



Diogo Miguel Relvinha dos Reis

Licenciado em Ciências da Engenharia
Eletrotécnica e de Computadores

Determinação e valorização da região de flexibilidade na Interface TSO-DSO

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis

Coorientador: Professor Doutor Pedro Miguel Ribeiro Pereira

Júri:

Presidente: Professor Doutor Rui Manuel Tavares

Arguente: Professor Doutor João Miguel Murta Pina

Vogal: Professor Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis

Novembro, 2020

Determinação e valorização da região de flexibilidade na Interface TSO-DSO

Copyright © Diogo Miguel Relvinha dos Reis, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

*I have not failed. I've just found
10,000 ways that won't work.*

Nikola Tesla

Agradecimentos

Em primeiro lugar agradeço à Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade NOVA de Lisboa e a todos os professores e funcionários que passaram e contribuíram para a minha formação, em especial ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica.

Um forte agradecimento ao Professor Doutor Francisco Reis pelo gosto que me cultivou na área das energias, pela disponibilidade, orientação e apoio que foram imprescindíveis para a realização da dissertação.

Agradeço também ao Professor Doutor Pedro Pereira que também se mostrou sempre disponível para me ajudar e orientar durante o decorrer da dissertação.

Queria agradecer também aos meus colegas de curso que fizeram parte do meu percurso académico e desta parte tão desafiante da minha vida, em especial aos meus colegas e amigos, João Gavinhos e João Vale agradeço pela paciência, palavras de animo e entreaajuda.

Deixo também o meu agradecimento à minha namorada Mariana Sardinha, por todo o apoio, paciência, carinho e amor durante todo este processo, bem como à família Sardinha.

Um obrigado também aos meus amigos que estiveram sempre presentes e me apoiaram.

Queria também deixar um grande agradecimento à minha família pelo apoio, amor e carinho e por me proporcionarem as condições necessárias para a realização do curso.

Por último um obrigado final a todos os que contribuíram e acompanharam a minha formação como engenheiro e pessoa, sem vocês não seria o que sou hoje.

Resumo

O objetivo da presente dissertação consiste em desenvolver e aplicar uma metodologia para a determinação da região de flexibilidade providenciada por fontes de energia renováveis (RES) presentes na rede de distribuição. O estudo surge como resposta às crescentes necessidades de descarbonização dos sistemas de energia, otimização da operação da rede elétrica e capacidade de resposta a contingências na mesma.

Inicialmente é desenvolvida uma metodologia que quantifica a flexibilidade existente numa rede para um determinado ponto da rede e para um instante temporal definido. Esta é aplicada a uma rede IEEE de 9 barramentos onde é estabelecida a região de flexibilidade na interface TSO-DSO (*Transmission System Operator-Distribution System Operator*) e avaliado o impacto na mesma, face a alterações na rede.

Posteriormente é desenvolvida a metodologia a ser aplicada no horizonte do planeamento operacional (24 horas - *day ahead*) seguindo diferentes métricas de valorização da região de flexibilidade na interface TSO-DSO como função objetivo. As métricas utilizadas são o custo nivelado de energia, perdas de potência ativa de origem técnica e tempo de ativação da flexibilidade *ramp rate*. Esta nova metodologia é aplicada a uma rede IEEE de 14 barramentos.

Os resultados obtidos para ambos os estudos de caso permitem concluir que a metodologia revelou robustez e competência na valorização da região de flexibilidade para o horizonte de planeamento operacional.

Palavras-chave: Integração de fontes de energia renováveis, Flexibilidade, Interface TSO-DSO, Redes elétricas inteligentes

Abstract

The objective of this Thesis is to develop and apply a methodology to determine the region of flexibility provided by renewable energy sources (RES) present in the distribution network. The study emerges as a response to the growing needs for decarbonization of the energy systems, optimization of the electrical grid operation and its ability to respond to contingencies.

Initially, a methodology is developed to quantify the existing flexibility in a given point of the network and time instant. The methodology is applied to an IEEE 9 bus network where it is established the flexibility region at the TSO-DSO interface (Transmission System Operator-Distribution System Operator) and it is evaluated the impact to the same in the face of changes in the grid.

Afterwards it is developed a methodology to be applied in the operational planning horizon (24 hours - day ahead) following different metrics for valuing the flexibility region at the TSO-DSO interface, as an objective function. The metrics used are the levelized cost of energy, technical active power losses and activation time of the flexibility, ramp rate. This new methodology is applied to an IEEE 14 bus network.

The results obtained for both case studies allow us to conclude that the methodology showed robustness and competence in valuing the region of flexibility for the operational planning horizon.

Keywords: Renewable Energy Sources, Flexibility, TSO-DSO Interface, Smart grids

Índice

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	2
1.2	OBJETIVOS	3
1.3	ESTRUTURA	5
2	FLEXIBILIDADE NO CONTEXTO DAS REDES INTELIGENTES	6
2.1	CARACTERIZAÇÃO ATUAL E EVOLUÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO	7
2.1.1	<i>Descentralização</i>	7
2.1.2	<i>Definição do sistema de distribuição ativo</i>	9
2.1.3	<i>Interface TSO-DSO</i>	12
2.1.4	<i>Papéis e responsabilidades</i>	13
2.2	CARACTERIZAÇÃO DE FLEXIBILIDADE	14
2.2.1	<i>Definição</i>	14
2.2.2	<i>Utilização da flexibilidade</i>	17
2.2.3	<i>Tipos de recursos flexíveis</i>	19
2.2.4	<i>Caracterização dos recursos flexíveis</i>	20
2.2.5	<i>Tempo de ativação do produto de flexibilidade</i>	22
3	METODOLOGIAS PARA DETERMINAÇÃO DA REGIÃO DE FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO/DSO	23
3.1	POWER FLOW E ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS	24
3.1.1	<i>Power Flow</i>	24
3.1.2	<i>Análise de Contingências</i>	26
3.1.3	<i>Perdas de Energia elétrica</i>	27
3.2	METODOLOGIAS ANALISADAS	29
3.2.1	<i>Sem Optimal Power Flow</i>	30
3.2.2	<i>Com Optimal Power Flow</i>	43
3.3	METODOLOGIA DESENVOLVIDA	50
3.4	APLICAÇÃO À REDE IEEE9	54
3.4.1	<i>Caracterização da rede</i>	54
3.4.2	<i>Flexibilidade na fronteira TSO/DSO – Cenário Base</i>	58
3.4.3	<i>Flexibilidade na fronteira TSO/DSO – Impacto da Redução de Consumo</i>	62
3.4.4	<i>Flexibilidade na fronteira TSO/DSO – Compensação de Cargas</i>	64

3.4.5	<i>Flexibilidade na fronteira TSO/DSO – Impacto da alteração de relação de transformação.....</i>	68
3.5	COMPARAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS	73
4	UTILIZAÇÃO DA REGIÃO DE FLEXIBILIDADE PARA PLANEAMENTO OPERACIONAL	77
4.1	INTRODUÇÃO.....	78
4.2	VALORIZAÇÃO DA FLEXIBILIDADE – CUSTO NIVELADO DE ELETRICIDADE.....	78
4.3	VALORIZAÇÃO DA FLEXIBILIDADE - TEMPO DE ATIVAÇÃO DAS FONTES DE FLEXIBILIDADE TAXA DE RAMPA	81
4.4	EXTENSÃO DA METODOLOGIA DESENVOLVIDA.....	84
4.5	APLICAÇÃO À REDE IEEE 14	87
4.5.1	<i>Caracterização da rede IEEE 14 adaptada e parâmetros de simulação</i> <i>88</i>	
4.5.2	<i>Avaliação da flexibilidade – Base.....</i>	<i>100</i>
4.5.3	<i>Avaliação da flexibilidade – LCOE.....</i>	<i>102</i>
4.5.4	<i>Avaliação da flexibilidade – Perdas técnicas (Ativa).....</i>	<i>105</i>
4.5.5	<i>Avaliação da flexibilidade – Tempo de ativação.....</i>	<i>111</i>
4.6	ANÁLISE DE RESULTADOS E CONCLUSÕES	115
5	CONCLUSÕES.....	117
5.1	CONCLUSÕES	118
5.2	TRABALHO FUTURO	119
	ANEXOS 1.1 – ARTIGO DESENVOLVIDO	124
	ANEXOS 2.1 REGIÃO DE FLEXIBILIDADE REDE IEEE 9 - REDUÇÃO DE CONSUMO	125
	ANEXOS 2.2 REGIÃO DE FLEXIBILIDADE REDE IEEE 9 - COMPENSAÇÃO TOTAL DE REATIVA	126
	ANEXOS 2.3 REGIÃO DE FLEXIBILIDADE REDE IEEE 9 - RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO	131
	ANEXOS 3.1 REDE IEEE 14 – CENÁRIOS DE GERAÇÃO	135
	ANEXOS 3.2 REDE IEEE 14 – CENÁRIOS DE CARGA	137
	ANEXOS 3.3 REGIÃO DE FLEXIBILIDADE REDE IEEE 14 - LCOE	139
	ANEXOS 3.4 REGIÃO DE FLEXIBILIDADE REDE IEEE 14 – CENÁRIO PERDAS.....	143
	ANEXOS 3.5 REGIÃO DE FLEXIBILIDADE REDE IEEE 14 – TEMPO DE ATIVAÇÃO.....	148

Índice de figuras

FIGURA 1 - METAS ENERGÉTICAS PARA 2020 E PREVISÃO PARA 2030, ADAPTADA DE [1]	2
FIGURA 2 - REDE DE ENERGIA ELÉTRICA SIMPLIFICADA	7
FIGURA 3 - NÍVEIS RELATIVOS DA CAPACIDADE DO SISTEMA. (ADAPTADA DE [2])	8
FIGURA 4 - CARACTERIZAÇÃO DA VPP [2]	10
FIGURA 5 - ILUSTRAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO COM UTILIZAÇÃO DE ADN, ADAPTADA DE [5]	12
FIGURA 6 - ILUSTRAÇÃO DO MAPA DE FLEXIBILIDADE SEM RESTRIÇÃO TEMPORAL (ESQ.) DIVIDIDO EM REGIÕES DE DIFERENTES TEMPOS DE ATIVAÇÃO (DIR.)	15
FIGURA 7 - LOCALIZAÇÃO DOS DIFERENTES TIPOS DE FLEXIBILIDADE	17
FIGURA 8 - PARÂMETROS DE NECESSIDADE DE FLEXIBILIDADE, ADAPTADA DE [13]	18
FIGURA 9 - NECESSIDADE POR FLEXIBILIDADE NO TEMPO E ESPAÇO, [14].	19
FIGURA 10 - REGIÕES DE FLEXIBILIDADE DOS 5 TIPOS DE FPU, [12]	21
FIGURA 11 - DIAGRAMA DA REDE DE 2 BARRAMENTOS E ESQUEMA EQUIVALENTE MONOFÁSICO	24
FIGURA 12 - DEMONSTRAÇÃO DO CRITÉRIO N-1	27
FIGURA 13 - TAXA DE PERDAS REDE DE TRANSPORTE VS. REDE DE DISTRIBUIÇÃO, RETIRADA DE [17]	28
FIGURA 14 - ESTIMAÇÃO DO INTERVALO DE FLEXIBILIDADE NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO [18]	30
FIGURA 15 - FLUXOGRAMA DO ALGORITMO DE ESTIMAÇÃO DE FLEXIBILIDADE [18]	32
FIGURA 16 - MAPA DE CUSTO DE FLEXIBILIDADE [18]	35
FIGURA 17 - REGIÃO DE VIABILIDADE OBTIDA PARA A REDE IEEE 33, [4]	36
FIGURA 18 - REGIÕES FXOR PARA 4 PONTOS DE DESPACHO [4]	37
FIGURA 19 - APROXIMAÇÃO DA IPF-FOR, [5]	41
FIGURA 20 - RESUMO DA METODOLOGIA 4 [5]	43
FIGURA 21 - ÁREA DE FLEXIBILIDADE PQ SEM CONSIDERAR INTERDEPENDÊNCIA PQ E RESTRIÇÕES TÉCNICAS, [10]	44
FIGURA 22 - ÁREA DE FLEXIBILIDADE PQ PARA A REDE IEEE 9 UTILIZADA EM [10]	46
FIGURA 23 - ÁREA DE FLEXIBILIDADE PARA DIFERENTES CUSTOS MÁXIMOS DE FLEXIBILIDADE [21]	47
FIGURA 24 - FLUXOGRAMA UTILIZADO PARA A IDENTIFICAÇÃO DA ÁREA DE FLEXIBILIDADE EM [21]	50
FIGURA 25 - FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA DESENVOLVIDA	52
FIGURA 26 - RELAÇÃO ENTRE OS DIFERENTES MÓDULOS E PROGRAMAS DA METODOLOGIA	54
FIGURA 27 - REDE IEEE 9 ADAPTADA DE [10]	55
FIGURA 28 - REGIÃO DE FLEXIBILIDADE ANTES E DEPOIS DE APLICAR A METODOLOGIA	58
FIGURA 29 - MAPA DE FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO-DSO, CENÁRIO BASE, LOCALIZAÇÃO 2	59
FIGURA 30 - MAPA DE FLEXIBILIDADE DE CADA FPU PRESENTE NO DSO, TIPO 3 REDE IEEE 9	59
FIGURA 31 - MAPA DE FLEXIBILIDADE TSO->DSO, LOCALIZAÇÃO 1 REDE IEEE 9, CENÁRIO BASE	60
FIGURA 32 - NÚMERO DE OCORRÊNCIAS DE SOBRECARGAS EM TRANSFORMADORES EM CENÁRIO BASE, REDE IEEE 9	60

FIGURA 33 - NÚMERO DE OCORRÊNCIAS DE BARRAMENTOS FORA DOS LIMITES DE TENSÃO NODAL EM CENÁRIO BASE, REDE IEEE 9	61
FIGURA 34 - COMPARAÇÃO ENTRE AS AMOSTRAS ALEATÓRIAS TOTAIS E AS QUE SÃO PRATICÁVEIS PELA REDE	62
FIGURA 35 - MAPAS DE FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO-DSO DA REDE IEEE 9 (CENÁRIO BASE VS. REDUÇÃO DE CONSUMO), LOCALIZAÇÃO 2	62
FIGURA 36 - MAPAS DE FLEXIBILIDADE TSO->DSO DA REDE IEEE 9 (CENÁRIO BASE VS. REDUÇÃO DE CONSUMO), LOCALIZAÇÃO 1	63
FIGURA 37 - MAPA DE FLEXIBILIDADE INTERFACE TSO-DSO, COMPARAÇÃO DE COMPENSAÇÃO DE CARGA NOS BARRAMENTOS 5, 7 E 9 INDIVIDUALMENTE	65
FIGURA 38 - COMPARAÇÃO MAPA DE FLEXIBILIDADE INTERFACE TSO-DSO COMPENSAÇÃO EM TODOS OS CONSUMOS VS. CENÁRIO BASE	66
FIGURA 39 - COMPARAÇÃO MAPA DE FLEXIBILIDADE TSO->DSO COMPENSAÇÃO EM TODOS OS CONSUMOS VS. CENÁRIO BASE	67
FIGURA 40 - TRANSFORMADORES REDE IEEE 9 ADAPTADA	69
FIGURA 41 - COMPARAÇÃO DE REGIÕES DE FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO-DSO PARA RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO TSO=1.05 & TSO=0.95	70
FIGURA 42 - OCORRÊNCIAS DE SOBRETENSÕES PARA O CENÁRIO, RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO TSO=1.05	71
FIGURA 43 - OCORRÊNCIAS DE SOBRETENSÕES PARA O CENÁRIO, RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO TSO=0.95	72
FIGURA 44 - OCORRÊNCIAS DE SOBRECARGAS NAS LINHAS PARA O CENÁRIO, RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO TSO=1.05.	72
FIGURA 45 - COMPARAÇÃO ENTRE RELAÇÃO DE TRANSFORMADOR, DSO=1.05 & DSO=0.95	73
FIGURA 46 - LCOE DE DIFERENTES TECNOLOGIAS RENOVÁVEIS E NÃO RENOVÁVEIS NA ALEMANHA EM 2018, [28]	79
FIGURA 47 - VALORES DE LCOE 2012 PARA A UNIÃO EUROPEIA PARA DIFERENTES TECNOLOGIAS, [29]	80
FIGURA 48 - ALTERAÇÕES À PRIMEIRA VERSÃO DA METODOLOGIA	86
FIGURA 49 - MÓDULOS ADICIONAIS DA METODOLOGIA V.2	87
FIGURA 50 - REDE IEEE 14	88
FIGURA 51 - FONTES DE PRODUÇÃO DA REDE IEEE 14	91
FIGURA 52 - PERFIL DE GERAÇÃO TERMOELÉTRICA ADAPTADO DE [33] PARA O DIA 07/04/2020	92
FIGURA 53 - FONTE DE PRODUÇÃO TERMOELÉTRICA, REDE IEEE 14	92
FIGURA 54 - PERFIL DE GERAÇÃO HÍDRICA ADAPTADO DE [33] PARA O DIA 07/04/2020	93
FIGURA 55 - FONTE DE PRODUÇÃO HÍDRICA, REDE IEEE 14	93
FIGURA 56 - PERFIL DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA ADAPTADO DE [33] PARA O DIA 07/04/2020	94
FIGURA 57 - FONTE DE PRODUÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICO, REDE IEEE 14	95
FIGURA 58 - PERFIL DE GERAÇÃO EÓLICA ADAPTADO DE [33] PARA O DIA 07/04/2020	96
FIGURA 59 - FONTE DE PRODUÇÃO EÓLICA, REDE IEEE 14	96
FIGURA 60 - PERFIL DE GERAÇÃO COMPLETO ADAPTADO DE [35] PARA O DIA 07/04/2020	97
FIGURA 61 - PERFIL DE CONSUMO DA REDE IEEE 14, 07/04/2020	97
FIGURA 62 - PERFIL DE CONSUMO DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA ADAPTADO DE 07/04/2020	98
FIGURA 63 - ESTABELECIMENTO DA REGIÃO DE FLEXIBILIDADE DA INTERFACE TSO-DSO, REDE IEEE 14, HORA 12H00	100
FIGURA 64 - FONTES INDIVIDUAIS DE FLEXIBILIDADE PARA A REDE BASEADA EM IEEE 14, HORA 12H00	101

FIGURA 65 - PONTOS DAS FONTES INDIVIDUAIS DE FLEXIBILIDADE PRATICÁVEIS PELA REDE BASEADA EM IEEE 14	101
FIGURA 66 - REGIÃO DE FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO-DSO DIVIDIDA EM SUB-REGIÕES DE CUSTO LCOE, REDE IEEE 14, 12H00	102
FIGURA 67 - PLANEAMENTO OPERACIONAL 24 HORAS EM FUNÇÃO DO CUSTO LCOE	104
FIGURA 68 - CONTRIBUIÇÃO DE CADA FONTE EM CADA HORA DO PLANEAMENTO OPERACIONAL PARA O CENÁRIO DE LCOE MÍNIMO	104
FIGURA 69 - CONTRIBUIÇÃO DE CADA FONTE EM CADA HORA DO PLANEAMENTO OPERACIONAL PARA O CENÁRIO DE LCOE EM QUE SE MAXIMIZA A CONTRIBUIÇÃO DA REDE DE TRANSPORTE	105
FIGURA 70 - REGIÃO DE FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO-DSO DIVIDIDA EM REGIÕES DE PERDA DE POTÊNCIA ATIVA DIFERENTES, REDE IEEE 14 ADAPTADA, 12H00	106
FIGURA 71 - REGIÃO DE FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO-DSO DIVIDIDO EM REGIÕES DE PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA DIFERENTES AMPLIADA, REDE IEEE 14 ADAPTADA, 12H00	107
FIGURA 72 - SUB-REGIÕES DE FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO-DSO DE DIFERENTES VALORES DE PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA	108
FIGURA 73 - PLANEAMENTO OPERACIONAL EM FUNÇÃO DE PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA NA REDE	108
FIGURA 74 - CONTRIBUIÇÃO DE CADA FONTE EM CADA HORA DO PLANEAMENTO OPERACIONAL PARA O CENÁRIO DE PERDAS EM QUE SE MINIMIZA AS PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA NA REDE ELÉTRICA	109
FIGURA 75 - CONTRIBUIÇÃO DE CADA FONTE EM CADA HORA DO PLANEAMENTO OPERACIONAL PARA O CENÁRIO DE PERDAS EM QUE SE MAXIMIZA A CONTRIBUIÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	110
FIGURA 76 - REGIÃO DE FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO-DSO DIVIDIDA EM REGIÕES DE TEMPOS DE ATIVAÇÃO DIFERENTES, REDE IEEE 14, 12H00	112
FIGURA 77 - SUB-REGIÕES DE FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO-DSO DE DIFERENTES TEMPOS DE ATIVAÇÃO	113
FIGURA 78 - CONTRIBUIÇÃO DE CADA FONTE EM CADA HORA DO PLANEAMENTO OPERACIONAL PARA A MÉTRICA QUE MINIMIZA O TEMPO DE ATIVAÇÃO DO PONTO DE FUNCIONAMENTO OPERACIONAL	114
FIGURA 79 - ARTIGO PÁGINA 1 DE 7	124
FIGURA 80 - OCORRÊNCIAS DE SOBRECARGAS EM TRANSFORMADORES DA REDE IEEE 9, CENÁRIO=REDUÇÃO DE CONSUMO	125
FIGURA 81 - OCORRÊNCIAS DE SOBRETENSÕES PARA O CENÁRIO DE REDUÇÃO DE CONSUMO	125
FIGURA 82 - MAPA DE FLEXIBILIDADE TSO->DSO, LOCALIZAÇÃO 1 REDE IEEE 9 ADAPTADA, CENÁRIO=COMPENSAÇÃO DE CARGA BUS 5	126
FIGURA 83 - OCORRÊNCIAS DE SOBRETENSÕES PARA O CENÁRIO DE COMPENSAÇÃO DE CARGA BUS 5	126
FIGURA 84 - OCORRÊNCIAS DE SOBRECARGAS NAS LINHAS PARA O CENÁRIO DE COMPENSAÇÃO DE CARGA BUS 5	127
FIGURA 85 - OCORRÊNCIAS DE SOBRECARGAS EM TRANSFORMADORES DA REDE IEEE 9, CENÁRIO=COMPENSAÇÃO DE CARGA BUS 5	127
FIGURA 86 - MAPA DE FLEXIBILIDADE TSO->DSO, LOCALIZAÇÃO 1 REDE IEEE 9, CENÁRIO=COMPENSAÇÃO DE CARGA BUS 7	128
FIGURA 87 - OCORRÊNCIAS DE SOBRETENSÕES PARA O CENÁRIO DE COMPENSAÇÃO DE CARGA BUS 7	128
FIGURA 88 - OCORRÊNCIAS DE SOBRECARGAS EM TRANSFORMADORES DA REDE IEEE 9, CENÁRIO=COMPENSAÇÃO DE CARGA BUS 7	128
FIGURA 89 - MAPA DE FLEXIBILIDADE TSO->DSO, LOCALIZAÇÃO 1 REDE IEEE 9, CENÁRIO=COMPENSAÇÃO DE CARGA BUS 9	129
FIGURA 90 - OCORRÊNCIAS DE SOBRETENSÕES PARA O CENÁRIO DE COMPENSAÇÃO DE CARGA BUS 9	129

