

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA

RENATO DELADEA TESTI

**ALGORITMO BASEADO EM ENXAME DE PARTÍCULAS PARA
OTIMIZAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DO MONTANTE DE USO DO SISTEMA
DE TRANSMISSÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE, da Universidade Federal da Paraíba - UFPB, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Yuri Percy Molina Rodriguez

JOÃO PESSOA

2018

RENATO DELADEA TESTI

**ALGORITMO BASEADO EM ENXAME DE PARTÍCULAS PARA
OTIMIZAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DO MONTANTE DE USO DO SISTEMA
DE TRANSMISSÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE, da Universidade Federal da Paraíba - UFPB, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Yuri Percy Molina Rodriguez

JOÃO PESSOA

2018

FICHA CATALOGRÁFICA

T344a Testi, Renato Deladea.

Algoritmo baseado em enxame de partículas para otimização da contratação do montante de uso do sistema de transmissão / Renato Deladea Testi. - João Pessoa, 2018.

78 f.

Dissertação (Mestrado) - UFPB/João Pessoa.

1. MUST. I. Título

UFPB/BC

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA – UFPB
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS – CEAR
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGEE

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação

**ALGORITMO BASEADO EM ENXAME DE PARTÍCULAS PARA
OTIMIZAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DO MONTANTE DE USO DO SISTEMA
DE TRANSMISSÃO**

Elaborado por
Renato Deladea Testi
como requisito parcial para obtenção do grau de

Mestre em Engenharia Elétrica.

COMISSÃO EXAMINADORA

DR. YURI PERCY MOLINA RODRIGUEZ

DR. CLIVALDO SILVA DE ARAÚJO

DR. ROGÉRIO GASPAR DE ALMEIDA

João Pessoa

30 de julho de 2018

Aos meus pais, irmãos, minha esposa, Sancha Maria, meu filho e a toda minha família, que, com muito carinho e apoio, não mediram esforços para que concluísse esta meta em minha vida.

A todos aqueles que estiveram e estão próximos de mim, fazendo esta vida valer cada vez mais a pena.

Dedico

AGRADECIMENTOS

À Energisa Paraíba, que permitiu a compatibilização do meu trabalho com a participação nesse programa de mestrado.

Ao Professor Dr. Yuri Percy Molina Rodriguez, pela dedicação e orientações neste período de aprendizado.

“Inovar não é um ato privado; raramente é produto do brilhantismo intelectual de uma única pessoa. Inovação é o produto das relações entre pessoas e suas ideias.”

Gary Gamel

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 2.1 – Régua de Penalidade do MUST..... | 28 |
| Figura 3.1 – Convenção do sentido de Fluxo de Potência | 32 |
| Figura 4.1 – Fluxograma de otimização | 41 |
| Figura 4.2 – Representação das busca dos pássaros para melhor posição | 43 |
| Figura 4.3 – Representação da comunicação dos pássaros..... | 44 |
| Figura 4.4 – Representação da melhor posição de todos os pássaros..... | 44 |
| Figura 5.1 – Interface do programa para contratação ótima | 51 |
| Figura 5.2 – Fluxo do sistema otimização de MUST | 53 |
| Figura 6.1 – Circuito de contratação de MUST reduzido..... | 59 |
| Figura 6.2 – Saída do sistema no horário de ponta..... | 60 |
| Figura 6.3 – Saída do sistema no horário fora de ponta. | 61 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 2.1 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 69kV até 230kV | 21 |
| Tabela 2.2 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração..... | 22 |
| Tabela 2.3 – Rateio dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão | 26 |
| Tabela 4.1 – Identificação de termos | 39 |
| Tabela 4.2 – Identificação dos termos para o conceito de contratação..... | 42 |
| Tabela 6.1 – Range de demandas por ponto de conexão..... | 56 |
| Tabela 6.2 – Previsão de contratação..... | 57 |
| Tabela 6.3 – Custo por ponto de conexão | 58 |
| Tabela 6.4 – Parâmetros do sistema..... | 59 |
| Tabela 6.5 – Parâmetros de linha | 59 |
| Tabela 6.6 – Resultado da contratação..... | 61 |
| Tabela 6.7 – Valor total do custo de contratação | 61 |
| Tabela 6.8 – Comparação dos métodos de contratação | 62 |

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
MUST – Montante de Uso do Sistema de Transmissão
CUST – Contratos de Uso Sistema de Transmissão
TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
REN – Resolução Normativa
REH – Resolução Homologatória
TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
MME – Ministério de Minas e Energia
ONS – Operador Nacional do Sistema
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
SE – Subestações
AT/MT – Alta Tensão / Média Tensão UNIFEI
PAR – Planejamento de Ampliação e Reforço
NNQ – Núcleo de Normalização e Qualimetria
FP – Fora Ponta
P – Ponta
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
EPB – Energisa Paraíba
SIN – Sistema Interligado Nacional
PSO – Particle Swarm Optimization

RESUMO

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) definiu que as distribuidoras devem contratar, para cada ponto de conexão entre o sistema da distribuidora e a transmissora, a demanda necessária para utilização do seu sistema elétrico. Essa contratação é conhecida como Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). A partir destes montantes, são definidas as tarifas de uso da rede de transmissão, estabelecendo os encargos de transmissão a serem pagos pelas distribuidoras e repassados pela empresa nas contas de energia. Este trabalho propõe um algoritmo baseado em enxame de partículas (PSO) para determinar uma ótima solução para a contratação do montante do sistema de transmissão, com o objetivo de garantir o menor custo para contratação, sem que haja qualquer tipo de perda operacional na empresa, assim como a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia para os consumidores. Comparar-se-á o processo atual realizado pelas distribuidoras e o método proposto, com uma análise de um case de um sistema elétrico de distribuição real, com a apresentação dos resultados tanto do método tradicional, aplicado na concessionária, como do método proposto para realização da contratação.

Palavras-chave: Otimização por enxame de partículas; Montante de Uso do Sistema de Transmissão; Potência contratada; Sistema elétrico de distribuição; Concessionária.

ABSTRACT

The National Agency of Electric Energy (ANEEL) defined that the distributors must contract for each point of connection between the distributor system and the transmitter the necessary demand for the use of its electric system, this contracting is known as the amount of use of the transmission system (MUST). From these amounts, the transmission network usage tariffs are defined, thus establishing the transmission charges to be paid by the distributors and passed on by the company in the energy bills. This work proposes an algorithm based on swarf of particles (PSO) to determine an optimal solution for contracting the amount of the transmission system, with the objective of guaranteeing the lowest cost for contracting, without any type of operational loss in the company, as well as the quality and continuity of energy supply to consumers. We will compare the current process performed by the distributors and the proposed method, with an analysis of a case of an actual distribution system, with the presentation of the results of both the traditional method applied in the concessionaire and the proposed method for realization of hiring.

Key words: Particle Swarm Optimization, Amount of Use of the Transmission System, Contracted Power, electric distribution system, concessionaire.

SUMÁRIO

| | |
|---|-----------|
| 1 INTRODUÇÃO | 14 |
| 1.1 OBJETIVO | 15 |
| 1.1.1 Objetivo Geral | 16 |
| 1.1.2 Objetivo específico..... | 16 |
| 1.2 ORGANIZAÇÃO..... | 16 |
| 2 SETOR ELÉTRICO | 18 |
| 2.1 HISTÓRICO | 18 |
| 2.2 NORMAS | 20 |
| 2.2.1 REN 414/2010 – Condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada..... | 20 |
| 2.2.2 Prodist – Procedimento de Distribuição..... | 21 |
| 2.2.3 Resolução Normativa 666 – Contratação do Sistema de Transmissão | 25 |
| 2.3 CRITÉRIO DE SEGURANÇA | 28 |
| 2.4 CONCLUSÃO | 29 |
| 3 FLUXO DE CARGA..... | 30 |
| 3.1 INTRODUÇÃO | 30 |
| 3.2 MÉTODO DE REALIZAÇÃO DO FLUXO DE CARGA..... | 30 |
| 3.2.1 Newton-Raphson para Solução dos Fluxos de Potência..... | 33 |
| 3.3 CONCLUSÃO | 37 |
| 4 OTIMIZAÇÃO POR ENXAME DE PARTÍCULAS | 39 |
| 4.1 INTRODUÇÃO | 39 |
| 4.2 CONSIDERAÇÕES..... | 39 |
| 4.2.1 Fluxograma | 42 |
| 4.2.2 Otimização por enxame de partículas – analogia com pontos de conexão | 44 |
| 4.3 CONCLUSÃO | 46 |
| 5 MÉTODO PROPOSTO DE CONTRATAÇÃO DO MUST | 47 |
| 5.1 INTRODUÇÃO | 47 |
| 5.2 MÉTODO TRADICIONAL DE CONTRATAÇÃO DO MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO | 47 |

| | | |
|-------|---|----|
| 5.2.1 | Etapas do processo de contratação do método tradicional..... | 47 |
| 5.3 | MÉTODO PROPOSTO DE CONTRATAÇÃO DO MONTANTE DO USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO | 49 |
| 5.3.1 | Algoritmo para otimização de contratação do MUST..... | 53 |
| 5.4 | CONCLUSÃO | 56 |
| 6 | CASE ENERGISA PARAÍBA | 57 |
| 6. 1 | INTRODUÇÃO | 57 |
| 6.2 | ENERGISA PARAÍBA | 57 |
| 6.3 | CONTRATAÇÃO TRADICIONAL – CASE ENERGISA PARAÍBA | 58 |
| 6.4 | CONTRATAÇÃO PROPOSTA – CASE ENERGISA PARAÍBA | 60 |
| 6.5 | COMPARAÇÃO DO RESULTADO ENTRE OS MÉTODOS APRESENTADOS..... | 64 |
| 7 | CONCLUSÃO | 66 |
| | REFERÊNCIAS..... | 67 |
| | ANEXO A – PROGRAMA DO SISTEMA DE CONTRATAÇÃO EM LINGUAGEM C# UTILIZADO..... | 69 |
| | ANEXO B – PONTOS DE CONEXÃO A SEREM CONTRATADOS (ENERGISA PARAÍBA)..... | 78 |

1 INTRODUÇÃO

O período das privatizações foi um marco na história do setor elétrico brasileiro, que teve início com a Escelsa, em 1995, sendo protagonista da melhoria da qualidade, do atendimento e do fornecimento de energia elétrica do país, por se tratar de um dos setores brasileiros que mais soube aproveitar a entrada do capital privado para melhorar suas operações. Até mesmo as empresas que continuaram públicas, aproveitaram a oportunidade para se consolidar no mercado (ABRADEE, 2017).

Um dos pontos positivos dessa alteração de mercado foi a introdução da concorrência na compra de energia, através de leilões. A maior parte da energia contratada, nessa modalidade de leilões, vai para as próprias distribuidoras de energia, que a distribuirão para os consumidores da área geográfica em que atuam. Dessa forma, regulamentou-se um mercado até então inexistente no quesito operacional e também econômico (ABRADEE, 2017).

A contratação, via leilões, tornou-se uma ferramenta fundamental à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), para definição de futuras obras dentro do sistema, já que todos os grandes geradores são conectados aos centros de consumo, através de linhas de transmissão no território nacional, as quais são responsáveis por transportar, diretamente, a energia gerada aos grandes consumidores, ou, indiretamente, aos pequenos consumidores por meio das empresas de distribuição (ABRADEE, 2017).

Em razão dessa configuração complexa do sistema elétrico brasileiro, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece que seja considerado ponto de conexão da Rede Básica as instalações do Sistema Interligado Nacional (SIN) com níveis de tensão igual ou superior a 230 kV.

A Rede Básica de Fronteira está composta pelas unidades transformadoras de potência, e as tensões inferiores a esse valor são de responsabilidade das distribuidoras (SCT, 2015).

Assim, as concessionárias deverão contratar o Montante de Uso do Sistema da Transmissão (MUST), que trata da demanda utilizada na Ponta (P), período definido pela concessionária e composto por 3 (três) horas diárias

consecutivas, à exceção dos sábados e domingos; e na Fora Ponta (FP), que equivale ao intervalo de tempo complementar às três horas consecutivas definidas no horário de ponta.

A contratação do MUST é repassado pela distribuidora para o Operador Nacional do Sistema (ONS), estabelecendo-se, dessa forma, os encargos de transmissão a serem por aquela pagos.

As distribuidoras deverão realizar tais contratações englobando quatro anos, no entanto, são passíveis de alteração anualmente, sendo os valores celebrados através de Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) entre a distribuidora e a ONS.

Os valores medidos no ponto de conexão serão realizados e integralizados a cada 15 minutos. O máximo valor obtido mensalmente é o valor apurado do MUST e comparado com o valor contratado.

Caso o valor medido seja superior ou inferior ao valor contratado, a distribuidora poderá ter que realizar um pagamento, a título de multa, de valor ponderado da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) do ponto de conexão.

Um grande complicador da análise de demanda a ser realizada pela distribuidora é que, a partir do ano de 2009, teve início a primeira forma de geração de energia intermitente (Energia Eólica e Solar), adicionada ao SIN. Em 2011, essa forma de geração já representava cerca de 30% da geração de energia no Brasil (PANAROMA COMERC, 2015).

Devido a esse fato, o nível de complexidade de uma contratação de energia tornou-se excessivo para a distribuidora, podendo causar um grande problema financeiro, pois, no momento de realizar a estimativa de contratação por ponto de conexão com tantas variáveis, correrá risco de sofrer alguma penalidade financeira pelo Regulador.

OBJETIVO

1.1.1 Objetivo Geral

Propor a realização de cálculo de MUST através do algoritmo de exame de partícula para os pontos de conexão de uma distribuidora qualquer, aproveitando as possibilidades que o contrato de uso da rede básica permite, conforme ReH 666/2015, e, considerando as restrições técnicas da rede de transmissão para garantir um menor custo de contratação sem que haja qualquer ineficiência de contratação, sem restrição de carga e com maior agilidade de execução.

1.1.2 Objetivo específico

O trabalho de pesquisa foi desenvolvido utilizando linguagem C#, no ambiente de desenvolvimento integrado Microsoft Visual Studio, enfatizando os seguintes objetivos específicos:

- Implementar um módulo de cálculo de fluxo de potência integrado a Microsoft Visual Studio, utilizando OPENDSS®.
- Implementar um módulo de otimização por exame de partículas integrada a Microsoft Visual Studio.
- Implementar um método proposto na linguagem C#, funcionando o módulo de cálculo de fluxo de potência e otimização por exame de partícula. Tendo como resultado a otimização da contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão, levando em consideração as características da rede da distribuidora, restrições técnicas do sistema e possíveis transferências de carga entre pontos de conexão.

