

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Universidade do Porto

Faculdade de Engenharia

FEUP

Determinação de *Critical Outages* através do estudo de sensibilidade da rede elétrica de transporte Portuguesa

Salvador Moreira Paes Carvalhosa

Versão Final

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professor António Machado e Moura, FEUP
Coorientador: Eng.º Fernando Matos, REN
Coorientador: Eng.º Nélcio Machado, REN
Coorientador: Eng.º João Castro, REN

03 de Janeiro de 2019

Resumo

Desde a entrada em serviço da então apelidada Rede Primária em 1951 até aos anos 60, quando é criada a primeira interligação elétrica entre Portugal e Espanha, que a Rede Nacional de Transporte (RNT) podia ser considerada um sistema fechado, apenas influenciada pelos seus elementos internos. No entanto, no ano de 1961, mais precisamente com a derivação de uma linha de 220 kV da subestação portuguesa do Pocinho para a subestação espanhola de *Saucelle*, que tal deixou de ser verdade.

Desde então, a RNT passou a pertencer a um sistema consideravelmente mais complexo e interligado, com influências transfronteiriças mútuas, em que elementos, regimes de operação ou incidentes exteriores à RNT podem influenciar o seu funcionamento, assim como perturbações internas podem afetar a rede de transporte adjacente.

Com o passar dos anos, mais interligações Portugal-Espanha foram sendo construídas e será de esperar que este número continue a crescer, ao ritmo da constituição de interligações entre a maioria dos países europeus. É, por isso, correto falar-se de uma rede de transporte europeia, que forma um sistema extremamente complexo, com milhões de elementos e variáveis a considerar na gestão e planeamento operacional.

Tendo estes factos em consideração, surgiu a necessidade de pensar e desenhar novas normas e regulações, com a maior transversalidade possível, por forma a obrigar os operadores a manter um nível de controlo, segurança e conhecimento das suas redes de transporte, que garanta que estas não se influenciam negativamente entre si e que exista uma resposta coordenada a incidentes que possam ocorrer.

Neste âmbito, o cálculo coordenado da capacidade máxima de transporte entre países assume especial importância. Para tal, é exigido aos responsáveis nacionais e regionais que identifiquem quais os elementos considerados críticos das suas redes, nomeadamente no que toca à sensibilidade a flutuações de potência nas ligações transfronteiriças.

Palavras-chave - Rede Nacional de Transporte, Interligações, Ligações Transfronteiriças, Regulamentação, Cálculo da Capacidade, Segurança, Elementos Críticos, Sensibilidade, Data Mining.

Abstract

Since the first, so called, Primary Network was put into service in 1951 until the 1960s, when the first electrical power interconnection between Portugal and Spain was created, the National Transmission Network (RNT) could be considered a closed system, influenced only by its constituent elements. However, in the year 1961, more precisely with the derivation of a 220 kV line from the Portuguese substation of Pocinho to the Spanish substation of Saucelle, that was no longer true.

Since then, RNT has grown into a considerably more complex and interconnected system with cross-border influences in which elements, operating systems or incidents outside the RNT can influence its operation, as well as internal disturbances may affect the neighbouring Spanish transmission network.

Over the years, more Portugal-Spain interconnections have been built and it is to be expected that this number will continue to grow, at the pace of interconnection between most European countries. It is therefore correct to speak of a European transport network, which forms an extremely complex system, with millions of elements and variables to consider in operational management and planning.

Taking these facts into account, there was a need to think and draw up new rules and regulations, as broadly as possible, in order to oblige operators to maintain a level of control, security and knowledge of their transport networks, to ensure that these do not influence each other negatively and that there is a coordinated response to incidents that may occur.

In this context, the coordinate calculating the maximum transmission capacity between companies is of particular importance. To this end, national and regional authorities are required to identify which elements are considered to be critical to their networks, in particular as regards the sensitivity to power fluctuations in cross-border connections.

Keywords - National Transport Network, Interconnections, Cross-border Connections, Regulation, Security, Critical Elements, Sensitivity, Data Mining.

Agradecimentos

Não me teria sido possível realizar este trabalho e esta dissertação sem a ajuda e conhecimentos de um grupo de pessoas às quais gostaria de agradecer

Em primeiro lugar de agradecer ao meu orientador, o Professor Doutor Engenheiro António Machado e Moura, por me ter aceitado como seu orientando, e que me proporcionou sempre a ajuda e motivação necessária para levar a cabo este trabalho que põem fim ao capítulo da minha vida académica.

Em seguida gostaria de agradecer ao meu orientador de estágio o Engenheiro Fernando Matos e aos meus coorientadores, o Engenheiro Nélcio Machado e o Engenheiro João Castro, do departamento de Gestão de Sistema da REN, que me proporcionaram este desafio, e me ajudaram durante todo o percurso a desenvolver este estudo.

Ao meu amigo, Nuno Marques, que muito me ajudou nas fases iniciais deste projeto.

Ao meu tio, o Dr. Paulo Jervell, e ao Dr. Artur Santos Silva por me terem proporcionado a oportunidade de realizar este trabalho numa instituição tão prestigiada, na área de engenharia eletrotécnica, como é a REN.

Um agradecimento especial à minha mãe, ao meu irmão e à minha irmã por me terem motivado e acreditado em mim o caminho todo, sem o apoio deles, durante estes 7 anos, o percurso até este ponto não teria sido possível.

Por fim, a todos os que me ajudaram e contribuíram direta ou indiretamente, neste trabalho, o meu sentido obrigado.

Dedico este trabalho ao meu Pai e à minha Mãe

*“If you want to find the secrets of the universe,
think in terms of energy, frequency
and vibration.”*

Nikola Tesla

Índice

Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 Contexto	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Estrutura	2
Capítulo 2	4
Conceitos Chave	4
2.1 <i>Transmission System Operator</i>	4
2.1.1 REN	5
2.2 <i>ENTSO-E</i>	5
2.3 <i>Regional Security Coordinator</i>	5
2.3.1 CORESO	6
2.4 <i>Net Transfer Capacity</i>	7
2.5 <i>Critical Network Element ou Monitored Resource</i>	9
2.6 <i>Unplanned Outage</i> ou Contingência	10
2.7 <i>Scheduled Outage</i> ou Interrupção Programada	12
2.8 <i>Critical Outage</i> ou Interrupção Crítica	12
2.9 <i>Data Mining</i> ou Prospeção de Dados	15
Capítulo 3	17
Cenários em Análise	17
3.1. Os Cenários	17
3.2. Produtibilidade Eólica, Estações do Ano e Regimes	18
Capítulo 4	21
Aplicativo de <i>Data Mining</i> ou Prospeção de Dados	21
4.1 Estrutura dos Ficheiros de <i>Input</i>	21
4.2 Estrutura dos ficheiros de <i>Output</i>	23
4.3 Desenvolvimento do Aplicativo de <i>Data Mining</i>	26
Capítulo 5	39
Análise de Resultados	39
5.1 Variação da Sensibilidade	39
5.2 Comparação entre 1% e 6%	41
5.3 Comparação entre 6% e 7%	43
5.4 Comparação entre 7% e 10%	44
5.5 Comparação entre 10% e 20%	50
5.6 Definição da Sensibilidade	55
Capítulo 6	59
Penetração Geográfica dos COs	59
6.1 Forte Produtibilidade Eólica	59
6.2 Fraca Produtibilidade Eólica	62

Capítulo 7	65
Conclusões	65
7.1 Objetivos alcançados	65
7.2 Desenvolvimentos futuros	66
Referências	69
Anexos	71
Código	71
Resultados 1%	88
Cenário 20160810_1600	88
Resultados 20%	101
Cenário 20160810_1600	101

Lista de Figuras

Figura 1 – Exemplo, 2 países, A e B, interligados por várias linhas de ligação [14]	8
Figura 2 – Identificação de um Monitored Resource	10
Figura 3 - Exemplo de uma possível contingência	11
Figura 4 – Exemplo de um possível Scheduled Outage	12
Figura 5 – Identificação de um Critical Outage, exemplo 1	13
Figura 6 – Identificação de um Critical Outage, exemplo 2	14
Figura 7 – Cenário de quebra de produção	18
Figura 8 – Quebra de Produção Eólica [17]	19
Figura 9 – Excerto de ficheiro output	24
Figura 10 – Versão Caixa Negra do Aplicativo a Desenvolver	26
Figura 11 – Fluxograma, ciclo para a aquisição de MRs do cenário em análise	27
Figura 12 – Fluxograma, ciclo para associar valores base potências e correntes a MRs em Mr_list	28
Figura 13 – Fluxograma, ciclo de identificação de COs em cada cenário	29
Figura 14 – Fluxograma, ciclo de impressão do ficheiro de output .txt	30
Figura 15 – Fluxograma, ciclo de preenchimento da lista all_monitored_resources	31
Figura 16 – Fluxograma, ciclo de preenchimento da lista all_contingencies	32
Figura 17 – Listas, all_scenarios, all_monitored_resources e all_contingencies	33
Figura 18 – Fluxograma, ciclo de análise por CO	34
Figura 19 – Fluxograma, ciclo de análise por MR	36
Figura 20 – Variação do número de COs em relação à sensibilidade percentual, intervalo [1;100]%	39
Figura 21 - Variação de COs em relação à sensibilidade percentual, intervalo [1;10]%	40
Figura 22 – Simbologia REN [17]	41
Figura 23 – Linha LLGC.MCC, assinalada a amarelo [17]	42
Figura 24 – Linhas LSN.ES & LES.FA – Critical Outages (sinalizadas a amarelo) [17]	43
Figura 25 – Linha LFA.SN – Monitored Resource (sinalizada a amarelo) [17]	43
Figura 26 – Linha LCD.RA1/FRD, assinalada em amarelo [17]	44
Figura 27 – Linha LCG.FN2, assinalada em amarelo [17]	45
Figura 28 – Linha LRM.CVR, assinalada em amarelo [17]	46
Figura 29 – Posto de Transformação de Rio Maior [17]	46
Figura 30 – Linha LOQ.TVR, assinalada em amarelo [17]	47
Figura 31 – Linha LPT.MG, assinalada em amarelo [17]	47
Figura 32 – Linha LCF.FE1, assinalada em amarelo [17]	48
Figura 33 – Corredor Pereiros – Pocinho, Tensão Operacional de 220 kV [17]	49
Figura 34 – Linha LPM.FN, assinalada em amarelo [17]	50
Figura 35 – Linha Palmela – Alcochete – Fanhões [17]	51
Figura 36 – Subestação de Transformação SFR, [17]	51
Figura 37 – Subestação de Transformação SPDV, [17]	52
Figura 38 – Subestação de Transformação SVM, [17]	52
Figura 39 – Subestação de Transformação SRM, [17]	53
Figura 40 – Subestação de Transformação SPI, [17]	54
Figura 41 – Linha LPN.AMM1, assinalada em amarelo [17]	55
Figura 42 – Linha LLGC.AAV1, Monitored Resource, assinalado em amarelo [17]	55
Figura 43 – As 9 linhas removidas da lista de COs	56
Figura 44 – Primeiros elementos críticos a serem omitidos da lista de COs	57
Figura 45 – Comparação do número de COs entre 1% [esquerda] e 50% [direita]	60
Figura 46 – Representação dos COs para uma sensibilidade de 50%	61
Figura 47 – Comparação do número de COs entre 1% [esquerda] e 50% [direita]	62

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Cenários para análise	17
Tabela 2 – Estrutura geral dos ficheiro de cada cenário (metade esquerda)	21
Tabela 3 – Estrutura geral dos ficheiros de cada cenário (metade direita).....	21
Tabela 4 – Estrutura da lista dos elementos MR (metade esquerda)	22
Tabela 5 – Estrutura da lista dos elementos MR (metade direita)	23
Tabela 6 – Estrutura dos ficheiros de output relativos à análise por COs	24
Tabela 7 – Exemplo de preenchimento de ficheiro de output relativo à análise por COs.....	24
Tabela 8 - Estrutura dos ficheiros de output relativos à análise por MRs	25
Tabela 9 - Exemplo de preenchimento de ficheiro de output relativo à análise por MRs	25
Tabela 10- Tabela da variação do número de COs em relação à sensibilidade percentual definida	40
Tabela 11 – Variações provocadas pelas linhas LLGC.MCC BB1 e BB2 na linha LLGC.AAV1	42
Tabela 12 – Variações provocadas pelas linhas LSN.ES & LSN.FA na linha LFA.SN	44
Tabela 13 – Monitored Resources afetados pelos Autotransformadores	53
Tabela 14 – Resultados da Otimização da sensibilidade	56

Abreviaturas e Símbolos

Lista de Abreviaturas

AT	Alta Tensão
ATR	Autotransformador
CCC	Coordinated Capacity Calculation
CO	Critical Outage
CGM	Common Grid Models
CNE	Critical Network Element
CSA	Coordinated Security Analysis
CSV	Comma Separated Value
DC	Direct Current
EMS	Energy Management System
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FB	Flow Base
KDD	Knowledge Discovery from Data
MR	Monitored Resource
IGM	Individual Grid Models
NTC	Network Transfer Capacity
OPC	Outage Planning Coordination
PFLOW	Fluxo de Potência Ativa
PSS/E	Power System Simulator for Engineering
Pt-Es	Portugal - Espanha
QFLOW	Fluxo de Potência Reativa
REN	Redes Energéticas Nacionais
RNT	Rede Nacional de Transporte
RSC	Regional Security Coordinators
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SMTA	Short and Medium Term Adequacy
TP	Trânsito de potência
TRM	Transmission Reliability Margin
TSO	Transmission System Operator
TTC	Total Transfer Capacity
UE	União Europeia

Lista de Símbolos

A	Ampère
k	kilo
M	Mega
V	Volt
VA	Volt Ampère
var	Volt Ampère reativo
W	Watts

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contexto

Desde o seu estabelecimento, em 1994, como empresa independente, que a REN – Redes Energéticas Nacionais - assumiu a função de Operador do Sistema de Transporte em Portugal (TSO - *Transmission System Operator*, em inglês).

Neste papel, a REN adotou então a função de regular, operar e coordenar todos os elementos da Rede Nacional de Transporte de energia elétrica em Portugal, incluindo a gestão das interligações Portugal-Espanha - Pt-Es - que, à data da publicação deste documento, são as únicas interligações internacionais presentes na rede portuguesa¹.

Dado o crescente número de ligações transfronteiriças entre as redes elétricas europeias, surgiu a necessidade de constituir os Coordenadores Regionais de Segurança (RSCs - *Regional Security Coordinators*, em inglês).

Os RSCs fornecem certos serviços de cariz operacional aos TSOs, que permitem a estes últimos operar as suas redes com mais controlo, eficiência e segurança. No entanto, para prestarem estes serviços com qualidade, os RSCs dependem dos TSOs que têm a incumbência de fornecer, com regularidade, informações e dados atualizados e pormenorizados das respetivas redes nacionais.

Se considerarmos que uma rede nacional de transporte de energia elétrica é um sistema complexo, isto torna-se ainda mais verdade quando consideramos um sistema elétrico pan-europeu, composto pelas redes de todos os países do continente. A gestão de um sistema desta dimensão de forma centralizada seria quase impossível sem um forte regulamentação e normas de segurança muito estritas que permitam que estas redes se interliguem e funcionem com uma máquina bem oleada; basta um elemento da rede de transporte de um país não funcionar corretamente para criar um efeito de cascata capaz de causar um apagão em vários países, como demonstrou o apagão de 4 de Novembro de 2006 que afetou cerca 8 países e 15 milhões de residências em toda a Europa, tendo sido causado por apenas um linha de 380 kV da RNT Alemã sobre o rio Ems ter sido desligada para permitir a passagem de um cruzeiro. [1]

Para evitar que situações como a descrita anteriormente se repitam, os Reguladores e Coordenadores exigem que os TSOs lhes transmitam um leque de informações vasto sobre as redes nacionais, sendo que uma dessas informações é uma lista detalhada dos elementos da sua RNT que possam interferir com as redes dos países vizinhos e com a capacidade de interligação, elementos esses que serão considerados os *Critical Outages*.

¹À data deste trabalho está a ser estudada uma interligação DC, subaquática, com Marrocos.

1.2 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é o desenvolvimento de um aplicativo de *data mining*, que tenha como *input* os dados fornecidos pelo *software* de gestão de rede – SCADA, *Supervisory Control and Data Acquisition* - e tenha como *output* uma série de ficheiros de texto e .csv inteligíveis e de fácil compreensão, que identifiquem quais são os elementos da RNT que, no caso de serem desligados, limitam e afetam mais gravosamente a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha.

A explicação da necessidade e benefício que advém da identificação destes elementos, que são conhecidos como COs - *Critical Outages* - será também tema de abordagem deste documento.

Com recurso aos resultados adquiridos nas análises do *software*, tentar definir qual o valor para a sensibilidade que otimiza a lista de COs, ou seja, que produz a lista mais pequena possível sem omitir elementos da RNT que sejam críticos para a análise.

Por fim, é de extrema importância demonstrar a penetração geográfica dos COs, na RNT, causada pela flutuação dos valores de potência transferida nas interligações entre Portugal e Espanha. Por outras palavras, identificar no mapa quais são as linhas da Rede Nacional de Transporte que limitam a capacidade da interligação Pt-Es. Esta representação irá permitir perceber melhor qual a relação, em termos de impacto negativo, entre as redes nacionais portuguesa e espanhola sendo que o objetivo final desta representação é visualizar quais as áreas geográficas do território português que são mais sensíveis às variações do fluxo de potência nas ligações transfronteiriças.

1.3 Estrutura

A estruturação deste documento vai seguir a ordem cronológica do desenvolvimento do trabalho.

O capítulo dois irá abordar todos os conceitos chave para a compreensão do trabalho. É aconselhável ao leitor a compreensão das noções que serão abordadas neste capítulo pois, para além de conceitos de engenharia eletrotécnica, também estão presentes e explicados os papéis de cada um dos intervenientes e as suas funções.

O capítulo três apresenta os cenários utilizados para o desenvolvimento deste trabalho e a sua contextualização, abordando ainda as razões para a escolha dos mesmos.

No capítulo quatro será tema de tratamento o aplicativo desenvolvido, a lógica por detrás do seu funcionamento e as estratégias escolhidas para a resolução dos problemas encontrados, complementado com explicações gráficas e textuais do código implementado.

No capítulo cinco serão analisados os resultados produzidos pelo programa de *Data Mining* com o objetivo de definir um valor de sensibilidade que melhor optimize a análise tendo em conta a sua duração e a presença de elementos não essenciais na lista de COs bem como a não presença de elementos essenciais.

O capítulo seis será dedicado à análise da penetração geográfica dos COs, em dois dos dezasseis cenários disponibilizados, sendo o objetivo do capítulo determinar as diferenças entre a presença de COs em diferentes zonas geográficas da RNT para diferentes valores de sensibilidade definida pelo utilizador.

Por fim, o capítulo sete será dedicado às conclusões sobre o desenvolvimento do *software*, a definição de um valor para a sensibilidade e o impacto a nível geográfico dos COs, bem como uma análise ao que poderá ser modificado e estudado em trabalhos futuros.

Capítulo 2

Conceitos Chave

Este capítulo irá incluir todos os conceitos chave cruciais para a melhor compreensão e contextualização deste estudo.

Inclui explicações sobre as siglas e termos utilizados, bem como sobre as entidades, coordenadores, reguladores e empresas mencionadas.

2.1 Transmission System Operator

Os TSOs, Operadores do Sistema de Transmissão em português, são entidades nacionais responsáveis pela operação, neste caso, da Rede de Transmissão de Eletricidade de um dado país ou região.

Estas entidades são independentes das empresas produtoras de energia e das empresas de distribuição de energia.

O Operador do Sistema é obrigado a manter um balanço contínuo (segundo a segundo) entre o fornecimento de eletricidade das centrais de energia e a procura dos consumidores domésticos e industriais para além de garantir o abastecimento de reservas que permitirão suprir eventualidades de corte súbitos. O TSO consegue isto determinando a combinação ideal de grupos geradores e fornecedores de reserva para cada período de negociação no mercado, realizando uma verificação técnica da programação de mercado, limitando ou restringindo a geração caso isso coloque em causa a segurança do sistema e gerindo quaisquer eventos não previstos que façam com que o equilíbrio entre oferta e procura seja descontinuado.

A equipa do TSO responsável pelo chamado planeamento operacional realiza este trabalho usando sistemas de modelação, previsão e comunicação de energia.

Além de seu papel de despacho em tempo real de geração e gestão da segurança da rede, o Operador do Sistema também realiza investigações e planeamento para garantir que o abastecimento possa atender à procura e que a segurança do sistema possa ser mantida durante períodos de negociação futuros. Exemplos de trabalhos de planeamento podem incluir a coordenação de indisponibilidades de geradores e de linhas de transporte, a maior facilidade no comissionamento de novos geradores e a contratação de serviços auxiliares para apoiar a operação do sistema de energia. [2] [3]

2.1.1 REN

No caso de Portugal, esse papel é desempenhado exclusivamente pela REN, que também tem a seu cargo a gestão das interligações.

A atividade de transporte de eletricidade em Muito Alta Tensão (150, 220 e 400 kV) é efetuada através da RNT, mediante uma concessão atribuída pelo Estado Português, em regime de serviço público e de exclusividade à REN - Redes Energéticas Nacionais. A concessão inclui o planeamento, a construção, a operação e a manutenção da RNT, abrangendo ainda o planeamento e a gestão técnica global do Sistema Elétrico Nacional para assegurar o funcionamento harmonizado das infraestruturas que o integram, assim como a continuidade de serviço e a segurança do abastecimento de eletricidade. [4]

2.2 ENTSO-E

A ENTSO-E - Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte - representa 43 operadores de redes de transporte de eletricidade (TSOs) de 36 países da Europa. Foi fundada em 2009 e recebeu mandatos legais através do Terceiro Pacote Legislativo da UE para o Mercado Interno de Energia que visa liberalizar ainda mais os mercados de gás e eletricidade na UE.

Os TSOs que a compõem partilham o objetivo de criar um mercado interno da energia e garantir o seu funcionamento ideal. Uma das questões mais importantes na agenda de hoje é a integração de um alto grau de energias renováveis no sistema de energia da Europa, o desenvolvimento de flexibilidade consecutiva e uma abordagem muito mais centrada no cliente. [5]

Sendo os principais serviços prestados os seguintes:

- Elaboração de códigos de rede e contribuição na sua implementação;
- Cooperação regional por meio das Iniciativas Regionais de Coordenação de Segurança;
- Cooperação técnica entre TSOs;
- A publicação dos relatórios de verão e inverno de geração de eletricidade para a visão geral de adequação do sistema de curto prazo;
- O desenvolvimento de planos para redes pan-europeias a longo prazo. [6]

2.3 Regional Security Coordinator

Os RSCs são prestadores de serviços que têm na sua estrutura acionista os TSOs. Eles executam serviços para estes, como fornecer um modelo regional da rede ou cálculos avançados para os informar quais são as ações corretivas mais eficientes em termos de custo, sem serem restringidas a fronteiras nacionais. À data deste trabalho, existem três RSCs na Europa continental, sendo que Portugal está sobre a alçada da CORESO. [7]

2.3.1 CORESO

A CORESO é o RSC responsável pelo território português, sendo a REN um dos seus *stakeholders* com 10% do capital. Esta entidade fornece 5 serviços à REN (CGM/IGM, CSA, OPC, SMTA e CCC):

- CGM e IGM – em português, Modelo da Rede Comum e Modelo da Rede Individual, respetivamente, é um serviço que consiste na verificação da qualidade e plausibilidade dos IGMs fornecidos pelos TSOs e facilitar sua melhoria para atender aos critérios de qualidade e plausibilidade; fusão de IGMs no CGM; melhoria do modelo CGM baseado na metodologia CGM [8] [9]
 - IGM – trata-se do conjunto de dados que descreve as características do sistema de potência (geração, carga e topologia da rede) e regras relacionadas para alterar essas características durante o cálculo de capacidade, preparado pelos TSOs responsáveis, para serem combinados com outros componentes individuais do modelo de rede para criar o modelo de rede comum. [2]
 - CGM – composto pela associação de dados, IGMs, à escala da União Europeia (neste caso) acordado entre vários TSOs, descreve as principais características do sistema de energia (geração, cargas e topologia de rede) e regras para alterar estas características durante o processo de cálculo da capacidade. [2]
- CSA – ou Análise de Segurança Coordenada, este serviço tem como objetivos:
 - identificação de riscos de violação dos limites de segurança operacional em qualquer parte da área regional (principalmente desencadeada por interdependências transfronteiriças) através da aplicação da metodologia comum de análise de segurança conforme exigido pelos TSOs;
 - verificar a robustez dos resultados contra incertezas (por exemplo, estudo de cenários com diferentes níveis de geração com recurso a fontes renováveis);
 - encontrar ações corretivas relevantes (transfronteiriças);
 - coordenação de resultados e proposta de ações corretivas com outros RSCs adjacentes. [10]
- OPC – a Coordenação para Planeamento de Desligamentos, tem como alvo:
 - identificar incompatibilidades de desligamento entre ativos relevantes (elementos da rede, geradores, cargas) cujo status de disponibilidade tenha impacto transfronteiriço, redução do impacto, a nível europeu, das interrupções necessárias na rede e produção por coordenação pertinente da temporização de interrupções planeadas;
 - propor soluções para aliviar essas incompatibilidades: menos ações corretivas não onerosas, adaptações de disponibilidade e planeamento de interrupções (primeiramente em elementos a rede, em segundo lugar em outros elementos, se nenhuma solução estiver disponível);
 - coordenação das propostas de ações corretivas com outros RSCs adjacentes. [11]

- SMTA – a Adequação a Curto e Médio Prazo visa:
 - é um serviço que avalia, num horizonte semanal (atualmente), se cada TSO possui geração suficiente para abastecer a carga prevista, com base nos *inputs* fornecidos pelo mesmo (geração disponível, previsão de carga, NTC - *Net Transfer Capacity*) e se for identificada uma situação de carência, é estudada a hipótese dos TSOs adjacentes contribuírem para compensar a carência de energia através das suas interligações;
 - realizar uma verificação/atualização regional do diagnóstico da adequação da potência ativa a curto/médio prazo, em conformidade com as metodologias ENTSO-E acordadas, para prazos mais curtos do que para as perspetivas sazonais. Esta revisão da adequação deve ser feita comparando os valores de adequação local e capacidade da rede de transporte em trocas transfronteiriças. Esse diagnóstico pode incluir recomendações, como ações corretivas para otimizar as trocas transnacionais;
 - quando necessário (problemas de escassez regional, capacidades interzonais insuficientes), realizando uma análise de segurança complementar dedicada e ampliando a coordenação para outras regiões/RSCs. As recomendações resultantes podem consistir em adaptações/combinações de capacidades interzonais, além das recomendações mencionadas anteriormente. [12]
- CCC – o Cálculo de Capacidade Coordenado é um serviço que:
 - aplicando metodologias regionais coordenadas aprovadas para calcular parâmetros definindo a capacidade disponível (parâmetros NTC ou FB), com base no CGM. As metodologias mencionadas anteriormente visam otimizar as capacidades transfronteiriças, garantindo simultaneamente uma segurança coordenada;
 - incluindo propostas de melhoria para aumentar a qualidade de computação (como a coordenação de posições livres de cada IGM, se parte da metodologia regional) e/ou capacidade disponível. [13]

2.4 Net Transfer Capacity

Podemos definir o conceito de NTC como a capacidade máxima de transporte, neste caso de potência elétrica, entre dois ou mais sistemas.

No caso de Portugal este transporte é bidirecional entre a RNT e a rede nacional espanhola.

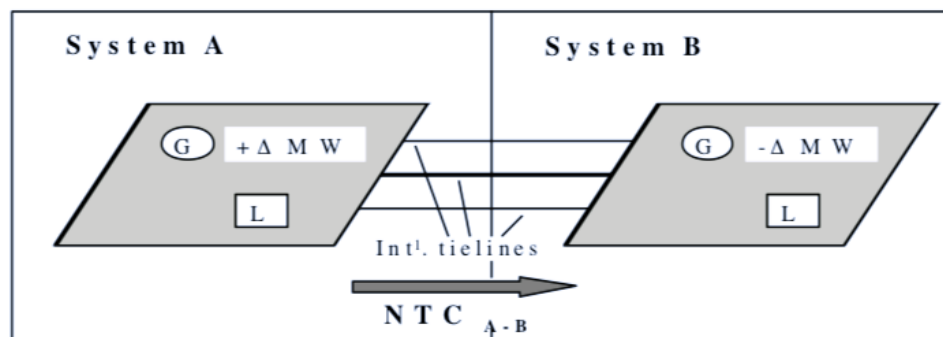


Figura 1 – Exemplo, 2 países, A e B, interligados por várias linhas de ligação [14]

Na Figura 1, L representa a carga e G a geração de cada sistema respetivamente, enquanto que *Int. tielines* são as linhas de interligação transfronteiriças dos dois sistemas.

O valor da NTC para transferências de potência entre dois sistemas por norma calcula-se em três passos, sendo o primeiro o cálculo da TTC - *Total Transfer Capacity* - ou em português, Capacidade Total de Transferência, o segundo o cálculo da TRM - *Transmission Reliability Margin* - ou Margem de Confiança de Transporte e por fim o cálculo da NTC.

O TTC é definido pelas características físicas e limitações dos materiais que são empregues na transferência de energia. Estes limites são mais precisamente limites de tensão, temperatura e estabilidade.

- Limites de tensão - Os componentes de um sistema de transmissão são projetados para intervalos de tensão específicos de acordo com os padrões internacionais. As tensões devem ser mantidas dentro desses limites para evitar a criação de arcos, para manter uma fonte de qualidade adequada e evitar fenómenos dinâmicos rápidos conhecidos como “colapsos de tensão”, que podem causar apagões severos; [14]
- Limites térmicos - A corrente elétrica provoca um aquecimento dos condutores das linhas aéreas e cabos de transmissão. Dependendo do desenho das linhas e cabos, existe uma corrente máxima admissível. Correntes mais altas colocariam em perigo os componentes do próprio sistema de transmissão ou o ambiente e como consequência relaxamento dos condutores de uma linha de transmissão em direção ao solo, como consequência da expansão térmica do material dos condutores; [14]
- Limites de estabilidade - Em grandes sistemas de energia elétrica interligados há muitas interações elétricas, mecânicas e magnéticas devido ao comportamento dinâmico dos grupos geradores, às características das cargas e às propriedades físicas dos componentes do sistema de transmissão. Como resultado podemos ter oscilações significativas, de potência, de tensão e frequência dentro dos sistemas de energia elétrica. Devido ao perigo de colapsos parciais ou totais do sistema (apagões), essas oscilações devem ser estritamente evitadas ou geridas dentro de uma faixa aceitável e podem induzir limitações nas condições de operação das interconexões de transmissão. [14]

Tendo em conta os três fatores de segurança, o TTC representa, na realidade, o máximo ponderado da capacidade de condução dos elementos das redes de energia elétrica que garante uma transferência segura de potência entre os sistemas em consideração.