FIGURA 91 - Ocorrências de sobrecargas em transformadores da rede IEEE 9, cenário=compensação de carga bus 9	129
FIGURA 92 - Ocorrências de sobretensões para o cenário de compensação de carga bus 5,7 e 9	130
FIGURA 93 - Ocorrências de sobrecargas nas linhas para o cenário de compensação de carga bus 5,7 e 9	130
FIGURA 94 - Ocorrências de sobrecargas em transformadores da rede IEEE 9, cenário=compensação de carga bus 5,7 e 9	130
FIGURA 95 - Mapa de flexibilidade TSO->DSO, localização 1 rede IEEE 9, cenário= relação de transformação TSO a 1.05	131
FIGURA 96 - Ocorrências de sobrecargas nas linhas para o cenário= relação de transformação TSO a 1.05	131
FIGURA 97 - Ocorrências de sobrecargas em transformadores da rede IEEE 9, cenário= relação de transformação TSO a 1.05	132
FIGURA 98 - Mapa de flexibilidade TSO->DSO, localização 1 rede IEEE 9, cenário = relação de transformação TSO a 0.95	132
FIGURA 99 - Ocorrências de sobrecargas em transformadores da rede IEEE 9, cenário= relação de transformação TSO a 0.95	132
FIGURA 100 - Mapa de flexibilidade TSO->DSO, localização 1 rede IEEE 9, cenário = relação de transformação DSO a 1.05	133
FIGURA 101 - Ocorrências de sobrecargas em transformadores da rede IEEE 9, cenário = relação de transformação DSO a 1.05	133
FIGURA 102 - Mapa de flexibilidade TSO->DSO, localização 1 rede IEEE 9, cenário = relação de transformação DSO a 0.95	133
FIGURA 103 - Ocorrências de sobrecargas em transformadores da rede IEEE 9, cenário= relação de transformação DSO a 0.95	134
FIGURA 104 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em sub-regiões de custo LCOE, rede IEEE 14, 02h00	139
FIGURA 105 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em sub-regiões de custo LCOE, rede IEEE 14, 06h00	139
FIGURA 106 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em sub-regiões de custo LCOE, rede IEEE 14, 12h00	140
FIGURA 107 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em sub-regiões de custo LCOE, rede IEEE 14, 18h00	140
FIGURA 108 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em sub-regiões de custo LCOE, rede IEEE 14, 22h00	141
FIGURA 109 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em regiões de perdas de potência ativa diferentes, rede IEEE 14, 02h00	144
FIGURA 110 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em regiões de perdas de potência ativa diferentes, rede IEEE 14, 06h00	144
FIGURA 111 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em regiões de perdas de potência ativa diferentes, rede IEEE 14, 12h00	145
FIGURA 112 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em regiões de perdas de potência ativa diferentes, rede IEEE 14, 18h00	145

FIGURA 113 - REGIÃO DE FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO-DSO DIVIDIDA EM REGIÕES DE PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA DIFERENTES, REDE IEEE 14, 22H00	146
FIGURA 114 - REGIÃO DE FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO-DSO DIVIDIDA EM REGIÕES DE TEMPOS DE ATIVAÇÃO DIFERENTES, REDE IEEE 14, 02H00	148
FIGURA 115 - REGIÃO DE FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO-DSO DIVIDIDA EM REGIÕES DE TEMPOS DE ATIVAÇÃO DIFERENTES, REDE IEEE 14, 06H00	148
FIGURA 116 - REGIÃO DE FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO-DSO DIVIDIDA EM REGIÕES DE TEMPOS DE ATIVAÇÃO DIFERENTES, REDE IEEE 14, 12H00	149
FIGURA 117 - REGIÃO DE FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO-DSO DIVIDIDA EM REGIÕES DE TEMPOS DE ATIVAÇÃO DIFERENTES, REDE IEEE 14, 18H00	149
FIGURA 118 - REGIÃO DE FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO-DSO DIVIDIDA EM REGIÕES DE TEMPOS DE ATIVAÇÃO DIFERENTES, REDE IEEE 14, 22H00	149

Índice de tabelas

TABELA 1 - RESUMO DOS BARRAMENTOS PERTENCES A REDE IEEE 9	55
TABELA 2 - CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS E TRANSFORMADORES DA REDE IEEE 9, RETIRADA DE [1]	56
TABELA 3 - GRAUS DE FLEXIBILIDADE DA REDE IEEE9 EM PORCENTAGEM.....	56
TABELA 4 - GRAUS DE FLEXIBILIDADE UTILIZADOS NOS CENÁRIOS DE TESTE	57
TABELA 5 - PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA EM MW EM CENÁRIO BASE E COMPENSAÇÃO DE CARGA.....	68
TABELA 6 - COMPARAÇÕES ENTRE ALTERAÇÕES NAS RELAÇÕES DE TRANSFORMAÇÃO	69
TABELA 7 - RESUMO DOS DIFERENTES CENÁRIOS PARA AVALIAÇÃO DA REGIÃO DE FLEXIBILIDADE	74
TABELA 8 - RESUMO DAS DIFERENTES TAXAS DE RAMPA DOS RECURSOS UTILIZADOS NA REDE IEEE 14.....	84
TABELA 9 - CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS E TRANSFORMADORES DA REDE IEEE 14	89
TABELA 10 - CARACTERIZAÇÃO DOS BARRAMENTOS DA REDE IEEE 14.....	90
TABELA 11 - DEGRAUS DE FLEXIBILIDADE, REDE IEEE 14	99
TABELA 12 - TOTAL DE PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA TÉCNICAS EM 24 HORAS PARA OS CENÁRIOS ESTUDADOS	111
TABELA 13 - TEMPO DE ATIVAÇÃO UTILIZADOS, REDE IEEE 14	112
TABELA 14 - VALORES DE PRODUÇÃO, REDE IEEE 14, REDE DE TRANSPORTE.....	135
TABELA 15 - VALORES DE PRODUÇÃO, REDE IEEE 14, REDE DE DISTRIBUIÇÃO	136
TABELA 16 - VALORES DE CONSUMO, REDE IEEE 14, REDE DE TRANSPORTE.....	137
TABELA 17 - VALORES DE CONSUMO, REDE IEEE 14, REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	138
TABELA 18 - PERFIL DE GERAÇÃO 24 HORAS, LCOE MÍNIMO.....	141
TABELA 19 - PERFIL DE GERAÇÃO 24 HORAS, MAXIMIZAÇÃO DE PRODUÇÃO PELA REDE DE TRANSPORTE, LCOE..	142
TABELA 20 - PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA TÉCNICAS EM MW AO LONGO DE 24 HORAS NOS 3 CENÁRIOS DE COMPARAÇÃO	143
TABELA 21 - PERFIL DE GERAÇÃO 24 HORAS, MINIMIZAÇÃO DE PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA.....	146
TABELA 22 - PERFIL DE GERAÇÃO 24 HORAS, PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA MAXIMIZANDO PRODUÇÃO POR PARTE DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	147
TABELA 23 - PERFIL DE GERAÇÃO 24 HORAS, MENOR TEMPO DE ATIVAÇÃO DO PONTO DE FUNCIONAMENTO OPERACIONAL.....	150

Lista de Abreviaturas

ADN	Active Distribution Networks
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
DER	Distributed Energy Resources
DRES	Distributed Renewable Energy Sources
DFIG	Doubly-fed electric machine
DSO	Distribution System Operator
FOR	Flexibility Operating Region
FPU	Flexibility Providing Units
ICPF	Interval Constrained Power Flow
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IPF	Interconnection Power Flow
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LV	Low Voltage
MAT	Muito Alta Tensão
MT	Média Tensão
MV	Medium Voltage
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
OLTC	On Load Tap Changer
OP	Operating Point
OPF	Optimal Power Flow
PSS/E	Power System Simulator for Engineering

REN	Redes Energéticas Nacionais S.A
RES	Renewable Energy Sources
RSC	Rotorside Converter
SC	Sequential Combustion
SG	Gerador síncrono
TSO	Transmission System Operator
UE	União Europeia
VPP	Virtual Power Plants

1 Introdução

No primeiro capítulo está contida a descrição do problema e contextualização, objetivos e a estrutura do presente documento.

1.1 Descrição do problema

O aumento da produção de energia elétrica através de fontes de energia renovável (RES), bem como a integração das mesmas na rede elétrica surge como resposta a vários desafios à escala mundial, dos quais se destacam a descarbonização dos sistemas de energia devido às exigências crescentes de redução de emissões CO₂, o aumento do consumo energético e uma maior flexibilidade na operação e gestão da rede, bem como o aumento da capacidade de resposta a falhas na mesma, desde constrangimentos de operação a controlo de tensão, frequência e congestionamentos. A crescente integração de RES nos sistemas de energia resulta de políticas europeias, que continua a ser incentivada, para fazer face aos desafios anteriormente descritos. Para os anos 2020 e 2030 estabeleceram-se as seguintes metas indicadas na Figura 1 nas seguintes dimensões:

- 20% redução de emissões de gases de efeito estufa (comparativamente a 1990) e 40% em 2030
- 20% da energia elétrica produzida na EU proveniente de fontes renováveis e 32% em 2030
- 20% aumento de eficiência energética e 32,5% em 2030
- Reforço das interligações em 10% para 2020 e 15% para 2030

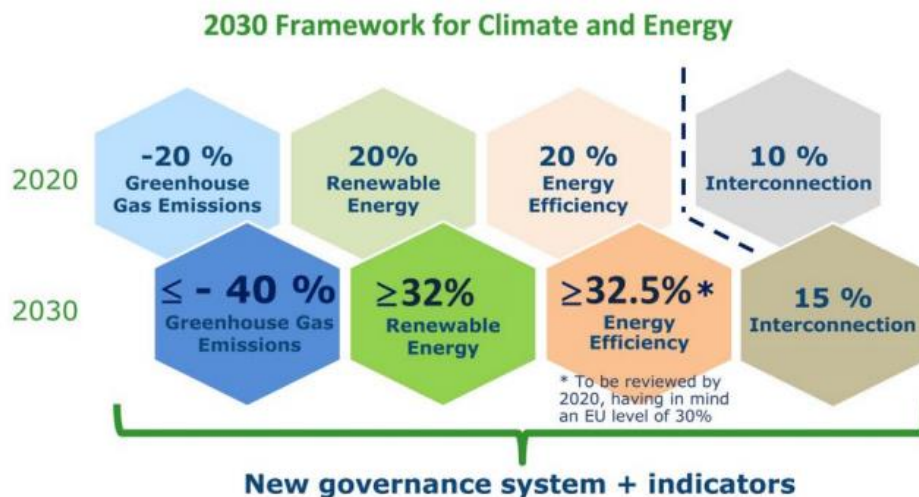


Figura 1 - Metas energéticas para 2020 e previsão para 2030, adaptada de [1]

A integração dos recursos flexíveis (solar, eólica, hídrica, biomassa, etc.) ocorre maioritariamente no sistema de distribuição o que conduz a um aumento da complexidade deste a nível de operação e controlo da rede e que por sua vez

contribui também para a redução da natureza passiva do sistema de distribuição. Torna-se deste modo necessário que exista um mecanismo de coordenação entre o operador da rede de transporte (TSO, *Transmission System Operator*) e o operador de rede de distribuição (DSO), não só no controlo e estabilidade da rede, mas também para que seja possível beneficiar da geração distribuída e da flexibilidade que esta oferece. É então necessário que a interface entre o sistema de transmissão e o sistema de distribuição (interface TSO-DSO) seja caracterizada e a flexibilidade na mesma seja quantificada e conhecida.

Energia solar, eólica, hídrica, geotérmica entre outras, compõem as RES mais utilizadas atualmente. As fontes de energia renováveis possuem uma característica intrínseca variável, bem como um erro de previsão associado dado que a grande maioria está dependente de diversas condições climáticas. Uma vez que algumas destas fontes apenas produzem energia durante um intervalo de tempo específico (por exemplo, solar) ou por vezes o pico de produção não corresponde ao pico de consumo, é necessário complementar as mesmas com dispositivos de armazenamento, bem como outros recursos que contribuem para a flexibilidade dos sistemas, de modo a que seja possível assegurar as necessidades de consumo energético. É também importante considerar o tempo de ativação dos recursos, o custo associado e a eficiência energética dos mesmos. Neste contexto o desafio passa por conseguir gerir e controlar a rede, integrando todos os recursos, e explorar a flexibilidade na rede elétrica, com foco na interface TSO-DSO.

Este trabalho apresenta uma metodologia para quantificar a flexibilidade existente numa rede e disponível na interface TSO/DSO capaz de integrar todos os recursos de forma a disponibilizar ao operador de rede uma ferramenta de apoio à decisão que permite utilizar a flexibilidade para otimizar a rede.

1.2 Objetivos

A integração dos diversos tipos de recursos renováveis e a utilização da flexibilidade que estes oferecem pode trazer diversos benefícios para o sistema de energia elétrico. No entanto dada a complexidade que adicionam à rede, os desafios de coordenação e incerteza que apresentam para os operadores de rede, geram a necessidade de desenvolvimento de uma metodologia que permita

estimar a flexibilidade, a nível nodal, num determinado instante, ou num intervalo de tempo (no horizonte temporal de 24 horas, por exemplo) de modo a que os operadores possam utilizar a flexibilidade. Existem já exemplos de situações reais onde os sistemas de distribuição foram caracterizados, bem como a interface TSO-DSO, e se utilizou a flexibilidade para a tomada de decisões de carácter físico ou comercial.

Posto isto, o objetivo principal desta dissertação é desenvolver uma metodologia para quantificação de flexibilidade existente na interface TSO-DSO, cujo principal resultado é a obtenção do mapa de flexibilidade para o horizonte de planeamento operacional para suporte à decisão dos operadores de rede. A região/mapa de flexibilidade é obtida através do estudo do trânsito de energia da rede com recurso a métodos de *random sampling*, e implementação em linguagem de programação *Python* e será desenvolvida/implementada em três fases distintas.

- Na primeira fase será feito um estudo sobre o funcionamento das redes de energia elétrica, metodologias de exploração da região de flexibilidade e módulos de linguagem de programação *Python* necessários para implementar a metodologia, bem como operar o programa de simulação do trânsito de potência, PSS/E da *Siemens*.

- Posteriormente o objetivo passa por desenvolver e implementar a metodologia de exploração da região de flexibilidade que seja o mais genérica possível. Esta tem como soluções as diversas combinações de pontos de operação, no qual é possível operar a rede dentro dos padrões de segurança e qualidade.

- Numa terceira fase, pretende-se estender a metodologia para diferentes horizontes temporais, refinar as soluções e categorizá-las sobre diferentes métricas, desde o tempo de ativação do ponto de operação (*ramping period*) à otimização de custos, entre outros.

Será desenvolvida uma plataforma de simulação que permite automaticamente determinar a região de flexibilidade no barramento da interface entre as redes de transporte e de distribuição bem como a sua valorização tendo em consideração características como o custo e o tempo de ativação.

1.3 Estrutura

A dissertação encontra-se dividida em cinco capítulos:

O primeiro capítulo contém uma introdução sucinta ao tema, contendo a contextualização e descrição do problema, os objetivos que se pretende alcançar e a estrutura da dissertação.

No Capítulo 2 são apresentados os conceitos teóricos relativos à flexibilidade no contexto das redes inteligentes, a evolução das redes elétricas, responsabilidades dos operadores de rede, e a caracterização da flexibilidade.

No terceiro Capítulo é abordado o conceito de *power flow* e análise de contingências, bem como as metodologias que foram estudadas. É também no terceiro capítulo que é desenvolvida a metodologia para o cálculo da região de flexibilidade e é aplicada a uma rede IEEE 9 adaptada, contendo os respectivos resultados e estudos de caso.

No Capítulo 4 é efetuado um estudo das variáveis de flexibilidade que são o, tempo de ativação, valorização do custo e otimização de perdas de potência ativa de cariz técnico. São também efetuadas as devidas alterações à metodologia e são criados os diversos módulos periféricos para otimização das soluções. São criados também cenários de produção e consumo baseados em dados reais retirados da REN para a rede IEEE 14 adaptada e é feito um planeamento operacional no espetro 24 horas, que visa uma função objetivo de minimização para cada uma das diferentes variáveis de flexibilidade enunciadas. Por último a metodologia é aplicada à rede IEEE 14 adaptada e são apresentados os respectivos resultados e análise dos mesmos.

No Capítulo 5 estão contidas as conclusões referentes ao trabalho bem como guias para o desenvolvimento de trabalho futuro.

2 Flexibilidade no contexto das redes inteligentes

Neste capítulo são indicadas as evoluções das redes elétricas num contexto de maior dispersão de fontes de energia renováveis, bem como as alterações nos papéis, responsabilidades e forma como interagem os operadores de rede (TSO e DSO) para se coordenarem, em diferentes janelas temporais.

É também caracterizada a flexibilidade e as suas fontes. Por último são abordados os parâmetros que descrevem as necessidades de flexibilidade, e a perspetiva do sistema no balanceamento do mesmo em vários horizontes temporais.

2.1 Caracterização atual e evolução do sistema elétrico

A rede de energia elétrica tradicional tem início na produção de eletricidade (centralizada) que deve ser posteriormente transmitida e distribuída aos consumidores. Como tal as redes são compostas por uma rede de transporte e uma rede de distribuição. A rede de transporte tem como função transportar energia entre barramentos a grande distância através de linhas de transmissão com tensões o mais elevadas possível (MAT) de forma a que se minimize perdas de energia elétrica. À medida que se percorre o sistema de transmissão/transporte e se fica mais próximo do consumidor, o nível de tensão vai diminuindo, como é possível observar na Figura 2. Na rede de distribuição o nível de tensão continua a diminuir, a energia é distribuída e são alimentados os consumidores primários (grandes consumidores) e secundários, tradicionalmente tinha como função apenas distribuir a energia aos consumidores e portanto, um carácter passivo.

Na Figura 2 está representado de forma simplificada os diferentes níveis de tensão de uma rede de energia elétrica.

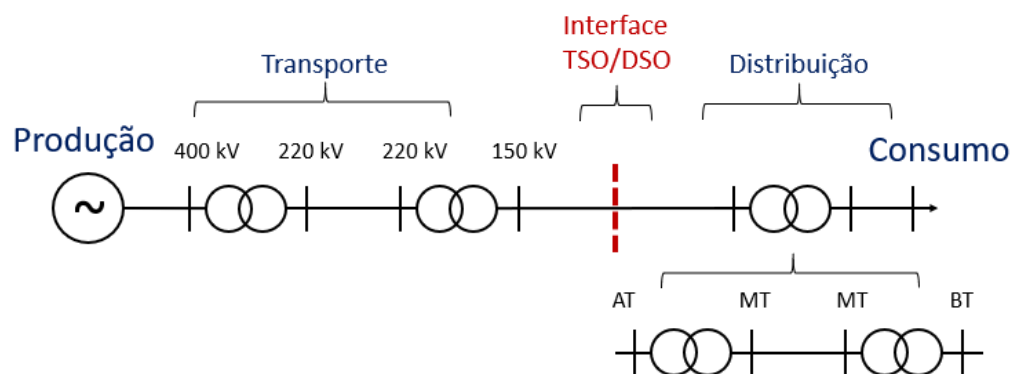


Figura 2 - Rede de energia elétrica simplificada

Inicialmente existiam grandes centros de produção localizados longe dos consumidores. Tem-se assistido recentemente à introdução crescente de fontes de geração mais perto dos mesmos, integrados na rede de distribuição.

2.1.1 Descentralização

Inicialmente, a instalação dos recursos energéticos distribuídos (DER), tinha sido feita com a intenção de estarem conectados à rede, sem que a sua

integração total fosse explícita. Com base no regime de um sistema de distribuição passivo, cuja função apenas passava por distribuir energia produzida por geração centralizada, o DER não era visível ao sistema de distribuição (DSO). Sem gestão ativa do sistema de distribuição, o DER carecia de funcionalidades necessárias para dar suporte e segurança ao sistema, ou seja, estas funções tinham de ser asseguradas pelo sistema de transmissão na totalidade. Com o aumento da pressão em implementar DER no sistema de distribuição, devido às potencialidades dos mesmos no aumento da eficiência energética, como a diminuição de perdas de potência ativa), levantou-se a necessidade de uma mudança na forma com o sistema de energia é visto e operado.

Com as necessidades crescentes de introdução de DER, uma abordagem passiva iria conduzir a um aumento dos custos de investimento e operação do sistema.

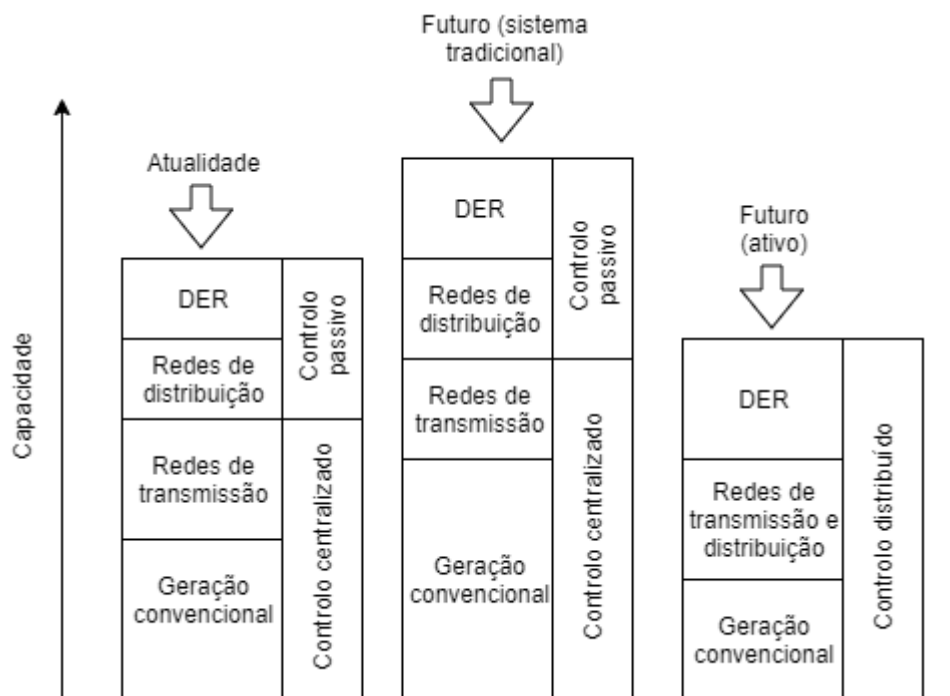


Figura 3 - Níveis relativos da capacidade do sistema. (Adaptada de [2])

Como é possível observar na Figura 3, adaptada de [2], esta representa a capacidade dos DER, redes de distribuição e transmissão, bem como a geração centralizada comum e dois cenários alternativos para o futuro da rede elétrica.

O primeiro cenário de futuro apresenta uma distribuição mais tradicional, e o segundo cenário representa a capacidade do sistema sobre o paradigma de uma operação descentralizada.

O futuro ativo passa por um aumento de DER e integração destes, bem como a participação do consumidor na operação do sistema, através de uma operação descentralizada que permite a participação ativa dos DER no mercado de energia e gestão do sistema. Prevê-se também que os DER e os consumidores flexíveis tomem responsabilidade pela entrega de serviços de rede. Este cenário de futuro alternativo promove o chamado "One-system approach" [3], na qual o DSO e o TSO partilham as responsabilidades e necessidades de encontrar soluções para a rede.

2.1.2 Definição do sistema de distribuição ativo

Dada a crescente complexidade do sistema de distribuição devido à introdução de recursos flexíveis, é essencial que esta região do sistema elétrico seja definida e caracterizada. Surgem então dois conceitos, VPP (*Virtual Power Plants*), [4], [2], e ADN (*Active distribution networks*) [5], [6] que definem esta região e responsabilidades de cada participante no sistema elétrico.

2.1.2.1 Virtual Power Plants

O primeiro conceito que se vai abordar, para descrever o sistema envolvido no problema são as *Virtual Power Plants*, (VPP) [2], Figura 4. As VPPs procuram resolver o desafio, através da agregação de um grande número de dispositivos, aliados a políticas de controlo apropriadas, de modo a providenciar serviços de rede que sejam economicamente viáveis [2].

