



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação



Sistema de Transmissão Nacional da Colômbia: análise em regime permanente e máxima injeção nodal

BRUNO FILIPE PAIS MARQUES

(Licenciado)

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Eletrotécnica – Ramo de Energia

Orientador:

Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis

Júri:

Presidente: Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo

Vogais: Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto

Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis

Novembro de 2018



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação



**Sistema de Transmissão Nacional da Colômbia: análise
em regime permanente e máxima injeção nodal**

BRUNO FILIPE PAIS MARQUES

(Licenciado)

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Eletrotécnica – Ramo de Energia

Orientador:

Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis

Júri:

Presidente: Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo

Vogais: Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto

Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis

Novembro de 2018

Dissertação realizada sob orientação de:

Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis

Professor Adjunto da Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica de Energia e
Automação

Resumo

Na presente dissertação é realizada a modelização do Sistema de Transmissão Nacional (STN) da Colômbia, a sua análise e diagnóstico em regime permanente bem como em regime de contingência n-1.

Para o efeito foram desenvolvidos quatro cenários típicos de operação da rede atendendo à hidraulicidade (seco ou húmido), às tecnologias de geração, térmica ou hídrica, e também aos níveis de consumo (ponta ou vazio).

Para cada um dos cenários, avaliaram-se os perfis de tensão bem como a taxa de ocupação dos elementos da rede, nomeadamente linhas e transformadores, tendo-se realizado um diagnóstico da rede cujos resultados obtidos estão em linha com o reportado em relatórios técnicos das entidades responsáveis pela operação e planeamento do STN.

Por fim, foi estudada a capacidade de integração de energias renováveis na rede, tendo como área de estudo a subárea operativa Guajira-César-Magdalena (GCM), situada a nordeste e caracterizada por um elevado potencial de energias renováveis, considerando o modelo da rede desenvolvido anteriormente bem como os quatro cenários de geração e consumo.

Para o efeito foi realizado um estudo da capacidade máxima de integração de renováveis através de dois métodos de compensação:

- i. Método de compensação do *Slack Bus*;
- ii. Método de compensação da Ordem de Mérito.

Este estudo visou identificar as subestações que tem capacidade de receber geração bem como obter os respetivos valores máximos de injeção permitidos, sem comprometer a operação da rede.

Palavras-chave: Análise de Redes, Modelização, Simulação, Análise Regime Estático, Análise de Contingências, Integração de Renováveis, Injeção Nodal.

Abstract

In the present thesis is carried out the modeling of the National Transmission System (STN) of Colombia, its analysis and diagnosis in steady-state as well as outage contingency (n-1) criterion.

For this purpose, four typical scenarios of the operation of the network were developed, considering the hydraulicity (dry or wet), generation technologies, thermal or hydro, as well as the demand levels (peak or off-peak).

For each one of the scenarios, the voltage profiles were evaluated as well as the loading levels of the network elements, namely lines and transformers, and a network diagnosis was performed of which results obtained are in line with the reported in the technical documents of the entities responsible for the operation and planning of the STN.

Finally, the capacity of integrating renewable energies in the network was studied, having as study area the operational subarea Guajira-César-Magdalena (GCM), located in the northeast and characterized by a high potential of renewable energies, considering the network model previously modeled as well as the four scenarios of generation and demand.

For this purpose, a study of the maximum integration capacity of renewables was carried out through two compensation methods:

- i. Slack Bus compensation method;
- ii. Merit Order List compensation method.

This study aimed to identify the substations that are capable of receive generation as their maximum permissible injection values, without compromising the operation of the network.

Keywords: Grid Analysis, Modelling, Simulation, Steady State Analysis, Contingencies Analysis, Renewables Integration, Nodal Power Injection.

Agradecimentos

Aqui, expresso a minha gratidão a todos os que contribuíram positivamente ao longo do meu percurso académico.

Um sincero e especial obrigado ao meu orientador, Professor Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis, a quem agradeço profundamente todo o apoio, disponibilidade, motivação, incentivo, orientação e partilha de conhecimento, que foram de real importância para a realização deste trabalho.

Aos docentes e colegas do mestrado em Engenharia Eletrotécnica, Ramo de Energia, do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, que possibilitaram a realização do mestrado bem como o desenvolvimento da presente dissertação.

Ao meu pai Luís e à minha mãe Laura, que foram inalcançáveis durante todo o meu percurso. A eles, um especial agradecimento por todo o encorajamento, apoio e motivação.

Aos meus avós, José e Rita, o meu agradecimento por todo o apoio e força dados ao longo destes anos.

Aos meus amigos Micael Guerra e Vítor Ribeiro, por todas as suas palavras de apoio e motivação ao longo deste percurso.

A todos os que de algum modo contribuíram para a realização deste trabalho, o meu sincero reconhecimento e gratidão.

Índice

1	Introdução	3
1.1	Enquadramento e motivação	3
1.2	Objetivos	4
1.3	Estrutura	4
2	Setor Elétrico Colombiano.....	9
2.1	Reforma do setor	9
2.2	Estrutura do setor	9
2.3	Geração	12
2.4	Transmissão.....	14
2.5	Distribuição	17
2.6	Comercialização.....	18
3	Sistema de Transmissão Nacional da Colômbia	25
3.1	Modelização da rede elétrica.....	25
3.1.1	Elementos da rede elétrica.....	25
3.2	Solução do trânsito de potência.....	27
3.2.1	Método de Newton-Raphson.....	28
3.3	Modelização do Sistema de Transmissão Nacional da Colômbia.....	32
3.3.1	Cenários de geração.....	33
3.3.2	Cenários de consumo.....	34
3.4	Critérios de planeamento e operação	36
3.5	Análise e diagnóstico da rede.....	37
3.5.1	Regime permanente	37
3.5.2	Regime de contingência	39
3.5.3	Conclusões.....	53
4	Oportunidade de Integração de Renováveis	57
4.1	Energias Renováveis na Colômbia.....	57
4.1.1	Política energética na Colômbia.....	57

4.1.2	Lei 1715 de 2014.....	59
4.2	Potencial das energias renováveis na Colômbia	61
4.2.1	Potencial de biomassa.....	61
4.2.2	Potencial solar	62
4.2.3	Potencial geotérmico	63
4.2.4	Potencial eólico	65
4.3	Máxima injeção nodal não simultânea	66
4.3.1	Regime permanente	67
4.3.2	Regime de contingência	70
5	Estudo de capacidade de ligação de renováveis na subárea GCM	75
5.1	Métodos de compensação	76
5.1.1	Método de compensação pelo <i>Slack Bus</i>	76
5.1.2	Método de compensação por Ordem de Mérito	77
5.2	Análise e diagnóstico da rede.....	79
5.2.1	Regime permanente – Método de compensação pelo <i>Slack Bus</i>	79
5.2.2	Regime de contingência – Método de compensação pelo <i>Slack Bus</i>	81
5.2.3	Regime permanente – Método de compensação por Ordem de Mérito	83
5.2.4	Regime de contingência – Método de compensação por Ordem de Mérito...85	
5.2.5	Conclusões.....	88
5.3	Caso de estudo – Ligação Copey-Fundación	89
5.3.1	Redespacho da central Tebsa.....	89
5.3.2	Duplicação da linha	92
5.3.3	Conclusões.....	92
6	Conclusões	95
6.1	Conclusões principais.....	95
6.2	Trabalhos futuros	99
7	Bibliografia.....	103

Anexos.....	109
Anexo A – Sistema de Transmissão Nacional da Colômbia.....	110
Anexo B – Diagrama unifilar do Sistema de Transmissão	111
Anexo C - Modelo da rede desenvolvido no PPS/E.....	112
Anexo D - Tensões nominais dos barramentos da rede modelizada	113
Anexo E - Características das linhas da rede modelizada	114
Anexo F - Características dos transformadores da rede modelizada.....	120
Anexo G - Características dos geradores	121
Anexo H - Características das baterias de condensadores e reactâncias indutivas	122
Anexo I – Cenários de geração	123
Anexo J – Cenários de consumo	125

Lista de figuras

Figura 2.1 – Modelo institucional do setor elétrico Colombiano [8]	11
Figura 2.2 - Energia elétrica exportada e importada pela Colômbia de 2000 a 2013 [11]	13
Figura 2.3 - Estrutura do Sistema Interligado Nacional (SIN) da Colômbia [13].....	14
Figura 2.4 - Sistema de Transporte Nacional da Colômbia, 2016 [15].....	15
Figura 2.5 – Interligações internacionais da Colômbia, 2013 [16]	16
Figura 2.6 - Perdas de energia no STN [UPME].....	16
Figura 2.7 – Zonas Não Interligadas – ZNI [17]	17
Figura 2.8 - Perdas de energia na rede de distribuição [UPME]	18
Figura 2.9 - Evolução anual do consumo de energia elétrica [UPME]	19
Figura 2.10 – Evolução da potência máxima anual [UPME].....	20
Figura 2.11 - Cenários de evolução do consumo nacional da potência elétrica 2010-2031 [UPME]	20
Figura 2.12 - Evolução da participação regional no consumo de energia [UPME]	20
Figura 3.1 - Esquema equivalente em π de uma linha que une os nós i e j	26
Figura 3.2 - Esquema equivalente do transformador entre os nós i e j.....	26
Figura 3.3 - Modelização de uma carga ligada ao nó i.....	26
Figura 3.4 - Fluxograma do cálculo do trânsito de potência através do método de Newton- Raphson	31
Figura 3.5 – Modelo do Sistema de Transmissão Nacional da Colômbia em PSS/E	32
Figura 3.6 - Mapa de desagregação do consumo do SIN por regiões	34
Figura 3.7 - Contingência da linha Primavera - Bacatá.....	41
Figura 3.8 - Contingência da linha Guavio – Reforma.....	42
Figura 3.9 - Contingência da linha Primavera - Bacatá.....	44
Figura 3.10 - Contingência da linha San Carlos – La Virginia	44
Figura 3.11 - Contingência da linha La Virginia – San Marcos	45
Figura 3.12 – Representação da contingência do transformador 220/500 kV da subestação Sam Marcos e da sobrecarga do transformador La Virginia 220/500 kV	46
Figura 3.13 - Contingência da linha Yumbo – Alférez	47
Figura 3.14 - Contingência da linha T. Flores – Barranquilla.....	48
Figura 3.15 - Contingência do transformador 220/500 kV da subestação Sogamoso....	49
Figura 3.16 - Contingência da linha T. Flores – Barranquilla.....	51

Figura 3.17 - Contingência da linha Tebsa – Sabanalarga	52
Figura 3.18 - Contingência do transformador da subestação Bolivar	52
Figura 4.1 - Promoção da autogeração e geração distribuída.....	59
Figura 4.2 - Irradiação global horizontal média diária anual [IDEAM].....	62
Figura 4.3 - Mapa de potencial Geotérmico da Colômbia [UPME].....	64
Figura 4.4 - Velocidade do vento a 80 metros de altura anual [IDEAM]	65
Figura 4.5 – Representação da metodologia usada de incrementos de potência.....	67
Figura 4.6 - Fluxograma do cálculo da máxima injeção nodal não simultânea num determinado nó, regime permanente	68
Figura 4.7 - Rede de 2 barramentos.....	69
Figura 4.8 - Rede de 2 barramentos com gerador fictício no barramento 2	69
Figura 4.9 – Fluxograma do cálculo da máxima injeção nodal não simultânea num determinado nó, regime n-1	70
Figura 4.10 - Método de cálculo para a máxima injeção no barramento 2 em regime n-1	71
Figura 4.11 - Método de cálculo para a máxima injeção no barramento 3 em regime n-1	72
Figura 5.1 - Subestações operadas pela Transelca, Região Costa – Caribe	75
Figura 5.2 - Projeção dos preços de combustível [UPME]	78
Figura 5.3 - Limites da capacidade de transporte das linhas conectadas a Fundación e Copey.....	88
Figura 5.4 - Representação do congestionamento nas linhas de interligação Tebsa – Sabanalarga.....	89
Figura 5.5 - Injeção simultânea nas subestações de Fundación e Valledupar.....	91

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Número de agentes por atividade na Colômbia [1].....	10
Tabela 2.2 - Capacidade instalada por tipo de geração [9].....	12
Tabela 2.3 - Geração de energia elétrica na Colômbia de 2008 a 2012 [10].....	12
Tabela 2.4 - Comprimento das linhas de transmissão por nível de tensão [14]	14
Tabela 2.5 - Consumo final de energia na Colômbia por tipo de consumidor de 2008 a 2012 [UPME]	21
Tabela 3.1 - Tipos de barramentos [19].....	25
Tabela 3.2 – Características dos centros produtores	33
Tabela 3.3 - Cenários de geração	34
Tabela 3.4 - Participação regional.....	35
Tabela 3.5 - Cenários de consumo	36
Tabela 3.6 - Limites de aceitabilidade de tensão [22]	36
Tabela 3.7 - Limites de aceitabilidade de carga [23].....	37
Tabela 3.8 - Carga das linhas em regime permanente: Cenário PH.....	37
Tabela 3.9 - Carga dos transformadores em regime permanente: Cenário PH	37
Tabela 3.10 - Perfis de tensão em regime permanente: Cenário PH	37
Tabela 3.11 - Carga das linhas em regime permanente: Cenário PS.....	38
Tabela 3.12 - Carga dos transformadores em regime permanente: Cenário PS	38
Tabela 3.13 - Perfis de tensão em regime permanente: Cenário PS.....	38
Tabela 3.14 - Carga das linhas em regime permanente: Cenário VH	38
Tabela 3.15 - Carga dos transformadores em regime permanente: Cenário VH.....	38
Tabela 3.16 - Perfis de tensão em regime permanente: Cenário VH	38
Tabela 3.17 - Carga das linhas em regime permanente: Cenário VS.....	39
Tabela 3.18 - Carga dos transformadores em regime permanente: Cenário VS	39
Tabela 3.19 - Perfis de tensão em regime permanente: Cenário VS	39
Tabela 3.20 - Análise de contingências Cenário PH.....	40
Tabela 3.21 - Diagnóstico das tensões nas subestações indicadas antes e após a contingência Guavio- Reforma.....	42
Tabela 3.22 - Análise de contingências Cenário PS.....	43
Tabela 3.23 - Análise de contingências Cenário VH	50
Tabela 3.24 - Análise de contingências Cenário VS.....	51
Tabela 5.1 – Lista de ordem de mérito.....	78
Tabela 5.2 - Valores máximos de injeção em regime n, Cenário PH – Slack Bus.....	79
Tabela 5.3 - Valores máximos de injeção em regime n, Cenário PS – Slack Bus	79

Tabela 5.4 - Valores máximos de injeção em regime n, Cenário VH – Slack Bus	80
Tabela 5.5 - Valores máximos de injeção em regime n, Cenário VS	80
Tabela 5.6 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário PH – Slack Bus	81
Tabela 5.7 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário PS – Slack Bus	81
Tabela 5.8 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário VH – Slack Bus	82
Tabela 5.9 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário VS – Slack Bus	82
Tabela 5.10 - Valores máximos de injeção em regime n, Cenário PH – Ordem de mérito ..	83
Tabela 5.11 - Valores máximos de injeção em regime n, Cenário PS – Ordem de mérito ..	83
Tabela 5.12 - Valores máximos de injeção em regime n, Cenário VH – Ordem de mérito ..	84
Tabela 5.13 - Valores máximos de injeção em regime n, Cenário VS – Ordem de mérito ..	84
Tabela 5.14 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário PH – Ordem de mérito	85
Tabela 5.15 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário PS – Ordem de mérito	85
Tabela 5.16 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário VH – Ordem de mérito	86
Tabela 5.17 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário VS – Ordem de mérito	86
Tabela 5.18 – Valores máximos de injeção, método de compensação do Slack Bus	87
Tabela 5.19 – Valores máximos de injeção, método de compensação da Ordem de Mérito	87
Tabela 5.20 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário VS – Ordem de mérito	90
Tabela 5.21 - Valores máximos de injeção nas subestações publicados pela Transelca.....	90
Tabela 5.22 - Diagnóstico de contingências, injeção simultânea Fundación e Valledupar...	91
Tabela 5.23 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário VS – Duplicação de linha	92

Lista de Abreviaturas

CAC – Comité Asesor de Comercialización

CND – Centro Nacional de Despacho

CNO – Consejo Nacional de Operación

CREG – Comisión de Regulación de Energía y Gas

FCE – Fontes Convencionais de Energia

FNCER – Fontes Não Convencionais de Energia Renovável

GCE – Grandes Consumidores Existentes

GCM – Guajira, César e Magdalena

IDEAM – Instituto de Hidrologia, Meteorologia e Estudos Ambientais

MEM – Mercado de Energia Maiorista

MME – Ministerio de Minas y Energía

MOL – Merit Order List

PH – Ponta Húmida

PS – Ponta Seca

SDL – Sistemas de Distribuição Local

SIN – Sistema Interligado Nacional

STN – Sistema de Transmissão Nacional

STR – Sistema de Transmissão Regional

UPME – Unidad

VH – Vazio Húmido

VS – Vazio Seco

XM – Compañía de Expertos em Mercados

ZNI – Zonas Não Inteligadas

Lista de Símbolos

θ	Ângulo de fase	°
∂	Derivada parcial	
$D_{Reg\%}$	Participação de potência de transformação por região	%
G	Condutância	S
PC	Potência ativa consumida	MW
S_n	Potência aparente nominal	MVA
$P_{Con/Reg}$	Potência ativa consumida por região	MW
P_{Gen}	Potência total gerada	MW
$Perdas\%$	Perdas de transmissão	%
P_{Gk}	Potência gerada no nó k	MW
P'_{Gk}	Potência máxima injetável no nó k	MW
Qc	Potência reativa consumida	Mvar
$Q_{Con/Reg}$	Potência reativa consumida por região	Mvar
R	Resistência	Ω
S	Potência aparente	MVA
S_{Reg}	Potência de transformação por região	MVA
S_{STN}	Potência de transformação instalada do STN	MVA
$(U_{CC\%})$	Tensão de curto-circuito	%
V	Tensão	V
X	Reactância	Ω
Y	Admitância	S
Z	Impedância	Ω

1

Introdução

No presente capítulo é feita a apresentação e enquadramento do tema bem como os objetivos pretendidos com a realização do trabalho.

1 INTRODUÇÃO

1.1 Enquadramento e motivação

O setor elétrico de um país é um dos setores de maior importância e sensibilidade no que diz respeito a temas económicos, sociais e ambientais, já que este é um dos grandes responsáveis pelo impulsionamento do crescimento industrial e desenvolvimento de um país, que por sua vez geram impactos positivos em cada uma das dimensões atrás mencionadas.

A Colômbia é um país que ao longo dos anos tem vindo a apresentar um elevado crescimento do consumo de energia elétrica, na ordem dos 5% ao ano. Face a este aumento, cabe às entidades competentes do país promover e apoiar o desenvolvimento de novas infraestruturas, as quais permitam garantir o abastecimento de energia no presente e no futuro, visando o menor impacto possível.

A Colômbia tem estabelecido como objetivo reduzir as suas emissões de gases de efeito de estufa em 20% até 2030 considerando como cenário base os níveis de 2010.

A capacidade instalada de geração da Colômbia, sendo a participação da hídrica de 69,92% e da térmica de 28,96 %, faz com que a Colômbia esteja demasiado dependente de apenas dois tipos de geração.

Desta forma, a necessidade de aumentar a capacidade instalada de geração aliada à baixa emissão de gases de efeito estufa, fazem das energias renováveis uma opção cada vez mais viável. Contudo, até à promulgação da Lei 1715, a Colômbia não permitia a inclusão de geração distribuída fazendo com que a penetração de renováveis fosse muito difícil.

Com a promulgação da Lei 1715 de 2014, a geração distribuída passa a ser permitida, visto que de acordo com a Lei 143 de 1994, não havia a possibilidade de novos distribuidores realizarem atividades de geração, a menos que já tivessem sido constituídos como tal antes da Lei 143. Assim sendo, abre-se uma janela de oportunidade para a integração das energias renováveis.

Todavia, a integração destas na rede carece de grande e cuidada análise de modo a permitir a correta operação e exploração do sistema, permitindo às entidades responsáveis fornecer um serviço de qualidade.

1.2 Objetivos

Estabelece-se como objetivo principal do presente trabalho a modelização do Sistema de Transmissão Nacional (STN) da Colômbia através do software de simulação PSS/E, e a sua utilização para apoio ao estudo de integração de renováveis na subárea operativa GCM do STN da Colômbia.

Com base na modelização que irá ser realizada pretende-se assim:

- Analisar e efetuar o diagnóstico do Sistema de Transmissão Nacional da Colômbia, considerando vários cenários típicos operacionais, com base nas informações disponibilizadas pelas entidades responsáveis no sector.
- Calcular a capacidade máxima de injeção nodal não simultânea na subárea operativa GCM, considerando dois métodos de compensação:
 - por redução de geração no *Slack Bus*;
 - por redução de geração tendo em consideração a Ordem de Mérito das centrais.

1.3 Estrutura

A presente dissertação é constituída por 6 capítulos, descritos a seguir:

- **Capítulo 1:** apresentação e enquadramento do tema bem como os objetivos pretendidos com a realização do trabalho;
- **Capítulo 2:** breve descrição do setor elétrico colombiano, a sua evolução, a sua estrutura bem como a caracterização dos respetivos setores: geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- **Capítulo 3:** descrição da metodologia que irá ser considerada na modelização do STN da Colômbia, bem como a criação de cenários e respetivas análises para cada um deles, tanto em regime permanente como em regime de contingência.
- **Capítulo 4:** enquadramento das energias renováveis na Colômbia, as políticas implementadas de forma a promover as mesmas, bem como o potencial de exploração de algumas delas. É ainda abordado o método de injeção não

simultâneo a utilizar no estudo de capacidade de ligação de fontes de energia renovável;

- **Capítulo 5:** aplicação de um caso de estudo de capacidade de ligação de geração, através do método de injeção não simultâneo, nas subestações da subárea operativa GCM;
- **Capítulo 6:** apresentação de conclusões do trabalho realizado e propostas de realização de trabalhos futuros.

2

SETOR ELÉTRICO COLOMBIANO

No presente capítulo será apresentado o setor elétrico colombiano, a sua evolução, a sua estrutura bem como a caracterização da respectiva infraestrutura elétrica: geração, transmissão, distribuição e comercialização.

2 SETOR ELÉTRICO COLOMBIANO

2.1 Reforma do setor

A estrutura do setor elétrico Colombiano atual é resultado de um longo processo de evolução. Inicialmente, as empresas estatais atuavam como um monopólio, prestando serviços de geração, transmissão e distribuição, até que na década de 80, o setor elétrico Colombiano entrou em crise conforme a maioria dos países da América Latina, devido à crise da dívida externa latino-americana, contribuindo assim para a deterioração do mesmo. Ao mesmo tempo, estavam-se a desenvolver grandes projetos de geração com elevados custos e atrasos consideráveis, fazendo com que o setor elétrico exigisse demasiados recursos por parte do Estado, com os quais este não conseguia suportar, pondo em causa a eficácia dos monopólios estatais.

Com isto, no início dos anos 90, a Colômbia teve a necessidade de modernizar o seu setor elétrico abrindo mão do seu monopólio, e permitindo assim a participação de empresas privadas no desenvolvimento do setor. Esta reestruturação realizou-se através da promulgação das Leis 142 e 143 de 1994, Lei de Serviços Públicos Domiciliários e Lei Elétrica, respetivamente. A Lei 142 estabeleceu que a provisão de eletricidade, telecomunicações, água e distribuição de gás engarrafado são serviços públicos essenciais que podem ser fornecidos por entidades públicas e privadas, enquanto que a Lei 143 incentivou um maior envolvimento do setor privado no setor de energia.

Com a criação destas leis, foi criado um mercado grossista a fim de alcançar uma maior eficiência da prestação de serviços de eletricidade e permitir a entrada de agentes interessados na prestação destes mesmos serviços. Este mercado é designado como Mercado de Energia Maiorista¹, no qual participam os agentes que desenvolvem as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

2.2 Estrutura do setor

Atualmente, o setor elétrico da Colômbia é dividido em quatro sectores conforme já mencionado, dos quais: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Estas atividades incidem no seguinte:

¹ Ao longo do trabalho será usado o acrónimo MEM (*Mercado de Energía Mayorista*).

- **Geração:** atividade que consiste na produção de energia elétrica através das várias centrais que estejam ligadas ao SIN;
- **Transmissão:** atividade que consiste no transporte de energia elétrica através do conjunto de linhas e respectivos elementos de ligação, que operam com tensões iguais ou superiores a 220 kV;
- **Distribuição:** atividade que consiste no transporte de energia elétrica através do conjunto de linhas e subestações, e respectivos equipamentos associados, que operam com tensões inferiores a 220 kV;
- **Comercialização:** atividade que consiste na compra de energia elétrica no MEM e a sua venda neste mesmo mercado aos usuários finais, regulados e não regulados.

A transmissão e a distribuição são monopólios naturais, enquanto que a geração e a comercialização operam sobre o modo de livre concorrência.

A seguinte tabela mostra o número de agentes por atividade no setor elétrico na Colômbia até ao ano de 2017 inclusive:

NÚMERO DE AGENTES POR ATIVIDADE	
Atividade	Agentes
Geração	71
Transmissão	15
Distribuição	36
Comercialização	119
Total	241

Tabela 2.1 - Número de agentes por atividade na Colômbia [1]

Na estrutura do setor elétrico Colombiano existem várias entidades que se encarregam de assegurar a eficiência do respetivo setor, das quais se destacam as seguintes:

- **Ministerio de Minas y Energía (MME)** é responsável pela formulação, direção e coordenação em matéria de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, com o objetivo de garantir o uso racional e eficiente de energia [2].
- **Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)** tem como objetivo o planeamento do setor energético e de mineração, bem como apoiar políticas orientadas ao desenvolvimento elétrico. Esta é ainda responsável pela produção e divulgação das informações do setor com os agentes e partes interessadas [3].

- **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)** é uma entidade reguladora do sistema elétrico colombiano, que regula os monopólios. Deve também promover a concorrência entre prestadores de serviços públicos, de forma a que as operações monopolistas ou de livre concorrência sejam economicamente eficientes.
- **Consejo Nacional de Operación (CNO)** tem como função garantir que a operação do sistema interligado nacional (SIN) seja segura, confiável e económica [4].
- **Comité Asesor de Comercialización (CAC)** é uma entidade criada pela CREG com o objetivo de dar assistência ao funcionamento e à revisão dos aspetos comerciais do MEM [5].
- **Superintendencia de Servicios Públicos (Superservicios)** tem como funções proteger e promover os direitos e deveres dos usuários e prestadores de serviços públicos de energia elétrica [6].
- **XM Compañía de Expertos em Mercados** é uma filial da ISA, principal concessionária privada de transmissão de energia elétrica do país, especializada na gestão de sistemas de energia em tempo real. Esta é responsável pela gestão e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) da Colômbia, através do centro nacional de despacho, incluindo também as transações internacionais [7].
- **Centro Nacional de Despacho (CND)** é responsável pelo planeamento, supervisão e controlo da operação dos recursos de geração, interligação e transmissão do SIN.



Figura 2.1 – Modelo institucional do setor elétrico Colombiano [8]

2.3 Geração

A Colômbia até agosto de 2017 contava com uma capacidade instalada de geração de 16.697,44 MW, dos quais as centrais hídricas apresentam grande predominância em relação aos restantes tipos de geração, com uma participação percentual da potência total instalada de centrais hídricas correspondente a 69,92% da potência total instalada, seguida das centrais térmicas com uma participação de 28,96%.

CAPACIDADE INSTALADA POR TIPO DE GERAÇÃO		
Tipo	Capacidade [MW]	Porcentagem [%]
Despachadas centralmente		
Hídrica	10959,00	65,63
Térmica	4729,00	28,32
Não Despachadas Centralmente		
Auto produtor	32,40	0,19
Cogerador	136,50	0,82
Eólica	18,42	0,11
Hídrica	717,12	4,29
Térmica	105,00	0,64
Total de capacidade efetiva líquida	16697,44	100,00

Tabela 2.2 - Capacidade instalada por tipo de geração [9]

A energia gerada em 2012 atingiu o valor de 60.807 GWh, dos quais a fonte hídrica teve uma taxa de participação de 78,3%, seguida pela geração térmica com uma taxa de 19,9%. A autogeração atingiu uma taxa de 1,8%, enquanto que a energia eólica não apresenta uma taxa considerável na participação da geração, com apenas 0,1%.

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA COLÔMBIA, EM TWh					
Tipo	2008	2009	2010	2011	2012
Hídrica	46,16 (82,4%)	40,84 (71,8%)	40,40 (65,0%)	48,88 (79,1%)	47,58 (78,3%)
Térmica	8,13 (14,5%)	14,33 (25,2%)	18,76 (30,2%)	9,38 (15,2%)	12,10 (19,9%)
Eólica	0,05 (0,1%)	0,06 (0,1%)	0,04 (0,1%)	0,04 (0,1%)	0,06 (0,1%)
Autogeradores	1,66 (3,0%)	1,66 (2,9%)	2,94 (4,7%)	3,47 (5,6%)	1,07 (1,8%)
Total	56,00 (100%)	56,88 (100%)	62,14 (100%)	61,77 (100%)	60,81 (100%)

Tabela 2.3 - Geração de energia elétrica na Colômbia de 2008 a 2012 [10]

Visto que a geração de energia da Colômbia é fortemente suportada pela geração hídrica, esta é influenciada por fenômenos climáticos naturais, como *El Niño* e *La Niña*, e consequentemente aumentam ou diminuem a geração térmica ou hídrica.

O fenómeno *El Niño* caracteriza-se pela pouca precipitação, o que leva a que os reservatórios das centrais hídricas diminuam, e inevitavelmente as suas capacidades de geração também diminuam. Ocorrendo este fenómeno, as centrais térmicas são despachadas de modo a que estas suprimam as necessidades energéticas do país, como ocorreu no ano de 2010. Este fenómeno ocorre irregularmente em intervalos de 2 a 7 anos, com uma média de duração de 3 a 4 anos.

Já o fenómeno *El Niña* caracteriza-se por chuvas intensas, levando a um aumento dos reservatórios das centrais hídricas e a um aumento de geração por parte destas. Uma das ocorrências deste fenómeno foi em 2007-2008.

Para além da sua própria capacidade instalada de geração, o sistema elétrico colombiano encontra-se interligado com o Equador e com a Venezuela. Através da seguinte figura, verifica-se que a Colômbia é um país fortemente exportador de energia elétrica, durante o período apresentado.

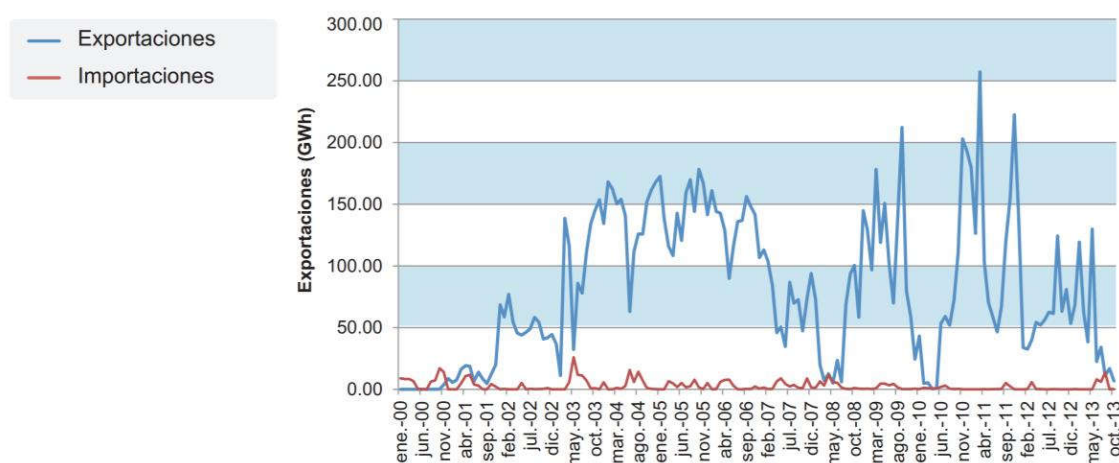


Figura 2.2 - Energia elétrica exportada e importada pela Colômbia de 2000 a 2013 [11]

Para o ano de 2013, a XM juntamente com a CENACE realizou um estudo sobre a interligação Colômbia-Ecuador, no qual definiram a potência máxima de transferência consoante os cenários de consumo mínimo e consumo médio, obtendo respetivamente os valores de 460 MW e 420 MW [12].

Em relação à interligação Colômbia-Venezuela através da ligação *Cuestecitas-Cuatricentenario* de 220 kV, esta varia entre 40 MW e 110 MW de exportação, em função do consumo da subárea operativa GCM e do número de unidades disponíveis na planta térmica Guajira. Quanto à ligação *San Mateo-Corozo* de 220 kV varia entre 170 MW e 275 MW, dependendo do consumo da área Nordeste e das centrais disponíveis na área.

