influência da injeção de potência reativa das usinas na correção do fator de potência no ponto de conexão em estudo em regime permanente, utilizou-se o software para Análise de Redes

Elétricas – ANAREDE. O procedimento realizado seguiu as seguintes etapas:

- Seleção de pontos de conexão próximo de usinas que prestam serviço ancilar.
- Variação da tensão terminal de cada unidade geradora com objetivo de que absorvessem potência reativa do sistema. A absorção de reativo estipulado foi de 100 MVar para cada usina.
- Avaliação da variação do fluxo de potência reativa no ponto de conexão em estudo.

#### **4.2.2 Resultados**

Foram realizadas simulações com três diferentes pontos conectados entre os níveis de tensão de 138 kV e 230 kV. Como as usinas se encontram conectadas nos níveis de tensão 525 kV e 230 kV, e os pontos de conexão em estudo situam-se em níveis de tensão inferiores, a variação de fluxo de MVar no ponto chegou em torno de 1% em relação ao montante de reativo absorvido pelas usinas para todos os casos estudados.

#### **4.2.3 Conclusão**

Tal procedimento se mostrou falho, pois primeiro o sistema é interligado e segundo, as variações de fluxo de reativo impactam primeiramente regiões com níveis de tensão mais elevada. Dessa forma, provou-se que pelo procedimento estudado não é possível corrigir o fator de potência de pontos de conexão utilizando somente serviço ancilar de usinas situadas na rede básica.

Os resultados obtidos nessa sessão enfatizam que além de não ser possível e não ser de responsabilidade do operador do sistema a correção do fator de potência na fronteira da rede de transmissão, o adequado de acordo com os Procedimentos de Rede, é a correção realizada por recursos localizados diretamente no ponto de conexão ou na rede de distribuição a qual ele se conecta, ou seja, cabe ao agente de distribuição realizar tal procedimento.

## **5 ANÁLISE ECONÔMICA DA CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA PELA INTERVENÇÃO DE AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO**

Outra possível forma de avaliar o impacto econômico para o sistema elétrico em relação ao não comprimento dos Procedimentos de Rede no quesito fator de potência, é a consideração da tomada de ações por parte dos agentes de distribuição na correção do fator de potência de seus pontos de conexão. A partir dessa correção é possível verificar a demanda de serviço ancilar para compensação de reativo que é economizado, e assim contabilizar os custos evitados.

Para a correção do fator de potência dos pontos de conexão, o agente de distribuição poderia adotar dois procedimentos distintos, dependendo da configuração do sistema elétrico em que o ponto de conexão se encontra. O primeiro procedimento seria pela administração adequada dos bancos de capacitores já instalados na rede de distribuição em que ele opera. E a segunda seria pela instalação de bancos de capacitores ou reatores no ponto de conexão.

Essa sessão propôs analisar a influência econômica da correção do fator de potência nos transformadores de fronteira pelos agentes de distribuição. Os tópicos a seguir discutem os procedimentos adotados, os casos estudados e os resultados obtidos.

### **5.1 METODOLOGIA**

Para avaliação proposta também se empregou o software ANAREDE. Além disso, levou-se em consideração os seguintes fatores:

- Distância do ponto de conexão de usinas hidrelétricas que prestam serviço ancilar: selecionou-se dois pontos de fronteira, os quais faziam conexão direta com alguma dessas usinas.
- Distância do ponto de conexão ao banco de capacitor: dos dois pontos analisados um se localizava próximo de bancos de capacitores e o outro não.
- Fator de potência do ponto selecionado: escolheu-se apenas transformadores com fator de potência baixo e capacitivo.
- Análise em patamares de carga distintos: optou-se por analisar predominantemente o patamar de carga leve, pois a utilização do serviço ancilar para absorção de potência reativa no controle de

tensões é elevado. No entanto, também é realizado um comparativo para os patamares de carga leve e carga mínima no que concerne maior impacto econômico.

- Procedimento para a correção do fator de potência: para o ponto de conexão capacitivo próximo a bancos de capacitores é avaliado apenas os seus desligamentos. Para pontos distantes de tais equipamentos também é simulado a inserção de reatores.
- Cálculo do custo evitado:

Após a simulação da correção do fator de potência é possível avaliar a variação de potência reativa absorvida pelas unidades geradoras ( $\Delta Q_{UHEi}$ ). A soma dessa variação em todas as usinas multiplicada pela tarifa de serviço ancilar (TSA) resulta no custo horário evitado pela correção do fator de potência do ponto de conexão em estudo. Tal relação é apresentada na equação abaixo.

$$\text{Custo horário} = \left[ \sum_{i=1}^{N_{Usinas}} \Delta Q_{UHEi} \right] * TSA$$

$N_{Usinas}$  - Número total de usinas que prestam serviço ancilar

$\Delta Q_{UHEi}$  - Variação de MVA<sub>r</sub> na Usina que presta serviço ancilar (MVA<sub>r</sub>)

TSA – Tarifa de Serviço ancilar (6,88 R\$/MWh para o ano de 2018)

- Cálculo do custo mensal evitado:

De acordo com o período que corresponde o total de horas em um mês para cada patamar de carga, calculou-se o custo mensal evitado com serviço ancilar, como mostram as equações a seguir. Vale ressaltar que tal cálculo considera constante o valor médio horário do fator de potência.

- Para patamar de carga leve:

$$\text{Custo Mensal: } 7 \text{ horas por dia} * 5 \text{ dias na semana} * 4 \text{ semanas} * \text{Custo horário}$$

- Para patamar de carga mínima:

$$\text{Custo Mensal: } 11 \text{ horas na semana} * 4 \text{ semanas} * \text{Custo horário}$$

De modo a abranger todos os fatores descritos foram simulados os seguintes casos:

Caso 1) Ponto de conexão próximo de bancos de capacitores com correção do fator de potência por meio do desligamento dos mesmos em carga leve.

Caso 2) Ponto de conexão próximo de bancos de capacitores com correção do fator de potência por meio de desligamento dos mesmos em carga mínima.