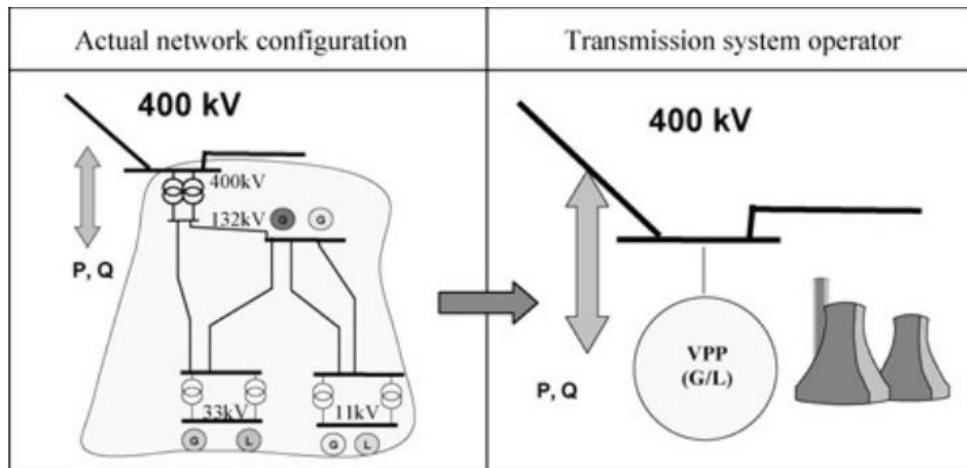


Figura 4 - Caracterização da VPP [2]

Em [2] uma VPP é caracterizada como sendo uma representação flexível do portfólio de DERs. Esta é capaz de agregar diversos DERs, e criar um único perfil de operação composto por parâmetros que caracterizam cada DER, bem como parâmetros que restringem a capacidade da rede na exploração dos mesmos [7]. Dada a variedade de DERs que uma VPP pode incorporar com tecnologias diferentes e padrões de operação diferentes, torna-se necessário que esta também incorpore características a nível temporal. É importante salientar que um dado DER conectado num ponto do sistema de distribuição (DSO) tem impacto na rede toda, bem como na caracterização da VPP. Este conceito também promove a descentralização do sistema elétrico, que é essencial para sistemas com elevado número de dispositivos DER. Através da aplicação deste conceito é também facilitada a troca de DER no mercado de energia, bem como o fornecimento de serviços de rede ao sistema de transmissão. As VPP apresentam resumidamente as seguintes vantagens:

- Acesso e visibilidade de um DER singular nos mercados de energia, que vai beneficiar da sua posição na rede e maximizar oportunidades de negócio;
- Os operadores de rede vão beneficiar da utilização otimizada da capacidade disponível e aumento de eficiência na operação da mesma.

Este conceito de VPP já foi introduzido na prática, na Bélgica e Holanda, como suporte comercial na tomada de decisões de carácter físico e comercial, [2]. Na Alemanha e Inglaterra, foi também utilizado para oferecer balanço ao sistema bem como fornecer serviços auxiliares, [2].

2.1.2.2 Active Distribution Networks

O Segundo conceito são as *Active distribution networks* (ADN), que têm por base a automação da rede de distribuição e DER [6]. A automação da rede de distribuição inclui toda a cadeia de valor da energia na rede. Esta automação é utilizada para supervisionar todo o estado da rede, incluindo DERs e consumidores finais. Converte também a informação de todos os participantes no sistema de distribuição, incluindo o TSO, vendedores finais de geração para o consumidor final, comunidades locais e novos agregadores.

Os agregadores são essencialmente entidades comerciais que providenciam serviços de *Demand Response*. *Demand response*, é definido em [8] e consiste em aproveitar o excedente de energia, através do controlo das cargas dos consumidores de forma a acioná-las em períodos onde existe um elevado potencial para produção de energia de fonte renovável. Técnicas de *Demand response* permitem que os gestores do sistema elétrico possam controlar diretamente as cargas, ou induzir os consumidores a ligar ou desligar as cargas mediante a comunicação dos preços de energia.

Os agregadores são essenciais devido à existência de DERs em pequena escala, que não são supervisionados pelo DSO, sendo que este utiliza os agregadores para controlar e monitorizar os mesmos. O conceito de ADN integra dinamicamente serviços de energia finais (*end-use*) com operações de rede em tempo real. O processo de automação é sustentado por três condições [6]:

- Controlo hierárquico na automação da rede de distribuição;
- Virtualização e agregação de DER através de um sistema de agregadores;
- Utilização à larga escala de DER para gestão da rede.

Como já foi referido anteriormente, a introdução de DER permite reduzir emissões de CO₂, poupar energia, reduzir perdas na rede, e utilizar redes já existentes de forma mais eficiente, e melhorar a visibilidade dos DER para o TSO.

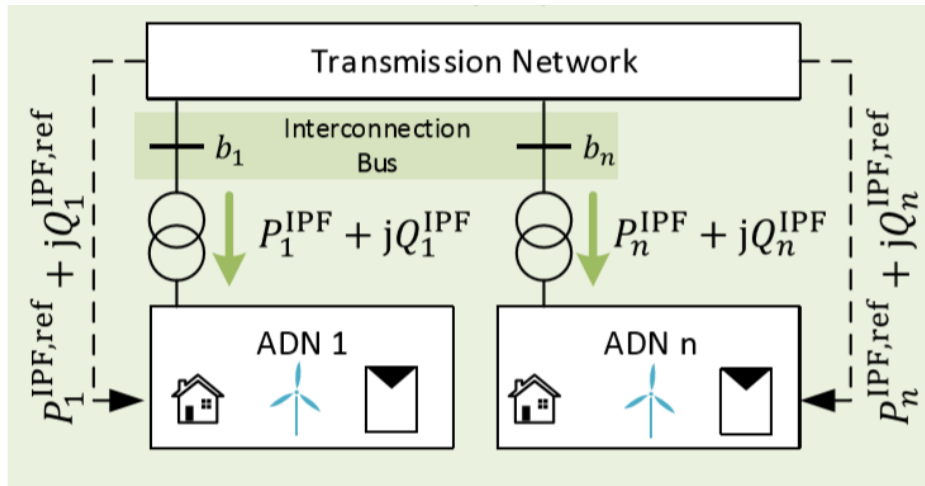


Figura 5 - Ilustração do sistema elétrico com utilização de ADN, adaptada de [5]

Na Figura 5, [5] encontra-se ilustrado o sistema elétrico com recurso ao ADN, em que este encapsula cada rede de distribuição abaixo do respetivo barramento de interconexão.

2.1.3 Interface TSO-DSO

Com a introdução de recursos energéticos distribuídos no sistema de distribuição bem como a mudança no papel do consumidor tradicional para *prosumer* (produtor-consumidor) a interface entre operadores de rede (TSO-DSO) passou a ser relevante. A interface representa essencialmente as interações e partilhas de informação que precisam de ocorrer entre os respetivos operadores de rede, bem como o trânsito de energia que circula na mesma.

O primeiro desafio na interface relaciona-se com a operação da rede, que precisa de ser otimizada de forma a suportar uma estrutura de mercado que maximize custo-eficiência e segurança. O aumento de geração conectada ao DSO e a descontinuação de certas formas de produção do lado do TSO, faz com que estes, que são responsáveis por a segurança do sistema, tenham menos recursos à sua disposição. Associado à dispersão das fontes de produção, surge a questão da observabilidade reduzida que o TSO tem sobre estes recursos conectados ao sistema de distribuição. Aumentar a observabilidade dos dois lados não só facilita a manutenção de segurança da rede, como também diminui os erros de previsão essenciais para antecipar eventuais restrições da rede que possam ocorrer.

Relacionado com o primeiro desafio, surgem também as interações ao nível de planeamento, que à semelhança do primeiro requerem uma abordagem estruturada no que concerne a partilha de informação em diversos horizontes temporais que se considerem relevantes.

Posto isto, torna-se claro que a interface TSO-DSO precisa de ser caracterizada, os papéis e responsabilidades de cada lado da rede necessitam de ser atualizados para dar resposta aos novos desafios. Para além da necessidade de caracterização da interface, surge a necessidade de exploração da região de flexibilidade na fronteira da interface, que é uma ferramenta poderosa de informação que deve ser partilhada, e não requer que haja necessidade de revelar informações como topologias de rede, ou quantidade de recursos disponíveis, entre outros. Os operadores de rede, ao terem informação referente à flexibilidade num dado horizonte temporal, podem fazer uso desta para planeamento ou resolução de problemas operacionais com a adequada coordenação.

2.1.4 Papéis e responsabilidades

Como foi possível aferir no tópico anterior, existem uma série de responsabilidades e papéis que precisam de ser redefinidos de forma a que seja possível operar a rede e suportar uma estrutura de mercado viável e eficiente.

O TSO e o DSO possuem papéis e responsabilidades diferentes. O TSO é responsável pela segurança e controlo de frequência do sistema de transmissão, congestionamento da rede e suporte à manutenção das tensões dos barramentos do sistema de transmissão. Como gestores de rede, tanto os TSOs como os DSOs são responsáveis por operar a rede nos limites de segurança e qualidade, e fazer escolhas economicamente eficientes. O DSO particularmente, estima-se que tome cada vez mais um papel ativo, como facilitadores neutros de mercado, oficiais de mercado e contribuidores para a segurança do sistema [9]. O DSO como contribuidor para a segurança do sistema, pode também oferecer suporte ao TSO, providenciando soluções locais para problemas com impacto geral. Como operador de mercado, o TSO é capaz de contratar recursos flexíveis para resolver desafios locais. É também proposto que ações de gestão de potência ativa com impacto no balanceamento do sistema, ou impacto na rede de transporte devam ser

supervisionados pelo TSO, ou coordenados por este e implementados pelo DSO ou através de um agregador.

Em [9] são explorados cinco mecanismos para coordenação entre operadores de rede em contexto de *smart grid*. Na generalidade, os papéis relacionados com operações de rede, gestão de informação e ativação de recursos flexíveis não devem sofrer alterações.

2.2 Caracterização de flexibilidade

Nesta secção da dissertação são apresentadas algumas definições para a flexibilidade, que variam na sua complexidade, localização e componente temporal, bem como as necessidades pela mesma segundo a perspetiva do sistema e da rede. Entendido o conceito de flexibilidade, são apresentados e caracterizados os diferentes tipos de produtos de flexibilidade e é feita uma leve introdução ao tempo de ativação da flexibilidade.

2.2.1 Definição

O conceito de flexibilidade possui várias interpretações e graus de complexidade. Na sua forma mais simples, define-se em [10] como “modificação do padrão de geração e/ou consumo em reação a um sinal externo (mercado ou ativação) de forma a providenciar um serviço ao sistema”. A flexibilidade do sistema elétrico é caracterizada pelos meios que permitem a este transitar de um estado de equilíbrio entre geração e consumo, para outro [11]. É importante referir que este conceito de flexibilidade apenas é válido sobre a premissa de que o tempo de resposta dos recursos é reduzida (< 1 segundo).

É em [4] que o conceito de flexibilidade introduz a restrição temporal, e passa a denominar o conceito abordado no parágrafo anterior como "viabilidade" (*Feasibility*). No contexto do fornecimento de serviços de suporte à rede, serviços de mercado, controlo de tensão, entre outros, providenciados por RES com diferentes janelas temporais de resposta, torna-se imperativo a componente temporal quando aplicado a casos reais. É necessário quantificar o intervalo de tempo necessário para transitar entre dois pontos contidos na região de flexibilidade. O conceito de flexibilidade em [4] representa a quantidade de tempo necessária

para transitar de um ponto da região de viabilidade para outro, também contido nesta.

Na Figura 6 está representada a diferença entre os mapas de flexibilidade. Do lado esquerdo encontra-se a primeira definição de flexibilidade (descrito em [4] como região de viabilidade), e à direita está ilustrada a região de flexibilidade dividida em regiões com diferentes tempos de ativação. No presente trabalho vão ser apresentados dois casos de estudo e respetivos mapas de flexibilidade, o primeiro sem restrições temporais no que toca a transição entre pontos da região de flexibilidade, no segundo caso é considerada a característica temporal a nível do tempo de ativação do ponto da região, como sendo o tempo que requer para ir do zero à potência necessária.

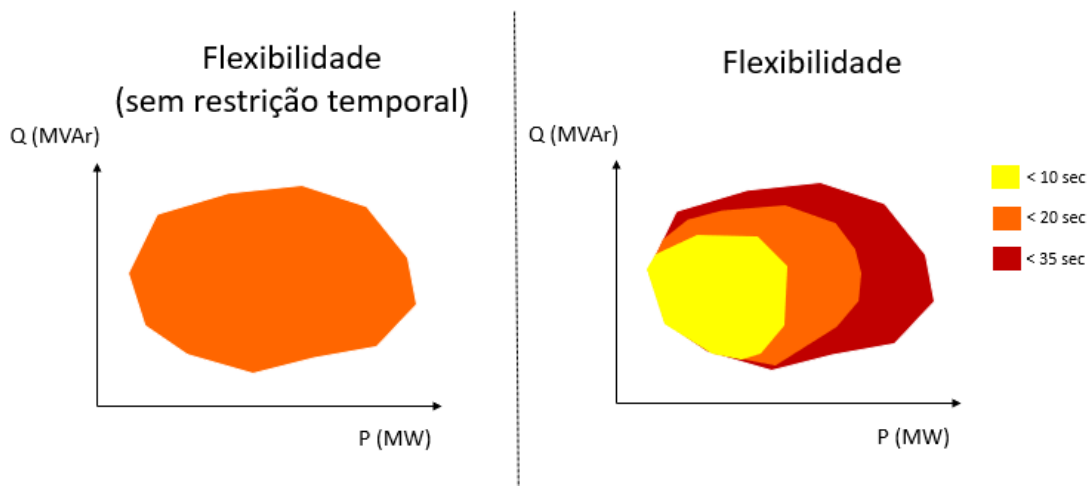


Figura 6 - Ilustração do mapa de flexibilidade sem restrição temporal (Esq.) dividido em regiões de diferentes tempos de ativação (Dir.)

A fonte de flexibilidade tem algumas características que influenciam o seu funcionamento intrínseco bem como o seu impacto na rede:

- Número e localização das *Flexibility Providing Units* (FPU), agregadas ou individuais;
- Tempo de ativação das FPUs.

A flexibilidade pode estar associada a três localizações diferentes na rede, sendo a primeira associada a um recurso flexível singular (1º caso, localização 3), a segunda ao somatório de flexibilidades dos recursos na rede de distribuição (2º caso, localização 2) e por último a um ponto específico da rede (3º caso, localização 1), neste caso considera-se a que transita do TSO para o DSO (*TSO* → *DSO*).

- 1º Caso - Este primeiro caso é definido em [12] como FPU, que englobam todos os tipos de unidades de geração, armazenamento de energia, ou cargas descentralizadas, que sejam capazes de providenciar flexibilidade. Dadas as limitações da dependência de potência ativa e reativa ($\cos(\phi)$) ou das limitações técnicas dos DER), torna-se necessário encontrar modelos mais específicos consoante o tipo de recurso flexível. Em [12] estes são divididos em 5 categorias, e abordados mais profundamente na secção 2.2.4 da presente dissertação. Os mapas de flexibilidade correspondentes às FPUs têm como significado, a gama de pontos de funcionamento operacional do respetivo recurso que é praticável pela rede, sem violar os padrões de segurança e qualidade e garantir as necessidades dos consumidores.
- 2º Caso - O segundo cenário de flexibilidade consiste na flexibilidade medida num determinado ponto da rede (interface TSO-DSO), e tem como significado o número de pontos de funcionamento operacionais praticáveis pela rede, formado pelo somatório de flexibilidade de todas as FPU presentes no DSO, que permitem operar a rede dentro dos padrões de segurança e qualidade, bem como garantir as necessidades dos consumidores, não considerando restrições temporais a nível de ativação dos recursos.
 - 3º Caso - Mapa de flexibilidade TSO→DSO, que representa a gama de pontos de funcionamento operacionais, da potência que o TSO pode injetar no DSO, que permite operar a rede dentro dos padrões de segurança e qualidade. Quando este é representado apenas por um barramento de referência pode ser utilizado apenas para retratar os impactos na rede de transporte devido a alterações na rede de distribuição.

Os diferentes tipos de mapas contêm informação útil para os operadores de rede, em especial a localização 2, que pode ser partilhado entre TSO e DSO sem que seja necessário considerar problemas de observabilidade. No presente trabalho vão ser ilustrados os vários tipos ao longo do mesmo.

Em ambos os estudos de caso realizados, o foco recai sobre a localização 2. No entanto, o mapa de flexibilidade da localização 1 também é utilizado para demonstrar o impacto que os diferentes cenários tem na rede de transporte. No segundo estudo de caso, a rede de transporte é representada por vários barramentos de produção e não apenas um barramento de referência, pelo que neste contexto este possui também uma flexibilidade associada.

Na Figura 7, que representa uma rede na presença de vários FPU's, é possível observar os diferentes tipos de flexibilidade em termos de localização na rede.

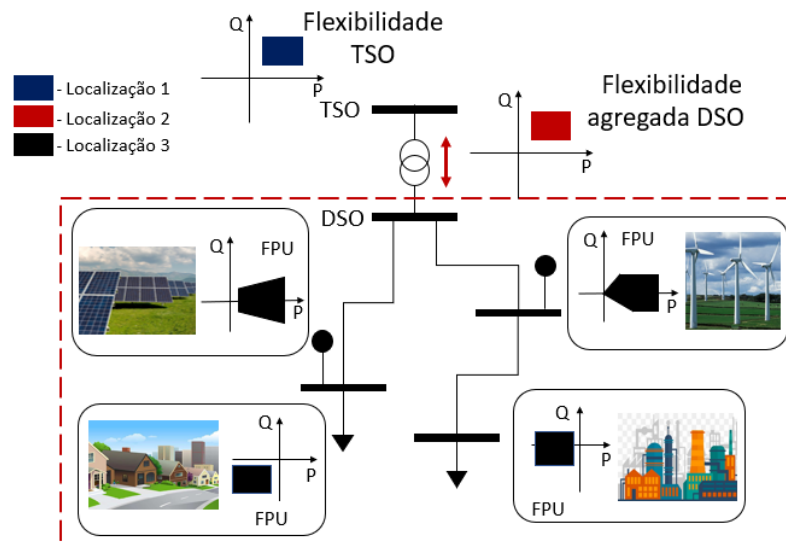


Figura 7 - Localização dos diferentes tipos de flexibilidade

2.2.2 Utilização da flexibilidade

Após definido o conceito de flexibilidade, é necessário entendermos as necessidades pela mesma. Estas podem ser caracterizadas com os seguintes parâmetros:

- Tempo de resposta - O tempo necessário para que a flexibilidade seja entregue, relacionado por exemplo com o tempo que uma central elétrica demora a iniciar;
- Sentido - Aumento ou diminuição de potência;
- Velocidade de resposta (*ramp rate*) - A velocidade com que o produto que oferece a flexibilidade consegue alterar a sua potência de saída para a desejada;

- Duração da flexibilidade - Durante quanto tempo a flexibilidade pode ser fornecida;
- Localização do recurso e necessidade na rede;
- Quantidade de flexibilidade (energia e capacidade de potência) - A capacidade física de entrega, o tamanho da carga ativa ou reativa expressa em MW ou Mvar. Em termos de energia representa a duração e dimensão.

Na Figura 8 encontra-se uma representação dos parâmetros que caracterizam uma fonte de flexibilidade (com exceção à localização).

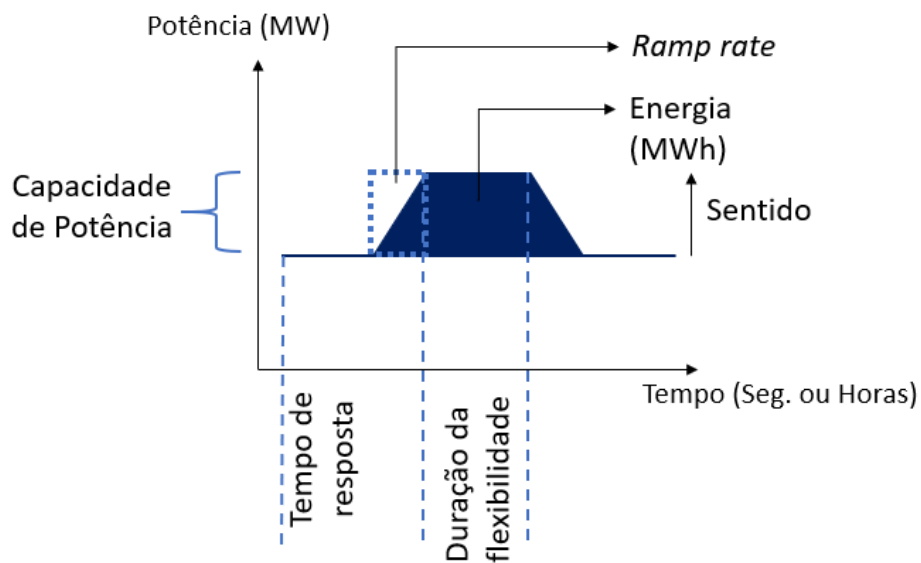


Figura 8 - Parâmetros de necessidade de flexibilidade, adaptada de [13]

Quanto às necessidades de flexibilidade, estas vão ser endereçadas sobre duas perspectivas, a perspectiva do sistema e a perspectiva da rede:

- Perspetiva do sistema - O sistema precisa de garantir equilíbrio de geração e consumo em todos os horizontes temporais. Como tal é necessário garantir:
 - Estabilidade de frequência - É necessário manter uma frequência estável através da manutenção de equilíbrios de curta duração (frações de segundo até uma hora) entre entrega de potência e consumo da mesma, e em situações de turbulência ou de contingências;

- *Adequacy* - Traduz-se na necessidade de manter equilíbrio entre entrega de potência e consumo num horizonte temporal mais extenso (horas a vários anos);
- Fiabilidade de abastecimento - Evitar interrupções na entrega de potência e/ou as suas consequências para os consumidores finais, devido a falhas ou interrupções não planeadas no sistema elétrico.
- Perspetiva da rede - A rede precisa de ter capacidade de:
 - Gestão de congestionamentos - Ativação de ações corretivas para resolução de limitações locais ou regionais ao transporte de potência entre a entrega e consumo de energia num horizonte temporal curto (minutos a horas) de modo a que os limites de segurança operacionais sejam respeitados;
 - Controlo de tensão - Manutenção das tensões nodais dentro dos limites estabelecidos para o local ou região, com um horizonte temporal reduzido (segundos a dezenas de minutos).

Na Figura 9, encontram-se as necessidades por flexibilidade categorizadas em [14], nas dimensões de espaço e tempo.

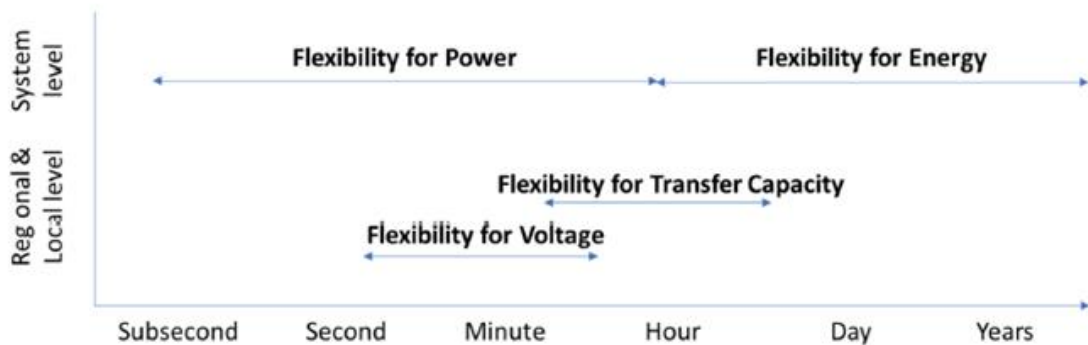


Figura 9 - Necessidade por flexibilidade no tempo e espaço, [14]

2.2.3 Tipos de recursos flexíveis

Flutuações de potência inesperadas, requerem ajustes rápidos ao trânsito de energia que podem ser realizados pelos RES. Os ajustes podem ser implementados através de três formas, geração, armazenamento de energia e consumo de energia (*demand response*)

- Geração - Compreende a capacidade que um recurso energético possui de alterar a potência injetada. A modificação de energia pode ser feita através de:
 - Geração controlável (biomassa, geotérmica, etc.);
 - Geração não controlável (eólica, solar, etc.).
- Armazenamento de energia - Consiste na capacidade de armazenamento de energia, e por sua vez fornecer potência quando necessário, permitindo o fluxo bidirecional de potência com a rede de energia. Os tipos de armazenamento podem ser:
 - Eletroquímica (baterias de íons de lítio ou de chumbo ácido entre outros tipos de baterias);
 - Elétrica (supercondensadores e supercondutores magnéticos);
 - Mecânica (bombagem hídrica, volante de inércia, ar comprimido, etc.);
 - Térmica (termoquímica, calor sensível e calor latente).
- *Demand Response* - A capacidade de alterar os padrões de consumo, recorrendo a reduções em:
 - Pequenas cargas em zonas residências e no setor comercial;
 - Grandes fontes de consumo por parte de processos industriais;
 - Veículos elétricos.