2.4 Transmissão

No sistema elétrico colombiano consideram-se elementos de transmissão os que operam com tensões compostas iguais ou superiores a 220 kV, formando um conjunto denominado de *Sistema de Transmisión Nacional (STN)*, ao qual são ligadas as centrais geradoras, e posteriormente os *Sistemas de Transmisión Regional (STR)* e os *Sistemas de Distribución Local (SDL)*. Os *Sistemas de Transmisión Regional* são constituídos pelos ativos que interligam com o STN e os conjuntos de linhas, equipamentos e subestações que operam com um nível de tensão denominado como nível 4. Os *Sistemas de Distribución Local* correspondem ao conjunto de linhas e subestações e respectivos equipamentos associados, que operam sob os níveis de tensão denominados como 3, 2 e 1, conforme ilustrado na Figura 2.3.

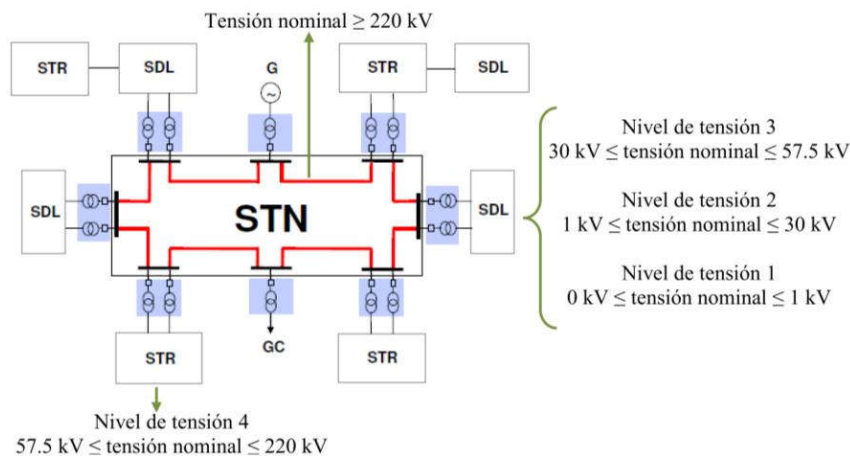


Figura 2.3 - Estrutura do Sistema Interligado Nacional (SIN) da Colômbia [13]

O Sistema de Transmissão Nacional (STN) da Colômbia corresponde às linhas de transmissão, compensadores, subestações e os restantes equipamentos de interligação, que operam sob os níveis de tensão de 220 kV, 230 kV e 500 kV. A seguinte tabela apresenta os quilômetros de linhas de transmissão segundo os níveis de tensão.

LINHAS DE TRANSMISSÃO		
Sistema	Tensão [kV]	Comprimento [km]
Regional (STR)	110	3247,07
	115	7111,86
	138	15,49
Nacional (STN)	220	2539,05
	230	10033,32
	500	2535,37
Total		25482,16

Tabela 2.4 - Comprimento das linhas de transmissão por nível de tensão [14]

A seguinte figura apresenta a configuração do Sistema de Transporte Nacional (STN) da Colômbia, bem como a localização das centrais hídricas e térmicas conectadas a este.



Figura 2.4 - Sistema de Transporte Nacional da Colômbia, 2016 [15]

Como já mencionado anteriormente, a Colômbia está interligada com o Equador e com a Venezuela. Futuramente, está planeada a interligação da Colômbia ao Panamá com uma capacidade de transporte de 300 MW.



Figura 2.5 – Interligações internacionais da Colômbia, 2013 [16]

Ao nível do Sistema de Transmissão Nacional, este apresenta um valor de perdas médio em torno dos 1,9%, e a sua tendência durante os últimos anos tem vindo a manter-se constante.

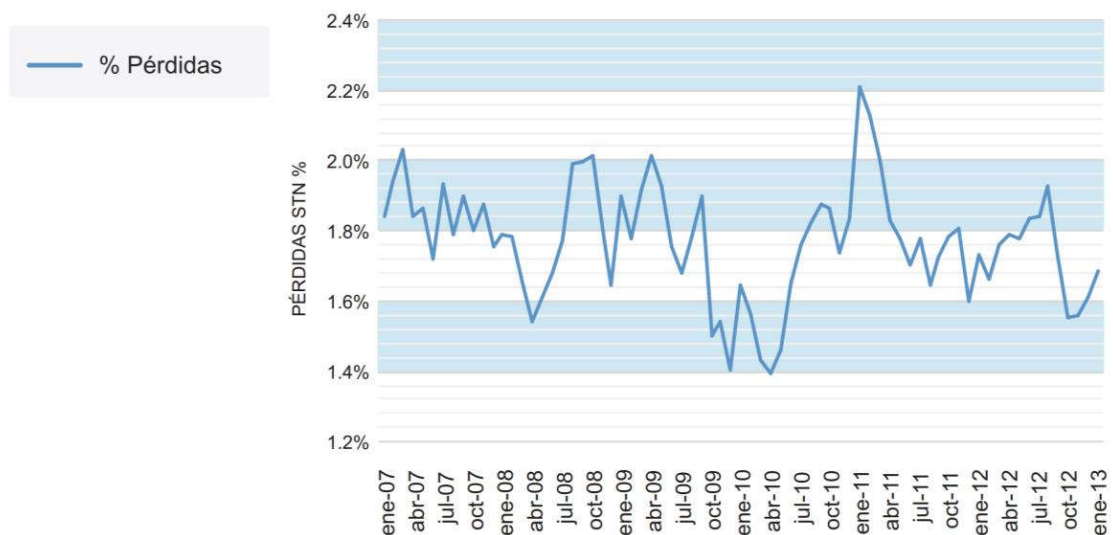


Figura 2.6 - Perdas de energia no STN [UPME]

2.5 Distribuição

A distribuição consiste no transporte de energia desde o Sistema de Transmissão Nacional até aos utilizadores de rede finais, através das redes e subestações com tensões inferiores a 220 kV, que compõem os Sistemas de Transmissão Regionais (STR) e os Sistemas de Distribuição Locais (SDL), conforme ilustrado anteriormente na Figura 2.3.

Na atividade de distribuição são incluídas várias empresas de ordem municipal, departamental e regional. Algumas das principais empresas que atuam nesta atividade são empresas prestadoras de serviços públicos integradas verticalmente. Atualmente, todas as empresas distribuidoras são por sua vez também comercializadoras de energia. Contudo, nem todas as empresas comercializadoras são distribuidoras.

As empresas distribuidoras de energia devem permitir o acesso indiscriminado aos Sistemas de Transmissão Regionais e Sistemas de Distribuição Locais a qualquer utilizador de rede, seja ele gerador ou comercializador, nas condições legais e regulamentares de fiabilidade (qualidade e continuidade do serviço).

Tanto os Sistemas de Transmissão Regionais como os Sistemas de Distribuição Locais encontram-se conectados ao SIN. Contudo, existem zonas que devido à sua localização geográfica, baixa cobertura de serviço de energia elétrica e elevados custos, não é possível que as mesmas estejam conectadas ao SIN, sendo estas designadas como Zonas Não Interligadas (ZNI).

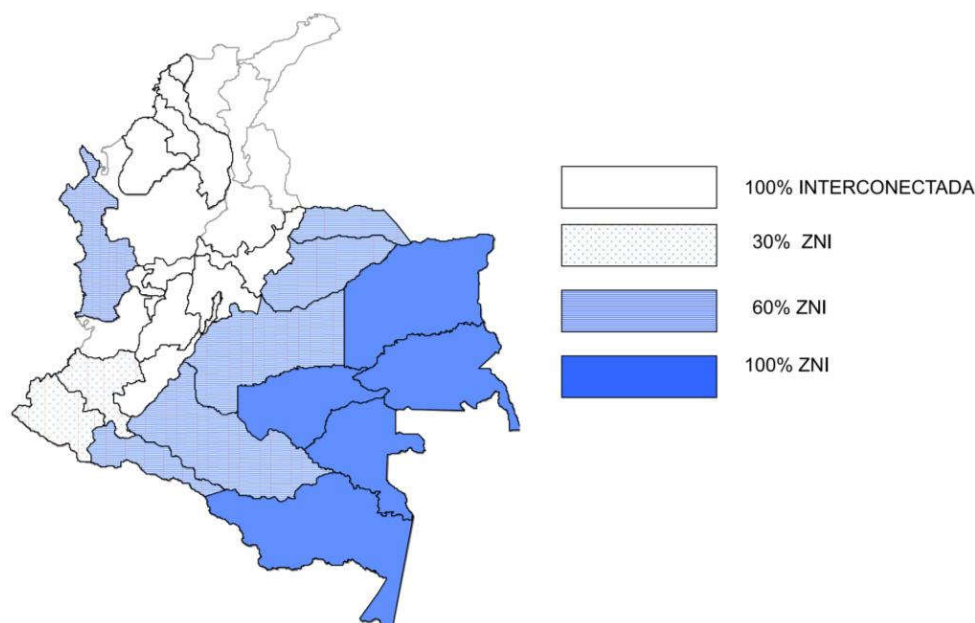


Figura 2.7 – Zonas Não Interligadas – ZNI [17]

Ao nível das perdas, referentes aos Sistemas de Distribuição, estas correspondem às perdas associadas aos níveis de tensão de 1 a 4. A evolução histórica das perdas tem demonstrado uma clara diminuição destes valores na última década, atingido praticamente metade do seu valor percentual. A estimativa aponta para um valor visto do lado do consumo de 13,2%, e visto do lado das vendas (comercialização) de 15,75%. As perdas associadas à comercialização referem-se à energia deixada de faturar relativamente à energia comprada pelo comercializador, e as perdas vistas do lado do consumidor referem-se ao balanço energético, descontando a energia de saída à energia de entrada no sistema elétrico.

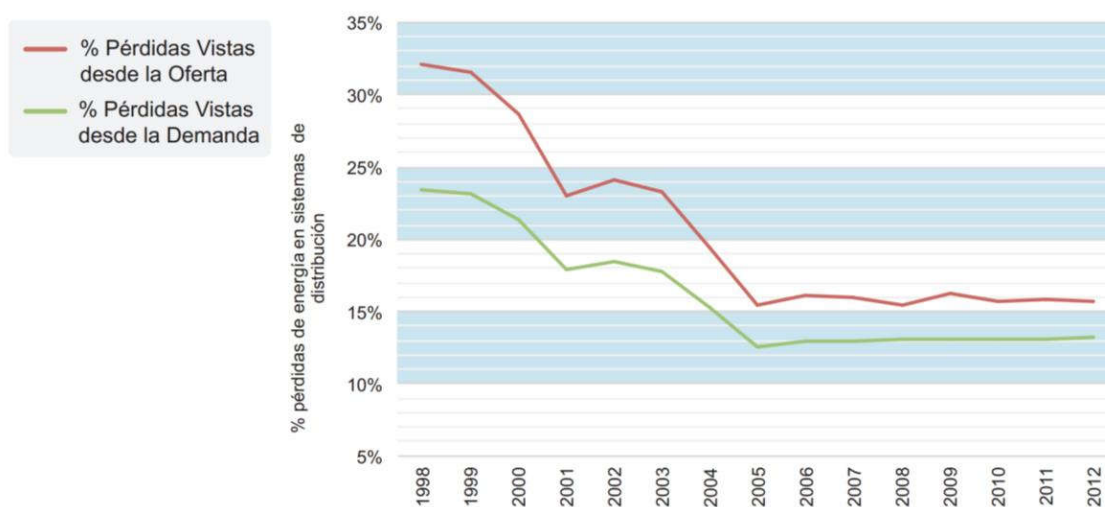


Figura 2.8 - Perdas de energia na rede de distribuição [UPME]

2.6 Comercialização

A comercialização é a atividade de compra e venda de energia elétrica através do MEM, com vista à venda aos comercializadores, distribuidores ou consumidores finais. Os comercializadores são os agentes que prestam um serviço intermediário entre os consumidores finais de energia e os agentes de geração, transmissão e distribuição.

Devido à distinção entre mercados, regulado e não regulado, as empresas comercializadoras podem comercializar energia com destino apenas ao mercado regulado, ou apenas ao mercado não regulado, bem como optar por ser intermediários de serviços a ambos os mercados. A distinção entre mercados é feita de acordo com o seguinte:

- **Utilizadores não regulados:** são aqueles com um consumo superior a 100 kW, ou ao equivalente em consumo de energia de 55 MWh/mês.

O consumidor não regulado tem a possibilidade de estabelecer um contrato bilateral com o comercializador, onde é acordado um preço de venda bem como a quantidade de energia requerida.

- **Utilizadores regulados:** são aqueles que não cumprem as condições para ser intitulados como consumidores não regulados, estando sujeitos a um contrato com condições uniformes e preços regulados pela CREG.

De acordo com a informação disponibilizada pelos comercializadores de energia, estes abrangiam 12.250.267 utilizadores no ano de 2012. O SIN cobre cerca de um terço do território, fornecendo eletricidade a cerca de 96% da população. Os restantes 4% da população são abrangidos pelas Zonas Não Interligadas, cobrindo os restantes dois terços do território. [18]

De acordo com a *Unidad de Planeación Minero Energética* (UPME) da Colômbia, o consumo de energia máxima em 2012 atingiu um valor de 59.366 GWh. Em termos de crescimento do consumo, verifica-se que para o período apresentado, este apresenta uma taxa de crescimento a rondar os 3%, como ilustra a seguinte figura:

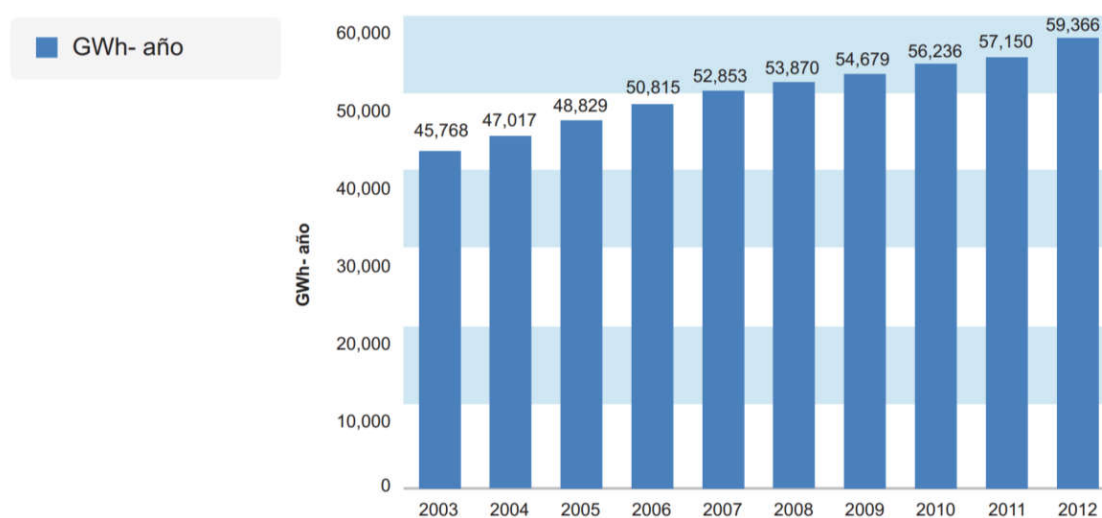


Figura 2.9 - Evolução anual do consumo de energia elétrica [UPME]

Em relação à potência máxima atingida, esta tem vindo a apresentar uma taxa de crescimento positiva ao longo dos anos, com exceção dos anos 2008 e 2010, devido ao fenómeno climático *La Niña*, caracterizado pela ocorrência de fortes precipitações, levando ao surgimento de inundações e conseqüentemente à desconexão de alguns pontos de consumo.

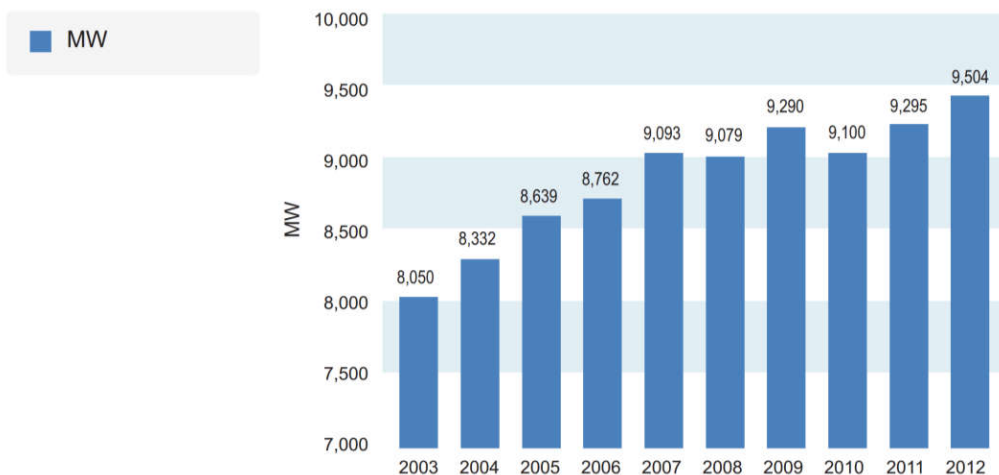


Figura 2.10 – Evolução da potência máxima anual [UPME]

Segundo os cenários de projeção realizados pela UPME, estima-se uma taxa média de crescimento de 3,6% até 2020, e de 2021 até 2030 uma taxa de 3,5 %.

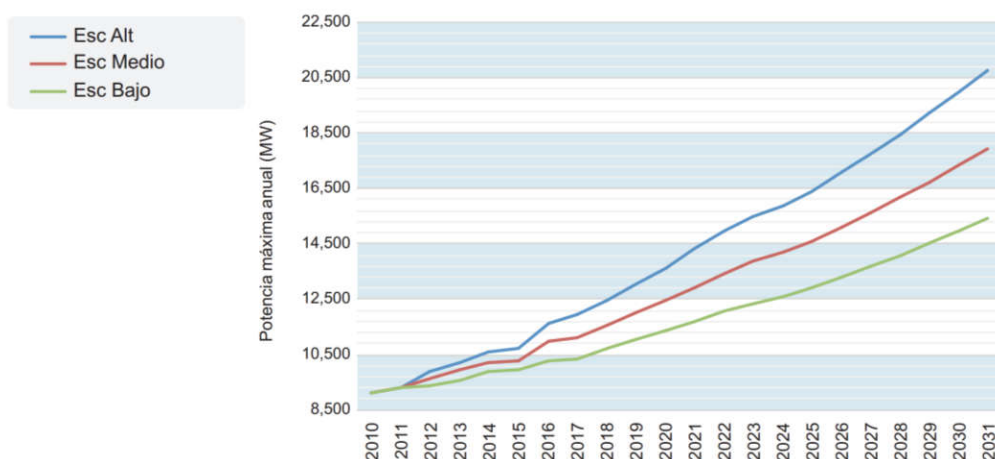


Figura 2.11 - Cenários de evolução do consumo nacional da potência elétrica 2010-2031 [UPME]

A participação do consumo por regiões também tem vindo a variar ao longo dos anos, como é ilustrado na seguinte figura:

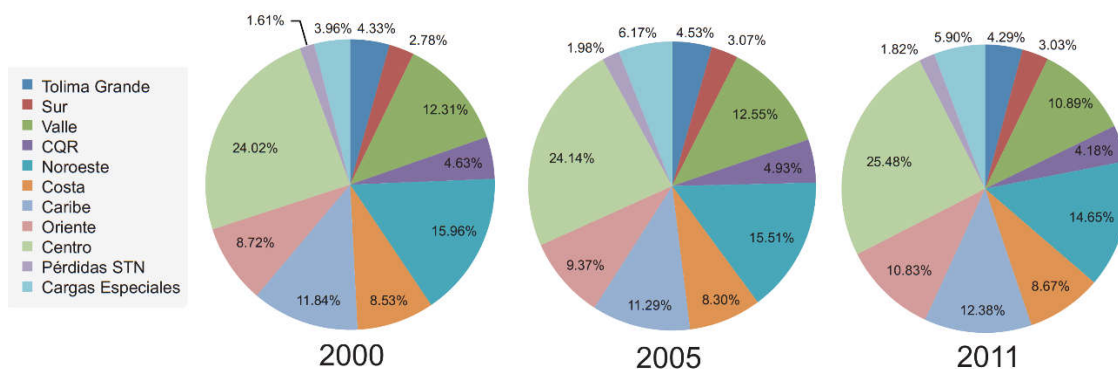


Figura 2.12 - Evolução da participação regional no consumo de energia [UPME]

A seguinte tabela ilustra o consumo final de energia de acordo com o tipo de consumidor na Colômbia.

CONSUMO FINAL DE ENERGIA NA COLÔMBIA POR TIPO DE CONSUMIDOR, EM TWh					
Tipo	2008	2009	2010	2011	2012
Residencial	18,32 (42,3%)	19,08 (41,1%)	19,65 (41,6%)	20,04 (40,2%)	20,82 (40,9%)
Comercial	10,08 (23,3%)	11,14 (24,0%)	11,48 (24,3%)	11,71 (23,5%)	12,16 (23,9%)
Industrial	13,86 (32,0%)	14,21 (30,6%)	14,07 (29,8%)	16,09 (32,3%)	15,50 (30,5%)
Outros	1,01 (2,3%)	1,94 (4,2%)	1,99 (4,2%)	2,03 (4,1%)	2,38 (4,7%)
Total	43,27 (100%)	46,36 (100%)	47,19 (100%)	49,87 (100%)	50,86 (100%)

Tabela 2.5 - Consumo final de energia na Colômbia por tipo de consumidor de 2008 a 2012 [UPME]

Através da tabela apresentada, verifica-se que o consumo final de energia para o ano de 2012 obteve um total de 50,86 TWh, dos quais o setor residencial obteve a maior taxa de consumo de 40,9%. O setor industrial representou uma taxa de 30,5%, enquanto que o consumo comercial representou 23,9%. É ainda possível concluir que o consumo de energia elétrica de 2008 para 2012 teve um aumento de 17,6%, e que entre o período apresentado, todos os setores apresentaram taxas de crescimento positivas.

3

Sistema de Transmissão Nacional da Colômbia

Neste capítulo pretende-se descrever a metodologia considerada na modelização do Sistema de Transmissão Nacional (STN) da Colômbia, bem como a criação de cenários e respetivas análises para cada um deles, tanto em regime permanente como em regime de contingência.

3 SISTEMA DE TRANSMISSÃO NACIONAL DA COLÔMBIA

3.1 Modelização da rede elétrica

3.1.1 Elementos da rede elétrica

O Sistema de Transmissão Nacional (STN) da Colômbia foi modelizado tendo em conta os elementos nela existentes, dos quais: barramentos, linhas, transformadores, cargas e compensações de energia reativa.

3.1.1.1 Barramentos

Na modelização de uma rede elétrica existem três tipos de barramentos, e a cada um destes barramentos estão associadas quatro variáveis: módulo de tensão $|V|$, ângulo de fase δ , potência ativa P e potência reativa Q . Destas quatro variáveis, para cada barramento, duas delas são conhecidas e as outras duas são obtidas através do processo iterativo.

Os barramentos são classificados da seguinte forma:

- **Referência/balanço:** barramento tomado como a referência do sistema, onde a tensão e o ângulo de fase são especificados. Este barramento fornece a potência ativa e reativa adicional necessária para fechar o balanço energético, incluindo as perdas de transmissão, visto que estas são desconhecidas até à obtenção da solução final.
- **PQ (carga ou geração):** neste barramento, as potências ativa e reativa são conhecidas. Os valores de tensão e ângulo de fase são determinados.
- **PV (geração):** nos barramentos de geração são especificadas a potência ativa e a tensão. Os ângulos de fase e a potência reativa são calculados.

Tipo de barramento	Variáveis conhecidas		Variáveis especificadas		Variáveis calculadas	
Referência/balanço	P_C	Q_C	V	Θ	P_G	Q_G
PQ (carga ou geração)	P_C	Q_C	P_G	Q_G	V	Θ
PV (geração)	P_C	Q_C	P_G	V	Q_G	Θ

Tabela 3.1 - Tipos de barramentos [19]

3.1.1.2 Linhas

O modelo da linha de transmissão é representado através do esquema equivalente em π . Este esquema considera uma impedância longitudinal (\bar{Z}) e as respectivas admitâncias transversais ($\bar{Y}/2$).

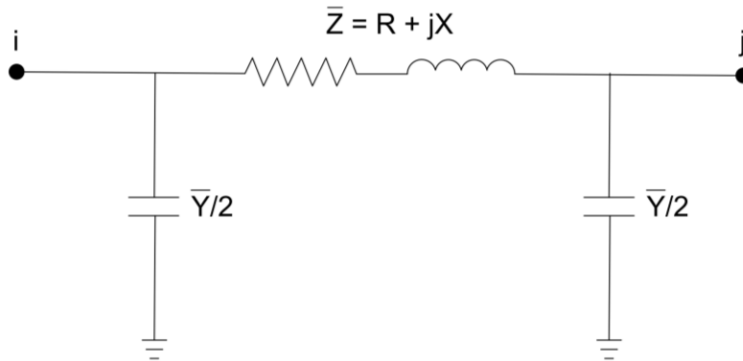


Figura 3.1 - Esquema equivalente em π de uma linha que une os nós i e j

3.1.1.3 Transformadores

A modelização dos transformadores é representada pelas respectivas reactâncias X , coincidentes com as tensões de curto-circuito ($U_{CC\%}$), expressas nas bases de potência nominal dos mesmos (S_n).



Figura 3.2 - Esquema equivalente do transformador entre os nós i e j

3.1.1.4 Cargas

As cargas foram modelizadas por potência constante (elasticidade nula), isto é, as suas potências ativa e reativa não variam com a tensão. Estas são definidas através das suas potências de consumo $P_C + jQ_C$.

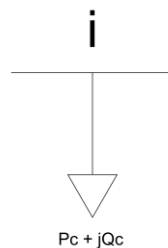


Figura 3.3 - Modelização de uma carga ligada ao nó i

3.2 Solução do trânsito de potência

O propósito de um sistema de potência é entregar a potência requerida aos consumidores em tempo real, garantindo os níveis de qualidade, de maneira fiável e económica.

Através da sua modelização é assim possível estudar o trânsito de potência desse sistema atendendo aos requisitos de planeamento e operação dos mesmos. Contudo, devido à natureza das equações resultantes da modelização do sistema de potência, estas são não lineares.

A resolução das simultâneas equações não lineares do trânsito de potência requer o uso de métodos iterativos, dos quais se destacam os seguintes:

- Método de Gauss-Seidel
- Método de Newton-Raphson
- Método do Desacoplamento

No presente trabalho apenas irá ser abordado o método de Newton-Raphson, pois irá ser este o método utilizado para as simulações.

O primeiro passo na modelização de um sistema de potência é a formulação da matriz de admitâncias nodais. Esta é uma matriz de dimensão $n \times n$ (onde n é o número de barramentos do sistema).

$$[Y] = \begin{bmatrix} Y_{11} & \dots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad 3.1$$

Os elementos diagonais da matriz $[Y]$ são obtidos pela soma de todas as admitâncias ligadas ao nó i , sendo estes sempre valores não nulos. [20]

$$Y_{ii} = \sum_{k=0}^n y_{ik}, j \neq i \quad 3.2$$

Os elementos não diagonais da matriz $[Y]$ são obtidos pela soma do simétrico das admitâncias dos ramos que ligam os nós i e j .

$$Y_{ij} = Y_{ji} = -y_{ij} \quad 3.3$$

A corrente injetada I em cada nó, é dada pelo produto da admitância Y pela tensão V . Sob a forma matricial tem-se:

$$\begin{bmatrix} S^* \\ V^* \end{bmatrix} = [I] = [Y][V] \quad 3.4$$

Por sua vez, a potência injetada (S_i) em cada nó é dada pela diferença entre a potência gerada (S_{Gi}) e a potência consumida (S_{Ci}) nesse nó.

$$S_i = S_{Gi} - S_{Ci} = P_{Gi} - S_{Ci} + j(Q_{Gi} - Q_{Ci}) \quad 3.5$$

Desta forma, para um sistema com n barramentos obtém-se assim a equação que representa as $n-1$ equações classificadas como nós de carga. [21]

$$\bar{S}_k^* = P_k - jQ_k = \bar{V}_k^* \sum_{i=1}^n \bar{Y}_{ki} \bar{V}_i \quad 3.6$$

$$k = 1, 2, 3, \dots, n - 1$$

Obtida a convergência das tensões, pode-se então calcular a potência injetada no nó de balanço.

$$P_n - jQ_n = \bar{V}_n^* \sum_{i=1}^n \bar{Y}_{ni} \bar{V}_i \quad 3.7$$

3.2.1 Método de Newton-Raphson

O método de Newton-Raphson é frequentemente utilizado pois apresenta melhores características de convergência e rapidez necessitando de menos iterações em relação ao método de Gauss-Seidel.

O método de Newton-Raphson utiliza as equações do trânsito de potência sob a forma real, em coordenadas polares das tensões, como se segue:

$$\left. \begin{aligned} P_i &= \sum_{j=1}^n V_i V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \\ Q_i &= \sum_{j=1}^n V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \end{aligned} \right\} i = 1, \dots, n \quad 3.8$$

Estas equações representam as potências ativas e reativas injetadas em cada nó, em função dos módulos e argumentos das tensões. O nó de balanço não é considerado visto ser especificado em módulo e argumento, isto é, $|V_1| = 1$ e $\theta_1 = 0^\circ$.

$$\left. \begin{aligned} P_i &= f_i(V_2, \dots, V_n, \theta_2, \dots, \theta_n) \\ Q_i &= g_i(V_2, \dots, V_n, \theta_2, \dots, \theta_n) \end{aligned} \right\} i = 2, \dots, n \quad 3.9$$

Para pequenas variações de V e θ , tem-se:

$$\Delta P_i = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_2} \Delta \theta_2 + \dots + \frac{\partial P_i}{\partial \theta_n} \Delta \theta_n + V_2 \frac{\partial P_i}{\partial V_2} \frac{\Delta V_2}{V_2} + \dots + V_n \frac{\partial P_i}{\partial V_n} \frac{\Delta V_n}{V_n} \quad 3.10$$

$$\Delta Q_i = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_2} \Delta \theta_2 + \dots + \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_n} \Delta \theta_n + V_2 \frac{\partial Q_i}{\partial V_2} \frac{\Delta V_2}{V_2} + \dots + V_n \frac{\partial Q_i}{\partial V_n} \frac{\Delta V_n}{V_n} \quad 3.11$$

A partir das equações 3.10 e 3.11, obtém-se então a matriz Jacobiana:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_n} & V_2 \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \dots & V_n \frac{\partial P_2}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & V_2 \frac{\partial P_n}{\partial V_2} & \dots & V_n \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \hline \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_n} & V_2 \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \dots & V_n \frac{\partial Q_2}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & V_2 \frac{\partial Q_n}{\partial V_2} & \dots & V_n \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix}}_{\text{Jacobiano}} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta V_2/V_2 \\ \vdots \\ \Delta V_n/V_n \end{bmatrix} \quad 3.12$$

Por conveniência, 3.12 pode-se escrever na forma compacta:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix} \quad 3.13$$

O processo iterativo para o método de Newton-Raphson para obtenção da solução do trânsito de energia pode ser descrito através dos seguintes passos:

1. Formulação da matriz de admitâncias nodais $[Y]$, no sistema por unidade (p.u.).
2. Atribuição dos módulos e argumentos de tensão para cada barramento. Para os nós do tipo PQ, P_i e Q_i são especificados. Os módulos e argumentos de tensão são definidos de igual forma ao nó de balanço, isto é, $|V_i| = 1$ e $\theta_i = 0^\circ$.

Para os nós do tipo PV (tensão controlada), o módulo de tensão e P_i são especificados, e o argumento de tensão é definido conforme o nó de balanço, ou seja, $\theta_i = 0^\circ$. Este processo é comumente designado como *Flat Start*.