No entanto, de acordo com a regulação Europeia, temos a seguinte definição:

Os limites operacionais de segurança ou limites operacionais aceitáveis para funcionamento seguro da rede são subdivididos nas categorias de limites térmicos, limites de tensão, limites de corrente de curto-circuito, limites de frequência e estabilidade dinâmica. [3]

Resumindo, para calcular o TTC, é necessário modelizar os elementos das redes e realizar simulações dos trânsitos de potência entre os dois sistemas. Isto, geralmente, é feito simulando os fluxos de potência dentro dos dois sistemas e entre eles.

Partindo de configurações conhecidas das redes, da geração de energia, das trocas transfronteiriças e cenários de consumo, a energia gerada em cada sistema é então alterada para modificar os fluxos transfronteiriços, isto é feito aumentando a geração no sistema A passo a passo e diminuindo a geração no sistema B pelas mesmas etapas.

As cargas do consumidor nos dois sistemas permanecem inalteradas. Os turnos de geração são interrompidos quando ocorrem problemas de segurança no sistema A, no sistema B ou nas linhas de interconexão. [14]

O segundo passo é então calcular a TRM que cobre as incertezas de previsão dos fluxos de potência das linhas de ligação devido a informações imperfeitas dos participantes do mercado e eventos inesperados em tempo real.

As informações dos participantes do mercado são imperfeitas no momento em que as capacidades de transferência precisam de ser comunicadas. Isto vem em adição à incerteza em alguns parâmetros do sistema de potência, bem como a incerteza dos fluxos das linhas de ligação devido a eventos inesperados em tempo real, que são sempre possíveis.

Ambos podem ser considerados eventos probabilísticos no momento da previsão das capacidades de transferência.

A avaliação do TRM pode ser feita pelos TSOs de acordo com experiências passadas ou usando métodos estatísticos. [14]

Conhecendo então os valores da TTC e TRM podemos obter o valor de NTC da seguinte forma:

$$NTC = TTC - TRM$$

Quando estes cálculos são realizados aumentando a geração do sistema A e diminuindo a geração no sistema B temos o valor NTC_{A-B} , quando os cálculos são realizados pelo processo inverso temos o valor NTC_{B-A} . [14]

Estes valores de NTC devem ser vistos como o valor máximo de geração de um dos sistemas que é possível transmitir para o outro através das ligações transfronteiriças que não coloca em causa o funcionamento de nenhuma das redes nacionais tendo em conta o estado atual das mesmas e possíveis eventos futuros derivados de incertezas técnicas das suas condições de operação.

2.5 Critical Network Element ou Monitored Resource

Um CNE - *Critical Network Element* - em português Elemento Crítico da Rede, que à data de início deste estudo era, de acordo com a definição europeia em vigor, um MR - *Monitored Resource* - ou Recurso Monitorizado, é por definição um dos seguintes:

- Linha de transmissão em território nacional;
- Transformador (incluindo Transformadores de Fase e Autotransformadores).

Um CNE ou MR é então um elemento da RNT cujo fluxo de potência a que está sujeito é sensível a flutuações nos fluxos de potência transfronteiriços, neste caso entre Portugal e Espanha.

Ou seja, um MR é um elemento que condiciona a capacidade de interligação entre os dois países e, como o nome indica, é um elemento que precisa de ser vigiado, um Recurso Monitorizado, pois em caso

de um aumento ou decréscimo súbito da potência em circulação nas ligações transfronteiriças, estas serão as linhas que mais vão sentir o impacto.

Para os efeitos deste estudo, a REN decidiu apenas considerar as linhas transporte da RNT, incluindo as linhas de interligação Pt-Es, e definiu como MRs todas as linhas cuja variação do fluxo de potência fosse igual ou superior a 5% quando o fluxo de potência transfronteiriço aumentasse ou diminuísse 100 MVA.

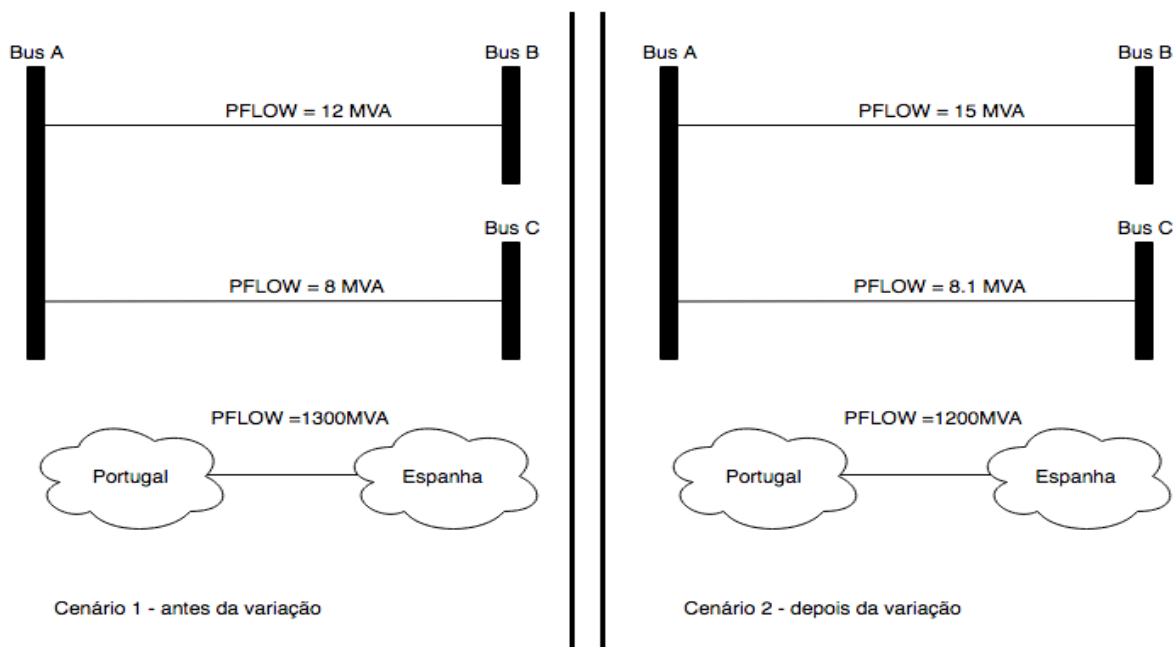


Figura 2 – Identificação de um Monitored Resource

Como podemos ver na Figura 2, a diminuição de 1300 MVA para 1200 MVA na ligação entre Portugal e Espanha afeta as potências que circulam nas duas linhas, entre Bus A -> Bus B e Bus A -> Bus C, ambas em território nacional; neste caso, a linha A-B será um MR, pois a variação de 12MVA para 15MVA é superior a 5%, enquanto que a linha A-C não será um MR pois a variação é inferior a 5%.

2.6 Unplanned Outage ou Contingência

Uma contingência é, por definição, a saída de funcionamento de um ou mais componentes da rede que não é possível prever com antecedência.

Também se pode considerar uma contingência a falha, identificada e possível ou já ocorrida, de um elemento. No entanto, estes elementos não são exclusivamente elementos do sistema de transmissão como podem também ser usuários significativos da rede, como por exemplo siderurgias, e elementos da rede de distribuição se relevantes para a segurança da rede de transmissão. [2]

No entanto, uma contingência por norma é perda, temporária, de um elemento que pode ser:

- Uma linha de transmissão;
- Uma linha transfronteiriça;
- Um link DC;
- Uma unidade geradora;

- Geração distribuída de um tamanho relevante como um parque eólico geograficamente não disperso, cogeração, etc.;
- Um transformador (incluindo Transformadores de Fase e Autotransformadores);
- Uma grande instalação de compensação de tensão.

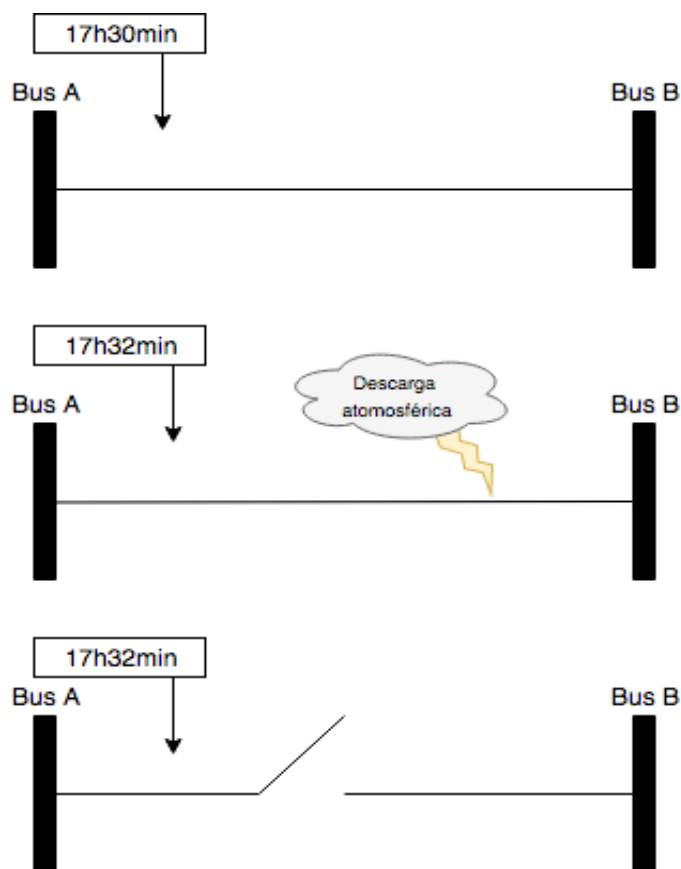


Figura 3 - Exemplo de uma possível contingência

De acordo com o Regulamento das Redes de Transporte, Portaria 596/2010 de 30 de Julho, na seção 9.2.1.2:

Regime de contingência $n - 1$. — *Considera-se a falha de um qualquer elemento da RNT (linha simples, circuito de linha dupla, grupo gerador, autotransformador, transformador, bateria de condensadores), devendo nos restantes, sem exceção, não se verificarem violações dos critérios de tensão e de sobrecarga, sem qualquer reconfiguração topológica a nível da RNT.* [15]

Ou seja, no caso representado na Figura 3 a saída de funcionamento da linha A-B, para cumprir a regulamentação, tinha de ser contida por outras palavras, não poderia causar a falha de outros elementos.

2.7 Scheduled Outage ou Interrupção Programada

Um *Scheduled Outage*, ou interrupção programada, é então a saída de funcionamento de um elemento da rede que estava já prevista, por exemplo para reparações ou limpeza, e pode ser aplicada aos mesmos elementos que a contingência.

Nestes cenários, o TSO sabe que determinado elemento da rede irá estar desligado durante um certo período tempo, logo pode tomar as medidas necessárias para reduzir o impacto dessa ação.

Como se pode observar no exemplo na seguinte Figura 4.

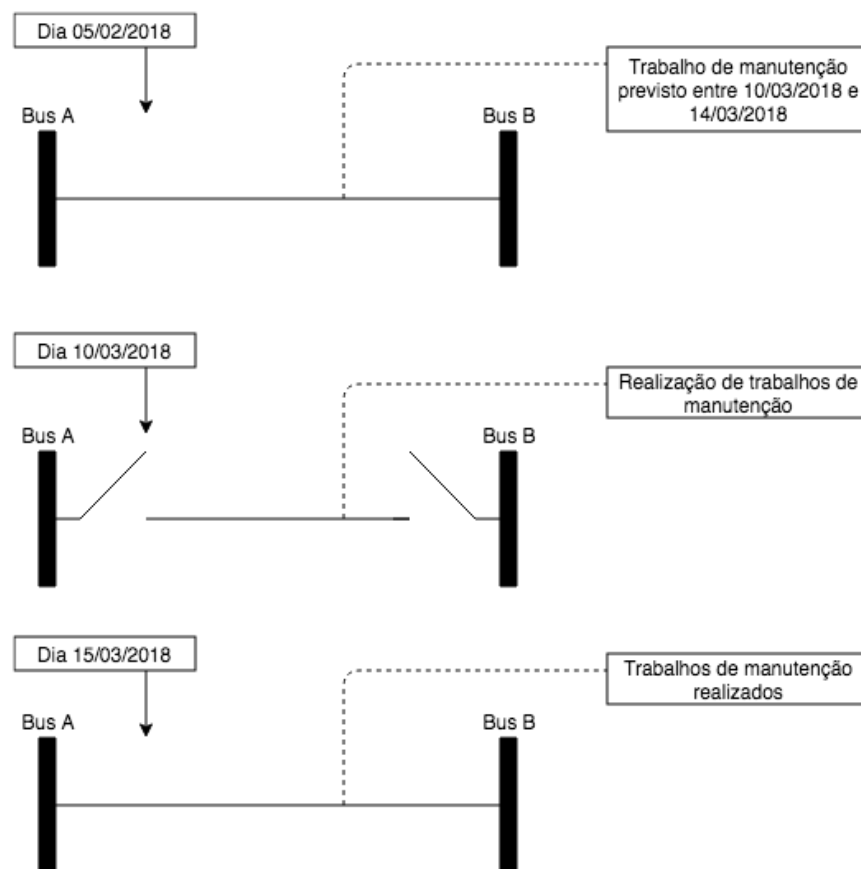


Figura 4 – Exemplo de um possível Scheduled Outage

2.8 Critical Outage ou Interrupção Crítica

Um CO será, então, para os efeitos deste estudo, um elemento (linha e/ou ATR - Autotransformador) da rede que, quando saia de funcionamento, cause uma variação igual ou superior a 5% do fluxo de potência ativa, e, igual ou superior a 50 A num ou mais MRs, previamente definidos pela REN no cálculo do NTC.

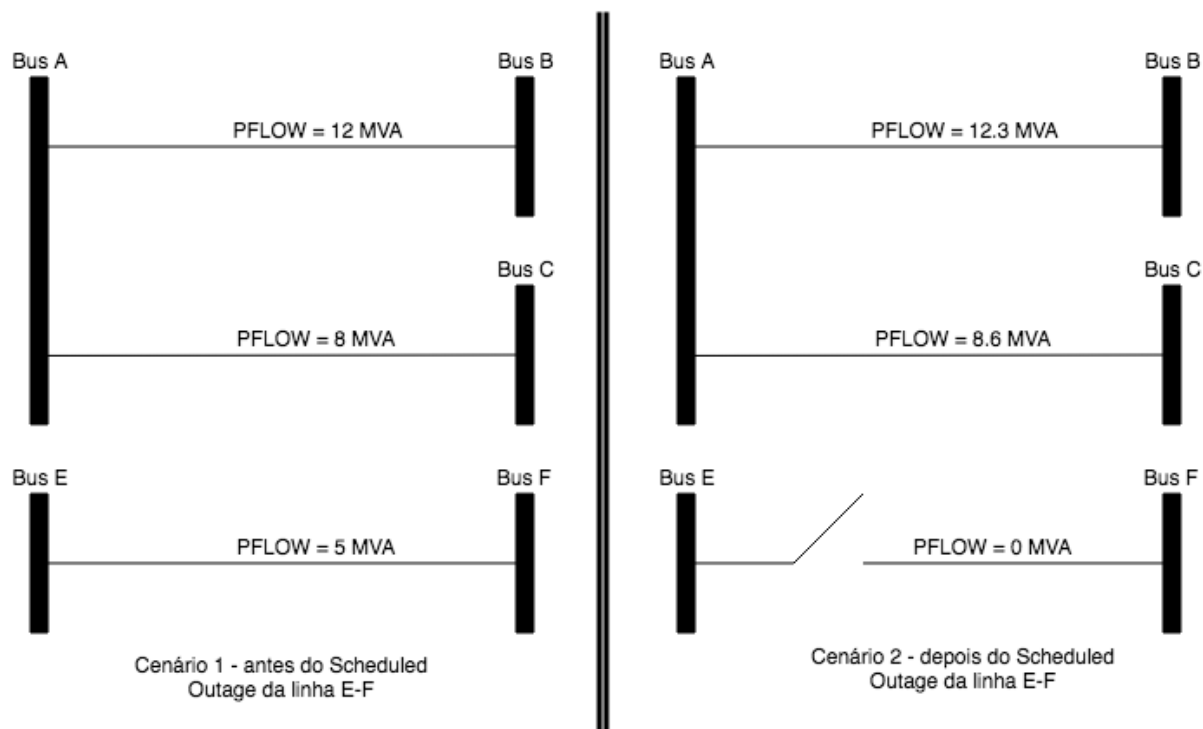


Figura 5 – Identificação de um Critical Outage, exemplo 1

Na Figura 5 podemos ver representado um esquema unifilar de uma rede nacional fictícia. Trata-se de um esquema com 5 barramentos e 3 linhas, em dois cenários diferentes.

Como podemos observar no cenário 1, as três linhas encontram-se operacionais e com fluxo de potência ativa superior a 0 MVA.

No cenário 2, é realizado um *scheduled outage* na linha que liga o barramento E ao barramento F o que faz com que esta linha não esteja operacional. Verifica-se então um ligeiro aumento no fluxo de potências nas linhas que unem o barramento A ao barramento B e o barramento A ao barramento C, e de acordo com os parâmetros definidos pela REN conclui-se que:

- Linha A-B, previamente classificada como MR, sofre uma variação inferior a 5%;
- Linha A-C, não classificada como MR, sofre uma variação superior a 5%;
- No seguimento das observações anteriores, a linha E-F não será um *Critical Outage* pois a sua saída de funcionamento não influencia o fluxo de potência ativa num MR em mais de 5%.

Como a variação do fluxo de potência no MR, linha A-B, é inferior a 5% não é necessário verificar se a variação de corrente na mesma é superior a 50 A.

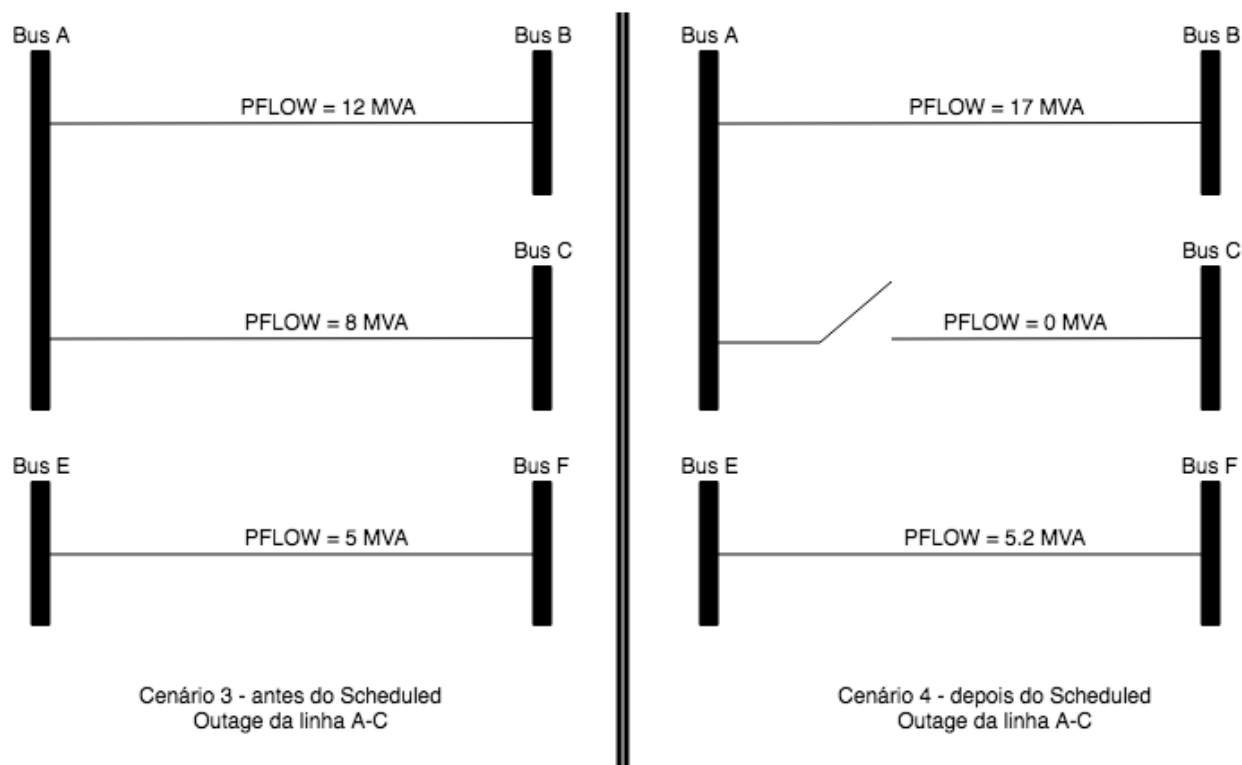


Figura 6 – Identificação de um Critical Outage, exemplo 2

Na Figura 6 temos o mesmo modelo que na Figura 5, no entanto, o *scheduled outage* neste segundo exemplo é realizado na linha A-C e não na linha E-F e desde de logo podemos notar as diferenças e de acordo com os parâmetros definidos pela REN conclui-se então que:

- Linha A-B, classificada como MR, sofre uma variação do fluxo de potência ativa superior a 5%;
- Linha E-F, não classificada como MR, sofre uma variação inferior a 5%;
- No seguimento destas observações classifica-se então a linha A-C como um *Critical Outage* se a variação de corrente na linha A-B for superior a 50 A. Caso contrário, se a variação for inferior, a linha A-C não será considerada um *Critical Outage*.

As demonstrações anteriores serão também verdadeiras se, em vez de serem aplicados *Scheduled Outages* nas linhas, estas sofram *Unplanned Outages* ou, em português, contingências. Foi este o pressuposto assumido na realização do estudo de sensibilidade, ou seja, que todos os elementos fora de serviço resultaram de *Unplanned Outages* ou contingências.

Outra ilação que se pode retirar é que um MR será sempre um CO caso lhe seja aplicado um *Scheduled Outage* ou uma contingência.

O valor de 5% para a variação do fluxo de potência, e 50 A para a variação de corrente na linha foram pré-estabelecidos pela REN. Outros TSOs poderão estabelecer parâmetros diferentes, menos sensíveis se superiores a 5% ou mais estritos se inferiores a 5%.

2.9 Data Mining ou Prospeção de Dados

A prospeção de dados é na sua essência um assunto interdisciplinar mais conhecido pelo seu termo inglês, *Data Mining*, e pode ser definido de várias maneiras distintas, sendo que o próprio termo falha em apresentar ou englobar as principais componentes da imagem.

Da mesma forma que quando falamos em retirar ouro do solo falamos em prospeção de ouro e não em prospeção de solo, analogamente o termo *Data Mining* pode ser mal interpretado quando na realidade seria mais apropriado o termo *Knowledge Mining from Data* ou em português, Prospeção de Conhecimento a partir de Dados.

E tal qual a prospeção de ouro, a prospeção de dados tem como objetivo encontrar pequenas pepitas de informação valiosa num grande aglomerado de matéria prima: os dados.

Outro termo muito utilizado para a prospeção de dados é a sigla inglesa KDD que significa em português Descoberta de Conhecimento a partir de Dados que é decomposta, de acordo com os acadêmicos em 7 passos:

1. Limpeza dos Dados – remove o ruído ou os dados inconsistentes;
2. Integração de Dados – onde se combina dados de fontes múltiplas;
3. Seleção de Dados – os dados pertinentes para a análise são selecionados na base de dados;
4. Transformação dos Dados – etapa em que os dados são organizados por forma a otimizar a sua análise, através de operações de agregação ou sumarização, por exemplo;
5. Prospeção de Dados – o ponto essencial do processo onde métodos são aplicados para extrair padrões dos dados;
6. Avaliação dos Padrões – momento onde se avaliam os padrões que mais interessam na análise em questão;
7. Apresentação dos Resultados – é a fase final onde se apresentam os resultados da prospeção utilizando técnicas de representação.

As etapas 1 a 4 são formas diferentes de pré-processamento de dados, em que os dados são preparados para a prospeção e análise que se segue, neste caso realizados por *software* já existente na REN.

Os padrões interessantes são apresentados ao utilizador e podem ser armazenados como novos conhecimentos na base de dados, ou seja, é um processo com retroalimentação.

Portanto, provamos a ampla funcionalidade da prospeção de dados que sucintamente se pode resumir da seguinte forma: a prospeção de dados é o processo de descobrir padrões e conhecimentos interessantes a partir de grandes quantidades de dados. As origens de dados podem incluir bancos de dados, *data warehouses*, a internet, outros repositórios de informações ou dados que são transmitidos dinamicamente para o sistema. [16]

Capítulo 3

Cenários em Análise

Como mencionado no segundo capítulo, o cálculo do TTC e posteriormente do NTC é realizado com recurso a simulações prévias que partem de configurações conhecidas da rede.

Essas configurações conhecidas da rede ou cenários - 16 neste caso - são adquiridos através do *software* de tempo real SCADA/EMS, e contêm a informação sobre os elementos da rede no momento em que a aquisição é feita. Recorrendo à informação contida nesses cenários e configurando-os no *software* PSS/E - *Power System Simulator for Engineering* - é então possível fazer variar os valores dos fluxos de potência que se verificavam naquele instante nas interligações com Espanha para ver como seriam afetados os MR da RNT, imprimir os resultados e passar então ao seu processamento de onde será possível identificar os COs, como será explicado mais adiante.

Os elementos da RNT considerados CNE ou MR variam de cenário para cenário, ou seja, um dado elemento, linha ou autotransformador, que seja considerado crítico num cenário poderá não o ser nos outros. No entanto, todos os cenários são compostos pelos mesmos 326 elementos, linhas de transmissão e ATRs pertencentes à RNT.

3.1. Os Cenários

OS cenários escolhidos, por forma a abranger o número de situações mais pertinentes para a rede de transporte de energia elétrica em Portugal, foram os seguintes:

	Ponta	Vazio
Verão com forte produtividade eólica	10 de Agosto de 2016 – 16h00	10 de Agosto de 2016 – 04h00
Verão com fraca produtividade eólica	19 de Julho de 2016 – 16h00	18 de Julho de 2016 – 04h00
Outono com forte produtividade eólica	24 de Novembro de 2016 – 19h30	25 de Novembro de 2016 – 04h00
Outono com fraca produtividade eólica	18 de Outubro de 2016 – 19h30	19 de Outubro de 2016 – 04h00
Inverno com forte produtividade eólica	02 de Janeiro de 2016 – 20h00	02 de Janeiro de 2016 – 04h00
Inverno com fraca produtividade eólica	24 de Janeiro de 2016 – 20h00	25 de Janeiro de 2016 – 04h00
Primavera com forte produtividade eólica	20 de Abril de 2016 – 21h00	20 de Abril de 2016 – 04h00
Primavera com fraca produtividade eólica	15 de Abril de 2016 – 21h00	16 de Abril de 2016 – 04h00

Tabela 1 – Cenários para análise

3.2. Produtibilidade Eólica, Estações do Ano e Regimes

A inclusão de todas as estações do ano e de situação de regimes de vazio ou ponta garante a abrangência dos cenários e qualidade dos resultados, sendo que os perfis de geração e sobretudo de consumo são muito diferentes de estação para estação e de vazio para ponta.

A produtividade eólica, por outro lado, é importante, pois Portugal possui uma grande concentração de produção eólica perto da fronteira com Espanha e, como essa produção se encontra mais perto das interligações transfronteiriças, a sua variação vai ser a que mais afeta as ligações Pt-Es.

Para perceber o porquê desta influência de natureza geográfica e de proximidade é preciso compreender que, quando um grupo de duas ou mais linhas da RNT se encontra geograficamente perto, as probabilidades de se encontrarem perto a nível de ligações é elevada (estão eletricamente próximas); ou seja, por exemplo, duas linhas que se encontrem na vizinhança uma da outra provavelmente terão uma origem em comum, como um barramento, transformador ou subestação, logo o funcionamento de uma irá influenciar o da outra.

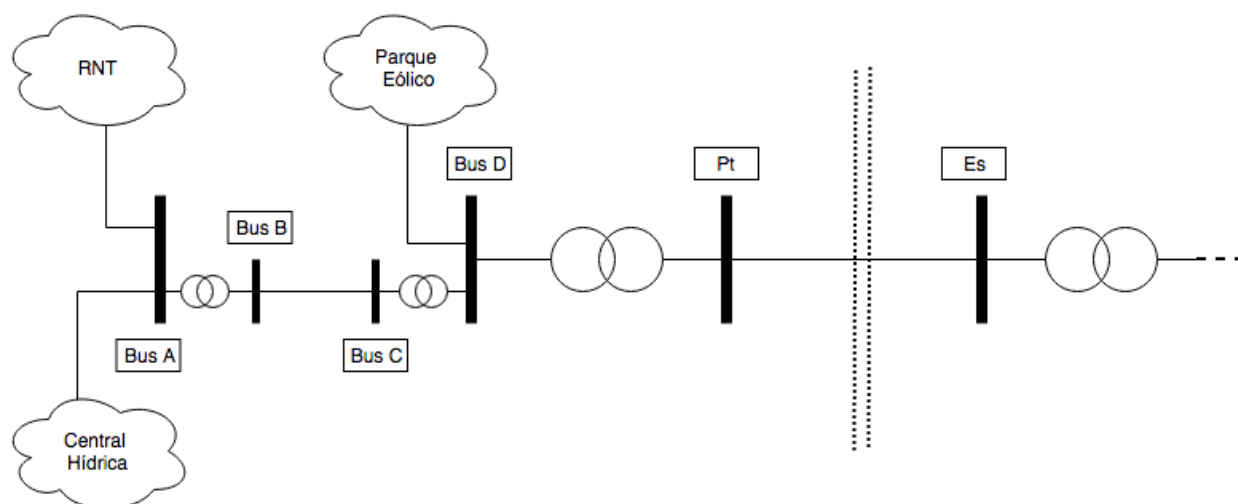


Figura 7 – Cenário de quebra de produção

Tendo como referência a Figura 7, imaginemos que o Parque Eólico, a operar a 80% da sua capacidade total, está a injetar a sua produção no barramento D e que esta vai, quase na sua totalidade, para a ligação Pt-Es, o que faz com que a linha B-C esteja a experienciar um fluxo de potência relativamente reduzido. No entanto, num intervalo de poucas horas, a geração do Parque Eólico reduz, por exemplo, para 40%, mas o valor da transferência de potência Pt-Es tem que ser mantido, o que significa que a linha B-C, que estava previamente a ser explorada para valores baixos de potência, terá agora que suportar os valores de potência em falta no Parque Eólico. Esta potência passa agora a ser fornecida por uma hipotética Central Hídrica e pela restante RNT, o que causa como que um estrangulamento na linha B-C. Caso fosse um cenário real, significaria que esta linha seria provavelmente um MR.

Outra razão advém do facto da produção eólica ser extremamente instável e imprevisível, sendo que há registos de quedas de produção de, por exemplo, 2500 W em intervalos de apenas 8h, o que não acontece, por exemplo, na produção hídrica que é, por natureza, mais estável e previsível e também tem uma forte presença perto da fronteira com Espanha, sendo demonstração disto as centrais hídricas de Lagoaça, Bemposta, Miranda, Picote, Foz do Tua e Alqueva.