2.2.4 Caracterização dos recursos flexíveis

A necessidade de caracterizar os recursos flexíveis surge quando se considera a dependência temporal associada à ativação da flexibilidade, e quando queremos obter uma região de flexibilidade o mais realista possível.

Como tal, nesta secção, vamos definir os vários tipos de recursos flexíveis, e as suas respetivas FPU's. Estes encontram-se ilustrados na Figura 10.

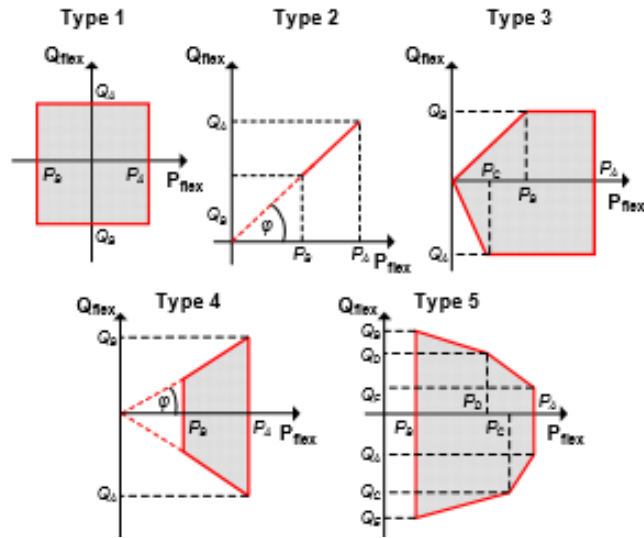


Figura 10 - Regiões de flexibilidade dos 5 tipos de FPU, [12]

Existem cinco tipos de modelos abordados em [12]:

- Tipo 1 - É a representação mais simples de uma FPU. Utiliza-se para caracterizar FPU com flexibilidade reduzida. O modelo também é utilizado para representar sistemas de armazenamento de energia ou geradores eólicos com conversor completo ($P_B \geq 0$). Também pode ser utilizado para representar FPU que não possuam potência ativa utilizando a condição $P_A = P_B = 0$;
- Tipo 2 - Contem os modelos de flexibilidade que apresentem $\cos(\varphi)$ constante, ou seja, que tenham uma dependência linear de potência ativa e reativa, por exemplo, cargas industriais sem compensação de potência reativa;
- Tipo 3 - Representam geradores eólicos com DFIG (*Double-fed induction generator*), com uso de conversores *rotorside* cuja operação esteja contida em dois quadrantes;
- Tipo 4 - Este modelo permite a representação de casos em que haja conformidade com as especificações de $\cos(\varphi)$ para solar fotovoltaico. Existem situações em que os sistemas fotovoltaicos prestam serviços de suporte à rede, a nível de manter a tensão da mesma, através da alteração do seu fator de potência, utilizando valores típicos de 0,9 ou 0,95. Este modelo pode também representar fábricas de geração com um nível de produção reduzido;

- Tipo 5 - Este modelo representa uma aproximação do perfil de operação de geradores síncronos (SG) que podem ser encontrados em alguns DER, por exemplo pequenas centrais hidroelétricas. Os limites de potência aparente de um SG são aproximadamente lineares, bem como o limite de estabilidade. Há semelhança do tipo 4, em [12], o modelo também pode ser utilizado para representar centrais com um nível de geração reduzido.

2.2.5 Tempo de ativação do produto de flexibilidade

Um sistema de energia elétrica tem de garantir que a produção responde ao consumo em qualquer altura do dia, e estes podem variar por vezes até em períodos relativamente curtos, torna-se então essencial que um sistema de energia elétrica contenha recursos flexíveis capazes de dar resposta num curto espaço de tempo.

De modo a que os operadores de rede consigam garantir o balanceamento do sistema, é necessário definir uma série de produtos capazes de dar resposta às mais diversas situações, e em diferentes intervalos de tempo. Parte do tempo de entrega de um produto de flexibilidade está dependente da taxa de rampa do mesmo. Entende-se como taxa de rampa, ou *Ramp Rate*, a rapidez com que uma central de geração consegue alterar a sua potência de saída, quer seja aumentar ou diminuir a mesma (direção da flexibilidade). Esta grandeza é expressa em MW/min. Também é comum encontrar a taxa de rampa definida em percentagem da potência nominal por minuto. A taxa de rampa varia com o tipo de tecnologia que se está a utilizar e vai ser abordada mais a frente para os recursos flexíveis que se utiliza no segundo estudo de caso da dissertação.

No capítulo seguinte é apresentada uma metodologia para determinação da região de flexibilidade num determinado ponto da rede a partir do conhecimento das características individuais de cada FPU presente na rede.

3 Metodologias para determinação da região de flexibilidade na interface TSO/DSO

Neste capítulo é revisto e apresentado o conceito e funcionamento do *Power flow* (trânsito de potência), análise de contingências e perdas de energia elétrica. Posteriormente é desenvolvida a metodologia para a determinação da região de flexibilidade na interface TSO/DSO e aplicado o conceito a uma rede de estudo.

3.1 Power Flow e Análise de Contingências

3.1.1 Power Flow

As metodologias de exploração da região de flexibilidade têm por base o estudo do trânsito de energia. Para se efetuar o estudo do trânsito de energia numa rede elétrica, é necessário definir:

- Todos os componentes da rede elétrica, desde geração, cargas, linhas, transformadores, entre outros;
- Os tipos de barramentos que existem e as suas características:
 - Tipo 1 - Barramento de referência ou *Slack Bus*. Onde não é conhecida a potência gerada, e especifica-se a tensão e a fase. Este barramento tipicamente é utilizado para compensar o trânsito de energia quando necessário;
 - Tipo 2 - Barramento $P|V|$. Corresponde a centrais onde é estipulado o valor da potência ativa produzida, e o módulo da tensão no barramento;
 - Tipo 3 - Barramento PQ. Representam os barramentos de consumo ou produção fixa, onde se conhece o valor de potência ativa e reativa.
- Um modelo matemático que permita obter as tensões e fases dos barramentos, bem como a potência ativa e reativa, que transita nas linhas.

De forma a ilustrar o que foi dito anteriormente vai ser feita uma análise de trânsito de energia a uma rede de 2 barramentos.

Na Figura 11 observa-se a rede de 2 barramentos, e o respetivo esquema unifilar.

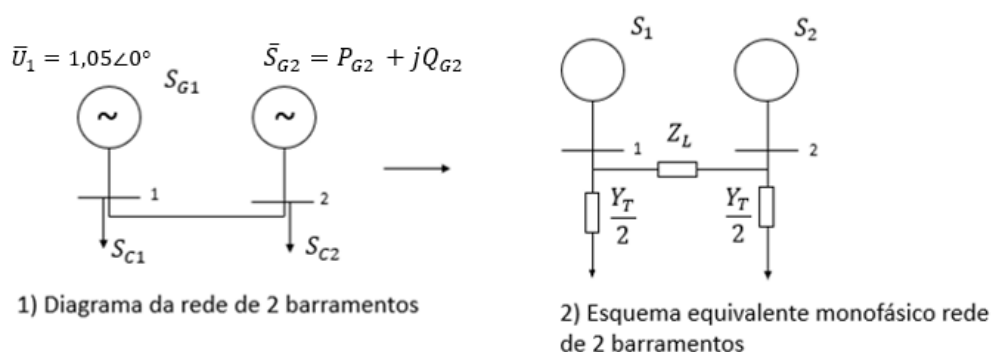


Figura 11 - Diagrama da rede de 2 barramentos e esquema equivalente monofásico
O balanço em cada nó, entre geração e consumo, S_N é dado por:

$$\begin{cases} \bar{S}_1 = P_1 + jQ_1 = P_{G1} - P_{C1} + j(Q_{G1} - Q_{C1}) \\ \bar{S}_2 = P_2 + jQ_2 = P_{G2} - P_{C2} + j(Q_{G2} - Q_{C2}) \end{cases} \quad (3.1.1.1)$$

Onde:

- S_{GN}, P_{GN}, Q_{GN} representam a potência gerada no barramento N
- S_{CN}, P_{CN}, Q_{CN} representam a potência consumida no barramento N

Em seguida é necessário calcular as admitâncias presentes no esquema equivalente monofásico, de modo a completar a matriz de admitâncias

$$Y_{11} = Y_{22} = \frac{Y_T}{2} + \frac{1}{Z_L} \quad (3.1.1.2)$$

$$Y_{12} = Y_{21} = -\frac{1}{Z_L} \quad (3.1.1.3)$$

$$[Y] = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \quad (3.1.1.4)$$

$$[S] = \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \end{bmatrix} \quad (3.1.1.5)$$

$$[U] = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \end{bmatrix} \quad (3.1.1.6)$$

Utilizando as equações (3.1.1.4) a (3.1.1.6) é possível calcular todas as tensões nodais, e por consequência a potência transitada em qualquer linha, consumos nos barramentos, entre outros.

$$\begin{bmatrix} S^* \\ U^* \end{bmatrix} = [Y] \times [U] \Leftrightarrow [I] = [Y] \times [U] \quad (3.1.1.7)$$

Genericamente, a matriz de admitâncias fica com dimensão $n \times n$:

$$[Y] = \begin{bmatrix} [Y_{11} & \cdots & Y_{1n}] \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ [Y_{n1} & \cdots & Y_{nn}] \end{bmatrix} \quad (3.1.1.8)$$

$$\frac{S_k^*}{U_k^*} = \sum_{l=1, k \neq 1}^n \frac{Y_{Tm}}{2} * V_k + \sum_{l=1, k \neq 1}^n \frac{1}{Z_{Lm}} * (U_k - U_l) = \quad (3.1.1.9)$$

$$= \sum_{l=1, k \neq 1}^n \left(\frac{Y_{Tm}}{2} + \frac{1}{Z_{Lm}} \right) * U_k + \sum_{l=1, k \neq 1}^n -\frac{1}{Z_{Lm}} * U_l$$

$$Y_{kk} = \sum_{l=1, k \neq 1}^n \left(\frac{Y_{Tm}}{2} + \frac{1}{Z_{Lm}} \right) \quad (3.1.10)$$

$$Y_{kl} = \sum_{l=1, k \neq 1}^n -\frac{1}{Z_{Lm}} \quad (3.1.11)$$

Simplificando:

$$\frac{S_k^*}{U_k^*} = Y_{kk} * U_k + \sum_{l=1, k \neq 1}^n Y_{kl} * U_l = \sum_{l=1}^n Y_{kl} * U_l \quad (3.1.12)$$

A potência que transita na linha ij pode ser obtida através da seguinte expressão:

$$S_{ij} = U_i \times I_{ij} \Leftrightarrow S_{ij} = U_i \times \left(\frac{U_i - U_j}{Z_{Lij}} \right)^* \quad (3.1.13)$$

3.1.2 Análise de Contingências

Uma contingência é definida como um distúrbio potencialmente prejudicial que ocorre durante a operação em regime permanente de um sistema de energia. Pode ter impactos como tensões de barramentos fora dos padrões e/ou sobrecargas em linhas ou transformadores [15]. Uma análise de contingências permite avaliar a robustez e estabilidade da rede quando exposta a fatores adversos. Esta análise, ou teste à rede pode ser realizada sobre diferentes critérios. O teste mais simples é o *Critério N*, no qual é avaliada a robustez da rede quando nenhum componente do sistema é retirado indica então se a rede pode ser operada nos padrões de segurança e qualidade quando todos os elementos da rede

estão operacionais. Um critério N-1 avalia a capacidade da rede quando um elemento do sistema é retirado. O procedimento consiste em retirar um elemento da rede (linha e/ou transformador) e realizar um estudo de trânsito de energia. Caso exista uma ou mais sobrecargas ou barramento(s) fora do intervalo de tensão definido então esse elemento da rede deve ser reforçado, para que na eventualidade de ocorrer uma falha no elemento retirado a rede consiga continuar a sua operação. É ainda possível realizar análises de contingências mais complexas (critérios N-2, N-3) que, à semelhança do critério anterior consiste em realizar o procedimento descrito, mas retirando dois e três elementos do sistema em simultâneo, respetivamente. Esta análise de contingências é predominantemente efetuada pelo TSO dado que são responsáveis por manter a segurança da rede.

Na Figura 12 encontra-se ilustrado a base do critério N-1. Na parte esquerda da figura, temos uma rede de 3 barramentos, os retângulos com preenchimento azul representam a percentagem da capacidade do elemento que está a ser utilizada. Do lado direito foi eliminada a linha que liga os barramentos 1 e 3, e podemos observar que gerou uma sobrecarga na linha 1-2. Ao realizar esta parte da análise, conclui-se que é necessário reforçar a linha 1-2 para que na eventualidade de uma contingência na linha 1-3 a rede possa continuar a operar dentro dos padrões de qualidade e segurança.

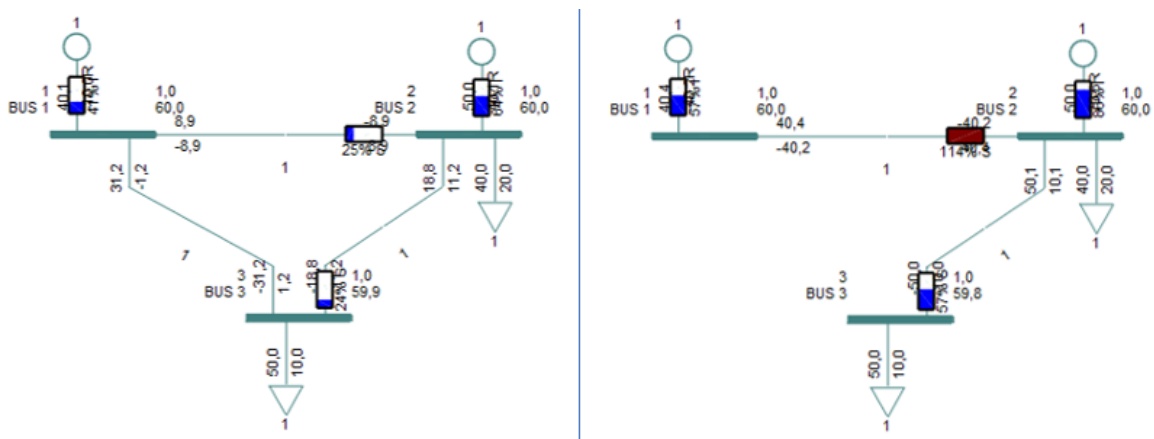


Figura 12 - Demonstração do critério N-1

3.1.3 Perdas de Energia elétrica

As perdas de energia elétrica dividem-se em duas categorias, perdas técnicas que estão associadas à transferência de energia elétrica pela rede, e perdas

comerciais ou não técnicas, que estão associadas à energia entregue ao consumidor que não foi faturada ou faturada incorretamente, situações como erros de equipamento elétrico, ligações clandestinas, entre outros, [16]. Nesta dissertação vão ser apenas abordadas as perdas técnicas, com foco na rede de distribuição, dado que é aqui que se encontra a maioria das perdas, tipicamente da totalidade das perdas num sistema de energia elétrica, 8% das perdas são no sistema de distribuição e 2% no sistema de transmissão, como é possível observar na Figura 13.

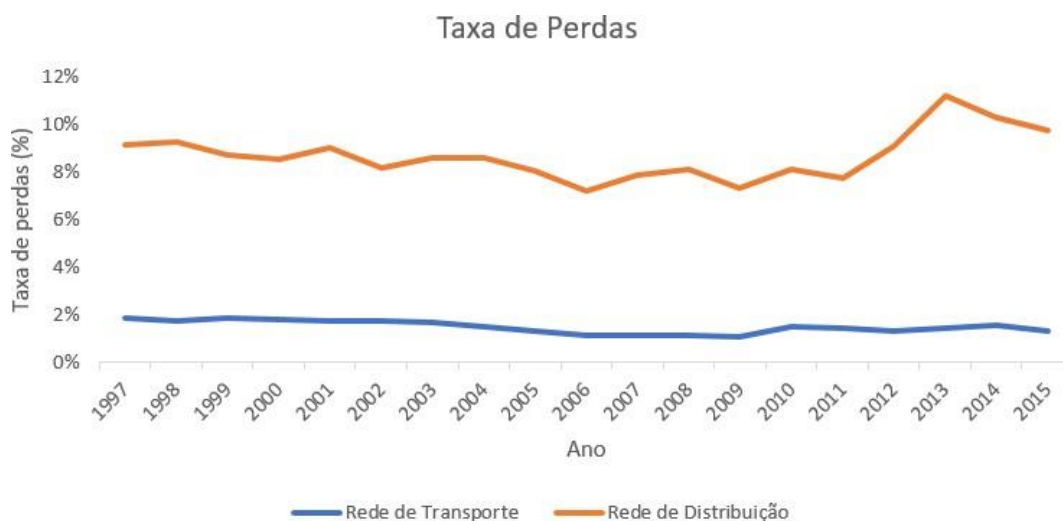


Figura 13 - Taxa de perdas Rede de Transporte vs. Rede de distribuição, retirada de [17]

Perdas Técnicas

As perdas técnicas têm origem essencialmente em fenómenos físicos relacionados com a transferência de energia elétrica. As perdas técnicas mais significativas ocorrem tipicamente nos condutores e transformadores.

- **Perdas Ativas**

As perdas ativas são predominantemente resultantes do efeito de A resistência dos condutores é a principal causa das perdas de energia nas redes primárias e secundárias, são chamadas perdas de Joule, e devem-se à corrente que flui nos mesmos.

Nos enrolamentos dos transformadores também ocorrem perdas, às quais se dá o nome de “Perdas em Carga”. Ainda nos transformadores tem-se também as intituladas de “Perdas em Vazio” que ocorrem no núcleo do

transformador, devido às perdas por Histerese e por correntes de Foucault [16].

- **Perdas Reativas**

As perdas reativas são aquelas que ocorrem nas reactâncias dos equipamentos. Nos sistemas de transmissão em corrente alternada, as reactâncias armazenam energia para de seguida ser devolvida à fonte, isto significa que a energia pode não ser necessariamente perdida, no entanto contribui para o aumento da corrente que transita nas linhas, ou seja, indiretamente contribui para um aumento de perdas de potência ativa. Na indutância dos condutores também ocorrem perdas de energia reativa. Nos transformadores perde-se energia reativa devido à excitação magnética do núcleo, que constitui as "Perdas em Vazio" [16].

Como foi possível constatar, grande parte das perdas de potência ativa e reativa estão relacionadas com o trânsito de energia, pelo que, se for possível reduzir a distância elétrica das fontes de energia ao consumidor, na teoria é possível diminuir as perdas. É este o princípio associado ao paradigma da descentralização das redes elétricas, e correspondente exploração da flexibilidade das mesmas.

Ainda no sentido de diminuir a potência que transita nas linhas, surge a compensação local de energia reativa, através da instalação de baterias de condensadores.

3.2 Metodologias analisadas

Nesta secção vão ser discutidas várias metodologias distintas para a determinação da região de flexibilidade. Dentro destas, distinguem-se 2 tipos, sendo o primeiro aquele que recorre ao *power flow* [18], [4], [5], e o segundo tipo, as metodologias em que se utilizou formulações de otimização para o problema, métodos de OPF (*Optimal Power Flow*) [19], [20], [12], [21], para explorar a flexibilidade. O OPF tem como objetivo determinar o funcionamento ideal de um sistema elétrico de energia tendo por base uma função objetivo, que pode ser, a minimização de perdas de potencia ativa, minimização de custos, entre outros.

3.2.1 Sem Optimal Power Flow

3.2.1.1 1ª Metodologia

A primeira metodologia a ser estudada, é a presente em [18]. Neste artigo, é proposto um algoritmo que estima a gama de flexibilidade no nó de cada subestação para as horas seguintes, consoante a informação prevista. O objetivo deste algoritmo é informar o TSO sobre a flexibilidade tecnicamente viável de cada rede de distribuição na fronteira entre o TSO e o DSO. As formas de flexibilidade incluídas neste algoritmo são: *Demand response aggregators*; geração flexível distribuída e controlo do trânsito de energia reativo nos ativos do DSO.

Com esta informação é possível ao TSO, saber que subestações pode utilizar do DSO, para resolver problemas técnicos no sistema de transmissão. Também permite avaliar o impacto dos DER *aggregators* na rede. Neste artigo também é avaliado o custo de ativação da flexibilidade, para que o TSO e o DSO possam tomar decisões economicamente viáveis.

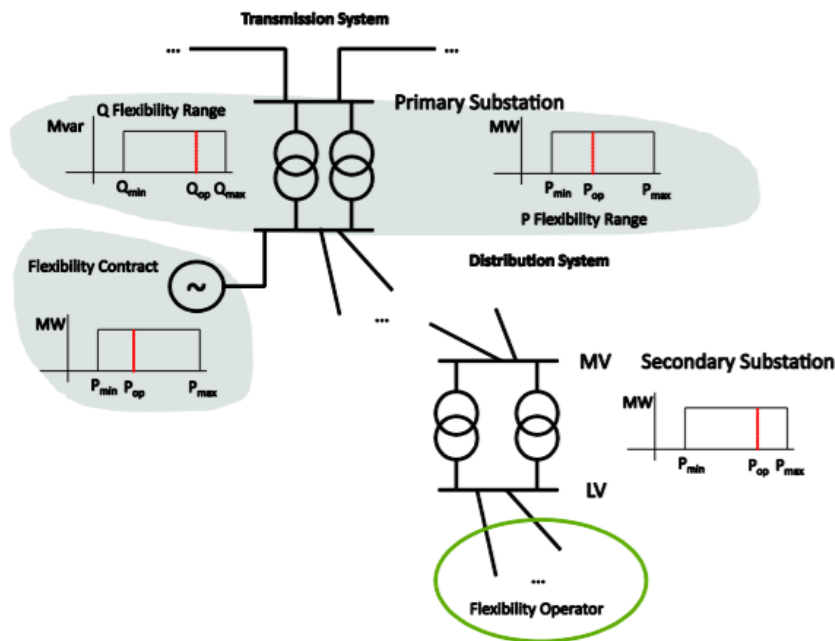


Figura 14 - Estimação do intervalo de flexibilidade na rede de distribuição [18]

A flexibilidade na fronteira TSO/DSO é estimada com base em diferentes tipos de flexibilidade, como:

- Contratos de flexibilidade bilaterais: Propostas anuais de flexibilidade entre o TSO/DSO e outros recursos flexíveis.

- Contratos fora da firma: geração e grandes consumidores que estejam dispostos a aceitar redução de consumo durante certas horas por ano para obterem uma licença de conexão ao sistema de distribuição.
- Propostas de flexibilidade a nível dos nós de MV/LV de local *Demand response aggregators*
- Recursos controláveis, conectados à rede de distribuição e na posse do DSO.

Descrição da metodologia:

1. Receber informação relativamente às ofertas de flexibilidade no DSO, bem como dos recursos em posse do DSO.
2. Executar o algoritmo de estimação (descrito em detalhe a seguir).
3. Envio da informação sobre a gama de flexibilidade para uma plataforma de informação comum ao TSO e ao DSO.