3. Cálculo dos erros de fecho ΔP_i e ΔQ_i (*Mismatch*), entre os valores especificados e calculados pelas equações em 3.8, das potências ativa e reativa injetadas:

$$\Delta P_i^k = P_i^{esp} - P_i^{calc^k} \quad 3.14$$

$$\Delta Q_i^k = Q_i^{esp} - Q_i^{calc^k} \quad 3.15$$

4. Calcular o Jacobiano $[J^k]$.
5. Calcular os acréscimos $\Delta\theta$ e ΔV de acordo com 3.13:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix} = [J^k] \begin{bmatrix} \Delta\theta^k \\ \Delta V^k/V^k \end{bmatrix} \quad 3.16$$

6. Para os nós do tipo PQ, atualizar os valores da amplitude e argumento de tensão:

$$V_i^{k+1} = V_i^k + \Delta V_i^k \quad 3.17$$

$$\theta_i^{k+1} = \theta_i^k + \Delta\theta_i^k \quad 3.18$$

7. Para os nós do tipo PV, atualizar os valores dos argumentos de acordo com a equação 3.18 e calcular a respetiva potência reativa injetada:

$$Q_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad 3.19$$

8. Caso a potência reativa esteja fora dos limites máximo e mínimo impostos pelo gerador, o nó é reclassificado como falso PQ. Na próxima iteração calcula-se a potência reativa (usando os valores especificados da tensão para todos os nós PV). Se estiver dentro dos limites, o nó volta a ser classificado como PV.
9. O processo iterativo é repetido até que os erros de fecho ΔP_i e ΔQ_i sejam inferiores à tolerância ε (tipicamente 0,01 MW/Mvar):

$$|\Delta P_i|, |\Delta Q_i| < \varepsilon \quad 3.20$$

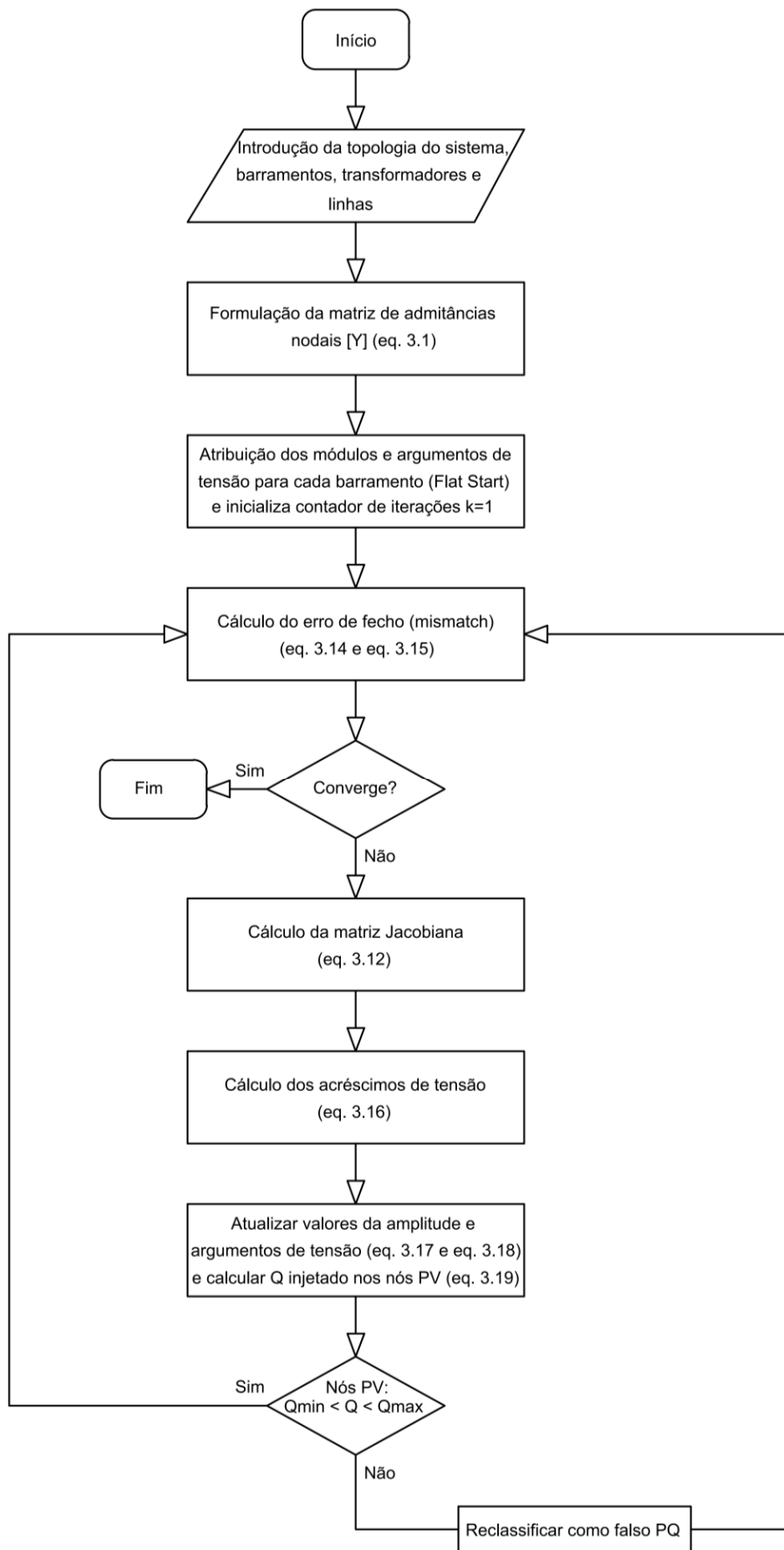


Figura 3.4 - Fluxograma do cálculo do trânsito de potência através do método de Newton-Raphson

Este é constituído por 110 barramentos dos quais 32 foram modelizados como sendo de geração e 78 como barramentos de carga.

A geração é suportada por 32 centrais geradoras, das quais 13 são centrais térmicas (T) e 19 são centrais hídricas (H), conforme apresentado na Tabela 3.2. As suas características mais detalhadas encontram-se no Anexo G.

Tipo	Central	Potência (MW)	Tipo	Central	Potência (MW)
H	ALTO ANCHICAYA	365	H	SOGAMOSO	819
H	BETANIA	540	H	TESALIA	264
H	CHIVOR	1000	H	URRA	338
H	GUADALUPE IV	213	T	BARRANCA	145
H	GUATAPE	560	T	CARTAGENA	208
H	GUAVIO	1250	T	GUAJIRA	246
H	JAGUAS	170	T	MERILECTRICA	167
H	LA GUACA	324	T	PAIPA	336
H	LA TASAJERA	306	T	T. CANDELARIA	314
H	MIEL I	396	T	T. FLORES	610
H	PARAISO	276	T	TASAJERO	328
H	PLAYAS	207	T	TEBSA	935
H	PORCE II	405	T	TERMOCENTRO	264
H	PORCE III	700	T	TERMOSIERRA	353
H	SALVAJINA	315	T	TERMOZIPIA	224
H	SAN CARLOS	1240	T	YUMBO	439

Tabela 3.2 – Características dos centros produtores

Os transformadores incluídos na modelização da rede são apenas os transformadores 220/500 kV, cujas características poderão ser consultadas no Anexo F bem como as reactâncias capacitivas e indutivas.

O consumo é modelizado através de 78 cargas, definidas conforme o Anexo J, para cada um dos cenários apresentados.

3.3.1 Cenários de geração

Os planos de geração considerados foram desenvolvidos com base na informação disponibilizada pela XM, referente ao programa de geração para cada um dos recursos do despacho nacional. Esta informação fornece a potência gerada por cada gerador para cada dia e hora do ano. Da informação disponível, foram analisados 4 meses referentes ao ano de 2016, dos quais, março, junho, setembro e dezembro.

Estes quatro meses foram escolhidos visto que estes coincidem com os máximos e mínimos dos valores de precipitação durante o ano, aumentando ou diminuindo as capacidades de geração hídrica.

A criação de cenários de geração teve também em conta mais dois fatores: nível de carga (ponta ou vazio), e a utilização do recurso (hídrico ou térmico). Deste modo, com base na informação analisada foram estabelecidos quatro cenários de geração:

Perfil de Geração		Total	Hídrica	Térmica	Cenário
Ponta	Húmido	9438	8144 (86%)	1294 (14%)	PH
	Seco	8302	3684 (44%)	4618 (56%)	PS
Vazio	Húmido	6009	4908 (82%)	1101 (18%)	VH
	Seco	5673	1368 (24%)	4305 (76%)	VS

Tabela 3.3 - Cenários de geração

3.3.2 Cenários de consumo

O sistema elétrico nacional da Colômbia está dividido em oito regiões elétricas, das quais: Centro, Costa-Caribe, CQR, Noroeste, Oriente, Sur, Tolima Grande e Valle.



Figura 3.6 - Mapa de desagregação do consumo do SIN por regiões

Apesar de serem publicadas as participações médias regionais com respeito ao consumo nacional face à potência de ponta, para além das oito regiões ainda é incluída a participação dos Grandes Consumidores Existentes (GCE). Contudo, não sabendo a localização destes ou a subestação na qual estão ligados, optou-se então por realizar a modelização da carga de uma outra forma, conforme descrito a seguir.

Para a modelização da carga definiu-se uma taxa de participação ($D_{Reg\%}$) para cada uma das regiões em função da respetiva participação de cada região na potência de transformação (S_{Reg}) face à potência de transformação nacional (S_{STN}).

$$D_{Reg\%} = \frac{S_{Reg}}{S_{STN}} \times 100\% \quad 3.21$$

A taxa de participação de cada região é apresentada na Tabela 3.4, calculada com base na equação 3.21.

Região	Pot. Transformação [MVA]	Participação [%]
Costa-Caribe	4159,5	23,1
Oriente	1872	10,4
Noroeste	3120	17,4
CQR	870	4,9
Valle	1662	9,2
Tolima Grande	1104	6,1
Sur	600	3,3
Centro	4614	25,6
TOTAL	18001,5	100,0

Tabela 3.4 - Participação regional

Obtidas as participações de cada região, calcularam-se as potências ativas consumidas por cada uma delas, face às potências geradas para cada cenário, conforme a seguinte equação:

$$P_{Con/Reg} = P_{Gen} \times D_{Reg\%} / (1 + Perdas\%) \quad 3.22$$

Obtida a potência ativa consumida para cada região, definiu-se com base nos prognósticos de consumo disponibilizados pela XM um fator potência médio de 0.9 para as cargas.

$$Q_{Con/Reg} = P_{Con/Reg} \times \tan \varphi \quad 3.23$$

Calculadas as potências ativas e reativas consumidas, obtém-se assim a potência aparente consumida para cada região:

$$S_{Con/Reg} = \sqrt{P_{Con/Reg}^2 + Q_{Con/Reg}^2} \quad 3.24$$

As cargas consideradas no sistema foram apenas transformadores redutores cujos níveis de tensão do primário são de 220 ou 500 kV, e cujos níveis de tensão do secundário são diferentes dos valores referidos para o primário. Desta forma, para cada um destes transformadores modelizados como cargas, considerou-se que a potência instalada de cada região acompanha o consumo da mesma, obtendo assim as potências ativas e reativas de cada região.

Para cada um dos cenários criados, obtiveram-se os seguintes valores de potências ativa e reativa consumidas, bem como os valores das perdas de transmissão:

Perfil de Geração		$P_{Con}(MW)$	$Q_{Con}(Mvar)$	$P_{Perdas}(\%)$
Ponta	Húmido	9316,9	4512,5	1,28
	Seco	8164,5	3954,2	1,68
Vazio	Húmido	5936,4	2875,5	1,29
	Seco	5569,2	2697,4	1,83

Tabela 3.5 - Cenários de consumo

3.4 Critérios de planeamento e operação

Os critérios de diagnóstico baseiam-se nos critérios de qualidade, segurança e fiabilidade definidas pelo Código de Redes da Colômbia, em particular os códigos de Operação e de Planeamento do STN.

De acordo com estes documentos, os valores máximos e mínimos de tensão nos barramentos do STN em regime permanente são os definidos na Tabela 3.6:

Nível de Tensão	Mínimo	Máximo
≤ 230 kV	0.90 pu	1.10 pu
500 kV	0.90 pu	1.05 pu

Tabela 3.6 - Limites de aceitabilidade de tensão [22]

A carga dos transformadores determina-se pela sua capacidade nominal em MVA e para as linhas toma-se o valor mínimo do limite térmico. Em regime permanente e em regime de contingência, as linhas e os transformadores devem operar sobre as condições descritas na Tabela 3.7.

Equipamento	Regime permanente	Regime de contingência
Linhas	100%	120%
Transformadores	100%	110%

Tabela 3.7 - Limites de aceitabilidade de carga [23]

3.5 Análise e diagnóstico da rede

3.5.1 Regime permanente

Na análise em regime permanente de uma rede elétrica, considera-se que todos os elementos da rede estão em operação, e em todos estes elementos não se verificam violações nos limites de aceitabilidade de tensão e carga, sem recorrer a redespacho de centros produtores ou reconfiguração topológica da rede.

Na análise e diagnóstico do STN foram considerados os 4 cenários de acordo com a Tabela 3.3, e para cada um deles é feita a análise em regime permanente, isto é, são analisados os perfis de tensão em cada barramento e as cargas nas linhas e transformadores.

Nesta análise, o STN é considerado como um sistema isolado energeticamente, ou seja, o saldo entre energia importada e energia exportada é nulo.

De seguida, são apresentadas as restrições detetadas para cada cenário.

3.5.1.1 Cenário Ponta Húmida (PH)

Carga das linhas	Barramento inicial	Barramento final	%
Maior ocupação	SABANALARGA	BOLIVAR	79,1
Menor ocupação	COMUNEROS	GUATIGUARÁ	4,2

Tabela 3.8 - Carga das linhas em regime permanente: Cenário PH

Carga dos transformadores	Subestação	%
Maior ocupação	SAN CARLOS	52,8
Menor ocupação	SABANALARGA	18,5

Tabela 3.9 - Carga dos transformadores em regime permanente: Cenário PH

Perfis de tensão		Barramento	pu
220 kV	Maior tensão	POMASQUI	1,0367
	Menor tensão	REFORMA	0,9338
500 kV	Maior tensão	CERROMATOSO	1,0418
	Menor tensão	BACATÁ	0,9679

Tabela 3.10 - Perfis de tensão em regime permanente: Cenário PH

As perdas de potência obtidas no Sistema de Transmissão Nacional da Colômbia para o Cenário PH foram de 121,1 MW (1,28%).

3.5.1.2 Cenário Ponta Seca (PS)

Carga das linhas	Barramento inicial	Barramento final	%
Maior ocupação	T. FLORES	BARRANQUILLA	74,5
Menor ocupação	PANCE	SALVAJINA	2,7

Tabela 3.11 - Carga das linhas em regime permanente: Cenário PS

Carga dos transformadores	Subestação	%
Maior ocupação	CERROMATOSO	95,5
Menor ocupação	OCAÑA	14,3

Tabela 3.12 - Carga dos transformadores em regime permanente: Cenário PS

Perfis de tensão	Barramento	pu	
230 kV	Maior tensão	OCAÑA	1,0311
	Menor tensão	BELLO	0,9177
500 kV	Maior tensão	OCAÑA	1,0458
	Menor tensão	BACATÁ	0,9784

Tabela 3.13 - Perfis de tensão em regime permanente: Cenário PS

As perdas de potência obtidas no Sistema de Transmissão Nacional da Colômbia para o Cenário PS foram de 137,5 MW (1,68%).

3.5.1.3 Cenário Vazio Húmido (VH)

Carga das linhas	Barramento inicial	Barramento final	%
Maior ocupação	SABANALARGA	BOLIVAR	89,2
Menor ocupação	GUADALUPE	PORCE II	0,6

Tabela 3.14 - Carga das linhas em regime permanente: Cenário VH

Carga dos transformadores	Subestação	%
Maior ocupação	SAN MARCOS	46,3
Menor ocupação	SABANALARGA	13,6

Tabela 3.15 - Carga dos transformadores em regime permanente: Cenário VH

Perfis de tensão	Barramento	pu	
230 kV	Maior tensão	POMASQUI	1,0551
	Menor tensão	REFORMA	0,9511
500 kV	Maior tensão	SOGAMOSO	1,0479
	Menor tensão	BACATÁ	0,9991

Tabela 3.16 - Perfis de tensão em regime permanente: Cenário VH

As perdas de potência obtidas no Sistema de Transmissão Nacional da Colômbia para o Cenário VH foram de 76,7 MW (1,29%).

3.5.1.4 Cenário Vazio Seco (VS)

Carga das linhas	Barramento inicial	Barramento final	%
Maior ocupação	TEBSA	SABANALARGA	97,9
Menor ocupação	LA MESA	MIROLINDO	3,4

Tabela 3.17 - Carga das linhas em regime permanente: Cenário VS

Carga dos transformadores	Subestação	%
Maior ocupação	BOLIVAR	74,2
Menor ocupação	OCAÑA	10,2

Tabela 3.18 - Carga dos transformadores em regime permanente: Cenário VS

Perfis de tensão	Barramento	pu	
230 kV	Maior tensão	JAMONDINO	1,0841
	Menor tensão	BELLO	0,9157
500 kV	Maior tensão	PORCE 3	1,0446
	Menor tensão	BACATÁ	0,9945

Tabela 3.19 - Perfis de tensão em regime permanente: Cenário VS

As perdas de potência obtidas no Sistema de Transmissão Nacional da Colômbia para o Cenário VS foram de 103,7 MW (1,83%).

3.5.2 Regime de contingência

A análise em regime de contingência avalia a perturbação que a falta de um determinado elemento da rede, linha de transmissão ou transformador de potência, causa no sistema elétrico em estudo.

As perturbações causadas por uma contingência podem ser desde sobrecargas a variações de tensão no sistema. Quando ocorrem tais perturbações, os valores mencionados na Tabela 3.6 e Tabela 3.7 devem continuar a ser respeitados de modo a garantir o correto funcionamento do sistema elétrico. Contudo, no período pós contingência tais valores poderão ser violados, e desta forma devem ser efetuadas intervenções.

O tipo de intervenção a realizar deverá ter em conta o número de vezes que um determinado evento, sobrecargas ou variações de tensão, ocorre para diferentes tipos de cenários. Caso um determinado evento seja comum a todos os cenários, o tipo de intervenção passa pela construção de novas infraestruturas como subestações ou linhas.

Quando um determinado evento ocorre para um reduzido número de cenários, o tipo de intervenção deve ser apenas local, ao nível das subestações através da instalação de equipamentos como transformadores ou equipamentos de compensação reativa, ou ainda através da imposição de restrições ao nível do despacho de geração.

Para cada um dos cenários realizou-se a análise de contingências em regime n-1.

3.5.2.1 Cenário Ponta Húmida (PH)

Ao analisar o STN da Colômbia em regime de contingência n-1, sob as condições definidas para o Cenário PH, verifica-se que existe uma contingência que não permite a convergência do processo iterativo, designadamente a linha Primavera – Bacatá 500 kV.

Para além da contingência mencionada, ocorrem seis situações de sobrecarga superior a 100%, conforme se pode observar na Tabela 3.20:

ID	Contingência	Elemento sobrecarregado	%
1	OCAÑA – SOGAMOSO	SABANALARGA - BOLIVAR	105,0
2	OCAÑA – COPEY	SABANALARGA - BOLIVAR	111,7
3	GUAVIO – REFORMA	S. MATEO – N. ESPERANZA	102,3
4	GUADALUPE – PORCE II	SALTO – PORCE II	102,5
5	SALTO – PORCE II	GUADALUPE – PORCE II	112,4
6	CARTAGENA – BOLIVAR	BOSQUE – BOLIVAR	107,0

Tabela 3.20 - Análise de contingências Cenário PH

- **Contingência da linha Primavera – Bacatá 500 kV**

Ao analisar o STN da Colômbia em regime de contingência n-1, a contingência que mais perturba o sistema é a contingência da linha que interliga as subestações Primavera e Bacatá de 500 kV, impedindo a convergência do processo iterativo. Quando ocorre esta contingência verifica-se que sucede um colapso de tensões na zona, devido à grande potência transportada por esta linha, sensivelmente 450 MVA.

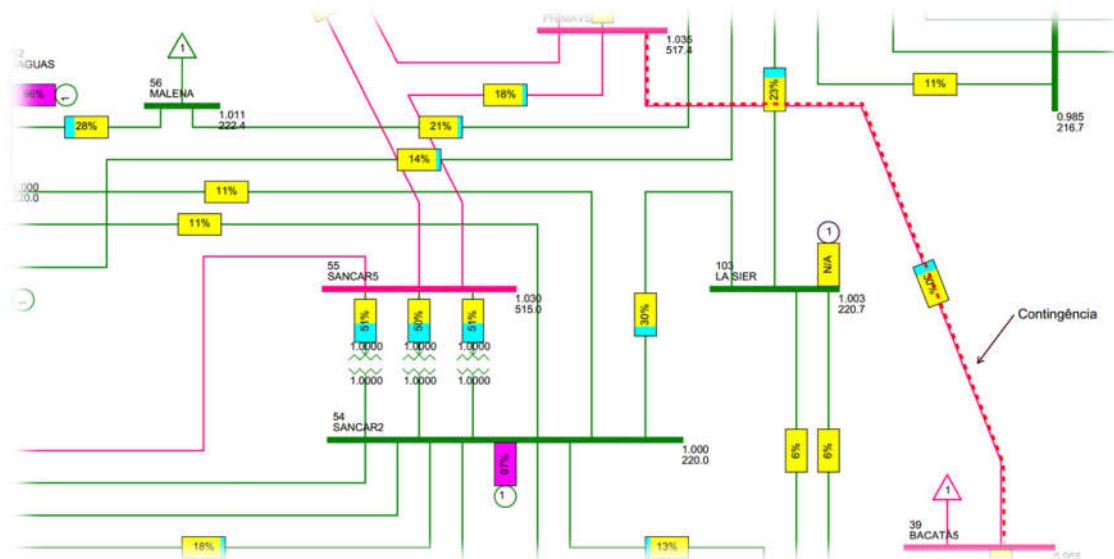


Figura 3.7 - Contingência da linha Primavera - Bacatá

De modo a atenuar os efeitos desta contingência, a central termoelétrica Terozipa conectada à subestação de Bacatá a 115 kV, deverá em períodos de ponta estar em funcionamento sob regime de segurança, suportando assim os níveis de tensão através do fornecimento de potência reativa e o consumo através do fornecimento de potência ativa.

Esta contingência, linha de interligação de Primavera a Bacatá, é várias vezes mencionada nos Planos de Expansão de Referência de Geração e Transmissão elaborados pela UPME. Nestes planos é mencionado o facto de que na ocorrência desta contingência verifica-se o grande risco de colapso de tensões na área, conforme comprovado no presente trabalho.

- **Contingência da linha Guavio – Reforma 220 kV**

Com a imposição da contingência da linha Guavio – Reforma, verifica-se a ocorrência de um colapso de tensões nas subestações Reforma, Circo, Nueva Esperanza, Tunal e San Mateo. O elevado trânsito de energia reativa nesta linha é fulcral para suportar os níveis de tensão nesta zona. De forma a que não ocorra o colapso de tensões no surgimento desta contingência é necessário intervir de modo a garantir que tal evento não viole os padrões de segurança e operação do sistema elétrico.

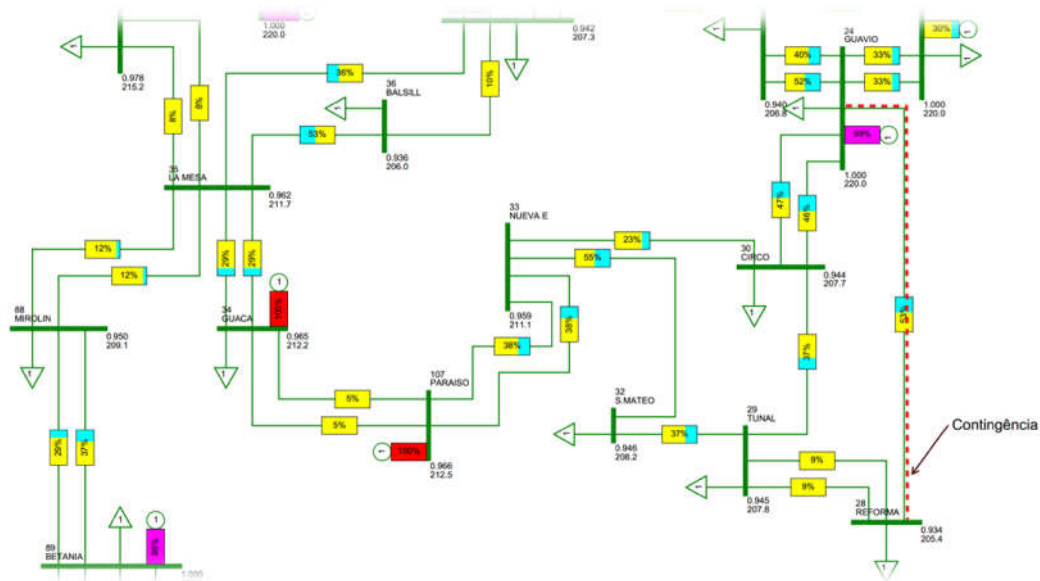


Figura 3.8 - Contingência da linha Guavio – Reforma

ID	Subestação	Pré-contingência	Pós-contingência
1	Reforma	0,934 pu	0,788 pu
2	Circo	0,944 pu	0,871 pu
3	Nueva Esperanza	0,959 pu	0,899 pu
4	Tunal	0,945 pu	0,837 pu
5	San Mateo	0,946 pu	0,853 pu

Tabela 3.21 - Diagnóstico das tensões nas subestações indicadas antes e após a contingência Guavio- Reforma

Tendo em conta os recursos instalados nessas zonas, verifica-se que não existem centrais geradoras disponíveis de modo a compensar a potência fornecida por essa linha. Visto que se trata de um colapso de tensões, o uso de condensadores é uma solução possível. Atendendo à zona afetada, verifica-se a existência de condensadores instalados na subestação de Tunal, com uma potência de 240 Mvar. Com a ligação destes condensadores, os níveis de tensão permanecem abaixo dos limites. Deste modo, como solução desta contingência, define-se como necessário que para além de conectar os condensadores em Tunal à sua potência máxima, sejam instalados condensadores na subestação de Reforma com uma potência reativa de 100 Mvar. Com a instalação dos condensadores, para além de solucionar o colapso de tensões, é ainda possível concluir que com a instalação dos mesmos, a linha San Mateo – Esperanza deixaria de estar em sobrecarga, devido à diminuição do trânsito de reativa suportado pelos condensadores.

Nos Planos de Expansão de Referência de Geração e Transmissão elaborados pela UPME, a contingência Guavio – Reforma é mencionada, alertando que a sua ocorrência

ocasionaria violações de tensão em todo o departamento de Meta, conforme verificado no presente estudo [24].

3.5.2.2 Cenário Ponta Seco (PS)

Ao analisar o STN da Colômbia em regime de contingência n-1, sob as condições definidas para o Cenário PS, verifica-se que existem cinco contingências que não permitem a convergência do processo iterativo, das quais:

- Linha Primavera – Bacatá 500 kV;
- Linha San Carlos – La Virginia 500 kV;
- Linha La Virginia – San Marcos 500 kV;
- Transformador San Marcos 230/500 kV;
- Linha Yumbo – Alférez 220 kV.

Para além das contingências já mencionadas, as quais não permitem a convergência do processo iterativo, ocorrem nove situações de sobrecarga superior a 100%, conforme se pode observar na Tabela 3.22:

ID	Contingência	Elemento sobrecarregado	%
1	TRANSF. SOGAMOSO 1	TRANSF. SOGAMOSO 2	113,4
2	TRANSF. SOGAMOSO 2	TRANSF. SOGAMOSO 1	113,4
3	BARBOSA – GUATAPÉ	MIRAFLORES – GUATAPÉ	108,0
4	BARBOSA – GUATAPÉ	ANCON SUR – SAN CARLOS	103,1
5	T. FLORES – BARRANQUILLA 1	T. FLORES – BARRANQUILLA 2	148,9
6	T. FLORES – BARRANQUILLA 2	T. FLORES – BARRANQUILLA 1	148,9
7	TERNERA – CANDELARIA 1	TERNERA – CANDELARIA 2	114,4
8	TERNERA – CANDELARIA 2	TERNERA – CANDELARIA 1	114,4
9	TRANSF. LA VIRGINA	TRANSF. SAN MARCOS	106,1

Tabela 3.22 - Análise de contingências Cenário PS

- **Contingência da linha Primavera – Bacatá 500 kV**

Analogamente ao diagnosticado no Cenário PH, para o presente cenário ocorre a mesma perturbação, ou seja, a contingência da linha Primavera – Bacatá provoca um colapso de tensões na zona. De forma a minimizar o impacto desta contingência, a solução a seguir será a mesma mencionada anteriormente, ou seja, a central termoelétrica Termozipa deverá estar em funcionamento sob regime de segurança.

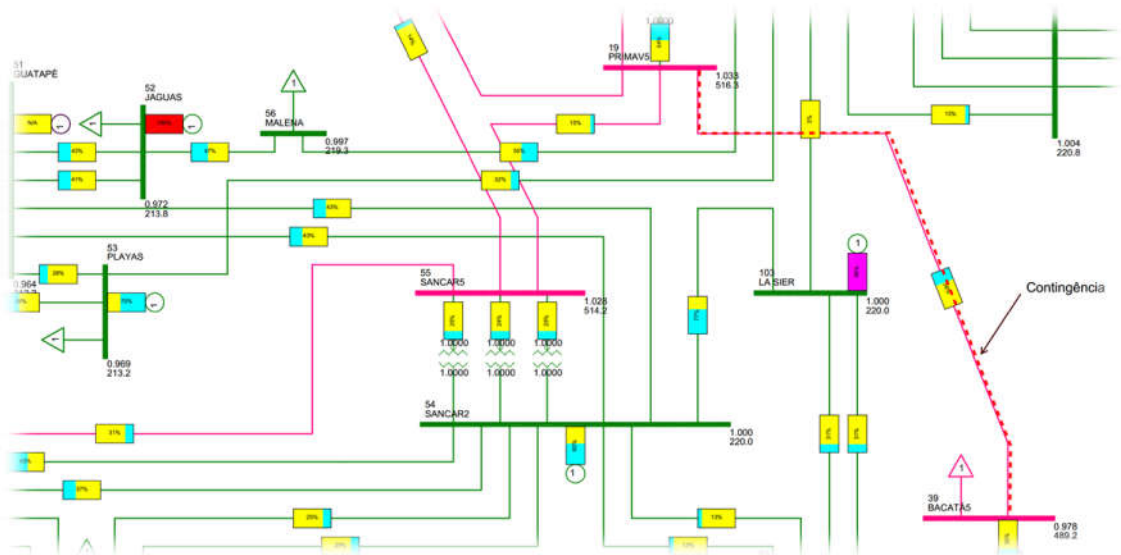


Figura 3.9 - Contingência da linha Primavera - Bacatá

- **Contingência da linha San Carlos – La Virginia 500 kV**

Com a imposição da contingência San Carlos – La Virginia verifica-se que ocorre um colapso de tensões na zona. No período pré-contingência verifica-se que a potência transitada na linha é de aproximadamente 550 MVA, com um $\cos\phi$ de 0,98.

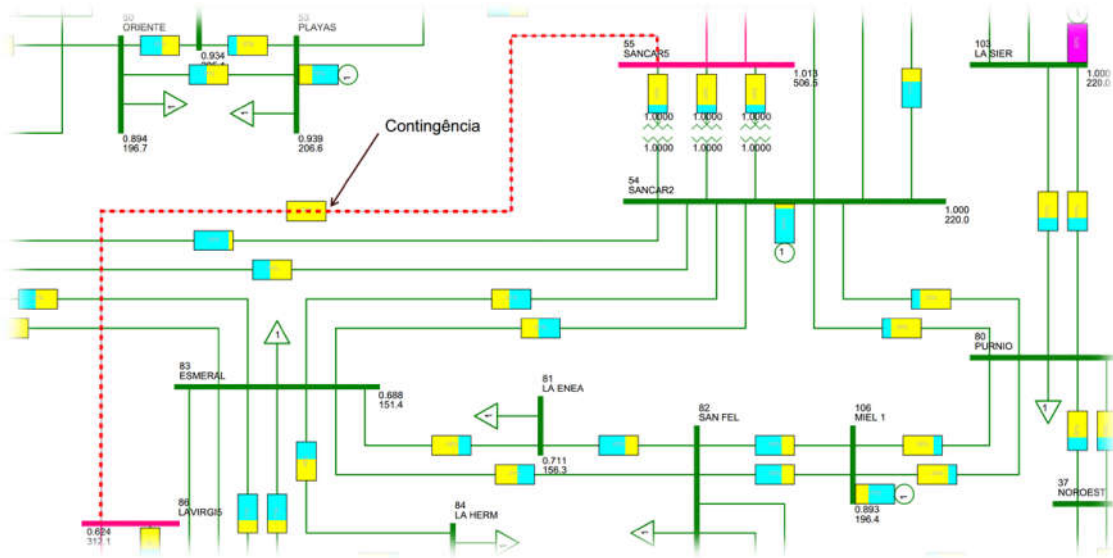


Figura 3.10 - Contingência da linha San Carlos – La Virginia

Como se está perante um cenário de ponta seco, este caracteriza-se por menor contribuição de centrais hídricas, e maior contribuição de centrais térmicas. Deste modo, para a presente zona de estudo verifica-se que não existem centrais térmicas, e em caso de não haver possibilidade de garantir despacho de alguma das centrais hídricas nas zonas

circundantes, para cenários idênticos a este, os bancos de condensadores na subestação de San Marcos devem ser conectados à sua potência máxima, 280 Mvar, garantindo assim que em caso de ocorrência desta contingência não haja um colapso de tensões.

De acordo com o documento publicado pela UPME “*Plan de expansión de referencia: Generación – Transmisión 2013-2027*”, a transferência de potência nesta linha está limitada a 550 MW. Também é mencionado que na ocorrência desta contingência ocorrem problemas de tensão na zona, conforme verificado no presente estudo. É ainda referido pela UPME que para a presente situação, dependendo do despacho económico, este poderá causar sobrecustos na operação do sistema, caso a geração necessária na área não estiver despachada por ordem de mérito.