ORGANIZAÇÃO

No Capítulo 2, descreve-se brevemente a história recente do setor elétrico brasileiro, as principais regras pertinentes à regulamentação que envolve a qualidade do serviço e a contratação do MUST.

No Capítulo 3, descreve-se os aspectos técnicos de uma contratação, como limite de capacidade e fluxo de potência, garantindo, dessa forma, a funcionalidade do sistema com a contratação ideal.

No Capítulo 4, apresenta-se a teoria de otimização por enxame de partículas, um conceito para resolver problemas de otimização com equações não lineares, a ser utilizado para determinar o melhor resultado de contratação do MUST.

No Capítulo 5, apresentam-se o método tradicional de contratação de montante de uso da transmissão (realizado pela concessionária), e o método proposto, baseado em enxame de partículas, para determinar a contratação ótima do montante de uso do sistema de transmissão.

No Capítulo 6, analisam-se os resultados da aplicação do método proposto, em comparação com o método tradicional.

No Capítulo 7, têm-se as conclusões finais deste trabalho, visando à aplicação do método proposto.

2 SETOR ELÉTRICO

2.1 HISTÓRICO

Ao final do século XIX, a energia elétrica ainda não apresentava grandes avanços no Brasil, por ter sua economia praticamente agrária. No entanto, no início do século XX, em cidades como Rio de Janeiro e São Paulo, começaram a ocorrer, ainda que de modo tímido, investimentos estrangeiros em companhias de energia elétrica.

No ano de 1920, com início da industrialização brasileira, o número de usinas hidrelétricas começa a crescer, porém, somente em 1934, foi criada a primeira norma autorizando ou cedendo o aproveitamento da água para geração de energia, surgindo, assim, o Código das Águas (VEIGA; FONSECA, 2002).

Após a segunda guerra mundial, a demanda começou a ultrapassar a oferta, culminando no primeiro racionamento de energia do país, o que acarretava uma barreira para o crescimento econômico, deixando clara a necessidade de se realizar novos investimentos nas usinas hidrelétricas (VEIGA; FONSECA, 2002).

Na década de 1950, praticamente todos os estados do país apresentavam empresas estatais responsáveis pela distribuição de energia elétrica.

Nas décadas de 1960 e 70, o setor elétrico se encontrava abandonado, devido ao forte período inflacionário, à falta de estabilidade política e à ausência de investimento público/privado.

Após o Milagre Econômico (1968-1972) e o Segundo Plano de Desenvolvimento – II PND (1974-1979), o setor de geração e transmissão de energia elétrica, em virtude do aumento de consumo na ordem de dez por cento, decidiu realizar a construção das usinas de Tucuruí e Itaipu (VEIGA; FONSECA, 2002).

Com amplo crescimento no consumo de energia elétrica e o atraso no investimento na geração/transmissão de energia elétrica, o governo, em 1985, cria o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), com o intuito de promover a redução de consumo de energia em todas as classes, eliminando o desperdício e possibilitando um adiamento dos investimentos setoriais.

Em 1988, a situação elétrica no país estava delicada, necessitando de mudanças qualitativas no setor. Então, em 1992, nasce o Plano Nacional de Desestatização (PND), que tinha como objetivo final a privatização do setor, com a venda das concessionárias federais.

A privatização do setor elétrico ocorreu através da Lei n.º 8361/93, que criou o regime tarifário entre distribuidoras, e do Decreto n.º 1024/94, que deu poderes ao Congresso para concluir as privatizações. Tendo sido criada, em paralelo, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 1995, com objetivo de controlar e regular as novas empresas privatizadas.

Visando organizar o mercado de energia, foi criado o Operador Nacional do Sistema (ONS), em 1998, sendo responsável por centralizar a operação do sistema elétrico, tornando-se um elo entre o governo/ANEEL e as distribuidoras.

Em 2001, acontece um racionamento de energia elétrica, para evitar um colapso dentro do SIN, gerando dúvidas quanto ao modelo de centralização de ações com a ONS, modelo em vigor.

Desta feita, em 2003, com o objetivo de diminuir o risco de racionamento de energia e centralizar o planejamento do sistema, foi criada a EPE (Empresa de Pesquisa Energética), com atribuição de planejar os investimentos no setor elétrico; e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável por organizar as atividades de comercialização da energia elétrica, respectivamente, pelas Leis nºs. 10.847 e 10.848, de 2004.

2.2 NORMAS

Com a privatização, as distribuidoras de energia elétrica começaram a seguir algumas regulamentações determinadas pela ANEEL, ONS e EPE. A seguir serão enfatizados os principais instrumentos normativos envolvendo a qualidade do atendimento.

2.2.1 REN 414/2010 – Condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada

As Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, com redação dada pela Resolução Normativa (REN) n.º 414, de 9 de setembro de 2010, foram o resultado da evolução regulatória de uma série de atos, desde 1957, com o objetivo de disciplinar os direitos e deveres dos consumidores e das empresas responsáveis pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica (SRD, 2017).

Essa resolução já sofreu diversas alterações, possuindo, atualmente, 27 (vinte e sete) capítulos.

Saliente-se a importância do Capítulo XII, da referida norma, que garante o direito do consumidor à qualidade do fornecimento de energia elétrica, estabelecendo responsabilidades da Distribuidora, como se observa:

Art. 138. A distribuidora é obrigada a fornecer energia elétrica aos interessados cujas unidades consumidoras, localizados na área concedida ou permitida, sejam de caráter permanente e desde que suas instalações elétricas satisfaçam às condições técnicas de segurança, proteção e operação adequadas, ressalvadas as exceções previstas na legislação aplicável.

Art. 139. A distribuidora deve observar o princípio da isonomia nas relações com os consumidores.

Art. 140. A distribuidora é responsável, além das obrigações que precedem o início do fornecimento, pela prestação de serviço adequado a todos os seus consumidores, assim como pelas informações necessárias à defesa de interesses individuais, coletivos ou difusos.

§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

§ 2º A atualidade compreende a modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações e a sua conservação, assim como a melhoria e expansão do serviço.

§ 3º Não se caracteriza como descontinuidade do serviço, observado o disposto no Capítulo XIV, a sua interrupção:

- I - em situação emergencial, assim caracterizada a deficiência técnica ou de segurança em instalações de unidade consumidora que ofereçam risco iminente de danos a pessoas, bens ou ao funcionamento do sistema elétrico ou, ainda, o caso fortuito ou de força maior; ou
- II - após prévia notificação, por razões de ordem técnica ou de segurança em instalações de unidade consumidora, ou pelo inadimplemento do consumidor, considerado o interesse da coletividade.

Veja-se que a Resolução traz obrigações referentes à qualidade de energia aceitável sob a ótica do consumidor, como os seus requisitos mínimos, mas é deficiente na quantificação do que é aceitável na entrega pela distribuidora de energia. Razão pela qual, a ANEEL divulga os procedimentos operacionais da distribuição que abordam responsabilidades técnicas.

2.2.2 Prodist – Procedimento de Distribuição

A ANEEL normatiza e padroniza as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, estabelecendo procedimentos a serem cumpridos.

Têm-se, atualmente, onze procedimentos sobre as regras da distribuição de energia elétrica, separadas da seguinte forma:

- Módulo I - Introdução
- Módulo II - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição
- Módulo III - Acesso ao sistema de Distribuição
- Módulo IV - Procedimento Operativo do sistema de Distribuição
- Módulo V - Sistema de Medição
- Módulo VI - Informações requeridas e obrigações
- Módulo VII - Cálculo de perdas na distribuição
- Módulo VIII - Qualidade de Energia Elétrica
- Módulo IX - Ressarcimento de danos elétricos
- Módulo X - Sistema de informação Geográfica Regulatório

- Módulo XI - Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares

O Módulo VIII tem maior relevância para o presente estudo, pois define características de qualidade a serem garantidas ao cliente, como, por exemplo, as relativas à qualidade do produto em relação à tensão em regime permanente, fator de potência e à variação de tensão.

2.2.2.1 Tensão em regime permanente

No caso da tensão em regime permanente são estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para: os níveis de tensão, os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica, os critérios de medição e de registro e os prazos para compensação ao consumidor, caso as medições de tensão excedam os limites dos indicadores (ANEEL, 2016).

Observe-se que, para uma tensão igual a 69kV até 230kV, tensões usuais no sistema de distribuição de alta tensão, a resolução coloca parâmetros apresentados na Tabela 2.1:

Tabela 2.1 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 69kV até 230kV

| Tensão de atendimento (TA) | Faixa de variação de tensão de leitura (TL) em relação à tensão de referência (TR) |
|----------------------------|--|
| Adequada | $0,95 TR \leq TL \leq 1,05 TR$ |
| Precária | $0,90 TR \leq TL \leq 0,95 TR$ ou $1,05 TR \leq TL \leq 1,07 TR$ |
| Crítica | $TL < 0,9 TR$ ou $TL > 1,07TR$ |

Fonte: Prodist Módulo 8.

Nos termos dessa referida Tabela, uma tensão é adequada quando a tensão contratada varia entre 0,95% a 1,05%. Portanto, uma empresa deverá sempre buscar atingir essa faixa de tensão, não ultrapassando o limite máximo estabelecido.

2.2.2.2 Fator de potência

O valor do fator de potência deve ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa (P, Q), ou das respectivas energias (EA, ER), apresentado na equação (2.1) (ANEEL, 2016).

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \text{ ou } \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (2.1)$$

O controle do fator de potência deve ser efetuado por medição permanente em cada barramento a ser analisado.

Para tensões inferiores a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) indutivo, ou 1,00 (um) e 0,92 (noventa e dois centésimos) capacitivo.

2.2.2.3 Variação de tensão

Variações de tensão de curta duração (VTCD) são desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a três minutos, nos termos da divisão apresentada na Tabela 2.2 (SCT, 2015):

Tabela 2.2 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração

| Classificação | Denominação | Duração da Variação | Amplitude de tensão (Valor Eficaz) em relação à tensão de referência |
|-------------------------------|----------------------------------|--|---|
| Variação momentânea de tensão | Interrupção momentânea de tensão | Inferior ou igual a três segundos | Inferior a 0,1 p.u. |
| | Afundamento momentâneo de tensão | Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos | Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u. |
| | Elevação momentânea de tensão | Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos | Superior a 1,1 p.u. |
| Variação temporária de tensão | Interrupção temporária de tensão | Superior a três segundos e inferior a três minutos | Inferior a 0,1 p.u. |
| | Afundamento temporário de tensão | Superior a três segundos e inferior a três minutos | Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u. |
| | Elevação temporária de tensão | Superior a três segundos e inferior a três minutos | Superior a 1,1 p.u. |

Fonte: Prodist Módulo 8

Se porventura ocorrer qualquer tipo de alteração e deslocamento de carga, como perda de alguma linha de transmissão, deve-se garantir o menor impacto do VTCD.

2.2.2.4 Aspectos de Qualidade do produto:

Como verificado nas normas do PRODIST Módulo 8, para a definição de contratação de energia, devem ser considerados todos os aspectos de qualidade do produto, tais como:

- Fator de Potência;
- VTCD;
- Nível de tensão em regime permante;

Ressalte-se que o Prodist explicita quais são as características técnicas sobre qualidade do produto necessárias para definir uma contratação do MUST, no entanto, não indica prazos e penalidades para soluções de problemas. Por isso, a ANEEL estabelece regras a serem seguidas para contratação de demanda, por meio da resolução normativa nº 666/2014.

2.2.3 Resolução Normativa 666 – Contratação do Sistema de Transmissão

A ANEEL estabeleceu que, para cada ponto de conexão com a rede de transmissão denominada de Rede Básica, as distribuidoras tem que informar o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). A partir dessa informação são definidas as tarifas de uso da rede de transmissão, denominadas de tarifas nodais, estabelecendo os encargos de transmissão a serem pagos pelas distribuidoras (RUFINO, 2015).

O valor de contratação do MUST corresponde ao máximo valor de potência que um ponto de conexão irá demandar da Rede Básica.

As distribuidoras devem definir o MUST (Ponta e Fora de Ponta para cada ponto de conexão) para o ano seguinte, e para os três anos subsequentes, sendo estes passíveis de alteração.

A contratação do MUST é celebrada através dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e os valores são fixos durante o ciclo de um ano. Esses valores correspondem aos custos de transmissão dos serviços prestados por cada ponto de conexão a ser contratado, o que é feito através de uma parcela específica das tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST). Todo esse processo deverá ser encerrado anualmente até o dia 31 de outubro (RUFINO, 2015).

Os custos de contrato do MUST de todo o Brasil, realizados no ano de 2016, conforme se verifica na Tabela 2.3, do Rateio dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão, presente na Nota Técnica nº 336/2016-SGT/ANEEL, atingem o montante de R\$ 365.008.616,00 (NT 336/2016).

Tabela 2.3 – Rateio dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão

| PARÂMETROS | Ciclo 2016-2017**(R\$) | Compo- sição % |
|--|--------------------------|-------------------|
| V - Diferença das Tarifas estabilizadas pelo art. 4º da REN 559/2013 | -62.570.053,00 | -0,31% |
| VI - Diferença das Tarifas estabilizadas pelo art. 5º da REN 559/2013 | -911.894.690,00 | -4,55% |
| VII - TUST Parcial - Parcela referente ao desconto estabelecido no art. 26 § 1º da Lei nº 9.427 | -325.980.181,00 | -1,63% |
| VIII - MUST Parcial - Parcela referente a diferença entre o MUST contratado e o MUST equivalente utilizado para fins de arrecadação | -365.008.616,00 | -1,82% |
| IX - EUST Parcial - Parcela referente à arrecadação de centrais de geração com entrada em operação ao longo do ciclo | -9.983.947,00 | -0,05% |
| X- TOTAL Segmento Geração RB: | 8.844.784.305,04 | 44,11% |
| XI - Receita inicial Segmento Consumo (50%) | 10.026.236.313,04 | 50,00% |
| XII - Diferença das Tarifas estabilizadas pela REN 267/2007 | -592.271.971,00 | -2,95% |
| XIII - Diferença das Tarifas estabilizadas pelo art. 4º da REN 559/2013 | 62.570.053,00 | 0,31% |
| XIV - Diferença das Tarifas estabilizadas pelo art. 5º da REN 559/2013 | 911.894.690,00 | 4,55% |
| XV - TUST Parcial - Parcela referente ao desconto estabelecido no art. 26 § 1º da Lei nº 9.427 | 325.980.181,00 | 1,63% |
| XVI - MUST Parcial - Parcela referente a diferença entre o MUST máximo contratado para o ciclo tarifário e o MUST equivalente utilizado para fins de arrecadação | 365.008.616,00 | 1,82% |
| XVII - EUST Parcial- Parcela referente a arrecadação de centrais de geração com entrada em operação ao longo do ciclo | 9.983.947,00 | 0,05% |
| XVIII - TOTAL Segmento Consumo RB: | 11.109.401.829,04 | 55,40% |
| XIX - Previsão de Encargos Geração e Consumo TUST-RB: (X + XVIII) | 19.954.186.134,08 | 99,51% |
| XX - Encargo arrecadado pelas distribuidoras associado a componente tarifária TUSDg ONS | 56.082.941,00 | 0,28% |
| XXI - Encargo arrecadado pelas distribuidoras associado a componente tarifária TUSDg T | 42.203.551,00 | 0,21% |
| XXII - Previsão Total de Receitas : [XIX + XX+XXI] | 20.052.472.626,08 | 100% |

Fonte: (NT 336/2016)

Com o contrato firmado e as despesas já comprometidas para o ano seguinte, a demanda de cada ponto de conexão é medida num período de 15 minutos e integralizada em uma hora. O máximo valor medido é comparado mensalmente com o MUST contratado e, se aquele ficar abaixo desse, mas fora da faixa de ineficiência, que será apresentado ainda nesse capítulo, o montante a ser pago para a transmissora corresponderá à multiplicação do MUST contratado com a tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) do ponto de conexão (RUFINO, 2015).