Capacidade Eólica Instalada:
4931 MW

Carga máxima:
8322 MW

Quebra de 2500 MW de geração na
produção eólica em menos de 8 horas

Vento e consumo em oposição de fase

— Eólica
— PRO
— Hídrica
— Consumo

REN

Ordenadas: MW
Abcissas: Horas

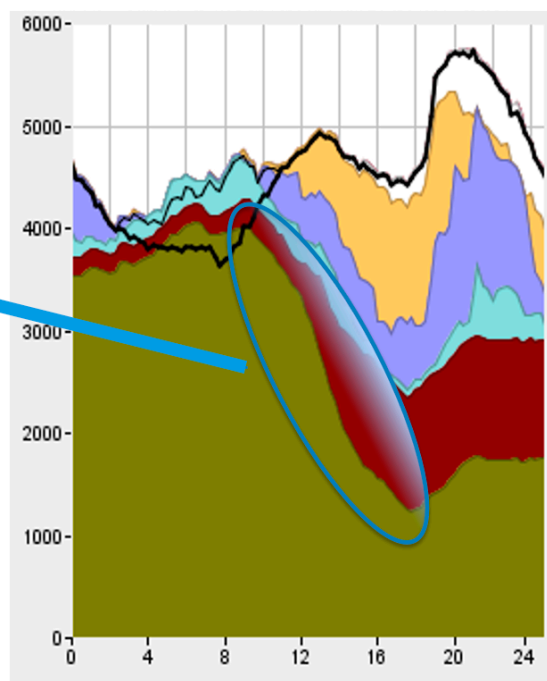


Figura 8 – Quebra de Produção Eólica [17]

Na Figura 8 podemos então verificar a elevada instabilidade da produção com recurso a energia eólica, razão que levou a que esta fosse considerada na escolha dos cenários para o estudo de sensibilidade da RNT.

Capítulo 4

Aplicativo de *Data Mining* ou Prospeção de Dados

O aplicativo desenvolvido para a prospeção dos dados e identificação dos COs foi criado utilizando a linguagem de programação *Python* com recurso ao compilador *PyCharm CE*.

Para melhor compreensão do mesmo e dos métodos utilizados é necessário primeiro falar da estrutura e organização dos ficheiros que foram processados.

4.1 Estrutura dos Ficheiros de *Input*

Como mencionado anteriormente, existem 16 cenários para análise e a RNT é composta por 326 linhas. Esses cenários estão organizados separadamente por pastas e em cada pasta existem em média 251 ficheiros do tipo .csv.

Os ficheiros de cenário seguem todos a seguinte estrutura:

	A	B	C	D	E	F	G	H
	IBUS	JBUS	ICKT	I_BUSNAME	J_BUSNAME	I_BASEV OLTAGE	J_BASEV OLTAGE	STATUS
1								
...								
326								

Tabela 2 – Estrutura geral dos ficheiro de cada cenário (metade esquerda)

I	J	K	L	M	N	O	P	Q	
PFLOW 1	QFLOW 1	PFLOW 2	QFLOW 2	I1	I2	I_VOLTAGE	J_VOLTAGE	RATE	
									1
									...
									326

Tabela 3 – Estrutura geral dos ficheiros de cada cenário (metade direita)

Em que os campos têm os seguintes significados:

- IBUS e JBUS – são respetivamente os números dos barramentos I e J que a linha em questão liga;
- ICKT – é o número do circuito da linha caso esta tenha 2 ou mais circuitos, ou seja, para barramentos I e J que estão interligados por mais do que uma linha;
- I_BUSNAME e J_BUSNAME – são as siglas pelas quais são identificados, respetivamente, os barramentos I e J;
- STATUS – é uma variável binária que indica se a linha está em funcionamento (1) ou se se encontra desligada por algum motivo (0);
- PFLOW 1 e 2 – é o fluxo de potência ativa entre o barramento I e o barramento J e vice-versa, respetivamente;
- QFLOW 1 e 2 – é o fluxo de potência reativa entre o barramento I e o barramento J e vice-versa, respetivamente;
- I1 e I2 – são as correntes que atravessam a linha no sentido IJ e JI respetivamente;
- I_VOLTAGE e J_VOLTAGE – são as tensões no barramento I e no barramento J;
- RATE – Limite da linha em MVA

Para cada cenário um dos 251 ficheiros será o ficheiro base que representa a rede na situação em que todos os seus elementos estão em funcionamento e a conduzir, ou seja, todos os campos estão preenchidos com valores superiores 0.

Os ficheiros base de cada cenário seguem a seguinte nomenclatura *AAAAMMDD_hhhh_base.csv*. Por exemplo, o ficheiro 20160102_0400_base.csv é referente ao cenário ou configuração que a RNT apresentava no dia 02 de Janeiro de 2016 às 04h00.

Para os restantes 250 ficheiros, em cada um, uma das linhas encontra-se em contingência o que faz com que os valores das outras linhas se alterem. Essas alterações serão chave para identificar se a linha em contingência é de fato um CO.

Os restantes ficheiros do cenário seguem a seguinte nomenclatura *AAAAMMDD_hhhh_IBUS-JBUS-ICKT.csv*, sendo que IBUS e JBUS indicam a linha onde é realizada a contingência nesse ficheiro e ICKT indica o circuito da linha em questão.

Existe também um ficheiro que contém todos os elementos considerados MR para todos os cenários diferentes, e segue a seguinte estrutura:

	A	B	C	D	E
	_(BASE_MENOS) %	I_BUSNAME	J_BUSNAME	DATA_HORA	
1					
...					
453					

Tabela 4 – Estrutura da lista dos elementos MR (metade esquerda)

F	G	H	I	
_(BASE_MENOS) %	I_BUSNAME	J_BUSNAME	DATA_HORA	
				1
				...
				453

Tabela 5 – Estrutura da lista dos elementos MR (metade direita)

Para este ficheiro, as células têm o seguinte significado:

- _(BASE_MENOS) % – contém o valor percentual relativo à variação do fluxo de potência ativa na linha em questão quando se diminui em 100 MVA o fluxo de potência nas interligações entre Portugal e Espanha;
- _(BASE_MAIS) % – contém o valor percentual relativo à variação do fluxo de potência ativa na linha em questão quando se aumenta em 100 MVA o fluxo de potência nas interligações entre Portugal e Espanha;
- I_BUSNAME e J_BUSNAME – é mais uma vez o nome dos barramentos I e J que a linha em questão liga;
- DATA_HORA – é o campo que indica em que cenário pertence a variação foi medida, pois nesta lista poderão existir linhas repetidas, ou seja, que são consideradas MRs em mais do que um cenário.

Ou seja, existem três tipos standard para os ficheiros de *input*: o ficheiro base do cenário, o ficheiro de contingência de linha e o ficheiro dos MRs.

4.2 Estrutura dos ficheiros de *Output*

Existem 5 formatos para os ficheiros de *output*:

- O primeiro é um ficheiro *.txt* por cenário que lista as linhas que foram classificadas como *Critical Outage* quando em contingência, seguido dos MRs afetados por essa contingência como demonstra a seguinte imagem:

```

41 Critical Outages were found amongst 248 contingencies in 4.54307818413 seconds

=====

This contingency SPN 220BB1 220.00 -> SAMM220BB2 220.00 is a Critical Outage:

Due to this: SLGC400BB143400.00 -> CAEE400BB2 400.00 ; CSV line: 312 ; Relative
variation: 21.36% ; Absolute variation: 50.6 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SLV 400BB147400.00 -> SPI 400BB142400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SLV 400BB147400.00 -> SRM 400BB1 400.00 ; CSV line: 263 ; Relative
variation: 18.20% ; Absolute variation: 55.3 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

=====

```

Figura 9 – Excerto de ficheiro output

Estes ficheiros seguem a seguinte nomenclatura, *Critical_Outages_List_AAAAMMDD_hhhh.txt* sendo que na Figura 9 temos o exemplo para o cenário relativo a 2 de Janeiro de 2016, às 04h00.

- Os outros dois tipos de output são realizados em formato .csv e apresentam as análises por CO e as análises por MR.

Na análise por CO é criado um ficheiro para cada *critical outage* por exemplo o CO [PCPT220BB1 220.00 -> SMG 220BB1 220.00], com a seguinte formatação:

		Cenários															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
MRs	x																
	y																
	...																
	w																
	z																

Tabela 6 – Estrutura dos ficheiros de output relativos à análise por COs

Sendo que x, y, w e z representam, na realidade, os nomes dos MRs, como por exemplo [SZR 220BB 220.00 -> SZR 220BB2 220.00], e caso o CO, a que corresponde o nome do ficheiro, afete o MR, respetivo à linha do *Excel*, teremos algo assim:

		Cenários			
		...	11	...	13
...					
SZR 220BB1 220.00 -> SZR 220BB2 220.00			10.16		29.75
...					

Tabela 7 – Exemplo de preenchimento de ficheiro de output relativo à análise por COs

A contingência da linha a que se refere o ficheiro vai causar uma variação no fluxo de potência ativa do MR, mencionado na linha da tabela, de 10.16% no cenário 11 e de 29.75% no cenário 15, ambos os valores superiores a 5%.

Logo o fluxo de potência ativa no MR [SZR 220BB1 220.00 -> SZR 220BB2 220.00] é afetado, em mais de 5%, pelo desligamento ou saída de funcionamento da linha [PCPT220BB1 220.00 -> SMG 220BB1 220.00] fazendo desta última um CO.

A análise por MR é igual tanto em termos de estruturação como de lógica, sendo criado um ficheiro para cada *monitored resource*, como se demonstra a seguir.

		Cenários															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
COS	x																
	y																
	...																
	w																
	z																

Tabela 8 - Estrutura dos ficheiros de output relativos à análise por MRs

Para esta análise, por exemplo para a linha entre os barramentos SAL 400BB1A 400.00 e ECTL 400BBX88 400.00 que é considerado um MR pela REN, é criado um ficheiro com o seu nome que contém uma tabela que segue a estrutura da Tabela 8.

		Cenários			
		...	10	...	14
...					
SFR 400BB1 400.00 -> SPG 400BB1 400.00			20.92		29.04
...					

Tabela 9 - Exemplo de preenchimento de ficheiro de output relativo à análise por MRs

O desligamento ou saída de funcionamento da linha que une os barramentos SFR 400BB1 400.00 e SPG 400BB1 400.00 iria causar uma variação de 20.92%, no cenário 10, e de 29.04% no cenário 14, do fluxo de potência ativa entre os dois barramentos do MR, ambos os valores maiores que 5%.

Ou seja, a linha [SFR 400BB1 400.00 -> SPG 400BB1 400.00] é um *Critical Outage* pois afeta o fluxo na linha [SAL 400BB1A 400.00 -> ECTL400BBX88 400.00] em mais de 5%.

- Por fim, os últimos dois tipos de ficheiro *output* são duas listas em formato *.txt*, uma delas contém todos os *Monitored Resources* que a REN considerou e a outra lista contém todos os *Critical Outages* encontrados nos 16 cenários, sem repetições.

4.3 Desenvolvimento do Aplicativo de *Data Mining*

Nesta secção do capítulo 4 será explicada a arquitetura do programa desenvolvido, o raciocínio por detrás das abordagens e como este funciona. Se considerarmos o aplicativo na sua forma de caixa negra esta seria a sua forma:

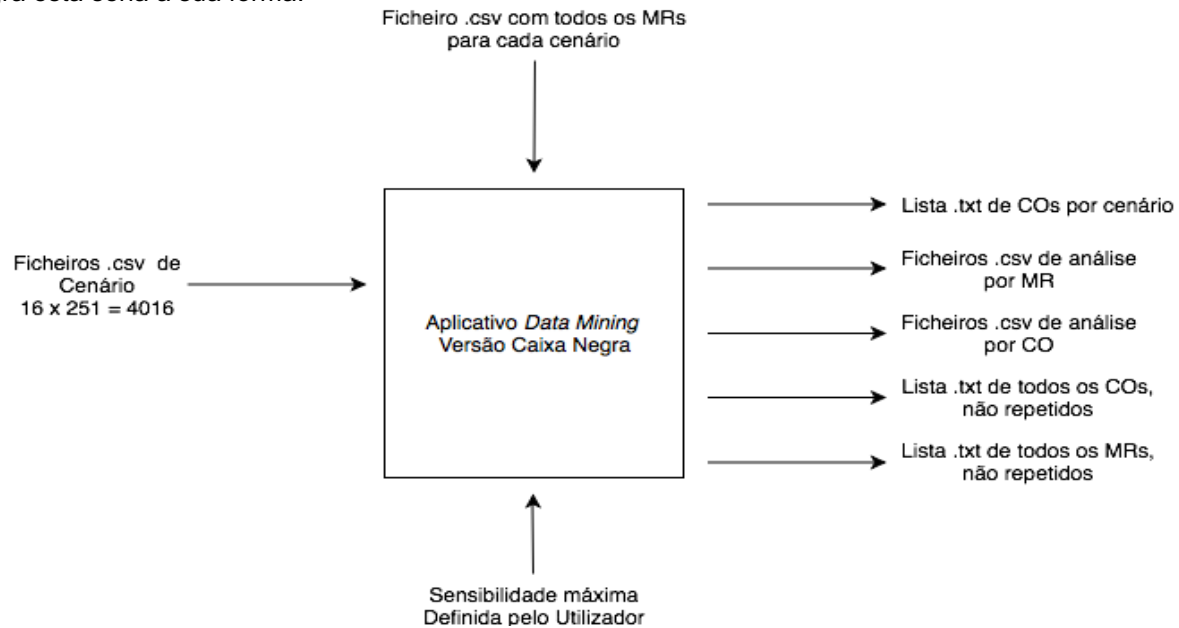


Figura 10 – Versão Caixa Negra do Aplicativo a Desenvolver

Através da Figura 10 é possível verificar que na sua essência a função do aplicativo é a reorganização e filtragem dos ficheiros de *input* de acordo com as preferências do utilizador.

Tendo em conta que o maciço dos ficheiros de *input* se encontrava organizada por cenário, o tratamento de dados mais lógico era também por cenário.

Seguindo a lógica anterior, o aplicativo seguiu desde muito cedo uma abordagem à base de ciclos, sendo que para cada ciclo do programa eram analisados todos os ficheiros do cenário em questão e guardados os respetivos resultados.

No entanto, os MRs encontravam-se todos no mesmo ficheiro por isso o primeiro passo em cada ciclo era aceder ao ficheiro dos *monitored resources* e ir buscar apenas os MRs que eram pertinentes para o cenário que estava a ser analisado.

Para esse efeito, o programa pega na designação do cenário, que vem no formato AAAAMMDD_hhh, e percorre o ficheiro .csv dos MRs à procura dos que pertencem a esse cenário. Caso pertençam, e ainda não estejam na lista, o programa adiciona-os e segue para o próximo MR do ficheiro.

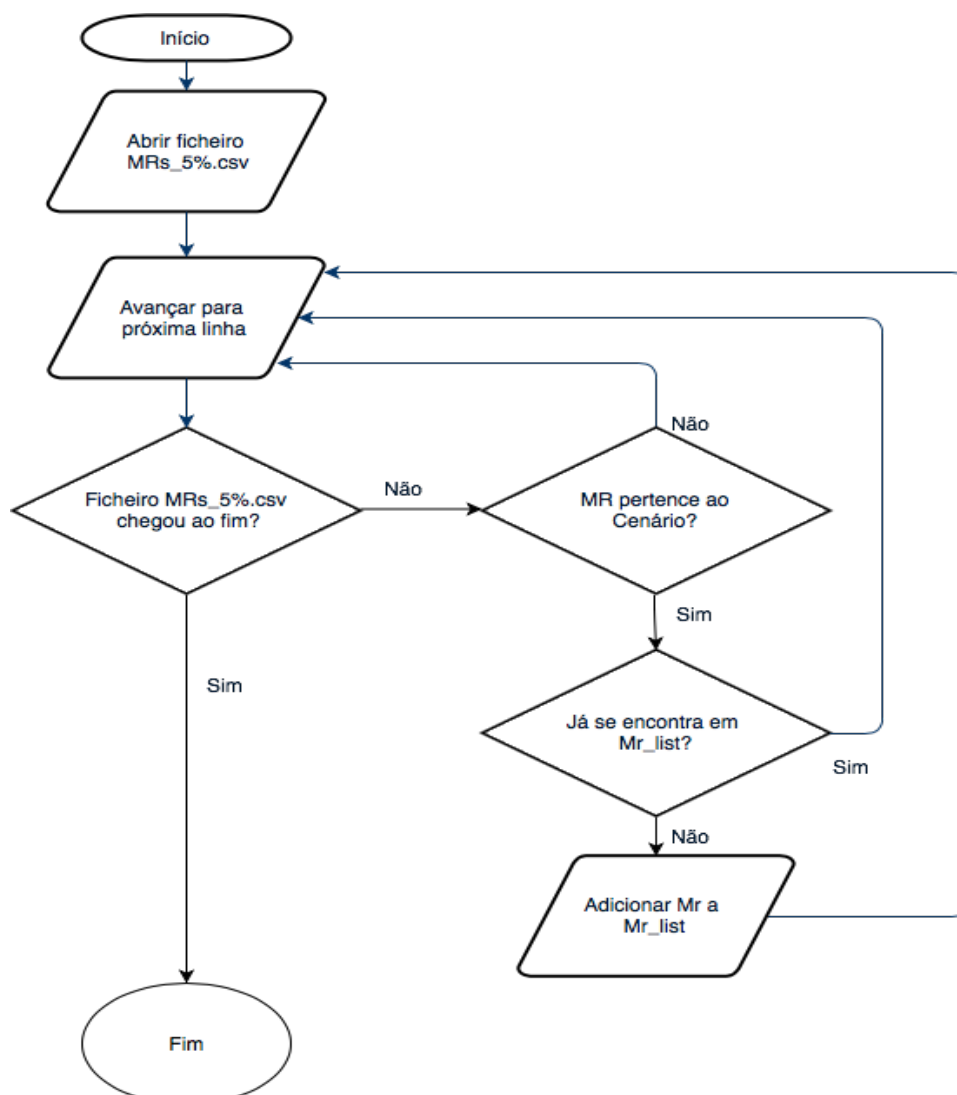


Figura 11 – Fluxograma, ciclo para a aquisição de MRs do cenário em análise

Mr_list é uma lista temporária que é apagada no fim de cada ciclo e que guarda os MRs do cenário em análise. No fim deste ciclo a lista contém apenas os nomes de cada MR, mas mais informação será adicionada no seguinte passo.

O próximo passo é então aceder ao ficheiro base do cenário que, como explicado anteriormente, contém todos os valores dos fluxos de potência ativa e correntes no momento em que todas as linhas se encontravam operacionais.

O programa acede, então, ao ficheiro, percorre-o por completo e sempre que encontra uma linha que esteja em *Mr_list* pega nos valores dos fluxos de potência ativa e nas correntes e adiciona-as ao MR em *Mr_list*.

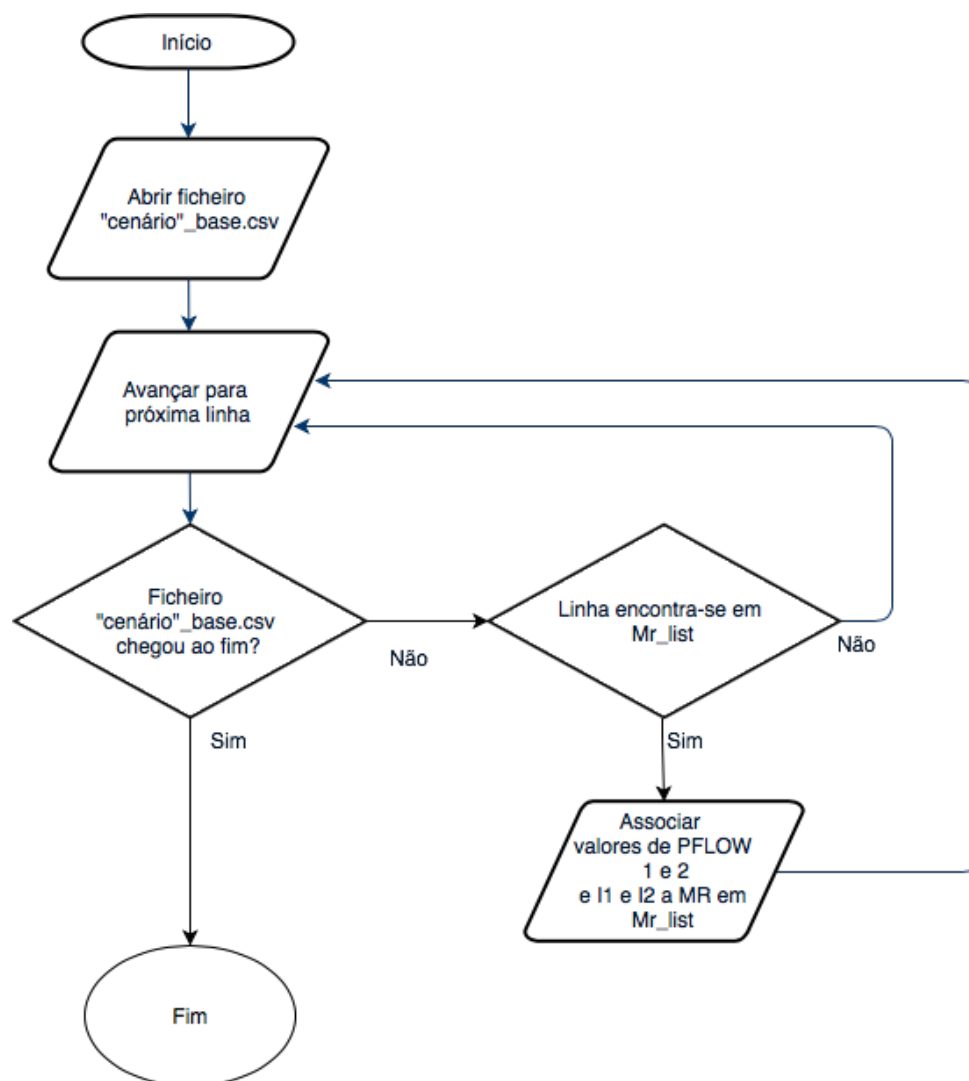


Figura 12 – Fluxograma, ciclo para associar valores base potências e correntes a MRs em *Mr_list*

No fim deste ciclo, a lista *Mr_list* contém então todos os MRs que vão ser relevantes neste cenário e os valores base dos fluxos das potências ativas e das correntes em cada um dos MRs, podendo agora analisar-se como é que eles variam quando se realizam as contingências nas linhas.

O passo que se segue é o de análise das contingências nesta etapa o programa tem que abrir os ficheiros de contingência um a um e verificar como esse desligamento afetou os MRs em *Mr_list*.

A lógica é a seguinte: o programa abre um ficheiro contingência, guarda a linha em memória e depois vai verificar se a mesma se encontra na lista *Mr_list*. Caso esta condição se verifique o programa compara os valores dos fluxos das potências ativas do MR no ficheiro da contingência com os valores guardados em *Mr_list* para o mesmo MR e caso estes sejam superiores a 5%, o programa compara a variação das correntes, que se forem maiores do que 50A faz com que ele sinalize essa contingência como um CO e guarde o MR em questão e os valores das variações numa lista chamada *criticaloutage_list*.

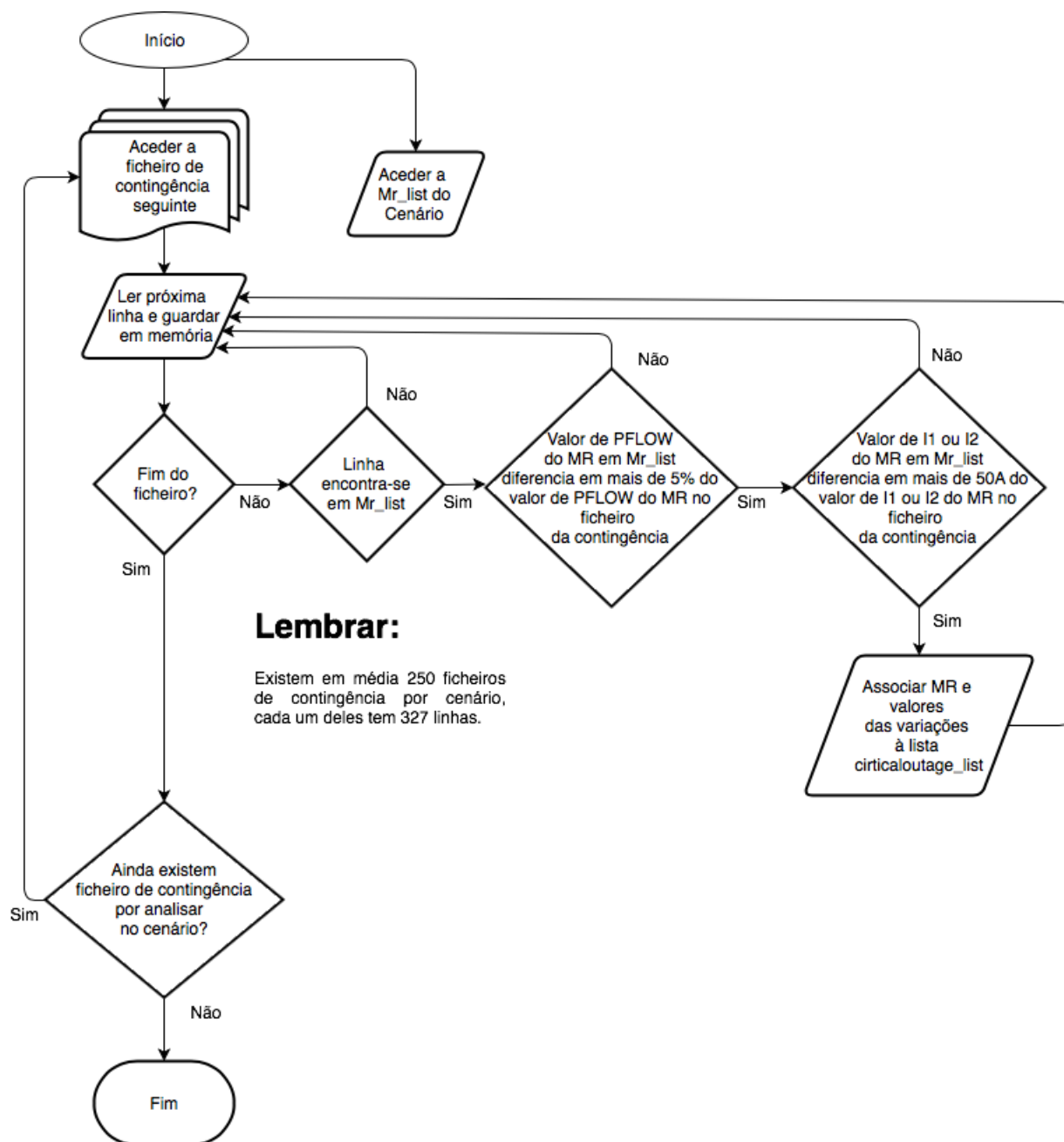


Figura 13 – Fluxograma, ciclo de identificação de COs em cada cenário

O fluxograma da Figura 13 representa o ciclo para apenas um cenário, logo é um ciclo que se repete 16 vezes.

No fim de cada ciclo de cenário é possível ao programa imprimir um ficheiro .txt como o da Figura 3 que irá então conter todos os COs encontrados nos cenários e os respetivos MRs afetados, fazendo um *print* da lista *Criticaloutage_list*.

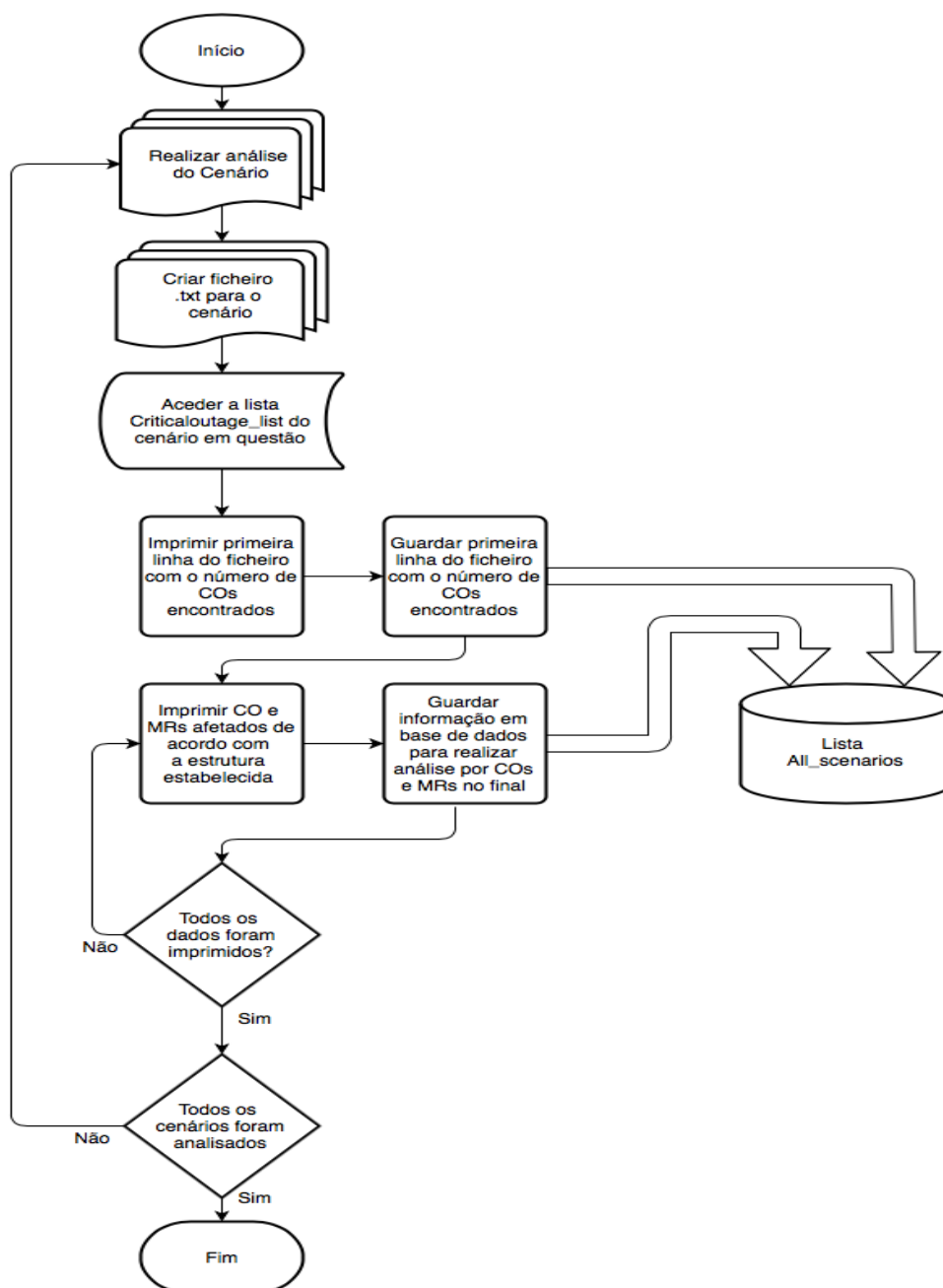


Figura 14 – Fluxograma, ciclo de impressão do ficheiro de output .txt

Para a análise final por COs e por MRs, durante o ciclo da Figura 14, é criada uma lista chamada *All_scenarios* que vai conter todos os COs encontrados em todos os cenários e os respetivos MRs que estes afetam. Esta lista vai ser essencial para as duas análises finais juntamente com a lista *all_monitored_resources* e com a lista *all_contingencies*. A lista *all_monitored_resources* contém todos os MRs que aparecem em pelo menos um cenário sem elementos repetidos e a lista *all_contingencies* contém todas as contingências que se verificou serem CO em pelo menos um cenário, sem elementos repetidos.