- **Contingência da linha La Virginia – San Marcos 500 kV**

Conforme observado na análise da contingência anterior, da mesma forma, com a imposição da contingência da linha La Virginia – San Marcos ocorre um colapso de tensões na mesma zona. Esta linha, juntamente com a linha San Carlos – La Virginia formam um corredor de 500 kV, desde a subestação San Carlos até San Marcos. Ocorrendo uma contingência de uma delas, o impacto na rede é semelhante.

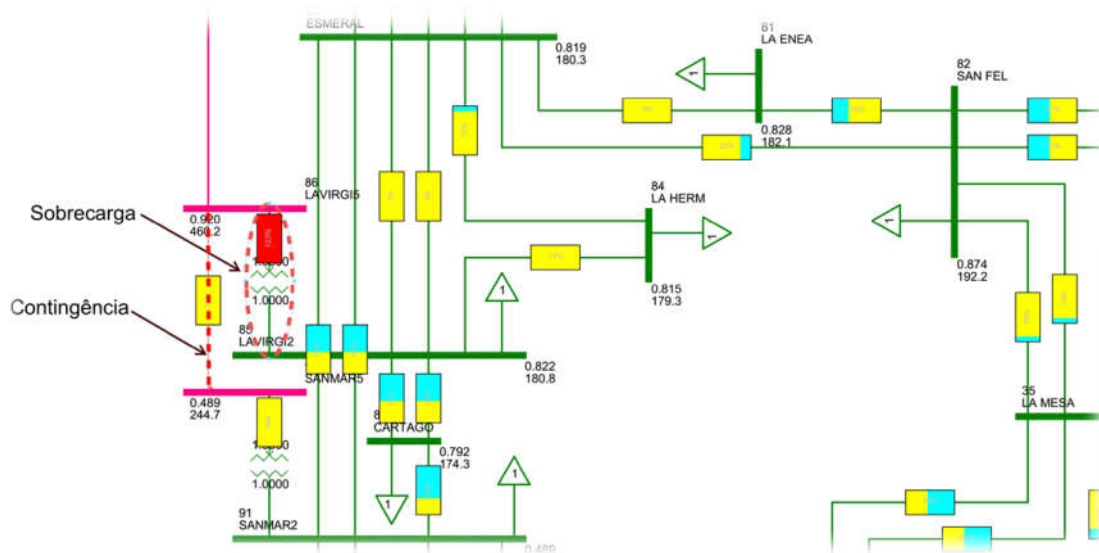


Figura 3.11 - Contingência da linha La Virginia – San Marcos

Para além disso, verifica-se que na ocorrência desta contingência, parte do trânsito de potência que era assegurado por esta linha, passa a ser assegurado pelo transformador 220/500 kV da subestação La Virginia, provocando a sobrecarga do mesmo (123%).

Assim sendo, como medida preventiva, para a presente zona em estudo, os bancos de condensadores na subestação de San Marcos devem ser conectados à sua potência máxima, 280 Mvar, garantindo assim que em caso de ocorrência desta contingência não haja um colapso de tensões.

De acordo com o documento publicado pela UPME “*Plan de expansión de referencia: Generación – Transmisión 2013-2027*”, a perda da linha Virginia – San Marcos 500 kV, limita a importação de potência na área *Suroccidental*, apresentando baixos perfis de tensão na área bem como a ocorrência de sobrecargas no transformador 220/500 kV da subestação La Virginia, conforme verificado.

- **Contingência do transformador San Marcos 230/500 kV**

Comparativamente aos eventos sucedidos com as duas contingências abordadas anteriormente, com a imposição da contingência do transformador 220/500 kV da subestação San Marcos ocorre um colapso de tensões na área *Suroccidental*, e para além deste evento ocorre também a sobrecarga do transformador 220/500 kV da subestação Virginia (132%).

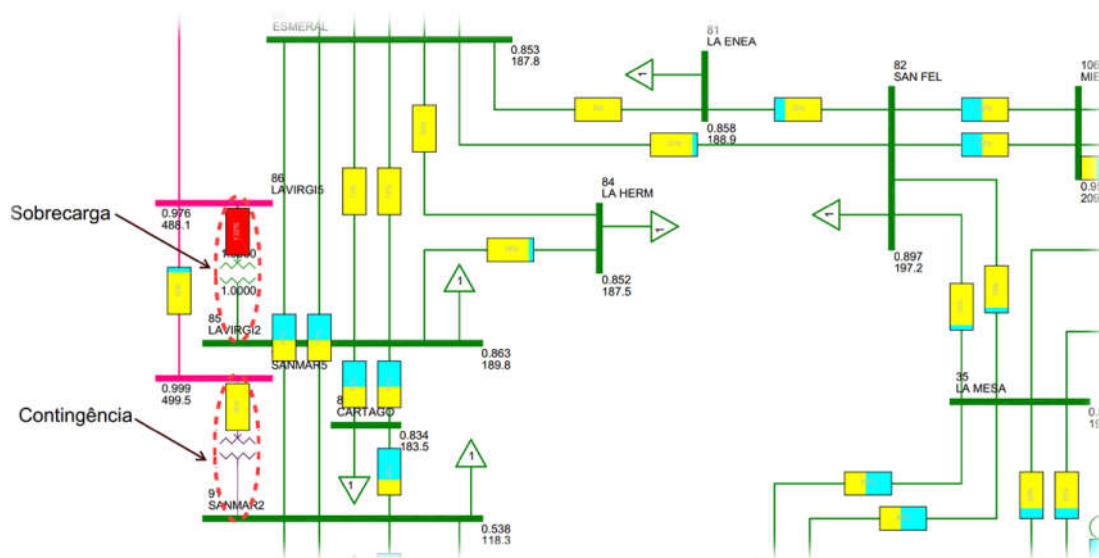


Figura 3.12 – Representação da contingência do transformador 220/500 kV da subestação Sam Marcos e da sobrecarga do transformador La Virginia 220/500 kV

Assim sendo, como medida preventiva e operacional, para a presente zona em estudo, os bancos de condensadores na subestação de San Marcos devem ser conectados a uma potência de apenas 210 Mvar, garantindo assim que em caso de ocorrência desta contingência não haja um colapso de tensões. Caso se optasse por conectar os bancos de

condensadores à potência máxima de 280 Mvar, tal implicaria sobretensões nas subestações La Virginia e San Marcos nos nós de 500 kV.

Do ponto de vista de planejamento, seria interessante considerar a instalação de um novo transformador em paralelo com o existente, de maneira a que em caso de ocorrer uma contingência de um deles, o trânsito de potência continuasse a ser assegurado. Contudo, esta possibilidade não foi alvo de estudo.

De acordo com o documento publicado pela UPME “*Plan de expansión de referencia: Generación – Transmisión 2013-2027*”, a perda do transformador 220/500 kV da subestação San Marcos apresentaria baixos perfis na área *Suroccidental* e provocaria também sobrecargas no transformador 220/500 kV da subestação Virginia, conforme verificado.

- **Contingência da linha Yumbo – Alférez 220 kV**

Com a imposição da contingência Yumbo – Alférez verifica-se que ocorre um colapso de tensões na zona. No período pré-contingência verifica-se que a potência transitada na linha é de aproximadamente 236 MVA, com um $\cos\phi$ de 0,988.

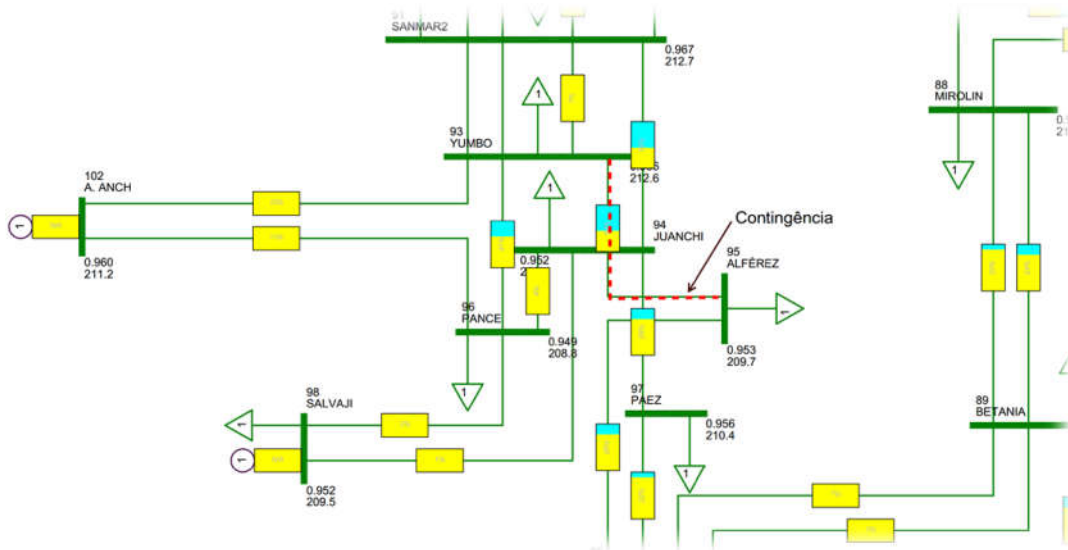


Figura 3.13 - Contingência da linha Yumbo – Alférez

Como medida preventiva, para a presente zona em estudo, os bancos de condensadores na subestação de San Marcos devem ser conectados à potência máxima de 280 Mvar, garantindo assim que em caso de ocorrência desta contingência não haja um colapso de tensões.

- **Contingência da linha Las Flores – Barranquilla 220 kV**

A ocorrência de uma contingência simples em uma das duas linhas que interligam a Central Termoelétrica Las Flores e a subestação de Barranquilla provocaria uma sobrecarga de 148,9% na linha paralela. Desta forma, o despacho desta central deverá ser limitado a cerca de 345 MW, de modo que em caso de contingência de uma das linhas, a restante opere respeitando os limites de sobrecarga permitidos.

Nos Planos de Expansão de Referência de Geração e Transmissão elaborados pela UPME, menciona que perante um cenário de consumo máximo e mínimo na zona, a contingência simples de uma das linhas ocasiona violações no enlace paralelo, e que deste modo causaria limite de geração da área em causa.

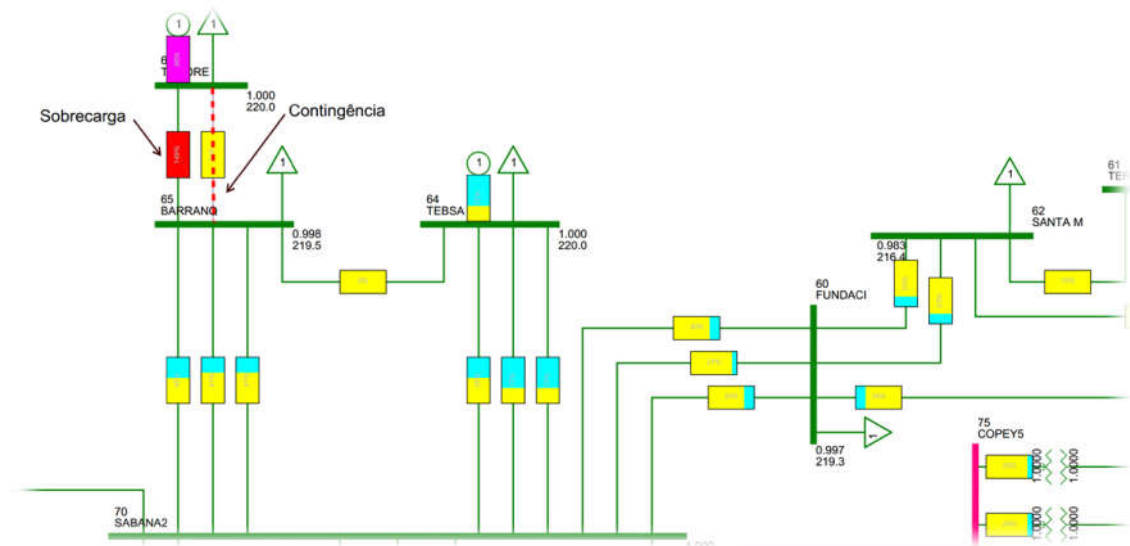


Figura 3.14 - Contingência da linha T. Flores – Barranquilla

De forma a solucionar esta restrição de despacho da central Termoelétrica Las Flores, devido à limitada capacidade de transporte das linhas que interligam as subestações Flores e Barranquilla, poderia ser considerada o método *Dynamic Line Rating*.

O método *Dynamic Line Rating* consiste na maximização de transmissão de energia elétrica numa determina linha, em função das condições ambientais sem comprometer a segurança.

Normalmente, a capacidade de transporte de corrente de uma linha aérea é limitada pelo tipo de condutor instalado, que por sua vez terá a sua capacidade térmica máxima definida em função de um conjunto predeterminado de cenários climáticos, mais pessimistas, como a pouca ocorrência de vento, a alta radiação solar bem como a alta temperatura

ambiente, fazendo com que a capacidade de transporte estabelecida não seja a apropriada para um determinado momento.

Assim sendo, este método baseia-se em informação obtida através de medidores de campo implementados na linha aérea, recolhendo informação em tempo real sobre a linha e reportando-a para uma unidade de processamento.

Desta forma, é possível saber qual a condição da linha, desde a temperatura do condutor, flechas e distâncias de segurança, calculadas sob as condições meteorológicas reais para um momento específico. Os vãos considerados como críticos, que atingem os limites térmicos ou distâncias mínimas de segurança primeiro, são monitorizados em tempo real, e são estes que impõem o limite de transporte de corrente da linha aérea.

Com a implementação deste método, seria possível assim aumentar a capacidade de transporte das linhas que interligam a central Termoelétrica Las Flores à subestação Barranquilla, não comprometendo o despacho da central sob condições climáticas favoráveis.

- **Contingência do transformador 220/500 kV da subestação Sogamoso**

À semelhança do que acontece na contingência anterior, na ocorrência de uma contingência de um transformador na subestação Sogamoso, esta provoca uma sobrecarga de 113,4% no transformador paralelo. Sendo a carga permitida nos transformadores sob regime de contingência de 110%, esta contingência viola os limites de aceitabilidade definidos.

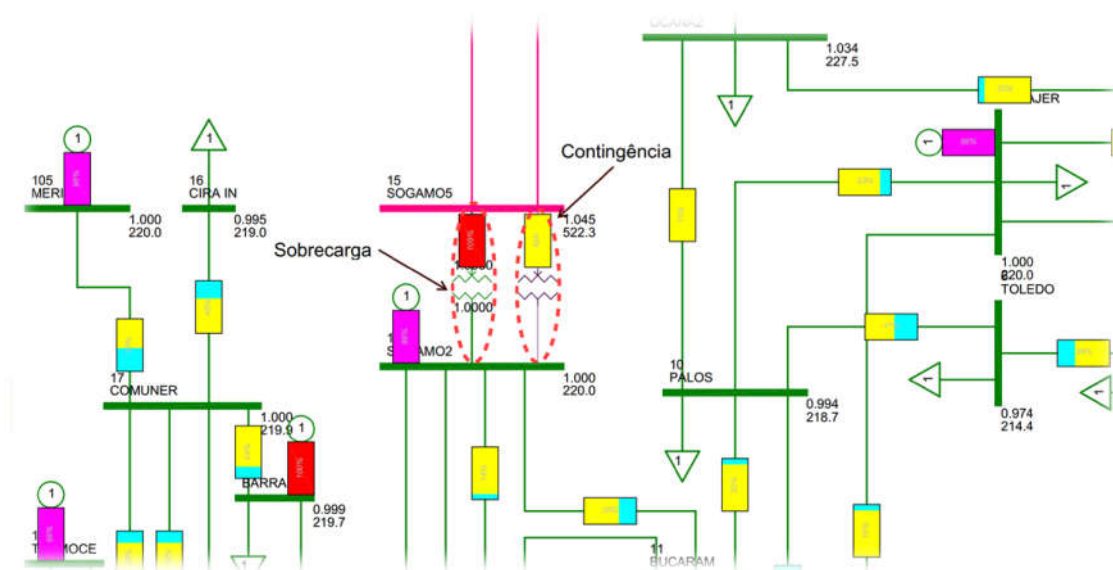


Figura 3.15 - Contingência do transformador 220/500 kV da subestação Sogamoso

3.5.2.3 Cenário Vazio Húmido (VH)

Ao analisar o STN da Colômbia em regime de contingência n-1, sob as condições definidas para o Cenário VH ocorrem sete situações de sobrecarga superior a 100%, conforme se pode observar na Tabela 3.23:

ID	Contingência	Elemento sobrecarregado	%
1	OCAÑA – SOGAMOSO	SABANALARGA – BOLIVAR	101,5
2	OCAÑA – COPEY	SABANALARGA – BOLIVAR	103,4
3	SOGAMOSO – PRIMAVERA	SABANALARGA – BOLIVAR	103,2
4	FLORES – BARRANQUILLA 1	FLORES – BARRANQUILLA 2	161,5
5	FLORES – BARRANQUILLA 2	FLORES – BARRANQUILLA 1	161,5
6	TERNERA – SABANALARGA	SABANALARGA – BOLIVAR	110,4
7	SABANALARGA – BOLIVAR	SABANALARGA – BOLIVAR	103,9

Tabela 3.23 - Análise de contingências Cenário VH

Das contingências presentes na Tabela 3.23, apenas a contingência de uma das linhas que interliga Flores a Barranquilla viola os limites de aceitabilidade de carga definidos. Todas as outras foram individualmente analisadas, e verificou-se que nenhuma delas causa perturbações graves no sistema elétrico para além das sobrecargas mencionadas.

- **Contingência da linha Flores – Barranquilla 220 kV**

Analogamente ao que foi verificado para o Cenário PS, um despacho na Central Termoelétrica Las Flores acima de 345 MW, em caso de uma contingência numa das linhas que interligam esta central e a subestação de Barranquilla, provoca uma sobrecarga no enlace paralelo superior a 120% (limite aceitável sob contingência).

A ocorrência de uma contingência simples em uma das duas linhas que interligam a Central Termoelétrica Las Flores e a subestação de Barranquilla provocaria uma sobrecarga de 161,5% na linha paralela. Desta forma, o despacho desta central deverá ser limitado a cerca de 345 MW, de modo que em caso de contingência de uma das linhas, a restante opere respeitando os limites de sobrecarga permitidos,.

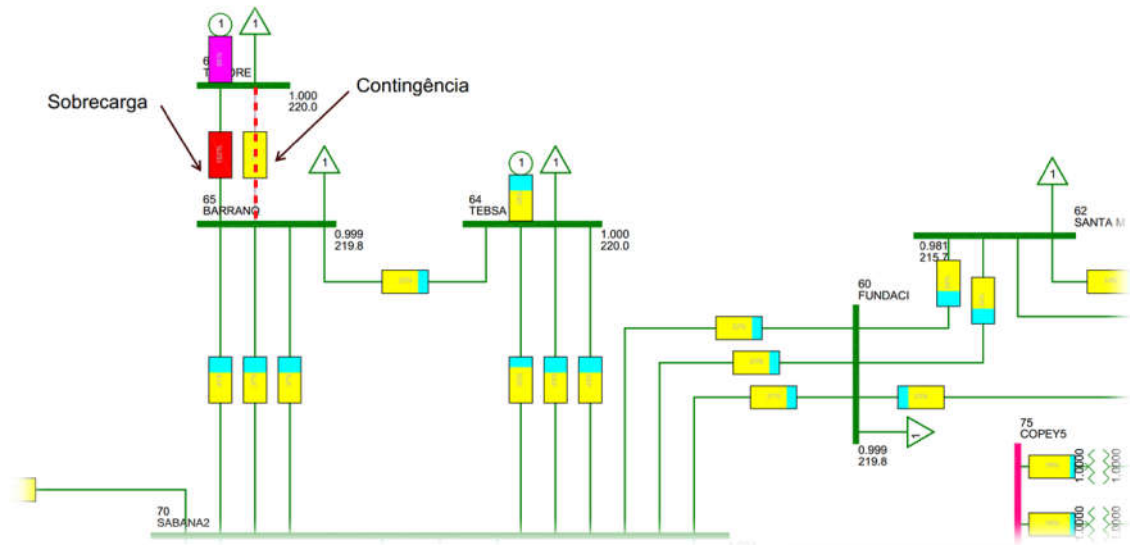


Figura 3.16 - Contingência da linha T. Flores – Barranquilla

3.5.2.4 Cenário Vazio Seco (VS)

Para o Cenário VS verificam-se algumas violações de sobrecargas em linhas. De dezoito linhas que ultrapassam os 100% da sua potência nominal, destacam-se na Tabela 3.24 as que violam o limite dos 120%.

ID	Contingência	Elemento sobrecarregado	%
1	TEBSA – SABANALARGA 1	TEBSA – SABANALARGA 2	129,6
2	TEBSA – SABANALARGA 2	TEBSA – SABANALARGA 1	129,6
3	BARRANQUILLA – SABANALARGA 2	BARRANQUILLA – SABANALARGA 3	129,9
4	BARRANQUILLA – SABANALARGA 3	BARRANQUILLA – SABANALARGA 2	129,9
5	TRANSF. BOLIVAR	FUNDACIÓN – COPEY	124,5

Tabela 3.24 - Análise de contingências Cenário VS

Através da análise da Tabela 3.24 pode-se concluir que todas as contingências registradas ocorrem na região elétrica Costa-Caribe. Atendado ao cenário considerado, verifica-se que para um cenário de geração à potência máxima na Central Termoelétrica Tebsa, as contingências das linhas mencionadas ocasionam violações de sobrecarga nas linhas paralelas.

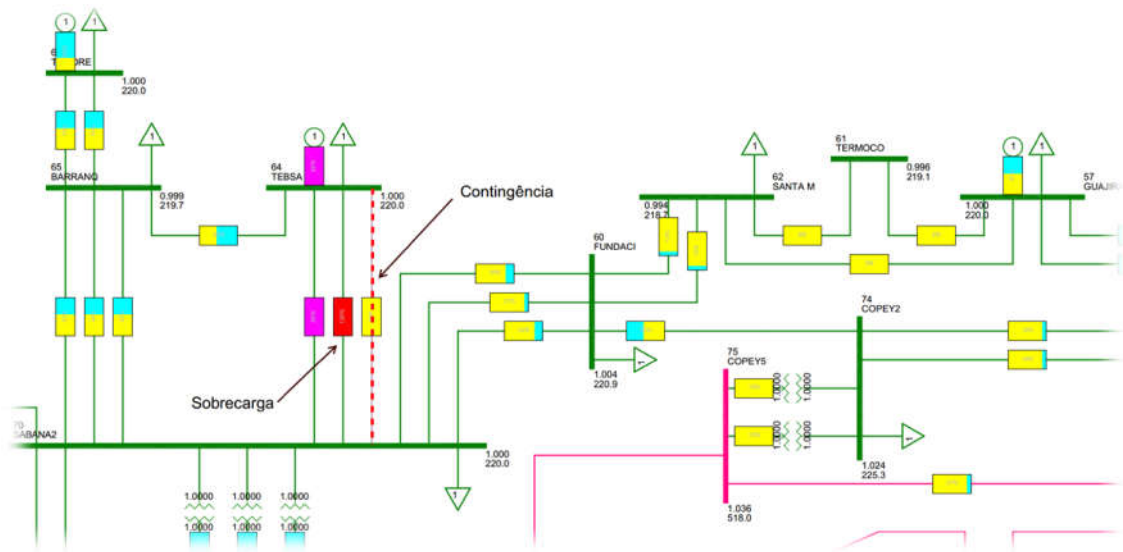


Figura 3.17 - Contingência da linha Tebsa – Sabanalarga

- **Contingência do transformador 220/500 kV da subestação Bolívar**

Na ocorrência da contingência do transformador 220/500 kV da subestação Bolívar, induziria uma sobrecarga na linha que interliga as subestações Fundación e Copey, visto que a sua perda impediria que a potência que transita de Bolívar para Copey através de uma linha de 500 kV tivesse de ser fornecida pela linha Fundación – Copey de 220 kV.

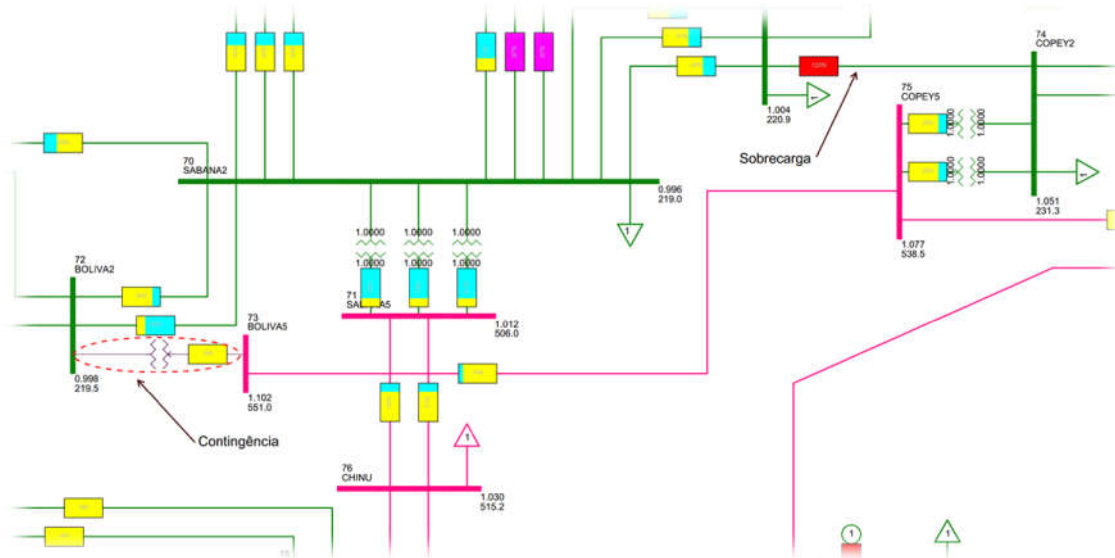


Figura 3.18 - Contingência do transformador da subestação Bolívar

3.5.3 Conclusões

Inicialmente, procedeu-se à modelização Sistema de Transmissão Nacional da Colômbia, considerando o seu modelo completo até ao ano de 2016, bem como à criação de cenários de geração e consumo.

Houve a necessidade de incluir equipamentos de compensação reativa existentes nos diversos cenários de forma a obter um ponto de funcionamento exequível. Isto deve-se ao facto de haver uma grande contribuição reativa das linhas de transmissão devido ao seu efeito capacitivo, compensações estas realizadas maioritariamente nos nós de 500 kV.

- **Regime permanente**

Na análise e diagnóstico em regime permanente dos quatro cenários considerados, verificou-se que os perfis de tensão estavam de acordo com os limites de aceitabilidade definidos para os diferentes níveis de tensão, bem como as taxas de ocupação das linhas e dos transformadores também não foram violadas.

Comparando os valores de perdas de potência dos quatro cenários, verifica-se que os cenários com maior contribuição de geração térmica tendem a ter mais perdas de transmissão. Isto deve-se ao facto de as centrais térmicas estarem mais descentralizadas quando comparadas com as centrais hídricas, visto que a predominância das centrais térmicas é no norte do país.

- **Regime de contingências**

Em relação à análise e diagnóstico em regime de contingência dos quatro cenários, verificaram-se algumas perturbações com a imposição deste regime.

Perante cenários de ponta (PH ou PS), verificam-se alguns problemas sobretudo nas contingências de linhas com um nível de tensão de 500 kV, nomeadamente a linha Primavera – Bacatá, bem como o corredor San Carlos – La Virginia e La Virginia – San Marcos. Ao analisar a topologia formada por estas linhas, verifica-se que estas formam uma topologia em antena, ou seja, derivam de nós de 500 kV e as subestações com as quais estão ligadas não têm mais nenhuma ligação com este nível de tensão. Desta forma, quando ocorre uma contingência de um destes enlaces, ocorrem colapsos de tensão graves pondo em causa os padrões de confiabilidade e seguridade da rede.

Por último, de salientar que perante cenários fortemente térmicos há necessidade de ter precaução com o despacho realizado na zona norte, visto haver possibilidade de ocorrerem sobrecargas em alguns elementos.

Foram sugeridas algumas atuações que se podem implementar para mitigar as situações indicadas e que estão em linha com o indicado em documentos oficiais da UPME (Planos de Expansão de Referência de Geração e Transmissão), comprovando deste modo a qualidade do modelo de rede desenvolvido e dos cenários criados.

4

Oportunidade de Integração de Renováveis

No presente capítulo irá ser abordada a questão das energias renováveis na Colômbia, as políticas implementadas de forma a promover as mesmas, bem como o potencial de exploração de algumas delas. Irá ainda ser abordado o método de injeção nodal não simultâneo a ser utilizado no estudo de capacidade de ligação de geração na rede.

4 OPORTUNIDADE DE INTEGRAÇÃO DE RENOVÁVEIS

4.1 Energias Renováveis na Colômbia

Atualmente, as alterações climáticas são cada vez mais evidentes representando um perigo iminente para as gerações futuras. A utilização desmedida dos recursos fósseis tem vindo a ser cada vez mais tema de conversa entre as organizações mundiais, as quais apelam ao uso de alternativas de geração, as chamadas fontes não convencionais de geração de energia, ou também conhecidas por energias renováveis.

As fontes não convencionais de energia fazem referência ao aproveitamento de recursos naturais para a geração de energia elétrica, designadas por energias renováveis, já que estas se obtêm a partir de recursos inesgotáveis como o vento, o sol, a biomassa, entre outros.

Graças a uma abundância de grandes recursos hídricos, a Colômbia historicamente ofereceu um apoio político fraco a outras formas de energia de baixas emissões de carbono para além do recurso hídrico. Contudo, em 2014, uma lei direcionada à energia renovável e eficiência energética é promulgada com o intuito de incentivar a integração de novas tecnologias para além da hídrica, conforme irá ser abordado posteriormente.

4.1.1 Política energética na Colômbia

A UPME no seu *Plan Energético Nacional Ideário Energético 2050* apresenta algumas ideias sobre o desenvolvimento futuro do setor elétrico colombiano que poderão servir de base para a elaboração e implementação da sua política energética.

O objetivo geral de uma política energética deve ser atingir o abastecimento interno e externo de energia de uma forma eficiente, com o mínimo de impacto ambiental e melhorando o desenvolvimento local. Desta forma, pretende-se melhorar tanto a segurança como garantir o acesso à energia elétrica ao maior número de pessoas possível, incorporando critérios de sustentabilidade ambiental. Este objetivo coincide com as propostas da *World Energy Council* (WEC) no seu programa de sustentabilidade energética [25].

De acordo com a política mencionada, destacam-se vários aspetos sobre a prestação do serviço de energia elétrica, como a garantia no fornecimento que permite a continuidade do serviço, e também tentar mitigar os impactos ambientais decorrentes da construção de

centrais hídricas e a poluição derivada da energia produzida através de combustíveis fósseis em centrais térmicas.

O modelo energético atual não cobre toda a população colombiana, e os seus efeitos sociais, ambientais, económicos e culturais não justificam a implementação de mais projetos de centrais hídricas e térmicas. As alternativas existem e são viáveis para atender as necessidades de todos os colombianos. Estas incluem energias renováveis de pequena escala, descentralização, redução do consumo, priorização do seu uso, aumento da eficiência energética, entre outros.

Como já mencionado, o modelo de energia colombiano baseou a sua geração de energia na capacidade de centrais hídricas, que satisfazem o consumo em condições climáticas normais, no entanto, quando há fenómenos climáticos, a produção através de centrais térmicas em sua capacidade máxima não é suficiente, como ocorrido em 2016, quando a Colômbia esteve prestes a sofrer um racionamento elétrico. Para além disso, algumas centrais térmicas já não são economicamente viáveis devido aos preços atualmente pagos, inflacionando temporariamente os preços de energia aos consumidores finais aquando da ocorrência destes fenómenos climáticos, como evidenciado na crise energética gerada pelo fenómeno do *El Niño* em 1992 e 1993, ou mais recentemente na inflação dos preços de energia ocorridos nos anos de 2009, 2010, 2013 e 2014.

Assim sendo, são várias as fragilidades no setor elétrico na Colômbia e as projeções futuras pretendem justamente integrar novas fontes de geração para o fortalecimento do setor elétrico.

Desta forma, em 2014, a Colômbia promulgou a Lei 1715 que estabeleceu diretrizes legais e instrumentos para promover e integrar energias renováveis não convencionais na rede. Esta categoria incluiu biomassa e resíduos, energia geotérmica, pequena hídrica, solar, eólica, maremotriz e de ondas.

Para além disto, a Colômbia comprometeu-se a reduzir as suas emissões de CO₂. Em setembro de 2015, dois meses antes das negociações ocorridas na Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas, a Colômbia apresentou as suas Contribuições Nacionalmente Determinadas (do inglês: *INDs – Intended Nationally Determined Contributions*), comprometendo-se a reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 20% até 2030, considerando como cenário base os níveis de 2010.