Quando há ineficiência da contratação do uso do sistema de transmissão, as distribuidoras sofrem penalidade aplicada pela ONS, o que

pode ocorrer em duas situações: mensalmente, quando houver ultrapassagem de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima superior a 110% do valor contratado; ou, anualmente, quando a demanda medida não atinge em nenhum mês do ano o valor de 90% do contratado.

A penalidade por ineficiência de contratação no caso de ultrapassagem de 110% do valor contratado na apuração do MUST, será aplicada por ponto de conexão, considerando o valor ultrapassado de acordo com a equação (2.2):

$$PI_{U-D} = 3x \sum [D_{m\acute{a}x}^t - (1,1xMUST_{fp}xTUST_{fp})] + \sum [D_{m\acute{a}x}^t - (1,1xMUST_p xTUST_p)] \quad (2.2)$$

Onde:

- PI_{U-D} : Encargo pelo uso do sistema de transmissão no ponto de conexão u;
- $D_{m\acute{a}x}$: Demanda máxima medida no mês de apuração;
- TUST: Tarifa de uso do sistema de transmissão do ponto de conexão;
- MUST: Demanda contratada no uso da transmissão;
- t: Período atual da demanda contratada;
- D: Distribuidora.

Após o encerramento do ano civil, quando caracterizada a demanda anual inferior a 90% da demanda contratada, será aplicada penalidade por ineficiência sobre contratação, por ponto de conexão, considerando o valor do MUST, conforme a equação (2.3):

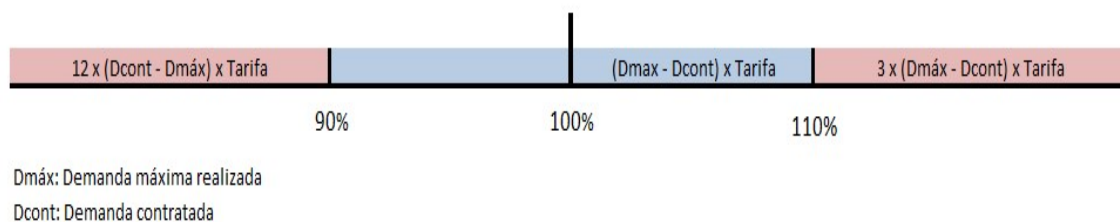
$$PI_{U-D} = 12x \sum [(0,9xMUST_{fp} - D_{m\acute{a}x}^{t-1})xTUST_{fp}] + 12x \sum [(0,9xMUST_p - D_{m\acute{a}x}^{t-1})TUST_p] \quad (2.3)$$

Um dos pontos de atenção para realização de contratação do MUST é o caso da medição de demanda máxima superior a 100% e inferior a 110% da demanda contratada, pois não é considerada pela REN 666 como ineficiência de contratação, no entanto, os custos realizados pela distribuidora, conforme apresentado na equação (2.4), não poderão ser repassados para o consumidor, ou seja, pode ser considerada como uma penalidade de menor impacto para a distribuidora.

$$PI_{U-D} = \sum [D_{m\acute{a}x}^t - (1,1xMUST_{fp}xTUST_{fp})] + \sum [D_{m\acute{a}x}^t - (1,1xMUST_p xTUST_p)] \quad (2.4)$$

Nos termos da REN 666, tem-se a seguinte análise de contratação e o impacto de suas penalidades, conforme apresentado na Figura 2.1:

Figura 2.1 – Régua de Penalidade do MUST



- Dmáx: Demanda Máxima realizada;
- Dcont: Demanda contratada.

2.3 CRITÉRIO DE SEGURANÇA

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é dimensionado segundo o critério de segurança N-1, ou seja, quando o sistema é capaz de permanecer operando sem interrupção do fornecimento de energia, perda da estabilidade do sistema, violação de padrões de grandezas elétricas (frequência, tensão,

harmônicos etc.) e sem atingir limites de sobrecarga de equipamentos com a perda de qualquer elemento do sistema ou instalações.

Toda transferência de carga realizada entre pontos de conexões, que impactará o critério de segurança, deverá ser previamente aprovada pela ONS antes de ser realizada pela distribuidora.

Dessa forma, este critério também deverá ser adotado para contratação de uso da transmissão.

2.4 CONCLUSÃO

Como foi verificado, o setor elétrico ainda se encontra em amplo avanço, passando por alterações constantes em suas normatizações, em busca de um equilíbrio no sistema.

É exigido à distribuidora de energia elétrica que preste um serviço de excelência, sem margem para investimentos desnecessários, que tragam prejuízos operacionais, vindo a impactar economicamente o cliente, pautando suas atividades no cumprimento das rígidas normas regulatórias.

Logo, é nítida a importância da contratação do MUST, sendo esta etapa de grande complexidade, por impactar diretamente os custos, que acabarão sendo repassados ao cliente, e a operação do sistema elétrico.

3 FLUXO DE CARGA

3.1 INTRODUÇÃO

Atualmente, as empresas de distribuição utilizam o programa ANAREDE® para realizar os estudos de fluxo de carga no sistema da distribuição, devido a uma obrigatoriedade dos estudos pelas entidades setoriais, como Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Ministério de Minas e Energia (MME).

Mas, quando se trata do MUST, as sucessivas mudanças no mercado de distribuição, e a necessidade de um conhecimento específico da ferramenta ANAREDE®, fazem com que as empresas busquem proposição de novas metodologias capazes de auxiliar a operação do sistema elétrico, incluindo as previsões da geração, transmissão e distribuição.

Neste contexto, ganha relevância o estudo de metodologias para o cálculo do fluxo de potência, que, em linhas gerais, consiste no cálculo das potências nas barras e nos fluxos de carga nas linhas de um sistema elétrico, de uma forma mais simplificada e rápida (PEREIRA, 2006).

A ideia deste Capítulo é mostrar os conceitos de fluxo de carga que serão empregados na otimização do sistema de contratação do MUST, garantindo assim qualidade e continuidade no fornecimento, conforme obrigação estabelecida pelo PRODIST módulo VIII.

3.2 MÉTODO DE REALIZAÇÃO DO FLUXO DE CARGA

A análise do fluxo de potência, ou fluxo de carga é, em geral, realizada utilizando-se métodos desenvolvidos especificamente para a resolução do sistema de equações algébricas, que constituem o modelo atual da rede de distribuição de alta tensão (MONTICELLI; GARCIA, 2003).

Para esta análise, utilizam-se os principais componentes que formam uma rede de transmissão de energia elétrica, que são modelados por equações

equivalentes do sistema. Dessa forma, toda a rede é representada pelo conjunto de modelos interligados, podendo ser classificados em dois grupos:

- os que estão ligados entre um nó qualquer, por exemplo, linhas de transmissão, transformadores e defasadores;
- e o nó terra, como é o caso de geradores, cargas, reatores e capacitores do sistema de transmissão.

Os geradores e cargas são considerados como a parte externa do sistema, sendo modelados através de injeções de potência nos nós da rede. Já a parte interna é constituída pelos demais componentes (linhas de transmissão, transformadores, reatores etc.).

As fórmulas de equações de fluxo de carga são obtidas através da verificação das potências ativa e reativa em cada nó da rede que fluem pelos componentes internos, que têm este nó como um de seus terminais. Isso nada mais do que a primeira lei de Kirchhoff (MONTICELLI, 1983).

O fluxo de carga é essencial para verificar o comportamento do sistema elétrico, referente à transferência de carga, situação de contingência e situação normal de carga.

Cite-se um caso de necessidade de transferência de carga de um ponto de conexão para outro, por desligamento não programado de uma linha de transmissão, o que pode ocorrer de forma esporádica e excepcional.

A segunda lei de Kirchhoff é utilizada para expressar os fluxos de potência nos ramos, como função das suas tensões terminais.

Quatro grandezas estão associadas a cada barra para cálculo de fluxo de carga da rede, são elas (MONTICELLI, 1983):

- V_{k-m} : Módulo da tensão na barra k ou m (V);
- θ_{k-m} : Ângulo da tensão na barra k ou m (rad);
- P_{k-m} : Potência ativa líquida injetada na barra k ou m (MW);
- Q_{k-m} : Potência reativa líquida injetada na barra k ou m (MVar).

Para o cálculo do fluxo é necessário somente duas equações por ponto de conexão (Barra), uma para potência ativa e outra para reativa, conforme as equações (3.1) e (3.2), sendo que a soma do fluxo de entrada das barras deve ser de igual valor à soma dos fluxos de saída através das barras, pelas linhas de transmissão e transformadores.

$$P_k = \sum_{m \in \Omega} P_{km} (V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (3.1)$$

$$Q_k + Q_k^{sh} = \sum_{m \in \Omega} Q_{km} (V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (3.2)$$

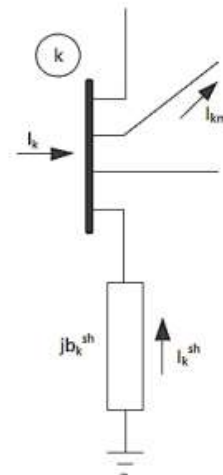
Onde:

- P_{km} : Fluxo de potência ativa no ramo k-m;
- Q_{km} : Fluxo de potência reativa no ramo k-m;
- Q_k^{sh} : Injeção de potência reativa devido ao elemento *shunt* conectado na barra k.

As equações (3.1) e (3.2), por convenção, consideram as injeções líquidas de potência positivas quando entram na barra (geração), e negativas quando saem da barra (carga). Dessa forma, o fluxo de potência é positivo quando sai e negativo quando entra na barra, conforme apresentado na figura 3.1

Adota-se a mesma convenção dos elementos com *shunt* das barras, para as injeções. Estas convenções para análise do fluxo de potência, quanto ao sentido para potências ativas e reativas, são as mesmas utilizadas para as correntes, sendo indicadas na Figura 3.1.

Figura 3.1 – Convenção do sentido de Fluxo de Potência



Fonte: (Cid, 2013)

Os fluxos de potência ativa e reativa em linhas de transmissão, transformadores em fase e defasadores obedecem às seguintes expressões:

$$P_{km} = (a_{km}V_k)^2 - a_{km}V_kV_mg_{km} \cos(\theta_{km} - \varphi_{km}) - a_{km}V_kV_mb_{km}\text{sen}(\theta_{km} - \varphi_{km}) \quad (3.3)$$

[MW]

$$Q_{km} = -(a_{km}V_k)^2(b_{km} + b_{km}^{sh}) + a_{km}V_kV_mg_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - a_{km}V_kV_mb_{km}\text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (3.4)$$

[Mvar]

Para facilitar o entendimento, no caso de linhas de transmissão, $a_{km} = 1$ e $\varphi_{km} = 0$; nos transformadores em fase, $b_{km}^{sh} = 0$ e $\varphi_{km} = 0$; nos defasadores puros, $b_{km}^{sh} = 0$ e $a_{km} = 1$; finalmente, nos defasadores, $b_{km}^{sh} = 0$.

Para análise do fluxo de potência existem alguns métodos de cálculo, mas para este trabalho abordar-se-á o conceito do método de Newton-Raphson, que será utilizado na programação para Solução dos Fluxos de Potência.

3.2.1 Newton-Raphson para Solução dos Fluxos de Potência

O método de Newton (ou Método de Newton-Raphson), desenvolvido por Isaac Newton e aperfeiçoada pelo Joseph Raphson, tem o objetivo de estimar os resultados de uma função. Para isso, escolhe-se um parâmetro inicial para função, e, logo em seguida, calcula-se a equação da reta tangente

(derivada) da função, no seu ponto de interseção com o eixo das abscissas, a fim de encontrar uma melhor aproximação. Repetindo-se o processo, cria-se um método iterativo para encontrar o resultado aproximado, minimizando o erro do resultado final.

Considerando um problema, no qual são dados P_k e Q_k para as barras PQ (Valores iniciais de potência ativa e potência reativa), P_k e V_k para as barras PV (Valores iniciais de potência ativa e tensão na barra), e V_k e θ_k às barras de referencia (Valores iniciais de tensão e defasagem na barra), poder-se-á verificar o resultado por barra dos valores não apresentados inicialmente. Por exemplo, na barra PQ, com o método de Newton deve-se calcular V_k e θ_k . Para as barras PV, os valores a serem encontrados são θ_k e Q_k , sendo considerado a barra de referência com valores de comparação as demais barras.