O algoritmo de estimação pode ser observado na Figura 15 segue os seguintes passos:

- a) Simular uma quantidade significativa de cenários de *power flow* na rede MV, com base em variáveis de entrada aleatórias associadas aos recursos flexíveis.
- b) Cada cenário de *power flow* corresponde a um *Operating Point* na subestação primária, caso os limites da rede não fossem violados, este *Operating Point* é elegível.
- c) O conjunto de todos os *Operating Points* praticáveis formam uma região PQ.
- d) Cada *Operating Point* está associado a um custo, que depende da quantidade de flexibilidade que é necessária ser ativada na rede MV.
- e) Por último, este Mapa de flexibilidade é submetido a uma avaliação do custo, onde diferentes regiões vão representar diferentes níveis de custo, na região do mapa.

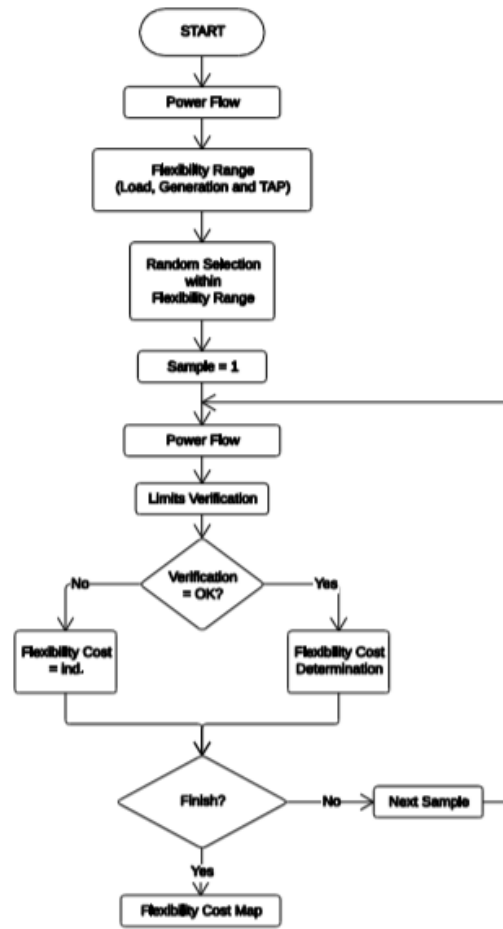


Figura 15 - Fluxograma do algoritmo de estimação de flexibilidade [18]

Quanto à utilização da flexibilidade, para cada transito de energia, o consumo/geração é aleatoriamente selecionado tendo em conta os limites de cada recurso flexível presente na rede. Surgem duas abordagens diferentes na metodologia 1:

Metodologia 1.1 (1ª abordagem):

Na primeira abordagem existe uma variável aleatória e independente associada a cada recurso flexível (geração e carga). Em cada iteração k do trânsito de energia, a potência ativa e reativa injetada $(P_{n,k}^{flex}, Q_{n,k}^{flex})$ no barramento flexível n da rede MV, são obtidos em [18] segundo as seguintes equações:

$$P_{n,k}^{flex} = (PG_{n,k}^{max} - PG_{n,k}^{min}) \cdot \varphi_{n,k}^{PG} + PG_{n,k}^{min} - (PL_{n,k}^{max} - PL_{n,k}^{min}) \varphi_{n,k}^{PL} + PL_{n,k}^{min} \quad (3.2.1.1.1)$$

$$Q_{n,k}^{flex} = (QG_{n,k}^{max} - QG_{n,k}^{min}) \cdot \varphi_{n,k}^{QG} + QG_{n,k}^{min} - (QL_{n,k}^{max} - QL_{n,k}^{min}) \varphi_{n,k}^{QL} + QL_{n,k}^{min} \quad (3.2.1.1.2)$$

Onde, $PG_{n,k}^{max}$, $PG_{n,k}^{min}$, $QG_{n,k}^{max}$ e $QG_{n,k}^{min}$ são os limites de geração flexível de potência ativa e reativa dos recursos.

$PL_{n,k}^{max}$, $PL_{n,k}^{min}$, $QL_{n,k}^{max}$ e $QL_{n,k}^{min}$ são os limites de ativa e reativa dos recursos consumidores.

As variáveis aleatórias independentes de geração e consumo ($\varphi_{n,k}^{PG}$, $\varphi_{n,k}^{QG}$) e ($\varphi_{n,k}^{PL}$, $\varphi_{n,k}^{QL}$) respectivamente, são obtidas a partir de uma distribuição uniforme entre 0 e 1.

Metodologia 1.2 (2ª abordagem):

Na segunda abordagem, é utilizada uma correlação negativa entre a geração e o consumo no barramento (diminuição da carga quando existe aumento do consumo) de modo a manter o equilíbrio de injeção coerente. Nesta abordagem, o sorteio dos recursos flexíveis de geração e consumo nos barramentos n , deixa de ser independente, devido à correlação negativa.

As seguintes equações, presentes em [18] apresentam o cálculo de injeção de ativa e reativa em cada simulação de trânsito de energia k .

$$P_{n,k}^{flex} = (PG_{n,k}^{max} - PG_{n,k}^{min}) \cdot (1 - \varphi_{n,k}^P) + PG_{n,k}^{min} - (PL_{n,k}^{max} - PL_{n,k}^{min}) \cdot \varphi_{n,k}^P + PL_{n,k}^{min} \quad (3.2.1.1.3)$$

$$Q_{n,k}^{flex} = (QG_{n,k}^{max} - QG_{n,k}^{min}) \cdot (1 - \varphi_{n,k}^Q) + QG_{n,k}^{min} - (QL_{n,k}^{max} - QL_{n,k}^{min}) \varphi_{n,k}^Q + QL_{n,k}^{min} \quad (3.2.1.1.4)$$

Nesta segunda abordagem, as variáveis aleatórias, não sofrem distinção, face à primeira abordagem, dado que estão correlacionadas.

Relativamente à verificação dos constrangimentos da rede, depois de corridos alguns cenários de trânsito de energia, combinando variáveis de entrada de diferentes injeções nodais aleatórias é necessário verificar se é praticável pela rede.

Torna-se então necessário uma condição que verifique que não existe congestionamentos nas linhas, ou barramentos fora dos limites de operação. Em [18] são então apresentadas duas equações que delimitam as mesmas.

$$S_{i-j} \in [S_{i-j}^{min}, S_{i-j}^{max}] , \text{ em cada linha } i-j$$

$$V_n \in [V_n^{min}, V_n^{max}] , \text{ em cada barramento } n$$

Em [18] é também feita uma distinção a nível do custo de ativação de uma dada flexibilidade. Quando se obtém um *Operating Point*, existe um custo associado à ativação dessa flexibilidade, dado pelas equações:

$$\begin{aligned} Flexibility_{cost,k} = & \sum_{i=1}^n |P_{n,k}^{flex,G} - P_G^n| * Cost_{active flex} + & (3.2.1.1.5) \\ & |Q_{n,k}^{flex,G} - Q_G^n| * Cost_{reative flex} \\ & + |P_{n,k}^{flex,D} - P_D^n| * Cost_{active flex} \\ & + |Q_{n,k}^{flex,D} - Q_D^n| * Cost_{reative flex} \end{aligned}$$

P_G^n e Q_G^n representam a geração ativa e reativa, respetivamente, estimada no barramento n .

P_D^n e Q_D^n representam o consumo de ativa e reativa, respetivamente, estimado no barramento n .

As variáveis associadas aos custos representam o custo fixo para remunerar 1 MW/Mvar de flexibilidade (€/MW, €/Mvar).

Por último, na Figura 16, podemos observar o resultado da metodologia apresentado no artigo [18] aplicado a um caso de estudo.

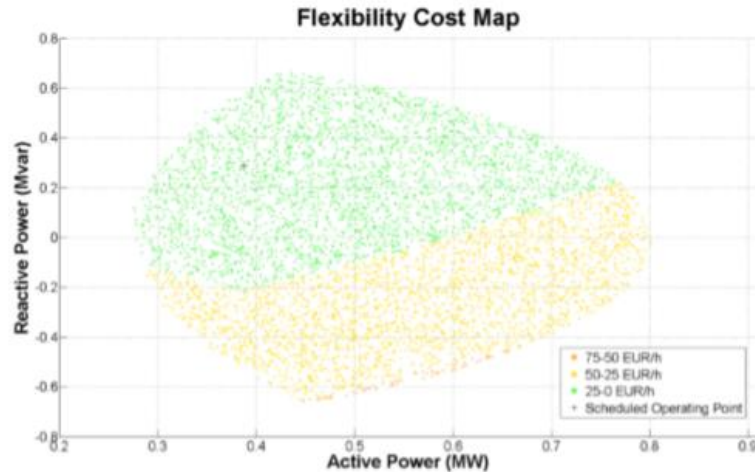


Figura 16 - Mapa de custo de flexibilidade [18]

3.2.1.2 2ª Metodologia

A segunda metodologia a ser abordada é a presente no artigo [4] que recorre a simulações *Monte Carlo*. Neste tipo de simulações, primeiro são gerados um grande número de *Operating Points* de forma aleatória, aqueles que convergirem, tornam-se parte da região de flexibilidade/viabilidade. No artigo [4], o objetivo é a distinção entre região de flexibilidade e viabilidade, pelo que se utilizou as simulações *Monte Carlo*.

De forma a explicar melhor esta metodologia, vamos introduzir uma definição do mesmo artigo, *Dispatch Power* que consiste no par (Potência ativa e reativa) trocado entre a VPP e a rede, resultante da participação da VPP no mercado de energia.

No artigo [4], são ainda ilustrados dois algoritmos, sendo que o primeiro tem como finalidade a determinação da região de viabilidade FOR, descrita em [4] como, o conjunto de pontos *Dispatch Power* praticáveis de uma VPP.

1º Algoritmo

- Dados de entrada: restrições da rede, cargas respetivas de cada bus e limites de operação dos recursos flexíveis participantes envolvidos na VPP.
 1. Inicialmente são gerados aleatoriamente n *Operating Points* para os respetivos DERs, correlacionados, e contidos nas restrições de operação do respetivo recurso.

2. É realizado um *power flow* (transito de energia) para a cada uma das n combinações, e verifica-se se a combinação n não viola as restrições da rede nem os limites de tensão nos barramentos.
 3. Para as combinações de *Operating Points* que satisfaçam os limites da rede, o respetivo par (P, Q) trocado entre a rede e a VPP, é adicionado à região FOR.
- Resultado: região FOR.

Na Figura 17, podemos observar o "output" do algoritmo 1, que ilustra a região FOR aplicada a uma rede baseada na IEEE 33.

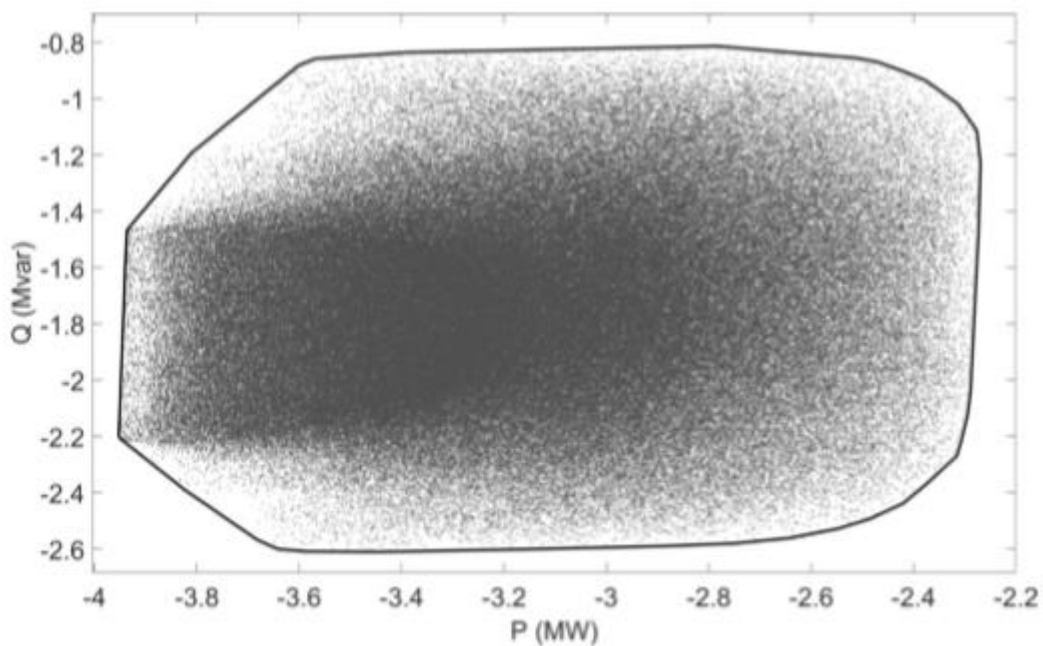


Figura 17 - Região de viabilidade obtida para a rede IEEE 33, [4]

2º Algoritmo

Tem por objetivo, a determinação da zona de flexibilidade, que pela definição presente no artigo é definida como o tempo que a VPP necessita para alterar o seu ponto de despacho para outro, dentro da região FOR. Esta nova região, denominada por FXOR, é então dependente do tempo de ativação, *ramp rates* e o estado dos DERs participantes.

- "Inputs": "Output" do algoritmo 1, pontos de despacho de mercado da VPP, tempo de ativação dos recursos, *ramp rates*, e intervalo de tempo permitido τ .

Para cada ponto da região FOR:

1. É calculado o tempo t necessário para que todos os recursos alterem o seu "output" para n dos pontos de ajuste correspondentes ao mercado de despacho.
 2. Se o tempo $t < \tau$, então adiciona-se o ponto de despacho à região de flexibilidade FXOR.
- "Output": Região FXOR, que reflete a capacidade de uma VPP de participar nos mercados e providenciar serviços de compensação de reativa depois de ser enviada para um ponto particular de despacho no mercado de energia.

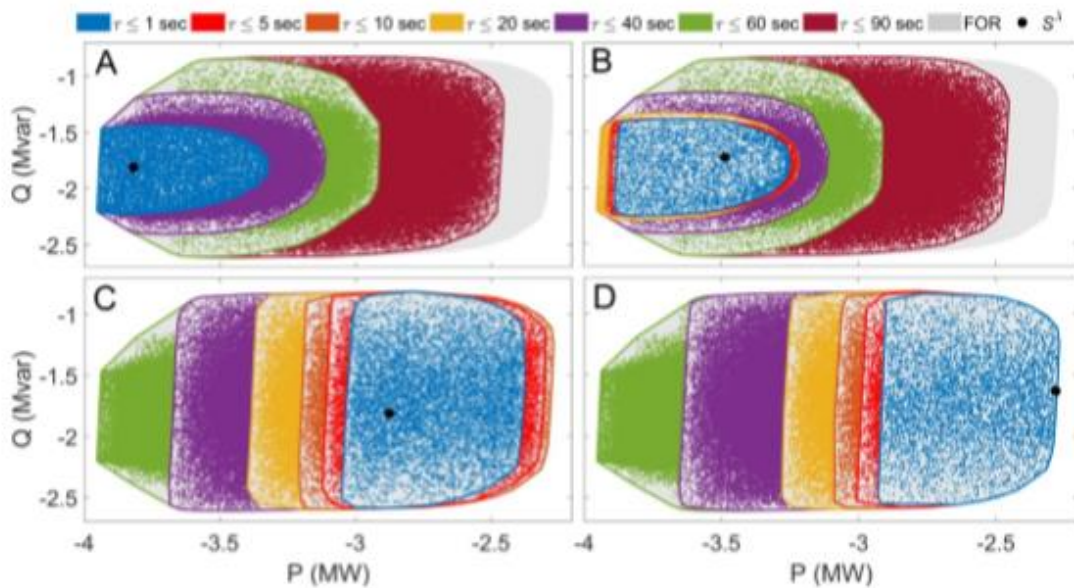


Figura 18 - Regiões FXOR para 4 pontos de despacho [4]

3.2.1.3 3ª Metodologia

Em [5], são desenvolvidas duas metodologias, a 1ª vai ser abordada em seguida, e tem como objetivo avaliar a flexibilidade que um ADN possui para controlar o trânsito de energia ativa e reativa na sua interface TSO-DSO, assumindo que a informação não tem falhas, num intervalo de tempo específico.

Relativamente à estrutura da metodologia, esta tem por base, um vetor (g) de vetores (Matriz), que descreve o estado do sistema de energia.

$$g(x, u, h, p) = 0 \quad (3.2.1.3.1)$$

Este vetor principal contém então, 4 tipos de vetores, que possuem informação sobre todos os elementos de cada tipo, presentes na rede.

O primeiro vetor, x , diz respeito às tensões e ângulos de cada barramento b , contidos no sistema, e é descrito da seguinte forma:

$$x = [U_1, \delta_1, U_b, \delta_b, \dots, U_{nb}, \delta_{nb}] \quad nb = \text{num. total de barramentos} \quad (3.2.1.3.2)$$

O segundo vetor, u , descreve a potência ativa e reativa injetada em cada barramento, sendo este ainda dividido, em 2 vetores, no qual o primeiro, u^{PP} , contém a potência ativa e reativa injetada por centrais de geração convencional P_p^{PP} e Q_p^{PP} respectivamente, e um segundo vetor, u^{CDER} , que contém a potência ativa e reativa injetada em cada barramento por DRES.

$$u = [u^{PP}, u^{CDER}] \quad (3.2.1.3.3)$$

$$u^{PP} = [P_1^{PP}, Q_1^{PP}, P_p^{PP}, Q_p^{PP}, \dots, P_{np}^{PP}, Q_{np}^{PP}] \quad (3.2.1.3.4)$$

$np = \text{num. total de centrais de geração convencional}$

$$u^{CDER} = [P_1^{CDER}, Q_1^{CDER}, P_r^{CDER}, Q_r^{CDER}, \dots, P_{nr}^{CDER}, Q_{nr}^{CDER}] \quad (3.2.1.3.5)$$

$nr = \text{num. total de DREs}$

Em seguida, temos o vetor h , que descreve os estados discretos de componentes da rede como transformadores OLTC, e disjuntores.

$$h = [h_1, \dots, h_s, \dots, h_{ns}] \quad (3.2.1.3.6)$$

$ns = \text{num. total de elementos discretos}$

Por último, temos o vetor p , que diz respeito a dispositivos NCD d , descritos em [5] como *Non-Controllable Device* que são dispositivos que consomem ou injetam potência aparente consoante o estado da rede, NCD podem ser cargas convencionais ou geração distribuída operada no máximo ponto de potência.

$$p = [P_1^{NCD}, Q_1^{NCD}, \dots, P_d^{NCD}, Q_d^{NCD}, \dots, P_{nd}^{NCD}, Q_{nd}^{NCD}] \quad (3.2.1.3.7)$$

$nd = \text{num. total de NCD}$

Dado que este vetor, contém propriedades que são influenciadas por fatores como, a velocidade do vento, radiação solar, e comportamento social (derivado do consumo). Estes fatores são quantificados em [5] por um vetor e . Visto que, muitos destes NCD também variam com a tensão, o vetor p , também depende do vetor x , pelo que na verdade este vetor p , tem a forma $p(x, e)$.

Estando definidos todos os elementos a ter em conta no sistema de energia, é necessário também um vetor S^{line} , que contém a potência aparente que transita em cada linha l numa direção pré-estabelecida.

$$S^{line} = [\bar{S}_1^{line}, \dots, \bar{S}_l^{line}, \dots, \bar{S}_{nl}^{line}] \quad (3.2.1.3.8)$$

$nl = \text{número total de linhas em cada direção}$

No presente artigo [5], o sistema de energia é composto pelo TSO, e os respetivos ADN n que constituem o DSO, é necessário então que exista não 1 vetor g , mas sim um para descrever cada ADN ligado ao TSO, g_n^{ADN} , bem como um vetor g para descrever o TSO, g^{TG} .

Quanto aos limites de operação, estes também são descritos em [5]. Existem assim limites para a tensão e fase de cada barramento, descrita pelo vetor x . É necessário também conter a potência ativa e reativa injetada em cada barramento dentro de intervalos, vetor u , bem como restringir e delimitar o estado dos elementos pertencentes ao vetor h . E por último, é essencial limitar o trânsito de energia nas linhas de modo a respeitar a capacidade das mesmas.

$$x^{min} \leq x \leq x^{max} \quad (3.2.1.3.9)$$

$$u^{min} \leq u \leq u^{max} \quad (3.2.1.3.10)$$

$$h^{min} \leq h \leq h^{max} \quad (3.2.1.3.11)$$

$$|\bar{S}_l^{line}| \leq \bar{S}_l^{line,max} \quad (3.2.1.3.12)$$

Em [5] é também caracterizado o IPF, (*Interconnection Power Flow*), como sendo a potência aparente consumida pelo ADN n , proveniente da rede de transmissão.

$$S_n^{IPF} = P_n^{IPF} + jQ_n^{IPF} \quad (3.2.1.3.13)$$

Define-se em [5] a potência aparente de um ADN n , como sendo o somatório da potência de todos os *NCDs*, mais a perdas nas linhas, e a potência aparente dos DERs presentes no *ADN n*.

O DSO consegue controlar o *IPF* de um ADN n , atualizando os valores do vetor de sinais de controlo contínuos $c_n^{cs,ADN}$, cujos elementos representam os pontos definidos para os DER controláveis, e consegue também controlar os disjuntores e transformadores OLTC de cada ADN n , atualizando o vetor de valores discretos dos sinais de controlo, $c_n^{ds,ADN}$.

Após caracterizada toda a rede e as operações associadas ao trânsito de energia na mesma, vamos então mostrar o algoritmo utilizado para a exploração da flexibilidade entre o TSO e o ADN n .

Neste primeiro algoritmo do artigo [5], o resultado vai ser a região denotada por *IPF-FOR* no presente artigo, que denota os pares de pontos (P,Q) consumidos pelo ADN n , provenientes da rede de transmissão. A exploração desta região é feita por os seguintes passos:

1. O primeiro passo do algoritmo consiste em preencher o vetor g_n^{ADN} , bem como vetor g do TSO, g^{TG} , para um t^* definido, incluindo o equivalente de Thevenin para o dado t^* .
2. Em seguida, chegamos à fase de gerar cenários de controlo aleatórios, nos quais utilizamos as restrições acima.
3. Posteriormente, para cada cenário q de controlo gerado aleatoriamente, a serie de equações g_n^{ADN} é resolvida através de um *power flow*. Desta fase do algoritmo, obtemos os n_q soluções e n_q $x_{n,q}^{ADN}$. Para cada vetor $x_{n,q}^{ADN}$ aleatoriamente gerado, o vetor $S_{n,q}^{ADN,line}$ é computorizado. Recordando,

este último vetor é respectivo ao trânsito de energia no ADN. O elemento do vetor correspondente à linha que faz a interface com o bus da interface com o ADN, representa o IPF s_n^{IPF}

4. Em seguida, passamos à fase de classificar cada um dos cenários obtidos como, praticáveis, ou não praticáveis. Esta distinção passa por aplicar as 4 condições (3.2.1.3.9) a (3.2.1.3.12), e verificar se os valores se encontram dentro dos limites.
5. Por último, passa-se por realizar todo o processo anteriormente descrito, n_q vezes, na qual vamos obter uma serie de pontos s_n^{IPF} , que se vão aproximar na forma de um polígono.