Caso 3) Ponto de conexão distante de bancos de capacitores com correção do fator de potência por meio de desligamento dos mesmos em carga leve

Caso 4) Ponto de conexão distante de bancos de capacitores com correção do fator de potência por meio de introdução de reatores em carga leve.

O item a seguir apresenta a descrição do sistema utilizado para o estudo.

## 5.2 DADOS DO SISTEMA

O sistema elétrico adotado para a simulação corresponde a região Sul geoeletrica do Brasil, composta pelos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e Mato Grosso do Sul. O sistema deste estudo é composto por 1385 barras.

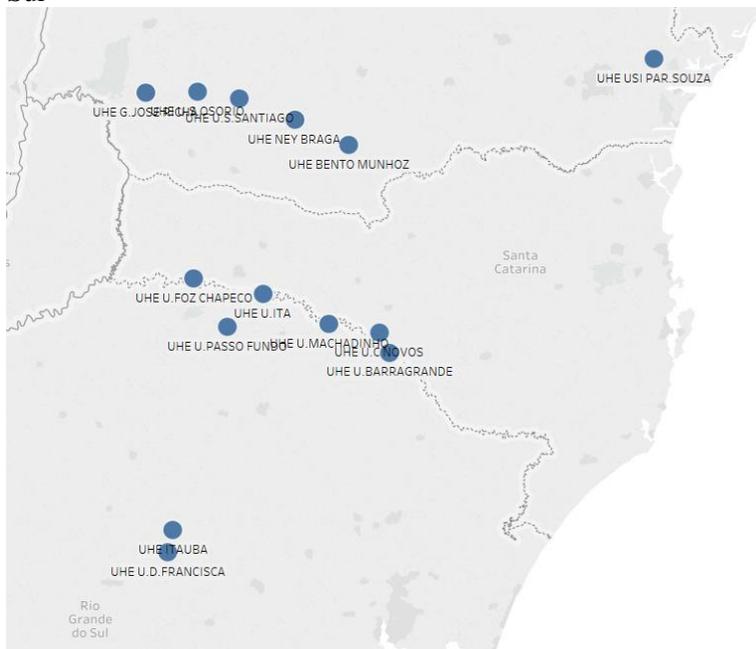
Os casos empregados para o estudo representam o cenário mensal fornecido pelo ONS para o planejamento elétrico do mês de julho de 2018. Optou-se por esse mês devido sua característica de carga baixa, o que facilita a incidência de pontos de conexão com fator de potência baixo e capacitivo. E pelo alto índice de desligamento de linhas de transmissão para o controle de tensões elevadas no sistema nesse mês. Os dois casos simulados foram:

- Caso 1,3 e 4: Carga leve (de terça-feira a sábado entre 00h00min e 07h00min)
- Caso 2: Carga mínima (domingo entre 05h00min e 09h00min, e segunda-feira entre 00h00min e 07h00min)

Em relação às usinas hidrelétricas que prestam serviço ancilar de compensação reativa, existem atualmente 14 usinas suprindo tal demanda na região Sul. Neste trabalho as usinas da bacia do Rio Uruguai são foco do estudo. São elas: UHE Foz Chapecó, UHE Itá, UHE Passo Fundo, UHE Machadinho, UHE Campos Novos e UHE Barra Grande. Todas as usinas são apresentadas na Figura 7.

Os tópicos a seguir apresentam a descrição dos pontos de conexão selecionados para o estudo, como também os resultados para cada caso.

Figura 7 – Usinas Hidrelétricas que prestam serviço ancilar na região Sul



Fonte: Autora (elaborado no software Tableau)

### 5.3 PONTO DE CONEXÃO PRÓXIMO DE BANCOS DE CAPACITORES

Nos casos 1 e 2 pretendeu-se avaliar o impacto econômico da correção do fator de potência em um ponto de conexão próximo a bancos de capacitor por meio do desligamento dos mesmos. A diferença entre esses dois casos, é que o primeiro é simulado no patamar de carga leve e o segundo no patamar de carga mínima. Tal proposta visa compreender em qual patamar de carga existe maior economia de gastos com serviço ancilar.

O ponto de conexão selecionado se localiza no estado do Rio Grande do Sul e é próximo da UHE Passo Fundo. Esse ponto de conexão é composto por dois transformadores de 230/138 kV em paralelo. Além disso, existe um banco de capacitor de 3,6 MVar instalado na própria subestação do ponto de conexão. E também, a subestação vizinha interligada diretamente ao ponto apresenta bancos de capacitor, com 8,4

MVAR no total. A tabela abaixo apresenta a quantidade de bancos de capacitores e seus valores nominais situados próximo ao ponto de conexão.

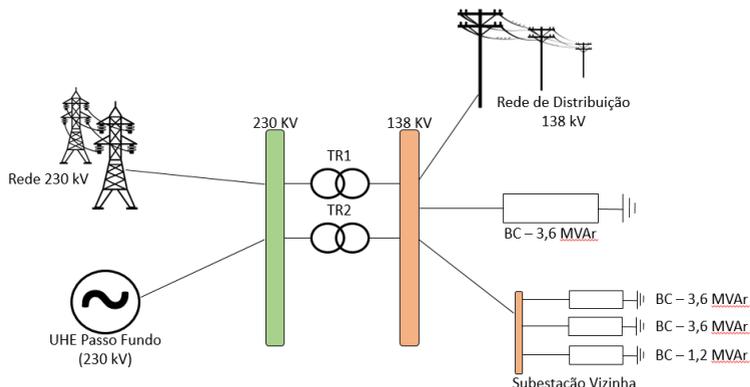
Tabela 6 – Bancos de Capacitores desligados – Caso 1 e 2

Nome Subestação	Quant.	Q (MVar)
No ponto	1	3,6
Na subestação vizinha	2	3,6
Na subestação vizinha	1	1,2
Na subestação vizinha	1	3,6
Total	5	12

Fonte: Autora

Para melhor compressão da configuração da rede elétrica onde o ponto se situa, é exposto abaixo um diagrama com tal representação.