O sistema de equações a ser resolvido é composto por duas equações e duas incógnitas para cada barra PQ, e uma equação e uma incógnita para cada barra PV, ou seja, se N_{PQ} e N_{PV} representam as quantidades de barras PQ e PV, respectivamente, trata-se de um sistema de $2N_{PQ} + N_{PV}$, equações algébricas não lineares com o mesmo número de incógnitas. As equações que compõem este sistema podem ser escritas do seguinte modo para as barras PQ e PV (MONTICELLI, 1983):

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k \quad (3.5)$$

Sendo para as barras PV deve-se realizar mais a equação abaixo:

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k \quad (3.6)$$

As injeções de potência ativa e reativa, considerando o sentido apresentado na figura 3.1, podem ser obtidas da seguinte forma:

$$P_k = V_k \sum_{m \in \phi_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.7)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in \Phi_k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.8)$$

P_k^{esp} e Q_k^{esp} são as injeções de potência ativa e reativa especificadas na barra k , e P_k e Q_k são as injeções de potência ativa e reativa calculadas para a barra k , dadas por (3.7) e (3.8), respectivamente. As funções ΔP_k e ΔQ_k podem ser colocadas na forma vetorial:

$$\Delta P = P^{esp} - P(V, \theta) \quad (3.9)$$

$$\Delta Q = Q^{esp} - Q(V, \theta) \quad (3.10)$$

Seja $g(x)$ a função vetorial:

$$g(x) = \begin{bmatrix} \Delta \bar{P} \\ \Delta \bar{Q} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

As incógnitas podem ser agrupadas no vetor \bar{x} dado a seguir:

$$\bar{x} = \begin{bmatrix} \bar{\theta} \\ \bar{V} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

em que $(\bar{\theta})$ é o vetor dos ângulos das tensões das barras PQ e PV, e \bar{V} é o vetor dos módulos das tensões das barras PQ.

Considerando o sistema:

$$g(\bar{x}) = 0 \quad (3.13)$$

Pretende-se calcular o valor de \bar{x} para o qual a função $g(\bar{x})$ se anula, ou seja, determinar os valores de θ_k e V_k para os quais as potências ativa e reativa calculadas, P_k e Q_k , sejam iguais às potências ativa e reativa especificadas P_k^{esp} e Q_k^{esp} .

Após redesenhado este sistema, a solução de Newton-Raphson será resolvida em sete passos, conforme mencionado abaixo (Gómez, 2015):

:

1. Faz-se o contador de iterações $h = 0$ e escolhem-se os valores iniciais de $\bar{x} = \bar{x}(h) = \bar{x}(0)$, ou seja, $\theta_k = \theta_k(0)$ para as barras PQ e PV, e de $V_k = V_k(0)$ para as barras PV.
2. Calcula-se o valor da função $g(\bar{x})$ no ponto $\bar{x} = \bar{x}(h)$, ou seja, $P_k(V(h), \theta(h))$ para as barras PQ, e $Q_k(V(h), \theta(h))$ para as barras PV. Posteriormente, determinam-se os valores $\Delta P_k(h)$ e $\Delta Q_k(h)$.
3. Compara-se o valor calculado $g(\bar{x}(h))$ com a tolerância especificada ε (Erro a ser considerado conforme necessidade). Caso $\max|\Delta P_k(h)| \leq \varepsilon$ e $\max|\Delta Q_k(h)| \leq \varepsilon$, o processo iterativo convergiu para a solução $(V(h), \Theta(h))$. Caso contrário, passa-se ao próximo passo.
4. Lineariza-se a função $g(\bar{x})$ em torno do ponto $(x(h); g(x(h)))$, por intermédio da série de Taylor, desprezando-se os termos de ordem superior a 1:

$$g(\bar{x}(h) + \Delta\bar{x}(h)) \cong \bar{g}(\bar{x}(h)) + \bar{g}'(\bar{x}(h))\Delta\bar{x} \quad (3.15)$$

Sendo $g'(x) = dg/dx$. Este passo se resume ao cálculo de derivada $g'(x(h))$. Para a solução de fluxo de carga pelo método de Newton-Raphson, é definida a matriz Jacobiana como:

$$J(h) = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} H & N \\ M & L \end{pmatrix} \quad (3.16)$$

Os elementos das submatrizes H, N, M e L são dados por:

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = V_k V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \quad (3.17)$$

$$N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (3.18)$$

$$M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (3.19)$$

$$L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = -V_k (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \quad (3.20)$$

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -B_{kk} V_k^2 - Q_k \quad (3.21)$$

$$N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k^{-1}(P_k + G_{kk}V_k^2) \quad (3.22)$$

$$M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -G_k V_k + P_k \quad (3.23)$$

$$L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = -V_k^{-1}(Q_k - B_{kk}V_k^2) \quad (3.24)$$

5. Resolve-se o problema linearizado:

$$\bar{g}(\bar{x}(h)) = -g'(\bar{x}(h))\Delta\bar{x} \quad (3.25)$$

Ou seja, resolve-se o problema linearizado:

$$\begin{pmatrix} \Delta\bar{P} \\ \Delta\bar{Q} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} H & N \\ M & L \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta\bar{\theta} \\ \Delta\bar{V} \end{pmatrix} \quad (3.26)$$

6. Determinam-se, então, a nova.

$$\bar{\theta}(h+1) = \bar{\theta}(h) + \Delta\bar{\theta}(h) \quad (3.27)$$

$$\bar{V}(h+1) = \bar{V}(h) + \Delta\bar{V}(h) \quad (3.28)$$

7. Faz-se $h = h+1$ e volta-se ao passo 2.

3.3 CONCLUSÃO

O cálculo de fluxo de carga é primordial para realização da contratação otimizada, pois, a partir da análise da demanda e do conhecimento dos impactos técnicos nas conexões da rede básica (Barras), é possível determinar e encontrar a contratação ideal para o cenário da distribuidora, independentemente do quantitativo de pontos de conexão.

Neste capítulo foi verificado o conceito de fluxo de carga que será utilizado no sistema a ser implementado para contratação, o qual irá garantir o resultado de qualidade do produto e continuidade do serviço, realizando cálculo

com conceito de transferência de carga entre barramentos para o sistema elétrico, associando as barras de carga independentemente do perfil da barra.

Além do cálculo do fluxo, outra teoria importante para elaboração do sistema é a técnica de enxame de partículas, que será apresentada no próximo Capítulo.

4 OTIMIZAÇÃO POR ENXAME DE PARTÍCULAS

4.1 INTRODUÇÃO

Enxame de partículas é uma técnica para otimização de problemas de difícil solução com técnicas tradicionais, e com restrições de equações não lineares. É uma técnica inspirada na natureza, sendo considerada por alguns autores como uma técnica de computação evolutiva.

O sistema de enxame de partículas tem início com soluções aleatórias e procura por uma otimização de resultado, sendo aprimorado a cada geração. As técnicas de computação evolutiva são baseadas em mecanismos biológicos, que visam solucionar problemas de otimização combinatória implementados em computador (CARACIOLO, 2008). Esse capítulo visa explicar os conceitos básicos, detalhando os componentes principais e o comportamento do algoritmo.

4.2 CONSIDERAÇÕES

O trabalho de otimização de enxame de partículas é uma técnica que procura soluções iterativas de resultados em que partículas se movem em grandes áreas do espaço de acordo com uma função (SOUZA, 2016).

Há alguns anos vem sendo estudado o comportamento social de alguns grupos de animais, como enxame de abelhas, formigas e pássaros, na busca de alimentos ou novos locais para estabelecer sua nova moradia. Esse último grupo (pássaros), em especial, despertou um grande interesse de pesquisadores que, após diversas observações sobre o comportamento de bando de pássaros em revoada, decidiu modelar aquela inteligência coletiva para usá-la em método de busca para solução de problemas. Entre esses pesquisadores, destaca-se o biólogo Frank Heppner, que considerava que o comportamento de várias espécies de pássaros, em bando ao longo do voo, fazia o uso de algumas lógicas e de algumas formas de comunicação. (SOUZA, 2016)

Após vários estudos e observações, Heppner descreveu o raciocínio por trás daquele comportamento, qualificando-o como comportamento social (SOUZA, 2016).

O trabalho inspira-se no comportamento social dos pássaros estudados por Heppner, que desenvolveram uma técnica de otimização que veio a ser conhecida como enxame de partículas.

Essa denominação se deu ao se notar que o modelo escrito por Heppner demonstrava característica de um enxame inteligente, cujos membros que apresentavam tal comportamento foram generalizados para o termo partículas (SOUZA, 2016).

O otimizador dessa forma é inicializado com um grupo de partículas aleatórias, a ser definido, procurando melhorar suas gerações com uma otimização de solução.

O conjunto de todas as partículas é chamado população inicial ou enxame inicial. Depois de geradas as informações aleatórias para cada partícula de acordo com a função objetivo, o resultado é avaliado. Em cada iteração, cada partícula é melhorada seguindo dois “melhores” valores, o primeiro é o melhor resultado que esta partícula encontrou anteriormente, chamado de Pbest, o outro valor seguido pela partícula é o melhor valor obtido por qualquer outra partícula da população, chamado Gbest (CARACIOLO, 2008).

Não só o nome do algoritmo, como os demais aspectos do modelo estudado por Heppner ganharam uma nova conotação. A Tabela 4.1 apresenta de forma resumida as nomenclaturas descritas.

Tabela 4.1 – Identificação de termos

| Termo | Significado |
|-----------------|---|
| Partículas | Pássaro |
| Enxame | Bando de pássaros |
| Espaço de busca | Área sobrevoada pelos pássaros |
| Posição | Localização de cada pássaro durante o voo |
| Solução ótima | Localização do pássaro onde ele encontrou o alimento ou ninho |
| <i>Fitness</i> | Função objetivo |
| <i>Pbest</i> | Melhor posição conhecida pelo pássaro (experiência) |
| <i>Gbest</i> | Melhor posição conhecida pelo bando (experiência coletiva) |

Fonte: (Souza J. S.)

Logo, a evolução do algoritmo está associada à trajetória percorrida pelo enxame e ao tempo gasto para encontrar a melhor solução do problema. Pode-se quantificar a otimização através do vetor velocidade, representado pela equação matemática 4.1. Após a utilização da velocidade da partícula, sua posição atual é atualizada conforme sua posição, como verificado na equação 4.2:

$$\begin{aligned}
 V_i^{(t+1)} = & \underbrace{V_i^{(t)}}_{\text{Velocidade}} + \underbrace{\Phi_1 \times \text{rand}() \times (Pbest_i^{(t)} - X_i^{(t)})}_{\text{Componente Cognitivo}} \\
 & + \underbrace{\Phi_2 \times \text{rand}() \times (Gbest_i^{(t)} - X_i^{(t)})}_{\text{Componente Social}}
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

$$X_i^{(t+1)} = X_i^{(t)} + V_i^{(t+1)}
 \tag{4.2}$$

Em que:

- i : Índice de partícula;
- t : Índice de tempo discreto;
- $V_i^{(t)}$: Velocidade da partícula no período t ;
- $X_i^{(t)}$: Posição da partícula no período t ;
- Φ_1 : Parâmetro cognitivo;
- Φ_2 : Parâmetro social;

- `rand()`: Número aleatório no intervalo de (0,1) aplicado à i -ésima partícula;
- `Pbest`: Melhor posição da partícula até o momento;
- `Gbest`: Melhor posição da população até o momento.

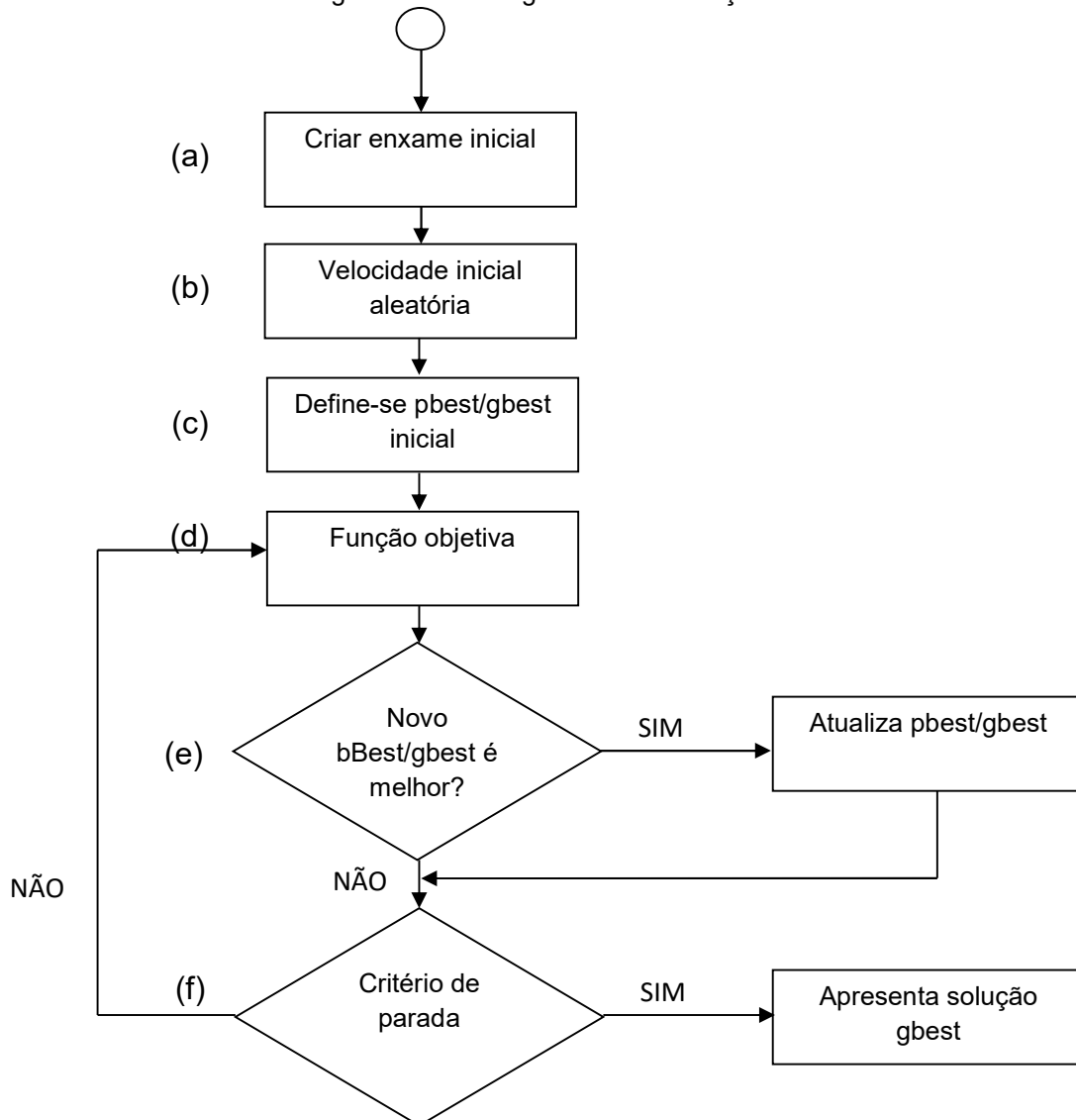
O vetor velocidade é um dos itens mais importantes no algoritmo PSO, pois as mudanças da posição das partículas durante a execução do processo são guiadas pela atualização da velocidade. As partículas se locomovem espaço de busca, tendo suas velocidades atualizadas dinamicamente, de acordo com o histórico das experiências individuais e coletivas de todo o enxame (SHI, 2004).