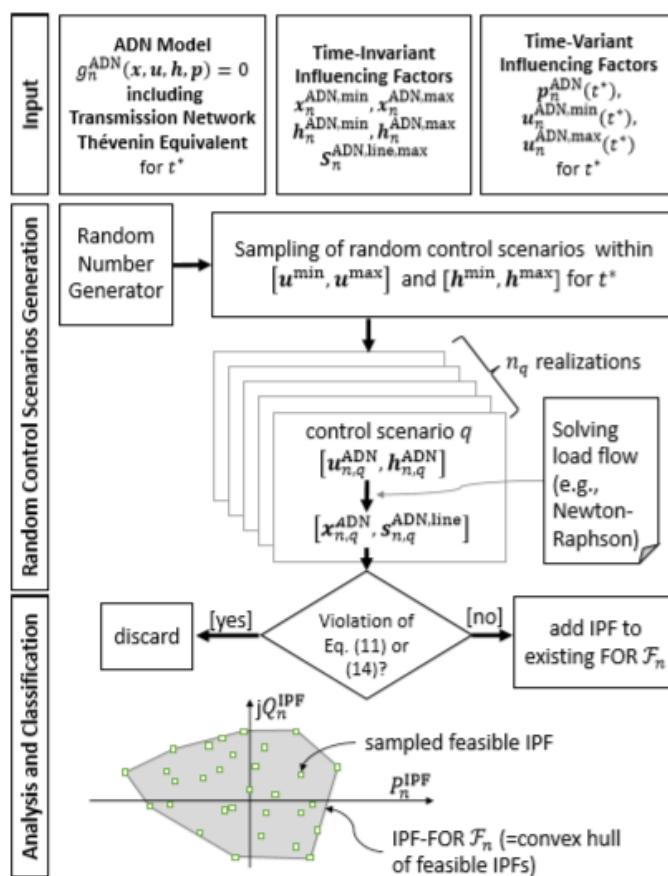


Figura 19 - Aproximação da IPF-FOR, [5]

3.2.1.4 4ª Metodologia

Na metodologia anterior, obtemos a área IPF-FOR de um ADN para um dado t^* , sobre a premissa de que estamos na posse de todos os fatores que influenciam esta. Nesta 4ª metodologia, também descrita em [5], vamos estender a metodologia anterior para um intervalo de tempo futuro, na qual também se tem que ter em conta as incertezas de previsão.

1. Este método, requer os mesmos "inputs" que a metodologia anteriormente descrita, no entanto, em vez de se assumir que os fatores variáveis no tempo são conhecidos, irão ser então desta vez ser consideradas previsões (\bar{t}) para os fatores variáveis em tempo para um determinado t . Vamos então obter os vetores: $\tilde{p}_n^{ADN}(\bar{t})$, $\tilde{u}_n^{ADN,min}(\bar{t})$, $\tilde{u}_n^{ADN,max}(\bar{t})$.

Dado que uma previsão esta sempre associada há incerteza, que tem de ser considerada por função densidade de probabilidade.

2. Em seguida, com base na previsão dos fatores que variam com o tempo para o dado intervalo \bar{t} e a função densidade de probabilidade, um gerador de números aleatórios, produz n_e cenários de previsão de erros, de acordo com as distribuições subadjacentes. O resultado será uma serie de vetores aleatórios $\tilde{p}_{n,e}^{ADN}(\bar{t})$, $\tilde{u}_{n,e}^{ADN,min}(\bar{t})$, $\tilde{u}_{n,e}^{ADN,max}(\bar{t})$ associados a cada cenário de erro de previsão.
3. Em seguida é determinada a área IPF-FOR: para cada cenário de previsão de erro e , o $IPF - FOR_{n,e}$ é determinado da mesma forma que o algoritmo anteriormente estudado, e descrito também em [5]. Cada IPF-FOR está associado à mesma previsão considerando um possível erro na mesma.
4. Por último, é verificado o IPF-FOR para um intervalo de tempo futuro. O resultado do passo anterior é um conjunto de $IPF - FOR_{n,e}$ calculados para n_e erros de previsão possíveis. Com base neste conjunto, a métrica r , que descreve a probabilidade que um IPF S_n^{IPF} tem, de ser um Operating Point praticável num intervalo de tempo futuro.

De referir também que tanto na 3ª como na presente metodologia, estas foram implementadas em *Matlab* utilizando MAT-POWER 6.0. Na Figura 20 encontra-se mapeada a metodologia 4.

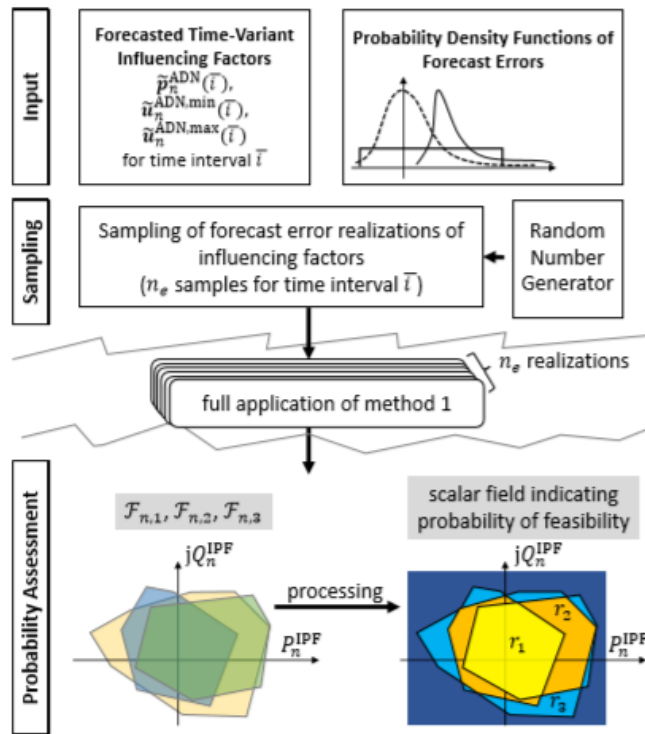


Figura 20 - Resumo da metodologia 4 [5]

3.2.2 Com Optimal Power Flow

3.2.2.1 5ª Metodologia

A primeira metodologia que foi estudada com modelo de otimização, é a presente em [10] e que vai ser apresentada nesta secção.

Devido à interdependência de potência ativa e reativa, e às restrições da rede, não é possível ativar toda a flexibilidade disponível dos recursos na rede de distribuição. Se tal fosse possível, então a área de flexibilidade era simplesmente uma representação do somatório de FPU's pertencentes ao DSO. Ignorando também a forma da zona de flexibilidade de cada tipo de recurso flexível, já abordado no estado de arte, isto resultaria numa área de flexibilidade retangular.

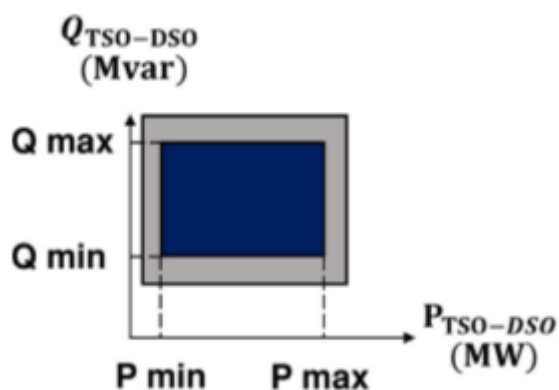


Figura 21 - Área de flexibilidade PQ sem considerar interdependência PQ e restrições técnicas, [10]

Surge então em [10], uma metodologia para o refinamento desta área de flexibilidade, que consiste em:

Encontrar máximos e mínimos de potência ativa e reativa que possam ser ativados na rede de distribuição. Sendo então necessário resolver 4 problemas de otimização. A inovação por detrás desta metodologia tem por base desenvolver uma função objetiva adaptativa capaz de conter todos os pontos. Portanto, o objetivo é construir um único problema de otimização que vai ser corrido várias vezes, nos quais só se altera os parâmetros da função objetivo, para permitir encontrar 4 pontos extremos de injeção de potência.

A função objetivo é:
$$\min \alpha P_{DSO \rightarrow TSO} + \beta Q_{DSO \rightarrow TSO} \quad (3.2.2.1.1)$$

Onde $P_{TSO \rightarrow DSO}$ e $Q_{TSO \rightarrow DSO}$ são a potência ativa e reativa, respetivamente, que transita na interface TSO-DSO. α e β são os coeficientes que vão sendo modificados durante o procedimento de otimização, permitindo a exploração do perímetro da área de flexibilidade. Esta função objetivo ilustra linhas retas com declive $\theta = \frac{-\alpha}{\beta}$. Ao minimizar a função para diferentes inclinações, o problema de utilização faz uso das linhas tangentes do perímetro da área de flexibilidade para interseção o plano $P_{TSO \rightarrow DSO}$ e $Q_{TSO \rightarrow DSO}$. Existem também variáveis de decisão que caracterizam o problema de otimização associado aos recursos. Temos então variáveis para descrever a potência ativa e reativa de todos os elementos flexíveis participantes no DSO. Por último, a tensão nos barramentos de referência também é considerada.

As condições às quais o problema de otimização é sujeito são as típicas de um estudo de OPF (*optimal power flow*). Dentro dos inúmeros métodos que existem para resolver um OPF, o utilizado no presente artigo foi o *primal-dual* dentro da classe dos métodos *Interior Point*.

Procedimento de otimização proposto:

- Otimizar para $\theta = 0^\circ$ e $\theta = 180^\circ$ para obter os pontos extremos de injeção de reativa Q_{min} e Q_{max} e os seus valores correspondentes de potência ativa na interface TSO-DSO. Logo $\beta = 0$ e $\alpha = \pm 1$
- Otimizar para $\theta = 90^\circ$ e $\theta = -90^\circ$ para obter os pontos extremos de injeção de reativa P_{min} e Q_{min} e os seus valores correspondentes de potência reativa na interface TSO-DSO. Logo $\beta = \pm 1$ e $\alpha = 0$
- Por último, para cada 2 pontos consecutivos no perímetro da área, calcula-se um ângulo referente ao declive da reta entre os 2 pontos, θ_{new} , e comparamos com os ângulos que geraram esses 2 pontos:

$$|\theta_{new} - \theta_i| > \theta_{tol} \quad (3.2.2.1.2)$$

$$|\theta_{new} - \theta_{i+1}| > \theta_{tol} \quad (3.2.2.1.3)$$

O processo termina quando já não existirem θ_{new} que satisfaçam estas condições.

Na Figura 22, encontra-se demonstrada a região de flexibilidade obtida no presente artigo para a rede IEEE 9.

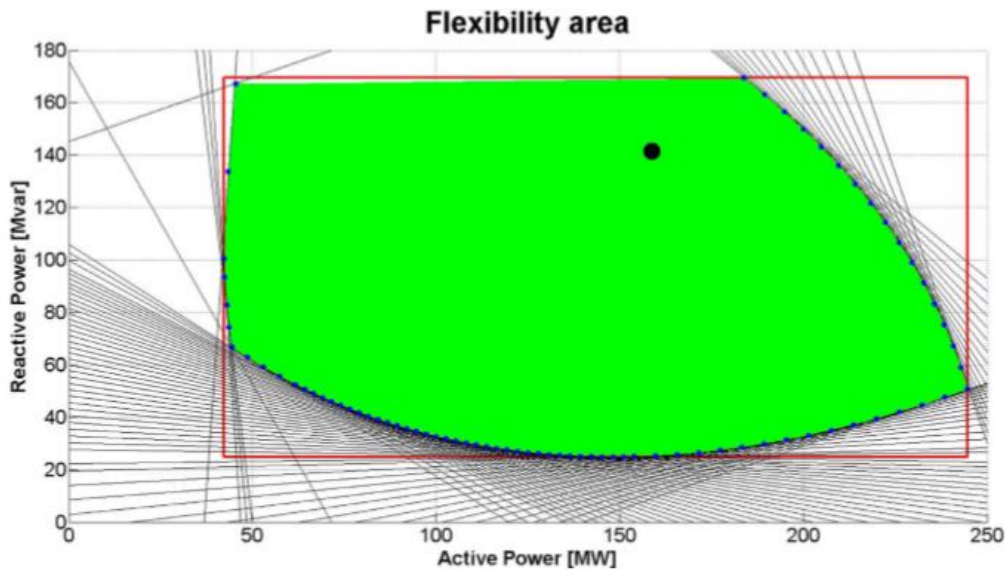


Figura 22 - Área de flexibilidade PQ para a rede IEEE 9 utilizada em [10]

3.2.2.2 6ª Metodologia

A 6ª metodologia a ser descrita neste trabalho, e presente no artigo [21], é considerada em [12] como sendo uma melhoria drástica da 1ª metodologia descrita neste trabalho e presente em [18].

Esta metodologia, utiliza como estrutura um *ICPF* (*interval constrained power flow*) [21], [22]. Neste trabalho é assumido a existência de mercados de flexibilidade onde o DSO é um jogador ativo no mercado. Previsão de cargas e recursos flexíveis também podem ser utilizados como inputs para o método *ICPF* para determinar futuros *Operating Points*. Na presente metodologia, existem 3 categorias de recursos flexíveis:

1. *Market based* que consiste em potência ativa flexível oferecida por aggregators ou ativos no mercado (Cargas, dispositivos de storage e *DRES*)
2. Ativos da rede na posse do DSO, tais como transformadores OLTC, consumidores de potência reativa etc.
3. *Flexibilidade regulada*, contractos que envolvam consumidores muito grandes e *DRES*, nos quais a flexibilidade provém da redução do consumo destes a certas horas, em troca de licenças de conexão a rede.

Todas estas categorias de recursos flexíveis, tem um preço associado.

Na Figura 23 está ilustrado o custo em termos monetários de ativar uma dada combinação de recursos flexíveis que se traduza num *Operating Point* do TSO.

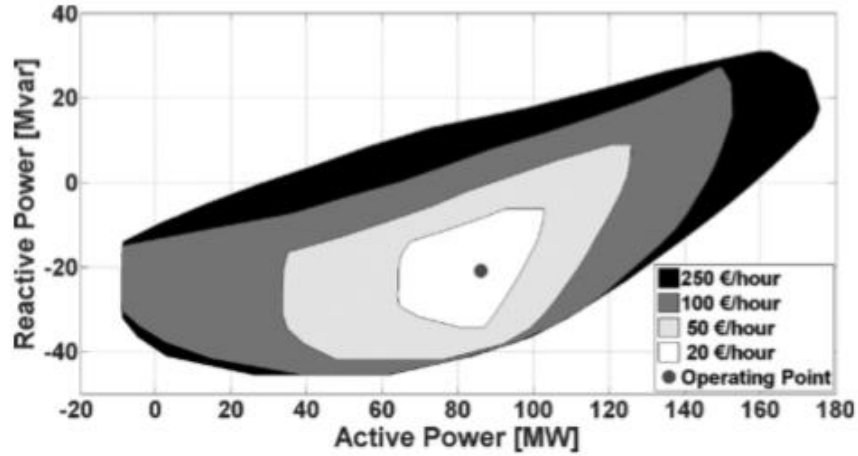


Figura 23 - Área de flexibilidade para diferentes custos máximos de flexibilidade [21]

Formulação do problema de otimização:

A área de flexibilidade não é apenas a representação do somatório da flexibilidade fornecida por cada recurso pertencente a rede de distribuição, caso fosse, seria então representada por uma área retangular num plano PQ. As restrições técnicas afetam esta área, bem como a interdependência de trânsito de energia de potência ativa e reativa, que leva a uma forma de área de flexibilidade completamente diferente. O desafio está em encontrar *Operating Points* dentro do retângulo que sejam praticáveis pela rede. É então que surge a função objetivo à semelhança da 5ª metodologia, descrita em [10] :

$$\alpha P_{DSO \rightarrow TSO} + \beta Q_{DSO \rightarrow TSO} \quad (3.2.2.2.1)$$

Onde mais uma vez, $P_{DSO \rightarrow TSO}$ e $Q_{DSO \rightarrow TSO}$ representam as injeções de potência ativa e reativa respetivamente, nos nós fronteiros do TSO-DSO.

Associado ao problema de otimização, temos variáveis de decisão associadas à ativação da flexibilidade dentro dos intervalos disponíveis, bem como a tensão no barramento:

- Geração flexível ativada ($\Delta P_i^G, \Delta Q_i^G \quad \forall i \in N_G$)
- Cargas flexíveis ativadas ($\Delta P_k^L, \Delta Q_k^L \quad \forall i \in N_L$)

- Variação da compensação de reativa ($\Delta P_c^{cond} \forall c \in N_c$)
- Variação das posições dos transformadores OLTC ($\Delta tap_{ij}^t \forall t \in N_T$)

Para complementar as variáveis de decisão, a metodologia em [21] introduz também variáveis de estado que compreendem as tensões e os ângulos em todos os nós, com exceção do barramento de referência:

$$\Delta P_n^G + P_n^G) - (\Delta P_n^L + P_n^L) - P_n, \forall n \in N \quad (3.2.2.2.2)$$

$$(\Delta Q_n^G + Q_n^G) + (\Delta Q_n^{cond} + Q_n^{cond}) - (\Delta Q_n^L + Q_n^L) - Q_n = 0, \forall n \in N \quad (3.2.2.2.3)$$

$$V_{n,min} \leq |V_n| \leq V_{n,max}, \forall n \in N \quad (3.2.2.2.4)$$

$$\theta_{ref} = 0 \quad (3.2.2.2.5)$$

$$Q_n^{cond} \in Q_n^{cond}, \forall n \in N_e \quad (3.2.2.2.6)$$

$$tap_{ij}^t \in \{tap_{ij}^t\}, \forall n \in N_T \quad (3.2.2.2.7)$$

$$|S_{ij}^b|^2 \leq (S_{max}^b)^2, \forall b \in B \quad (3.2.2.2.8)$$

$$|S_{ji}^b|^2 \leq (S_{max}^b)^2, \forall b \in B \quad (3.2.2.2.9)$$

$\Delta P_n^G, \Delta Q_n^G, \Delta P_n^L, \Delta Q_n^L, \Delta Q_n^{cond}$, correspondem à flexibilidade de potência ativa e reativa no barramento n , e são também delimitadas por um valor máximo e mínimo.

$P_n^G, P_n^L, Q_n^G, Q_n^{cond}$, representam o Operating Point resultante do mecanismo de compensação de mercado, os DERS do DSO as previsões de consumo.

P_n e Q_n são os trânsitos de energia ativa e reativa no barramento n vindo das linhas da rede.

Identificação da área de flexibilidade:

1. Determinar valores máximos e mínimos para P_{min} e P_{max} do $P_{TSO-DSO}$ bem como as correspondentes potências reativas ($\theta = \pm 90^\circ, \alpha = \pm 1$ e $\beta = 0^\circ$)
2. Determinar valores máximos e mínimos para Q_{min} e Q_{max} do $Q_{TSO-DSO}$ bem como as correspondentes potências ativas ($\theta = 0^\circ$ e $\theta = 180^\circ, \alpha = 0$ e $\beta = \pm 1$)
3. Realizar a otimização para $\theta = \pm 45^\circ, (\alpha = \pm 1$ e $\beta = \pm 1)$ de forma a boter 4 novos pontos no perímetro da área de flexibilidade.

Nesta fase temos 8 pontos no perímetro da área de flexibilidade. Entre estes 8 pontos, os primeiros 4 definem o limite superior e inferior da área de flexibilidade. Depois a metodologia entra num ciclo até que o critério de convergência seja atingido.

4. Para cada 2 pontos consecutivos, se o critério de convergência não for atingido, é feita uma otimização para $Q_{TSO-DSO} = 0.5 * (Q_i + Q_{i+1}) * \beta$ e $\alpha = 1$ se o 2 pontos consecutivos pertencentes a parte inferior do perímetro ou $\alpha = -1$ quando os 2 pontos pertencem à parte superior.

O procedimento termina quando a exploração de novos pontos não altera a forma da área de flexibilidade.

O critério de convergência é baseado na distância euclidiana entre 2 pontos consecutivos e a diferença dos valores correspondentes de reativa.

O espaço entre 2 pontos consecutivos deve ser explorado para encontrar um novo ponto caso as duas condições seguintes se verifiquem:

$$\left(\frac{P_i - P_{i+1}}{P_{max} - P_{min}}\right)^2 + \left(\frac{Q_i - Q_{i+1}}{Q_{max} - Q_{min}}\right)^2 > \delta^2 \quad (3.2.2.2.10)$$

$$\left|\frac{Q_i - Q_{i+1}}{Q_{max} - Q_{min}}\right| > \varepsilon \quad (3.2.2.2.11)$$

O fluxograma correspondente à identificação da região de flexibilidade descrita acima, pode ser observado na Figura 24.

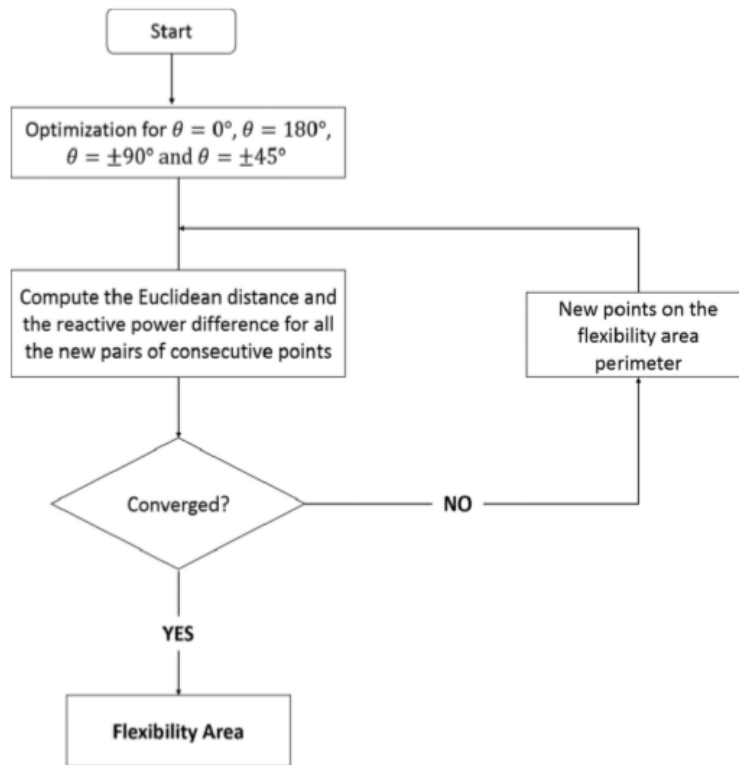


Figura 24 - Fluxograma utilizado para a identificação da área de flexibilidade em [21]

3.3 Metodologia desenvolvida

A metodologia desenvolvida teve por base os artigos [18], [4] e [5], pelo que se optou por não utilizar métodos de OPF, dado que o objetivo principal, é estudar o impacto que os recursos flexíveis tem na rede elétrica a nível da região de flexibilidade, consoante os cenários a que esta é sujeita.

1. O primeiro passo na execução da metodologia consiste em gerar um grande número de amostras $n \in N$ para os recursos flexíveis $r \in R$, dentro dos limites de potência dos respetivos recursos, quer sejam de geração, ou consumidores, que podem ou não ser flexíveis. É então desenvolvida uma matriz N por R , denominada por $Samples_{n,r}$. Cada linha desta matriz contém *Operating Points* de todos os recursos flexíveis presentes na rede. As amostras aleatórias para cada *Operating point* devem pertencer ao intervalo delimitado por:

- i. $P_r \in [P_r^{min}, P_r^{max}]$
- ii. $Q_r \in [Q_r^{min}, Q_r^{max}]$

– P_r, Q_r potência ativa e reativa de cada recurso, respetivamente.

2. Em seguida, cada linha da matriz $Samples_{n,r}$, é introduzida na rede, e é realizado um *power flow* (*flat start*). As simulações de *power flow* são feitas com recurso ao software *PSS®E* da *Siemens*.
3. Após realizado o *power flow*, as tensões de todos os barramentos $b \in B$ e as cargas das linhas $l \in L$ e transformadores $t \in T$, são lidas para um vetor, e é avaliado se pertencem aos seguintes intervalos:
 - i. $S_{i-j} \in [0, 100]\%$, em cada linha e transformador $i-j$
 - ii. $|V_b| \in [0.9, 1.1]pu$, em cada barramento b
4. Caso se verifique que nenhum barramento, linha e transformador se encontre fora dos limites estabelecidos, então os valores de potência ativa e reativa da amostra, são guardados numa matriz $OperatingPoints_{o,r+1}$. Caso exista alguma variável fora dos limites, então a respetiva linha da matriz $Samples_{n,r}$ é descartada.
5. Em seguida, caso a linha não tenha sido descartada, é lido o valor da potência gerada, no barramento que representa o TSO, e é guardado na última coluna da matriz $OperatingPoints_{o,r+1}$ da respetiva linha.
6. Por último, todos os valores contidos na matriz $OperatingPoints_{o,r+1}$ são escritos numa folha de Excel, que se torna então numa base de dados que contém a flexibilidade total de toda a rede elétrica.