Figura 8 – Diagrama do Ponto de conexão para Caso 1 e 2



Fonte: Autora

Por meio dos estudos realizados na primeira etapa desse trabalho, concluiu-se que esse ponto de conexão violou os Procedimentos de Rede durante 99% do tempo nos nove meses analisados. Sendo que 65% dos doze meses ele possuiu fator de potência capacitivo, e 99% desse período apresentou fator de potência menor que 0,95. Esse ponto, foi considerado o segundo ponto de conexão a apresentar maior tempo de violação dos Procedimentos de Rede, conforme mostrado no Gráfico 7 deste trabalho.

As Tabelas 7, 8 e 9 apresentam os dados do sistema para o Caso 1 (carga leve) e Caso 2 (carga mínima) antes da correção do fator de potência no ponto. Os dados de potência ativa, reativa e fator de potência

referem-se ao lado de baixa dos transformadores (TR1 e TR2), e o nível de tensão é vinculado à barra de 138 kV.

Ressalta-se que para as simulações adotou-se o sinal negativo para representar a absorção de fluxo de potência pelo ponto, e o sinal positivo para representar o fornecimento do fluxo de potência.

Tabela 7 – Ponto de conexão - Comparação entre casos 1 e 2

<b>Ponto de Conexão para Caso 1 e 2 - Barra 138 kV</b>			
<b>Caso</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>Dif.</b>
<b>Patamar de Carga</b>	Leve	Mínima	
<b>P TR1 (MW)</b>	-22,4	-15,9	-6,5
<b>Q TR1 (MVar)</b>	6,7	7,8	-1,1
<b>Fator de Potência</b>	0,958	0,898	0,06
	Capacitivo	Capacitivo	
<b>P TR2 (MW)</b>	-21,1	-14,9	-6,2
<b>Q TR2 (MVar)</b>	7,3	8,1	-0,8
<b>Fator de Potência</b>	0,945	0,879	0,066
	Capacitivo	Capacitivo	
$V_{barra}$ (pu)	0,986	0,988	-0,002

Fonte: Autora

Tabela 8 – Usinas - Comparação entre casos 1 e 2

		<b>UHE Barra Grande</b>			<b>UHE Campos Novos</b>			<b>UHE Machadinho</b>		
Caso	Carga	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)
1	Leve	-201,2	0	1,009	-479,3	0	1,019	-259,8	0	1,007
2	Mín.	-273,5	0	1,004	-478,7	0	1,019	-217,3	0	0,997
	<b>Diferença</b>	72,3	0	0,005	-0,6	0	0	-42,5	0	0,01

Fonte: Autora

Tabela 9 - Usinas - Comparação entre casos 1 e 2

		<b>UHE Itá</b>			<b>UHE Passo Fundo</b>			<b>UHE Fóz Chapecó</b>		
Caso	Carga	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)
1	Leve	-385,3	200	1,022	-75,7	0	1,031	-70	150	1,032
2	Mín.	-558,4	200	1,007	-91,5	0	1,021	-116,7	150	1,012
	<b>Diferença</b>	173,1	0	0,015	15,8	0	0,01	46,7	0	0,02

Fonte: Autora

Repara-se que em comparação com a carga leve, na carga mínima o fluxo de potência reativa no ponto de conexão em direção à rede básica é maior, e o carregamento menor, ou seja, o fator de potência no ponto de conexão se torna menor e mais capacitivo. Ao somar a diferença de potência reativa absorvida por cada usina entre os dois casos, se obtém um valor de 264,8 MVar, isso significa que em carga mínima existe a maior absorção de reativo pelas máquinas síncronas.

Além disso, a tensão na barra do ponto de conexão e de outras barras simuladas no sistema apresentam um nível de tensão maior para carga mínima, o que condiz com o maior montante de reativo absorvido pelas usinas.

Ressalta-se que para esse ponto de conexão operar de acordo com os Procedimentos de Rede, é necessário que ele possua um fator de potência acima de 0,95 indutivo. Como o ponto de conexão para os dois casos apresenta fator de potência capacitivo, é necessário que ele se torne no mínimo unitário, para operar de acordo.

Os tópicos 5.3.1 e 5.3.2 apresentam os resultados obtidos para os casos 1 e 2 ao simular o desligamento dos bancos de capacitores próximos ao ponto de conexão.

### 5.3.1 CASO 1 – Correção do Fator de Potência com Desligamento de Bancos de Capacitores em Carga Leve

Os resultados das simulações para o caso em carga leve são apresentados nas tabelas abaixo. A tabela 10 exhibe os valores de fluxo de potência e o fator de potência para cada transformador e também o nível de tensão da barra do ponto de conexão antes e depois do desligamento dos bancos de capacitor.

Tabela 10 – Caso 1 - Dados Ponto de Conexão

<b>Ponto de Conexão em estudo - Barra 138 kV</b>			
<b>Caso</b>	<b>Antes</b>	<b>Depois</b>	<b>Dif.</b>
P TR1(MW)	-22,4	-21,8	-0,6
Q TR1 (MVar)	6,7	-1	7,7
FP	0,958	0,999	-0,04
	Capacitivo	Indutivo	-
P TR2 (MW)	-21,1	-20,9	-0,2
Q TR2 (MVar)	7,3	-0,1	7,4
FP	0,945	1	0,05
	Capacitivo	Indutivo	-
$V_{barra}$ (pu)	0,986	0,979	0,007

Fonte: Autor

Com o desligamento dos cinco bancos de capacitor, 12 MVAr deixaram de ser fornecidos à rede básica. A tabela 10 revela que tal ação simulada fez com que os dois transformadores passassem de um fator de potência capacitivo para um valor indutivo e com módulo mais elevado. O procedimento gerou uma variação total de 15,1MVAr de fluxo de potência reativa no ponto. As Tablas 10 e 11 apresentam os resultados da simulação referente às usinas hidrelétricas atuando como compensadores síncronos.