Os parâmetros cognitivo (Φ_1) e social (Φ_2) são configurados conforme *expertise* do processo.

4.2.1 Fluxograma

No fluxograma abaixo, apresenta-se melhor a teoria do PSO, conforme Figura 4.1.

Figura 4.1 – Fluxograma de otimização



Fonte: (Souza J. S.)

Inicialmente, cria-se o número de partículas que serão utilizadas para equação do PSO (a); após essa etapa, definem-se a velocidade inicial das partículas (b) e os valores iniciais de Pbest e Gbest (c). Com as entradas definidas, utilizando as fórmulas apresentadas em (4.1) e (4.2), cada partícula busca a sua melhor posição conhecida, e se comunicam, para alcançar a melhor posição conhecida de todas as partículas (d).

A próxima etapa consiste em verificar se os valores calculados são os melhores valores de fato: se sim, guardam-se as informações, caso contrário, realiza-se novo cálculo com novas posições das partículas (e).

Por fim, cria-se um critério de parada para apresentação da melhor posição (Gbest) de todas as partículas (f).

4.2.2 Otimização por enxame de partículas – analogia com pontos de conexão

Segundo a teoria apresentada, para montagem do algoritmo para contratação de demanda, realiza-se a identificação dos termos citados na Tabela 4.2 com o significado para o estudo de caso de contratação otimizada, como se observa:

Tabela 4.2 – Identificação dos termos para o conceito de contratação do MUST

| Termo | Significado |
|-----------------|---|
| Partículas | Partículas responsáveis para encontrar melhor contratação |
| Enxame | Conjunto de partículas |
| Espaço de busca | <i>Range</i> de potências no barramento |
| Posição | Potência de contratação |
| Solução ótima | Melhor contratação sem risco e com menor valor a ser contratado |
| <i>Fitness</i> | Função objetivo |
| Pbest | Melhor contratação para cada ponto de conexão |
| Gbest | Melhor contratação geral de todos os pontos de conexão |

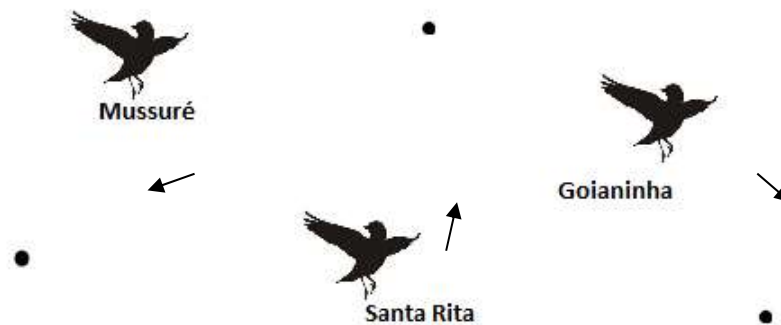
A ideia da otimização é que o grupo de partículas interaja diretamente para identificar a informação da melhor posição no espaço de busca da dimensão, o que representaria a demanda total de contratação do MUST.

Na Figura 4.2, ilustra-se o funcionamento do PSO inspirado no comportamento de pássaros, representados pelos nomes do ponto de conexão do case que será apresentado nos próximos capítulos. Cada pássaro representa um barramento com seus valores inteiros de potência.

Imagina-se que existe um ambiente onde os pássaros estão localizados e esse ambiente possui comida (representa a otimização da contratação), que são os pontos ilustrados. A ideia é que esses pássaros comecem a se

movimentar por esse espaço de busca com variáveis com valores predefinidos (valores de potência), podendo se locomover de acordo com esses valores.

Figura 4.2 – Representação das buscas dos pássaros para melhor posição

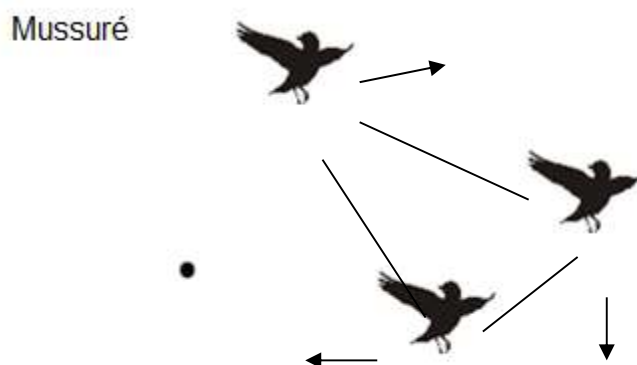


Fonte: (Souza J. S.)

Para cada barramento, considera-se uma dimensão de demandas possíveis de serem contratadas, sendo que o número de pássaros será o das partículas que irão buscar a melhor contratação.

Na Figura 4.3, mostra-se o processo de comunicação dos pássaros, nesse caso, três partículas agora somente para um único barramento. Cada pássaro irá se mover com velocidade V , que atualizará a posição com suas respectivas partículas e seguindo uma comunicação entre elas.

Figura 4.3 – Representação da comunicação dos pássaros



Fonte: (Souza J. S.)

As partículas vão convergir, todas, para a melhor posição dentro da dimensão a ser analisada. Para o exemplo abaixo, os pássaros vão convergir para onde está localizada a comida, ou seja, melhor posição para o objetivo buscado, conforme a Figura 4.4.

Figura 4.4 – Representação da melhor posição de todos os pássaros

Mussuré



Fonte: (Souza J. S.)

Tal procedimento será realizado para cada barramento dentro do sistema da distribuidora de energia.

Para este caso, as dimensões também realizarão processo de “comunicação” entre elas, através das linhas de transmissão, a fim de que comecem a verificar a melhor demanda a ser contratada, sem que haja riscos operacionais para as linhas, de forma interativa, buscando o ponto que otimize a contratação, que culminará no menor custo de contratação (R\$).

4.3 CONCLUSÃO

Com as regras e com o estudo técnico definidos, e, agora, com a forma de cálculo interativo para encontrar o melhor resultado de contratação, através da otimização por enxame de partícula, analisou-se a teoria a ser aplicada ao caso em estudo, para encontrar a melhor otimização de contratação do MUST.

No próximo capítulo, apresentar-se-á a comparação teórica entre o método atual de contratação do MUST e o método proposto, utilizando a teoria abordada neste trabalho.

5 MÉTODO PROPOSTO DE CONTRATAÇÃO DO MUST

5.1 INTRODUÇÃO

Para a contratação do montante de uso da transmissão pela concessionária de energia é necessário um estudo estratégico, pois a não assertiva da contratação poderá culminar em um impacto negativo dentro da distribuidora, como a aplicação de multas e surgimento de riscos operacionais no sistema.

O presente capítulo fará a comparação do método atual realizado pela distribuidora, e o método proposto neste trabalho, com suas respectivas premissas, entradas de estudo e o processo a ser utilizado para otimizar a contratação do MUST.

5.2 MÉTODO TRADICIONAL DE CONTRATAÇÃO DO MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Em razão da resolução normativa 666/2015, a ANEEL obriga que todas as distribuidoras enviem os valores de contratação por ponto de conexão até o final de setembro, referente à contratação do ano subsequente.

Dessa forma, cada concessionária de energia elétrica do país começa a realizar os estudos ainda no começo de agosto, pois o processo atual demora de 15 a 60 dias, dependendo do nível de conhecimento da equipe de especialistas, para realizar a contratação do montante de uso da transmissão.

Um dos problemas do processo de contratação é a necessidade de colaboradores mais experientes para as análises de fluxo de potência pelo ANAREDE®.

Abordar-se-ão as etapas utilizadas pelas distribuidoras pelo método atual, comparando-as com o método proposto neste trabalho.

5.2.1 Etapas do processo de contratação do método tradicional

a) Entrada: Levantamento da demanda histórica

Nesta etapa do processo de contratação, a concessionária realizará a exportação de dados do supervisório da empresa de cada ponto de conexão em um intervalo de 15 em 15 minutos, para verificação das demandas realizadas nesse histórico, incluindo todas as transferências de carga em contingência.

Tal procedimento, via de regra, é acompanhado mensalmente pela área de gestão operacional, para garantir a qualidade da contratação do montante de uso de transmissão.

Trata-se de uma etapa rápida do processo, sendo definido o *range* mínimo e máximo de possíveis contratações por ponto de conexão.

b) Processo: previsão de contratação

Com os valores de demanda histórica por ponto de conexão, a ideia é avaliar a análise de contingência para cada ponto de conexão. Mesmo tendo várias possibilidades, os especialistas definem uma contratação considerando somente um tipo de contingência (Eventos em equipamentos do sistema, não programados ou programados, que podem gerar problemas na continuidade e na qualidade de energia entregue).

Esse processo é complexo, pois geralmente está centralizado em um pequeno grupo para tomada de decisão, definindo as premissas a serem adotadas.

O tipo de contratação de contingência, a depender do perfil do grupo, poderá ser crítico ou brando, sem que haja uma regra definida pela distribuidora.

c) Cálculo de fluxo

Com os novos valores de potência com previsão de contratação, utilizando o software ANAREDE®, a distribuidora de energia realiza o cálculo

de fluxo de potência para situação normal e para todo tipo de contingência predefinida pelos usuários. Caso haja algum problema de tensão, a mesma deverá voltar para etapa b.

O software ANAREDE® é um sistema de simples utilização, mas complicado para realizar ajustes dentro do sistema elétrico, pois podem existir muitas possibilidades de erro de informação.

A equipe de especialistas deverá escolher a contratação de contingência que possa atender a melhor situação de risco da distribuidora, e analisar o fluxo de carga dentro do programa da distribuidora para todos os pontos de conexão.

Essa atividade é extremamente crítica e demorada, pois envolve *inputs* manuais dentro do ANAREDE®.

d) Validação dos resultados

Com os resultados predefinidos nos itens “b” e “c”, o setor responsável irá preparar a tabela de contratação a ser informada à ONS para o próximo ciclo.

Essa decisão sobre a contratação ocorre exclusivamente de forma técnica e operacional no sistema de alta tensão, desconsiderando o melhor custo. E, mais ainda, por ser esta decisão tomada segundo as convicções dos especialistas, aumenta-se a possibilidade de erros.

Na próxima etapa, mostrar-se-á o método proposto para otimização de contratação utilizando o PSO.

5.3 MÉTODO PROPOSTO DE CONTRATAÇÃO DO MONTANTE DO USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

O método proposto seguirá os seguintes passos:

a) Entrada: levantamento da demanda histórica

Esta etapa será a mesma do método tradicional, logo a concessionária realizará a exportação de dados do supervisor da empresa de cada ponto de conexão em um intervalo de 15 em 15 minutos, para verificação das demandas realizadas nesse histórico, incluindo todas as transferências de carga em contingência.

Nesta etapa já é definido o *range* mínimo e máximo de possíveis contratações por ponto de conexão.

b) Definição de premissas para o fluxo de potência

Esta etapa será realizada como entrada do sistema, e o usuário deverá definir as seguintes características para o sistema do fluxo de potência, conforme decisão de cada distribuidora:

- *range* de valores definidos para fator de potência por ponto de conexão;
- *range* de tensões limites por ponto de conexão;
- valores de potência coincidentes de ponta e fora ponta para o sistema.

E algumas definições obrigatórias para a otimização já são definidas pelo sistema, como:

- garantia que nenhuma restrição operacional seja ultrapassada;
- garantia que a contratação do MUST tenha o menor valor possível, permitindo o menor custo da tarifa A da conta de energia;
- garantia que o limite do cabo não ultrapasse 97%;
- valores de tarifa por barramento.

c) Definir parâmetros do sistema de otimização

Esta etapa será responsável por definir os parâmetros de utilização do sistema:

- número de Partículas (N_{birds});

- número máximo de iterações ($iter_{max}$);
- dimensões (número de barramentos a serem contratados);
- escolher a contratação de ponta ou fora ponta

Ressalte-se que algumas premissas já são definidas no sistema:

- C_1 e $C_2 = 2$;
- $W_{min} = 0,5$ e $W_{máx} = 0,9$.

Em que:

- w_{min} : Velocidade mínima a ser empregada
- $w_{máx}$: Velocidade máxima a ser empregada
- c_1 : Parâmetro cognitivo;
- c_2 : Parâmetro social;

d) Definir parâmetros de linhas de transmissão

Para esta situação, o usuário deverá preencher, para cada linha, as seguintes informações:

- DE – de qual ponto de conexão a linha de transmissão está indo;
- PARA – para qual ponto de conexão a linha de transmissão está chegando;
- R – valor de resistência da linha de transmissão;
- X – valor de indutância da linha de transmissão.

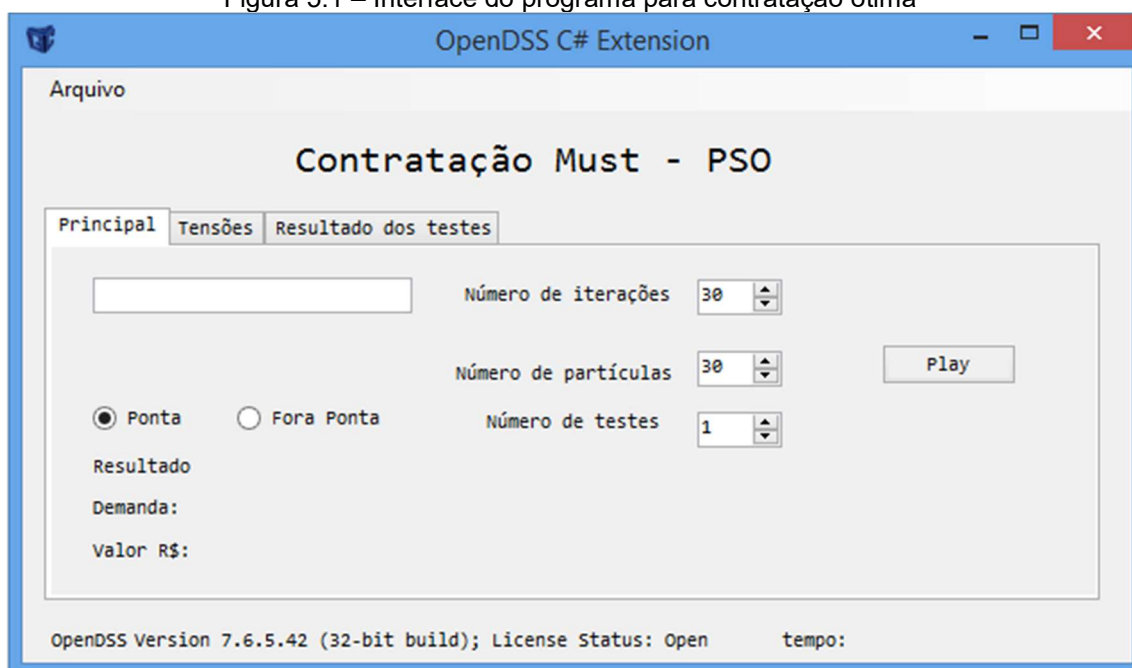
Todas essas informações são de conhecimento da concessionária e são apresentadas dentro do sistema ANAREDE®.

e) Realizar o cálculo de contratação

Após a definição de entradas, o método proposto foi implementado na linguagem de programação C#, utilizando o ambiente de desenvolvimento integrado Microsoft Visual Studio, com a realização do cálculo de fluxo de potência através do OPENDSS® para realizar as simulações computacionais.