Os passos anteriores são executados ciclicamente até que se verifique a condição: $n = N$.

Como *outputs* desta metodologia, obtemos os mapas de flexibilidade da rede, em 3 contextos diferentes, e a respetiva base de dados:

- Mapa *TSO* → *DSO*, 3º caso descrito na secção 2.2.1, Tipo 1;
- Mapa TSO-DSO interface, 2º caso descrito na secção 2.2.1, Tipo 2;
- Mapa de cada FPU, 1º caso descrito na secção 2.2.1, Tipo 3;
- Base de dados que contem todos os pontos de operação discriminados praticáveis pela rede, bem como respetivos resultados que se considerem relevantes associados a este.

Com estes 3 mapas, é possível saber ao certo, a flexibilidade que está disponível no sistema de distribuição e sistema de transmissão, e quais os pontos de

funcionamento operacionais individuais de cada FPU que originam esse estado de operação total, bem como a potência que o TSO injeta no DSO, para que a rede possa ser operada dentro dos limites de segurança e qualidade.

Na Figura 25 encontra-se um fluxograma, da metodologia que foi desenvolvida.

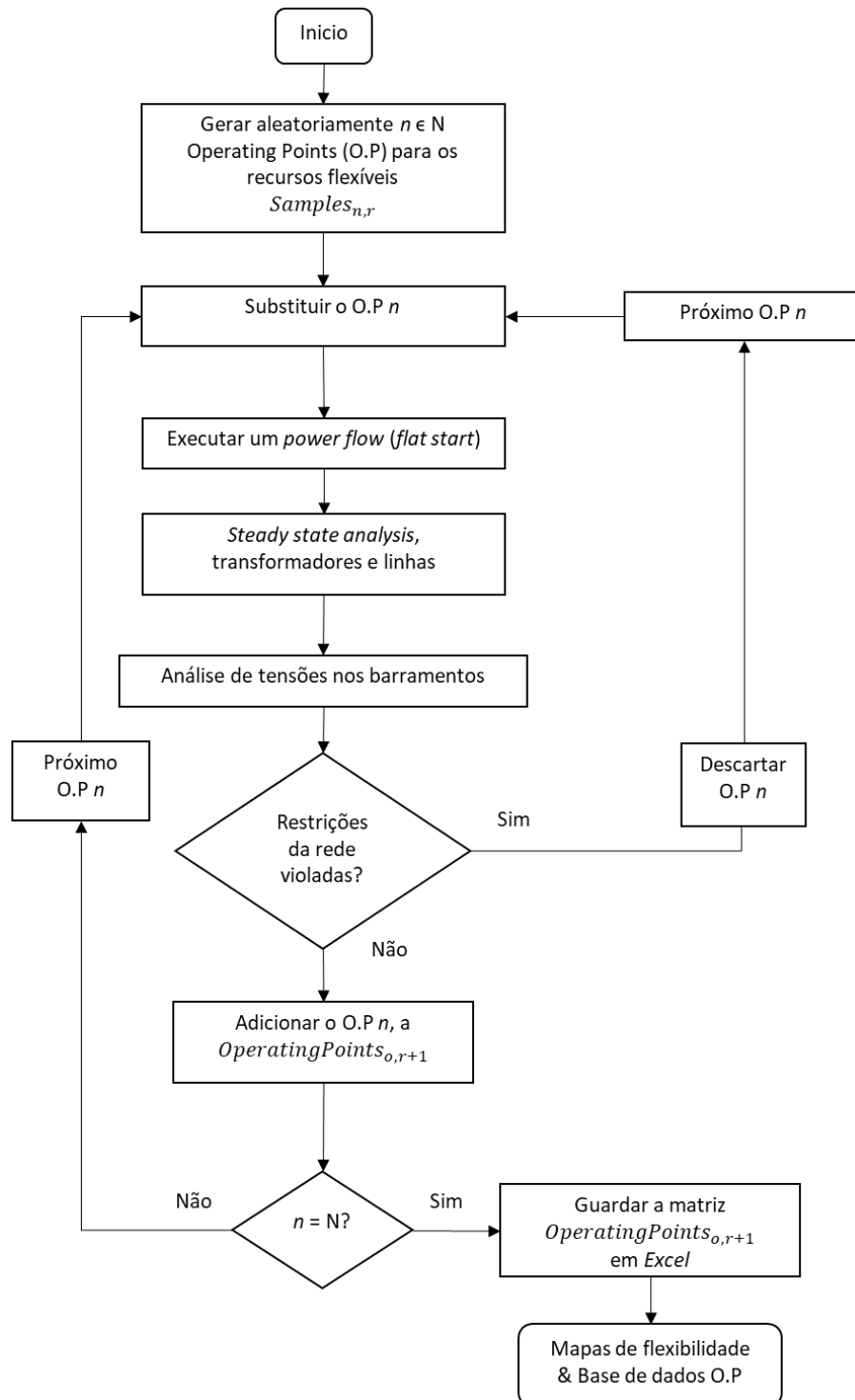


Figura 25 - Fluxograma da metodologia desenvolvida

Embora nenhuma das metodologias estudadas apresente nenhuma base de dados, considerou-se relevante a criação de uma. Obter os mapas de flexibilidade das FPU, interface TSO-DSO é bastante útil, no entanto, uma dada combinação de *Operating Points* das FPU pode não ser exequível pela rede, pelo que se torna necessário ter conhecimento dos *Operating Points* exatos que originam o efeito desejado.

Ainda assim, o foco da metodologia consiste na averiguação da flexibilidade que é possível ter na interface *TSO – DSO*, de modo a que a incerteza associada à introdução de recursos flexíveis no DSO, passe a ser uma vantagem para o TSO, e que permita operar a rede de uma forma economicamente viável e com o auxílio de formas de energias renováveis, tornando todo o sistema elétrico mais sustentável.

Toda a metodologia foi implementada em linguagem de programação *Python* [23], [24], que permite a interação com os programas *PSS/E* [25], [26] e *Excel*. De referir que todo o código desenvolvido no trabalho é genérico para qualquer rede, sendo apenas necessário alterar alguns parâmetros de entrada sobre a rede.

No módulo *metodologia.py* foram desenvolvidas funções que:

- Interagem com o *PSS/E*, desde execução de *Power flow*, alterações nos parâmetros da rede, leitura de resultados de *Power flow*;
- Avaliam os resultados do *Power flow*, *Steady state analysis* e verificação de barramentos fora dos limites de tensão;
- Escrita de *Outputs* da metodologia para *Excel*.

No módulo *mapas_flexibilidade.py* foram desenvolvidas funções que:

- Interagem com o *Excel*, onde os *Outputs* da metodologia são lidos para respetivos vetores;
- São feitos os respetivos *plots* dos mapas de flexibilidade.

A Figura 26 ilustra as interações entre os programas utilizados e os módulos principais.

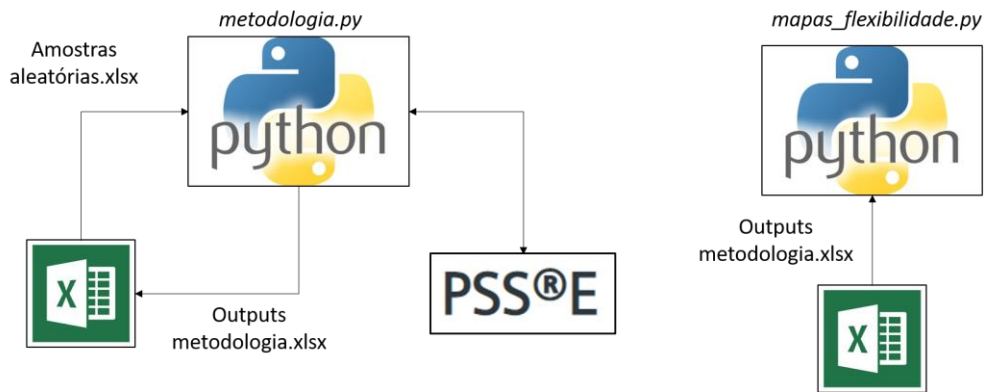


Figura 26 - Relação entre os diferentes módulos e programas da metodologia

3.4 Aplicação à rede IEEE9

3.4.1 Caracterização da rede

A primeira rede utilizada para aplicar a metodologia desenvolvida é a rede IEEE 9 adaptada de [10]. Esta rede é composta por 3 níveis de tensão, 150 kV, 60 kV e 20 kV, MAT, AT e MT respectivamente, na qual existe 1 transformador de 250 MVA (150/60) kV, e 2 transformadores (20/60) kV e respectivas linhas de transmissão.

A rede é composta por 9 barramentos, dos quais 3 são barramentos de consumo, e 3 de geração. Como é possível observar na Figura 27, o barramento 1 representa a geração coletiva presente no TSO atuando como barramento de referência, e nos barramentos 2 e 3 tem-se os recursos flexíveis, Parque eólico e Banco de condensadores, respectivamente.

Na Tabela 1 e 2 encontram-se as características dos barramentos, linhas e transformadores.

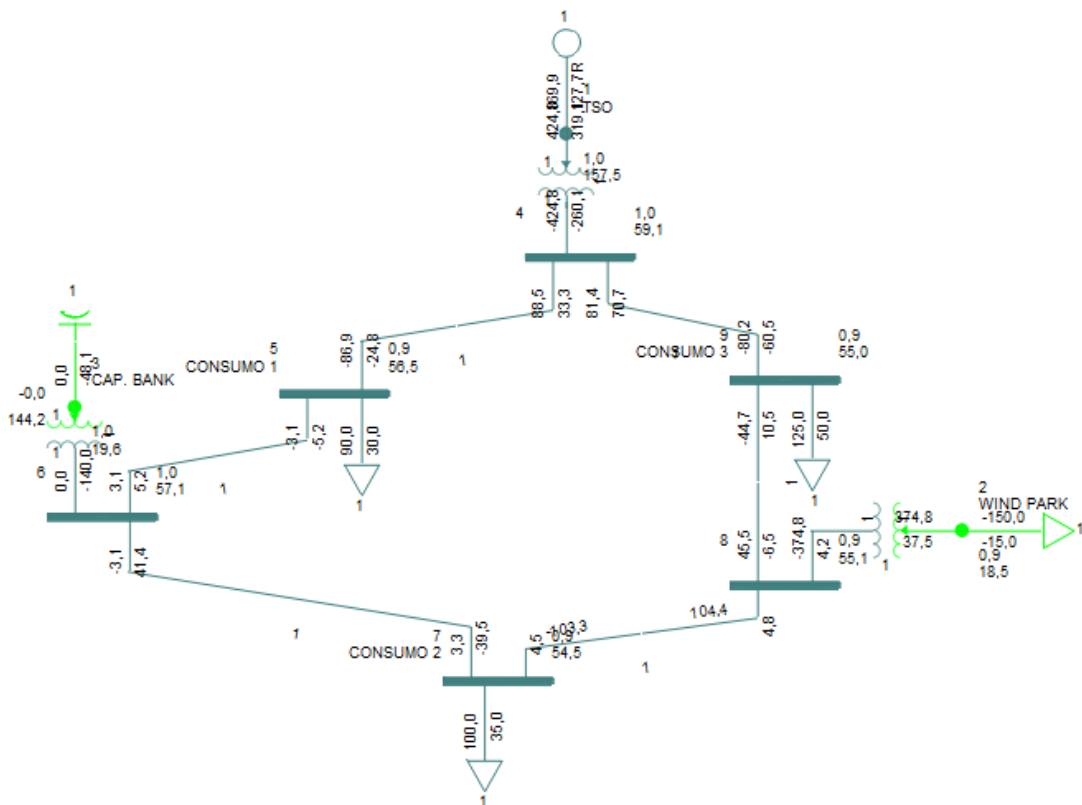


Figura 27 - Rede IEEE 9 adaptada de [10]

Tabela 1 - Resumo dos barramentos pertencentes a rede IEEE 9

Produção					
Bus	Nome	Tensão (kV)	Pgen (MW)	Qgen (Mvar)	Tipo
1	TSO	150	250	-	3 - Ref
2	Parque eólico	20	250	20	2 - P V
3	Banco de condensadores	20	0	150	1 - PQ
Consumo					
Bus	Nome	Tensão (kV)	Pload (MW)	Qload (Mvar)	Tipo
5	Consumo 1	60	90	30	1 - PQ
7	Consumo 2	60	100	35	1 - PQ
9	Consumo 3	60	125	50	1 - PQ
Outros					
Bus	Nome	Tensão (kV)			Tipo
4	DSO	60			1 - PQ
6	-	60			1 - PQ
8	-	60			1 - PQ

Tabela 2 - Características das linhas e transformadores da rede IEEE 9, retirada de [1]

Bus i	Bus j	R (p.u)	X (p.u)	Maximum Flow Capacity (MVA)
4	5	0,017	0,092	250
5	6	0,039	0,17	150
3	6	0	0,0586	300
6	7	0,0119	0,1008	150
7	8	0,0085	0,072	250
8	2	0	0,0625	250
8	9	0,032	0,161	250
9	4	0,01	0,085	250
1	4	0	0,0576	250

As 3 cargas conectadas à rede, representam um consumo total de 315 MW e 115 Mvar, potência ativa e reativa respetivamente. Relativamente aos recursos flexíveis, temos presente no barramento 3 um banco de condensadores que pode injetar até 150 Mvar, e um parque eólico no barramento 2 de 250 MW. Em um dos cenários estudados foi também considerado que era possível os consumidores reduzirem o seu consumo em 10%.

Na Tabela 3 encontram-se os graus de flexibilidade dos recursos flexíveis presentes na rede que serão considerados.

Tabela 3 - Graus de flexibilidade da rede IEEE9 em percentagem

Recurso	Nível de flexibilidade (%)	
Banco de condensadores	Q_injetado	0-100
	P_injetado	-
DRES	Q_injetado	0-6,67
	P_injetado	0-100

A fim de se estudar a flexibilidade na interface *TSO – DSO*. Foram concebidos 3 cenários distintos, nos quais é estudado o comportamento da rede, a nível de sobrecargas e trânsito de energia, bem como averiguar qual dos cenários oferece uma maior região de flexibilidade, e os impactos que pequenas alterações no controlo da rede podem ter. De lembrar que na metodologia apresentada não são tidas em conta restrições temporais de ativação dos recursos nem o tempo que é necessário para ir de um *Operating Point* para o seguinte.

Os cenários a ser estudados e comparados são os seguintes:

- Cenário base;
- Consumidores a 100% versus 90% (10% de redução);
- Compensação total de reativa nos barramentos de consumo individualmente, e nos 3 em simultâneo;
- Relação de transformação: DSOs=0.95, TSO=0.95, TSO=1.05, DSOs=1.05.

Os intervalos de potência considerados para as fontes de flexibilidade encontram-se ilustrados na Tabela 4, de referir que a redução de consumo é apenas utilizado no respetivo cenário.

Tabela 4 - Graus de flexibilidade utilizados nos cenários de teste

Recurso	Intervalo de valores			
		Bus	Min	Max
Banco de condensadores	P (MW)	3	0	0
	Q (Mvar)	3	0	150
Geração eólica	P (MW)	2	0	250
	Q (Mvar)	2	0	1,34
Redução de consumo	P (MW)	5	81	90
	Q (Mvar)	5	27	30
	P (MW)	7	90	100
	Q (Mvar)	7	31,5	35
	P (MW)	9	112,5	125
	Q (Mvar)	9	45	50

Para todos os cenários que são estudados, são utilizadas 75802 amostras aleatórias, de modo a cobrir todas as combinações de valores de potência ativa e reativa (se for o caso) para os diferentes recursos. Os valores aleatórios para cada uma das FPU's variam em 1 MW ou MVA_r, logo de modo a cobrir todos os valores possíveis dentro dos limites de cada FPU (Tabela 3 e Tabela 4) e a obter todas as combinações possíveis, é realizado o seguinte cálculo:

$$C_{251,1} * C_{151,1} * C_{2,1} = 75802$$

Das amostras a que a rede vai ser exposta e avaliada, as que forem praticáveis pela rede vão então constituir os respetivos mapas de flexibilidade, sendo então um indicador de flexibilidade a quantidade de amostras que são exequíveis pela rede, face às totais. O objetivo da metodologia é esculpir a região de flexibilidade composta por todas as amostras possíveis, até esta ser composta apenas por as combinações de recursos flexíveis que são praticáveis pela rede, como está ilustrado na Figura 28.

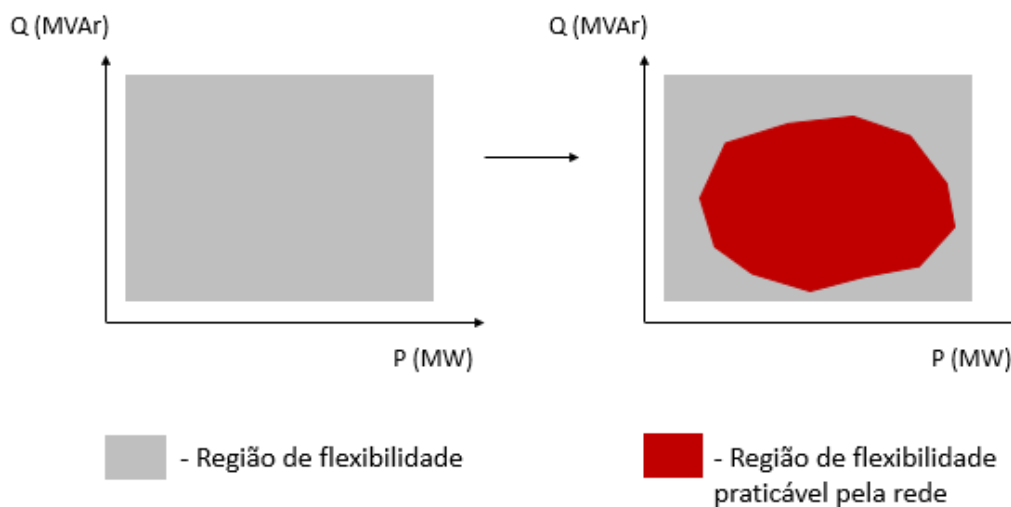


Figura 28 - Região de flexibilidade antes e depois de aplicar a metodologia

3.4.2 Flexibilidade na fronteira TSO/DSO – Cenário Base

O cenário base possui as seguintes condições:

- $S_{i-j} \in [0, 100]\%$, em cada linha e transformador $i-j$;
- $|V_b| \in [0.9, 1.1]pu$, em cada barramento b ;
- Consumos a 100%;
- Relação de transformação a 1.

Os respectivos recursos flexíveis utilizados variam entre os limites inferior e superior representados na Tabela 4.

Na Figura 29 encontra-se representado o mapa de flexibilidade na interface TSO-DSO, que traduz o somatório de flexibilidade presente na rede de distribuição, sendo esta composta por um banco de condensadores que pode injetar até 150 Mvar de potência reativa, e um parque eólico que é responsável essencialmente por injetar potência ativa em até 250 MW.

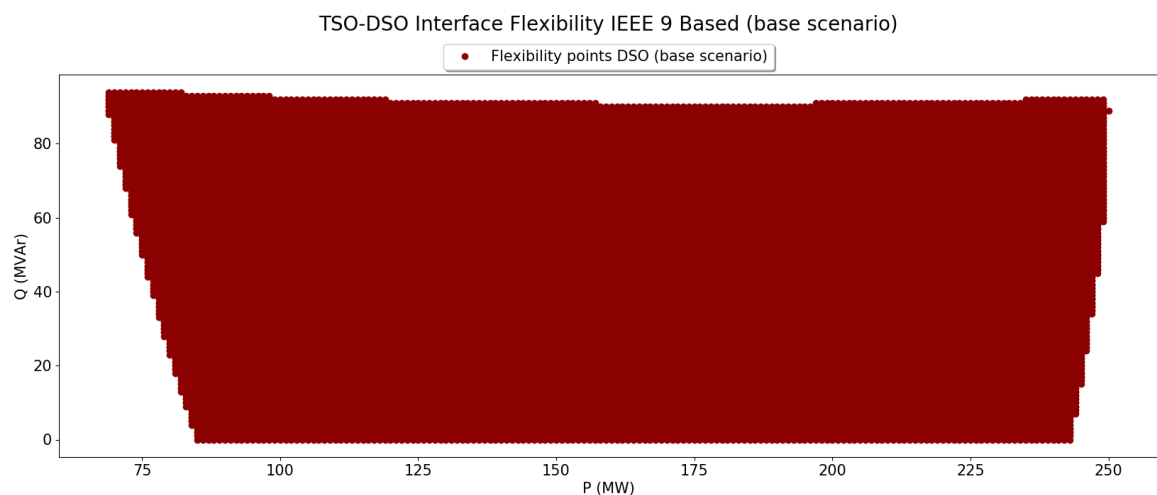


Figura 29 - Mapa de flexibilidade na interface TSO-DSO, cenário base, localização 2

Nas Figura 30 e Figura 31 estão representados os mapas de flexibilidade das FPU's presentes no DSO, e a flexibilidade que o TSO pode injetar no DSO, respetivamente.

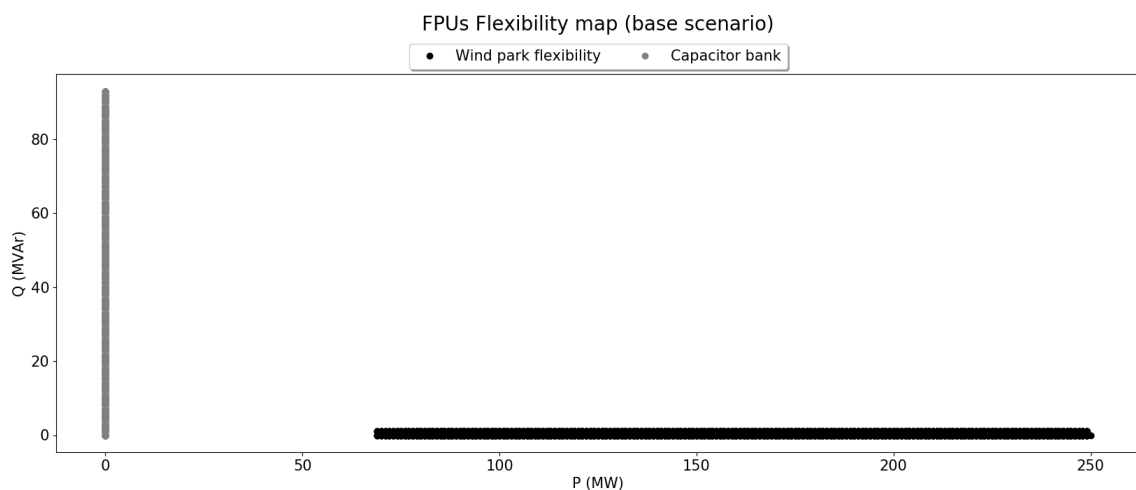


Figura 30 - Mapa de flexibilidade de cada FPU presente no DSO, tipo 3 rede IEEE 9

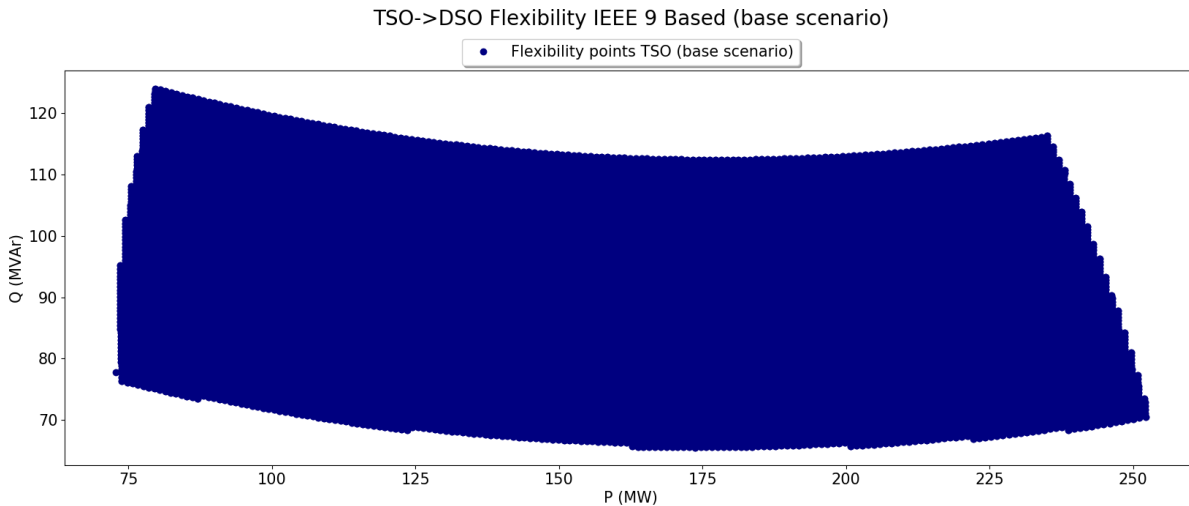


Figura 31 - Mapa de flexibilidade TSO->DSO, localização 1 rede IEEE 9, cenário base

Dado que os mapas de flexibilidade da localização 2 e 3 não representavam os alcances que se esperava, isto é, a gama de potência ativa e reativa das FPU's não foi exequível pela rede na totalidade, foram feitos gráficos que ilustram as análises de contingências e barramentos fora dos limites nodais definidos, de todas as amostras aleatórias, a fim de se retirar algumas conclusões sobre os mesmos. A potência que o TSO pode injetar no DSO é limitada por o transformador 1-4 (250 MVA), balizando assim os valores de abcissas da Figura 31.