Tabela 11 – Caso 1 - Compensação reativa por usinas

Caso	UHE Barra Grande			UHE Campos Novos			UHE Machadinho		
	Q (MVAr)	P (MW)	V (pu)	Q (MVAr)	P (MW)	V (pu)	Q (MVAr)	P (MW)	V (pu)
Antes	-201,2	0	1,009	-479,3	0	1,019	-259,8	0	1,007
Depois	-200,2	0	1,009	-477,8	0	1,019	-258,7	0	1,006
<b>Dif.</b>	<b>-1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-1,5</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-1,1</b>	<b>0</b>	<b>0,001</b>

Fonte: Autora

Tabela 12 - Caso 1 - Compensação reativa por usinas

Caso	UHE Itá			UHE Passo Fundo			UHE Fóz Chapecó		
	Q (MVAr)	P (MW)	V (pu)	Q (MVAr)	P (MW)	V (pu)	Q (MVAr)	P (MW)	V (pu)
Antes	-385,3	200	1,022	-75,7	0	1,031	-70	150	1,032
Depois	-385,3	200	1,021	-71,7	0	1,027	-70	150	1,029
<b>Dif.</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,001</b>	<b>-4</b>	<b>0</b>	<b>0,004</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,003</b>

Fonte: Autora

As tabelas 11 e 12 revelam que houve uma redução de reativo absorvido pelas máquinas síncronas de 7,6 MVAr. Apenas a UHE Itá e a UHE Foz Chapecó apresentaram indiferença ao desligamento das fontes de MVAr. A usina que apresentou maior sensibilidade à variação foi a UHE Passo Fundo, devido sua proximidade com o ponto.

Em relação ao nível máximo de tensão nas barras de 230 kV e 525 kV, destaca-se apenas a redução de 0,1% (0,5 V) do nível máximo de tensão das barras de 525 kV.

O procedimento do desligamento dos bancos de capacitores se mostrou bem sucedido para a correção do fator de potência do ponto analisado em carga leve e também para a economia do sistema elétrico. Nesse caso, ao se multiplicar o montante de reativo que foi deixado de ser absorvido pelas máquinas pela tarifa de serviço ancilar, obtém-se uma economia de R\$ 52,29 por hora.

Ao contabilizar essa economia para todas as horas de carga leve em um mês, obtém-se uma economia em torno de R\$7.320,32, considerando a simplificação que o fator de potência médio horário permanece constante durante todo o período.

### 5.3.2 CASO 2 – Correção do Fator de Potência com Desligamento de Bancos de capacitores em Carga Mínima

Os resultados das simulações para o caso em carga mínima são apresentados nas tabelas abaixo. A Tabela 13 exhibe os valores de fluxo de potência e o fator de potência para cada transformador e também o nível de tensão da barra do ponto de conexão antes e depois do desligamento dos bancos de capacitor.

Tabela 13 – Caso 2 - Dados Ponto de Conexão

Ponto de Conexão em estudo - Barra 138 kV			
Caso	Antes	Depois	Dif.
P TR1(MW)	-15,9	-15,5	-0,4
Q TR1 (MVAr)	7,8	0	7,8
FP	0,898	1	-0,1
	Capacitivo	-	-
P TR2 (MW)	-14,9	-14,8	-0,1
Q TR2 (MVAr)	8,1	0,6	7,5
FP	0,879	0,999	0,12
	Capacitivo	Capacitivo	-
$V_{barra}$ (pu)	0,988	0,989	0,001

Fonte: Autora

Como mencionado anteriormente, para o caso de carga mínima, além do carregamento no ponto ser menor, o fluxo de reativo fornecido pelo ponto à rede de transmissão é maior do que para carga leve, influenciando em um fator de potência ainda mais capacitivo. Ao se desligar os bancos de capacitor, houve uma redução desse fluxo de reativo de 15,3 MVAr. O TR1 atingiu fator de potência unitário, porém o TR2 apresentou apenas redução no seu fluxo de reativo para a rede básica e continuou com fator de potência capacitivo. Isso mostra que para carga mínima, apesar da variação de reativo no ponto ser maior em relação à carga leve, o procedimento não possibilita corrigir o fator de potência global do ponto.

As Tabelas 14 e 15 apresentam os resultados da simulação referente às usinas hidrelétricas atuando como compensadores síncronos.

Tabela 14 – Caso 2 - Compensação reativa por usinas

Caso	UHE Barra Grande			UHE Campos Novos			UHE Machadinho		
	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)
Antes	-273,5	0	1,004	-478,7	0	1,019	-217,3	0	0,997
Depois	-272,8	0	1,004	-477,9	0	1,019	-216,8	0	0,997
<b>Dif.</b>	<b>-0,7</b>	0	0	<b>-0,8</b>	0	0	<b>-0,5</b>	0	0

Fonte: Autora

Tabela 15 - Caso 2 - Compensação reativa por usinas

Caso	UHE Itá			UHE Passo Fundo			UHE Foz Chapecó		
	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)
Antes	-558,4	200	1,007	-91,5	0	1,021	-116,7	150	1,012
Depois	-557,3	200	1,007	-88,2	0	1,017	-113,5	150	1,011
<b>Dif.</b>	<b>-1,1</b>	0	0	<b>-3,3</b>	0	0,004	<b>-3,2</b>	0	0,001

Fonte: Autora

Pelas Tabelas 14 e 15 observa-se que houve uma redução de reativo absorvido pelas máquinas síncronas de 9,6 MVar. Para esse patamar de carga todas as usinas foram influenciadas com o desligamento das fontes de MVar. Porém, neste caso a UHE Passo Fundo e a UHE Foz Chapecó apresentaram maior sensibilidade.

O procedimento do desligamento dos bancos de capacitores em carga mínima se mostrou parcialmente bem sucedido já que não possibilitou a correção do fator de potência total dos dois transformadores. Porém esse caso mostra uma maior economia de serviço ancilar, ao somar a variação da absorção de reativo de todas as usinas.

Em relação ao nível máximo de tensão nas barras de 230 kV e 525 kV, destaca-se apenas a redução de 0,1% (0,5 V) do nível máximo de tensão das barras de 230 kV.

Sobre o impacto econômico desse procedimento, tem-se uma economia de R\$66,05 por hora. Ao considerar o fator de potência médio como um valor constante para esse ponto no período de carga mínima, obtém-se uma economia mensal de R\$2.906,11.