O modo de entrada elaborado na programação para realizar a contratação do MUST consta na Figura 5.1.

Figura 5.1 – Interface do programa para contratação ótima



Sendo que, pela interface apresentada, o usuário poderá escolher as seguintes premissas:

- Seleção do arquivo de parâmetro de rede retiradas do ANAREDE®;
- definição de número de iterações do sistema para obter uma otimização da contratação;
- número de partículas a serem utilizadas para contratação;
- número de vezes que o usuário poderá realizar repetidamente;
- escolha de contratação de ponta e fora ponta.

Na interface principal, serão apresentadas as demandas a serem contratadas por ponto de conexão e o custo total da contratação geral.

Para melhor visualização técnica da contratação, foram criadas as abas de “tensão”, buscando verificar as tensões por barramento e outras restrições técnicas atendidas, e a de “resultado dos testes”, para analisar as potências contratadas por iteração.

e) Validação dos resultados

Para finalizar, o processo segue para o passo tradicional novamente, com os resultados predefinidos, e o setor responsável irá preparar a tabela de contratação a ser informada para ONS para o próximo ciclo.

5.3.1 Algoritmo para otimização de contratação do MUST

Dentro do algoritmo, o sistema de contratação tem as funções abaixo especificadas. O algoritmo básico foi dividido em seis passos para a otimização de enxame de partículas, nos termos da Figura 5.2:

1- Carregamento dos dados do sistema:

- a. número de Barramentos (n);
- b. *range* de potência por barramento (P_{min}, P_{max});
- c. dados das linhas de transmissão ($DE, PARA, R, X$);
- d. fator de potência (F_p);
- e. tensão de referência por barramento (V_{max}, V_{min});
- f. máxima potência coincidente ($\sum_0^n P_n$);
- g. número de partículas (N_{birds})
- h. número máximo de iterações (i_{max})
- i. custo unitário da potência contratado por barramento.

2- Iniciar a contagem de iteração;

3- Atualizar posição e velocidade de cada partícula para a equação PSO;

4- Calcular fluxo de potência;

5- Calcular o melhor resultado por dimensão, através:

$$\vec{F}_{\text{objetiva}_k} = \sum_{j=1}^n \vec{P}_{kj}$$

Em que:

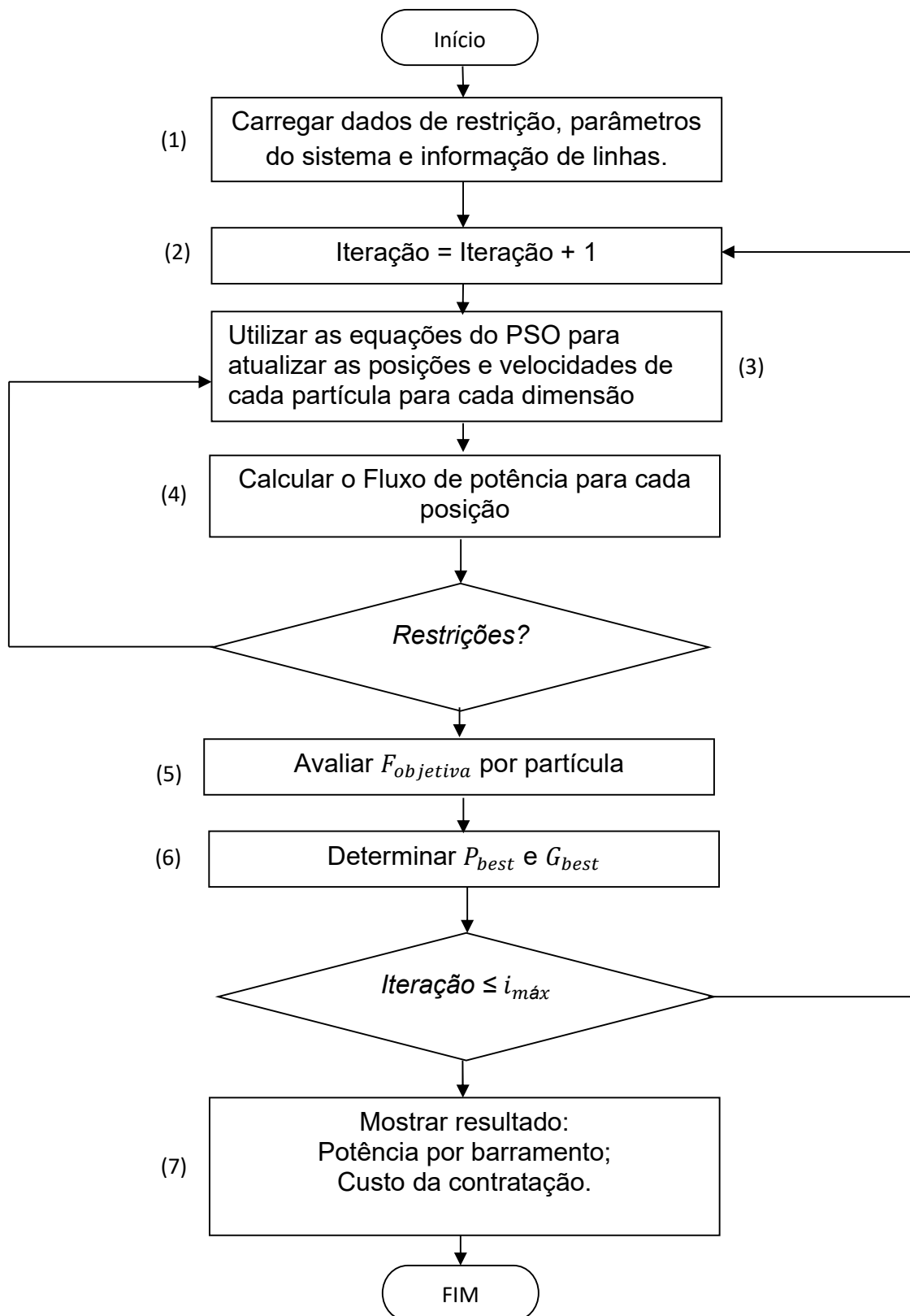
- k: Número de partículas;
- j: Dimensões (Barramentos) a serem contratados;
- \vec{P}_{k_i} : Vetor de potência encontrada em cada dimensão por partícula;
- $\vec{F}_{\text{objetiva}_k}$: Salva no vetor o resultado da contratação por partícula em cada iteração.

6- Apresentar resultado de P_{best} e G_{best} :

$$G_{best} = \text{Mínimo} (F_{\text{objetiva}_k})$$

7- Mostrar resultado por barramento e valor de contratação.

Figura 5.2 – Fluxo do sistema de otimização de MUST



No Anexo A consta todo o programa do sistema de contratação em linguagem C#.

5.4 CONCLUSÃO

O presente capítulo é responsável por conectar todos os conceitos apresentados anteriormente em um modelo sistemático.

Com a conclusão do método proposto, almeja-se uma otimização da contratação, independentemente das características do barramento a ser contratado pela distribuidora, já que serão definidas premissas, e, a decisão será obtida através do sistema, não ficando atrelada restritamente a decisão de um grupo de especialistas, o que reduzirá os riscos operacionais e/ou financeiros.

6 CASE ENERGISA PARAÍBA

6.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo será apresentada uma aplicação do sistema para otimização do montante de uso do sistema de transmissão proposto no capítulo anterior, com a comparação do resultado entre os métodos tradicional e o proposto.

6.2 ENERGISA PARAÍBA

A Energisa Paraíba (EPB) é uma empresa presente em 217 municípios do estado da Paraíba, que foi adquirida pelo Grupo Energisa no ano de 2001, com a privatização da SAELPA (Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba).

Atualmente a Energisa Paraíba possui sete pontos de fornecimento de energia da rede básica (pontos de conexão), que são:

- Mussuré II 69kV;
- Santa Rita II 69kV;
- Coremas 69kV;
- Goianinha 69kV;
- Campina Grande II 69kV;
- Pilões 138kV; e
- Santa Cruz II 69kV.

A distribuidora, interligada nos pontos de conexão da rede básica, possui as seguintes características:

- 64 subestações 69/13,8 kV;
- 1.181,00 MVA instalado;
- 2.321 km de linha de 69kV;
- 74.374 km de rede de 13,8kV;

- 60.332 transformadores de baixa tensão;
- 1.404.298 consumidores.

Para melhor visualização da rede de transmissão e subestações da Energisa Paraíba, é apresentada no Anexo B deste trabalho, em destaque com uma estrela preta, a localização dos pontos de conexão a serem contratados.

Para definição da contratação do MUST, para o caso da EPB, deve-se levar em consideração contingências, ou seja, quando há transferência de carga no momento de alguma perturbação do sistema, em 13,8 kV e 69kV entre os pontos de conexão a serem estudados para contratação do MUST.

6.3 CONTRATAÇÃO TRADICIONAL – CASE ENERGISA PARAÍBA

a) Entrada: levantamento da demanda histórica

Nesta etapa, buscou-se o histórico dos últimos 10 anos por ponto de conexão, de modo que se chegou ao seguinte *range* de resultados separados pelos períodos de ponta e fora ponta, conforme a Tabela 6.1:

Tabela 6.1 – Range de demandas por ponto de conexão

| Ponto de Conexão | Valores mínimos | | Valores máximos | |
|---------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | Ponta (MW) | Fora ponta (MW) | Ponta (MW) | Fora ponta (MW) |
| C.GRANDE II - 69 kV (A) | 81,673 | 84,416 | 102,673 | 105,416 |
| COREMAS - 69 kV (A) | 149,119 | 158,577 | 167,119 | 176,577 |
| MUSSURÉ II - 69 kV (A) | 252,804 | 267,327 | 296,804 | 311,327 |
| PILÕES - 138 kV (A) | 61,314 | 64,289 | 83,314 | 86,289 |
| SANTA RITA II - 69 kV (A) | 152,07 | 163,19 | 202,07 | 213,19 |
| GOIANINHA - 69 kV (A) | 60,662 | 67,905 | 73,662 | 80,905 |
| SANTA CRUZ II - 69 kV (A) | 13,063 | 12,392 | 13,455 | 12,764 |

Fonte: Própria

b) Processo: previsão de contratação

Com as pesquisas de transferências realizadas, o setor que realiza o estudo chegou ao resultado de contratação apresentado na Tabela 6.2:

Tabela 6.2 – Previsão de contratação

| Ponto de conexão | Ponta (MW) | Fora ponta (MW) |
|---------------------------|-------------------|------------------------|
| C.GRANDE II - 69 kV (A) | 83,340 | 86,139 |
| COREMAS - 69 kV (A) | 152,162 | 163,813 |
| MUSSURÉ II - 69 kV (A) | 272,963 | 289,783 |
| PILÕES - 138 kV (A) | 69,565 | 69,601 |
| SANTA RITA II - 69 kV (A) | 172,173 | 183,520 |
| GOIANINHA - 69 kV (A) | 61,900 | 69,291 |
| SANTA CRUZ II - 69 kV (A) | 13,330 | 12,645 |

c) Cálculo de fluxo

Com os valores de demanda a serem contratados, foram realizados os *inputs* e as previsões de transferência para chegar ao limite de contratação, com êxito.

A amostra inicial foi aprovada.

d) Contratação dos resultados

Com a previsão de contratação aprovada no cálculo de fluxo, a proposta foi enviada para ONS.

Quanto à distribuidora, realizará o pagamento mensal dos custos de contratação, conforme tabela de preço por ponto de conexão de acordo com a Nota Técnica n.º 162/2015-SGT, apresentada na Tabela 6.3.

Tabela 6.3 – Custo por ponto de conexão

| PONTO DE CONEXÃO | TUST-REDE BÁSICA (R\$/kW.mês) | | TUST-REDE DE FRONTEIRA (R\$/kW.mês) | |
|---------------------|----------------------------------|------------|--|------------|
| | Ponta | Fora ponta | Ponta | Fora ponta |
| GOIANINHA | 2,29 | 2,344 | 0,511 | 0,511 |
| MUSSURÉ 2 | 2,376 | 2,453 | 0,269 | 0,269 |
| PILÕES | 1,817 | 1,787 | 0,269 | 0,269 |
| SANTA RITA 2 | 2,335 | 2,394 | 3,038 | 3,038 |
| CAMPINA GRANDE 2 | 1,937 | 1,919 | 0,622 | 0,622 |
| COREMAS | 2,174 | 2,229 | 0,392 | 0,392 |
| SANTA CRUZ 2 | 0,971 | 0,882 | 3,598 | 3,598 |

Fonte: (NT 162/2015)

Multiplicando-se os valores de contratação com seus custos, a despesa da distribuidora é de R\$ 5.461.664,78 (cinco milhões, quatrocentos e sessenta e um mil, seiscentos e sessenta e quatro reais e setenta e oito centavos).

6.4 CONTRATAÇÃO PROPOSTA – CASE ENERGISA PARAÍBA

Para o sistema proposto, no caso da EPB, foram estabelecidas as seguintes premissas para o cálculo de fluxo de potência, conforme definido pela distribuidora com valores de segurança para cada item:

- fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,95 (noventa e cinco centésimos) e 1,00 (um) indutivo ou 1,00 (um) e 0,95 (noventa e cinco centésimos) capacitivo nos pontos de conexão;
- considerar o *range* de demanda apresentado na Tabela 6.1;
- valor de tensão máxima no ponto de conexão que está sendo considerado pela distribuidora é de 1,02, a tensão de referência e a tensão mínima, de 0,97, a tensão de referência, para que não ocorra risco de transgressão conforme Tabela 2.1;
- considerar a demanda contratada igual à demanda coincidente no ano anterior:
 - Fora ponta: 812 MW;
 - Ponta: 857 MW.