A lista *all_monitored_resources* é criada logo no início do programa quando este acede pela primeira vez ao ficheiro *Mrs_5%.csv*.

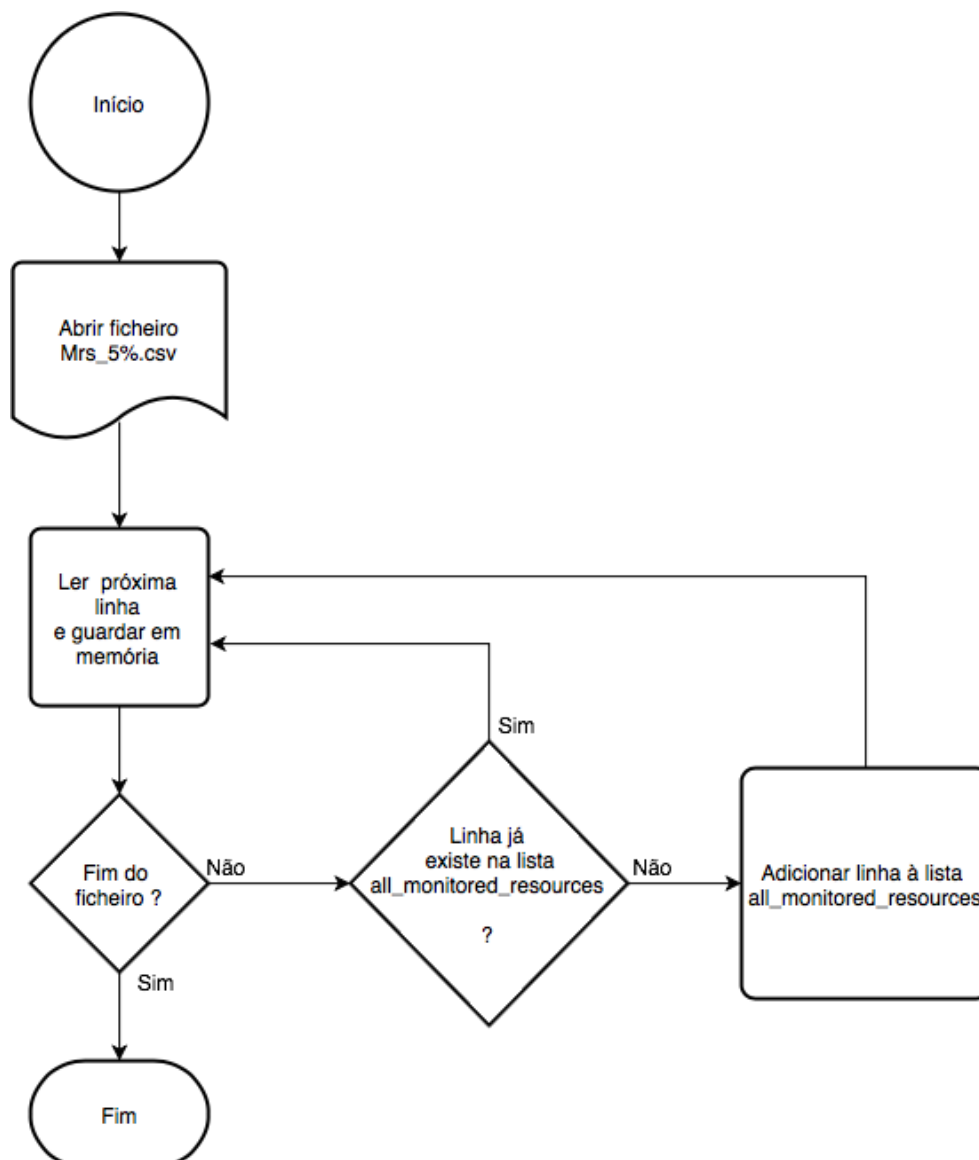


Figura 15 – Fluxograma, ciclo de preenchimento da lista *all_monitored_resources*

A criação da lista *all_contingencies* é mais complexa uma vez que é feita a partir da lista *all_scenarios*, sendo que esta última contém, não só todos os COs de todos os cenários, ou seja, há elementos repetidos, como também contém todos os MRs que são afetados pelos COs, logo ao percorrer a lista *all_scenarios* é preciso não só verificar se os COs já foram anexados à lista *all_contingencies* como é também necessário verificar se o elemento é de facto um CO ou se trata de um MR.

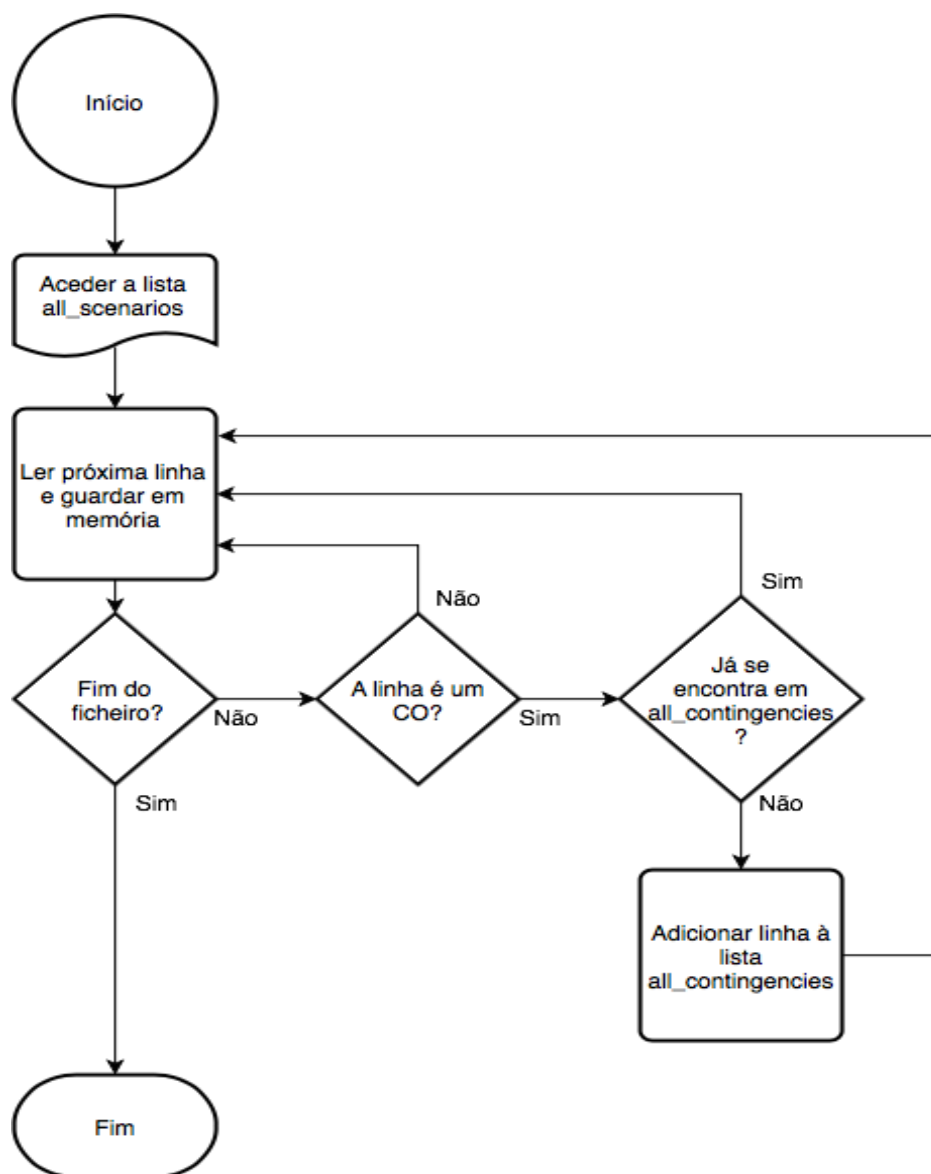


Figura 16 – Fluxograma, ciclo de preenchimento da lista all_contingencies

A complexidade acrescida deste ciclo não advém da verificação extra, mas do facto de um CO e um MR na lista *all_scenarios* terem a mesma formatação. Para ultrapassar este problema, a quando da criação da lista *all_scenarios*, sempre que é adicionado um CO à lista é-lhe anexado um identificador para ser distinguível dos MRs que o antecedem ou precedem. Esse identificador muda o nome do CO que poderia, por exemplo, ser [PCPT220BB1 220.00 -> SMG 220BB1 220.00] para ser então [@ PCPT220BB1 220.00 -> SMG 220BB1 220.00]. Esta mudança permite ao programa, ao analisar a lista *all_scenarios*, fazer a distinção entre COs e MRs.

Tendo então, uma lista que contém todos os MRs, uma lista que contém todos os COs e uma lista que contém a análise de todos os cenários, é possível imprimir os resultados das análises por MR e por CO. O raciocínio por detrás destas reorganizações de resultados é idêntico a nível de programação para os dois casos.

Em baixo, na Figura 17, podemos ver a estrutura das três listas que serão utilizadas nas análises seguinte, esta visualização gráfica irá ajudar na compreensão dos fluxogramas que se seguem.

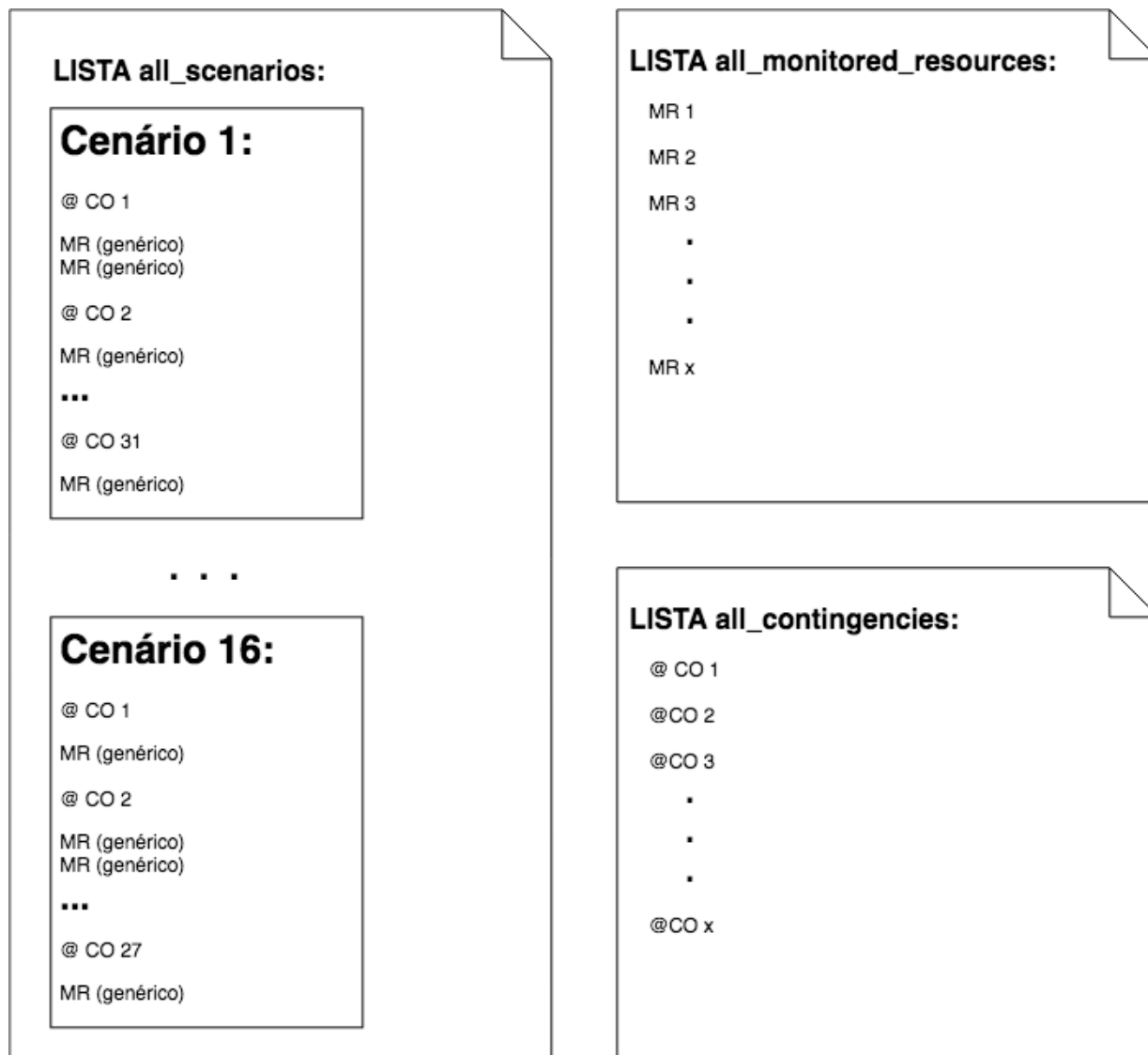


Figura 17 – Listas, all_scenarios, all_monitored_resources e all_contingencies

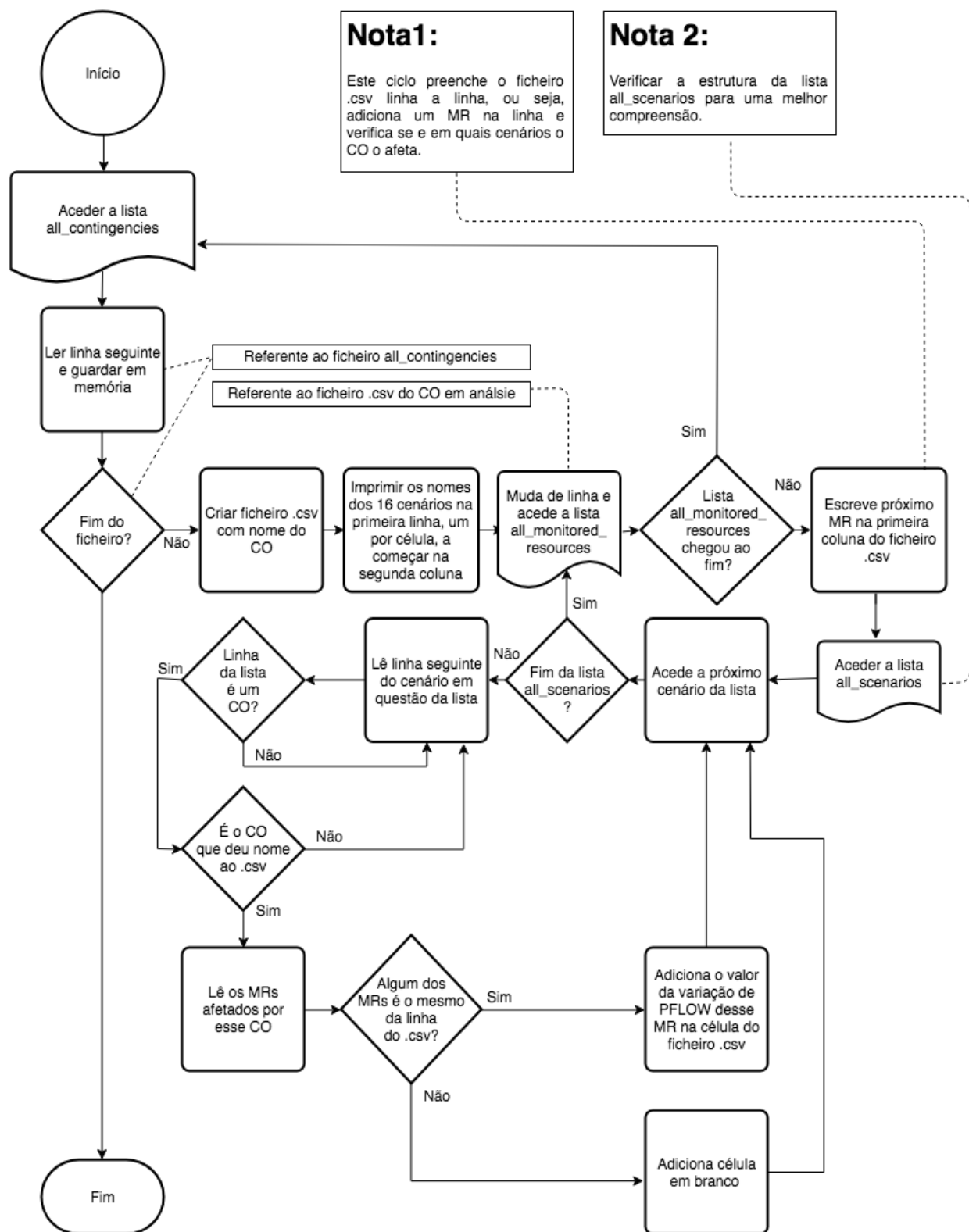


Figura 18 – Fluxograma, ciclo de análise por CO

Na análise por COs, para melhor compreender a abordagem anteriormente demonstrada na Figura 18, há que ter um conceito chave em mente: para qualquer cenário da lista *all_scenarios* os COs são únicos, ou seja, não se repetem ao longo do mesmo cenário, ao contrário dos MRs que podem aparecer mais do que uma vez no mesmo cenário caso sejam afetados por dois ou mais COs distintos.

Explicando este ciclo passo a passo:

1. Programa acede a lista *all_contingencies*, pega no nome de um dos *critical outages* e cria um ficheiro .csv com o mesmo nome.
 - 1.1. Programa acede a lista *all_monitored_resources*, e um a um vai pegando nos nomes dos MRs e colocando-os no ficheiro .csv que criou, um por linha na primeira coluna.
 - 1.2. Depois de atribuir o MR a uma linha o ficheiro o programa acede à lista *all_scenarios* e procura cenário a cenário pelo CO que deu nome ao ficheiro criado.
 - 1.2.1. Se encontrar o CO verifica se algum dos MRs afetados é o MR da linha que está a escrever.
 - 1.2.1.1. Se algum dos MRs for o da linha que está a escrever, o programa preenche a célula em questão com o valor da variação de PFLOW que está associado ao MR e passa para o próximo cenário.
 - 1.2.1.2. Se nenhum dos MRs for o da linha que está a escrever, o programa preenche a célula em questão com um valor *null* e passa ao próximo cenário.
 - 1.2.2. Se não encontra o CO o programa preenche a célula para o cenário em questão com um valor *null* e passa ao próximo cenário.
 - 1.3. Quando percorre os cenários todos para o MR da linha que está a escrever o programa passa para a linha seguinte e recomeça o processo.
 - 1.3.1. No ponto 1.1. se ainda existirem MRs por verificar na lista *all_monitored_resources*.
 - 1.3.2. No ponto 1. se já não existirem MRs por verificar na lista *all_monitored_resources* o que significa que o CO anterior já foi analisado por completo e o programa passa então ao próximo e repete o processo até já não existirem mais COs na lista *all_contingencies*.

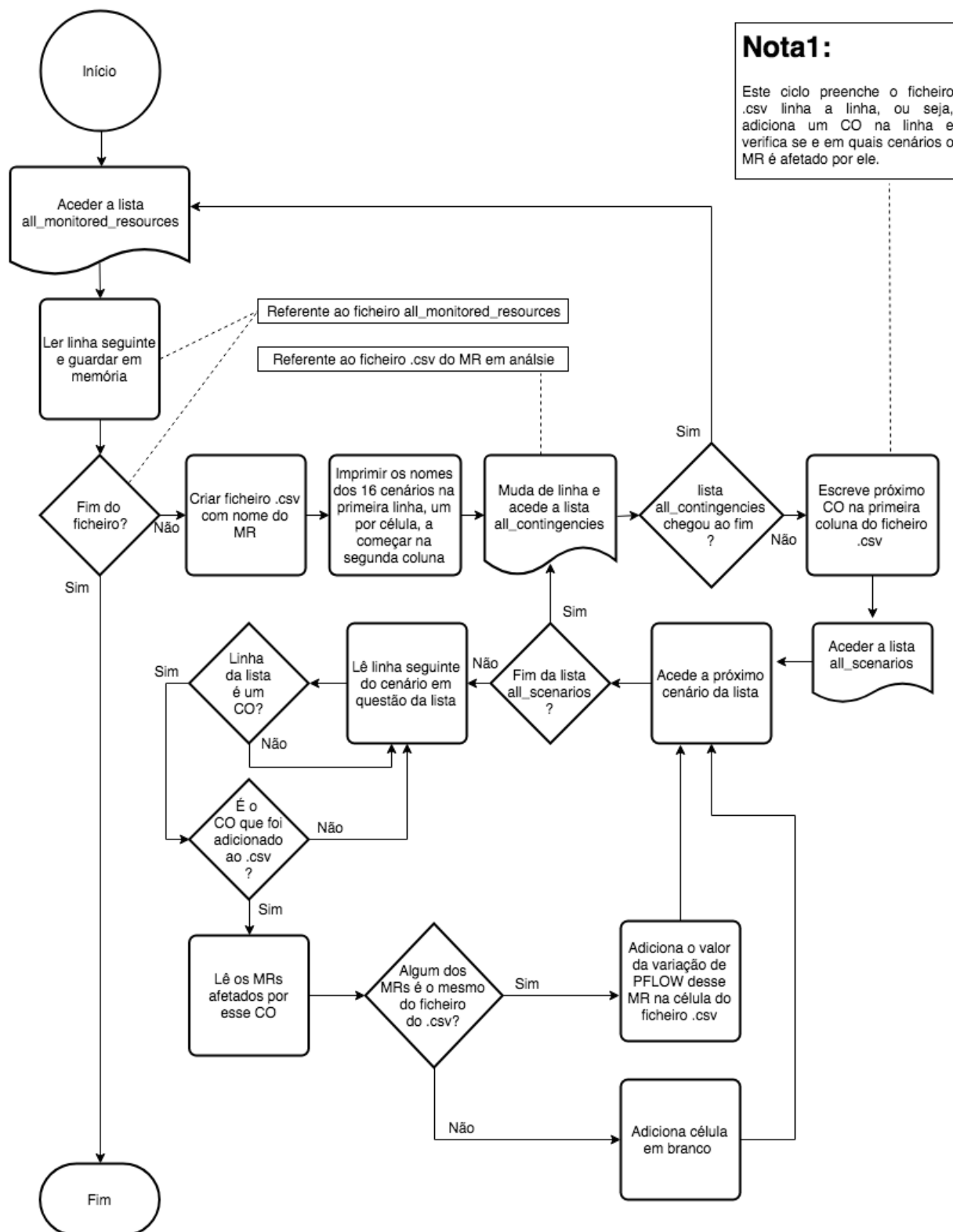


Figura 19 – Fluxograma, ciclo de análise por MR

A análise por MRs é, em muitos aspetos, idêntica à análise por COs. No entanto, tem alguns conceitos que variam. Enquanto que um CO não se repete num cenário o mesmo não se verifica para um MR como explicado anteriormente, mas o facto de um CO ser único num cenário continua a ser importante para esta análise como se poderá demonstrar na explicação passo a passo.

- 2 Programa acede a lista *all_monitored_resources*, pega no nome de um dos MR e cria um ficheiro .csv com o mesmo nome.
 - 2.1 Programa acede a lista *all_contingencies*, e um a um vai pegando nos nomes dos COs e colocando-os no ficheiro .csv que criou, um por linha na primeira coluna.
 - 2.2 Depois de atribuir o CO a uma linha do ficheiro o programa acede à lista *all_scenarios* e procura cenário a cenário pelo CO que deu nome à linha do ficheiro .csv.
 - 2.2.1 Se encontrar o CO verifica se algum dos MRs afetados é o MR que deu nome ao ficheiro criado.
 - 2.2.1.1 Se algum dos MRs for o do ficheiro criado, o programa preenche a célula em questão com o valor da variação de PFLOW que está associado ao MR e passa para o próximo cenário. É possível passar ao próximo cenário pois apesar do MR poder se voltar a repetir no cenário o CO para a linha em questão não se vai repetir.
 - 2.2.1.2 Se nenhum dos MRs for o do ficheiro, o programa preenche a célula em questão com um valor *null* e passa ao próximo cenário.
 - 2.2.2 Se não encontra o CO o programa preenche a célula para o cenário em questão com um valor *null* e passa ao próximo cenário.
 - 2.3 Quando percorre os cenários todos para o CO da linha que está a escrever o programa passa para a linha seguinte e recomeça o processo.
 - 2.3.1 No ponto 1.1. se ainda existirem COs por verificar na lista *all_contingencies*.
 - 2.3.2 No ponto 1. se já não existirem COs por verificar na lista *all_contingencies*, significa que o MR anterior já foi analisado por completo e o programa passa então ao próximo e repete o processo até já não existirem mais MRs na lista *all_monitored_resources*.

Se considerarmos que existem X número de COs e Y número de MRS teremos:

- X número de *outputs* na análise por COs cada um deles com uma matriz de Y linhas por 16 colunas;
- Y número de *outputs* na análise por MRs cada um deles com uma matriz de X linhas por 16 colunas;
- Efetivamente, à data deste trabalho, verificaram-se 56 MRs e 119 COs distintos.

Capítulo 5

Análise de Resultados

Como o nome indica, este será o capítulo dedicado à análise dos resultados obtidos. O objetivo é fazer uma exposição geográfica dos COs identificados quando se utilizam valores diferentes de sensibilidade para a sua identificação, por forma a demonstrar a sua penetração na RNT quando se utilizam valores de sensibilidade cada vez mais baixos.

5.1 Variação da Sensibilidade

Para identificar os COs, como explicado anteriormente, é necessário estabelecer um valor percentual que funcione como limite, ou seja, se uma linha em contingência não causar uma variação superior a esse valor em nenhum MR, então não será considerado um CO.

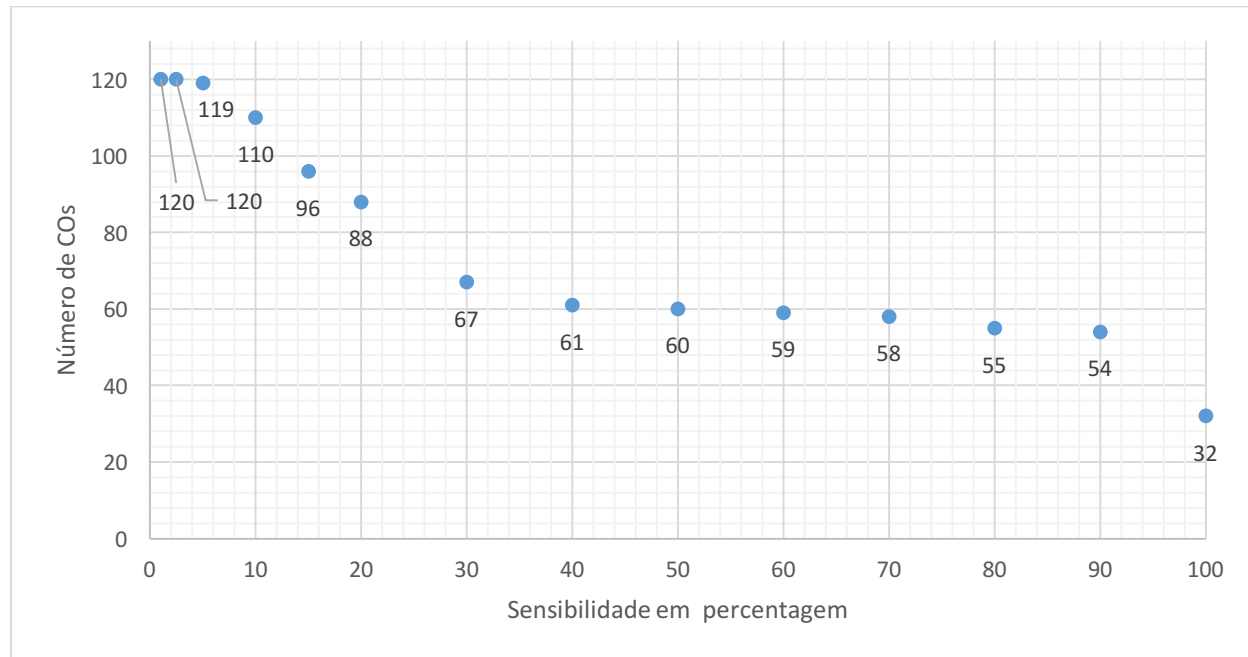


Figura 20 – Variação do número de COs em relação à sensibilidade percentual, intervalo [1;100]%

Antes de prosseguir, é de salientar que este valor de sensibilidade não é o mesmo utilizado para definir que linhas da RNT serão identificadas como MRs; esse processo é distinto e precede essa análise.

Os números de COs identificados para os diferentes valores de sensibilidade admitida são os seguintes:

Sensibilidade	Número de COs	Sensibilidade	Número de COs
1%	120	40%	61
2.5%	120	50%	60
5%	119	60%	59
10%	110	70%	58
15%	96	80%	55
20%	88	90%	54
30%	67	100%	32

Tabela 10- Tabela da variação do número de COs em relação à sensibilidade percentual definida

Como demonstram a Figura 20 e a Tabela 10, entre o intervalo de 1% e 5% existe uma variação de apenas 1 linha identificada como CO, sendo que entre 10% e 30% existe um decréscimo mais acentuado no número de COs quando se aumenta a sensibilidade, estabilizando entre 30% e 90% e voltando a ter um decréscimo acentuado de 90% para 100%.

Estes números não contabilizam MRs em contingência nos casos em que só se afetam a si em 100%, pois contabilizar essa informação seria redundante: um MR em contingência só é contabilizado nestes números caso afete outros MRs em valores iguais ou superiores à sensibilidade definida.

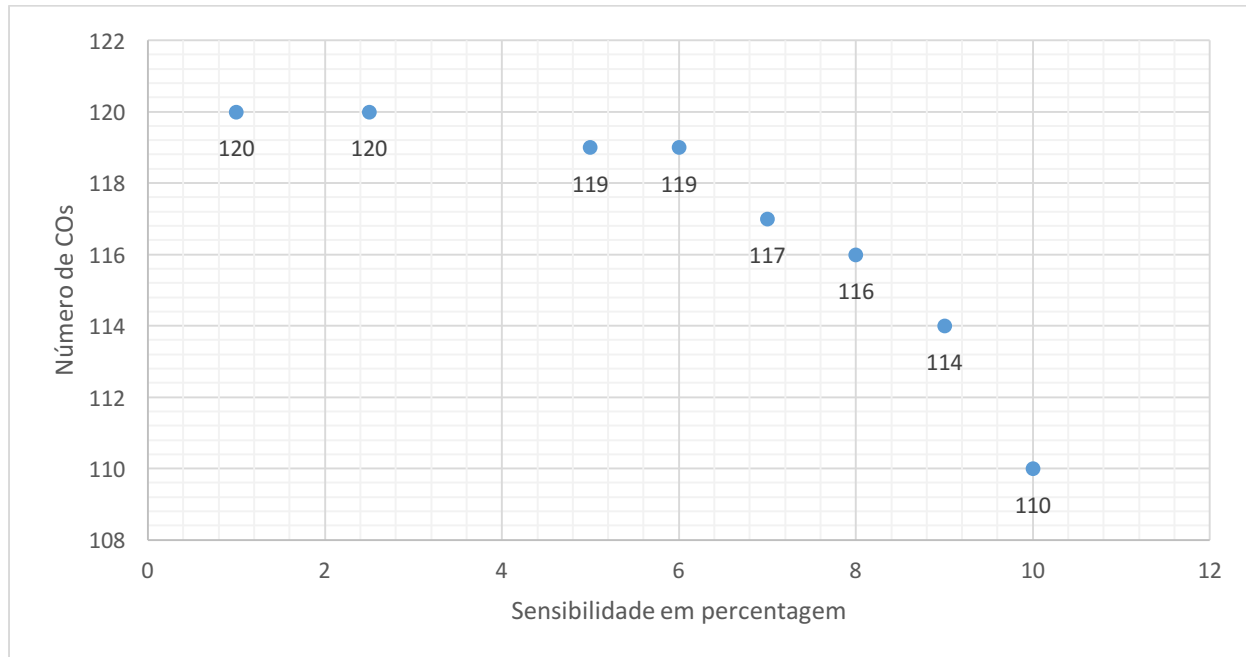


Figura 21 - Variação de COs em relação à sensibilidade percentual, intervalo [1;10]%

A necessidade de ter uma lista de contingências relativamente curta está relacionada com dois aspetos:

1. A necessidade de maximizar os valores de capacidade, para aumentar as margens que são disponibilizadas ao mercado. Se todas as linhas forem consideradas COs, a probabilidade de o cálculo parar por problemas de segurança é maior.
2. Minimização do tempo de computação da Coreso, já que o cálculo da capacidade é coordenado com três TSOs (REN, REE e RTE).