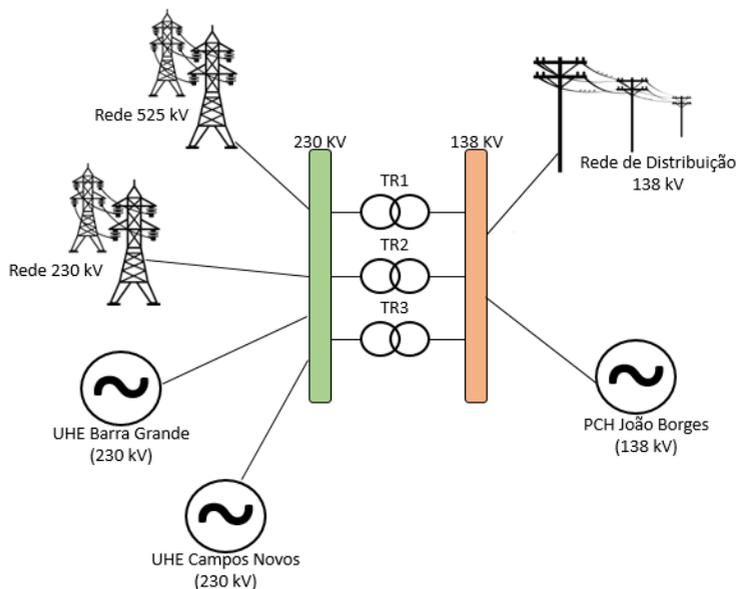
Comparando os resultados para carga leve e carga mínima, conclui-se que a economia em serviço ancilar por hora é maior na carga mínima. No entanto, ao considerar o tamanho do período para os dois patamares de carga, observasse-se que a carga leve apresenta em torno de R\$ 4.400,00 a mais de redução de custos, já que o período de carga leve e mínima representam 35 horas e 11 horas na semana, respectivamente.

#### 5.4 PONTO DE CONEXÃO DISTANTE DE BANCOS DE CAPACITORES

Nos casos 3 e 4 foi proposto avaliar o impacto econômico da correção do fator de potência em um ponto de conexão distante de bancos de capacitor. Esses dois casos se distinguem pelo procedimento utilizado para a correção do fator de potência: o primeiro procura-se desligar os bancos de capacitores mais próximos ao ponto e o segundo introduz um reator no ponto de conexão. O objetivo é compreender qual proposta é mais eficaz na correção e qual gera mais economia para o sistema elétrico.

O ponto de conexão selecionado se localiza no estado de Santa Catarina e é próximo da UHE Campos Novos. Esse ponto de conexão é composto por três transformadores de 230/138 kV em paralelo. Além disso, ele é conectado diretamente à PCH João Borges. A Figura 9 representa o sistema conectado a esse ponto.

Figura 9 – Diagrama do Ponto de conexão para Caso 3 e 4



Fonte: Autora

Por meio dos estudos realizados na primeira etapa desse trabalho, concluiu-se que esse ponto de conexão violou os Procedimentos de Rede durante 70% do tempo no ano de 2018. Sendo que 66% dos doze meses

ele possuiu fator de potência capacitivo, e 22% desse período apresentou fator de potência menor que 0,95.

A Tabela 16 apresenta os dados do ponto de conexão antes da correção do seu fator de potência para os casos 3 e 4. Os dados de potência ativa, reativa e fator de potência referem-se ao lado de baixa dos transformadores, e o nível de tensão é vinculado à barra de 138 kV.

Tabela 16 - Ponto de conexão - Casos 3 e 4

<b>Ponto de Conexão para Caso 3 e 4 - Barra 138 kV</b>						
Caso	Patamar de Carga	TR	P TR1 (MW)	Q TR1 (MVar)	FP	$V_{barra}$ (pu)
3 e 4	Leve	TR1	-6,5	8,5	0,607	Capacitivo
		TR2	-6,5	8,5	0,607	Capacitivo
		TR3	-6,5	8,5	0,607	Capacitivo

Fonte: Autora

Os dados relacionados às usinas hidrelétricas são os mesmos para o caso de carga leve (caso 1) e também serão apresentados na sessão de resultados.

Para o ponto de conexão operar de acordo com os Procedimentos de Rede, é necessário que ele possua um fator de potência acima de 0,95 indutivo. Como o ponto de conexão para esse caso apresenta um fator de potência 0,61 e capacitivo, é necessário que haja uma compensação mínima de - 8,5 MVar, afim de que não exista mais injeção de potência reativa na rede básica.

Os tópicos 5.4.1e 5.4.2 apresentam os resultados obtidos para os casos 3 e 4, os quais simulou-se alternativas distintas para correção do fator de potência de um ponto de conexão afastado de bancos de capacitor.

### 5.4.1 CASO 3 – Correção do Fator de Potência com Desligamento dos Mesmos em Carga Leve

Os resultados das simulações para o caso 3 são apresentados nas tabelas abaixo. A tabela a seguir exibe os dados de todos os bancos de capacitores desligados para esse caso. Escolheu-se desligar bancos das quatro subestações mais próximas ao ponto de conexão estudado. As subestações listadas abaixo se encontram em ordem de proximidade com o ponto.

Tabela 17 - Caso 3 – Dados Banco de Capacitores

<b>Bancos de capacitores desligados</b>				
Subestação	Quant.	MVAr	Total	Var. QTR1* (MVAr)
Subestação 1 - 138 kV	1	3,6	3,6	1
Subestação 1 - 138 kV	1	4,8	4,8	
Subestação 2 - 138 kV	1	3	3	0,6
Subestação 3 - 138 kV	3	4,8	14,4	0,5
Subestação 4 - 138 kV	2	4,8	9,6	0,1
<b>TOTAL</b>	8	-	35,4	2,2

\*Diminuição de fluxo de reativo no TR1 com o desligamento dos bancos de capacitores - Fonte: Autora

A Tabela 18 exibe os valores de fluxo de potência e o fator de potência para cada transformador e também o nível de tensão da barra do ponto de conexão antes e depois do desligamento dos bancos de capacitor.