Os parâmetros do algoritmo utilizados na simulação do sistema são apresentados na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Parâmetros do sistema

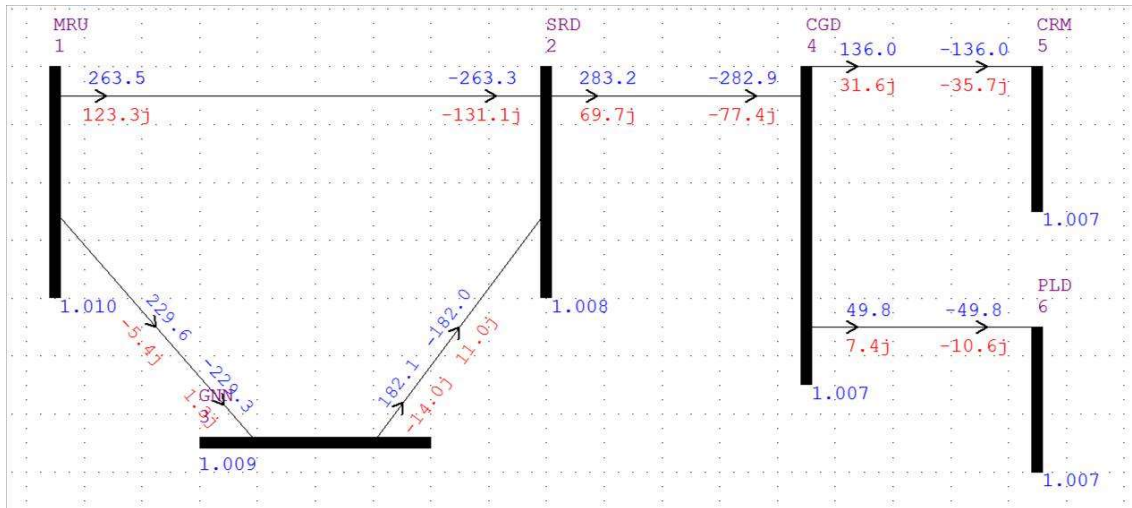
| Parâmetro | Valor |
|---|-----------|
| Número de partículas (N_{birds}) | 30 |
| Número máximo de iterações ($iter_{max}$) | 30 |
| c_1 e c_2 | 2 |
| w_{min} e w_{max} | 0.5 e 0.9 |
| Dimensões (N_D) | 7 |

Na Figura 6.1 tem-se o sistema de transmissão de 69kV simplificado, e as interligações de linha entre barramento com os dados operacionais apresentados na Tabela 6.5, que serão utilizados para o estudo de contratação do MUST da EPB.

Tabela 6.5 – Parâmetros de linha

| DE | PARA | R | X |
|---------------|-------------------|--------|--------|
| Mussuré | Santa Rita II | 0.0168 | 0.0704 |
| Mussuré | Goianinha | 0.0471 | 0.0601 |
| Santa Rita II | Goianinha | 0.0289 | 0.0601 |
| Santa Rita II | Campina Grande II | 0.11 | 0.2156 |
| Campina II | Coremas | 0.0655 | 0.1636 |
| Campina II | Pilões | 0.25 | 0.51 |

Figura 6.1 – Circuito de contratação de MUST reduzido



Fonte: ANAREDE

Como na contratação está sendo considerado o *range* de potência histórico e coincidente entre barramentos, o sistema reduzido não terá qualquer prejuízo na contratação final do MUST.

Após todas as entradas definidas do sistema, foi realizado o cálculo da contratação do MUST para o horário de ponta, em um tempo de 18 segundos, e de 26 segundos, para definição das demandas do fora de ponta, conforme figuras 6.2 e 6.3.

Figura 6.2 – Saída do sistema no horário de ponta

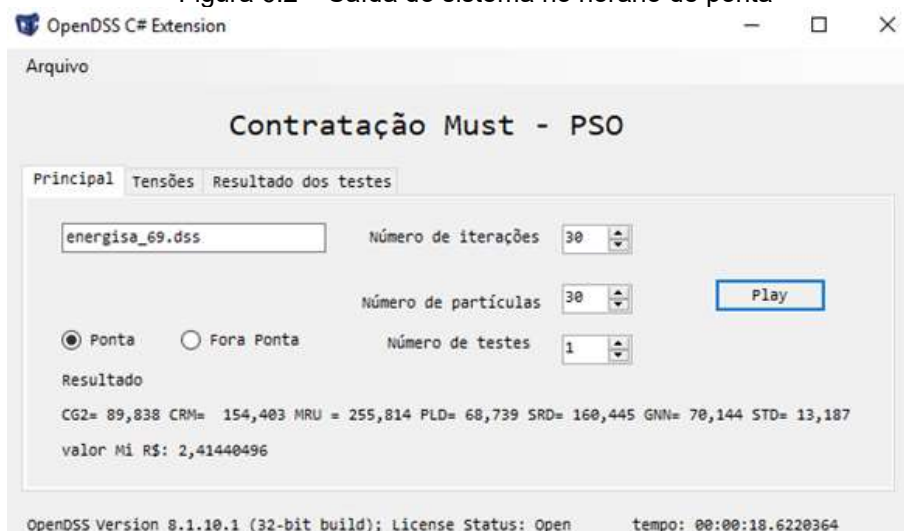
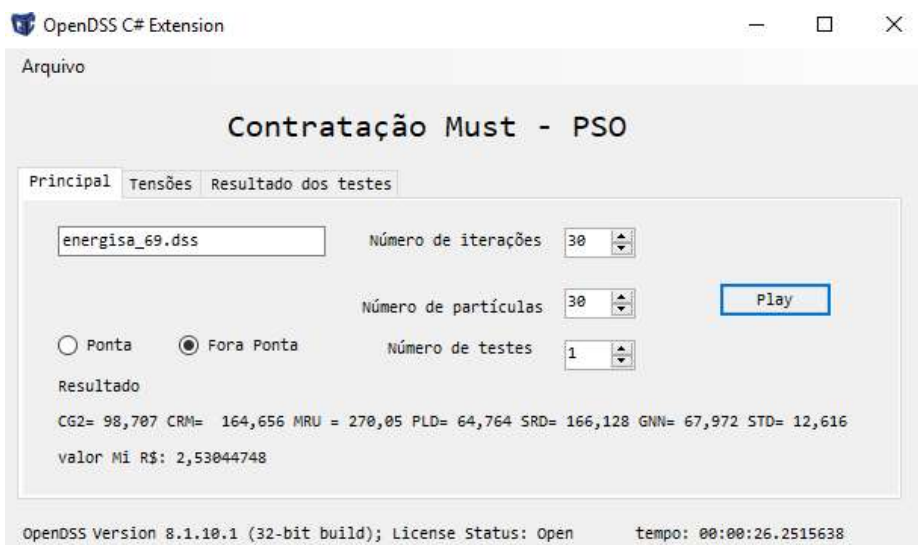


Figura 6.3 – Saída do sistema no horário de ponta



Os resultados apresentados acima são apresentados através de siglas dos pontos de conexão, conforme apresentado pelo ANAREDE.

Além da melhoria do tempo de execução, para comprovar a eficácia do algoritmo proposto relacionado ao custo, o processo de otimização foi executado repetitivamente por quatro vezes, até a convergência dos resultados.

Os custos finais da contratação seguem na Tabela 6.6, divididos por ponto de conexão e por períodos de contratação.

Tabela 6.6: Resultado da contratação

| PONTO DE CONEXÃO | Ponta (MW) | Fora ponta (MW) |
|---------------------------|------------|-----------------|
| C.GRANDE II - 69 kV (A) | 88,8 | 88,5 |
| COREMAS - 69 kV (A) | 150,1 | 160,8 |
| MUSSURÉ II - 69 kV (A) | 261,2 | 277,4 |
| PILÕES - 138 kV (A) | 66,2 | 66,4 |
| SANTA RITA II - 69 kV (A) | 170,3 | 177,5 |
| GOIANINHA - 69 kV (A) | 62,1 | 74,1 |
| SANTA CRUZ II - 69 kV (A) | 13,2 | 12,5 |

A comparação das demandas contratadas do modelo proposto versus o modelo tradicional é apresentada na tabela 6.7:

| PONTO DE CONEXÃO | MODELO TRADICIONAL | | MODELO PROPOSTO | |
|------------------------------|--------------------|--------------------|-----------------|--------------------|
| | Ponta (MW) | Fora ponta (MW) | Ponta (MW) | Fora ponta (MW) |
| C.GRANDE II - 69 kV (A) | 83,34 | 86,139 | 88,8 | 88,5 |
| COREMAS - 69 kV (A) | 152,162 | 163,813 | 150,1 | 160,8 |
| MUSSURÉ II - 69 kV (A) | 272,963 | 289,783 | 261,2 | 277,4 |
| PILÕES - 138 kV (A) | 69,565 | 69,601 | 66,2 | 66,4 |
| SANTA RITA II - 69 kV (A) | 172,173 | 183,52 | 170,3 | 177,5 |
| GOIANINHA - 69 kV (A) | 61,9 | 69,291 | 62,1 | 74,1 |
| SANTA CRUZ II - 69 kV (A) | 13,33 | 12,645 | 13,2 | 12,5 |

O resultado obtido no sistema proposto, demanda a serem contratadas por ponto de conexão, relacionado com os custos de contratação apresentados na Tabela 6.3, garante o seguinte resultado (Tabela 6.8):

Tabela 6.7: Valor total do custo de contratação

| CUSTO DE CONTRATAÇÃO NA PONTA (R\$) | CUSTO DE CONTRATAÇÃO FORA PONTA (R\$) | CUSTO DE CONTRATAÇÃO TOTAL (R\$) |
|--|--|-------------------------------------|
| 2.590.637,80 | 2.769.672,00 | 5.360.309,80 |

6.5 COMPARAÇÃO DO RESULTADO ENTRE OS MÉTODOS APRESENTADOS

Inicialmente, saliente-se o ganho obtido no tempo de conclusão das atividades quando da utilização do método proposto neste trabalho.

Ora, no caso do método atual, o estudo e a definição das potências a serem contratadas podem demorar cerca de quinze até sessenta dias, dependendo do nível de conhecimento da equipe de especialistas que realiza o estudo.

No caso do método proposto, na execução da contratação do MUST, gastou-se cerca de cinco minutos para se atingir o resultado final.

Uma das melhorias entre os métodos, que traz ganhos operacionais no sistema, é que no método proposto, utiliza-se o conceito de carga coincidente, ou seja, garante-se que a demanda contratada por barramento não ultrapasse a demanda total do sistema, ou seja, não haja contratações de contingências duplicadas entre barramentos, e, no método atual verifica contratações de contingência de forma isolada, barramento por barramento.

Em relação aos custos associados à contratação do MUST pelo método proposto, tem-se um custo mensal de Cinco Milhões e trezentos mil reais (R\$ 5,3 MM), e, comparando-se os custos dos dois métodos, evidencia-se quão vantajoso é aquele (Tabela 6.9):

Tabela 6.9 – Comparação dos métodos de contratação

| CUSTO ATRAVÉS DO MÉTODO TRADICIONAL | CUSTO ATRAVÉS DO MÉTODO PROPOSTO | DIFERENÇA ENTRE MÉTODOS |
|--|---|--------------------------------|
| 5.461.664,78 | 5.360.309,80 | 101.354,98 |

Portanto, a proposta mostra ganho possível de até um milhão e duzentos mil reais (R\$ 1,2 MM) por ano para a concessionária, trazendo ainda agilidade no processo de contratação.

7 CONCLUSÃO

Os sistemas de distribuição se encontram mais robustos e com maior número de variáveis, por isso a contratação do uso do sistema de transmissão se tornou um grande desafio, especialmente pela quantidade de premissas e riscos associados no processo de contratação.

Saliente-se que qualquer redução nos custos da contratação do MUST, sem impactos operacionais, trará benefícios não apenas para as distribuidoras, que tem de seguir as diretrizes da ANEEL, sob pena de sofrerem vultosas sanções, mas também para os usuários finais da energia elétrica.

Somente no ano de 2016, a contratação do MUST no Brasil equivaleu a mais de trezentos milhões de reais investidos pelas distribuidoras, sendo estes custos repassados aos consumidores.

Desta forma, o presente estudo apresenta uma oportunidade de melhoria no processo, e, ainda, um resultado que otimiza os custos operacionais e financeiros, possibilitando a diminuição de erros de contratação e a redução do tempo exigido para a tomada de decisão relacionado ao quantum a ser demandado.

No sistema proposto, ocorrerá a substituição do “*feeling*” de um colaborador da empresa, pois, passar-se-á a utilizar uma programação de otimização de resultado pelo método de enxame de partículas interligado com o cálculo de fluxo de potência, mantendo todos os conceitos técnicos da rede de operação da distribuidora, não sendo necessárias demandas adicionais.

Os ganhos são extremamente promissores se utilizado o método proposto, já que haverá uma simplificação do processo, que é considerado pela distribuidora um dos mais complexos da área operacional.

O acompanhamento do resultado em cada ponto de conexão, valores reais, neste ano, garantirá a validação de fato do sistema proposto, com a comprovação da sua efetividade.

Assim, depois de homologado, o sistema poderá ser executado já na próxima contratação da Energisa Paraíba, bem como estará apto a ser implementado por qualquer outra distribuidora quando da contratação do MUST.

TRABALHOS FUTUROS

Como atividades futuras, pretende-se:

Realizar a conclusão do sistema realizado em linguagem `c#` em ambiente de desenvolvimento integrado Microsoft Visual Studio para que realize o cálculo de MUST utilizando os dados completos do ANAREDE.

Realizar mais simulações realizando alterações das fórmulas do PSO apresentadas nesse trabalho.