4.1.2 Lei 1715 de 2014

A Lei 1715 de 2014 surge com o objetivo de promover o desenvolvimento e uso de fontes não convencionais de energia, de natureza renovável, no sistema energético nacional, através de sua integração ao mercado de energia elétrica, sua participação em zonas não interligadas (ZNI) e outras utilizações energéticas como meio necessário para o desenvolvimento económico sustentável, a redução das emissões de gases com efeito de estufa e a segurança no fornecimento de energia.

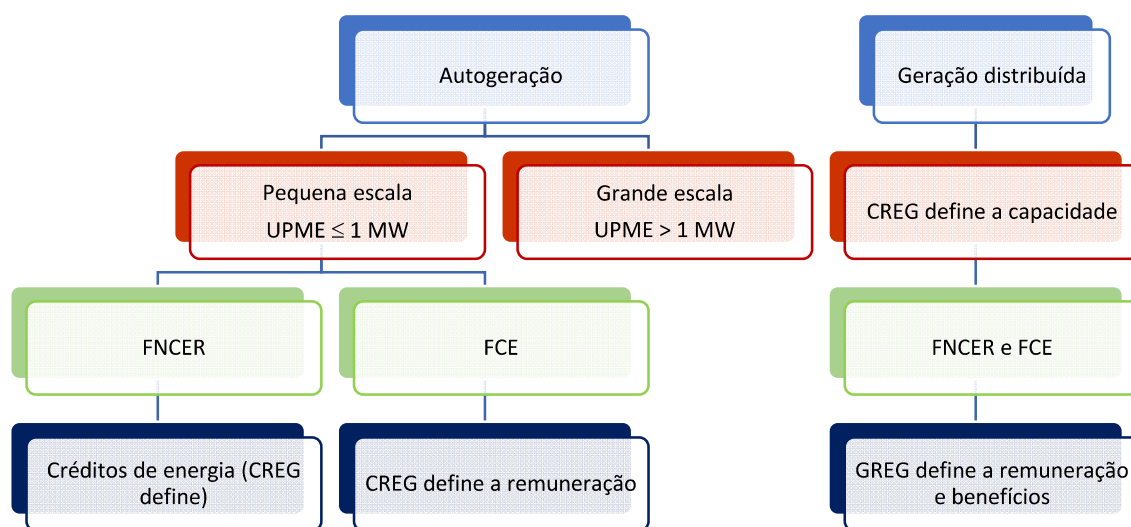


Figura 4.1 - Promoção da autogeração e geração distribuída

As entidades interessadas em realizar investimentos em projetos de Fontes Não Convencionais de Energia e Gestão Eficiente de Energia, com a promulgação desta lei, poderão agora obter incentivos fiscais, uma vez cumpridos os requisitos e procedimentos estabelecidos pelas entidades pertinentes [26].

Com a promulgação da Lei 1715 de 2014, a geração distribuída passa a ser permitida, visto que de acordo com a Lei 143 de 1994, não havia a possibilidade de novos distribuidores realizarem atividades de geração, a menos que já tivessem sido constituídos como tal antes da Lei 143. Esta inclui ainda incentivos fiscais, tais como isenções de impostos de renda, depreciação de ativos, bem como isenções de impostos sobre o valor agregado e equipamentos importados.

Para além da geração distribuída é ainda permitida a atividade de autogeração de energia, a qual inclui a produção de energia elétrica por parte de um consumidor, atendendo as suas próprias necessidades. No Decreto Regulamentar 2469 de 2014 emitido pelo

Ministério de Minas e Energia estão determinadas as regras de larga escala de autogeração e entrega do excedente para a rede.

Em agosto de 2016, o governo publicou mais detalhes sobre como os proprietários de energias renováveis não convencionais poderiam explorar os subsídios da Lei 1715. Em março de 2017, o governo aprovou nova legislação para apoiar projetos de energia renovável de pequena e média dimensão. Contudo, algumas dessas políticas mostraram-se não eficazes, visto que o governo ainda não forneceu detalhes importantes sobre como aplicar os incentivos e tem demorado a colocar em prática o seu plano de expansão de infraestrutura por meio de concursos de licitação públicos.

4.2 Potencial das energias renováveis na Colômbia

Com a aprovação da Lei de 1715 e atendendo à localização equatorial da Colômbia, faz deste país um novo mercado com grandes oportunidades no que diz respeito à integração de energias renováveis. Apesar da grande hídrica parecer ser a tecnologia de energia renovável mais competitiva, esta tem as suas implicações ambientais e impacto nas comunidades levando a uma diminuição da sua competitividade. A procura de alternativas face à geração térmica e hídrica, fazem das fontes solar, eólica e biocombustível grandes potenciais a implementar num país como a Colômbia, visto que a Colômbia possui estes mesmos recursos, contudo inexplorados.

Com um consumo de eletricidade crescendo a um ritmo de 5% ao ano, faz da Colômbia um dos mercados de energia renovável mais prometedores da América Latina.

Nas secções seguintes é efetuado um resumo do potencial associado às diferentes fontes alternativas.

4.2.1 Potencial de biomassa

A biomassa na Colômbia tem um grande potencial devido à grande produção de resíduos florestais e agrícolas que o país possui, especialmente das plantações de banana, arroz, café e gado.

Segundo o Ministério de Minas e Energia da Colômbia, foram gerados 65.935 GWh de eletricidade em 2016 no Sistema Interligado Nacional, dos quais 597,81 GWh foram gerados a partir da biomassa, o equivalente a 0,9% da produção total.

Uma das grandes vantagens da biomassa num país como a Colômbia é o acesso de eletricidade a populações rurais isoladas. Deste modo, a produção de biomassa na Colômbia contribui também para o desenvolvimento rural e para a redução das desigualdades entre as regiões, ajudando o sector industrial e a gerar emprego nas áreas rurais.

Contudo, esta tecnologia ainda tem um custo de geração de energia bastante caro devido a limites tecnológicos relacionados com menores eficiências de conversão e restrições logísticas. Devido à baixa densidade de energia e aos custos de transporte de matéria envolvidos para as unidades de processamento, não é uma alternativa economicamente viável de momento, mas tem uma perspetiva positiva para o futuro.

4.2.2 Potencial solar

Ao longo dos últimos anos, têm vindo a ser realizados estudos no campo da energia renovável no país pelo Instituto de Hidrologia, Meteorologia e Estudos Ambientais (IDEAM). Em parceria com a UPME, têm vindo a elaborar um documento de referência desde 2004, que contém 13 mapas específicos relativos à energia solar, um para cada mês do ano e outro adicional que contempla a média anual. Este documento é conhecido como *Atlas de Radiación Solar de Colombia*, no qual estão são apresentados mapas indicativos do valor médio diário de radiação solar global, brilho e radiação ultravioleta por metro quadrado.

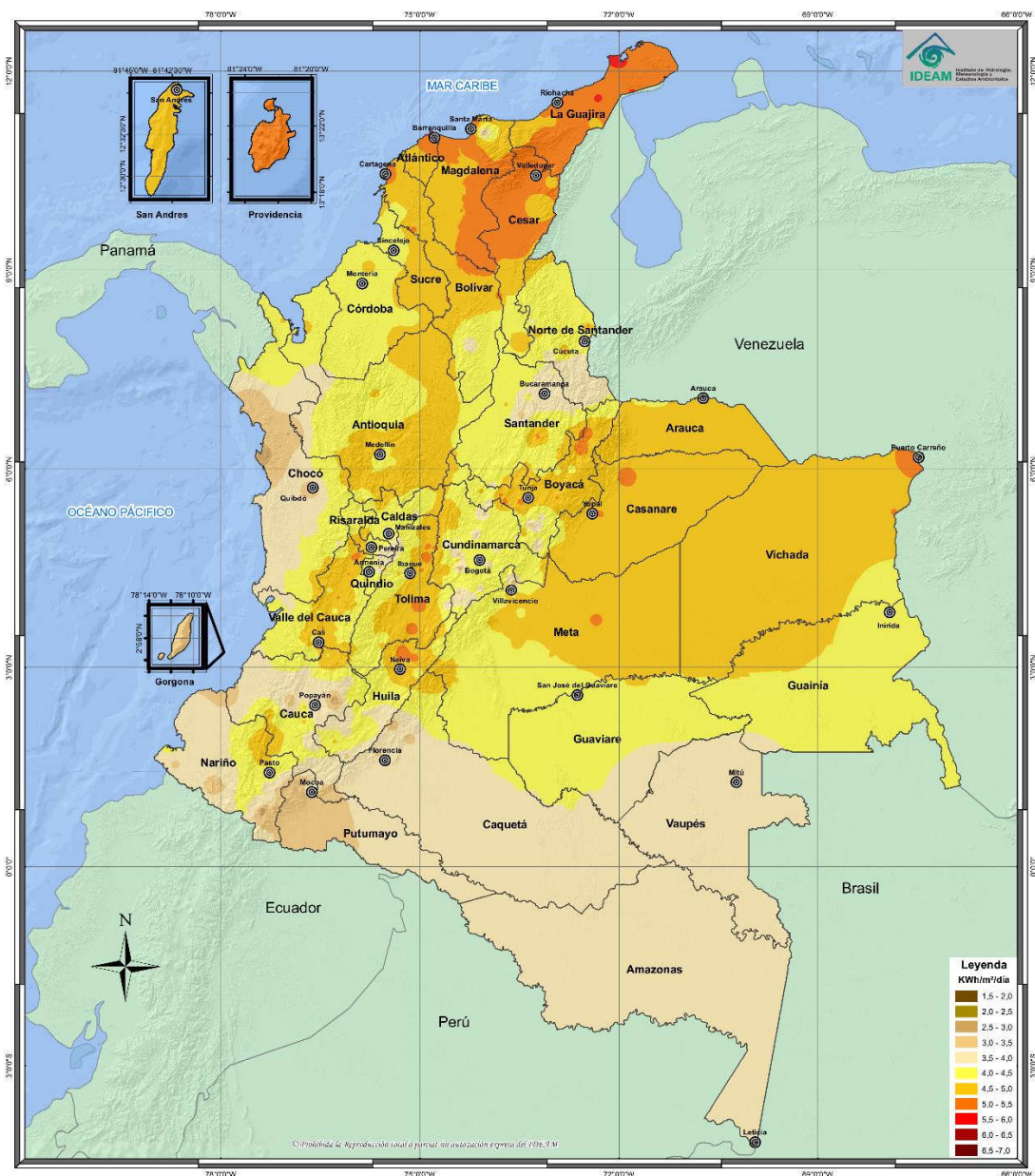


Figura 4.2 - Irradiação global horizontal média diária anual [IDEAM]

Desta forma, é possível identificar zonas estratégicas para o desenvolvimento da tecnologia solar, bem como determinar as zonas mais favoráveis para a implementação deste tipo de tecnologia.

Devido à sua localização na zona equatorial, a Colômbia possui recursos significativos de energia solar. A radiação média diária do país é de 4,5 kWh/m² e a área com melhor recurso solar é a Península de Guajira que pode atingir os 6 kWh/m² de radiação, conforme se pode verificar na Figura 4.2.

A Colômbia tem um grande potencial para introduzir fontes fotovoltaicas na sua matriz de geração de eletricidade, dada a sua elevada irradiação média anual. Contudo, apesar do seu grande potencial solar, a implementação de sistemas fotovoltaicos atualmente ainda não apresenta grande competitividade, visto ser a tecnologia de energia renovável mais cara que o país já tentou implementar. Espera-se que o custo dos sistemas fotovoltaicos diminua e se tornem mais competitivos por volta de 2030.

Atualmente, a Colômbia conta com apenas 6 MW de energia solar instalados na Colômbia, dos quais 57% se destinam a aplicações rurais e os restantes 43% distribuídos por torres de comunicação e sinalização rodoviária.

4.2.3 Potencial geotérmico

De acordo com a UPME, a Colômbia não é um dos países com maior potencial para o uso do recurso geotérmico. Estima-se que o potencial para o desenvolvimento da geração de eletricidade a partir do recurso geotérmico na Colômbia é na ordem dos 1 a 2 GW [27].

Em 2003, a UPME elaborou um documento sobre o uso de energia geotérmica na Colômbia, onde se apresentam pesquisas realizadas neste campo no país. Como resultado desses estudos, foi gerado o mapa geotérmico da Colômbia, que contém os campos térmicos e as respetivas temperaturas.

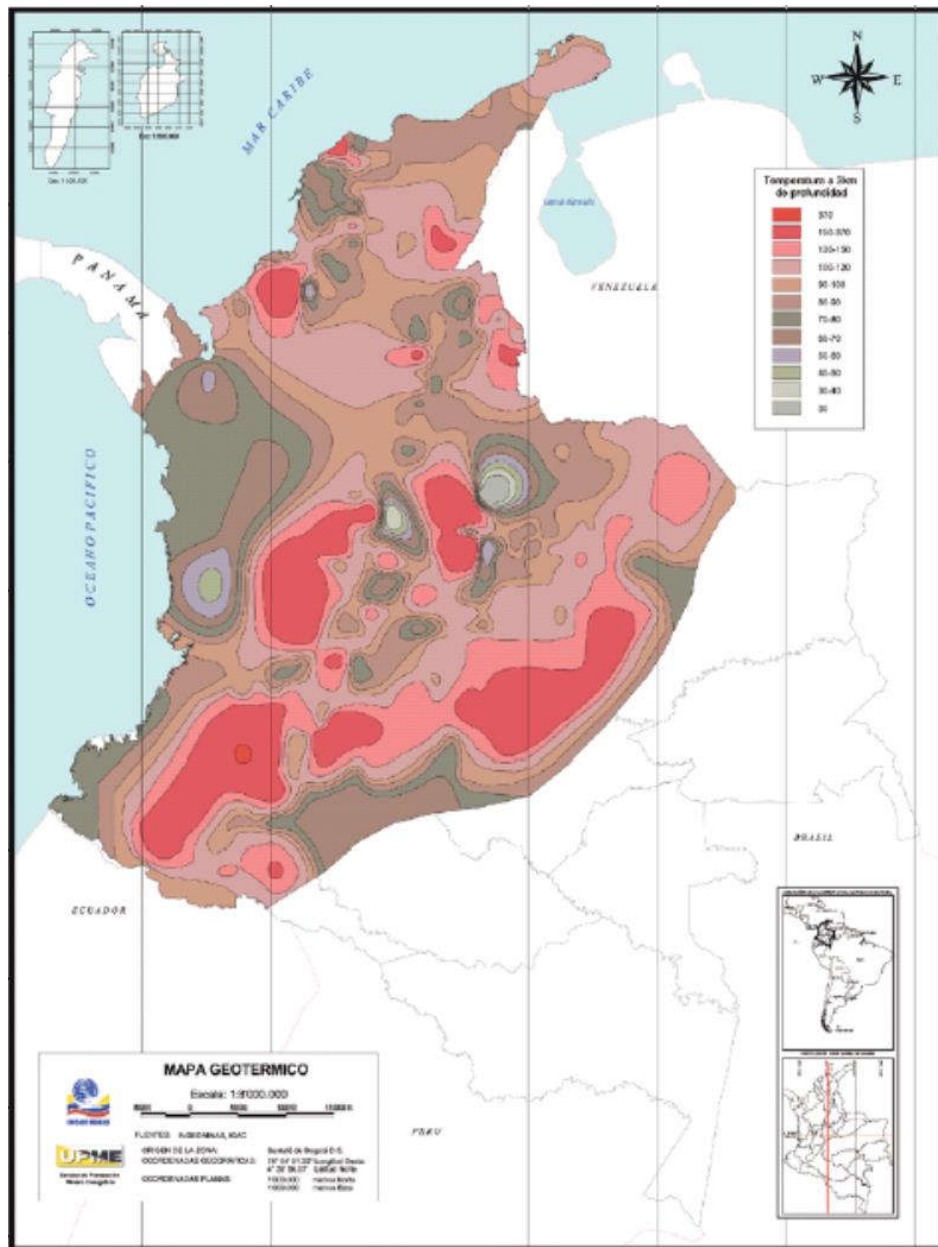


Figura 4.3 - Mapa de potencial Geotérmico da Colômbia [UPME]

O Serviço Geológico Colombiano é a entidade do estado responsável pela informação dos recursos do subsolo Colombiano, e encarregam a missão de explorar e avaliar o recurso geotérmico. As regiões mais promissoras para aproveitamento energético são as zonas vulcânicas, onde é possível obter valores de temperatura na ordem dos 370°C a cerca de 3 quilômetros de profundidade. Nestas regiões, já é possível encontrar águas quentes a uma profundidade entre os 100 e os 500 metros, capazes de providenciar energia suficiente para um projeto de pequena escala.

Contudo, as zonas com potencial geotérmico mais promissor localizam-se em regiões vulcânicas, onde as infraestruturas elétricas são limitadas em acesso e ligação à rede.

4.2.4 Potencial eólico

O regime de vento na Colômbia é considerado um dos melhores da América do Sul. As regiões offshore da parte norte da Colômbia, como no Departamento de Guajira, foram classificadas com ventos de classe 7 (acima de 10 metros por segundo). A única outra região da América Latina com tal classificação de potencial eólico é a região de Patagônia do Chile e da Argentina.

O Instituto de Hidrologia, Meteorologia e Estudos Ambientais (IDEAM) juntamente com a UPME, desenvolveram o *Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia*, onde é disponibilizada a distribuição espacial do vento de superfície e o potencial eólico da Colômbia.

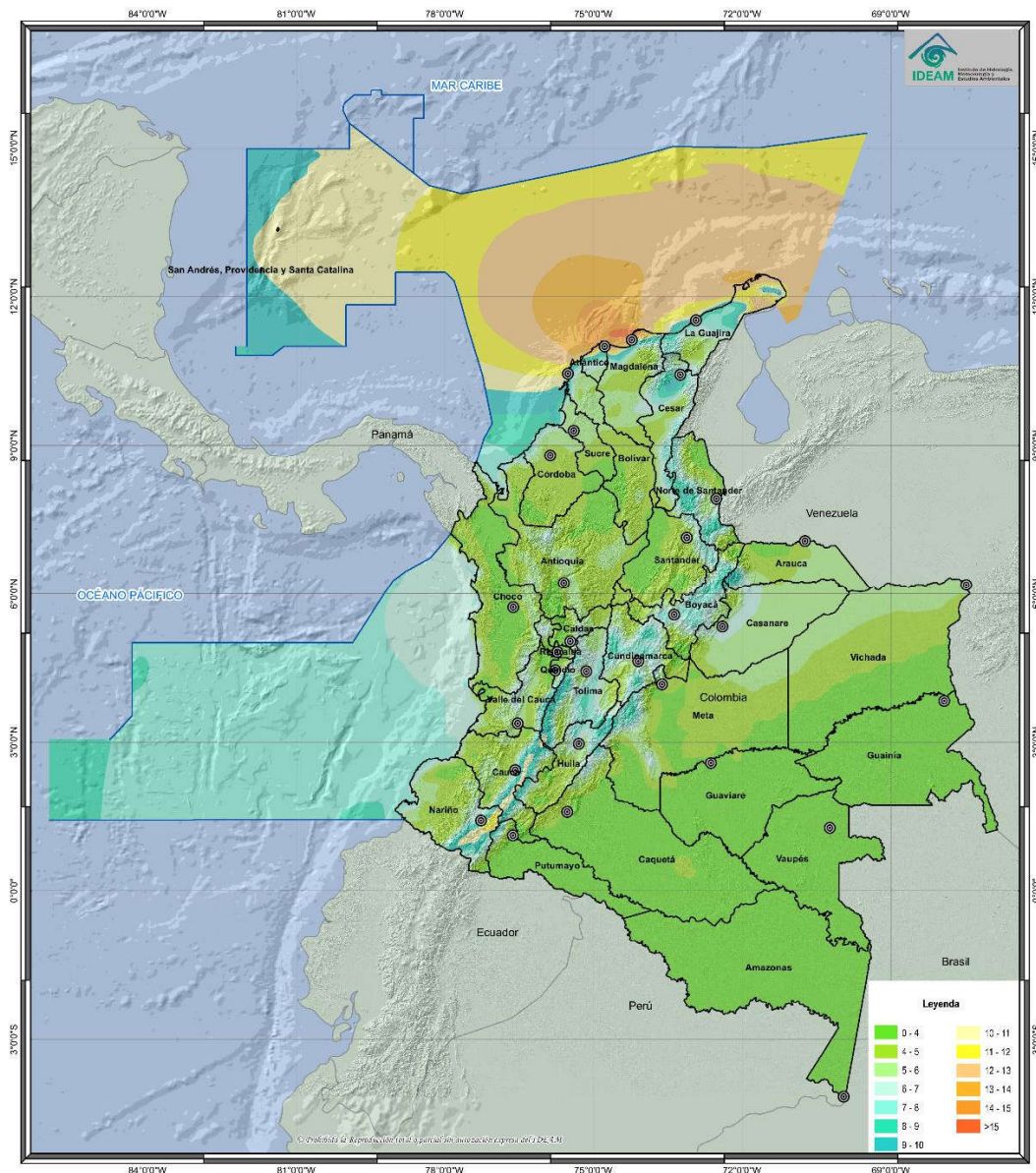


Figura 4.4 - Velocidade do vento a 80 metros de altura anual [IDEAM]

O *Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia* disponibiliza uma coleção de mapas sobre o comportamento do vento no território colombiano. Desta forma, é possível ter uma primeira aproximação para localizar locais propícios para o aproveitamento da energia eólica, o que contribuiria para o desenvolvimento tecnológico e económico do país, e como uma alternativa para mitigar as mudanças climáticas.

Estima-se que a Colômbia tenha um potencial eólico à volta dos 21 GW apenas no Departamento de Guajira, valor este que seria suficiente para satisfazer o dobro do consumo nacional em período de ponta. Contudo, apesar deste grande potencial eólico, a Colômbia conta apenas com 19,5 MW instalados de energia eólica, correspondendo a cerca de 0,1% do seu potencial eólico teórico. Esta potência está concentrada em apenas um projeto chamado de Projeto Eólico Jepírachi, desenvolvido pelas Empresas Públicas de Medellín (EPM), gerando cerca de 82 GWh por ano.

Atualmente, estão registados três projetos de geração eólica na UPME, em fase de estudo, designados como *Casa Eléctrica*, *Irraipa* e *Carrizal*, totalizando uma potência de 474MW de capacidade.

Com vista a promover a máxima integração de fontes no STN, nas secções seguintes é apresentada e desenvolvida uma metodologia que maximiza a integração de fontes renováveis ao nível nodal.

4.3 Máxima injeção nodal não simultânea

No estudo da máxima injeção nodal não simultânea pretende-se obter qual o valor máximo de potência possível de injetar em cada das subestações de forma a que tanto em regime permanente como em regime de contingência não sejam violados os padrões de segurança definidos. A formulação deste método pode ser descrita através da seguinte equação [28]:

$$f(P'_{G_K}) = \max\{P_{G_K}\} \quad 4.25$$

onde P_{G_K} é a potência gerada no barramento k, e P'_{G_K} é a potência máxima injetável no barramento k, ambas em MW.

A equação 4.25 está sujeita aos limites técnicos dos elementos da rede, os quais não podem ter uma taxa de ocupação superior a 100% da capacidade de transporte

estabelecida. Outra restrição é garantir que para compensar a geração nodal, o barramento de referência não apresente uma potência gerada inferior a 0 MW ($P_{min} = 0 \text{ MW}$).

$$S'_{elemento} < S_{elemento} \quad 4.26$$

onde $S'_{elemento}$ é a potência resultante da injeção no novo gerador considerado, num qualquer elemento da rede, e $S_{elemento}$ é o *rating* estabelecido desse elemento.

4.3.1 Regime permanente

De modo a determinar a capacidade máxima de potência possível de injetar em cada nó em regime permanente, definem-se os valores de potência correspondentes a cada incremento, atendendo à precisão que se pretende, conforme sugere a Figura 4.5 [28].



Figura 4.5 – Representação da metodologia usada de incrementos de potência

Assim, começa-se por injetar uma potência que representa o passo, ΔP_k , e de seguida é necessário proceder à seguinte validação:

$$\alpha_2 = \alpha_1 + \Delta P_k \rightarrow \alpha_2 \text{ **válido**}$$

$$\alpha_3 = \alpha_2 + \Delta P_k \rightarrow \alpha_3 \text{ **válido**}$$

$$\alpha_4 = \alpha_3 + \Delta P_k \rightarrow \alpha_4 \text{ **não válido**}$$

De acordo com a validação apresentada, a potência injetada de valor α_4 não é válida, por violação dos limites definidos. Deste modo, considera-se um passo que seja metade do passo anteriormente considerado, e é acrescentado ao último valor válido α_3 , e assim procede-se à validação:

$$\Delta P'_k = \frac{\alpha_4 - \alpha_3}{2}$$

$$\alpha_5 = \alpha_3 + \Delta P'_k \rightarrow \alpha_5 \text{ **válido**}$$

A seguir, volta-se a definir outro passo que seja metade do passo anteriormente considerado, e acrescenta-se ao último valor válido obtido.

$$\Delta P''_k = \frac{\alpha_4 - \alpha_5}{2}$$

$$\alpha_6 = \alpha_5 + \Delta P''_k \rightarrow \alpha_6 \text{ não válido}$$

$$\Delta P'''_k = \frac{\alpha_5 - \alpha_6}{2}$$

$$\alpha_7 = \alpha_5 + \Delta P'''_k \rightarrow \alpha_7 \text{ válido}$$

$$\alpha_6 - \alpha_7 \leq \Delta x$$

Dependendo da precisão que se pretenda, Δx , o passo considerado poderá ser reduzido até se obter um valor para o qual a consideração de um passo menor fosse inferior à precisão pretendida. O fluxograma que ilustra este processo é indicado na Figura 4.6.

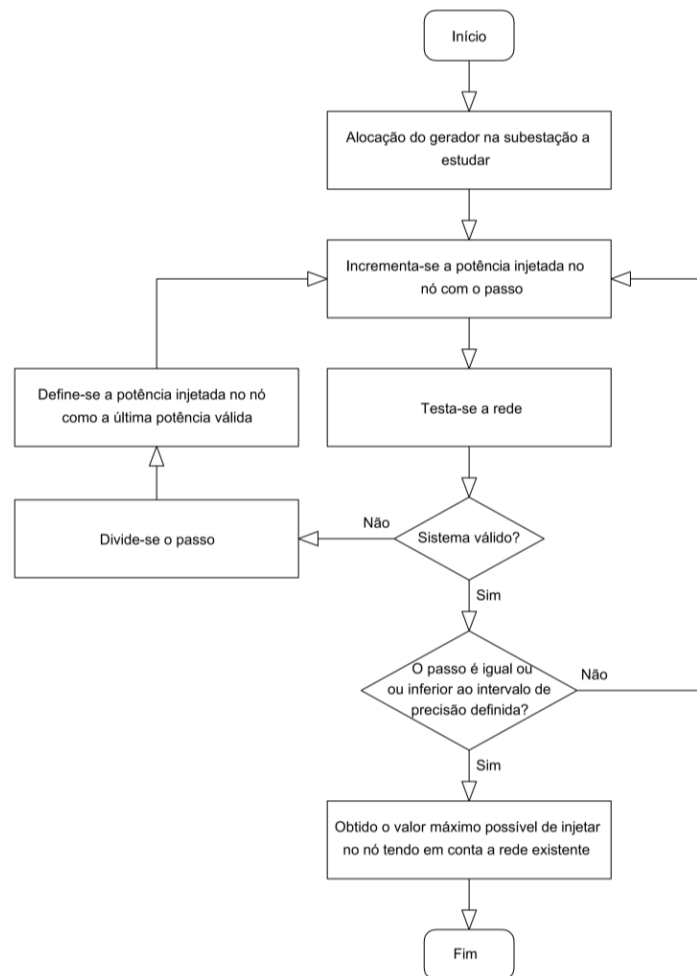


Figura 4.6 - Fluxograma do cálculo da máxima injeção nodal não simultânea num determinado nó, regime permanente

De seguida, é ilustrado um exemplo onde é considerado um modelo de dois barramentos representando o método de máxima injeção nodal não simultâneo em regime permanente.

Na Figura 4.7 é apresentada uma rede de 2 barramentos onde um único gerador satisfaz as cargas e compensa as perdas de potência do sistema (linha de transmissão).

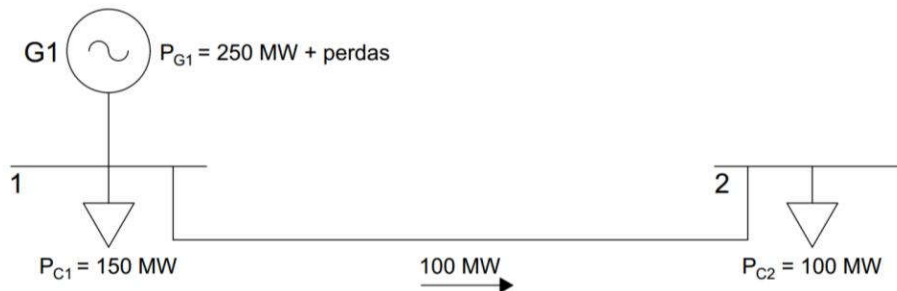


Figura 4.7 - Rede de 2 barramentos

Considerando a inclusão de um novo gerador na rede, G2, no barramento 2, incrementa-se a potência gerada deste até violar alguma das restrições do sistema, podendo ser desde limites de sobrecarga, tensões ou potência mínima do *Slack* atingida.

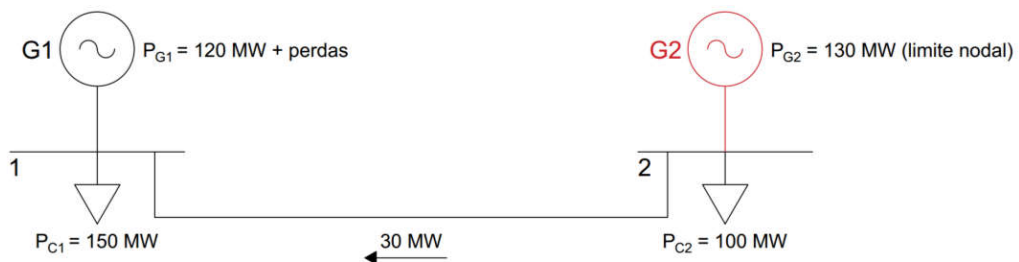


Figura 4.8 - Rede de 2 barramentos com gerador fictício no barramento 2

Deste modo, considerando um gerador fictício no barramento 2, o trânsito de potência que anteriormente ocorria do barramento 1 para o 2 irá diminuir e conseqüentemente as perdas de transmissão, uma vez que parte da potência consumida pela carga do barramento 2 passa a ser parcialmente ou na totalidade alimentada pelo gerador G2.

Neste exemplo está-se perante uma rede onde são apenas considerados 2 barramentos. Contudo, caso a rede fosse maior, a rede não estaria apenas dependendo do gerador do *Slack Bus*, mas perante vários geradores com potência gerada constante. Assim sendo, a complexidade do problema e da solução também seria maior.

4.3.2 Regime de contingência

O estudo da máxima de injeção nodal não simultânea em regime de contingência n-1 é análogo ao método determinado para o estudo da máxima de injeção nodal não simultânea em regime permanente. Contudo, para o estudo em regime de contingência n-1, o valor de potência máxima só é validado ao fim de simuladas as perturbações das falhas dos elementos da rede, individualmente, sendo estes transformadores e linhas.