Tabela 18 – Caso 3 - Dados Ponto de Conexão

<b>Ponto de Conexão Caso 3 - Barra 138 kV</b>			
	<b>Antes</b>	<b>Depois</b>	<b>Diferença</b>
P TR1 (MW)	-6,5	-6,4	-0,1
Q TR1 (MVAr)	8,5	6,3	2,2
FP	0,61	0,71	-0,11
	Capacitivo	Capacitivo	-
P TR2 (MW)	-6,5	-6,3	-0,2
Q TR2 (MVAr)	8,5	6,2	2,3
FP	0,61	0,71	-0,11
	Capacitivo	Capacitivo	-
P TR3 (MW)	-6,5	-6,4	-0,1
Q TR3 (MVAr)	8,5	6,3	2,2
FP	0,61	0,71	-0,11
	Capacitivo	Capacitivo	-
V (pu)	1	0,998	0,002

Fonte: Autora

Pelas Tabelas 17 e 18 infere-se que o desligamento de bancos de capacitores de quatro subestações, gerou uma redução de 35,4 MVAR no sistema. Essa variação possibilitou reduzir de 6,7 MVAR de fluxo de potência reativa provinda do ponto de conexão, o que melhorou em 16% o fator de potência de cada transformador, porém não o corrigiu de acordo com os Procedimentos de Rede.

Tabela 19 – Caso 3 - Compensação reativa por usinas

Caso	UHE Barra Grande			UHE Campos Novos			UHE Machadinho		
	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)
Antes	-201,2	0	1,009	-479,3	0	1,019	-259,8	0	1,007
Depois	-198,5	0	1,008	-474,2	0	1,018	-257,3	0	1,006
<b>Dif.</b>	-2,7	0	0,001	-5,1	0	0,001	-2,5	0	0,001

Fonte: Autora

Tabela 20 – Caso 3 - Compensação reativa por usinas

Caso	UHE Itá			UHE Passo Fundo			UHE Fóz Chapecó		
	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)
Antes	-385,3	200	1,022	-75,7	0	1,031	-70	150	1,032
Depois	-383,8	200	1,021	-75	0	1,03	-70	150	1,031
<b>Dif.</b>	-1,5	0	0,001	-0,7	0	0,001	0	0	0,001

Fonte: Autora

As Tabelas 19 e 20 revelam que tal procedimento contribuiu na economia de 12,5 MVAR, equivalente à R\$86,00 por hora. Essa redução de serviço ancilar em um mês corresponde a R\$12.040,00.

Outro ponto observado é que não houve alteração nos níveis máximos e mínimos de tensão nas barras de 230 kV e 525 kV.

#### 5.4.2 CASO 4 – Correção do Fator de Potência com Introdução de Reator em Carga Leve

A correção do fator de potência no ponto de conexão em estudo foi possível a partir da simulação de um banco de reator de 31,2 MVar. Os resultados da simulação antes e após a instalação do reator são apresentados nas tabelas abaixo.

Tabela 21 - Caso 4 - Dados Ponto de Conexão

Ponto de Conexão Caso 4 - Barra 138 kV			
	Antes	Depois	Diferença
P TR1 (MW)	-6,5	-6,1	-0,4
Q TR1 (MVar)	8,5	-0,3	8,8
FP	0,61	1,00	-0,39
	Capacitivo	Indutivo	-
P TR2 (MW)	-6,5	-6,1	-0,4
Q TR2 (MVar)	8,5	-0,3	8,8
FP	0,607	0,999	-0,391
	Capacitivo	Indutivo	-
P TR3 (MW)	-6,5	-6,1	-0,4
Q TR3 (MVar)	8,5	-0,3	8,8
FP	0,607	0,999	-0,391
	Capacitivo	Indutivo	-
Vbarra (pu)	1	1	0

Fonte: Autora

Pela Tabela 21 observa-se que a introdução do reator gerou uma variação de 26,4 MVar no ponto de conexão. Além disso, todos os pontos possuíram fator de potência indutivo e acima de 0,95.

Tabela 22 - Caso 4 - Compensação reativa por usinas

	UHE Barra Grande			UHE Campos Novos			UHE Machadinho		
Caso	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)	Q (MVar)	P (MW)	V (pu)
Antes	-201,2	0	1,009	-479,3	0	1,019	-259,8	0	1,007
Depois	-197,9	0	1,008	-469,7	0	1,019	-255,9	0	1,006
<b>Dif.</b>	<b>-3,3</b>	0	0,001	<b>-9,6</b>	0	0	<b>-3,9</b>	0	0,001

Fonte: Autora

Tabela 23 - Caso 4 - Compensação reativa por usinas

Caso	UHE Itá			UHE Passo Fundo			UHE Fóz Chapecó		
	Q (MVAr)	P (MW)	V (pu)	Q (MVAr)	P (MW)	V (pu)	Q (MVAr)	P (MW)	V (pu)
Antes	-385,3	200	1,022	-75,7	0	1,031	-70	150	1,032
Depois	-382,9	200	1,021	-75	0	1,03	-70	150	1
<b>Dif.</b>	<b>-2,4</b>	0	0,001	<b>-0,7</b>	0	0,001	<b>0</b>	0	0,002

Fonte: Autora

As tabelas acima mostram que no total as usinas deixaram de absorver 19,9 MVAr. Como a UHE Campos Novos e a UHE Machadinho são conectadas diretamente com o ponto, essas apresentaram maior sensibilidade com a introdução do reator. A UHE Foz Chapecó não apresentou variação em seu valor de potência reativa absorvida, já que essa é a usina mais distante do ponto. Em relação ao nível máximo de tensão nas barras de 230 kV e 525 kV, destaca-se a redução de 0,1% do valor máximo para esses dois níveis de tensão.

A economia possibilitada por esse procedimento foi no valor de R\$136,91, o que mensalmente para o patamar de carga leve corresponde a R\$19.167,68.

Comparando-se os dois casos, concluiu-se que o procedimento mais adequado para o ponto de conexão em estudo, tanto para buscar a redução de custos no sistema, quanto para corrigir o fator de potência, é a introdução de um reator. Essa proposta mostrou-se 59% mais econômica para o SIN do que o desligamento dos bancos. Porém, não é o foco deste trabalho avaliar o custo arcado pelo agente de distribuição para a instalação do reator.