REFERÊNCIAS

- Abradee. (16 de 11 de 2012). ABRADÉE - Associação Brasileira de Distribuidora de Energia Elétrica. Acesso em 20 de 7 de 2017, disponível em Abradee: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/privatizacoes>
- ANEEL. (01 de 11 de 2016). PRODIST. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica . Brasília, Distrito Federal, Brasil: ANEEL.
- ANEEL. (23 de Junho de 2015). RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 666. REN 666 . Brasília, Distrito Federal, Brasil: ONS.
- Caraciolo, M. P. (01 de Maio de 2008). Multi-Ring: Uma Nova Topologia para otimização por enxame de partículas (PSO). Dissertação de Graduação . Recife, Pernambuco, Brasil: UFPE.
- Cid, P. H. (12 de Dezembro de 2013). Índices de Avaliação das Condições de Estabilidade de Tensão em Sistemas com Controle de Tensão Local, Remoto e Coordenado. Dissertação de Mestrado , p. 19.
- Gómez, D. A. (15 de 07 de 2015). Identificação das Barras Críticas do Ponto de Vista de Estabilidade de Tensão. Dissertação do Mestrado , 42. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: PUC.
- Monticelli, A. J. (1983). Fluxo de carga em redes de energia elétrica. São Paulo: Edgard Blucher.
- Monticelli, A., & Garcia, A. (2003). Introdução a sistemas de energia Elétrica. Campinas, São Paulo, Brasil: Edgard BlucherLTDA.
- NT 162/2015, S. (19 de 06 de 2015). Nota Técnica nº 162/2015-SGT/ANEEL. ESTABELECIMENTO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO - TUST PARA O CICLO 2015-2016 . Brasília, Distrito Federal, Brasil: ANEEL.
- Panorama Comerc. (23 de 12 de 2015). Panorama Comerc. Acesso em 2017 de 7 de 20, disponível em Site da Panorama Comerc: <http://www.panoramacomerc.com.br/?p=4555>
- Pereira, H. Q. (01 de Fevereiro de 2006). Fluxo de Potência Trifásico: Um Estudo Comparativo e Uma Nova Metodologia de Solução. Tese de Mestrado . Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: UFRJ.
- SCT. (24 de Novembro de 2015). ANEEL - Agência Nacional Energia Elétrica. Acesso em 2017 de Julho de 2017, disponível em ANEEL : <http://www.aneel.gov.br/transmissao5>
- SHI, Y. (2004). Particle Swarm Optimization. Proceedings of the IEEE Neural Network , 8-13.

Souza, J. S. (2016). DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS USANDO ENXAME DE PARTÍCULAS MODIFICADO PARA REDUZIR AS PERDAS DE ENERGIA E MELHORAR O PERFIL DE TENSÃO .

SRD. (23 de 06 de 2017). ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Acesso em 31 de 07 de 2017, disponível em ANEEL: http://www.aneel.gov.br/espaco-do-consumidor/-/asset_publisher/zRFisxBAsbz9/content/condicoes-gerais-de-fornecimento-introducao/656827?inheritRedirect=false

VEIGA, S. M., & FONSECA, I. (2002). Cooperativismo: uma revolução pacífica em ação. In: S. M. VEIGA, & I. FONSECA, Cooperativismo: uma revolução

ANEXO A – PROGRAMA DO SISTEMA DE CONTRATAÇÃO EM LINGUAGEM C# UTILIZADO

```

using System;
using System.Collections.Generic;
using System.ComponentModel;
using System.Data;
using System.Drawing;
using System.Linq;
using System.Text;
using System.Threading.Tasks;
using System.Windows.Forms;
using OpenDSSengine;
using SparseCollections;
using OxyPlot;
using OxyPlot.WindowsForms;
using OxyPlot.Extensions;
using OxyPlot.Axes;
using OxyPlot.Series;
using System.Diagnostics;

namespace OpenDSS
{
    public partial class Form1 : Form
    {
        public DSS DSSObj;
        public Text DSSText;
        public Circuit DSSCircuit;
        public Solution DSSSolution;
        string file = null;
        Stopwatch t = new Stopwatch();
        string[] barra;

        SparseArray<int, double> Valor_contratado = new SparseArray<int, double>();

        Sparse2DMatrix<int, int, double> X_ant = new Sparse2DMatrix<int, int, double>();
        Sparse2DMatrix<int, int, double> X_novo = new Sparse2DMatrix<int, int, double>();
        Sparse2DMatrix<int, int, double> Pbest_novo = new Sparse2DMatrix<int, int, double>();
        Sparse2DMatrix<int, int, double> Pbest_ant = new Sparse2DMatrix<int, int, double>();

        Sparse2DMatrix<int, int, double> v_novo = new Sparse2DMatrix<int, int, double>();
        Sparse2DMatrix<int, int, double> v_ant = new Sparse2DMatrix<int, int, double>();
        SparseArray<int, double> Fx_ant = new SparseArray<int, double>();
        SparseArray<int, double> Fx_nova = new SparseArray<int, double>();
        SparseArray<int, double> Fx_propria = new SparseArray<int, double>();
        SparseArray<int, double> Gbest_ant = new SparseArray<int, double>();
        SparseArray<int, double> Gbest_novo = new SparseArray<int, double>();

        SparseArray<int, string> re = new SparseArray<int, string>();

        double Fxbest=1e20;

        SparseArray<int, double> Tensao_Barra = new SparseArray<int, double>();

        Dictionary<int, string> Barramento = new Dictionary<int, string> {
            { 1, "CG2" },

```

```

    {2, "CRM" },
    {3, "MRD" },
    {4, "PLD" },
    {5, "SRD" },
    {6, "GNN" },
    {7, "STD" }
};
Dictionary<int, double> tarifa_ponta = new Dictionary<int, double> { // tarifa ponta
    { 1, 2.559},
    {2, 2.566},
    {3, 2.645},
    {4, 4.855 },
    {5, 3.23 },
    {6, 2.801 },
    {7, 4.796}
};

Dictionary<int, double> tarifa_fora = new Dictionary<int, double> { // tarifa ponta
    {1, 2.541},
    {2, 2.621},
    {3, 2.722},
    {4, 4.825 },
    {5, 3.289 },
    {6, 2.855 },
    {7, 4.76}
};

double[] tensao;
int maxiter;
double Dmax = 939.097;

public Form1()
{
    InitializeComponent();
}

private void Form1_Load(object sender, EventArgs e)
{
    DSSObj = new DSS();

    if (!(DSSObj.Start(0)))
    {
        MessageBox.Show("DSS failed to start");
    }
    else
    { //Successful start!
        // MessageBox.Show("DSS started sucessfully");

        // set some variables to interfaces to make coding easier
        DSSText = DSSObj.Text; // Set Variable for accessing the Text interface
        DSSCircuit = DSSObj.ActiveCircuit;
        DSSSolution = DSSCircuit.Solution;
        label2.Text = DSSObj.Version;
    }
}

private void abrirToolStripMenuItem_Click(object sender, EventArgs e)
{
    openFile.ShowDialog();
}

```



```

    for (int d = 1; d <= dimension; d++)
    {
        v_ant[i, d] = Vmin + (Vmax - Vmin) * randv.NextDouble(); // velocidades iniciais
    }
}

X_ant.CopyTo(Pbest_ant); // melhor valor é sua própria posição

Funcao_Obj(X_ant, swarm, dimension); // calcula as perdas para a posição inicial de cada
partícula

Fx_nova.CopyTo(Fx_ant); // função objetivo

Global_best(dimension, X_ant); // Gbest inicial
SPSO(dimension, swarm);
label8.Text = "CG2=" + Gbest_novo[1].ToString() + " CRM=" + Gbest_novo[2].ToString() + "
MRU=" + Gbest_novo[3].ToString() + " PLD=" + Gbest_novo[4].ToString() + " SRD=" +
Gbest_novo[5].ToString() + " GNN=" + Gbest_novo[6].ToString() + " STD=" +
Gbest_novo[7].ToString();

re[iter] = label8.Text;
Valor_contratado[iter] = Math.Round(Fxbest, 2);
label7.Text = "valor Mi R$: " + (Valor_contratado[iter]/1e6).ToString();
}

} //
iter++;
} // while

calcular_tensao(Gbest_novo);

TimeSpan tempo = t.Elapsed;
label4.Text = "tempo: " + tempo.ToString();
preenche_resultado_tensao();
preenche_resultado_iter();
MessageBox.Show("OK!");
}

private void sairToolStripMenuItem_Click(object sender, EventArgs e)
{
    Close();
}

private void textBox1_DoubleClick(object sender, EventArgs e)
{
    openFileDialog.ShowDialog();
    file = openFileDialog.FileName;
    textBox1.Text = openFileDialog.SafeFileName;
}

#region funções PSO
void SPSO(int dimension, int swarm)
{
    double wmin = 0.5;
    double wmax = 0.9;
    double wn;
    int iter = 1;
    #region laço
    //t.Reset();
    t.Start();

```

```

while (iter < maxiter)
{
    // Set_position:
    wn = wmax - (wmax - wmin) * iter / maxiter;
    Set_velocidades(swarm, dimension, wn);

    Funcao_Obj(X_novo, swarm, dimension);
    Set_new_Pbest(swarm, dimension); // Seta o Pbest

    Global_best(dimension, Pbest_novo); // seta o Gbest e o Fxbest
    calcular_tensao(Gbest_novo);
    bool r = Restrição_V(tensao);
    bool pkm = restrição_Pkm();

    // Verifica aqui as restrições-----
    // Pkm

    if (r == true )
    {
        v_novo.CopyTo(v_ant);
        X_novo.CopyTo(X_ant);
        goto Set_velocidades;
    }
    else
    {
        v_novo.CopyTo(v_ant);
        X_novo.CopyTo(X_ant);
        Pbest_novo.CopyTo(Pbest_ant);
        Gbest_novo.CopyTo(Gbest_ant);
        Fx_propria.CopyTo(Fx_ant); // para atualizar o Pbest
    }

    iter = iter + 1;
}
t.Stop();
#endregion laço
}
void Funcao_Obj(Sparse2DMatrix<int, int, double> x, int numero_swarm, int dimesion)
{
    double[] perda;

    SparseArray<int, double> Dcont = new SparseArray<int, double>();
    SparseArray<int, double> Dinheiro = new SparseArray<int, double>();
    Dcont.Clear();

    for (int i = 1; i <= numero_swarm; i++)
    {
        DSSText.Command = "Compile " + file;

        for (int d = 1; d <= dimesion; d++)
        {
            DSSText.Command = "edit generator.g" + d.ToString() + " kw=" + (x[i,d]*1000.0).ToString();

            Dcont[i] = Dcont[i] + x[i, d];
            if(Ponta.Checked==true)
                Dinheiro[i] = (Dinheiro[i] + x[i, d]*tarifa_ponta[d]*1000.0);
            else
                Dinheiro[i] = (Dinheiro[i] + x[i, d] * tarifa_fora[d] * 1000.0);
        }
    }
}

```

```

DSSSolution.Solve();

perda = DSSCircuit.Losses;

// Restrição somatório das decont
double Soma = Dmax + perda[0]/1e6;
if (Dcont[i] <= Soma )
    Fx_nova[i] = Dinheiro[i];

else

    Fx_nova[i] = 1e16;
}
}
void Set_new_Pbest(int swa, int dimen)
{
    for (int i = 1; i <= swa; i++)
    {
        for (int d = 1; d <= dimen; d++)
        {
            if (Fx_nova[i] < Fx_ant[i]) // Fx_ant é sempre Fx_propria Anterior
            {
                Pbest_novo[i, d] = X_novo[i, d];
                Fx_propria[i] = Fx_nova[i];
            }
            else
            {
                Pbest_novo[i, d] = Pbest_ant[i, d];
                Fx_propria[i] = Fx_ant[i];
            }
        }
    }
}
void Global_best( int dimen, Sparse2DMatrix<int,int,double> Pb)
{
    for(int i = 1; i <= Fx_propria.Count; i++)
    {
        if (Fxbest > Fx_propria[i])
        {
            Fxbest = Fx_propria[i];

            for(int d = 1; d <= dimen; d++)
            {
                Gbest_novo[d] = Pb[i, d];
            }
        }
    }
}
void Set_velocidades(int swarm, int dimension, double wn)
{
    double r1, r2;
    double c1 = 1; // C1 + C2 <=4
    double c2 = 2;

```

```

Random rand = new Random();

for (int i = 1; i <= swarm; i++)
{
    for (int d = 1; d <= dimension; d++)
    {
        r1 = rand.NextDouble();

        r2 = rand.NextDouble();

        v_novo[i, d] = wn * v_ant[i, d] + c1 * r1 * (Pbest_ant[i, d] - X_ant[i, d]) + c2 * r2 * (Gbest_ant[d] - X_ant[i, d]);

        X_novo[i, d] = X_ant[i, d] + v_novo[i, d];
    }
}
}
#endregion funções PSO
void clear()
{
    // DSSText.Command = "clear";
    Fxbest = 1e20;

    X_novo.Clear();
    X_ant.Clear();
    Pbest_ant.Clear();
    v_ant.Clear();
    v_novo.Clear();
    Gbest_ant.Clear();
    Gbest_novo.Clear();
    Pbest_novo.Clear();
    Fx_ant.Clear();
    Fx_nova.Clear();
    Fx_propria.Clear();
    Tensao_Barra.Clear();
    Valor_contratado.Clear();
    tensao = null;
}

#region restrições
bool Restrição_V(double[] V)
{
    double V_max = 1.05;
    double V_min = 0.95;
    bool flag = false;
    for (int i = 0; i < barra.Length; i = i + 3)
    {
        if (V[i] < V_min || V[i] > V_max)
        {
            flag = true;
            break;
        }
    }
}
return flag;
}

bool restrição_Pkm()
{
    bool Pkm;
    Pkm = false;
    return Pkm;
}

```

```

}
#endregion restrições
void calcular_tensao(SparseArray<int, double> G)
{
    double Pkm;
    DSSText.Command = "Compile " + file;

    for (int d = 1; d <= G.Count; d++)
    {
        DSSText.Command = "edit generator.g" + d.ToString() + " kw= " + (G[d]*1000.0).ToString();

    }
    DSSSolution.Solve();
    tensao = DSSCircuit.AllBusVmagPu;
    barra = DSSCircuit.AllBusNames;
    DSSText.Command = "show power elem kva";
}

void preenche_resultado_tensao()
{
    DataTable tab = new DataTable();
    tab.Columns.Add("barra");
    tab.Columns.Add("tensão pu.", typeof(double));
    int j = 0;
    for (int i = 0; i < tensao.Count()-3; i = i + 3)
    {
        Tensao_Barra[j + 1] = tensao[i];
        j++;
    }
    for (int i = 1; i < barra.Length; i++)
    {
        tab.Rows.Add(Barramento[i], Math.Round(Tensao_Barra[i], 4));
    }
    dataGridView1.DataSource = tab;
}

void preenche_resultado_iter()
{
    DataTable tab = new DataTable();
    tab.Columns.Add("iteração");
    tab.Columns.Add("Demanda Contratada", typeof(string));
    tab.Columns.Add("Custo", typeof(double));

    for (int i = 1; i <= re.Count; i++)
    {
        tab.Rows.Add(i, re[i], Valor_contratado[i]);
    }
    dataGridView2.DataSource = tab;
}

private void textBox1_TextChanged(object sender, EventArgs e)
{
}

private void tabPage1_Click(object sender, EventArgs e)
{
}

private void openFile_FileOk(object sender, CancelEventArgs e)
{
}

} //
}

```