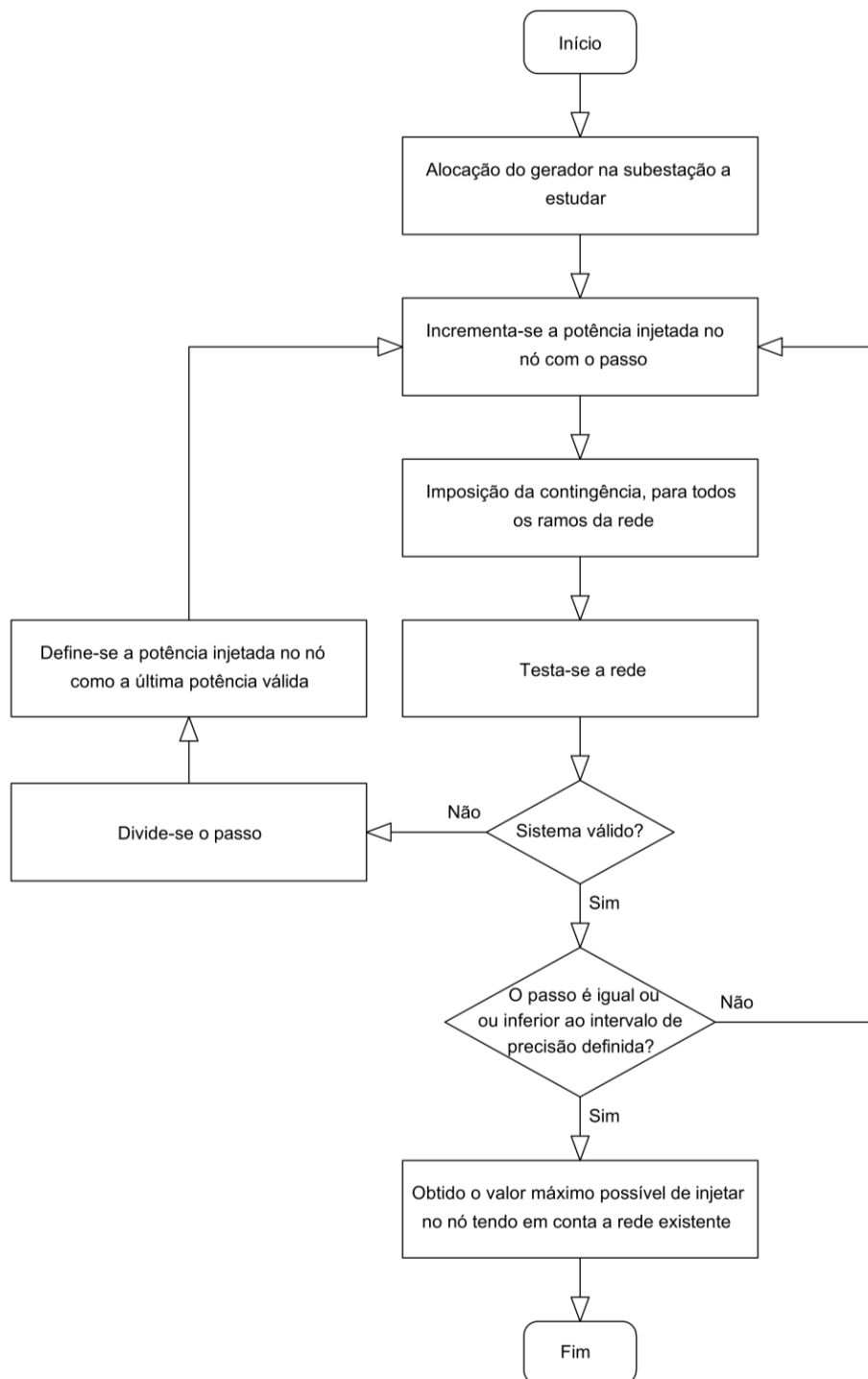


Figura 4.9 – Fluxograma do cálculo da máxima injeção nodal não simultânea num determinado nó, regime n-1

A seguir, é apresentado um exemplo onde é considerado um modelo de três barramentos representando o método de máxima injeção nodal não simultâneo em regime de contingência n-1:

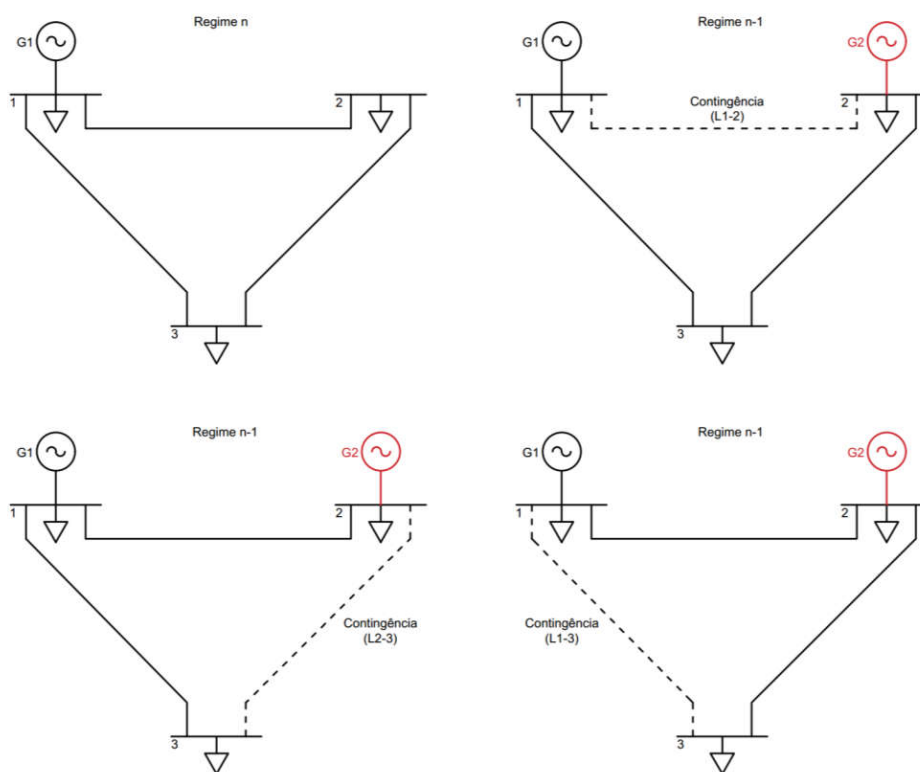


Figura 4.10 - Método de cálculo para a máxima injeção no barramento 2 em regime n-1

Conforme representado na Figura 4.10, a potência máxima possível de injetar no barramento 2 em regime de contingência simples é obtida considerando a contingência da linha 1-2, da linha 2-3 e da linha 3-1. Para cada uma destas situações, a potência máxima injetável no barramento 2 será determinada quando após a contingência de um dos elementos mencionados, provocar a sobrecarga num dos elementos em operação. O menor valor obtido de potência máxima no barramento 2, das 3 contingências mencionadas, será esse o definido como o de máxima potência permitida.

Da mesma maneira que foi ilustrado o método de obtenção da máxima potência injetável no barramento 2, o mesmo seria feito para o barramento 3, analisando para cada uma das contingências possíveis de ocorrer considerando um gerador fictício no barramento 3 conforme representado na Figura 4.11.

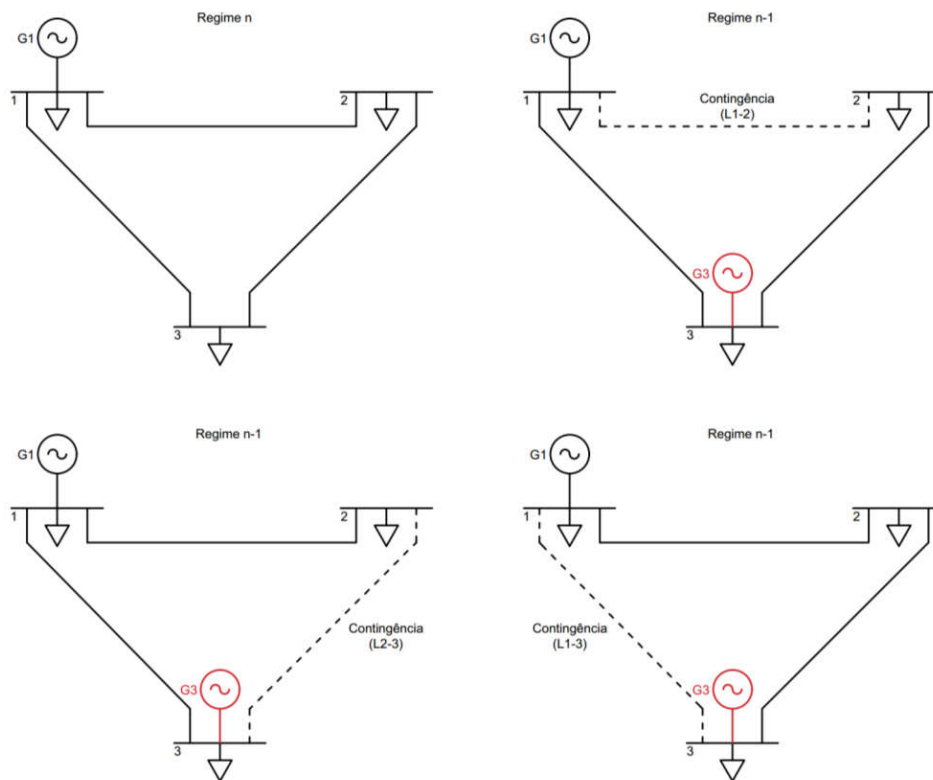


Figura 4.11 - Método de cálculo para a máxima injeção no barramento 3 em regime n-1

Através dos métodos descritos, poder-se-ia assim obter o valor máximo de potência injetável em qualquer um dos barramentos da rede. Obtidos os valores tanto em regime normal como em regime de contingência, o valor mínimo seria então definido como o valor máximo de injeção nesse barramento. Para o barramento 1, este não é elemento de estudo visto ser o *Slack Bus*.

Neste exemplo está-se perante uma rede onde são apenas considerados 3 barramentos. Contudo, caso a rede fosse maior, a rede não estaria apenas dependendo do gerador do *Slack Bus*, mas perante vários geradores com potência gerada constante. Assim sendo, a complexidade do problema e da solução também seria maior.

Seguidamente é aplicada esta metodologia ao STN da Colômbia numa zona de elevado potencial de fontes de energia renovável.

5

Estudo de capacidade de ligação de renováveis na subárea GCM

No presente capítulo pretende-se realizar um estudo de capacidade de ligação de geração renovável nas subestações da subárea operativa GCM bem como analisar os principais fatores limitantes e apresentar soluções possíveis de implementar, tanto do ponto de vista de operação como de planeamento.

5 ESTUDO DE CAPACIDADE DE LIGAÇÃO DE RENOVÁVEIS NA SUBÁREA GCM

Atendendo ao que foi abordado nos capítulos anteriores, a Colômbia tem um grande potencial no que diz respeito às energias renováveis. Contudo, para estabelecer tal integração, é necessário que as redes infraestruturais elétricas estejam aptas para receber a energia produzida pelas centrais geradoras, com o mínimo de impacto possível.

Pretende-se elaborar um estudo no qual se analisa a capacidade de ligação de uma central geradora de natureza renovável. Tendo em conta a análise realizada, verificou-se que no nordeste da Colômbia existe um grande potencial tanto eólico como solar e serão as subestações mais próximas dessa região os objetos de estudo.

O presente estudo atua sobre algumas das subestações da transmissora Transelca, nomeadamente Copey, Cuestecitas, Fundación, Guajira, Santa Marta e Valledupar. Estas subestações formam a subárea operativa Guajira, Cesar e Magdalena (GCM).

A Transelca é uma empresa colombiana, subsidiária da empresa estatal de transmissão e telecomunicações ISA, e é a terceira maior empresa de transmissão do país, com uma participação de 9% no Sistema Interconectado Nacional (SIN) da Colômbia. A rede da empresa estende-se por 1.532km (220kV), 39,1km (110kV) e 14,5km (34,5kV), operando também 16 subestações, com uma capacidade total de transformação de 3.793 MVA.



Figura 5.1 - Subestações operadas pela Transelca, Região Costa – Caribe

A análise irá ser baseada no modelo do Sistema de Transmissão Nacional desenvolvido no Capítulo 3, no qual se consideram todos os elementos de 500 kV e 220 kV.

A estimativa de oportunidade de ligação de geração nas subestações será feita a partir de simulações estáticas, tanto em regime normal como em regime de contingência simples em linhas ou transformadores, com as quais podem ser obtidos resultados conservadores, avaliando a evolução das tensões e carga nos equipamentos, com base no aumento de geração na subestação, sem realizar ações de controle de tensão.

A avaliação da oportunidade de ligação é realizada atendendo aos mesmos quatro cenários descritos na Tabela 3.3, considerando o STN da Colômbia um sistema com trocas de energia nulas, isto é, com saldo importações/exportações nulo.

O estudo de conexão para cada subestação é feito de maneira independente, ou seja, consideram-se valores de injeção não simultâneos.

5.1 Métodos de compensação

Para a realização deste estudo de integração de uma fonte de energia renovável, foram adotados os seguintes métodos:

- Método de compensação pelo *Slack Bus*;
- Método de compensação por Ordem de Mérito.

5.1.1 Método de compensação pelo *Slack Bus*

Atendendo que o nó de balanço é uma central hídrica e não tem obrigatoriamente de estar em operação, visto que esta tem capacidade de armazenamento (barragem), ao contrário de centrais eólicas ou solares que não possuem armazenamento, considerou-se o método de compensação do *Slack Bus*, injeção não simultânea.

Neste método, é possível obter o máximo valor de injeção possível de se ligar, atendendo às limitações dos equipamentos, linhas e transformadores, bem como as características técnicas do gerador do nó de balanço. As limitações dos equipamentos são as descritas na Tabela 3.7, e relativamente ao gerador do *Slack Bus* este não poderá ter uma potência gerada inferior a zero ($P_{min} = 0$).

5.1.2 Método de compensação por Ordem de Mérito

A Ordem de Mérito (do inglês: *Merit Order*) classifica as centrais geradoras com base na ordem crescente dos preços, que poderá refletir também a ordem dos custos marginais de produção, juntamente com a quantidade de energia a ser gerada, atendendo às restrições de cada central.

As centrais geradoras com os custos marginais mais baixos têm prioridade a alimentar o consumo, enquanto que as centrais com os custos marginais mais altos são as últimas a entrarem em operação.

Desta forma, o despacho da geração minimiza o custo de produção de eletricidade. Por vezes, por razões operacionais, poderá haver centrais geradoras em operação fora da ordem de mérito, devido ao congestionamento do sistema de transmissão, à fiabilidade do sistema ou outros motivos.

Com o aumento da oferta das energias renováveis, os preços de produção por unidade de eletricidade tendem a diminuir, visto que os custos marginais destas são muito baixos. Como estas não tem custos de combustível, os custos marginais são atribuídos apenas à operação e manutenção das centrais.

Normalmente, as centrais de carácter renovável têm acordos *feed-in-tariff*, que se estabelece através de um contrato de longo prazo, onde os investidores recebem um preço baseado no custo de geração de acordo com a tecnologia pela eletricidade que fornecem à rede. Isto permite que diversas tecnologias sejam desenvolvidas e forneçam aos investidores um retorno razoável.

Atendendo que o presente estudo está a considerar a integração de uma central de produção com base em energia renovável, esta tem prioridade face às centrais térmicas. Deste modo, as centrais com os custos de produção mais elevados serão as primeiras a sair de operação.

De acordo Figura 5.2, determinou-se uma lista de ordem de mérito atendendo às projeções dos preços dos combustíveis por cada MBTU (do inglês: *British Thermal Unit*) considerando os preços relativos ao dia 30 de dezembro.

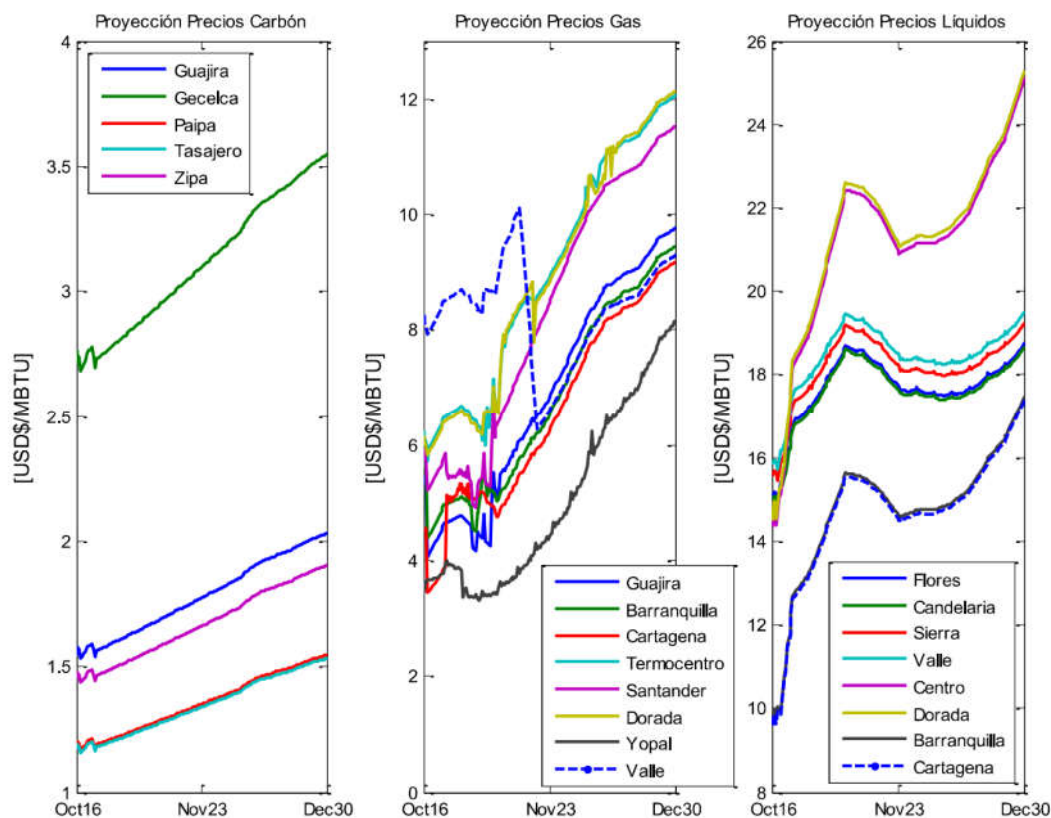


Figura 5.2 - Projeção dos preços de combustível [UPME]

A lista de ordem de mérito considerada inclui apenas as centrais consideradas na modelização do STN da Colômbia:

Ordem	Central	Combustível	Potência [MW]
1	Guajira	Carvão	330
2	Cartagena	Gás	466
3	Barranquilla	Gás	935
4	Candelaria	Gás	314
5	Flores	Gás	610
6	Sierra	Acpm	460
7	Centro	Jet-A1	300

Tabela 5.1 – Lista de ordem de mérito

Com base nas premissas mencionadas, foi obtido para cada cenário, o valor máximo possível de se ligar para cada subestação em estudo, bem qual o elemento limitador para cada um dos valores obtidos.

5.2 Análise e diagnóstico da rede

No presente capítulo irá ser realizada a análise do STN da Colômbia, em regime permanente e em regime de contingência, considerando os métodos de compensação anteriormente descritos. O passo menor considerado para obtenção dos resultados foi de 50 MW.

5.2.1 Regime permanente – Método de compensação pelo *Slack Bus*

5.2.1.1 Cenário PH

Ao analisar a capacidade de injeção não simultânea para o cenário ponta húmido em regime permanente, considerando o método de compensação pelo *Slack Bus*, os valores máximos para cada uma das subestações são os seguintes:

Subestação	Potência máxima [MW]	Elemento limitador	Ponto de operação	
			Inicial (%)	Final (%)
Copey 220 kV	950	Fundación – Copey	20	96,5
Cuestecitas 220 kV	500	Cuestecitas – Valledupar	7	96,9
Fundación 220 kV	650	Fundación – Copey	20	95,3
Guajira 220 kV	650	Guajira – Santa Marta	11	93,6
Santa Marta 220 kV	700	Fundación – Santa Marta	20	95,9
Valledupar 220 kV	750	Valledupar – Copey	20	97,7

Tabela 5.2 - Valores máximos de injeção em regime n, Cenário PH – *Slack Bus*

Através da Tabela 5.2, é possível concluir que o elemento que surge mais vezes como elemento limitador é a linha Fundación – Copey.

5.2.1.2 Cenário PS

Ao analisar a capacidade de injeção não simultânea para o cenário ponta seco em regime permanente, considerando o método de compensação pelo *Slack Bus*, os valores máximos para cada uma das subestações são os seguintes:

Subestação	Potência máxima [MW]	Elemento limitador	Ponto de operação	
			Inicial (%)	Final (%)
Copey 220 kV	800	Slack Bus	-	-
Cuestecitas 220 kV	450	Cuestecitas – Valledupar	4	93,0
Fundación 220 kV	550	Fundación – Copey	29	98,8
Guajira 220 kV	650	Guajira – Santa Marta	10	94,7
Santa Marta 220 kV	700	Fundación – Copey	29	96,6
Valledupar 220 kV	700	Valledupar – Copey	35	95,4

Tabela 5.3 - Valores máximos de injeção em regime n, Cenário PS – *Slack Bus*

Através da Tabela 5.3, é possível concluir que o elemento que surge mais vezes como elemento limitador é a linha Fundación – Copey.

5.2.1.3 Cenário VH

Ao analisar a capacidade de injeção não simultânea para o cenário vazio húmido em regime permanente, considerando o método de compensação pelo *Slack Bus*, os valores máximos para cada uma das subestações são os seguintes:

Subestação	Potência máxima [MW]	Elemento limitador	Ponto de operação	
			Inicial (%)	Final (%)
Copey 220 kV	1050	Slack Bus	-	-
Cuestecitas 220 kV	550	Cuestecitas – Valledupar	16,0%	97,9%
Fundación 220 kV	550	Fundación – Copey	25,0%	93,9%
Guajira 220 kV	800	Guajira – Santa Marta	14,0%	95,5%
Santa Marta 220 kV	750	Fundación – Copey	15,0%	96,9%
Valledupar 220 kV	700	Valledupar – Copey	25,0%	95,1%

Tabela 5.4 - Valores máximos de injeção em regime n, Cenário VH – Slack Bus

Através da Tabela 5.4, é possível concluir que o elemento que surge mais vezes como elemento limitador é a linha Fundación – Copey.

5.2.1.4 Cenário VS

Ao analisar a capacidade de injeção não simultânea para o cenário vazio seco em regime permanente, considerando o método de compensação pelo *Slack Bus*, os valores máximos para cada uma das subestações são os seguintes:

Subestação	Potência máxima [MW]	Elemento limitador	Ponto de operação	
			Inicial (%)	Final (%)
Copey 220 kV	400	Slack Bus	-	-
Cuestecitas 220 kV	400	Slack Bus	-	-
Fundación 220 kV	400	Slack Bus	-	-
Guajira 220 kV	400	Slack Bus	-	-
Santa Marta 220 kV	400	Slack Bus	-	-
Valledupar 220 kV	400	Slack Bus	-	-

Tabela 5.5 - Valores máximos de injeção em regime n, Cenário VS – Slack Bus

Através da Tabela 5.4, é possível concluir que o elemento que surge mais vezes como elemento limitador é o Slack Bus.

5.2.2 Regime de contingência – Método de compensação pelo *Slack Bus*

5.2.2.1 Cenário PH

Ao analisar a capacidade de injeção não simultânea para o cenário ponta húmido em regime de contingência, considerando o método de compensação pelo *Slack Bus*, os valores máximos para cada uma das subestações são os seguintes:

Subestação	Potência máxima [MW]	Elemento limitador	Ponto de operação pós-contingência (%)
Copey 220 kV	700	Fundación – Copey	93,2
Cuestecitas 220 kV	400	Cuestecitas – Valledupar	89,2
Fundación 220 kV	550	Fundación – Copey	99,0
Guajira 220 kV	350	Guajira – Santa Marta	90,1
Santa Marta 220 kV	500	Fundación – Santa Marta	97,7
Valledupar 220 kV	500	Valledupar – Copey	93,5

Tabela 5.6 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário PH – *Slack Bus*

Através da Tabela 5.6, é possível concluir que o elemento que surge mais vezes como elemento limitador é a linha Fundación – Copey.

Para além dos valores obtidos para cada subestação, foi ainda observado que para cada simulação efetuada, não houve qualquer alteração em relação à contingência abordada linha Primavera – Bacatá 500 kV, ou seja, esta continua a ser uma perturbação grave.

5.2.2.2 Cenário PS

Ao analisar a capacidade de injeção não simultânea para o cenário ponta seca em regime de contingência, considerando o método de compensação pelo *Slack Bus*, os valores máximos para cada uma das subestações são os seguintes:

Subestação	Potência máxima [MW]	Elemento limitador	Ponto de operação pós-contingência (%)
Copey 220 kV	150	San Carlos – La Sierra	95,5
Cuestecitas 220 kV	250	Transf. Sabanalarga	99,0
Fundación 220 kV	150	Fundación – Copey	94,0
Guajira 220 kV	250	Transf. Sabanalarga	97,4
Santa Marta 220 kV	250	Transf. Sabanalarga	98,0
Valledupar 220 kV	250	Transf. Sabanalarga	97,9

Tabela 5.7 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário PS – *Slack Bus*

Através da Tabela 5.7, é possível concluir que o elemento que surge mais vezes como elemento limitador é o transformador da subestação Sabanalarga.

Para além dos valores obtidos para cada subestação, foi ainda observado que para cada simulação efetuada, não houve qualquer alteração em relação às contingências abordadas em 3.5.2.2, nomeadamente para as contingências: linha Primavera – Bacatá 500 kV, linha San Carlos – La Virginia 500 kV, linha La Virginia – San Marcos 500 kV, transformador San Marcos 230/500 kV e linha Yumbo – Alférez 220 kV.

5.2.2.3 Cenário VH

Ao analisar a capacidade de injeção não simultânea para o cenário vazio húmido em regime de contingência, considerando o método de compensação pelo *Slack Bus*, os valores máximos para cada uma das subestações são os seguintes:

Subestação	Potência máxima [MW]	Elemento limitador	Ponto de operação pós-contingência (%)
Copey 220 kV	650	Fundación – Copey	94,9
Cuestecitas 220 kV	450	Cuestecitas – Valledupar	88,8
Fundación 220 kV	350	Fundación – Copey	96,9
Guajira 220 kV	500	Guajira – Santa Marta	95,9
Santa Marta 220 kV	500	Fundación – Santa Marta	87,2
Valledupar 220 kV	450	Valledupar – Copey	91,6

Tabela 5.8 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário VH – Slack Bus

Através da Tabela 5.8, é possível concluir que o elemento que surge mais vezes como elemento limitador é a linha Fundación – Copey.

5.2.2.4 Cenário VS

Ao analisar a capacidade de injeção não simultânea para o cenário vazio seco em regime de contingência, considerando o método de compensação pelo *Slack Bus*, os valores máximos para cada uma das subestações são os seguintes:

Subestação	Potência máxima [MW]	Elemento limitador	Ponto de operação pós-contingência (%)
Copey 220 kV	0	Transf. Sabanalarga	103,7
Cuestecitas 220 kV	0	Fundación – Copey	124,5
Fundación 220 kV	0	Fundación – Copey	124,5
Guajira 220 kV	0	Fundación – Copey	124,5
Santa Marta 220 kV	0	Fundación – Copey	124,5
Valledupar 220 kV	0	Transf. Sabanalarga	103,7

Tabela 5.9 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário VS – Slack Bus

Através da Tabela 5.8, é possível concluir que o elemento que surge mais vezes como elemento limitador é a linha Fundación – Copey.

5.2.3 Regime permanente – Método de compensação por Ordem de Mérito

5.2.3.1 Cenário PH

Ao analisar a capacidade de injeção não simultânea para o cenário ponta húmido em regime permanente, considerando o método de compensação por Ordem de Mérito, os valores máximos para cada uma das subestações são os seguintes:

Subestação	Potência máxima [MW]	Elemento limitador	Ponto de operação	
			Inicial (%)	Final (%)
Copey 220 kV	700	Fundación – Copey	20,0	94,4
Cuestecitas 220 kV	500	Cuestecitas – Valledupar	43,0	93,3
Fundación 220 kV	950	Fundación – Copey	20,0	96,0
Guajira 220 kV	550	Guajira – Santa Marta	10,0	96,1
Santa Marta 220 kV	750	Fundación – Santa Marta	28,0	98,0
Valledupar 220 kV	750	Valledupar – Copey	43,0	94,5

Tabela 5.10 - Valores máximos de injeção em regime n, Cenário PH – Ordem de mérito

Através da Tabela 5.10, é possível concluir que o elemento que surge mais vezes como elemento limitador é a linha Fundación – Copey,

5.2.3.2 Cenário PS

Ao analisar a capacidade de injeção não simultânea para o cenário ponta seca em regime permanente, considerando o método de compensação por Ordem de Mérito, os valores máximos para cada uma das subestações são os seguintes:

Subestação	Potência máxima [MW]	Elemento limitador	Ponto de operação	
			Inicial (%)	Final (%)
Copey 220 kV	1050	Fundación – Copey	29,0	99,0
Cuestecitas 220 kV	450	Cuestecitas – Valledupar	35,0	93,2
Fundación 220 kV	500	Fundación – Copey	29,0	93,3
Guajira 220 kV	650	Guajira – Santa Marta	10,0	94,6
Santa Marta 220 kV	700	Fundación – Copey	29,0	98,1
Valledupar 220 kV	700	Valledupar – Copey	35,0	95,5

Tabela 5.11 - Valores máximos de injeção em regime n, Cenário PS – Ordem de mérito

Através da Tabela 5.11, é possível concluir que o elemento que surge mais vezes como elemento limitador é a linha Fundación – Copey.

5.2.3.3 Cenário VH

Ao analisar a capacidade de injeção não simultânea para o cenário vazio húmido em regime permanente, considerando o método de compensação por Ordem de Mérito, os valores máximos para cada uma das subestações são os seguintes:

Subestação	Potência máxima [MW]	Elemento limitador	Ponto de operação	
			Inicial (%)	Final (%)
Copey 220 kV	800	Fundación – Copey	25,0	97,8
Cuestecitas 220 kV	550	Cuestecitas – Valledupar	33,0	94,8
Fundación 220 kV	750	Fundación – Copey	25,0	98,9
Guajira 220 kV	800	Guajira – Santa Marta	15,0	98,9
Santa Marta 220 kV	800	Fundación – Santa Marta	34,0	98,4
Valledupar 220 kV	700	Valledupar – Copey	33,0	96,8

Tabela 5.12 - Valores máximos de injeção em regime n, Cenário VH – Ordem de mérito

Através da Tabela 5.12, é possível concluir que o elemento que surge mais vezes como elemento limitador é a linha Fundación – Copey.

5.2.3.4 Cenário VS

Ao analisar a capacidade de injeção não simultânea para o cenário vazio seco em regime permanente, considerando o método de compensação por Ordem de Mérito, os valores máximos para cada uma das subestações são os seguintes:

Subestação	Potência máxima [MW]	Elemento limitador	Ponto de operação	
			Inicial (%)	Final (%)
Copey 220 kV	1200	Fundación – Copey	55,0	96,7
Cuestecitas 220 kV	400	Cuestecitas – Valledupar	19,0	95,5
Fundación 220 kV	300	Fundación – Copey	55,0	95,7
Guajira 220 kV	600	Cuestecitas – Valledupar	19,0	98,9
Santa Marta 220 kV	400	Fundación – Copey	55,0	95,6
Valledupar 220 kV	600	Valledupar – Copey	19,0	93,7

Tabela 5.13 - Valores máximos de injeção em regime n, Cenário VS – Ordem de mérito

Através da Tabela 5.13, é possível concluir que os elementos que surgem mais vezes como elementos limitadores são as linhas Fundación – Copey e Cuestecitas – Valledupar.

5.2.4 Regime de contingência – Método de compensação por Ordem de Mérito

5.2.4.1 Cenário PH

Ao analisar a capacidade de injeção não simultânea para o cenário ponta húmido em regime de contingência, considerando o método de compensação por Ordem de Mérito, os valores máximos para cada uma das subestações são os seguintes:

Subestação	Potência máxima [MW]	Elemento limitador	Ponto de operação pós-contingência (%)
Copey 220 kV	450	Fundación – Copey	97,5
Cuestecitas 220 kV	450	Cuestecitas – Valledupar	98,5
Fundación 220 kV	500	Sabanalarga – Bolivar	96,2
Guajira 220 kV	350	Guajira – Termocol	92,1
Santa Marta 220 kV	450	Fundación – Santa Marta	86,0
Valledupar 220 kV	500	Valledupar – Copey	90,2

Tabela 5.14 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário PH – Ordem de mérito

Através da Tabela 5.14, é possível concluir que nenhum dos elementos limitadores apresentados surge repetido.

5.2.4.2 Cenário PS

Ao analisar a capacidade de injeção não simultânea para o cenário ponta seco em regime de contingência, considerando o método de compensação por Ordem de Mérito, os valores máximos para cada uma das subestações são os seguintes:

Subestação	Potência máxima [MW]	Elemento limitador	Ponto de operação pós-contingência (%)
Copey 220 kV	250	Transf. Sabanalarga	99,2
Cuestecitas 220 kV	250	Transf. Sabanalarga	98,4
Fundación 220 kV	150	Fundación – Copey	95,0
Guajira 220 kV	250	Transf. Sabanalarga	98,8
Santa Marta 220 kV	250	Fundación – Copey	98,3
Valledupar 220 kV	300	Transf. Sabanalarga	99,8

Tabela 5.15 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário PS – Ordem de mérito

Através da Tabela 5.15, é possível concluir que os únicos elementos limitadores que surgem é o transformador da subestação Sabanalarga e a linha Fundación – Copey.

5.2.4.3 Cenário VH

Ao analisar a capacidade de injeção não simultânea para o cenário vazio úmido em regime de contingência, considerando o método de compensação por Ordem de Mérito, os valores máximos para cada uma das subestações são os seguintes:

Subestação	Potência máxima [MW]	Elemento limitador	Ponto de operação pós-contingência (%)
Copey 220 kV	200	Bosque – Bolivar	99,6
Cuestecitas 220 kV	400	Bosque – Bolivar	99,9
Fundación 220 kV	400	Tenera – Sabanalarga	98,1
Guajira 220 kV	450	Bosque – Bolivar	99,9
Santa Marta 220 kV	500	Bosque – Bolivar	99,8
Valledupar 220 kV	250	Bosque – Bolivar	99,6

Tabela 5.16 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário VH – Ordem de mérito

Através da Tabela 5.4, é possível concluir que o elemento que surge mais vezes como elemento limitador é a linha Bosque – Bolivar.