## 5.5 CONCLUSÃO

Essa sessão propôs avaliar o impacto econômico para o setor elétrico da correção do fator de potência de pontos de conexão por intermédio de procedimentos adotados pelos agentes de distribuição.

Nos casos 1 e 2 estudou-se o ponto próximo de bancos de capacitores e o desligamento dos mesmos, tanto para o patamar de carga leve quanto para a mínima. Notou-se que no patamar de carga mínima, o ponto de conexão apresentava fator de potência mais capacitivo e havia também maior absorção de reativo por parte das usinas, devido níveis de tensões mais elevadas no sistema. Tal circunstância mostrou que em carga mínima é mais difícil de corrigir o fator de potência do ponto, mas

verificou-se a maior flexibilização da demanda de serviço ancilar com o desligamento dos bancos. No que concerne o custo mensal evitado, infere-se que para o patamar de carga leve existe maior economia, já que esse patamar possui um período mais longo.

Nos casos 3 e 4 avaliou-se em carga leve o ponto de conexão distante de bancos de capacitores e os efeitos do desligamento dos mesmos e da instalação do reator. Conclui-se que para esse caso o desligamento dos bancos não possibilitou a correção do fator de potência do ponto, porém contribuiu para a redução do manejo de reativo pelas máquinas síncronas. A introdução do reator, por outro lado, se mostrou eficaz tanto no quesito da correção do fator de potência quanto para a economia do sistema, apesar dessa proposta demandar investimentos por parte do agente.

Sobre o desligamento dos bancos de capacitores, é interessante ressaltar, que tal ação também pode gerar custos para o agente de distribuição, já que o constante chaveamento dos mesmos pode elevar os custos com manutenção.

A tabela abaixo faz um comparativo entre os quatro casos, nos quesitos valor nominal de potência reativa dos bancos de capacitores ou reator, economia em MVar das usinas e custos horário e mensal evitados.

Tabela 24 - Comparação entre os quatro casos

Caso	Forma de Correção	Patamar de Carga	Valor nominal BC* / Reator (MVar)	Economia em MVar nas UHE	Economia horária (R\$/h)	Economia Mensal (R\$)
1	Desligamento BC	Leve	-12	-7,6	52,29	7.320,32
2	Desligamento BC	Mínima	-12	-9,6	66,05	2.906,11
3	Desligamento BC	Leve	-35,4	-12,5	86,00	12.040,00
4	Instalação Reator	Leve	-31,4	-19,9	136,91	19.167,68

\*BC – Bancos de Capacitor

Fonte: Autora

Pela Tabela 24 observa-se que o caso com a maior possibilidade de economia para o SIN foi a introdução do reator. Repara-se também que o caso 2 apresenta a maior proporção entre a economia de MVar nas

usinas pelo valor nominal em MVAr dos bancos de capacitores desligados.

De forma geral, percebeu-se que os níveis de tensão nas barras de 230 kV e 525 kV não apresentaram redução considerável com os procedimentos adotados, porém para a rede de distribuição há a redução dos níveis de tensão.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com a justificativa de não existir, até no ano de 2018, o monitoramento do fator de potência nos pontos de conexão entre as redes básica e de distribuição na região Sul do Brasil, esse estudo propôs primeiramente avaliar a atual conjuntura do fator de potência nesses pontos e, por segundo, explorar procedimentos para quantificar o impacto econômico do cenário estipulado.

A partir do mapeamento do fator de potência dos pontos de conexão, foi possível compreender em que nível cada estado da região Sul violou o submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede no ano citado. Concluiu-se que as regiões Centro-Sul e Metropolitana do Paraná apresentaram maior densidade de transformadores que violaram continuamente os Procedimentos de Rede. No entanto, foram nas regiões Sul e Oeste do Rio Grande do Sul que se obtiveram pontos de conexão que por maior período apresentaram fator de potência capacitivo e violaram os Procedimentos de Rede.

Após o esclarecimento de tal conjuntura foi proposto procedimentos distintos para análise do impacto econômico para o sistema elétrico provocado pela violação dos Procedimentos de Rede por parte dos agentes de distribuição. O primeiro procedimento propôs primeiramente explorar os custos vinculados e posteriormente a viabilidade da utilização de serviços ancilares de usinas operando como compensadores síncronos para a correção do fator de potência nos pontos. Esse estudo preliminar não considerou a complexidade do SIN. Constatou-se que os gastos obtidos para o ano de 2018 com a correção do fator de potência dos pontos de conexão dos estados do Rio Grande do Sul e do Paraná seriam equivalentes a quase 8% dos gastos obtidos no mesmo ano com serviços ancilares de compensação reativa para todo o SIN.

Ao estudar a sensibilidade da variação do fator de potência nos pontos de conexão entre a rede básica e a distribuição em regime permanente, em relação à injeção ou absorção de potência reativa das unidades geradoras, por meio de simulações no ANAREDE, verificou-se que a variação de fluxo de MVA<sub>r</sub> nos pontos analisados chegou em torno de 1% em relação ao montante de reativo absorvido pelas usinas para todos os casos estudados. Isso provou que na prática o uso de compensação reativa de máquinas síncronas para correção do fator de potência nesses pontos não é viável.

Perante tal inviabilidade, a segunda proposta explorou, por meio de simulações em regime permanente, o emprego de recursos pelos

agentes de distribuição para a correção do fator de potência e os custos assim evitados com serviço ancilar de manejo de reativo. Esse estudo se limitou em analisar dois pontos de conexão com fator de potência baixo e capacitivo em patamares de carga mínima e leve, próximos de usinas prestadoras de serviço ancilar. Os casos estudados, se diferenciaram pela proximidade do ponto de conexão com bancos de capacitor, pelo patamar de carga avaliado e pelo procedimento empregado para a correção (desligamento de bancos de capacitores ou instalação de reatores). Todas as propostas estudadas mostraram que com a correção total ou parcial do fator de potência do ponto, a administração de bancos de capacitores em períodos de carga leve, trouxe principalmente a flexibilização da utilização de máquinas síncronas atuando como compensadores síncronos. Tal fato, além de possibilitar a redução de custos para o sistema elétrico, permite que as usinas operem distantes dos limites da sua curva de capacidade, evitando a ocorrência de contingências, e contribuindo, dessa forma, também para a segurança do sistema elétrico. Ainda em relação à instalação de reatores, essa se mostrou mais eficaz para correção do fator de potência no ponto distante de bancos de capacitor, mas a ação desprenderia dos agentes de distribuição recursos para o projeto e a aquisição de tal recurso.