A definição do valor da sensibilidade em 5% como referência vem de conhecimentos prévios do estudo da RNT, sendo que o objetivo da otimização em questão seria alcançar o menor valor para a sensibilidade que, por um lado, não incluísse linhas que não são necessárias considerar, ou seja ruído indesejado nos resultados, mas que não deixasse de fora linhas cruciais para a análise.

Nos subcapítulos seguintes, iremos então verificar se esse valor, 5%, é de facto o valor mais reduzido que cumpre com os requisitos ou se será necessário por um lado baixar o valor para incluir linhas que não se encontrem presentes na lista de COs e sejam cruciais para a análise ou, por outro lado, se é possível subir o valor para remover linhas da lista que não são necessárias considerar, otimizando, desse modo, a análise.

Linhas / Transmission lines				
Aéreas / Overhead transmission lines	Circuitos / Circuits		Em exploração / In operation	Em construção ou programados / Under construction or planned
	Previstos / Planned	Instalados / Installed		
	1	1	_____	— — — — —
	2	1	— — — — —	— — — — —
	2	2		□ □ □ □ □

Figura 22 – Simbologia REN [17]

5.2 Comparação entre 1% e 6%

Tendo em conta que para valores cada vez maiores de sensibilidade menos linhas são consideradas COs, será lógico começar as comparações pelos valores mais baixos. Neste caso, entre 1% e 6% que é o equivalente a uma comparação dos resultados entre 2,5% e 5%, pois os COs presentes no momento em que se define a sensibilidade em 1% são os mesmo que para 2,5% e o mesmo se verifica entre 5% e 6% de sensibilidade.

Após uma comparação detalhada dos resultados, foi possível observar que a linha em falta quando se altera a sensibilidade de 2,5% para 5% é a linha [SMCC220BB1 220.00 -> SLGC220BB2 220.00] com o normativo [LLGC.MCC], que se trata da linha Lagoaça-Macedo de Cavaleiros.

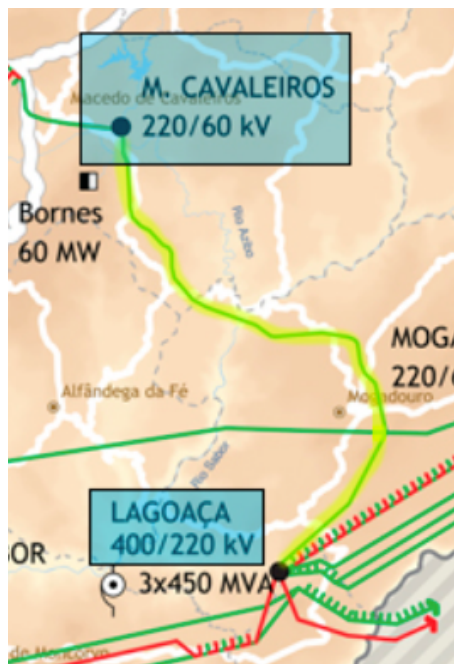


Figura 23 – Linha LLGC.MCC, assinalada a amarelo [17]

Como é possível, observar trata-se de um troço de linha muito próximo de Espanha a nível geográfico, mas mais significante, muito próximo da Interligação Pt-Es de Lagoaça - Aldeadávila a nível de ligações sendo que têm o nó em comum na Subestação de Transformação de Lagoaça.

Esta linha é importante para a análise de segurança da RNT, no entanto, é uma de duas linhas idênticas que são a [SMCC220BB1 220.00 -> SLGC220BB2 220.00], que deixa de ser considerada, e a [SMCC220BB2 220.00 -> SLGC220BB2 220.00] que continua a ser considerada para valores superiores a 5%.

São a mesma linha, mas encontram-se ligadas a barras diferentes na subestação de Macedo de Cavaleiros, como se pode concluir pelas designações BB1 e BB2², por isso, desde que se mantenha pelo menos uma na análise, é possível considerar valores maiores para a sensibilidade sendo que considerar as duas linhas seria apenas uma redundância.

MR afetado	CO	Variação do Trânsito de Potência no MR	Variação de Corrente no MR
LLGC.AAV1	LLGC.MCC BB2	31.15%	73.8 A
	LLGC.MCC BB1	4.86%	67.8A

Tabela 11 – Variações provocadas pelas linhas LLGC.MCC BB1 e BB2 na linha LLGC.AAV1

A variação de 31.15% dá-se no cenário 20160102_0400_v0 e a variação de 4.86% é observada no cenário 20160124_2000_v1. A linha [LLGC.MCC BB1] apenas é identificada como CO nesta situação e influencia exclusivamente este MR, neste cenário. Por outro lado, a linha [LLGC.MCC BB2] surge em 5 situações distintas para dois cenários diferentes.

²Nas subestações da REN como topologia de duplo barramento, uma linha pode estar ligada numa hora na barra 1e , noutra hora, na barra 2. Esta comutação de barras é comum e decorre da própria operação da RNT em tempo real

5.3 Comparação entre 6% e 7%

Comparando os *outputs* de uma análise para 5% ou 6%, que são idênticas, com uma análise para 7%, verifica-se que, ao aumentar a sensibilidade, duas linhas deixam de ser consideradas COs. São essas linhas a [SFA 150BB1 150.00 -> SES 150BB1 150] e a [SSN 150BB1 -> SES 150BB1 150] respetivamente com os normativos [LES.FA] e [LSN.ES].

A linha [LSN.ES] é a linha que liga Sines a Ermidas do Sado e a linha [LES.FA] é a linha que liga Ermidas do Sado a Ferreira do Alentejo.



Figura 24 – Linhas LSN.ES & LES.FA – Critical Outages (sinalizadas a amarelo) [17]

Como é possível constatar na Figura 24, ambas as linhas operam a uma tensão nominal de 150 kV e estão situadas longe da fronteira e das interligações PT-ES. Estas linhas, como é possível observar, situam-se na proximidade da Subestação de Transformação de Sines que, por sua vez, faz ligação com a Central Termoeletrica de Sines.

Estes dois COs para a análise com sensibilidade a 5% estão presentes apenas no cenário 20161125_0400_v0 que, através da Tabela 1, é possível verificar que se trata de uma situação em Regime de Vazio com forte produtividade eólica.

Tanto a linha [LSN.ES] como a linha [LES.FA] são consideradas COs nas análises com sensibilidades definidas em 5% e 6% pois afetam a linha [SFA 400BBX242 400.00 -> SSN 400BB2 400.00] que é considerada um MR e tem o normativo [LFA.SN].



Figura 25 – Linha LFA.SN – Monitored Resource (sinalizada a amarelo) [17]

Como podemos verificar, comparando a Figura 24 com a Figura 25, os COs [LSN.ES] e [LES.FA] têm a mesma origem e destino que o MR [LFA.SN], por isso, quando uma das linhas consideradas *Critical Outage* se encontra em contingência, provocam respetivamente as seguintes variações na linha *Monitored Resource*:

MR afetado	CO	Variação do Trânsito de Potência no MR	Variação de Corrente no MR
LFA.SN	LSN.ES	6.66%	54.2 A
	LES.FA	6.65%	54.1A

Tabela 12 – Variações provocadas pelas linhas LSN.ES & LSN.FA na linha LFA.SN

Ambas as variações são mais gravosas para o MR no caso *BASE_MENOS* que é, como se explicou anteriormente, quando existe um decréscimo de 100 MVA na potência das interligações PT-ES.

Analisando a Figura 25, é possível constatar que estas duas linhas se encontram geograficamente distantes das interligações e não consideradas linhas críticas para o funcionamento das mesmas, ou seja, seria possível aumentar a sensibilidade de 6% para 7% sem se perder informação crucial para a análise de segurança da rede.

O próximo passo será verificar quais as linhas que deixam de ser consideradas COs quando se aumenta a sensibilidade de 7% para 8% e assim sucessivamente até se perder pelo menos uma linha que seja considerada crucial para a análise.

5.4 Comparação entre 7% e 10%

Pode-se, então, continuar a aumentar a sensibilidade sem se perder a legitimidade ou validade dos resultados, sendo que o próximo valor a verificar seria 8%, mas tendo em conta que aumentando a sensibilidade em 1% apenas causa a perda de uma linha e que uma linha que desapareça a partir de um dado limite não voltará a aparecer, é mais eficaz fazer a comparação para um incremento maior, por exemplo de 7% para 10%, em que se regista a perda de 7 linhas, que são as seguintes:

1. SRA 150BB1A 150.00 -> LINE150BBT10150.00
 - Normativo: LCD.RA1/FRD
 - Tensão de operação: 150 kV



Figura 26 – Linha LCD.RA1/FRD, assinalada em amarelo [17]

O elemento [SRA 150BB1A 150.00 -> LINE150BBT10150.00], Figura 26, é o troço para Riba d'Ave de um T na bacia do Cávado que opera a 150kV e que une os pontos Riba D'Ave – Caniçada – Frades. É uma linha que sofre intervenções de manutenção regularmente, numa zona distante dos pontos transfronteiriços e que tem presença de linhas a operar a 400 Kv, por isso não existe a necessidade de considerar esta linha um CO.

A zona da bacia do Cávado trata-se de uma bolsa de geração “pendurada” nos 400 kV sendo que as linhas a operar na zona a 150 kV criam dificuldades no escoamento de potência o que propicia a ocorrência de sobrecargas. Apesar disso, é possível gerir esses fluxos sem pôr em causa a segurança da RNT recorrendo aos ATRs defasadores de Pedralva. No entanto, o impacto desta contingência era expectável, adicionando a isto o facto que é uma zona com forte produção eólica.

2. SCG 220BB1B 220.00 -> SFN 220BB1 220.00

- Normativo: LCG.FN2
- Une Subestações de Transformação do Carregado e Fanhões
- Tensão de operação: 220 kV



Figura 27 – Linha LCG.FN2, assinalada em amarelo [17]

3. SRM 220BB1A 220.00 -> SCVR220BB2 220.00

- Normativo: LRM.CVR
- Une Subestações de Transformação de Rio Maior e Carvoeira
- Tensão de operação: 220 kV

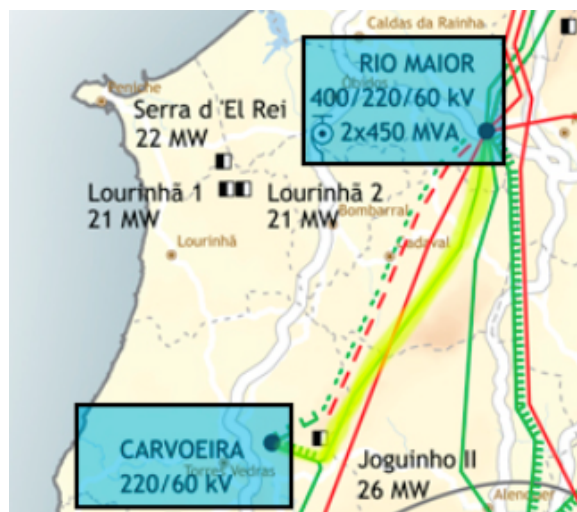


Figura 28 – Linha LRM.CVR, assinalada em amarelo [17]

4. SRM 220BB2A 220.00 -> SRM 400BB1 400.00
 - ATR
 - Transformação 220 kV / 400 kV

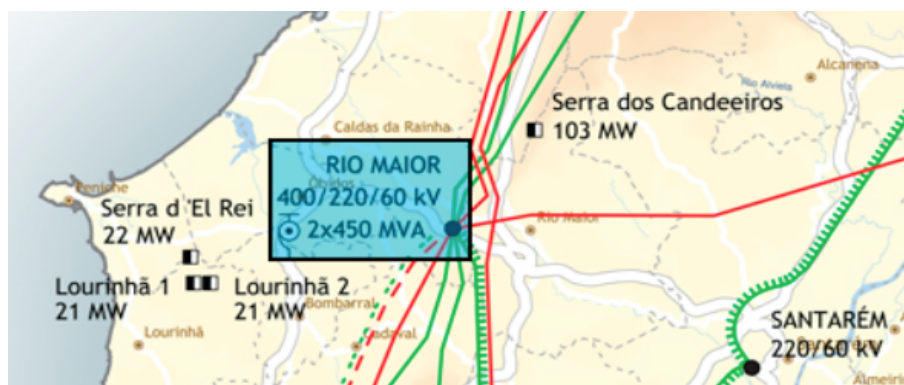


Figura 29 – Posto de Transformação de Rio Maior [17]

As linhas LCG.FN2 da Figura 27, LRM.CVR da Figura 28 são elementos da RNT distantes dos pontos de interligação com Espanha, logo não são relevantes para esta análise.

5. SOQ 150BB2 150.00 -> STVR150BB2 150.00
 - Normativo: LOQ.TVR
 - Une Subestações de Transformação de Ourique e Tavira
 - Tensão de operação 150 kV



Figura 30 – Linha LOQ.TVR, assinalada em amarelo [17]

A linha LOQ.TVR não é a linha da Figura 30. Existe, na realidade, uma linha que une diretamente Ourique a Tavira. No entanto, o mapa não é fiel à realidade e para propósito de representação foi assim assinalada. A linha em questão trata-se de uma linha que, apesar de estar ligada a um ponto de interligação Pt-Es, é uma linha de 150kV numa zona com suporte de 400 kV, logo não é uma linha crucial para a análise em questão.

6. PCPT220BB2 220.00 -> SMG 220BB1 220.00
 - Normativo: LPT.MG
 - Une Posto de corte de Picote a Subestação de Transformação de Mogadouro
 - Tensão de operação: 220 kV



Figura 31 – Linha LPT.MG, assinalada em amarelo [17]

A linha que une os pontos da RNT, Picote – Mogadouro, Figura 31, apesar de se encontrar perto da fronteira, é uma linha que opera a 220 kV e que não se encontra diretamente ligada a nenhuma Subestação que faça interligação com Espanha e, para além disso, é uma zona que já se encontra servida por linhas a operar a 400 kV.

7. SFE 220BB1 220.00 -> SCF 220BB2 220.00

- Normativo: LCF.FE1
- Une Subestações de Transformação de Ferro e Chafariz
- Tensão de Operação: 220 kV
- Linha Dupla



Figura 32 – Linha LCF.FE1, assinalada em amarelo [17]

O troço Chafariz – Ferro, da Figura 32, é uma linha de 220 kV que opera numa zona com forte presença de produção eólica logo é natural, por analogia da zona da Bacia do Cávado, que esta contingência influencie os trânsitos na zona.

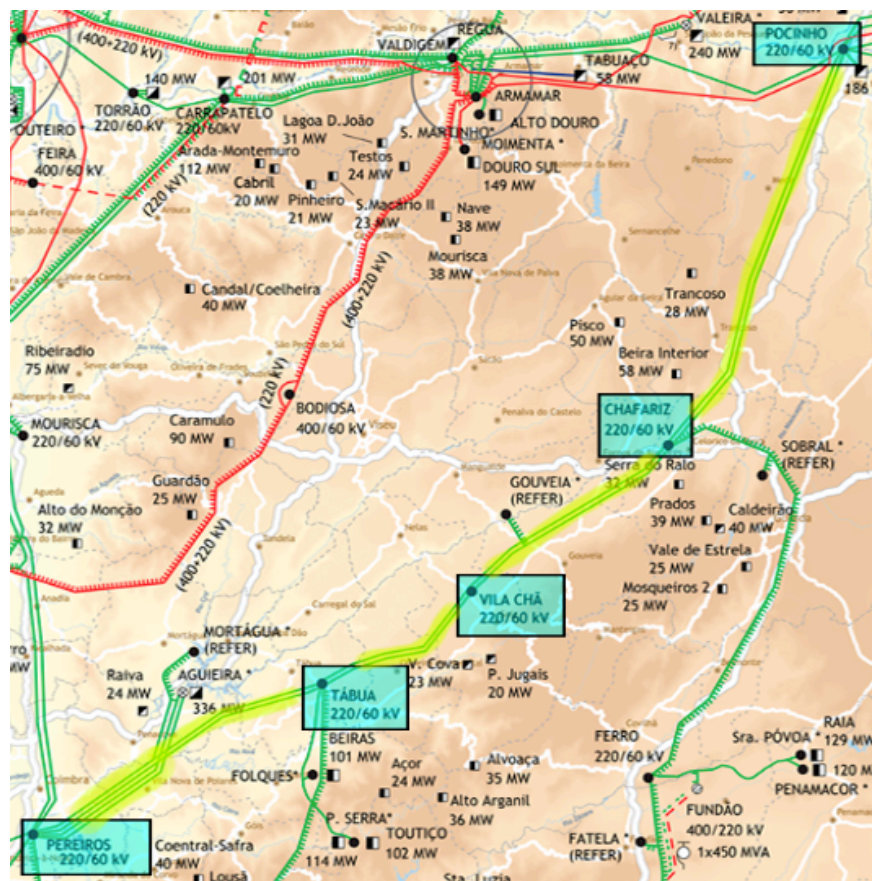


Figura 33 – Corredor Pereiros – Pocinho, Tensão Operacional de 220 kV [17]

Por outro lado, não encontra-se ligado a nenhum ponto crucial para as linhas transfronteiriças de maior relevância que são as que operam a 400 kV e está nas proximidades dum corredor de 220 kV, Figura 33, relativamente forte, Pocinho – Chafariz – Vila Chã – Tábua – Pereiros, pelo que não se trata de uma linha cuja presença na lista de COs seja crucial para a sua validade.

Verifica-se então que, ao aumentar a sensibilidade de 7% para 10%, nenhum dos 7 elementos que saem da lista de COs é necessário considerar, logo é possível continuar a aumentar a sensibilidade.

5.5 Comparação entre 10% e 20%

Ao aumentar a sensibilidade de 10% para 20%, verifica-se a perda de 22 elementos como é possível confirmar na Tabela 10.

Após analisar as listas de COs de ambos os casos, verificamos que os elementos que deixam de estar presente são os seguintes:

1) SCC 150BB1 150.00	->	SCC 220BB1 220.00
2) SFAF 150BB2 150.00	->	PCCD 150BB2 150.00
3) SFE 220BB1 220.00	->	SCC 220BB1 220.00
4) SFE 220BB1 220.00	->	SCF 220BB1 220.00
5) SFR 150BB1 150.00	->	SFR 400BB1 400.00
6) SFR 150BB2 150.00	->	SFR 400BB1 400.00
7) SPDV 150BX111 150.00	->	SPDV 400BX243 400.00
8) SPI 220BB1 220.00	->	SPI 400BB142 400.00
9) SPM 400BB1A 400.00	->	SFN 400BBBP 400.00
10) SPN 220BB1 220.00	->	SAMM 220BB1 220.00
11) SPR 220BB1 220.00	->	SRM 220BB1A 220.00
12) SPR 220BB2 220.00	->	LINE 220BBT6 220.00
13) SPR 220BB1 220.00	->	SRM 220BBPA 220.00
14) SRM 220BB2A 220.00	->	LINE220 BBT6 220.00
15) SRM 220BB1A 220.00	->	LINE220 BBT6 220.00
16) SRM 220BB1A 220.00	->	SRM 400BB1 400.00
17) SRM 220BB1A 220.00	->	SRM 400BB2 400.00
18) SRM 220BB2A 220.00	->	SRM 400BB2 400.00
19) SRR 220BB1 220.00	->	SRR 400BB1 400.00
20) STN 150BB1 150.00	->	SOQ 150BB1 150.00
21) SVM 220BB1 220.00	->	SVM 400BB1 400.00
22) SVM 220BB2 220.00	->	SVM 400BB1 400.00

Tendo em conta as comparações anteriores, podemos concluir que as linhas que potencialmente serão mais importantes considerar são as que operam a 400 kV, ou seja, a linha correspondente à alínea 9 que tem o normativo [LPM.FN] e une as Subestações de Transformação de Palmela e Fanhões.

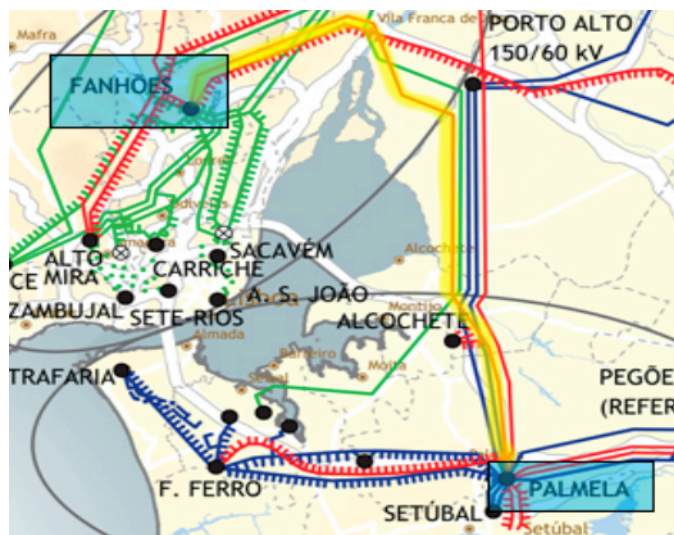


Figura 34 – Linha LPM.FN, assinalada em amarelo [17]

A partir de meados de 2018, esta linha, na sua configuração demonstrada na Figura 34, deixou de existir passando a estar aberta para a subestação de Alcochete.

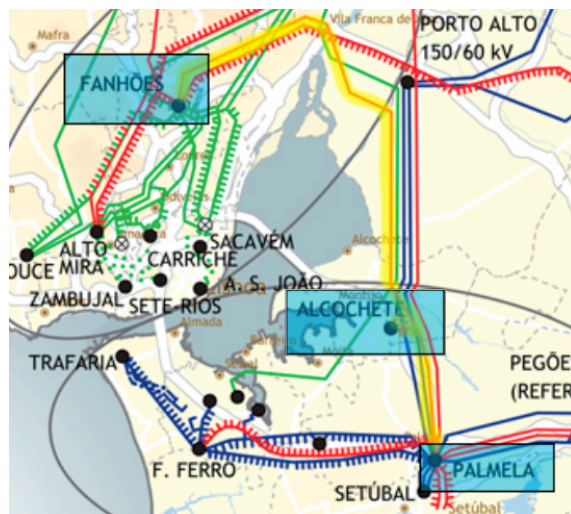


Figura 35 – Linha Palmela – Alcochete – Fanhões [17]

As alíneas [5 e 6], [7], [8], [16, 17 e 18], [21 e 22] representam os autotransformadores das Subestações de Transformação de Falagueira, Pedralva, Paraímo, Rio Maior e Vermoim respetivamente, onde se realiza transformação de 150 kV ou 220 kV para 400 kV.



Figura 36 – Subestação de Transformação SFR, [17]



Figura 37 – Subestação de Transformação SPDV, [17]



Figura 38 – Subestação de Transformação SVM, [17]

As Subestações da Figura 36, Figura 37 e Figura 38 têm instalados autotransformadores que são muito importantes para o trânsito de potência:

- Falagueira
 - Transformação: 150/400 kV
 - Potência Instalada: 2 x 450 MVA
 - 2 autotransformadores considerados *Critical Outage*
- Pedralva
 - Transformação: 150/400 kV
 - Potência Instalada: 2 x 450 MVA + 1 x 140 MVA
 - 1 autotransformador considerado *Critical Outage*
- Vermoim
 - Transformação: 220/400 kV
 - Potência Instalada: 2 x 450 MVA
 - 2 autotransformadores considerados *Critical Outage*

São, então, estes elementos os primeiros *Critical Outages* a sair da Lista de COs que são importantes manter na mesma.

Estes autotransformadores alimentam linhas de 400 kV que se encontram perto das interligações Pt-Es a nível de ligação elétrica e, menos relevante, a nível geográfico no caso de Falagueira e Pedralva.

Além disso, os ATRs de Pedralva e Falagueira têm incorporada uma função defasadora, ou seja, permitem ajustar o ângulo da tensão e, conseqüentemente, regular os fluxos de potência ativa na zona. São importantes, nomeadamente, para canalizar os trânsitos dos 150 kV para os 400 kV e eliminar eventuais sobrecargas em tempo real.

Estes COs afetam os seguintes MRs:

Auto Transformador (CO)	Monitored Resources afetados	Variação do trânsito de Potência	Cenário	Base
Falagueira 1	LPG.FR	10.63%	20160124_2000_v1	Menos
Falagueira 2	LPG.FR	10.63%	20160124_2000_v1	Menos
Pedralva	LPDV.RA	10.17%	20160415_2100_v1	Mais
Vermoim 1	LRR.VM1	16.61%	20160718_0400_v0	Menos
		19.39%	20160102_2000_v0	Menos
Vermoim 2	LRR.VM1	16.55%	20160718_0400_v0	Menos
		19.39%	20160102_2000_v0	Menos

Tabela 13 – Monitored Resources afetados pelos Autotransformadores

Verifica-se então que o MR [LPG.FR] é mais sensível num cenário de Inverno, nas horas de Ponta com fraca produtividade Eólica quando existe um decréscimo da potência em trânsito nas interligações.

O MR [LPDV.RA], por sua vez, é mais afetado quando se verifica um cenário de Primavera, com fraca produtividade Eólica, nas horas de Ponta, mas quando se dá um aumento da potência em trânsito nas interligações.

Por fim, o MR [LRR.VM1] tem como piores cenários o Verão, com fraca produtividade Eólica, nas horas de Vazio e o Inverno, com forte produtividade Eólica, nas horas de Ponta. Em ambos os casos a pior situação verifica-se quando existe um decréscimo da potência em trânsito nas interligações.

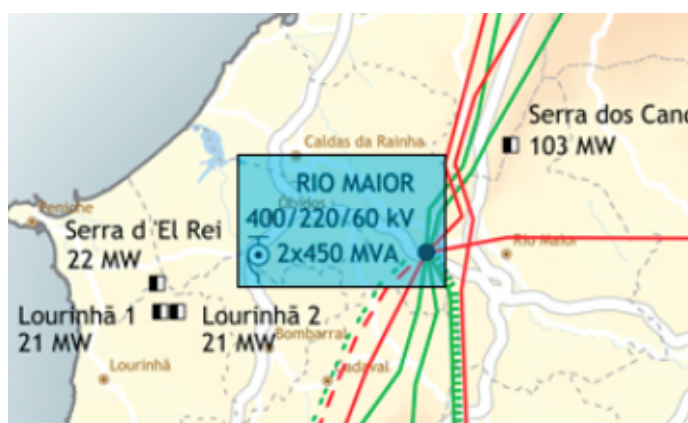


Figura 39 – Subestação de Transformação SRM, [17]

A Subestação de Transformação de Rio Maior é muito importante para o correto funcionamento da RNT e, juntamente com a central do Ribatejo, é um dos elementos cruciais para as regulações de tensão na área da Grande Lisboa.

Quando a RNT se encontra num regime fortemente importador existe, naturalmente, menos produção em regime ordinário (os consumos nacionais são abastecidos maioritariamente por energia vinda de Espanha), logo é altamente provável que a Central do Ribatejo não esteja a produzir, isto é, que estes grupos não tenham sido casados³ em mercado. Nessa situação, os dois autotransformadores de Rio Maior, com uma potência total instalada de 900 MVA, são fundamentais para manter os níveis de tensão estáveis em Lisboa.

Isto significa que, embora estejam indiretamente ligados com a capacidade de interligação com Espanha, os ATRs de Rio Maior deverão ser considerados elementos essenciais na lista de COs a considerar.

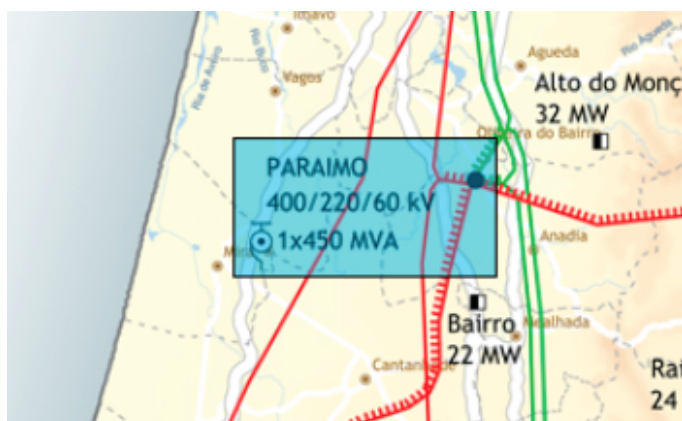


Figura 40 – Subestação de Transformação SPI, [17]

A subestação de Transformação de Paraíso encontra-se geograficamente e eletricamente distante das interligações Pt-Es e trata-se de um ponto menos importante, visto que a potência instalada de autotransformação desta subestação é de 1 x 450 MVA versus a de Rio Maior que possui uma potência instalada de 2 x 450 MVA.

Continuando a análise, deste lote de 22 elementos, verifica-se que existe outro a ter em conta: a linha Pocinho – Armamar da alínea 10, com o normativo [LPN.AMM1].

Apesar de ser uma linha que opera a 220 kV, encontra-se eletricamente e geograficamente perto da interligação de Saucelle, que também se realiza a 220 kV, e é uma zona que ainda não tem grande suporte da rede de 400 kV juntamente com facto de se encontrar também perto da interligação de Aldeadávila, sendo que já foi provado anteriormente pela REN que a contingência dupla (não abordadas neste estudo) da linha [LAL.CTL 1+2] afeta os tráfegos na linha [LPN.AMM1]. Trata-se de uma linha absolutamente crucial na gestão das interligações Pt-Es.

³Grupos Casados – um grupo gerador considera-se “casado” após o Mercado determinar que vai estar a produzir numa determinada hora



Figura 41 – Linha LPN.AMM1, assinalada em amarelo [17]

A contingência desta linha afeta o MR [SLGC 400BB143 400.00 -> CAAE 400BB2 400.00] causando uma variação de 11.86% no seu trânsito de potência no cenário 20161018_1930_v0.

Este MR tem o normativo [LLGC.AAV1] e é a linha que liga Lagoaça (Pt) a Aldeadávila (Es), ou seja, é o primeiro elemento da nossa análise que afeta diretamente uma interligação Pt-Es.