5.2.4.4 Cenário VS

Ao analisar a capacidade de injeção não simultânea para o cenário vazio seco em regime de contingência, considerando o método de compensação por Ordem de Mérito, os valores máximos para cada uma das subestações são os seguintes:

Subestação	Potência máxima [MW]	Elemento limitador	Ponto de operação pós-contingência (%)
Copey 220 kV	50	Transf. Sabanalarga	99,3
Cuestecitas 220 kV	0	Fundación – Copey	124,5
Fundación 220 kV	0	Fundación – Copey	124,5
Guajira 220 kV	0	Fundación – Copey	124,5
Santa Marta 220 kV	0	Fundación – Copey	124,5
Valledupar 220 kV	0	Transf. Sabanalarga	105,8

Tabela 5.17 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário VS – Ordem de mérito

Através da Tabela 5.17, é possível concluir que os únicos elementos limitadores que surgem é o transformador da subestação Sabanalarga e a linha Fundación – Copey.

Nas seguintes tabelas, são apresentados os valores de potência máxima obtidos para cada uma das subestações, em função do respectivo cenário e método de compensação, bem com o principal elemento limitador para cada subestação.

Subestación	PH			PS			VH			VS			Potência Máxima [MW]		Elemento limitador
	N	N-1	N	N	N-1	N	N	N-1	N	N	N-1	N	N-1	Máxima	
	950	700	800	150	250	1050	650	400	400	400	0	0	0	0	
Copey 220 kV	500	400	450	250	250	550	450	400	400	400	0	0	0	0	Transf. Sabanalarga
Cuestecitas 220 kV	650	550	550	150	150	550	350	400	400	0	0	0	0	Fundación – Copey	
Fundación 220 kV	650	350	650	250	250	800	500	400	400	0	0	0	0	Fundación – Copey	
Guajira 220 kV	700	500	700	250	250	750	500	400	400	0	0	0	0	Fundación – Copey	
Santa Marta 220 kV	750	500	700	250	250	700	450	400	400	0	0	0	0	Transf. Sabanalarga	

Tabela 5.18 – Valores máximos de injeção, método de compensação do Slack Bus

Subestación	PH			PS			VH			VS			Potência Máxima [MW]		Elemento limitador
	N	N-1	N	N	N-1	N	N	N-1	N	N	N-1	N	N-1	Máxima	
	700	450	1050	250	250	800	200	1200	50	50	0 <th>0 <th>0 <th>0 </th></th></th>	0 <th>0 <th>0 </th></th>	0 <th>0 </th>	0	
Copey 220 kV	500	450	450	250	250	550	400	400	400	0	0	0	0	Transf. Sabanalarga	
Cuestecitas 220 kV	950	500	500	150	150	750	400	300	300	0	0	0	0	Fundación – Copey	
Fundación 220 kV	550	350	650	250	250	800	450	600	600	0	0	0	0	Fundación – Copey	
Guajira 220 kV	750	450	700	250	250	800	500	400	400	0	0	0	0	Fundación – Copey	
Santa Marta 220 kV	750	500	700	300	300	700	250	600	600	0	0	0	0	Transf. Sabanalarga	

Tabela 5.19 – Valores máximos de injeção, método de compensação da Ordem de Mérito

5.2.5 Conclusões

Na análise e diagnóstico em regime permanente e em regime de contingência, tanto considerando o método de compensação pelo *Slack Bus* como por Ordem de Mérito, verificou-se que o cenário mais desfavorável para a ligação de uma central geradora na subárea operativa GCM é o cenário VS, em regime de contingência.

A elevada concentração de geração térmica na região norte do país, faz com que a integração de geração na zona seja mais difícil perante um cenário seco, e consequentemente estando perante um cenário de baixo consumo (vazio), significa que ocorre mais exportação da zona, sobrecarregando mais os elementos como linhas e transformadores do que perante um cenário de alto consumo (ponta), onde o consumo tenderia a ser feito mais localmente.

Através da análise, verifica-se que perante este cenário de ponta seca, em regime de contingência, o elemento que mais limita a integração de geração na zona é a linha de interligação Fundación – Copey. Isto deve-se ao facto de as subestações Fundación e Copey estarem interligadas com outras subestações com grandes capacidades de trânsitos de potência com estas, o que não se verifica face aos valores permitidos pela linha que interliga ambas, conforme se pode verificar na Figura 5.3.



Figura 5.3 - Limites da capacidade de transporte das linhas conectadas a Fundación e Copey

5.3 Caso de estudo – Ligação Copey-Fundación

Face à análise e ao diagnóstico realizado no capítulo anterior, a oportunidade de ligação de geração na subárea operativa GCM é bastante limitada. Deste modo, pretende-se averiguar se é possível aumentar esta disponibilidade através da aplicação de um redespacho. Posteriormente, pretende-se também avaliar a duplicação do principal elemento limitador, ou seja, a linha Fundación – Copey, de forma a entender qual seria o aumento da oportunidade de ligação de geração.

5.3.1 Redespacho da central Tebsa

Fazendo uma primeira análise em regime permanente ao cenário VS, verifica-se um elevado congestionamento devido à elevada concentração de geração na zona, conforme ilustrado na Figura 5.4, onde duas das linhas Tebsa – Sabanalarga têm uma taxa de ocupação de 97,9%.

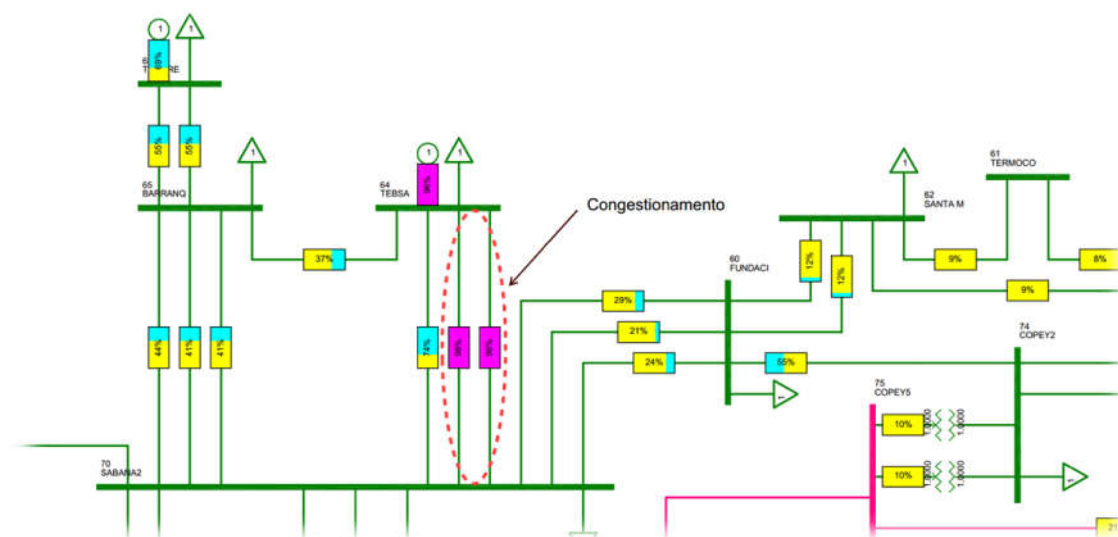


Figura 5.4 - Representação do congestionamento nas linhas de interligação Tebsa – Sabanalarga

Considerando a ocorrência de uma contingência numa destas linhas, a linha paralela atingiria uma taxa de ocupação de 129,6%, violando assim os limites de aceitabilidade definidos.

Desta forma, em vez de considerar a lista de Ordem de Mérito, define-se como prioritário e como medida operacional de segurança, a redução de geração por parte da central de Tebsa. De acordo com esta restrição, os valores máximos para cada uma das subestações considerando um passo mínimo de 10 MW, são os seguintes:

Subestação	Potência máxima [MW]	Elemento limitador	Ponto de operação pós-contingência (%)
Copey 220 kV	330	Sabanalarga – Bolivar	99,0
Cuestecitas 220 kV	0	Fundación – Copey	124,5
Fundación 220 kV	0	Fundación – Copey	124,5
Guajira 220 kV	0	Fundación – Copey	124,5
Santa Marta 220 kV	0	Fundación – Copey	124,5
Valledupar 220 kV	360	Sabanalarga – Bolivar	99,2

Tabela 5.20 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário VS – Ordem de mérito

Atendendo aos valores apresentados pela *Transelca* no documento publicado “*Estudio de Oportunidades de Conexión de Transelca 2017-2021*”, os valores de potência disponíveis para conexão nas subestações em estudo são os apresentados na Tabela 5.21:

Subestação	Potência máxima [MW]
Copey 220 kV	500
Cuestecitas 220 kV	0
Fundación 220 kV	0
Guajira 220 kV	0
Santa Marta 220 kV	0
Valledupar 220 kV	370

Tabela 5.21 - Valores máximos de injeção nas subestações publicados pela *Transelca*

Comparando os valores obtidos com os valores publicados pela *Transelca*, verifica-se que para a subestação de Copey a diferença é de 170 MW e que para a subestação de Valledupar a diferença é de apenas 10 MW. Nas restantes subestações verificou-se que não há possibilidade de haver qualquer injeção de potência devido ao aumento inevitável da sobrecarga da linha de ligação de Fundación a Copey.

De acordo com a *Transelca*, enquanto não for construída a ligação Cerramatoso-Chinú-Copey de 500 kV, não haverá possibilidade de ligar geração nesta área. Sem este reforço, apenas Copey e Valledupar oferecem oportunidade de ligação de geração, visto que a instalação de geração nestes pontos reduz o trânsito de potência na ligação de Fundación a Copey, conforme verificado ao longo do presente estudo, validando uma vez mais o modelo da rede desenvolvido.

Atendendo que o método aplicado considera injeção não simultânea, pretende-se agora avaliar os resultados obtidos sob o método de injeção simultânea.

Seguindo a mesma lógica de raciocínio, restrição da ordem de despacho, considerou-se a injeção simultânea nas duas subestações, nas quais sob o método de estudo de injeção não simultânea permitiriam a ligação de geração com os valores máximos obtidos para cada uma delas, ou seja, 330 MW na subestação de Fundación e 360 MW na subestação de Valledupar.

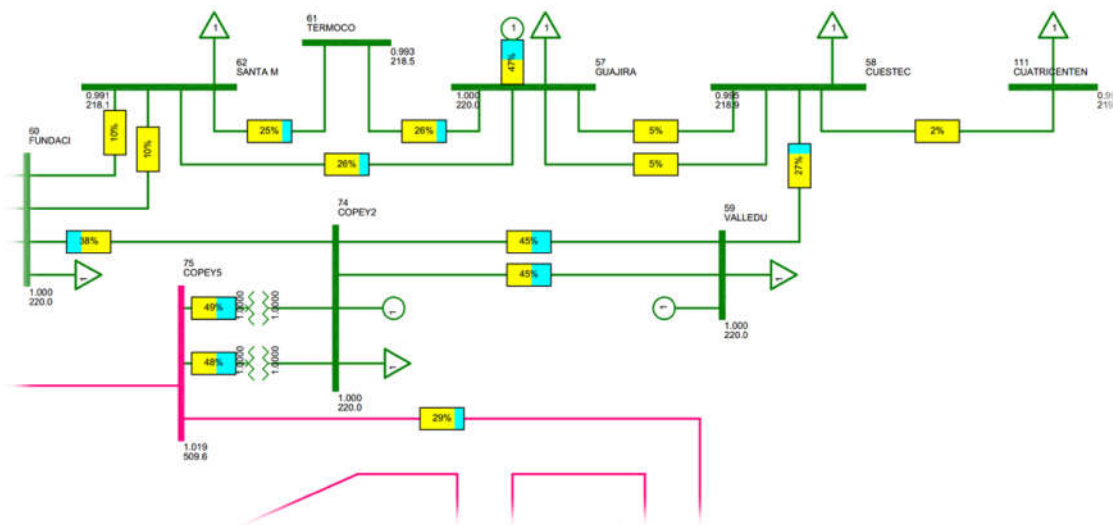


Figura 5.5 - Injeção simultânea nas subestações de Fundación e Valledupar

Em regime permanente verifica-se que a injeção simultânea nas duas subestações não causa qualquer impacto negativo sobre a rede.

Contudo, sob o regime de contingência n-1, verificam-se violações de sobrecarga na linha Sabanalarga – Bolívar, perante a contingência da linha Ocaña – Copey, como apresentado na Tabela 5.22

ID	Contingência	Elemento limitador	Ponto de operação pós contingência (%)
1	OCAÑA – COPEY	SABANALARGA – BOLIVAR	140,2

Tabela 5.22 - Diagnóstico de contingências, injeção simultânea Fundación e Valledupar

5.3.2 Duplicação da linha

No presente estudo de máxima injeção nas subestações da subárea operativa GCM, com a duplicação da linha, considerou-se o método anterior, ou seja, por razões de segurança definiu-se como prioritário reduzir a geração em Tebsa em vez de considerar a Ordem de Mérito. Assim sendo, os valores máximos para cada uma das subestações são os seguintes:

Subestação	Potência máxima [MW]	Elemento limitador	Ponto de operação pós-contingência (%)
Copey 220 kV	370	Sabanalarga – Bolivar	98,4
Cuestecitas 220 kV	380	Cuestecitas – Valledupar	99,6
Fundación 220 kV	480	Fundación – Copey	99,8
Guajira 220 kV	340	Guajira – Santa Marta	98,7
Santa Marta 220 kV	380	Fundación – Santa Marta	97,0
Valledupar 220 kV	410	Sabanalarga – Bolivar	99,3

Tabela 5.23 - Valores máximos de injeção em regime n-1, Cenário VS – Duplicação de linha

Atendendo aos valores obtidos, verifica-se que em todas as subestações há um aumento significativo da oportunidade de ligação de geração. Deste modo, todas as subestações, com exceção de Fundación, que tinham como elemento limitador a linha Fundación – Copey através da sua duplicação aumentam assim a sua capacidade de ligação de geração e o limite de potência é definido por outro elemento limitador que não Fundación – Copey.

5.3.3 Conclusões

Este caso de estudo ilustra a vantagem do redespacho, visto que através deste tipo de operação poderão ser evitadas situações de congestionamento de geração numa determinada zona, garantindo assim que em caso de ocorrer uma contingência, esta tenha o mínimo impacto possível.

Mais importante ilustra que os limites nodais não simultâneos podem não ser suficientes embora sejam um guia para elevados montantes de energia renovável ao nível nodal.

6

Conclusões

No presente capítulo é feita a apresentação de conclusões do trabalho realizado e propostas de realização de trabalhos futuros.

6 CONCLUSÕES

6.1 Conclusões principais

Na presente dissertação foi realizada a modelização do Sistema de Transmissão Nacional (STN) da Colômbia e efetuado o estudo da capacidade máxima de injeção nodal não simultânea numa área geográfica da rede, nomeadamente a subárea operativa Guajira-César-Magdalena (GCM) situada no nordeste do país.

Através da modelização do STN da Colômbia foi efetuada a análise e diagnóstico da rede, em regime permanente e em regime de contingência n-1, tendo em consideração os critérios de planeamento e operação da rede. Para o efeito foram desenvolvidos quatro cenários considerando diferentes perfis de geração e consumo, representativos de estados operacionais e topológicos da rede.

De acordo com a análise e diagnóstico realizados do modelo em regime permanente, verificou-se que os perfis de tensão estavam de acordo com os limites de aceitabilidade definidos para os diferentes níveis de tensão, bem como as taxas de ocupação das linhas e transformadores também não foram violadas.

Verificou-se também que perante cenários com maior contribuição térmica, os níveis de perdas de transmissão são maiores, devido ao facto de grande parte das centrais térmicas estarem concentradas no norte do país, designadamente na região elétrica Costa-Caribe.

Em relação à análise e diagnóstico realizados do modelo em regime de contingência, identificaram-se alguns problemas perante cenários de ponta, bem como em cenários de baixa hidraulicidade.

Verificaram-se algumas perturbações da rede aquando da ocorrência de contingências de elementos que operam sob um nível de tensão de 500 kV, visto estes para além de serem elementos de transporte também funcionam como elementos de suporte de tensão. De forma a minimizar os impactos destas contingências na rede, são sugeridas serem tomadas medidas operacionais preventivas, desde restrições de despacho a ligação de equipamentos de compensação reativa, conforme abordado na secção 3.5.2.

No que diz respeito a cenários de reduzida hidraulicidade, verifica-se que devido à enorme concentração de centrais térmicas, maioritariamente na região elétrica Costa-Caribe no norte do país, na ocorrência de algumas contingências nessa região ocorrem

sobrecargas acima dos 120%, violando assim os critérios de planeamento e operação da rede. Assim sendo, de forma a minimizar este tipo de ocorrências, como medida operacional é sugerido serem implementadas restrições de despacho na região. Como medida de planeamento poderia ser considerada a implantação de novas fontes de energia de carácter renovável, de forma a diminuir a dependência excessiva da Colômbia em apenas dois tipos de geração, nomeadamente a hídrica e a térmica.

Os resultados obtidos estão em linha com os publicados em relatórios oficiais da *Unidad de Planeación Minero Energética*, validando assim o modelo desenvolvido bem como os cenários criados.

Devido ao elevado potencial existente de energias renováveis na subárea operativa GCM, foi desenvolvido e realizado o estudo da máxima injeção nodal não simultânea na área, com vista à sua integração na rede. Neste estudo foram abordados dois métodos de compensação², sendo eles 1) o método de compensação pelo *Slack Bus* e 2) o método de compensação por Ordem de Mérito.

1. Em relação ao método de compensação do *Slack Bus*, este foi considerado fixo para todas as simulações realizadas. Sendo a localização deste afastada da subárea operativa GCM, desta forma, a diminuição da geração neste nó não causa deturpações significativas quanto aos valores máximos de injeção não simultâneos obtidos.

Perante este método e sob as condições do cenário mais desfavorável (cenário vazio seco), o valor total máximo de injeção não simultâneo obtido é nulo, e apresenta como principal elemento limitador a linha Fundación – Copey.

Contudo, este método não permite mapear uma situação real em que as centrais produtoras possuem diferentes custos marginais de produção.

2. Assim sendo, procedeu-se ao estudo da máxima injeção nodal não simultânea, considerando o método de compensação por Ordem de Mérito, o qual permite mapear de forma mais real a operação de centrais produtoras com custos marginais diferentes.

² Por compensação significa substituição de geração clássica existente por renovável prevista estar presente em cada cenário.

Para isso, elaborou-se uma lista de Ordem de Mérito para as centrais térmicas de acordo com os preços publicados pela UPME, dando assim prioridade à redução de despacho ou ordem de saída de operação às centrais com custos marginais mais elevados.

Perante este método e sob as condições do cenário mais desfavorável (cenário VS), o valor total máximo de injeção não simultâneo obtido foi de 50 MW, alocado apenas à subestação Fundación. Todas as restantes subestações não têm capacidade de ligação de geração, visto que qualquer incremento de geração nestas agrava a sobrecarga da linha Fundación – Copey.

Estas capacidades de ligação de geração bastante baixas e até mesmo nulas, devem-se ao facto de a região elétrica Costa-Caribe ser uma região cujas centrais existentes são na sua maioria de natureza térmica, e perante um cenário como o considerado, a geração na região tende a ser bastante superior ao consumo da mesma, fazendo da região Costa-Caribe uma região exportadora de energia, acarretando assim uma maior taxa de ocupação dos elementos de transporte e transformação.

Tendo como principal elemento limitador a linha Fundación – Copey, analisaram-se duas soluções, 1) onde se considera o redespacho da central térmica Tebsa e 2) a duplicação da linha Fundación – Copey.

1. O redespacho da central térmica Tebsa foi considerado como medida operacional de segurança preventiva, devido ao elevado congestionamento que esta causa quando despachada à sua potência máxima.

Perante o redespacho considerado e sob as condições do cenário mais desfavorável (cenário VS), o valor total máximo de injeção não simultâneo obtido foi de 690 MW. Este valor apenas considera as potências máximas admissíveis nas subestações de Copey e Valledupar, com valores de 330 MW e 360 MW respetivamente. Todas as restantes subestações não têm capacidade de ligação de geração, visto que qualquer incremento de geração nestas agrava a sobrecarga da linha Fundación – Copey.

Os valores obtidos estão em linha com os valores publicados em documentação provenientes da entidade operadora Transelca, nomeadamente “*Estudo de*

oportunidades de conexión de Transelca 2017-2021”, onde se estabelecem valores máximos de ligação de geração para as subestações Copey e Valledupar de 500 MW e 370 MW respetivamente, e para as restantes subestações não há qualquer possibilidade de ligação de geração. Identificam também como a principal causa do congestionamento de geração a linha Fundación – Copey, e que apenas a injeção de geração nas subestações Copey e Valledupar, reduz a carga na linha Copey – Fundación, conforme identificado no estudo realizado.

Contudo, tendo em conta os dois valores de potência máxima admissíveis não simultâneos obtidos para as subestações de Fundación e Valledupar, observou-se que considerando a injeção simultânea destes dois valores associados a cada uma das subestações, na ocorrência da contingência da linha Ocaña – Copey, esta induziria uma sobrecarga na linha Sabanalarga – Bolivar na ordem dos 140%, pelo que se considera que a injeção simultânea em Copey e Valledupar deve respeitar procedimentos operacionais para reduzir este risco.

2. Caso se optasse por uma medida de planeamento, considerando a duplicação da linha Fundación – Copey, sob as condições do cenário mais desfavorável (cenário VS), esta permitira um valor total máximo de injeção não simultâneo de 2360MW na subárea operativa GCM, ou seja, um incremento de 1700 MW face aos resultados obtidos com apenas uma linha.

De acordo com as informações publicadas pela Transelca, está definido o reforço da linha Fundación – Copey de 220 kV, através da sua duplicação, bem como a construção de uma nova linha de 500 kV que interligará Copey a Cuestecitas. É realçada pela operadora a importância destes projetos, de modo a garantir a fiabilidade, continuidade e segurança na prestação de serviço nos departamentos de Cesar, Guajira e Magdalena (GCM), bem como permitir a inclusão de novas centrais de geração de carácter renovável, designadamente solar e eólico.

6.2 Trabalhos futuros

De seguida são indicadas sugestões das áreas com potencial de desenvolvimento identificadas ao longo da realização da dissertação:

- Atualização do modelo da rede desenvolvido;
- Exercício de planeamento da rede para um horizonte futuro com integração de novas centrais e aumento do consumo;
- Desenvolvimento de mais cenários de operação de centrais térmicas e hídricas;
- Estudo da máxima injeção nodal simultânea na zona de GCM;
- Estudo da máxima injeção nodal simultânea e não simultânea considerando o *Slack Bus* variável;
- Desenvolvimento e aplicação de algoritmos genéticos com vista ao estudo da máxima injeção nodal simultânea;

Para além das sugestões de desenvolvimento indicadas, o presente estudo poderia ser complementado com análises nas seguintes dimensões:

- Estudo das correntes de curto-circuito na rede;
- Estudo de estabilidade transitória, avaliando assim a capacidade de resposta da rede em caso de ocorrência de uma falha (exemplo: saída de uma central) e avaliação da contribuição das fontes de energia renovável para mitigar esse risco.

7

Bibliografia

7 BIBLIOGRAFIA

- [1] XM. (2017). *Listado de Agentes*. Compañía Expertos en Mercados. Visualizado a 27 de agosto de 2017 de:
<<http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/Visionamiento.aspx>>
- [2] MME. (2012). *Funciones*. Ministerio de Minas y Energía. Visualizado a 19 de agosto de 2017 de: <<https://www.minminas.gov.co/funciones-y-deberes>>
- [3] UPME. (2010). *Qué es la UPME*. Unidad de Planeación Minero-Energética. Visualizado a 19 de agosto de 2017 de:<<http://www.upme.gov.co/QUpme.html>>
- [4] CNO. (2009). *Quiénes somos*. Consejo Nacional de Operación. Visualizado a 19 de agosto de 2017 de: <<https://www.cno.org.co/content/quienes-somos>>
- [5] CAC. (2003). *Quiénes somos*. Comité Asesor de Comercialización. Visualizado a 20 de agosto de 2017 de: <<http://cac.org.co/2016/html/quienes.html#>>
- [6] SSPD. (2002). *Funciones*. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Visualizado a 20 de agosto de 2017 de:
<<http://www.superservicios.gov.co/Institucional/Nuestra-Entidad/Funciones>>
- [7] XM. (2006). *Qué hacemos*. Compañía Expertos en Mercados. Visualizado a 20 de agosto de 2017 de: <<http://www.xm.com.co/corporativo/Paginas/Nuestra-empresa/que-hacemos.aspx>>
- [8] PROCOLOMBIA. (2006). *Sector Eléctrico*. PROCOLOMBIA. Bogotá, Colombia.

- [9] XM. (2017). *Capacidad efectiva por tipo de generación*. Compañía Expertos en Mercados. Visualizado a 20 de agosto de 2017 de:
<<http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>>
- [10] UPME. (2012). *Balance Minero Energético*. Unidad de Planeación Minero-Energética. Visualizado a 20 de agosto de 2017 de:
< http://www.upme.gov.co/GeneradorConsultas/Consulta_Balance.aspx>
- [11] UPME. (2013). *Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2013-2027*. Unidad de Planeación Minero-Energética. Bogotá, Colombia.
- [12] XM. (2013). *Intercambios internacionales*. Compañía Expertos en Mercados. Visualizado a 20 de agosto de 2017 de:
<<http://informesanuales.xm.com.co/2013/SitePages/operacion/5-5-Intercambios-internacionales.aspx>>
- [13] Pérez, C. O. (2013). *Análisis de mecanismos de mercado para la remuneración y asignación de capacidad de transmisión en el mercado eléctrico colombiano*. Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Colombia.
- [14] XM. (2013). *Líneas de transmisión por agentes operadores*. Compañía Expertos en Mercados. Visualizado a 20 de agosto de 2017 de:
<<http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/transmision.aspx?q=lineas>>
- [15] UPME. (2016). *Sistema de Transmisión Nacional Actual 2016*. Unidad de Planeación Minero-Energética. Visualizado a 20 de agosto de 2017 de:
<<http://sig.simec.gov.co/GeoPortal/Mapas/Mapas>>
- [16] UPME. (2013). *Sistema de Transmisión Nacional Eléctrico Colombiano: Nuevas obras y Plan de Convocatorias – Oportunidades de Inversión*. Unidad de Planeación Minero-Energética. Bogotá, Colombia.

- [17] CREG. (2013). *Determinación de Inversiones y Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento para la actividad de Generación en Zonas No Interconectadas con Plantas Térmicas*. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia.
- [18] ASOCODIS. (2014). *Evolución Sectorial de la Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en Colombia 2010-2013*. Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica. Bogotá, Colombia.
- [19] Paiva, J. P. (2005). *Redes de Energia Elétrica - uma Análise Sistémica* (2ª ed.). Lisboa, Portugal: IST Press. ISBN: 972- 8469-34-9.
- [20] Das, D. (2006). *Electrical Power Systems. Indian Institutte of Technology*, Department of Electrical Engineering. Kharagpur, India: New Age International Publishers. ISBN: 978-81-224-2515-4.
- [21] Grigsby, L. L. (2012). *The Electric Power Engineering Handbook: Electric Power Generation, Transmission, and Distribution* (3rd ed.). Florida, USA: CRC Press. ISBN: 978-1-4398-5637-6.
- [22] CREG. (1995). *Resolución 025 de 1995*. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia.
- [23] CREG. (1999). *Resolución 083 de 1999*. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia.
- [24] UPME. (2012). *Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2012-2025*. Unidad de Planeación Minero-Energética. Bogotá, Colombia.

- [25] UPME. (2015). *Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050*. Unidad de Planeación Minero-Energética. Bogotá, Colombia.
- [26] UPME. (2016). *Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014*. Unidad de Planeación Minero Energética. Bogotá, Colombia.
- [27] Battocletti, L. (1999). *Database of Geothermal Resources in Latin American & the Caribbean*. Report for Sandia National Laboratories, Bob Lawrence & Associates Inc.
- [28] Nunes, J. G. (2012). *Desenvolvimento de algoritmos para a determinação da máxima injeção nodal em redes de energia elétrica*. Dissertação, ISEL, Lisboa.
- [29] UPME. (2016). *Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2016 – 2030*. Unidad de Planeación Minero-Energética. Bogotá, Colombia.

8

Anexos

Anexos

Anexo A – Sistema de Transmissão Nacional da Colômbia

Anexo B – Diagrama unifilar do Sistema de Transmissão

Anexo C - Modelo da rede desenvolvido no PSS/E

Anexo D - Tensões nominais dos barramentos da rede modelizada

Anexo E - Características das linhas da rede modelizada

Anexo F - Características dos transformadores da rede modelizada

Anexo G - Características dos geradores

Anexo H - Características das baterias de condensadores e reactâncias indutivas

Anexo I – Cenários de geração

Anexo J – Cenários de consumo

Anexo A – Sistema de Transmissão Nacional da Colômbia



Anexo D - Tensões nominais dos barramentos da rede modelizada

Nº	Nome	Tensão [kV]
1	OCANA2	220
2	OCANA5	500
3	CUCUTA	220
4	SAN MAT	220
5	TASAJER	220
6	TOLEDO	220
7	SAMORÉ	220
8	BANADIA	220
9	CANOLIM	220
10	PALOS	220
11	BUCARAM	220
12	GUATIGU	220
13	BARRANC	220
14	SOGAMO2	220
15	SOGAMO5	500
16	CIRA IN	220
17	COMUNER	220
18	PRIMAV2	220
19	PRIMAV5	500
20	PAIPA	220
21	SOCHAGO	220
22	CHIVOR	220
24	GUAVIO	220
28	REFORMA	220
29	TUNAL	220
30	CIRCO	220
31	TORCA	220
32	S.MATEO	220
33	NUEVA E	220
34	GUACA	220
35	LA MESA	220
36	BALSILL	220
37	NOROEST	220
38	BACATÁ2	220
39	BACATÁ5	500
40	URABÁ	220
41	GUADALU	220
42	PORCE 3	500
43	SALTO	220
44	BARBOSA	220
45	BELLO	220
46	MIRAFLO	220
47	OCCIDEN	220
48	ENVIGAD	220
49	ANCON S	220
50	ORIENTE	220
51	GUATAPÉ	220
52	JAGUAS	220
53	PLAYAS	220
54	SANCAR2	220
55	SANCAR5	500
56	MALENA	220
57	GUAJIRA	220
58	CUESTEC	220
59	VALLEDU	220

Nº	Nome	Tensão [kV]
60	FUNDACI	220
61	TERMOCO	220
62	SANTA M	220
63	T. FLORES	220
64	TEBSA	220
65	BARRANQ	220
66	BOSQUE	220
67	TERNERA	220
68	CARTAGE	220
69	CANDELA	220
70	SABANA2	220
71	SABANA5	500
72	BOLIVA2	220
73	BOLIVA5	500
74	COPEY2	220
75	COPEY5	500
76	CHINU	500
77	URRÁ	220
78	CERROM2	220
79	CERROM5	500
80	PURNIO	220
81	LA ENEA	220
82	SAN FEL	220
83	ESMERAL	220
84	LA HERM	220
85	LAVIRGI2	220
86	LAVIRGI5	500
87	CARTAGO	220
88	MIROLIN	220
89	BETANIA	220
90	ALTAMIR	220
91	SANMAR2	220
92	SANMAR5	500
93	YUMBO	220
94	JUANCHI	220
95	ALFÉREZ	220
96	PANCE	220
97	PAEZ	220
98	SALVAJI	220
99	SAN BER	220
100	MOCOA	220
101	JAMONDI	220
102	A. ANCH	220
103	LA SIER	220
104	LA TASA	220
105	MERILEC	220
106	MIEL 1	220
107	PARAISO	220
108	PORCEII	220
109	TERMOCE	220
110	TESALIA	220
111	CUATRICENTEN	220
112	COROZO	220
113	POMASQUI	220
114	ANCON S EPM	220

Anexo E - Características das linhas da rede modelizada

Barramento inicial	Barramento final	Id	Tensão [kV]	R ³ [pu]	X ³ [pu]	B ³ [pu]	Capacidade ³ [MVA]
1	OCANA2	4	SAN MAT	1	220		
1	OCANA2	10	PALOS	1	220		
2	OCANA5	15	SOGAMO5	1	500		
2	OCANA5	75	COPEY5	1	500		
3	CUCUTA	4	SAN MAT	1	220		
3	CUCUTA	5	TASAJER	1	220		
4	SAN MAT	5	TASAJER	1	220		
4	SAN MAT	112	COROZO	1	220		
4	SAN MAT	112	COROZO	2	220		
5	TASAJER	10	PALOS	1	220		
5	TASAJER	12	GUATIGU	1	220		
6	TOLEDO	7	SAMORÉ	1	220		
6	TOLEDO	10	PALOS	1	220		
7	SAMORÉ	8	BANADIA	1	220		
8	BANADIA	9	CANOLIM	1	220		
10	PALOS	11	BUCARAM	1	220		
10	PALOS	12	GUATIGU	1	220		
11	BUCARAM	12	GUATIGU	1	220		
11	BUCARAM	14	SOGAMO2	1	220		
12	GUATIGU	14	SOGAMO2	1	220		
12	GUATIGU	14	SOGAMO2	2	220		
12	GUATIGU	17	COMUNER	1	220		
12	GUATIGU	18	PRIMAV2	1	220		
12	GUATIGU	21	SOCHAGO	1	220		
12	GUATIGU	21	SOCHAGO	2	220		
13	BARRANC	14	SOGAMO2	1	220		
13	BARRANC	17	COMUNER	1	220		
15	SOGAMO5	19	PRIMAV5	1	500		
16	CIRA IN	17	COMUNER	1	220		
17	COMUNER	18	PRIMAV2	1	220		
17	COMUNER	18	PRIMAV2	2	220		
17	COMUNER	105	MERILEC	1	220		
18	PRIMAV2	53	PLAYAS	1	220		
18	PRIMAV2	56	MALENA	1	220		
18	PRIMAV2	103	LA SIER	1	220		
18	PRIMAV2	109	TERMOCE	1	220		
18	PRIMAV2	109	TERMOCE	2	220		
19	PRIMAV5	39	BACATÁ5	1	500		
19	PRIMAV5	55	SANCAR5	1	500		
19	PRIMAV5	79	CERROM5	1	500		
20	PAIPA	21	SOCHAGO	1	220		

³ Valores de R, X, B e Capacidade: disponíveis apenas sob consulta.