Este estudo se mostrou relevante devido a possibilidade do ONS poder empregá-lo como um dos insumos para o questionamento perante os agentes de distribuição sobre a correção do fator de potência nos pontos de conexão. Além disso, o trabalho indicou que a proposta da correção do fator de potência realizada pelo ONS, além de apresentar custo elevado para o setor elétrico, é também inviável tecnicamente. Assim este trabalho reforçou a tratativa do procedimento de rede em que afirma, que é de responsabilidade do agente de distribuição o adequado fator de potência nos seus pontos de conexão. Por final, o estudo também provou que, com a devida correção de tal parâmetro realizada por esses agentes, o setor elétrico e a sociedade podem obter economia.

## 7 TRABALHOS FUTUROS

Com o intuito de aprimorar os tópicos abordados neste trabalho, os seguintes pontos são destacados como sugestão para próximos trabalhos.

- Aprimoramento dos estudos de sensibilidade por meio do estudo do fluxo de potência ótimo. Este trabalho foi elaborado a partir de análises de fluxo de potência convencional, por meio do programa ANAREDE. Esse recurso, no entanto, apresenta dificuldades para se obter uma solução programada a priori quando comparados com o programa de fluxo de potência ótimo (FLUPOT).
- Emprego de medidas de fator de potência variantes no tempo para o cálculo de custos horários e mensais evitados com a correção do fator de potência por intermédio das distribuidoras. De forma simplificada, utilizou-se neste estudo o valor constante do fator de potência para análise da influência econômica. No entanto, o fluxo de potência reativa e ativa na saída dos transformadores de fronteira variam constantemente, o que tornou o cálculo estimado.
- Este trabalho se restringiu na avaliação de pontos de conexão que apresentavam fator de potência baixo e capacitivo e a influência da correção apenas nos patamares de carga leve e mínima. Para complementação, sugere-se a realização de um estudo análogo, o qual avalia pontos de conexão com fator de potência baixo e indutivo, para patamares de carga média e pesada.
- Realização de estudos de casos em que representam o sistema elétrico nacional em meses distintos. Os casos empregados para este estudo reproduziam o cenário mensal fornecido pelo ONS para o planejamento elétrico do mês de julho. Ao realizar a mesma análise para diferentes meses, se levará em consideração a variação do ponto de operação das usinas, dos níveis de tensão nas barras e do carregamento. Assim, torna-se possível o estabelecimento de comparações entre os meses, tornado a análise de influência econômica mais abrangente, e podendo estende-la em um horizonte de um ano.
- Contabilização dos custos com projeto, aquisição e instalação do reator demandado para a correção do fator de potência do ponto de conexão afastado de bancos de capacitor. Esses custos também impactam o consumidor final. Sugere-se o cálculo do retorno de investimento e a comparação de tais gastos com a economia feita após instalação dele no sistema.



## REFERÊNCIAS

- [1] Valério Oscar de Albuquerque, “Controle Coordenado de Tensão e Potencia Reativa”, Dissertação (Mestrado), Universidade Federal de Itajubá, 2002.
- [2] “Sobre o ONS”, *ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico*. [Online]. Disponível em: <http://ons.org.br:80/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. [Acessado: 14-nov-2018].
- [3] ONS, “Sobre o ONS - Procedimento de Rede”. [Online]. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao>. [Acessado: 08-abr-2019].
- [4] ONS, *Desligamento de linhas de transmissão por conveniência operativa*. OSIsofty, software PI System.
- [5] ANEEL, “Entendendo a Tarifa”. [Online]. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset\\_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false). [Acessado: 09-abr-2019].
- [6] ANEEL, “Encargos Setoriais”. [Online]. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset\\_publisher/e2INtBH4EC4e/content/encargos-setoriais/654800](http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/encargos-setoriais/654800). [Acessado: 09-abr-2019].
- [7] Charles K. Alexander e Matthew Sadiku, *Fundamentos de Circuitos Elétricos*, 5a ed. AMGH Editora Ltda, 2013.
- [8] “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - ANEEL”. [Online]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/prodist>. [Acessado: 18-nov-2018].
- [9] ONS, “Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão”. 01-jan-2017.
- [10] Alcir José Monticelli, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. Unicamp, 1983.
- [11] KundurPrabha, *Power System stability and Control*, 1º ed. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [12] IEEE Working group on Voltage Stability, “Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools, and Industry Experience”, New Jersey (N.Y.), 1990.
- [13] ONS, “Cadastro de Informações Operacionais de Faixas para Controle de Tensão da Área 525 kV da Região Sul”. jan-2017.
- [14] Roberto S. Salgado, *Introdução aos Sistemas de Energia Elétrica*. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2016.

- [15] J. DUNCAN GLOVER, MULUKUTLA S. SARMA, e THOMAS J. OVERBYE, *Power System Analysis and Design*. Cengage Learning, 2011.
- [16] WEG, “DT-5 Características e Especificações de Geradores”. .
- [17] Pedro da Costa Jr e Luiz Gonçalves Jr, “Curvas de Capacidade e Dinâmica de Geradores Síncrono”, 2010.
- [18] ONS, “Submódulo 14.1 - Administração dos serviços ancilares: visão geral”. 01-jan-2017.
- [19] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Boletim Mensal de Desvios do Custos de Operação”. out-2018.
- [20] ONS, “Submódulo 14.2 - Arranjos comerciais para os serviços ancilares”. 01-jan-2017.
- [21] ONS, “Submódulo 20.1 - Glossário de termos técnicos”. 01-jan-2017.