Figura 42 – Linha LLGC.AAV1, Monitored Resource, assinalado em amarelo [17]

Sendo que o cenário em questão se passa no Outono, com fraca produtividade Eólica, nas horas de Ponta, causando uma variação de 59.6 A da corrente na linha verificando-se que o pior caso é na *base Menos*, isto é, quando existe um decréscimo da potência transferida nas interligações.

5.6 Definição da Sensibilidade

No início deste estudo, a sensibilidade encontrava-se definida, por sugestão da REN, em 5%, mas após o estudo realizado neste capítulo 5, verificou-se que esse não seria o valor que produzia a lista de COs mais otimizada, ou seja, que fosse o mais pequena possível sem perder elementos que fossem cruciais para fornecer ao Regulador, a ERSE.

Viu-se, então, que 5% era um valor demasiado baixo e por consequência a lista continha informação que não seria necessária considerar, logo valores mais baixos estavam fora de questão.

Após a última análise, foi então possível definir esse valor em 10%, sendo que valores superiores a esse omitiriam da lista os Autotransformadores de Falagueira que têm uma variação máxima de 10.63%, o que significa que a partir de 11% esses elementos desapareceriam da lista de COs.

Este aumento da sensibilidade de 5% para 10% significa concretamente que se eliminam 9 elementos da lista, apesar de não ser uma grande variação tendo em consideração as 326 linhas, em

média, por cada cenário. Esta otimização da sensibilidade traduz-se num decréscimo de 12.4 segundos no tempo computação de todos os dados, sendo que uma análise completa para uma sensibilidade de 5% demora 113.95 segundos e uma análise completa para uma sensibilidade de 10% demora 101.55 segundos.

Considerando o caso mais gravoso para uma análise com sensibilidade definida em 1% que apresenta 120 COs e demora 118.87 segundos a completar, podemos aferir os seguintes valores.

Sensibilidade	COs identificados	Tempo de análise em segundos	Otimização	
			COs	Tempo
1%	120	118.87	--	--
5%	119	113.95	0.8(3)%	4.139%
10%	110	101.55	8.(3)%	14.571%

Tabela 14 – Resultados da Otimização da sensibilidade

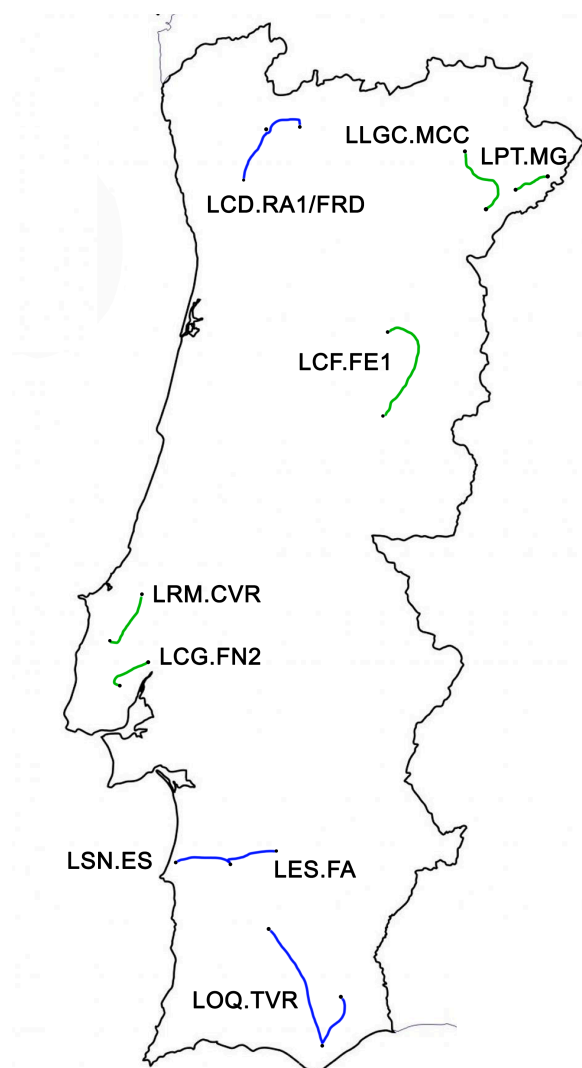


Figura 43 – As 9 linhas removidas da lista de COs

Na Figura 43, é possível visualizar a posição das 9 linhas que são removidas da lista de COs quando se aumenta a sensibilidade de 5% para 10%.

As linhas a azul têm uma tensão de funcionamento de 150 kV e as linhas a verde uma tensão de funcionamento de 220 kV.

Como seria de esperar não foi removida nenhuma linha com tensão operacional de 400 kV.

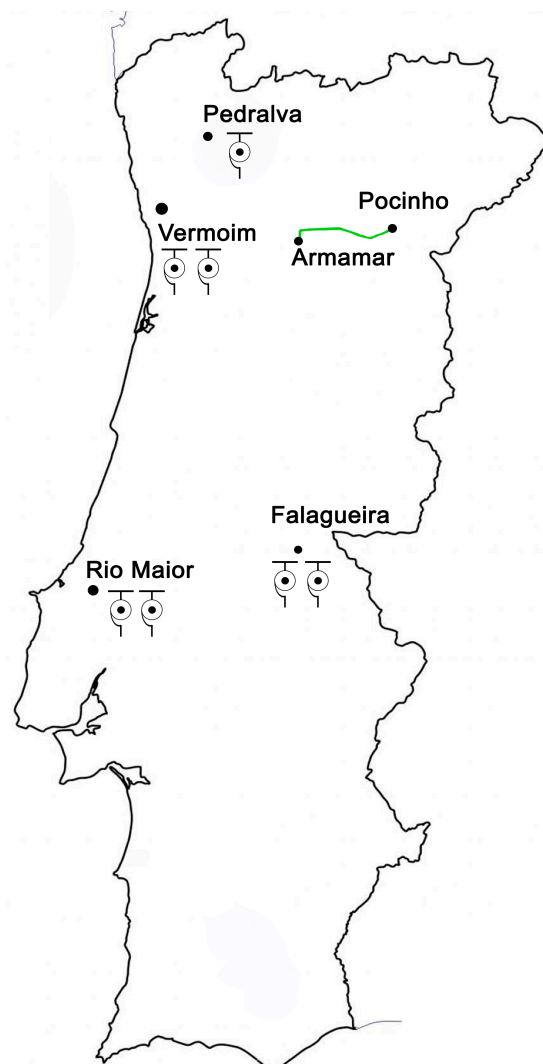


Figura 44 – Primeiros elementos críticos a serem omitidos da lista de COs

Como se pode verificar na Figura 44, os primeiros elementos essenciais para a análise da RNT a serem omitidos da lista de COs quando se aumenta o valor da sensibilidade são na sua maioria ATRs sendo que o único elemento linha é a linha LPN.AMM1.

Capítulo 6

Penetração Geográfica dos COs

A premissa deste ponto assentava no seguinte raciocínio: começando num valor baixo de sensibilidade, por exemplo 1%, esperar-se ia ver uma forte presença de COs longe das interligações e conforme se fosse aumentando o valor da sensibilidade o número de COs identificados diminuiria, a começar pelos que se encontrassem mais distantes das interligações transfronteiriças.

É interessante frisar que as imagens que se seguem neste capítulo têm assinalados os COs da RNT para diferentes cenários e níveis de sensibilidade, e cada CO representa uma linha que em caso de se encontrar em contingência causaria uma variação superior à sensibilidade pré-estabelecida pelo utilizador em pelo menos um MR da Rede Nacional de Transporte.

6.1 Forte Produtibilidade Eólica

O cenário utilizado foi o *20160102_0400_v0*, pois trata-se de um cenário com forte produtividade eólica.

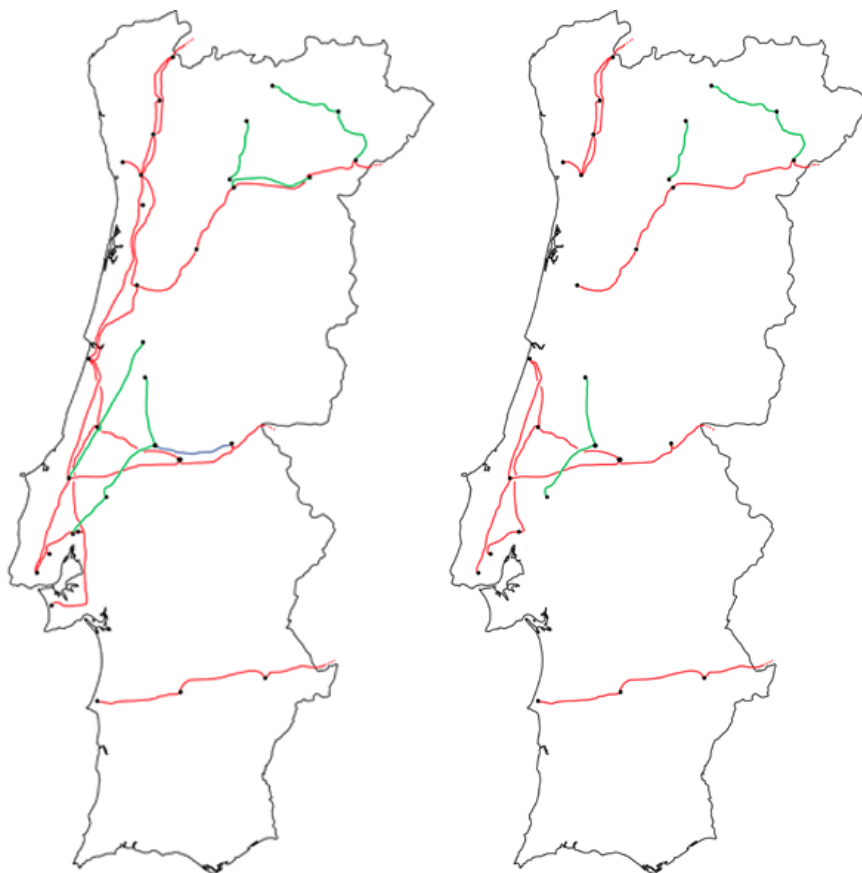


Figura 45 – Comparação do número de COs entre 1% [esquerda] e 50% [direita]

Verifica-se então, pela Figura 45 que, para este cenário, a premissa anterior é verdadeira sendo que ao aumentar a sensibilidade de 1% para 50% deixaram-se de se considerar COs 10 linhas. Uma a operar a 150 kV [azul], 3 a operar a 220 kV [verde] e 6, as mais importantes, a operar a 400 kV [vermelho].

É de salientar que é cortada a ligação Norte-Centro, pois desaparecem as linhas MAT que ligam as Subestações de Recarei, Lavos e Paraímo, compreendidas geograficamente entre a Figueira da Foz e Espinho, isto significa que a contingência singular de qualquer uma das linhas que se situasse nessa zona não causaria uma variação superior a 50% em nenhum dos MRs da RNT. No entanto, esse valor de sensibilidade é impraticável e serve apenas para demonstração.

Consideramos, agora, 4 pontos chave, ou seja, as interligações com Cartelle (Norte), Aldeadávila (Noroeste) e Cedillo (Oeste) juntamente com a subestação de Rio Maior (Centro Litoral), e tendo esses pontos como origem tracemos 4 circunferências com aproximadamente 100 km de raio.

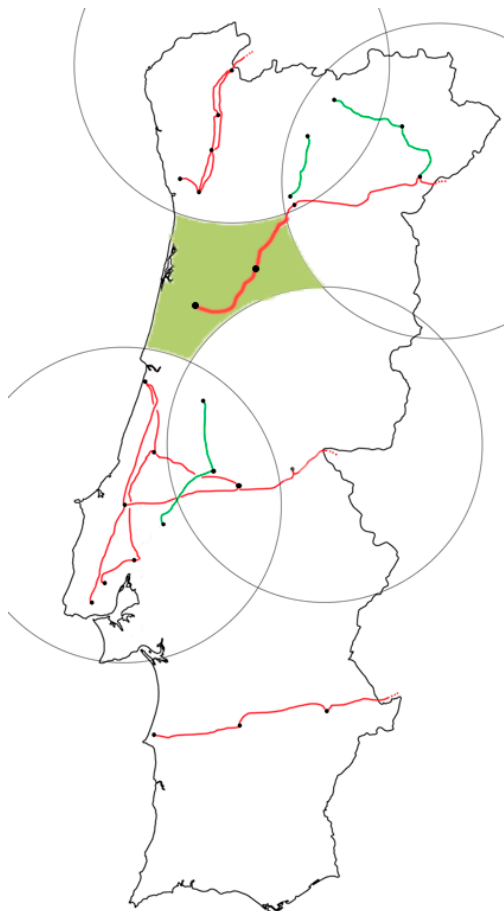


Figura 46 – Representação dos COs para uma sensibilidade de 50%

Podemos então, confirmar que a área litoral, assinalada em verde, que circunda a ria de Aveiro é realmente a mais distante geograficamente das interligações Pt-Es, considerando também a subestação de Rio Maior pois, como foi demonstrado anteriormente, trata-se de um ponto crucial para o correto funcionamento da RNT.

No entanto, encontra-se ainda presente nessa zona a linha de 400 kV que liga as subestações de Paraíso a Armamar via Bodiosa, sendo que esta linha faz parte de um corredor que faz a ligação com a subestação de Lagoaça que, por sua vez, faz interligação com Aldeadávila.

Fazendo uma análise de índole geográfica, este troço de linha não deveria estar presente quando se estabelece uma sensibilidade de 50%. No entanto, é necessário ter em consideração que o troço da linha entre Lagoaça e Armamar, [LAMM.LGC] é o único a servir a interligação a 400 kV e o troço da linha entre Armamar e Paraíso [LBA.AMM] e [LBA.PI] se encontra numa zona pouco malhada da RNT.

Por outro lado, o troço [LBA.AMM] - [LBA.PI] encontra-se ladeado em quase toda a sua extensão por parques eólicos, como por exemplo Caramulo [90 MW], Mourisca [38 MW], Nave [38 MW] e Douro Sul [149 MW], e o cenário 20160102_0400_v0, onde foi realizada esta análise é um cenário de Inverno, em hora de Vazio com forte produtibilidade eólica, ou seja, ao conjugar produção elevada com consumo reduzido, as soluções mais pertinentes seriam exportação do excesso via Aldeadávila ou Bombagem, sendo que a Barragem mais perto eletricamente será a da Foz do Tua [251 MW] que se encontra ligada a Armamar.

No entanto os fenómenos eletromagnéticos nas redes elétricas não têm um comportamento linear, existem muitos fatores e variáveis a ter em conta num estudo desta natureza sendo que com a informação disponível não é possível considerar todos os pontos de funcionamento possíveis, mas apesar disso, a explicação acima será uma das mais plausíveis.

6.2 Fraca Produtibilidade Eólica

O cenário utilizado foi o 20160125_0400_v0, pois trata-se de um cenário com fraca produtividade eólica.

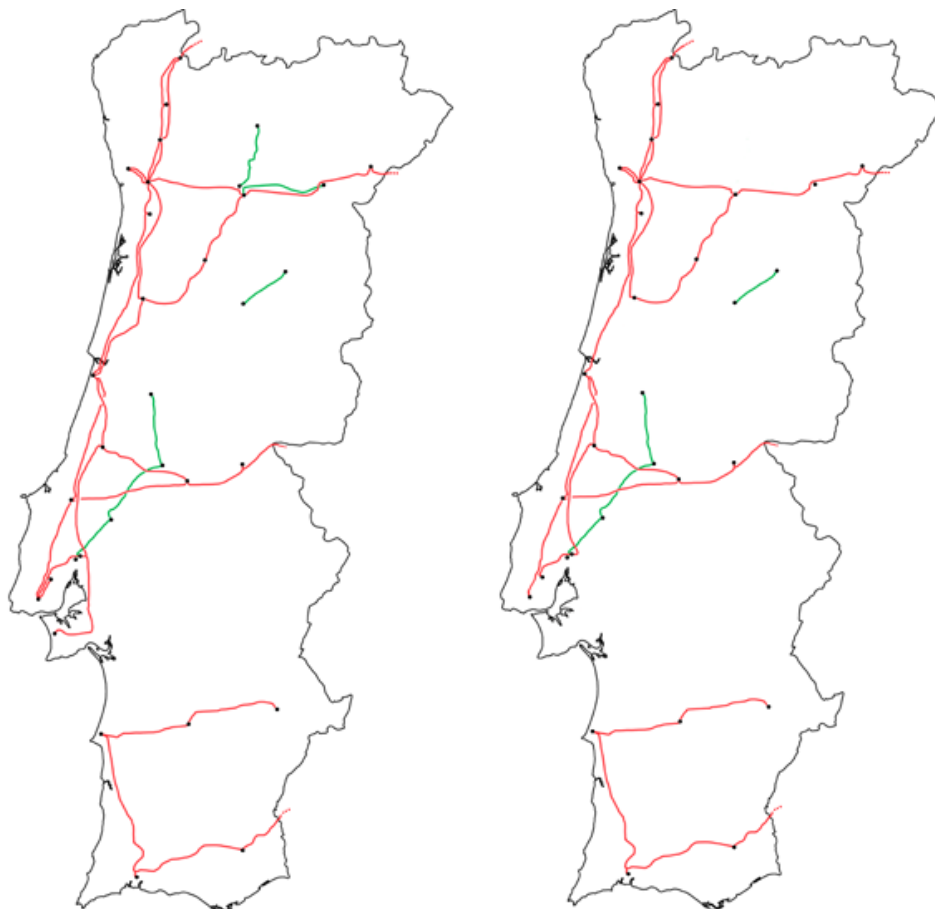


Figura 47 – Comparação do número de COs entre 1% [esquerda] e 50% [direita]

Em comparação com o cenário da Figura 45, é possível reparar na Figura 47 a aparição de COs na zona Sul do país que correspondem a linhas de 400 kV.

Neste cenário desaparece a linha transfronteiriça que liga a Subestação do Alqueva (Pt) a Brovales (Es) e aparece a linha transfronteiriça que liga a Subestação de Tavira (Pt) a Puebla de Guzmán (Es). Outra linha de 400 kV que aparece é a linha que liga as subestações de Portimão e Sines.

É possível reparar que num cenário com fraca produtividade eólica a diferença na presença de COs para uma sensibilidade de 1% e 50% é pequena, somente 7 elementos, apenas 6 dos quais são linhas.

Em 2016, na zona do Baixo Alentejo e Algarve, existiam 5 parques eólicos com uma potência combinada de 211 MW. Em caso de fraca produtividade eólica as alternativas para fornecer energia a essa zona seriam as Centrais Térmicas de Sines, a Barragem do Alqueva ou a interligação com Puebla de Guzmán.

Independentemente do saldo na interligação com Puebla de Guzmán ser importador ou exportador, uma contingência nestas linhas de 400 kV significaria que os MRs que servem esta área geográfica na zona Sul do território nacional estariam sujeitos a variações superiores a 50% no seu fluxo de potência.

Desta forma é possível explicar o aparecimento destes COs na zona Sul do país em comparação com a sua ausência num cenário de forte produtividade eólica.

Capítulo 7

Conclusões

Por fim, neste capítulo, iremos abordar o trabalho na sua totalidade, isto é, falar do que foi possível alcançar através deste estudo e o que será possível melhorar a nível do *software* desenvolvido, tratando ainda de possíveis abordagens futuras para dar continuidade a este trabalho.

7.1 Objetivos alcançados

Os objetivos deste trabalho eram os seguintes:

- 1º. Desenvolvimento de um aplicativo capaz de analisar contingências e identificar COs na RNT;
- 2º. Otimizar e definir um valor para a sensibilidade a aplicar no estudo de contingências;
- 3º. Avaliar a penetração geográfica dos COs para diferentes valores de sensibilidade.

Todos estes propósitos foram atingidos como se explicita a seguir.

- Software

O 1º objetivo foi satisfeito de acordo com todas as especificações impostas pela REN, sendo estas que o programa fosse desenvolvido utilizando linguagem *Python*, que fosse compatível com qualquer máquina, que apresentasse os resultados em vários formatos distintos - desde *.csv* a *.txt* - por forma a facilitar a interpretação dos mesmos e, por fim, que permitisse realizar a análise para ficheiros diferentes dos utilizados para o estudo, desde que cumprissem a formatação original.

Atendendo a todas estas especificações iniciais, foi possível construir um aplicativo que é capaz de analisar as contingências e identificar os COs na RNT com a eficácia desejada.

- Sensibilidade

O 2º objetivo foi, igualmente, alcançado e reforça a validade do 1º, já que foi possível, recorrendo ao programa desenvolvido, otimizar o valor da sensibilidade de um valor pré-estabelecido pela REN de 5% para um valor de 10% que se revela mais eficiente. Esta otimização, não só significa menores tempos de análise, como também demonstra que a RNT é menos sensível a variações nas interligações com Espanha.

- Penetração Geográfica

Por fim, o 3º objetivo é cumprido no decorrer do 2º, pois, para otimizar a sensibilidade, foi necessário realizar análises para diferentes valores e estudar os resultados. Ao fazer isso, recorrendo aos normativos

das linhas e ao mapa da RNT, foi possível ter acesso às posições geográficas dos elementos. Representando os COs num mapa do território nacional foi, então, possível realizar a análise de penetração geográfica, verificando-se que, quando se aumentava a sensibilidade, o número de COs diminuía e a sua localização estava de acordo com a premissa estabelecida para a análise.

Em conclusão, verifica-se que foi concebido um aplicativo que é capaz de analisar contingências e identificar COs na RNT, com uma sensibilidade otimizada, e que permite avaliar a penetração geográfica dos COs em território nacional.

7.2 Desenvolvimentos futuros

Apesar dos objetivos principais a que este trabalho se propunha terem sido alcançados existem melhorias que poderiam ser implementadas e diferentes análises a realizar.

- Software

A nível do *software*, seria interessante incorporar novas funções, umas de fácil implementação como ser possível ao utilizador definir, não só a sensibilidade a considerar, bem com o limite mínimo de variação da corrente nas linhas, que neste trabalho esteve definido em 50 A para todas as análises, ou incluir a capacidade que permitisse ao utilizador definir os diretórios para os ficheiros de saída sendo que nesta versão se encontram pré-definidos no código e são imutáveis.

A criação de uma interface de utilizador e um ficheiro executável seria também interessante. No entanto, esses aspetos não eram considerados prioritários para a REN pois saíam da área de interesse deste trabalho.

O código foi sendo alterado ao longo do tempo de acordo com novas especificações pelo que algumas funções e tarefas já estavam implementadas, testadas e em funcionamento quando era necessário incluir funcionalidades novas. Este facto, aliado ao facto do código ter sido desenvolvido ao longo de um período de tempo longo, causou o aparecimento de redundâncias e em certos casos de funções ou informação duplicada. Estas ocorrências traduzem-se num código que, apesar de funcionar de acordo com todas as especificações e requerimentos da REN, poderá não ser a melhor versão de si mesmo, pelo que uma revisão inteira do código seria pertinente.

- Sensibilidade versus Corrente e outras análises

A RNT está em constante crescimento e renovação, logo, o aparecimento de novos elementos e a desmobilização de elementos ultrapassados fará com que seja necessário realizar novamente o estudo de sensibilidade; idealmente, com o aparecimento de novas linhas, o valor de 10% estabelecido para a sensibilidade poderá ter de ser revisto.

Este estudo focou-se quase unicamente num dos parâmetros da RNT, a sensibilidade, que se focava na variação percentual do fluxo de potência ativa, no entanto os ficheiros de cenário fornecidos pela REN continham diferentes parâmetros para definição dos elementos, como as correntes, os fluxos de potência reativa, a capacidade máxima de carga de cada elemento.

Seria interessante incorporar no *software* o código necessário de modo a tornar possível realizar análises tendo em conta as variações desses fatores.

Uma das análises possíveis seria mantendo o valor da sensibilidade em 10% variar o valor da corrente com o mesmo intuito do estudo de variação da sensibilidade por forma a otimizar a lista de COs, pois o valor de 50 A também foi predefinido pela REN.

Por fim, uma análise que considerasse contingências duplas também seria interessante do ponto de vista de análise de segurança da rede, pois para este estudo apenas foram consideradas contingências singulares.

- Penetração Geográfica

A análise da penetração geográfica dos COs por si só contempla matéria suficiente para um estudo individual.

Sendo que para ter uma imagem completa seria preciso analisar todos os 16 cenários bem como novos cenários, mais atuais, que já contemplassem os novos elementos da RNT que surgiram entre 2016, ano dos cenários, e 2018, ano da realização deste estudo.

Uma investigação mais aprofundada sofre o impacto dos diferentes tipos de COs, linhas de 400 kV, 220 kV e 150 kV bem como autotransformadores, ou a comparação entre diferentes tipos de cenário que contemplem não a produtividade eólica como variável e em vez disso possam examinar a produtividade hídrica ou o saldo importação/exportação.

Referências

- [1] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, “Final Report System Disturbance on 4 November 2006,” UCTE, Bruxelas, 2006.
- [2] ENTSO-E, “Glossary / Definitions,” em *COMMON GRID MODEL METHODOLOGY*, Bruxelas, ENTSO-E, 2016, pp. 13-25.
- [3] European Comission, “Establishing a guideline on capacity allocation and congestion management, Article 2, Definitions,” *Official Journal of the European Union*, 24 Julho 2015.
- [4] REN, “O Que Fazemos,” REN, 16 05 2014. [Online]. Available: https://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/#5. [Acedido em 25 09 2018].
- [5] “on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003,” em *Official Journal of the European Union*, Bruxelas, European Parliament, 2009, p. 19.
- [6] ENTSO-E, “WHO IS ENTSO-E ?,” European Network of Transmission System Operators, 2009. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/>. [Acedido em 12 09 2018].
- [7] ENTSO-E, “ENTSO-E,” ENTSO-E, 5 5 2009. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/major-projects/rscis/#why-do-we-need-to-strengthen-regional-coordination-now>. [Acedido em 11 9 2018].
- [8] CORESO, “Services,” Regional Security Coordinator, 2017. [Online]. Available: <https://www.coreso.eu/services/improved-individual-grid-models-common-grid-model-delivery/>. [Acedido em 12 09 2018].
- [9] ENTSO-E, “IGM Definition,” em *COMMON GRID MODEL METHODOLOGY*, Bruxelas, ENTSO-E, 2016, pp. 44-45.
- [10] CORESO, “Coordinated Security Analysis,” Regional Security Coordinator, 2017. [Online]. Available: <https://www.coreso.eu/services/coordinated-security-analysis/>. [Acedido em 13 09 2018].
- [11] CORESO, “Outage Planning Coordination,” Regional Security Coordinator, 2017. [Online]. Available: <https://www.coreso.eu/services/outage-planning-coordination-opc/>. [Acedido em 13 09 2018].
- [12] CORESO, “Short and Medium-Term Adequacy at European level,” Regional Security Coordinator, 2017. [Online]. Available: <https://www.coreso.eu/services/short-and-medium-term-adequacy-smta/>. [Acedido em 13 09 2018].
- [13] CORESO, “Coordinated Capacity Calculation,” Regional Security Coordinator, 2017. [Online]. Available: <https://www.coreso.eu/services/coordinated-capacity-calculation/>. [Acedido em 13 09 2018].
- [14] ETSO, “Net Transfer Capacities (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Market of Electricity in Europe (IEM),” ETSO, March 2000. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/entsoe_NTCUsersInformation.pdf.
- [15] Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, “Portaria n.o 596/2010 de 30 de Julho,” em *Diário da República, 1.a série—N.o 147—30 de Julho de 2010*, Lisboa, República Portuguesa, 2010, p. 2933.
- [16] J. Han, M. Kamber e J. Pei, “Data Mining,” em *Concepts and Techniques*, 3rd Edition ed., Elsevier, Ed., Waltham, MA: Morgan Kaufmann, 2012, pp. 5-8.
- [17] REN, “O QUE FAZEMOS,” Norvia, 1 1 2018. [Online]. Available: [https://www.ren.pt/files/2018-10/2018-10-19174523_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056eef44c33\\$\\$72f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f\\$\\$739407a8-4cfa-4c7c-b8d0-787ebb2a8cf2\\$\\$storage_image\\$\\$pt\\$\\$1.jpg](https://www.ren.pt/files/2018-10/2018-10-19174523_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056eef44c33$$72f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f$$739407a8-4cfa-4c7c-b8d0-787ebb2a8cf2$$storage_image$$pt$$1.jpg). [Acedido em 27 11 2018].
- [18] Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos, “Boletim Armazenamento Albufeiras,” SNIRH, 25 1 2016. [Online]. Available: <https://snirh.apambiente.pt/index.php?idMain=1&idItem=1.3&salbufeirasimbolo=24M/07A>. [Acedido em 3 1 2019].

Anexos

Dada a natureza e quantidade dos ficheiros de *output* não era viável inclui-los na sua totalidade, tendo isso em conta este capítulo apenas contem a versão final do código e a cópia de dois ficheiros de *output* para o mesmo cenário avaliado em sensibilidades diferentes, 1% e 20%.