Barramento inicial	Barramento final	l	Tensão	R ³	X ³	B ³	Capacidade ³
		d	[kV]	[pu]	[pu]	[pu]	[MVA]
20	PAIPA	21	SOCHAGO	2	220		
21	SOCHAGO	22	CHIVOR	1	220		
21	SOCHAGO	22	CHIVOR	2	220		
22	CHIVOR	24	GUAVIO	1	220		
22	CHIVOR	24	GUAVIO	2	220		
22	CHIVOR	31	TORCA	1	220		
22	CHIVOR	31	TORCA	2	220		
24	GUAVIO	28	REFORMA	2	220		
24	GUAVIO	30	CIRCO	1	220		
24	GUAVIO	30	CIRCO	2	220		
24	GUAVIO	31	TORCA	1	220		
24	GUAVIO	31	TORCA	2	220		
28	REFORMA	29	TUNAL	1	220		
28	REFORMA	29	TUNAL	2	220		
29	TUNAL	30	CIRCO	1	220		
29	TUNAL	32	S.MATEO	1	220		
30	CIRCO	33	NUEVA E	1	220		
31	TORCA	38	BACATÁ2	1	220		
31	TORCA	38	BACATÁ2	2	220		
32	S.MATEO	33	NUEVA E	1	220		
33	NUEVA E	107	PARAISO	1	220		
33	NUEVA E	107	PARAISO	2	220		
34	GUACA	35	LA MESA	1	220		
34	GUACA	35	LA MESA	2	220		
34	GUACA	107	PARAISO	1	220		
34	GUACA	107	PARAISO	2	220		
35	LA MESA	36	BALSILL	1	220		
35	LA MESA	37	NOROEST	1	220		
35	LA MESA	82	SAN FEL	1	220		
35	LA MESA	82	SAN FEL	2	220		
35	LA MESA	88	MIROLIN	1	220		
35	LA MESA	88	MIROLIN	2	220		
36	BALSILL	37	NOROEST	1	220		
37	NOROEST	38	BACATÁ2	1	220		
37	NOROEST	38	BACATÁ2	2	220		
37	NOROEST	80	PURNIO	1	220		
37	NOROEST	80	PURNIO	2	220		
40	URABÁ	77	URRÁ	1	220		
41	GUADALU	43	SALTO	1	220		
41	GUADALU	44	BARBOSA	1	220		
41	GUADALU	47	OCCIDEN	1	220		
41	GUADALU	108	PORCEII	1	220		

Barramento inicial	Barramento final	Id	Tensão [kV]	R ³ [pu]	X ³ [pu]	B ³ [pu]	Capacidade ³ [MVA]
42 PORCE 3	55 SANCAR5	1	500				
42 PORCE 3	79 CERROM5	1	500				
43 SALTO	44 BARBOSA	1	220				
43 SALTO	45 BELLO	1	220				
43 SALTO	108 PORCEII	1	220				
44 BARBOSA	46 MIRAFLO	1	220				
44 BARBOSA	51 GUATAPÉ	1	220				
44 BARBOSA	104 LA TASA	1	220				
44 BARBOSA	108 PORCEII	1	220				
45 BELLO	104 LA TASA	1	220				
46 MIRAFLO	51 GUATAPÉ	1	220				
46 MIRAFLO	114 ANCON S EPM	1	220				
47 OCCIDEN	48 ENVIGAD	1	220				
47 OCCIDEN	104 LA TASA	1	220				
47 OCCIDEN	114 ANCON S EPM	1	220				
48 ENVIGAD	50 ORIENTE	1	220				
48 ENVIGAD	51 GUATAPÉ	2	220				
49 ANCON S	54 SANCAR2	1	220				
49 ANCON S	54 SANCAR2	2	220				
49 ANCON S	83 ESMERAL	1	220				
49 ANCON S	83 ESMERAL	2	220				
49 ANCON S	114 ANCON S EPM	1	220				
49 ANCON S	114 ANCON S EPM	2	220				
50 ORIENTE	51 GUATAPÉ	1	220				
50 ORIENTE	53 PLAYAS	1	220				
51 GUATAPÉ	52 JAGUAS	1	220				
51 GUATAPÉ	52 JAGUAS	2	220				
51 GUATAPÉ	53 PLAYAS	1	220				
51 GUATAPÉ	54 SANCAR2	1	220				
51 GUATAPÉ	54 SANCAR2	2	220				
52 JAGUAS	56 MALENA	1	220				
54 SANCAR2	80 PURNIO	1	220				
54 SANCAR2	80 PURNIO	2	220				
54 SANCAR2	83 ESMERAL	1	220				
54 SANCAR2	83 ESMERAL	2	220				
54 SANCAR2	103 LA SIER	1	220				
55 SANCAR5	86 LAVIRGI5	1	500				
57 GUAJIRA	58 CUESTEC	1	220				
57 GUAJIRA	58 CUESTEC	2	220				
57 GUAJIRA	61 TERMOCO	1	220				
57 GUAJIRA	62 SANTA M	1	220				
58 CUESTEC	59 VALLEDU	1	220				

Barramento inicial	Barramento final	ld	Tensão [kV]	R ³ [pu]	X ³ [pu]	B ³ [pu]	Capacidade ³ [MVA]
58	CUESTEC	111	CUATRICENTEN	1	220		
59	VALLEDU	74	COPEY2	1	220		
59	VALLEDU	74	COPEY2	2	220		
60	FUNDACI	62	SANTA M	1	220		
60	FUNDACI	62	SANTA M	2	220		
60	FUNDACI	70	SABANA2	1	220		
60	FUNDACI	70	SABANA2	2	220		
60	FUNDACI	70	SABANA2	3	220		
60	FUNDACI	74	COPEY2	1	220		
61	TERMOCO	62	SANTA M	1	220		
63	T.FLORE	65	BARRANQ	1	220		
63	T.FLORE	65	BARRANQ	2	220		
64	TEBSA	65	BARRANQ	1	220		
64	TEBSA	70	SABANA2	1	220		
64	TEBSA	70	SABANA2	2	220		
64	TEBSA	70	SABANA2	3	220		
65	BARRANQ	70	SABANA2	1	220		
65	BARRANQ	70	SABANA2	2	220		
65	BARRANQ	70	SABANA2	3	220		
66	BOSQUE	67	TERNERA	1	220		
66	BOSQUE	72	BOLIVA2	1	220		
67	TERNERA	69	CANDELA	1	220		
67	TERNERA	69	CANDELA	2	220		
67	TERNERA	70	SABANA2	1	220		
68	CARTAGE	69	CANDELA	1	220		
68	CARTAGE	69	CANDELA	2	220		
68	CARTAGE	72	BOLIVA2	1	220		
70	SABANA2	72	BOLIVA2	1	220		
70	SABANA2	72	BOLIVA2	2	220		
71	SABANA5	76	CHINU	1	500		
71	SABANA5	76	CHINU	2	500		
73	BOLIVA5	75	COPEY5	1	500		
76	CHINU	79	CERROM5	1	500		
76	CHINU	79	CERROM5	2	500		
77	URRÁ	78	CERROM2	1	220		
77	URRÁ	78	CERROM2	2	220		
80	PURNIO	103	LA SIER	1	220		
80	PURNIO	103	LA SIER	2	220		
80	PURNIO	106	MIEL 1	1	220		
80	PURNIO	106	MIEL 1	2	220		
81	LA ENEA	82	SAN FEL	1	220		
81	LA ENEA	83	ESMERAL	1	220		

Barramento inicial	Barramento final	Id	Tensão [kV]	R ³ [pu]	X ³ [pu]	B ³ [pu]	Capacidade ³ [MVA]
82 SAN FEL	83 ESMERAL	1	220				
82 SAN FEL	106 MIEL 1	1	220				
82 SAN FEL	106 MIEL 1	2	220				
83 ESMERAL	84 LA HERM	1	220				
83 ESMERAL	85 LAVIRGI2	1	220				
83 ESMERAL	85 LAVIRGI2	2	220				
83 ESMERAL	93 YUMBO	1	220				
83 ESMERAL	93 YUMBO	2	220				
84 LA HERM	85 LAVIRGI2	1	220				
85 LAVIRGI2	87 CARTAGO	1	220				
85 LAVIRGI2	87 CARTAGO	2	220				
86 LAVIRGI5	92 SANMAR5	1	500				
87 CARTAGO	91 SANMAR2	2	220				
88 MIROLIN	89 BETANIA	1	220				
88 MIROLIN	89 BETANIA	2	220				
89 BETANIA	90 ALTAMIR	1	220				
89 BETANIA	99 SAN BER	1	220				
89 BETANIA	99 SAN BER	2	220				
89 BETANIA	110 TESALIA	1	220				
90 ALTAMIR	100 MOCOA	1	220				
90 ALTAMIR	110 TESALIA	1	220				
91 SANMAR2	93 YUMBO	1	220				
91 SANMAR2	94 JUANCHI	1	220				
93 YUMBO	95 ALFÉREZ	1	220				
93 YUMBO	96 PANCE	1	220				
93 YUMBO	102 A. ANCH	1	220				
94 JUANCHI	96 PANCE	1	220				
94 JUANCHI	97 PAEZ	1	220				
94 JUANCHI	98 SALVAJI	1	220				
95 ALFÉREZ	99 SAN BER	1	220				
96 PANCE	98 SALVAJI	1	220				
96 PANCE	102 A. ANCH	1	220				
97 PAEZ	99 SAN BER	1	220				
99 SAN BER	101 JAMONDI	1	220				
99 SAN BER	101 JAMONDI	2	220				
100 MOCOA	101 JAMONDI	1	220				
101 JAMONDI	110 TESALIA	1	220				
101 JAMONDI	113 POMASQUI	1	220				
101 JAMONDI	113 POMASQUI	2	220				
101 JAMONDI	113 POMASQUI	3	220				
101 JAMONDI	113 POMASQUI	4	220				

Barramento inicial	Barramento final	Id	Tensão [kV]	R ³ [pu]	X ³ [pu]	B ³ [pu]	Capacidade ³ [MVA]
20	PAIPA	21	SOCHAGO	2	220		
21	SOCHAGO	22	CHIVOR	1	220		
21	SOCHAGO	22	CHIVOR	2	220		
22	CHIVOR	24	GUAVIO	1	220		
22	CHIVOR	24	GUAVIO	2	220		
22	CHIVOR	31	TORCA	1	220		
22	CHIVOR	31	TORCA	2	220		
24	GUAVIO	28	REFORMA	2	220		
24	GUAVIO	30	CIRCO	1	220		
24	GUAVIO	30	CIRCO	2	220		
24	GUAVIO	31	TORCA	1	220		
24	GUAVIO	31	TORCA	2	220		
28	REFORMA	29	TUNAL	1	220		
28	REFORMA	29	TUNAL	2	220		
29	TUNAL	30	CIRCO	1	220		
29	TUNAL	32	S.MATEO	1	220		
30	CIRCO	33	NUEVA E	1	220		
31	TORCA	38	BACATÁ2	1	220		
31	TORCA	38	BACATÁ2	2	220		
32	S.MATEO	33	NUEVA E	1	220		
33	NUEVA E	107	PARAISO	1	220		
33	NUEVA E	107	PARAISO	2	220		
34	GUACA	35	LA MESA	1	220		
34	GUACA	35	LA MESA	2	220		
34	GUACA	107	PARAISO	1	220		
34	GUACA	107	PARAISO	2	220		
35	LA MESA	36	BALSILL	1	220		
35	LA MESA	37	NOROEST	1	220		
35	LA MESA	82	SAN FEL	1	220		
35	LA MESA	82	SAN FEL	2	220		
35	LA MESA	88	MIROLIN	1	220		
35	LA MESA	88	MIROLIN	2	220		
36	BALSILL	37	NOROEST	1	220		
37	NOROEST	38	BACATÁ2	1	220		
37	NOROEST	38	BACATÁ2	2	220		
37	NOROEST	80	PURNIO	1	220		
37	NOROEST	80	PURNIO	2	220		
40	URABÁ	77	URRÁ	1	220		
41	GUADALU	43	SALTO	1	220		
41	GUADALU	44	BARBOSA	1	220		
41	GUADALU	47	OCCIDEN	1	220		
41	GUADALU	108	PORCEII	1	220		

Anexo F - Características dos transformadores da rede modelizada

Barramento inicial	Barramento final	Id	Tensões [kV]	X ⁴ [pu]	Capacidade [MVA]
1 OCANA2	2 OCANA5	1	220/500		360
14 SOGAMO2	15 SOGAMO5	1	220/500		450
14 SOGAMO2	15 SOGAMO5	2	220/500		450
18 PRIMAV2	19 PRIMAV5	1	220/500		450
38 BACATÁ2	39 BACATÁ5	1	220/500		450
54 SANCAR2	55 SANCAR5	1	220/500		450
54 SANCAR2	55 SANCAR5	2	220/500		450
54 SANCAR2	55 SANCAR5	3	220/500		450
70 SABANA2	71 SABANA5	1	220/500		450
70 SABANA2	71 SABANA5	2	220/500		450
70 SABANA2	71 SABANA5	3	220/500		450
72 BOLIVA2	73 BOLIVA5	1	220/500		450
74 COPEY2	75 COPEY5	1	220/500		450
74 COPEY2	75 COPEY5	2	220/500		450
78 CERROM2	79 CERROM5	1	220/500		360
85 LAVIRGI2	86 LAVIRGI5	1	220/500		450
91 SANMAR2	92 SANMAR5	1	220/500		450

⁴ Valores de X: disponíveis apenas sob consulta.

Anexo G - Características dos geradores

	Barramento	Potência instalada (MW)	Q máximo ^(a) (Mvar)	Q mínimo ^(b) (Mvar)	Potência nominal ^(c) (MVA)	
5	TASAJER	220.00	328	98	-93	342
13	BARRANC	220.00	145	44	-41	151
14	SOGAMO2	220.00	819	246	-233	855
20	PAIPA	220.00	336	101	-96	351
22	CHIVOR	220.00	1000	300	-285	1044
24	GUAVIO	220.00	1250	375	-356	1305
34	GUACA	220.00	324	97	-92	338
38	TERMOZIPA	500.00	224	67	-64	234
41	GUADALU	220.00	213	64	-61	222
42	PORCE 3	500.00	700	210	-200	731
51	GUATAPÉ	220.00	560	168	-160	585
52	JAGUAS	220.00	170	51	-48	177
53	PLAYAS	220.00	207	62	-59	216
54	SANCAR2	220.00	1240	372	-353	1295
57	GUAJIRA	220.00	246	74	-70	257
63	T.FLORE	220.00	610	183	-174	637
64	TEBSA	220.00	935	281	-266	976
68	CARTAGE	220.00	208	62	-59	217
69	CANDELA	220.00	314	94	-89	328
77	URRÁ	220.00	338	101	-96	353
89	BETANIA	220.00	540	162	-154	564
93	YUMBO	220.00	439	132	-125	458
98	SALVAJI	220.00	315	95	-90	329
102	A. ANCH	220.00	365	110	-104	381
103	LA SIER	220.00	353	106	-101	369
104	LA TASA	220.00	306	92	-87	319
105	MERILEC	220.00	167	50	-48	174
106	MIEL 1	220.00	396	119	-113	413
107	PARAISO	220.00	276	83	-79	288
108	PORCEII	220.00	405	122	-115	423
109	TERMOCE	220.00	264	79	-75	276
110	TESALIA	220.00	264	79	-75	276

NOTAS:

- a) A potência reativa máxima foi calculada considerando uma $\text{tg}\phi = 0,3$
- b) A potência reativa mínima foi calculada considerando 95% da potência reativa máxima
- c) A potência aparente nominal foi calculada considerando uma $\text{tg}\phi = 0,3$

Anexo H - Características das baterias de condensadores e reactâncias indutivas

Barramento	ID	Bateria de condensadores instaladas (Mvar) ⁵	Bateria de reactâncias indutivas instaladas (Mvar) ⁵
9	CANOLIM	1	
9	CANOLIM	2	
9	CANOLIM	3	
14	SOGAMO2	1	
14	SOGAMO2	2	
14	SOGAMO2	3	
15	SOGAMO5	1	
15	SOGAMO5	2	
15	SOGAMO5	3	
29	TUNAL	1	
39	BACATÁ5	1	
39	BACATÁ5	2	
40	URABÁ	1	
58	CUESTEC	1	
58	CUESTEC	2	
59	VALLEDU	1	
59	VALLEDU	2	
60	FUNDACI	1	
60	FUNDACI	2	
61	TERMOCO	1	
76	CHINU	1	
76	CHINU	2	
91	SANMAR2	1	
91	SANMAR2	2	
91	SANMAR2	3	
91	SANMAR2	4	
99	SAN BER	1	
99	SAN BER	2	
99	SAN BER	3	
101	JAMONDI	1	
101	JAMONDI	2	

⁵ Valores das potências das baterias: disponíveis apenas sob consulta

Anexo I – Cenários de geração

• Cenário PH

	Barramento	Potência gerada (MW)
5	TASAJER 220.00	0
13	BARRANC 220.00	0
14	SOGAMO2 220.00	819
20	PAIPA 220.00	0
22	CHIVOR 220.00	250
24	GUAVIO 220.00	1213
34	GUACA 220.00	324
38	BACATÁ2 220.00	0
41	GUADALU 220.00	0
42	PORCE 3 500.00	344
51	GUATAPÉ 220.00	350
52	JAGUAS 220.00	170
53	PLAYAS 220.00	136
54	SANCAR2 220.00	<i>Slack Bus</i>
57	GUAJIRA 220.00	162
63	T.FLORE 220.00	441
64	TEBSA 220.00	525
68	CARTAGE 220.00	0
69	CANDELA 220.00	157
77	URRÁ 220.00	340
89	BETANIA 220.00	540
93	YUMBO 220.00	0
98	SALVAJI 220.00	270
102	A. ANCH 220.00	365
103	LA SIER 220.00	0
104	LA TASA 220.00	315
105	MERILEC 220.00	0
106	MIEL 1 220.00	396
107	PARAISO 220.00	276
108	PORCEII 220.00	426
109	TERMOCE 220.00	0
110	TESALIA 220.00	400

• Cenário PS

	Barramento	Potência gerada (MW)
5	TASAJER 220.00	328
13	BARRANC 220.00	145
14	SOGAMO2 220.00	819
20	PAIPA 220.00	336
22	CHIVOR 220.00	0
24	GUAVIO 220.00	728
34	GUACA 220.00	216
38	BACATÁ2 220.00	224
41	GUADALU 220.00	71
42	PORCE 3 500.00	0
51	GUATAPÉ 220.00	0
52	JAGUAS 220.00	170
53	PLAYAS 220.00	136
54	SANCAR2 220.00	<i>Slack Bus</i>
57	GUAJIRA 220.00	162
63	T.FLORE 220.00	610
64	TEBSA 220.00	705
68	CARTAGE 220.00	466
69	CANDELA 220.00	314
77	URRÁ 220.00	0
89	BETANIA 220.00	180
93	YUMBO 220.00	439
98	SALVAJI 220.00	90
102	A. ANCH 220.00	115
103	LA SIER 220.00	460
104	LA TASA 220.00	105
105	MERILEC 220.00	169
106	MIEL 1 220.00	264
107	PARAISO 220.00	184
108	PORCEII 220.00	0
109	TERMOCE 220.00	0
110	TESALIA 220.00	0

- Cenário VH

Barramento	Potência gerada (MW)
5 TASAJER 220.00	0
13 BARRANC 220.00	0
14 SOGAMO2 220.00	819
20 PAIPA 220.00	0
22 CHIVOR 220.00	250
24 GUAVIO 220.00	1213
34 GUACA 220.00	324
38 BACATÁ2 220.00	0
41 GUADALU 220.00	0
42 PORCE 3 500.00	344
51 GUATAPÉ 220.00	350
52 JAGUAS 220.00	170
53 PLAYAS 220.00	136
54 SANCAR2 220.00	<i>Slack Bus</i>
57 GUAJIRA 220.00	162
63 T.FLORE 220.00	441
64 TEBSA 220.00	525
68 CARTAGE 220.00	0
69 CANDELA 220.00	157
77 URRÁ 220.00	340
89 BETANIA 220.00	540
93 YUMBO 220.00	0
98 SALVAJI 220.00	270
102 A. ANCH 220.00	365
103 LA SIER 220.00	0
104 LA TASA 220.00	315
105 MERILEC 220.00	0
106 MIEL 1 220.00	396
107 PARAISO 220.00	276
108 PORCEII 220.00	426
109 TERMOCE 220.00	0
110 TESALIA 220.00	400

- Cenário VS

Barramento	Potência gerada (MW)
5 TASAJER 220.00	328
13 BARRANC 220.00	0
14 SOGAMO2 220.00	0
20 PAIPA 220.00	336
22 CHIVOR 220.00	0
24 GUAVIO 220.00	242.6
34 GUACA 220.00	0
38 BACATÁ2 220.00	224
41 GUADALU 220.00	0
42 PORCE 3 500.00	0
51 GUATAPÉ 220.00	0
52 JAGUAS 220.00	0
53 PLAYAS 220.00	0
54 SANCAR2 220.00	<i>Slack Bus</i>
57 GUAJIRA 220.00	162
63 T.FLORE 220.00	441
64 TEBSA 220.00	935
68 CARTAGE 220.00	400
69 CANDELA 220.00	314
77 URRÁ 220.00	85
89 BETANIA 220.00	180
93 YUMBO 220.00	439
98 SALVAJI 220.00	90
102 A. ANCH 220.00	0
103 LA SIER 220.00	294
104 LA TASA 220.00	0
105 MERILEC 220.00	169
106 MIEL 1 220.00	132
107 PARAISO 220.00	0
108 PORCEII 220.00	0
109 TERMOCE 220.00	300
110 TESALIA 220.00	200

Anexo J – Cenários de consumo

- Cenário PH

Barramento	Pcarga (MW)	Qcarga (Mvar)	Barramento	Pcarga (MW)	Qcarga (Mvar)
1 OCANA	46	22	58 CUESTEC	113	55
3 CUCUTA	77	37	59 VALLEDU	164	80
4 SAN MAT	77	37	60 FUNDACI	80	39
5 TASAJER	16	8	62 SANTA M	154	75
6 TOLEDO	26	12	63 T.FLORE	154	75
7 SAMORÉ	26	12	64 TEBSA	195	95
8 BANADIA	26	12	65 BARRANQ	51	25
9 CANOLIM	77	37	66 BOSQUE	77	37
10 PALOS	77	37	67 TERNERA	198	96
11 BUCARAM	77	37	68 CARTAGE	103	50
13 BARRANC	139	67	69 CANDELA	132	64
16 CIRA IN	46	22	70 SABANA2	123	60
20 PAIPA	185	90	74 COPEY2	51	25
22 CHIVOR	114	55	76 CHINU	231	112
24 GUAVIO	21	10	77 URRÁ	37	18
28 REFORMA	231	112	78 CERROM2	231	112
29 TUNAL	290	140	80 PURNIO	77	37
30 CIRCO	259	125	81 LA ENEA	77	37
31 TORCA	499	242	82 SAN FEL	77	37
32 S.MATEO	58	28	83 ESMERAL	92	45
34 GUACA	107	52	84 LA HERM	77	37
36 BALSILL	206	100	85 LAVIRGI2	46	22
37 NOROEST	259	125	87 CARTAGO	173	84
39 BACATÁ5	462	224	88 MIROLIN	154	75
40 URABÁ	77	37	89 BETANIA	163	79
41 GUADALU	10	5	90 ALTAMIR	77	37
43 SALTO	185	90	91 SANMAR2	173	84
44 BARBOSA	92	45	93 YUMBO	185	90
45 BELLO	185	90	94 JUANCHI	139	67
46 MIRAFLO	185	90	95 ALFÉREZ	173	84
47 OCCIDEN	185	90	96 PANCE	185	90
48 ENVIGAD	185	90	97 PAEZ	46	22
49 ANCON S	185	90	98 SALVAJI	5	2
50 ORIENTE	185	90	99 SAN BER	77	37
51 GUATAPÉ	46	22	100 MOCOA	26	12
52 JAGUAS	5	2	101 JAMONDI	154	75
53 PLAYAS	51	25	111 CUATRICENTEN	0	0
56 MALENA	26	12	112 COROZO	0	0
57 GUAJIRA	41	20	113 POMASQUI	0	0

- Cenário PS

Barramento	Pcarga (MW)	Qcarga (Mvar)	Barramento	Pcarga (MW)	Qcarga (Mvar)
1 OCANA	29	14	58 CUESTEC	72	35
3 CUCUTA	49	24	59 VALLEDU	105	51
4 SAN MAT	49	24	60 FUNDACI	51	25
5 TASAJER	10	5	62 SANTA M	98	48
6 TOLEDO	16	8	63 T.FLORE	98	48
7 SAMORÉ	16	8	64 TEBSA	124	60
8 BANADIA	16	8	65 BARRANQ	33	16
9 CANOLIM	49	24	66 BOSQUE	49	24
10 PALOS	49	24	67 TERNERA	126	61
11 BUCARAM	49	24	68 CARTAGE	65	32
13 BARRANC	86	43	69 CANDELA	84	41
16 CIRA IN	29	14	70 SABANA2	79	38
20 PAIPA	118	57	74 COPEY2	33	16
22 CHIVOR	77	38	76 CHINU	147	71
24 GUAVIO	13	6	77 URRÁ	24	11
28 REFORMA	147	71	78 CERROM2	147	71
29 TUNAL	185	89	80 PURNIO	49	24
30 CIRCO	165	80	81 LA ENEA	49	24
31 TORCA	318	154	82 SAN FEL	49	24
32 S.MATEO	37	18	83 ESMERAL	59	29
34 GUACA	68	33	84 LA HERM	49	24
36 BALSILL	131	63	85 LAVIRGI2	29	14
37 NOROEST	165	80	87 CARTAGO	110	53
39 BACATÁS	293	143	88 MIROLIN	98	48
40 URABÁ	49	24	89 BETANIA	104	50
41 GUADALU	7	3	90 ALTAMIR	49	24
43 SALTO	117	57	91 SANMAR2	110	53
44 BARBOSA	59	29	93 YUMBO	118	57
45 BELLO	118	57	94 JUANCHI	88	43
46 MIRAFLO	118	57	95 ALFÉREZ	110	53
47 OCCIDEN	118	57	96 PANCE	118	57
48 ENVIGAD	118	57	97 PAEZ	29	14
49 ANCON S	118	57	98 SALVAJI	3	2
50 ORIENTE	118	57	99 SAN BER	49	24
51 GUATAPÉ	29	14	100 MOCOA	16	8
52 JAGUAS	3	2	101 JAMONDI	98	48
53 PLAYAS	33	16	111 CUATRICENTEN	0	0
56 MALENA	16	8	112 COROZO	0	0
57 GUAJIRA	26	13	113 POMASQUI	0	0

- Cenário VH

Barramento	Pcarga (MW)	Qcarga (Mvar)	Barramento	Pcarga (MW)	Qcarga (Mvar)
1 OCANA	41	20	58 CUESTEC	100	48
3 CUCUTA	68	33	59 VALLEDU	145	70
4 SAN MAT	68	33	60 FUNDACI	70	34
5 TASAJER	15	7	62 SANTA M	136	66
6 TOLEDO	23	11	63 T.FLORE	136	66
7 SAMORÉ	23	11	64 TEBSA	172	83
8 BANADIA	23	11	65 BARRANQ	45	22
9 CANOLIM	68	33	66 BOSQUE	68	33
10 PALOS	68	33	67 TERNERA	175	85
11 BUCARAM	68	33	68 CARTAGE	91	44
13 BARRANC	122	59	69 CANDELA	117	57
16 CIRA IN	41	20	70 SABANA2	109	53
20 PAIPA	163	79	74 COPEY2	45	22
22 CHIVOR	41	20	76 CHINU	204	99
24 GUAVIO	18	9	77 URRÁ	33	16
28 REFORMA	204	99	78 CERROM2	204	99
29 TUNAL	256	124	80 PURNIO	68	33
30 CIRCO	229	111	81 LA ENEA	68	33
31 TORCA	441	214	82 SAN FEL	68	33
32 S.MATEO	51	25	83 ESMERAL	82	40
34 GUACA	94	46	84 LA HERM	68	33
36 BALSILL	181	88	85 LAVIRGI2	41	20
37 NOROEST	229	111	87 CARTAGO	152	74
39 BACATÁS	408	198	88 MIROLIN	136	66
40 URABÁ	68	33	89 BETANIA	144	70
41 GUADALU	9	4	90 ALTAMIR	68	33
43 SALTO	163	79	91 SANMAR2	152	74
44 BARBOSA	82	40	93 YUMBO	163	79
45 BELLO	163	79	94 JUANCHI	122	59
46 MIRAFLO	163	79	95 ALFÉREZ	152	74
47 OCCIDEN	163	79	96 PANCE	163	79
48 ENVIGAD	163	79	97 PAEZ	41	20
49 ANCON S	163	79	98 SALVAJI	5	2
50 ORIENTE	163	79	99 SAN BER	68	33
51 GUATAPÉ	41	20	100 MOCOA	23	11
52 JAGUAS	5	2	101 JAMONDI	136	66
53 PLAYAS	45	22	111 CUATRICENTEN	0	0
56 MALENA	23	11	112 COROZO	0	0
57 GUAJIRA	36	18	113 POMASQUI	0	0

- Cenário VS

Barramento	Pcarga (MW)	Qcarga (Mvar)	Barramento	Pcarga (MW)	Qcarga (Mvar)
1 OCANA	28	13	58 CUESTEC	68	33
3 CUCUTA	46	22	59 VALLEDU	99	48
4 SAN MAT	46	22	60 FUNDACI	48	23
5 TASAJER	10	5	62 SANTA M	93	45
6 TOLEDO	15	7	63 T.FLORE	93	45
7 SAMORÉ	15	7	64 TEBSA	117	57
8 BANADIA	15	7	65 BARRANQ	31	15
9 CANOLIM	46	22	66 BOSQUE	46	22
10 PALOS	46	22	67 TERNERA	119	58
11 BUCARAM	46	22	68 CARTAGE	62	30
13 BARRANC	83	40	69 CANDELA	80	39
16 CIRA IN	28	13	70 SABANA2	74	36
20 PAIPA	111	54	74 COPEY2	31	15
22 CHIVOR	38	18	76 CHINU	139	67
24 GUAVIO	12	6	77 URRÁ	22	11
28 REFORMA	139	67	78 CERROM2	139	67
29 TUNAL	174	84	80 PURNIO	46	22
30 CIRCO	156	75	81 LA ENEA	46	22
31 TORCA	300	145	82 SAN FEL	46	22
32 S.MATEO	35	17	83 ESMERAL	56	27
34 GUACA	64	31	84 LA HERM	46	22
36 BALSILL	124	60	85 LAVIRGI2	28	13
37 NOROEST	156	75	87 CARTAGO	104	50
39 BACATÁ5	278	135	88 MIROLIN	93	45
40 URABÁ	46	22	89 BETANIA	98	48
41 GUADALU	6	3	90 ALTAMIR	46	22
43 SALTO	111	54	91 SANMAR2	104	50
44 BARBOSA	56	27	93 YUMBO	111	54
45 BELLO	111	54	94 JUANCHI	83	40
46 MIRAFLO	111	54	95 ALFÉREZ	104	50
47 OCCIDEN	111	54	96 PANCE	111	54
48 ENVIGAD	111	54	97 PAEZ	28	13
49 ANCON S	111	54	98 SALVAJI	3	1
50 ORIENTE	111	54	99 SAN BER	46	22
51 GUATAPÉ	28	13	100 MOCOA	15	7
52 JAGUAS	3	1	101 JAMONDI	93	45
53 PLAYAS	31	15	111 CUATRICENTEN	0	0
56 MALENA	15	7	112 COROZO	0	0
57 GUAJIRA	25	12	113 POMASQUI	0	0