Código

```
# coding=utf-8
import csv
import os
import time
import re

# list where the MRs objects are stored
mr_list = []

# list where the contingencies objects are stored
contingencias = []

# list where the critical outages objects are stored
criticaloutage_list = []

# list with the folder name for the scenarios
scenario_list = []

# list that will contain the information about each scenario
scenario_C0 = []

# list that contains all the scenario_C0 lists, list of lists
all_scenarios = []

# final output file, it's also a list
conclusion = []

# this list should contain all different monitored resources that show up in, at
# least, one scenario
all_monitored_resources = []

# list that contains the C0s for the scenario, not repeated
scenario_C0s = []

class MR_auxiliar:

    def __init__(self, busI, busJ):
        # bus I
        self.busI = busI
        # bus j
```

```

        self.busJ = busJ

    def __eq__(self, other):
        if isinstance(self, other.__class__):
            return self.busI == other.busI and self.busJ == other.busJ
        return False

    def __str__(self):
        return self.busI + " -> " + self.busJ

# This class stores all the MRs for each case and it's clean at the end of each cycle,
# so it's empty for the next cycle
class MR:

    def __init__(self, busI, busJ, base, currentIJ, currentJI, linenumber):
        # bus I
        self.busI = busI
        # bus j
        self.busJ = busJ
        # base variation value (can be plus or minus)
        self.baseVariation = base
        # bool that tracks what base value (plus and minus) is stored
        self.whichBase = False
        # base current from I to J
        self.currentIJ = currentIJ
        # base current from J to I
        self.currentJI = currentJI
        # in csv line number
        self.linenumber = linenumber

    def __eq__(self, other):
        if isinstance(self, other.__class__):
            return self.busI == other.busI and self.busJ == other.busJ
        return False

    def __str__(self):
        return "Bus I: " + self.busI + " || Bus J: " + self.busJ + " || Base
Variation: " + \
            format(self.baseVariation, '.5') + " || Current IJ: " + self.currentIJ
+ " || Current JI: " + \
            self.currentJI + " || Found at line number " + str(self.linenumber) + "
|| Bool: %r" % self.whichBase

# this class it's used to store the base currents and append them to the MR class
class Current:

    def __init__(self, busI, busJ):
        # bus I
        self.busI = busI
        # bus J
        self.busJ = busJ

    def __eq__(self, other):
        if isinstance(self, other.__class__):
            return self.busI == other.busI and self.busJ == other.busJ

```

```

        return False

    def __str__(self):
        return "Bus I: " + self.busI + " Bus J: " + self.busJ

# this class is used to store the critical outages and the MRs that caused it
class CriticalOutage:

    def __init__(self, file_name, bus_IJ, bus_JI, csv_line, variation_perc,
variation_abs, whichbase1, circuit):
        # stores file name
        self.filename = file_name
        # stores bus I
        self.bus_IJ = bus_IJ
        # stores bus J
        self.bus_JI = bus_JI
        # stores the line in csv where it was found
        self.csv_line = csv_line
        # stores percentual variation of current between base value and contingency
value
        self.variation_perc = variation_perc
        # stores the absolute variation of current between base value and contingency
value
        self.variation_abs = variation_abs
        # stores information about which base this critical outage belongs
        self.whichbase1 = whichbase1
        # stores information to know which circuit in line is in question
        self.circuit = circuit

    def __str__(self):
        return 'Due to this: ' + self.bus_IJ + ' -> ' + self.bus_JI + ' ; CSV line: '
+ \
            str(self.csv_line) + ' ; Relative variation: ' + \
            str(self.variation_perc) + '% ; Absolute variation: ' +
str(self.variation_abs) + ' Amps ;' + \
            " Scenario: " + str(self.whichbase1) + ' ; Circuit: ' + self.circuit

this_scenario = 1

print '\n'
print 'Before running the code make sure that the REN folder contains the Cenarios
folder and the MRs_5%.csv, then ' \
    'the Cenarios folder should contain all 16 folders \nrepresenting the 16
scenarios \n'
print 'Please enter the path name to the REN folder, in the following manner
/Users/(username)/Desktop/(folder1)/...'

path_name = raw_input()

print('Please enter the number of Lines in the Info_REN file')

checkleng = int(raw_input())

print('What is the percentual value of sensitivity? Please enter a number between 0
and 100')
```

```

sensitivity = int(raw_input())

if sensitivity < 0 or sensitivity > 100:

    print('The sensitivity value you entered is not suitable')
    exit(0)

# to know how long the program takes to run
start_time = time.time()

# defines the path to the correct working directory for the code to run
path = path_name + 'REN/Cenarios'

# creates a list with the names of all 16 different scenarios
for scenario in os.listdir(path):

    if scenario != '.DS_Store':

        scenario_list.append(scenario)

m = open(os.path.join(path_name + 'REN', 'MRs_5%.csv'), 'r')
checkIt = csv.reader(m, delimiter=';')

with open(os.path.join('/Users/salvadorcarvalhosa/Desktop/REN/Outputs', 'All_MRs' +
'.txt'), 'w') as text_file:

    count_monitored_resources = 0

    text_file.write('These are all the different Monitored Resources:\n')

    # creates a list that contains all different monitored resources by bus_I to bus_J
    for d in checkIt:

        entry2 = MR_auxiliar(d[1], d[2])
        entry3 = MR_auxiliar(d[6], d[7])

        if entry2 not in all_monitored_resources and d[1] != 'I_BUSNAME' and d[2] !=
'J_BUSNAME' \
            and d[1] != '' and d[2] != '':

            all_monitored_resources.append(entry2)
            writing_2 = str(entry2) + '\n'
            text_file.write(writing_2)
            count_monitored_resources = count_monitored_resources + 1

        if entry3 not in all_monitored_resources and d[6] != 'I_BUSNAME' and d[7] !=
'J_BUSNAME' \
            and d[6] != '' and d[7] != '':

            all_monitored_resources.append(entry3)
            writing_3 = str(entry3) + '\n'
            text_file.write(writing_3)
            count_monitored_resources = count_monitored_resources + 1

    text_file.write('\nThere are ' + str(count_monitored_resources) + ' different
Monitored Resources.')

```

```

m.close()

# this is the main cycle that will run 16 different times, one for each different
scenario
for current_scenario in scenario_list:

    print 'Working the scenario: ' + current_scenario
    print("Been running for %s seconds" % format((time.time() - start_time), '.3f'))

    # these two code lines split the name of the scenario (first line) and then create
    a new name without the v0 or v1
    name = current_scenario.split('_')
    date_and_time = name[0]+'_'+name[1]

    # Opens MR file and imports first three columns (Ibus, Jbus and base variation);
    contains no duplicates
    m = open(os.path.join(path_name + 'REN', 'MRs_5%.csv'), 'r')
    checkIt = csv.reader(m, delimiter=';')

    for c in checkIt:

        if c[3] == date_and_time:
            entry1 = MR(c[1], c[2], c[0], 'null ', 'null ', '___')
            if entry1 not in mr_list:
                mr_list.append(entry1)

            elif mr_list[mr_list.index(entry1)].baseVariation <= entry1.baseVariation:
                mr_list[mr_list.index(entry1)].baseVariation = entry1.baseVariation
                mr_list[mr_list.index(entry1)].whichBase = False

        if c[8] == date_and_time:
            entry1 = MR(c[6], c[7], c[5], 'null', 'null', '___')
            # if entry is already in list, compares baseVariations and assigns the
            largest value to the object
            # and updates whichBase value
            # print entry1
            if entry1 not in mr_list:
                mr_list.append(entry1)

            elif mr_list[mr_list.index(entry1)].baseVariation <= entry1.baseVariation:
                mr_list[mr_list.index(entry1)].baseVariation = entry1.baseVariation
                mr_list[mr_list.index(entry1)].whichBase = True

    m.close()

    # The bellow function is responsible for creating the .csv files that contain the
    MRs and their normative by
    # scenario
    with open(os.path.join('/Users/salvadorcarvalhosa/Desktop/REN/MRs_por_cenario/',
current_scenario + '_MRs_' + '.csv'), 'w') as text_file:

        text_file.write(' Tensao ; Instalacao I ; Instalacao J ; Normativo ;')

        for t in mr_list:

            text_file.write('\n')

```

```

II = re.split('\\d+', t.busI)
II[0] = II[0].replace(" ", "")
II[1] = II[1].replace(" ", "")
text_file.write(str(II[1]))
text_file.write(';')
text_file.write(str(II[0]))
text_file.write(';')
JJ = re.split('\\d+', t.busJ)
JJ[0] = JJ[0].replace(" ", "")
text_file.write(str(JJ[0]))
text_file.write(';')
IIdif = 'PC' + str(II[0][1:])
JJdif = 'PC' + str(JJ[0][1:])

q = open(os.path.join(path_name + 'REN', 'Info_REN.csv'), 'r')
checkIt = csv.reader(q, delimiter=';')

counter = 1

for s in checkIt:

    counter = counter + 1

    if (s[2] == II[0] or s[2] == IIdif) and \
        (s[3] == JJ[0] or s[3] == JJdif) and \
        (s[0] == II[1]):

        text_file.write(s[1])
        text_file.write(';')
        break

    elif (s[3] == II[0] or s[3] == IIdif) and \
        (s[2] == JJ[0] or s[2] == JJdif) and \
        (s[0] == II[1]):

        text_file.write(s[1])
        text_file.write(';')
        break

    elif (s[2] == II[0] or s[2] == IIdif) and \
        (s[4] == JJ[0] or s[2] == JJdif) and \
        (s[0] == II[1]):

        text_file.write(s[1])
        text_file.write(';')
        break

    elif (s[3] == II[0] or s[3] == IIdif) and \
        (s[4] == JJ[0] or s[4] == JJdif) and \
        (s[0] == II[1]):

        text_file.write(s[1])
        text_file.write(';')
        break

    elif (s[4] == II[0] or s[4] == IIdif) and \
        (s[2] == JJ[0] or s[2] == JJdif) and \

```

```

        (s[0] == II[1]):

            text_file.write(s[1])
            text_file.write(';')
            break

    elif (s[4] == II[0] or s[4] == IIdif) and \
        (s[3] == JJ[0] or s[3] == JJdif) and \
        (s[0] == II[1]):

        text_file.write(s[1])
        text_file.write(';')
        break

    elif II[0] == JJ[0]:

        text_file.write(' Int. Barr. ;')
        break

    elif II[0] == 'LINE' or JJ[0] == 'LINE':

        text_file.write(' ??? ;')
        break

    elif counter == checkleng:

        text_file.write(' Not Found ;')

print '\n'

# saves in the path variable the complete directory to access the current scenario
path = path_name + 'REN/Cenarios/' + current_scenario

# this accesses the correct directory taking the path in consideration, where the
code will run from now on
os.chdir(path)

# creates a variable with the correct name for the base folder to get the base
currents
ficheiro_base = date_and_time + '_base.csv'

# opens de correct base folder taking in consideration the previous variable
m = open(ficheiro_base)
checkIt = csv.reader(m, delimiter=';')

# Using the buses in mr_list it scans de base file for a specific date and time
# for the base currents for later comparison

for v in checkIt:

    # THE IF STATEMENTE BELLOW WAS PREVENTING THE 2016420_0400_V0 CASE OF
    WORKING!!!!!!!

    # if count_yes == len(mr_list):
    #     break

    for x in mr_list:

```

```

baseCurrent = Current(v[3], v[4])

if x.busI == baseCurrent.busI and x.busJ == baseCurrent.busJ:

    x.currentIJ = v[12]
    x.currentJI = v[13]
    x.linenumber = checkIt.line_num

del checkIt
m.close()

# Counts total number of Critical Outages
count_CO = 0

# Counts total number of contingencies
count_cont = 0

# Counts total of lines from I to J that go over the established limit of 5% and
50 Amps
count_CO_IJ = 0

# Counts total of lines from J to I that go over the established limit of 5% and
50 Amps
count_CO_JI = 0

# Path to where we find all the contingency files
path = path_name + 'REN/Cenarios/' + current_scenario

# changes the directory where the program is running to the one where we find the
contingency files
os.chdir(path)

# auxiliar var that will be used to search for the contingency names instead of
number ids
aux1 = 'null'
aux2 = 'null'

# cycles all contingency files in the correct directory
for filename in os.listdir(path):

    # opens all the files in the correct path one at the time to enter the next
    cycle which verifies if the
    # current file which represent a contingency is in fact a critical outage

    m = open(filename, 'r')

    checkIt = csv.reader(m, delimiter=';')

    # scans the contingency file for the contingency currents for each of the MR
    pair buses
    if filename != '.DS_Store' and filename != date_and_time + '_base.csv' and \
        filename != date_and_time + '_contg_map.csv':

        ident = filename.split('-')

        doc = open(os.path.join(path_name + 'REN/Cenarios/' + current_scenario,

```

```

        date_and_time + '_contg_map.csv'), 'r')

readIt = csv.reader(doc, delimiter=';')

# using the number id of the buses it searches for their name to know
which are the buses in the contingency
for b in readIt:

    if ident[1] == b[0] and ident[2] == b[1]:

        aux1 = b[3]
        aux2 = b[4]

count_cont = count_cont + 1

doc.close()

# v stores one line at a time from the contingency csv
for v in checkIt:

    # x stores one line at a time from the monitored resources list

    for x in mr_list:

        # checks if line or index number stored in MR list is
        # the same as the index in the contingency .csv file

        if x.busI == v[3] and x.busJ == v[4]:

            # calculates de variation between the base ij and ji currents
            # and the contingency ij and ji currents

            var_ij = abs(float(v[12])*100/float(x.currentIJ)-100)
            var_ji = abs(float(v[13]) * 100 / float(x.currentJI) - 100)
            var_abs_ij = abs(float(x.currentIJ)-float(v[12]))
            var_abs_ji = abs(float(x.currentJI)-float(v[13]))

            # checks if any variations exceed the pre determined limits
            # and prints a warning if it finds one

            if var_ij > sensitivity and var_abs_ij > 50:

                count_CO_IJ = count_CO_IJ + 1

                if not x.whichBase:
                    base = 'Base_Menos'
                else:
                    base = 'Base_Mais'
                entry1 = CriticalOutage(aux1+' -> '+aux2, x.busI, x.busJ,
                                         format(var_ij, '.2f'), var_abs_ij,

checkIt.line_num,
base, v[2])

            if var_ji > sensitivity and (var_abs_ji > var_abs_ij and
var_abs_ji > 50):

```

```

        count_CO_JI = count_CO_JI + 1

        if not x.whichBase:
            base = 'Base_Menos'
        else:
            base = 'Base_Mais'

        del entry1

        entry1 = CriticalOutage(aux1+' -> '+aux2, x.busJ, x.busI,
                                format(var_ji, '.2f'), var_abs_ji,
                                checkIt.line_num,
                                base, v[2])

        criticaloutage_list.append(entry1)

        elif var_ij > sensitivity and var_abs_ij > 50:

            criticaloutage_list.append(entry1)

        # if count_CO_JI or _IJ is greater or equal to one it means that the
        contingency is a Critical Outage
        if count_CO_JI >= 1 or count_CO_IJ >= 1:

            count_CO = count_CO + 1
            count_CO_IJ = 0
            count_CO_JI = 0

        m.close()
        del checkIt
        del filename

        filename = 'null'

        # prints all the contingencies that are critical outages with respective MRs that
        exceeded the limit

        for g in criticaloutage_list:

            if g.filename not in scenario_C0s:
                scenario_C0s.append(g.filename)

        # The bellow function is responsible for creating the .csv files that contain the
        C0s and their normative by
        # scenario
        with open(os.path.join('/Users/salvadorcarvalhosa/Desktop/REN/C0s_por_cenario/',
                                current_scenario + '_C0s_' + '.csv'),
                  'w') as text_file:

            text_file.write(' Tensao ; Instalacao I ; Instalacao J ; Normativo ;')

        for c in scenario_C0s:
            k,l = c.split('->')
            text_file.write('\n')
            kk = re.split('(\d+)', k)
            kk[0] = kk[0].replace(" ", "")
            kk[1] = kk[1].replace(" ", "")

```

```

text_file.write(str(kk[1]))
text_file.write(';')
text_file.write(str(kk[0]))
text_file.write(';')
ll = re.split('(\d+)', l)
ll[0] = ll[0].replace(" ", "")
text_file.write(str(ll[0]))
text_file.write(';')
kkdif = 'PC' + str(kk[0][1:])
lldif = 'PC' + str(ll[0][1:])

q = open(os.path.join(path_name + 'REN', 'Info_REN.csv'), 'r')
checkIt = csv.reader(q, delimiter=';')

counter = 1

for s in checkIt:

    if (s[2] == kk[0] or s[2] == kkdif) and \
        (s[3] == ll[0] or s[3] == lldif) and \
        (s[0] == kk[1]):

        text_file.write(s[1])
        text_file.write(';')
        break

    elif (s[3] == kk[0] or s[3] == kkdif) and \
        (s[2] == ll[0] or s[2] == lldif) and \
        (s[0] == kk[1]):

        text_file.write(s[1])
        text_file.write(';')
        break

    elif (s[2] == kk[0] or s[2] == kkdif) and \
        (s[4] == ll[0] or s[2] == lldif) and \
        (s[0] == kk[1]):

        text_file.write(s[1])
        text_file.write(';')
        break

    elif (s[3] == kk[0] or s[3] == kkdif) and \
        (s[4] == ll[0] or s[4] == lldif) and \
        (s[0] == kk[1]):

        text_file.write(s[1])
        text_file.write(';')
        break

    elif (s[4] == kk[0] or s[4] == kkdif) and \
        (s[2] == ll[0] or s[2] == lldif) and \
        (s[0] == kk[1]):

        text_file.write(s[1])
        text_file.write(';')
        break

```

```

elif (s[4] == kk[0] or s[4] == kkdif) and \
      (s[3] == ll[0] or s[3] == lldif) and \
      (s[0] == kk[1]):

    text_file.write(s[1])
    text_file.write(';')
    break

elif kk[0] == ll[0]:

    text_file.write(' Int. Barr. ;')
    break

elif kk[0] == 'LINE' or ll[0] == 'LINE':

    text_file.write(' ??? ;')
    break

elif counter == checkleng:

    text_file.write(' Not Found ;')
    break

counter = counter + 1

del scenario_C0s[:]

with open(os.path.join('/Users/salvadorcarvalhosa/Desktop/REN/Outputs',
'Critical_Outages_Scenario_' +
str(this_scenario) + '_' + current_scenario
+ '.txt'),
'w') as text_file:

    text_file.write('\n {} Critical Outages were found' .format(count_C0))
    text_file.write(' amongst {} contingencies' .format(count_cont))
    text_file.write(' in {} seconds' .format(time.time() - start_time))

    for index in criticaloutage_list:

        if filename != index.filename:

            filename = index.filename
            csv_line = index.csv_line
            aux3 = filename
            text_file.write('\n\n')

text_file.write('=====
=====')

'=====
=====')

text_file.write('\n\n This contingency {}'.format(filename))
scenario_C0.append('\n@ ' + index.filename)
text_file.write(' is a Critical Outage: \n')

```

```

        if (aux3 != (index.bus_IJ + ' -> ' + index.bus_JI)) and (aux3 !=
(index.bus_JI + ' -> ' + index.bus_IJ)):

            text_file.write('\n {}'.format(index))
            scenario_C0.append(index)

        elif (aux3 != (index.bus_IJ + ' -> ' + index.bus_JI)) and (aux3 !=
(index.bus_JI + ' -> ' + index.bus_IJ)):

            text_file.write('\n {}'.format(index))
            scenario_C0.append(index)

    del mr_list[:]
    del criticaloutage_list[:]
    del contingencias[:]
    all_scenarios.append(list(scenario_C0))
    del scenario_C0[:]

    this_scenario = this_scenario + 1

print "\n----- / / -----"
--\n"

aux4 = '\n---//---\n'

# the following list should contain all the contingencies that will cause a critical
outage in at least one scenario
all_contingencias = []
# this var should account for all the different contingencies that show up in, at
least, one scenario
count_contingencias = 0

greater_variation = ''

# Opens a file to write all different contingencies that are considered C0s in at
least one scenario
with open(os.path.join('/Users/salvadorcarvalhosa/Desktop/REN/Outputs',
'CO_Contingencias' + '.txt'), 'w') as text_file:

    # Writes the first line of the .txt document
    text_file.write('\nContingencias in the following power lines will cause C0s in,
at least, one scenario:\n')

    # Accesses the list that contains all information from all scenarios
    for main_index in all_scenarios:

        # Accesses the content of each scenario
        for sub_index in main_index:

            # Checks if C0 was already added to the list and if not it adds the new
one
            if isinstance(sub_index, str) and sub_index not in all_contingencias:

                count_contingencias = count_contingencias + 1
                all_contingencias.append(sub_index)
                text_file.write(sub_index)

```

```

    # Writes the last line of the .txt document
    text_file.write('\n\nFrom a total of 247 contingencies ' +
str(count_contingencies) + ' will cause a CO.')

# this list will contain a row at a time to write in the .csv document that it's
working on
list_to_print = []

print 'Enter 1 if you want to do an analysis by Monitored Resources, 2 by
Contingencies, 3 for both and 0 for neither.'

print_what = int(raw_input())

if print_what == 1 or print_what == 3:

    print 'Started the analysis by Monitored Resources, please wait.\n'

    # Accesses the list that contains all different monitored resources
    for monitored_resource in all_monitored_resources:

        # Opens a .csv file per monitored resource that will contain a matrix NxM
        where N is th number of scenarios
        # and M is the number of contingencies
        with
open(os.path.join('/Users/salvadorcarvalhosa/Desktop/Outputs/Analysis_by_MR/',
str(monitored_resource)
+ '.csv'), 'w') as text_file:

            # Writes the first line of the .csv, latter on this process should be
            automated to be able to work with
            # different amounts of scenarios that may show up in the future
            text_file.write('; 1 ; 2 ; 3 ; 4 ; 5 ; 6 ; 7 ; 8 ; 9 ; 10 ; 11 ; 12 ; 13 ;
14 ; 15 ; 16 ;\n')

            # Accesses a contingency at a time from the list that contains all the
            contingencies
            for contingency in all_contingencies:

                # Writes the contingency in analysis in the file, first column
                text_file.write(str(contingency) + ';')

                # Accesses one scenario at a time from the list that contains all the
                scenarios and there information
                for given_scenario in all_scenarios:

                    # Accesses one row at a time for the scenario that is in analysis
                    for row in given_scenario:

                        # default value of cell to write append to list_to_print only
                        changes if match is found
                        going_to_list = ';'

                        # Checks if the contingency that's being analyzed is the same
                        as the one in the scenario
                        if isinstance(row, str) == True and str(row) ==
str(contingency):

```

```

        aux5 = str(row)

        elif isinstance(row, str) == True and str(row) !=
str(contingency):

            aux5 = ''

            # If the contingency that is being analyzed is the same as the
one in the scenario it checks
            # if the monitored resource in study is the affected by that
contingency
            if isinstance(row, str) == False and aux5 == str(contingency)
and \
                (str(row.bus_IJ + ' -> ' + row.bus_JI) ==
str(monitored_resource) or \
                str(row.bus_JI + ' -> ' + row.bus_IJ) ==
str(monitored_resource)):

                # changes the default value of the cell from empty to the
percent variation of the MR due to
                # that contingency and breaks the cycle to terminate the
search because the contingency will
                # only show up once for scenario so there is no need to
keep searching
                going_to_list = format(float(row.variation_perc), '.2f') +
';'
                break

            # Appends the cell value to the list for the scenario and moves on
to the next scenario
            list_to_print.append(going_to_list)

            # Writes row in the .csv file before deleting the contents of the list
            for wr in list_to_print:
                text_file.write(wr)

            # Changes row in the .csv file and deletes the contents of the list
before moving on to the next
            # contingency up for analysis
            text_file.write('\n')
            del list_to_print[:]

if print_what == 2 or print_what == 3:

    print 'Started the analysis by Contingencies, please wait.\n'

    # Accesses one contingency at a time from the list that contains all contingencies
    for contingency in all_contingencies:

        # for each different contingency creates a .csv file with a matrix NxM, being
N the number of scenarios and M
        # the number of monitored resources
        with
open(os.path.join('/Users/salvadorcarvalhosa/Desktop/Outputs/Analysis_by_C0/',
str(contingency)

```

```

+ '.csv'), 'w') as text_file:

    # Writes the first line of the .csv, latter on this process should be
    automated to be able to work with
    # different amounts of scenarios that may show up in the future
    text_file.write('; 1 ; 2 ; 3 ; 4 ; 5 ; 6 ; 7 ; 8 ; 9 ; 10 ; 11 ; 12 ; 13 ;
14 ; 15 ; 16 ;\n')

    # Accesses one monitored resource at a time from the list that contains
    all the monitored resources
    for monitored_resource in all_monitored_resources:

        # writes the monitored resource in analysis in the first column
        text_file.write(str(monitored_resource) + ';')

        # Accesses one scenario at a time from the list that contains all the
        scenarios a their information
        for given_scenario in all_scenarios:

            # Accesses one row at a time for a given scenario
            for row in given_scenario:

                # The default value to be written in the .csv file if a match
                isn't found
                going_to_list = ';'

                # Checks if the contingency in the scenario is the same one as
                the one being analyzed
                if isinstance(row, str) == True and str(row) ==
                str(contingency):

                    aux5 = str(row)

                elif isinstance(row, str) == True and str(row) !=
                str(contingency):

                    aux5 = ''

                # If the contingency in the scenario matches the one being
                analyzed it searches if the monitored
                # resource is influenced by that contingency and if does it
                alters the default value to the
                # percent variation caused by the contingency on that MR
                if isinstance(row, str) == False and aux5 == str(contingency)
                and \
                (str(row.bus_IJ + ' -> ' + row.bus_JI) ==
                str(monitored_resource) or \
                str(row.bus_JI + ' -> ' + row.bus_IJ) ==
                str(monitored_resource)):

                    # Alters the value to be written in the .csv and breaks
                    out of the cycle because the MR will
                    # only be influenced once by a given contingency for each
                    scenario
                    going_to_list = format(float(row.variation_perc), '.2f') +
                    ';'

```

```

        break

        # Appends the value to be written for each scenario in the list,
one per scenario
        list_to_print.append(going_to_list)

        # Writes the row in the .csv file
        for wr in list_to_print:

            text_file.write(wr)

            # After writing the row it changes line
            text_file.write('\n')
            # Deletes the contents of the list before moving on to the next
monitored resource up for analysis
            del list_to_print[:]

if print_what == 0:

    print '\nYou have decided NOT to print an analysis. Neither by Monitored Resources
    nor by Contingencies.'

elif print_what != 0 and print_what != 1 and print_what != 2 and print_what != 3:

    print '\nThat input is not one of the above options, so no analysis was made.'

print "\nIt took this code %s seconds to run" % format((time.time() - start_time),
'.2f'), 'and it analyzed', \
    str(len(scenario_list)), 'scenarios. \n'

exit(0)

```

Resultados 1%

Cenário 20160810_1600

46 Critical Outages were found amongst 249 contingencies in 1.9325671196 seconds

=====

This contingency SFN 400BB1 400.00 -> SRJ 400BBX1M400.00 is a Critical Outage:

=====

This contingency SFF 150BB2N 150.00 -> LINE150BBT3 150.00 is a Critical Outage:

Due to this: SVM 400BB1 400.00 -> SRR 400BB1 400.00 ; CSV line: 256 ; Relative variation: 24.27% ; Absolute variation: 65.9 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SPM 400BB2A 400.00 -> LINE400BBT1 400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SPM 400BB1A 400.00 -> SSN 400BB2 400.00 ; CSV line: 268 ; Relative variation: 23.83% ; Absolute variation: 91.6 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: LINE400BBT1 400.00 -> SSN 400BB1 400.00 ; CSV line: 273 ; Relative variation: 26.74% ; Absolute variation: 112.4 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: LINE400BBT1 400.00 -> SFN 400BB1 400.00 ; CSV line: 281 ; Relative variation: 72.01% ; Absolute variation: 128.9 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SVM 400BB1 400.00 -> SRR 400BB1 400.00 is a Critical Outage:

=====

This contingency SAM 400BBX23400.00 -> SRJ 400BBX1M400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SRJ 400BBX1M400.00 -> SFN 400BB1 400.00 ; CSV line: 280 ;
Relative variation: 43.96% ; Absolute variation: 134.7 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SFN 400BB1 400.00 -> LINE400BBT1 400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SFN 400BB1 400.00 -> SRJ 400BBX1M400.00 ; CSV line: 280 ;
Relative variation: 17.18% ; Absolute variation: 54.0 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SLV 400BB147400.00 -> SPI 400BB142400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SRM 400BB1 400.00 -> SLV 400BB147400.00 ; CSV line: 266 ;
Relative variation: 19.38% ; Absolute variation: 59.8 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SAMM400BB1 400.00 -> SBA 400BB143400.00 ; CSV line: 283 ;
Relative variation: 14.87% ; Absolute variation: 52.5 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SFRA400BX141400.00 -> SRR 400BB2 400.00 ; CSV line: 289 ;
Relative variation: 28.01% ; Absolute variation: 95.0 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SBA 400BB143400.00 -> SPI 400BB142400.00 ; CSV line: 308 ;
Relative variation: 16.26% ; Absolute variation: 51.5 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SRA 400BB1 400.00 -> SPDV400BX243400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SRA 400BB2 400.00 -> SAL 400BB1A 400.00 ; CSV line: 279 ;
Relative variation: 60.22% ; Absolute variation: 322.1 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SPDV400BX243400.00 -> SAL 400BB1A 400.00 ; CSV line: 296 ;
Relative variation: 70.99% ; Absolute variation: 403.3 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SRM 400BB2 400.00 -> SPG 400BB1 400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SRM 400BB2 400.00 -> SAM 400BB1 400.00 ; CSV line: 257 ;
Relative variation: 37.94% ; Absolute variation: 165.6 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SBL 400BB145400.00 -> SPG 400BB1 400.00 ; CSV line: 261 ;
Relative variation: 96.44% ; Absolute variation: 338.2 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SBL 400BB145400.00 -> SRJ 400BBX1M400.00 ; CSV line: 262 ;
Relative variation: 28.75% ; Absolute variation: 143.5 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SLV 400BB147400.00 -> SRM 400BB1 400.00 ; CSV line: 266 ;
Relative variation: 73.15% ; Absolute variation: 220.4 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRJ 400BBX1M400.00 -> SFN 400BB1 400.00 ; CSV line: 280 ;
Relative variation: 20.40% ; Absolute variation: 62.5 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SFR 400BB1 400.00 -> SPG 400BB1 400.00 ; CSV line: 300 ;
Relative variation: 123.63% ; Absolute variation: 90.5 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: CCIE400BB1 400.00 -> SFR 400BB1 400.00 ; CSV line: 301 ;
Relative variation: 68.88% ; Absolute variation: 54.0 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SZR 220BB2 220.00 -> SSR 220BB1 220.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SBL 400BB145400.00 -> SRJ 400BBX1M400.00 ; CSV line: 262 ;
Relative variation: 11.06% ; Absolute variation: 55.2 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SAV 400BB143400.00 -> EBVL400BX145400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SFA 400BX242400.00 -> SSN 400BB2 400.00 ; CSV line: 254 ;
Relative variation: 36.44% ; Absolute variation: 75.8 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SAV 400BB143400.00 -> SFA 400BX242400.00 ; CSV line: 255 ;
Relative variation: 118.82% ; Absolute variation: 100.4 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SRA 400BB2 400.00 -> SRR 400BB2 400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SRA 400BB1 400.00 -> SRR 400BB1 400.00 ; CSV line: 276 ;
Relative variation: 76.39% ; Absolute variation: 359.4 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SAL 400BB1A 400.00 -> ECTL400BBX88400.00 is a Critical
Outage:

=====

This contingency SBL 400BB145400.00 -> SRJ 400BBX1M400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SRM 400BB2 400.00 -> SAM 400BB1 400.00 ; CSV line: 257 ;
Relative variation: 57.71% ; Absolute variation: 251.9 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SBL 400BB145400.00 -> SPG 400BB1 400.00 ; CSV line: 261 ;
Relative variation: 55.35% ; Absolute variation: 194.1 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRM 400BB1 400.00 -> SLV 400BB147400.00 ; CSV line: 266 ;
Relative variation: 55.83% ; Absolute variation: 172.3 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRM 400BB2 400.00 -> SPG 400BB1 400.00 ; CSV line: 267 ;
Relative variation: 29.23% ; Absolute variation: 146.8 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SPM 400BB1A 400.00 -> SSN 400BB2 400.00 ; CSV line: 268 ;
Relative variation: 14.80% ; Absolute variation: 56.9 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: LINE400BBT1 400.00 -> SSN 400BB1 400.00 ; CSV line: 273 ;
Relative variation: 14.75% ; Absolute variation: 62.0 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRJ 400BBX1M400.00 -> SFN 400BB1 400.00 ; CSV line: 280 ;
Relative variation: 74.54% ; Absolute variation: 228.4 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: EBVL400BX145400.00 -> SAV 400BB143400.00 ; CSV line: 312 ;
Relative variation: 41.38% ; Absolute variation: 60.7 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SAMM400BB1 400.00 -> SRR 400BB2 400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SAMM400BB1 400.00 -> SBA 400BB143400.00 ; CSV line: 283 ;
Relative variation: 25.92% ; Absolute variation: 91.5 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SLGC400BB143400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 284 ;
Relative variation: 15.19% ; Absolute variation: 56.2 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SBA 400BB143400.00 -> SPI 400BB142400.00 ; CSV line: 308 ;
Relative variation: 28.86% ; Absolute variation: 91.4 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SAL 400BB1A 400.00 -> SPDV400BX243400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SRR 400BB1 400.00 -> SRA 400BB1 400.00 ; CSV line: 276 ;
Relative variation: 13.65% ; Absolute variation: 64.5 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SPDV400BX243400.00 -> SRA 400BB1 400.00 ; CSV line: 277 ;
Relative variation: 97.00% ; Absolute variation: 501.6 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRR 400BB2 400.00 -> SRA 400BB2 400.00 ; CSV line: 278 ;
Relative variation: 13.67% ; Absolute variation: 54.9 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SAL 400BB1A 400.00 -> SRA 400BB2 400.00 ; CSV line: 279 ;
Relative variation: 85.02% ; Absolute variation: 452.5 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: ECTL400BBX88400.00 -> SAL 400BB1A 400.00 ; CSV line: 297 ;
Relative variation: 10.70% ; Absolute variation: 58.8 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: ECTL400BBX88400.00 -> SAL 400BB1A 400.00 ; CSV line: 298 ;
Relative variation: 10.61% ; Absolute variation: 58.3 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 2

=====

This contingency SRA 400BB2 400.00 -> SAL 400BB1A 400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SRR 400BB1 400.00 -> SRA 400BB1 400.00 ; CSV line: 276 ;
Relative variation: 12.44% ; Absolute variation: 58.8 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SPDV400BX243400.00 -> SRA 400BB1 400.00 ; CSV line: 277 ;
Relative variation: 77.97% ; Absolute variation: 403.2 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRR 400BB2 400.00 -> SRA 400BB2 400.00 ; CSV line: 278 ;
Relative variation: 12.48% ; Absolute variation: 50.1 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SPDV400BX243400.00 -> SAL 400BB1A 400.00 ; CSV line: 296 ;
Relative variation: 75.76% ; Absolute variation: 430.4 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: ECTL400BBX88400.00 -> SAL 400BB1A 400.00 ; CSV line: 297 ;
Relative variation: 9.61% ; Absolute variation: 52.8 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: ECTL400BBX88400.00 -> SAL 400BB1A 400.00 ; CSV line: 298 ;
Relative variation: 9.50% ; Absolute variation: 52.2 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 2

=====

This contingency SFRA400BX141400.00 -> SLV 400BB147400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SAMM400BB1 400.00 -> SRR 400BB2 400.00 ; CSV line: 282 ;
Relative variation: 25.44% ; Absolute variation: 54.4 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRR 400BB2 400.00 -> SFRA400BX141400.00 ; CSV line: 289 ;
Relative variation: 64.72% ; Absolute variation: 220.5 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SAM 400BB1 400.00 -> SRM 400BB2 400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SBL 400BB145400.00 -> SPG 400BB1 400.00 ; CSV line: 261 ;
Relative variation: 22.53% ; Absolute variation: 79.0 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRJ 400BBX1M400.00 -> SBL 400BB145400.00 ; CSV line: 262 ;
Relative variation: 35.77% ; Absolute variation: 182.3 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRM 400BB1 400.00 -> SLV 400BB147400.00 ; CSV line: 266 ;
Relative variation: 41.28% ; Absolute variation: 127.4 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRM 400BB2 400.00 -> SPG 400BB1 400.00 ; CSV line: 267 ;
Relative variation: 23.74% ; Absolute variation: 119.2 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRJ 400BBX1M400.00 -> SFN 400BB1 400.00 ; CSV line: 280 ;
Relative variation: 18.90% ; Absolute variation: 57.9 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SFA 400BX242400.00 -> SAV 400BB143400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SSN 400BB2 400.00 -> SFA 400BX242400.00 ; CSV line: 254 ;
Relative variation: 38.93% ; Absolute variation: 92.5 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SLGC400BB143400.00 -> CAAE400BB2 400.00 is a Critical Outage:

=====

This contingency STVR400BB1 400.00 -> EPGN400BB1 400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SPO 400BB1 400.00 -> STVR400BB1 400.00 ; CSV line: 309 ;
Relative variation: 36.94% ; Absolute variation: 70.3 Amps ; Scenario:
Base_Mais ; Circuit: 1

=====

This contingency SFR 400BB1 400.00 -> CCIE400BB1 400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SPG 400BB1 400.00 -> SFR 400BB1 400.00 ; CSV line: 300 ;
Relative variation: 77.47% ; Absolute variation: 80.8 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SRR 400BB1 400.00 -> SPI 400BB142400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SRR 400BB2 400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 282 ;
Relative variation: 42.24% ; Absolute variation: 84.6 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SBA 400BB143400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 283 ;
Relative variation: 25.04% ; Absolute variation: 86.2 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SFRA400BX141400.00 -> SRR 400BB2 400.00 ; CSV line: 289 ;
Relative variation: 26.59% ; Absolute variation: 90.2 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SPI 400BB142400.00 -> SBA 400BB143400.00 ; CSV line: 308 ;
Relative variation: 27.77% ; Absolute variation: 86.3 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SRM 220BB1A 220.00 -> SRM 400BB1 400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SRM 400BB2 400.00 -> SAM 400BB1 400.00 ; CSV line: 257 ;
Relative variation: 11.71% ; Absolute variation: 51.1 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SRM 400BB1 400.00 -> SLV 400BB147400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SRM 400BB2 400.00 -> SAM 400BB1 400.00 ; CSV line: 257 ; Relative variation: 23.78% ; Absolute variation: 103.8 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SBL 400BB145400.00 -> SPG 400BB1 400.00 ; CSV line: 261 ; Relative variation: 28.17% ; Absolute variation: 98.8 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SBL 400BB145400.00 -> SRJ 400BBX1M400.00 ; CSV line: 262 ; Relative variation: 19.62% ; Absolute variation: 97.9 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRM 400BB2 400.00 -> SPG 400BB1 400.00 ; CSV line: 267 ; Relative variation: 25.71% ; Absolute variation: 129.1 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SAMM400BB1 400.00 -> SLGC400BB143400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SRA 400BB1 400.00 -> SRR 400BB1 400.00 ; CSV line: 276 ; Relative variation: 12.09% ; Absolute variation: 56.9 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRA 400BB1 400.00 -> SPDV400BX243400.00 ; CSV line: 277 ; Relative variation: 9.99% ; Absolute variation: 51.8 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRA 400BB2 400.00 -> SAL 400BB1A 400.00 ; CSV line: 279 ; Relative variation: 9.81% ; Absolute variation: 52.5 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRR 400BB2 400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 282 ; Relative variation: 58.96% ; Absolute variation: 118.1 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SBA 400BB143400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 283 ; Relative variation: 28.18% ; Absolute variation: 97.0 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SPDV400BX243400.00 -> SAL 400BB1A 400.00 ; CSV line: 296 ; Relative variation: 9.73% ; Absolute variation: 55.3 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SAL 400BB1A 400.00 -> ECTL400BBX88400.00 ; CSV line: 297 ; Relative variation: 9.60% ; Absolute variation: 52.8 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SAL 400BB1A 400.00 -> ECTL400BBX88400.00 ; CSV line: 298 ; Relative variation: 9.71% ; Absolute variation: 53.4 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 2

Due to this: SPI 400BB142400.00 -> SBA 400BB143400.00 ; CSV line: 308 ; Relative variation: 32.59% ; Absolute variation: 101.3 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: CAAE400BB2 400.00 -> SLGC400BB143400.00 ; CSV line: 314 ;
Relative variation: 102.28% ; Absolute variation: 134.5 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====
This contingency SPO 150BB1 150.00 -> SPO 400BB1 400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: STVR400BB1 400.00 -> SPO 400BB1 400.00 ; CSV line: 309 ;
Relative variation: 35.51% ; Absolute variation: 57.7 Amps ; Scenario:
Base_Mais ; Circuit: 1

=====
This contingency SFF 400BB1 400.00 -> SPM 400BB2A 400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SRJ 400BBX1M400.00 -> SFN 400BB1 400.00 ; CSV line: 280 ;
Relative variation: 19.65% ; Absolute variation: 60.2 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====
This contingency SSN 400BB1 400.00 -> SPO 400BB1 400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SFA 400BX242400.00 -> SSN 400BB2 400.00 ; CSV line: 254 ;
Relative variation: 45.48% ; Absolute variation: 94.6 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SAV 400BB143400.00 -> SFA 400BX242400.00 ; CSV line: 255 ;
Relative variation: 74.32% ; Absolute variation: 62.8 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: STVR400BB1 400.00 -> SPO 400BB1 400.00 ; CSV line: 309 ;
Relative variation: 79.69% ; Absolute variation: 129.5 Amps ; Scenario:
Base_Mais ; Circuit: 1

=====
This contingency SRA 400BB1 400.00 -> SRR 400BB1 400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SRA 400BB2 400.00 -> SRR 400BB2 400.00 ; CSV line: 278 ;
Relative variation: 104.18% ; Absolute variation: 415.8 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRR 400BB1 400.00 -> SVM 400BB1 400.00 ; CSV line: 256 ;
Relative variation: 20.20% ; Absolute variation: 53.6 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SPM 400BB1A 400.00 -> SFN 400BB2 400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SFN 400BB1 400.00 -> SRJ 400BBX1M400.00 ; CSV line: 280 ; Relative variation: 17.43% ; Absolute variation: 54.8 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SFN 400BB1 400.00 -> LINE400BBT1 400.00 ; CSV line: 281 ; Relative variation: 36.94% ; Absolute variation: 74.4 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

=====
This contingency SAL 400BB1A 400.00 -> ECTL400BBX88400.00 is a Critical Outage:

=====
This contingency SFR 400BB1 400.00 -> SPG 400BB1 400.00 is a Critical Outage:

=====
This contingency SPO 400BB1 400.00 -> STVR400BB1 400.00 is a Critical Outage:

=====
This contingency SBL 400BB145400.00 -> SPG 400BB1 400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SRM 400BB2 400.00 -> SAM 400BB1 400.00 ; CSV line: 257 ; Relative variation: 15.95% ; Absolute variation: 69.6 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SBL 400BB145400.00 -> SRJ 400BBX1M400.00 ; CSV line: 262 ; Relative variation: 25.43% ; Absolute variation: 126.9 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SLV 400BB147400.00 -> SRM 400BB1 400.00 ; CSV line: 266 ; Relative variation: 37.74% ; Absolute variation: 113.7 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SPG 400BB1 400.00 -> SRM 400BB2 400.00 ; CSV line: 267 ; Relative variation: 43.97% ; Absolute variation: 221.1 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRJ 400BBX1M400.00 -> SFN 400BB1 400.00 ; CSV line: 280 ; Relative variation: 17.85% ; Absolute variation: 54.7 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SFR 400BB1 400.00 -> SPG 400BB1 400.00 ; CSV line: 300 ;
 Relative variation: 88.52% ; Absolute variation: 64.8 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SPI 400BB142400.00 -> SBA 400BB143400.00 is a Critical
 Outage:

Due to this: SRR 400BB2 400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 282 ;
 Relative variation: 87.67% ; Absolute variation: 175.6 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SAMM400BB1 400.00 -> SBA 400BB143400.00 ; CSV line: 283 ;
 Relative variation: 87.85% ; Absolute variation: 310.1 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SLGC400BB143400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 284 ;
 Relative variation: 21.21% ; Absolute variation: 78.5 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SFRA400BX141400.00 -> SRR 400BB2 400.00 ; CSV line: 289 ;
 Relative variation: 17.48% ; Absolute variation: 59.3 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SFA 400BX242400.00 -> SSN 400BB2 400.00 is a Critical
 Outage:

Due to this: SFA 400BX242400.00 -> SAV 400BB143400.00 ; CSV line: 255 ;
 Relative variation: 48.22% ; Absolute variation: 62.4 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: EBVL400BX145400.00 -> SAV 400BB143400.00 ; CSV line: 312 ;
 Relative variation: 54.60% ; Absolute variation: 80.1 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SRM 220BB1A 220.00 -> SRM 400BB2 400.00 is a Critical
 Outage:

Due to this: SRM 400BB2 400.00 -> SAM 400BB1 400.00 ; CSV line: 257 ;
 Relative variation: 11.57% ; Absolute variation: 50.5 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SBL 400BB145400.00 -> SLV 400BB147400.00 is a Critical
 Outage:

Due to this: SBL 400BB145400.00 -> SPG 400BB1 400.00 ; CSV line: 261 ;
Relative variation: 15.63% ; Absolute variation: 54.8 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRM 400BB1 400.00 -> SLV 400BB147400.00 ; CSV line: 266 ;
Relative variation: 20.48% ; Absolute variation: 63.2 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SVG 220BB1A 220.00 -> SVPA220BB2 220.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SRR 400BB2 400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 282 ;
Relative variation: 25.56% ; Absolute variation: 51.2 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SLGC400BB143400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 284 ;
Relative variation: 20.86% ; Absolute variation: 77.2 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SFRA400BX141400.00 -> SRR 400BB2 400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SRR 400BB2 400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 282 ;
Relative variation: 41.09% ; Absolute variation: 82.3 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SBA 400BB143400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 283 ;
Relative variation: 19.52% ; Absolute variation: 67.2 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SPI 400BB142400.00 -> SBA 400BB143400.00 ; CSV line: 308 ;
Relative variation: 21.59% ; Absolute variation: 67.1 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SSN 400BB1 400.00 -> LINE400BBT1 400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SFA 400BX242400.00 -> SSN 400BB2 400.00 ; CSV line: 254 ;
Relative variation: 29.42% ; Absolute variation: 61.2 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SPM 400BB1A 400.00 -> SSN 400BB2 400.00 ; CSV line: 268 ;
Relative variation: 73.99% ; Absolute variation: 284.4 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: LINE400BBT1 400.00 -> SFN 400BB1 400.00 ; CSV line: 281 ;
Relative variation: 47.82% ; Absolute variation: 85.6 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SAMM400BB1 400.00 -> SBA 400BB143400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SRR 400BB2 400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 282 ; Relative variation: 97.15% ; Absolute variation: 194.6 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SLGC400BB143400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 284 ; Relative variation: 22.35% ; Absolute variation: 82.7 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRR 400BB2 400.00 -> SFRA400BX141400.00 ; CSV line: 289 ; Relative variation: 19.25% ; Absolute variation: 65.6 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SBA 400BB143400.00 -> SPI 400BB142400.00 ; CSV line: 308 ; Relative variation: 86.96% ; Absolute variation: 275.4 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SPM 400BB1A 400.00 -> SSN 400BB2 400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SFA 400BX242400.00 -> SSN 400BB2 400.00 ; CSV line: 254 ; Relative variation: 24.86% ; Absolute variation: 51.7 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: LINE400BBT1 400.00 -> SSN 400BB1 400.00 ; CSV line: 273 ; Relative variation: 64.19% ; Absolute variation: 269.8 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Resultados 20%

Cenário 20160810_1600

42 Critical Outages were found amongst 249 contingencies in 1.31433105469 seconds

=====

This contingency SFN 400BB1 400.00 -> SRJ 400BBX1M400.00 is a Critical Outage:

=====

This contingency SFF 150BB2N 150.00 -> LINE150BBT3 150.00 is a Critical Outage:

Due to this: SVM 400BB1 400.00 -> SRR 400BB1 400.00 ; CSV line: 256 ; Relative variation: 24.27% ; Absolute variation: 65.9 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SPM 400BB2A 400.00 -> LINE400BBT1 400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SPM 400BB1A 400.00 -> SSN 400BB2 400.00 ; CSV line: 268 ; Relative variation: 23.83% ; Absolute variation: 91.6 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: LINE400BBT1 400.00 -> SSN 400BB1 400.00 ; CSV line: 273 ; Relative variation: 26.74% ; Absolute variation: 112.4 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: LINE400BBT1 400.00 -> SFN 400BB1 400.00 ; CSV line: 281 ; Relative variation: 72.01% ; Absolute variation: 128.9 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SVM 400BB1 400.00 -> SRR 400BB1 400.00 is a Critical Outage:

=====

This contingency SAM 400BBX23400.00 -> SRJ 400BBX1M400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SRJ 400BBX1M400.00 -> SFN 400BB1 400.00 ; CSV line: 280 ;
 Relative variation: 43.96% ; Absolute variation: 134.7 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SFN 400BB1 400.00 -> LINE400BBT1 400.00 is a Critical
 Outage:

=====

This contingency SLV 400BB147400.00 -> SPI 400BB142400.00 is a Critical
 Outage:

Due to this: SFRA400BX141400.00 -> SRR 400BB2 400.00 ; CSV line: 289 ;
 Relative variation: 28.01% ; Absolute variation: 95.0 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SRA 400BB1 400.00 -> SPDV400BX243400.00 is a Critical
 Outage:

Due to this: SRA 400BB2 400.00 -> SAL 400BB1A 400.00 ; CSV line: 279 ;
 Relative variation: 60.22% ; Absolute variation: 322.1 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SPDV400BX243400.00 -> SAL 400BB1A 400.00 ; CSV line: 296 ;
 Relative variation: 70.99% ; Absolute variation: 403.3 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SRM 400BB2 400.00 -> SPG 400BB1 400.00 is a Critical
 Outage:

Due to this: SRM 400BB2 400.00 -> SAM 400BB1 400.00 ; CSV line: 257 ;
 Relative variation: 37.94% ; Absolute variation: 165.6 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SBL 400BB145400.00 -> SPG 400BB1 400.00 ; CSV line: 261 ;
 Relative variation: 96.44% ; Absolute variation: 338.2 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SBL 400BB145400.00 -> SRJ 400BBX1M400.00 ; CSV line: 262 ;
 Relative variation: 28.75% ; Absolute variation: 143.5 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SLV 400BB147400.00 -> SRM 400BB1 400.00 ; CSV line: 266 ;
 Relative variation: 73.15% ; Absolute variation: 220.4 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRJ 400BBX1M400.00 -> SFN 400BB1 400.00 ; CSV line: 280 ;
 Relative variation: 20.40% ; Absolute variation: 62.5 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1
 Due to this: SFR 400BB1 400.00 -> SPG 400BB1 400.00 ; CSV line: 300 ;
 Relative variation: 123.63% ; Absolute variation: 90.5 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1
 Due to this: CCIE400BB1 400.00 -> SFR 400BB1 400.00 ; CSV line: 301 ;
 Relative variation: 68.88% ; Absolute variation: 54.0 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SAV 400BB143400.00 -> EBVL400BX145400.00 is a Critical
 Outage:

Due to this: SFA 400BX242400.00 -> SSN 400BB2 400.00 ; CSV line: 254 ;
 Relative variation: 36.44% ; Absolute variation: 75.8 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1
 Due to this: SAV 400BB143400.00 -> SFA 400BX242400.00 ; CSV line: 255 ;
 Relative variation: 118.82% ; Absolute variation: 100.4 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SRA 400BB2 400.00 -> SRR 400BB2 400.00 is a Critical
 Outage:

Due to this: SRA 400BB1 400.00 -> SRR 400BB1 400.00 ; CSV line: 276 ;
 Relative variation: 76.39% ; Absolute variation: 359.4 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SAL 400BB1A 400.00 -> ECTL400BBX88400.00 is a Critical
 Outage:

=====

This contingency SBL 400BB145400.00 -> SRJ 400BBX1M400.00 is a Critical
 Outage:

Due to this: SRM 400BB2 400.00 -> SAM 400BB1 400.00 ; CSV line: 257 ;
 Relative variation: 57.71% ; Absolute variation: 251.9 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1
 Due to this: SBL 400BB145400.00 -> SPG 400BB1 400.00 ; CSV line: 261 ;
 Relative variation: 55.35% ; Absolute variation: 194.1 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRM 400BB1 400.00 -> SLV 400BB147400.00 ; CSV line: 266 ;
Relative variation: 55.83% ; Absolute variation: 172.3 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRM 400BB2 400.00 -> SPG 400BB1 400.00 ; CSV line: 267 ;
Relative variation: 29.23% ; Absolute variation: 146.8 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRJ 400BBX1M400.00 -> SFN 400BB1 400.00 ; CSV line: 280 ;
Relative variation: 74.54% ; Absolute variation: 228.4 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: EBVL400BX145400.00 -> SAV 400BB143400.00 ; CSV line: 312 ;
Relative variation: 41.38% ; Absolute variation: 60.7 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SAMM400BB1 400.00 -> SRR 400BB2 400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SAMM400BB1 400.00 -> SBA 400BB143400.00 ; CSV line: 283 ;
Relative variation: 25.92% ; Absolute variation: 91.5 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SBA 400BB143400.00 -> SPI 400BB142400.00 ; CSV line: 308 ;
Relative variation: 28.86% ; Absolute variation: 91.4 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SAL 400BB1A 400.00 -> SPDV400BX243400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SPDV400BX243400.00 -> SRA 400BB1 400.00 ; CSV line: 277 ;
Relative variation: 97.00% ; Absolute variation: 501.6 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SAL 400BB1A 400.00 -> SRA 400BB2 400.00 ; CSV line: 279 ;
Relative variation: 85.02% ; Absolute variation: 452.5 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SRA 400BB2 400.00 -> SAL 400BB1A 400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SPDV400BX243400.00 -> SRA 400BB1 400.00 ; CSV line: 277 ;
Relative variation: 77.97% ; Absolute variation: 403.2 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SPDV400BX243400.00 -> SAL 400BB1A 400.00 ; CSV line: 296 ;
Relative variation: 75.76% ; Absolute variation: 430.4 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SFRA400BX141400.00 -> SLV 400BB147400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SAMM400BB1 400.00 -> SRR 400BB2 400.00 ; CSV line: 282 ;
Relative variation: 25.44% ; Absolute variation: 54.4 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1
Due to this: SRR 400BB2 400.00 -> SFRA400BX141400.00 ; CSV line: 289 ;
Relative variation: 64.72% ; Absolute variation: 220.5 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SAM 400BB1 400.00 -> SRM 400BB2 400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SBL 400BB145400.00 -> SPG 400BB1 400.00 ; CSV line: 261 ;
Relative variation: 22.53% ; Absolute variation: 79.0 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1
Due to this: SRJ 400BBX1M400.00 -> SBL 400BB145400.00 ; CSV line: 262 ;
Relative variation: 35.77% ; Absolute variation: 182.3 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1
Due to this: SRM 400BB1 400.00 -> SLV 400BB147400.00 ; CSV line: 266 ;
Relative variation: 41.28% ; Absolute variation: 127.4 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1
Due to this: SRM 400BB2 400.00 -> SPG 400BB1 400.00 ; CSV line: 267 ;
Relative variation: 23.74% ; Absolute variation: 119.2 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SFA 400BX242400.00 -> SAV 400BB143400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SSN 400BB2 400.00 -> SFA 400BX242400.00 ; CSV line: 254 ;
Relative variation: 38.93% ; Absolute variation: 92.5 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SLGC400BB143400.00 -> CAAE400BB2 400.00 is a Critical Outage:

=====

This contingency STVR400BB1 400.00 -> EPGN400BB1 400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SPO 400BB1 400.00 -> STVR400BB1 400.00 ; CSV line: 309 ;
Relative variation: 36.94% ; Absolute variation: 70.3 Amps ; Scenario:
Base_Mais ; Circuit: 1

=====

This contingency SFR 400BB1 400.00 -> CCIE400BB1 400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SPG 400BB1 400.00 -> SFR 400BB1 400.00 ; CSV line: 300 ;
Relative variation: 77.47% ; Absolute variation: 80.8 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SRR 400BB1 400.00 -> SPI 400BB142400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SRR 400BB2 400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 282 ;
Relative variation: 42.24% ; Absolute variation: 84.6 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SBA 400BB143400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 283 ;
Relative variation: 25.04% ; Absolute variation: 86.2 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SFRA400BX141400.00 -> SRR 400BB2 400.00 ; CSV line: 289 ;
Relative variation: 26.59% ; Absolute variation: 90.2 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SPI 400BB142400.00 -> SBA 400BB143400.00 ; CSV line: 308 ;
Relative variation: 27.77% ; Absolute variation: 86.3 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SRM 400BB1 400.00 -> SLV 400BB147400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SRM 400BB2 400.00 -> SAM 400BB1 400.00 ; CSV line: 257 ;
Relative variation: 23.78% ; Absolute variation: 103.8 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SBL 400BB145400.00 -> SPG 400BB1 400.00 ; CSV line: 261 ;
Relative variation: 28.17% ; Absolute variation: 98.8 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SRM 400BB2 400.00 -> SPG 400BB1 400.00 ; CSV line: 267 ;
Relative variation: 25.71% ; Absolute variation: 129.1 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SAMM400BB1 400.00 -> SLGC400BB143400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SRR 400BB2 400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 282 ;
 Relative variation: 58.96% ; Absolute variation: 118.1 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1
 Due to this: SBA 400BB143400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 283 ;
 Relative variation: 28.18% ; Absolute variation: 97.0 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1
 Due to this: SPI 400BB142400.00 -> SBA 400BB143400.00 ; CSV line: 308 ;
 Relative variation: 32.59% ; Absolute variation: 101.3 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1
 Due to this: CAEE400BB2 400.00 -> SLGC400BB143400.00 ; CSV line: 314 ;
 Relative variation: 102.28% ; Absolute variation: 134.5 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SPO 150BB1 150.00 -> SPO 400BB1 400.00 is a Critical
 Outage:

Due to this: STVR400BB1 400.00 -> SPO 400BB1 400.00 ; CSV line: 309 ;
 Relative variation: 35.51% ; Absolute variation: 57.7 Amps ; Scenario:
 Base_Mais ; Circuit: 1

=====

This contingency SSN 400BB1 400.00 -> SPO 400BB1 400.00 is a Critical
 Outage:

Due to this: SFA 400BX242400.00 -> SSN 400BB2 400.00 ; CSV line: 254 ;
 Relative variation: 45.48% ; Absolute variation: 94.6 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1
 Due to this: SAV 400BB143400.00 -> SFA 400BX242400.00 ; CSV line: 255 ;
 Relative variation: 74.32% ; Absolute variation: 62.8 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1
 Due to this: STVR400BB1 400.00 -> SPO 400BB1 400.00 ; CSV line: 309 ;
 Relative variation: 79.69% ; Absolute variation: 129.5 Amps ; Scenario:
 Base_Mais ; Circuit: 1

=====

This contingency SRA 400BB1 400.00 -> SRR 400BB1 400.00 is a Critical
 Outage:

Due to this: SRA 400BB2 400.00 -> SRR 400BB2 400.00 ; CSV line: 278 ;
 Relative variation: 104.18% ; Absolute variation: 415.8 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1
 Due to this: SRR 400BB1 400.00 -> SVM 400BB1 400.00 ; CSV line: 256 ;
 Relative variation: 20.20% ; Absolute variation: 53.6 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SPM 400BB1A 400.00 -> SFN 400BB2 400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SFN 400BB1 400.00 -> LINE400BBT1 400.00 ; CSV line: 281 ; Relative variation: 36.94% ; Absolute variation: 74.4 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SAL 400BB1A 400.00 -> ECTL400BBX88400.00 is a Critical Outage:

=====

This contingency SFR 400BB1 400.00 -> SPG 400BB1 400.00 is a Critical Outage:

=====

This contingency SPO 400BB1 400.00 -> STVR400BB1 400.00 is a Critical Outage:

=====

This contingency SBL 400BB145400.00 -> SPG 400BB1 400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SBL 400BB145400.00 -> SRJ 400BBX1M400.00 ; CSV line: 262 ; Relative variation: 25.43% ; Absolute variation: 126.9 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SLV 400BB147400.00 -> SRM 400BB1 400.00 ; CSV line: 266 ; Relative variation: 37.74% ; Absolute variation: 113.7 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SPG 400BB1 400.00 -> SRM 400BB2 400.00 ; CSV line: 267 ; Relative variation: 43.97% ; Absolute variation: 221.1 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SFR 400BB1 400.00 -> SPG 400BB1 400.00 ; CSV line: 300 ; Relative variation: 88.52% ; Absolute variation: 64.8 Amps ; Scenario: Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SPI 400BB142400.00 -> SBA 400BB143400.00 is a Critical Outage:

Due to this: SRR 400BB2 400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 282 ;
 Relative variation: 87.67% ; Absolute variation: 175.6 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1
 Due to this: SAMM400BB1 400.00 -> SBA 400BB143400.00 ; CSV line: 283 ;
 Relative variation: 87.85% ; Absolute variation: 310.1 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1
 Due to this: SLGC400BB143400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 284 ;
 Relative variation: 21.21% ; Absolute variation: 78.5 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SFA 400BX242400.00 -> SSN 400BB2 400.00 is a Critical
 Outage:

Due to this: SFA 400BX242400.00 -> SAV 400BB143400.00 ; CSV line: 255 ;
 Relative variation: 48.22% ; Absolute variation: 62.4 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1
 Due to this: EBVL400BX145400.00 -> SAV 400BB143400.00 ; CSV line: 312 ;
 Relative variation: 54.60% ; Absolute variation: 80.1 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SBL 400BB145400.00 -> SLV 400BB147400.00 is a Critical
 Outage:

Due to this: SRM 400BB1 400.00 -> SLV 400BB147400.00 ; CSV line: 266 ;
 Relative variation: 20.48% ; Absolute variation: 63.2 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SVG 220BB1A 220.00 -> SVPA220BB2 220.00 is a Critical
 Outage:

Due to this: SRR 400BB2 400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 282 ;
 Relative variation: 25.56% ; Absolute variation: 51.2 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1
 Due to this: SLGC400BB143400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 284 ;
 Relative variation: 20.86% ; Absolute variation: 77.2 Amps ; Scenario:
 Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SFRA400BX141400.00 -> SRR 400BB2 400.00 is a Critical
 Outage:

Due to this: SRR 400BB2 400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 282 ;
Relative variation: 41.09% ; Absolute variation: 82.3 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SPI 400BB142400.00 -> SBA 400BB143400.00 ; CSV line: 308 ;
Relative variation: 21.59% ; Absolute variation: 67.1 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SSN 400BB1 400.00 -> LINE400BBT1 400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SFA 400BX242400.00 -> SSN 400BB2 400.00 ; CSV line: 254 ;
Relative variation: 29.42% ; Absolute variation: 61.2 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SPM 400BB1A 400.00 -> SSN 400BB2 400.00 ; CSV line: 268 ;
Relative variation: 73.99% ; Absolute variation: 284.4 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: LINE400BBT1 400.00 -> SFN 400BB1 400.00 ; CSV line: 281 ;
Relative variation: 47.82% ; Absolute variation: 85.6 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SAMM400BB1 400.00 -> SBA 400BB143400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SRR 400BB2 400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 282 ;
Relative variation: 97.15% ; Absolute variation: 194.6 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SLGC400BB143400.00 -> SAMM400BB1 400.00 ; CSV line: 284 ;
Relative variation: 22.35% ; Absolute variation: 82.7 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: SBA 400BB143400.00 -> SPI 400BB142400.00 ; CSV line: 308 ;
Relative variation: 86.96% ; Absolute variation: 275.4 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

=====

This contingency SPM 400BB1A 400.00 -> SSN 400BB2 400.00 is a Critical
Outage:

Due to this: SFA 400BX242400.00 -> SSN 400BB2 400.00 ; CSV line: 254 ;
Relative variation: 24.86% ; Absolute variation: 51.7 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1

Due to this: LINE400BBT1 400.00 -> SSN 400BB1 400.00 ; CSV line: 273 ;
Relative variation: 64.19% ; Absolute variation: 269.8 Amps ; Scenario:
Base_Menos ; Circuit: 1