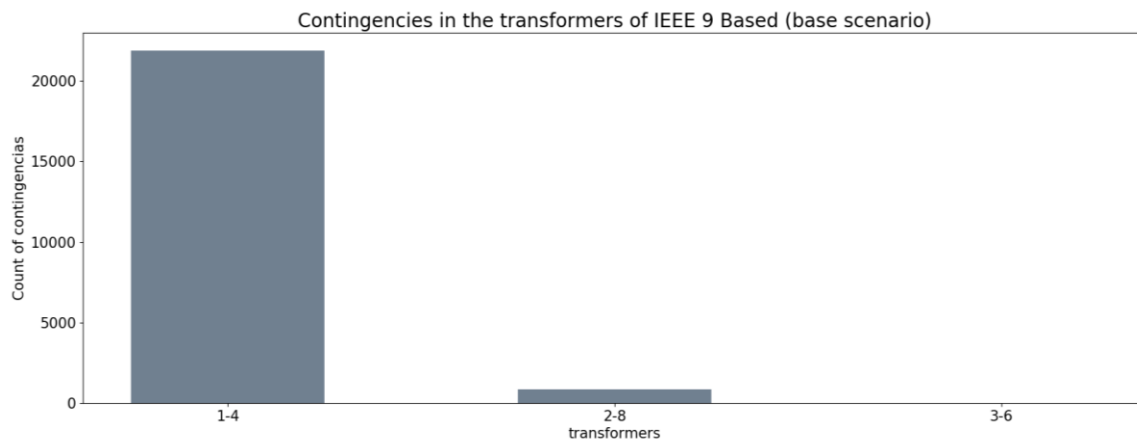


Figura 32 - Número de ocorrências de sobrecargas em transformadores em cenário base, rede IEEE 9

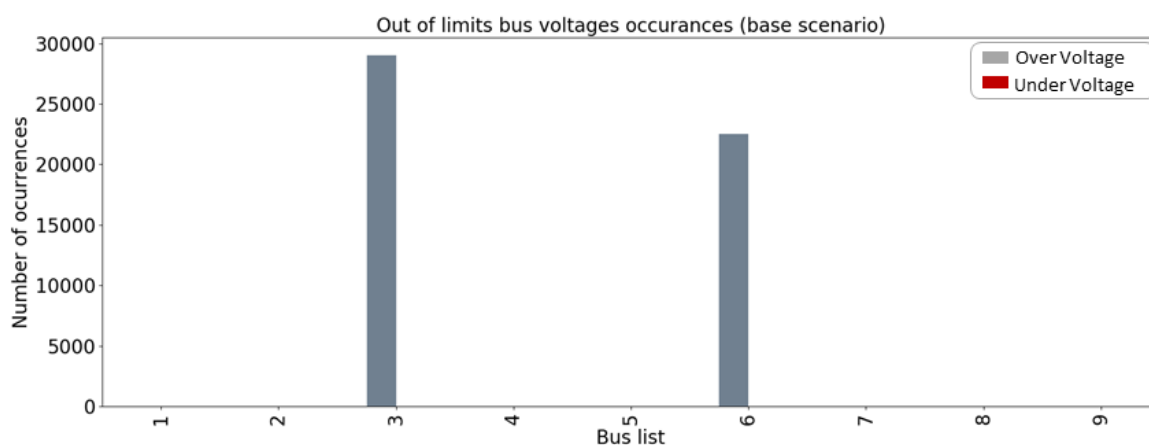


Figura 33 - Número de ocorrências de barramentos fora dos limites de tensão nodal em cenário base, rede IEEE 9

Na Figura 32 e Figura 33 é possível observar que existem ainda uma quantidade notória de pontos de funcionamento operacional que não são praticáveis pela rede. É possível concluir que quando os valores de potência presentes na rede de distribuição tem valores reduzidos, o transformador 1-4 deixa de ter a capacidade necessária para o TSO injetar a potência toda que é necessária no DSO para assegurar as necessidades dos consumidores.

É ainda possível observar que a partir de um certo valor de potência ativa gerada no barramento 2 (parque eólico) também se excede a capacidade do transformador 2-8. Relativamente aos barramentos 3 e 6, estes registam bastantes ocorrências de sobretensão que se devem ao transito de potência reativa proveniente do banco de condensadores no barramento 3, não sendo então possível utilizar toda a gama de potência reativa que este oferece, sendo que o máximo exequível ronda os 90 Mvar, como é possível observar na Figura 30. Não se registam sobrecargas nas linhas da rede IEEE 9 adaptada, para o cenário base.

Das 75802 amostras, 31339 são praticáveis pela rede para o cenário base, que serve como ponto de partida e comparação para com os cenários seguintes. Na Figura 34 é feita uma comparação das amostras a que a rede a foi sujeita (a cinzento) e as amostras que são praticáveis pela rede (a vermelho), que compõem então o mapa de flexibilidade da interface TSO-DSO também apresentada na Figura 29.

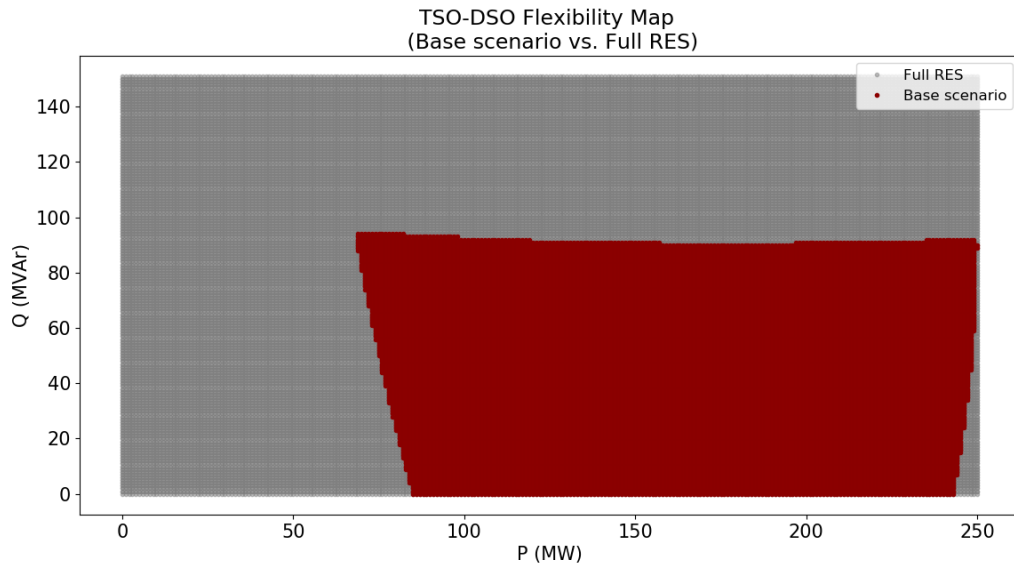


Figura 34 - Comparação entre as amostras aleatórias totais e as que são praticáveis pela rede

3.4.3 Flexibilidade na fronteira TSO/DSO – Impacto da Redução de Consumo

Estabelecido o cenário base, dá-se início à primeira alteração na rede, sendo esta a redução dos consumos em 10%, com o intuito de estudar o impacto da adição de consumidores flexíveis nos formatos das diferentes regiões de flexibilidade obtidas para o cenário base.

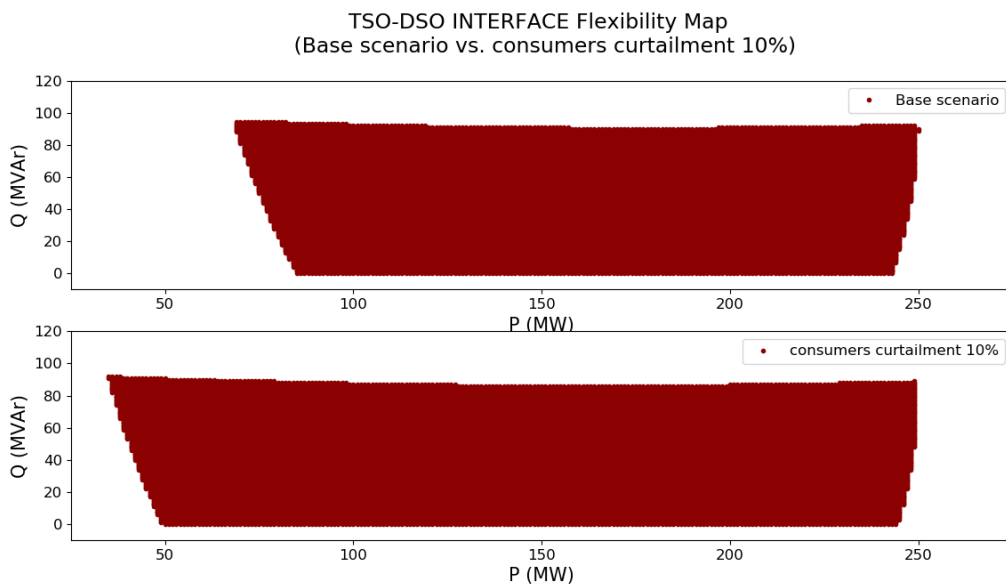


Figura 35 - Mapas de flexibilidade na Interface TSO-DSO da rede IEEE 9 (Cenário base vs. redução de consumo), localização 2

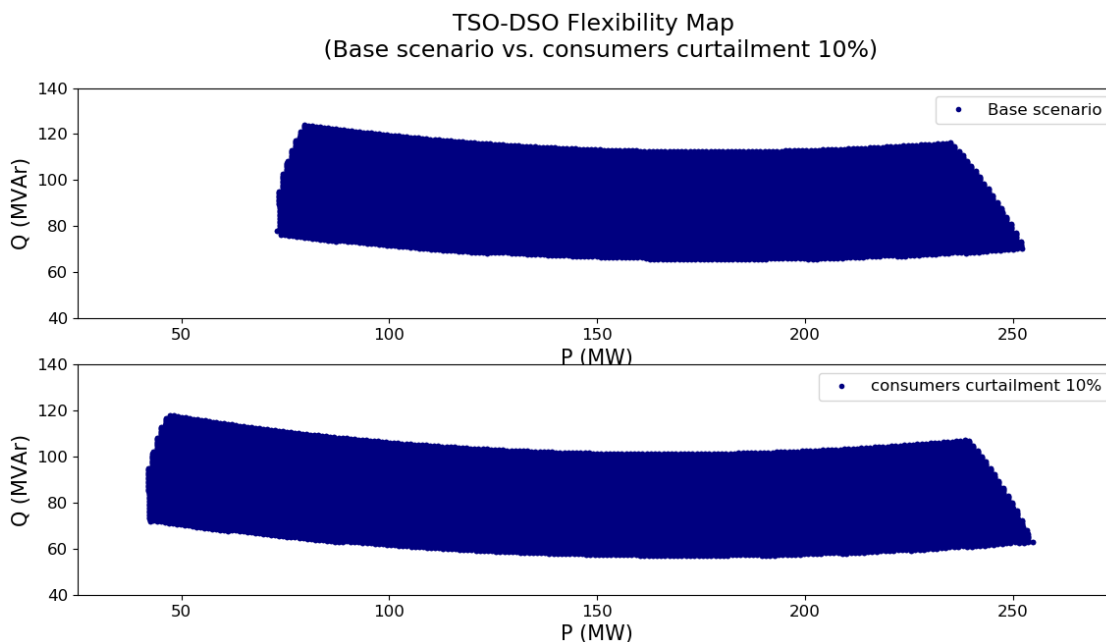


Figura 36 - Mapas de flexibilidade TSO->DSO da rede IEEE 9 (Cenário base vs. redução de consumo), localização 1

Por observação da Figura 35 e Figura 36 é possível aferir que a região de flexibilidade aumenta consideravelmente com a adição de flexibilidade por parte do consumidor. Sendo o consumo mais baixo é possível operar a rede com valores de potência mais baixos, comparativamente ao cenário base, respeitando os padrões de segurança e qualidade garantindo as necessidades do consumidor. Naturalmente, dada a redução de energia que precisa de circular na rede, as ocorrências de sobrecargas nos transformadores reduzem substancialmente. Os gráficos representativos das ocorrências de sobrecargas, e sobretensões nodais para este cenário encontram-se em Anexos 2.1.

Das 75802 amostras, 36127 são praticáveis pela rede no cenário de redução de consumo, o que se traduz num aumento substancial da região de flexibilidade face ao cenário base. Estes resultados revelam um ponto a favor relativamente à participação do consumidor na operação e gestão da rede, tomando este um carácter ativo.

3.4.4 Flexibilidade na fronteira TSO/DSO – Compensação de Cargas

Nesta secção, é avaliada a flexibilidade da rede e respetivas alterações sobre dois processos distintos em que é feita a compensação total de cargas reativas nos barramentos de consumo. O primeiro processo consiste na colocação de bancos de condensadores num barramento de consumo (5, 7 ou 9), de seguida é aplicada a metodologia e por fim é retirado o banco de condensadores; este processo repete-se para cada um dos barramentos de consumo. O segundo consiste na colocação de bancos de condensadores nos três barramentos em simultâneo (5,7 e 9). Foi referido em 3.1.3 que a compensação de cargas reativas é uma das estratégias utilizadas tipicamente para reduzir perdas de potência nas redes elétricas, como tal é avaliado este parâmetro em cada um dos processos e é comparado com o cenário base de modo a tirar conclusões sobre as alterações efetuadas.

- **Compensação total de carga individualmente**

Como é possível observar na Figura 37 as alterações no mapa de flexibilidade da interface TSO-DSO não sofrem grandes alterações visuais, tornando-se apenas possível praticar pares de potência ativa e reativa mais reduzidos. Naturalmente ocorrem mais sobrecargas na rede e barramentos fora dos limites de tensão dado que as amostras são as mesmas para todos os cenários e cobrem todas as combinações possíveis, logo a compensação de potencia reativa local elimina a exequibilidade de algumas combinações por parte da rede.

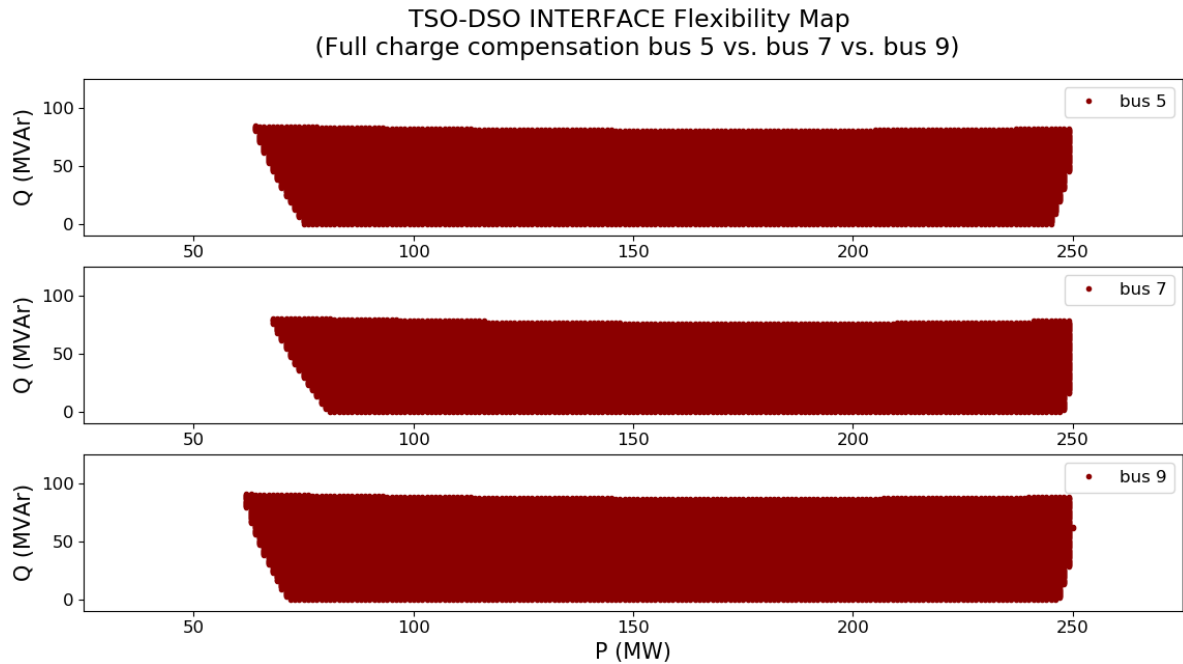


Figura 37 - Mapa de flexibilidade Interface TSO-DSO, comparação de compensação de carga nos barramentos 5, 7 e 9 individualmente

Para os cenários de compensação total de carga nos barramentos 5, 7 e 9 individualmente, o número de amostras praticáveis pela rede são 29151, 27123 e 31997 respetivamente, sendo que apenas a compensação no barramento 9 conduziu a um aumento na região de flexibilidade face ao cenário base.

- **Compensação total de carga barramento 5,7 e 9**

Como é possível observar na Figura 38, é neste cenário de compensação total de reativa em todos os barramentos de consumo em simultâneo que a região de flexibilidade sofre maiores alterações, especialmente na gama de reativa que é praticável pela rede de distribuição. Foi também o cenário que permitiu a injeção total de potência ativa por parte do parque eólico na rede.

TSO-DSO INTERFACE Flexibility Map
(Base scenario vs. Full charge compensation bus 5,7 and 9)

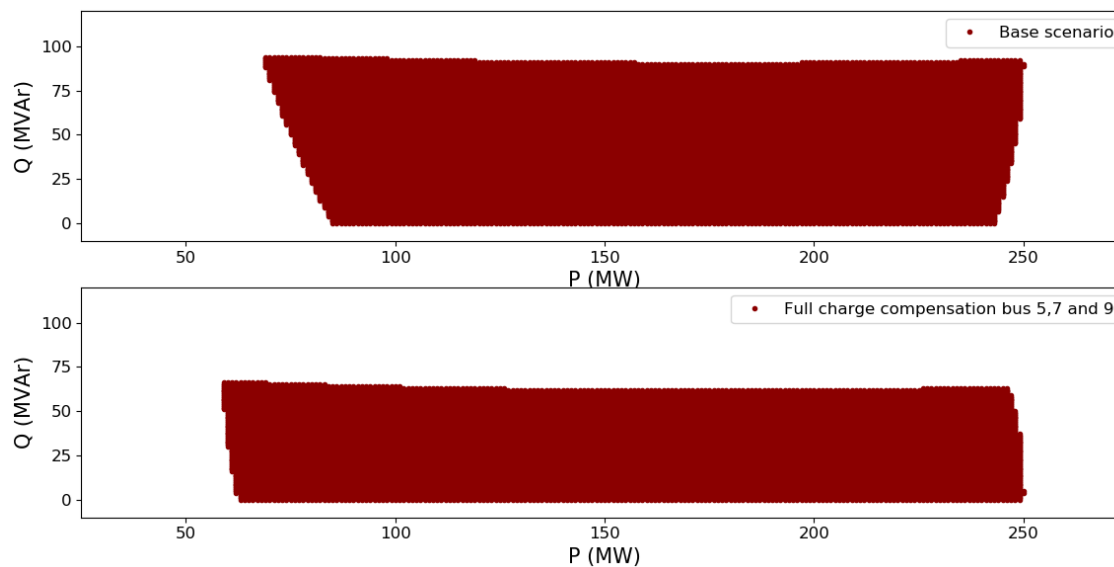


Figura 38 - Comparação mapa de flexibilidade interface TSO-DSO compensação em todos os consumos vs. cenário base

Relativamente ao mapa de flexibilidade TSO→DSO, que representa a potência que é possível ao TSO injetar no DSO, sofre alterações semelhantes ao mapa da região de flexibilidade da Interface TSO-DSO. Como é possível observar na Figura 39, face ao cenário base, a gama de reativa que o TSO pode injetar na rede de distribuição diminuiu bastante. Embora a região de flexibilidade diminua, os resultados são positivos dado que permite operar a rede com valores de potência injetada mais baixos, ou seja, de uma forma mais economicamente viável.

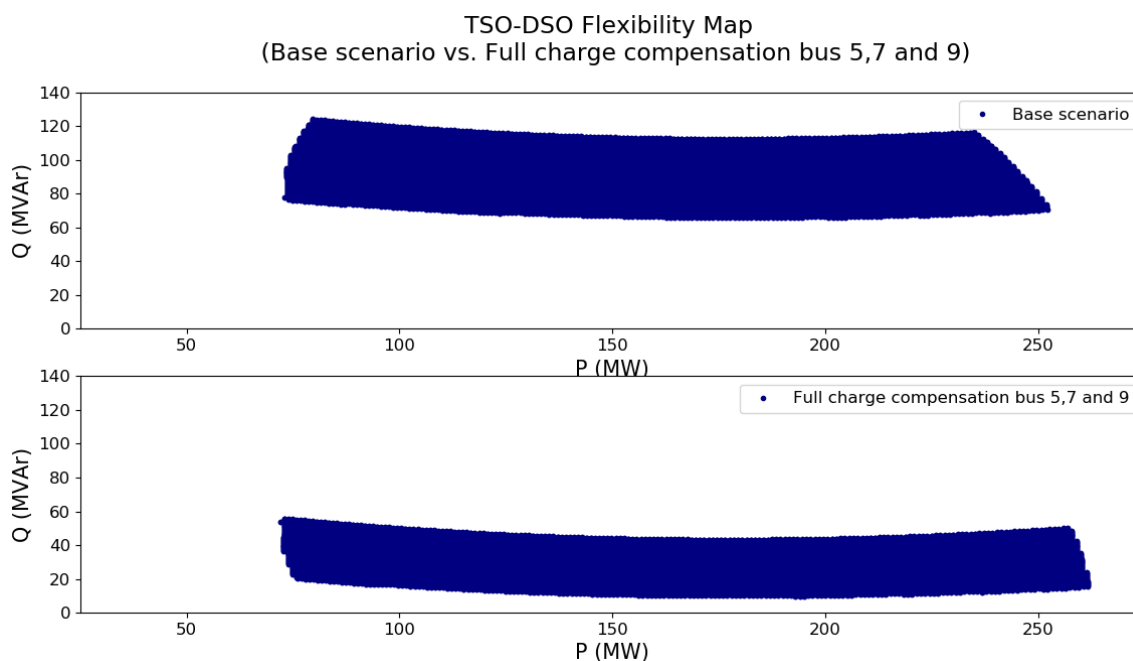


Figura 39 - Comparação mapa de flexibilidade TSO->DSO compensação em todos os consumos vs. cenário base

Quanto às perdas de potência ativa, na Tabela 5 está resumido para cada um dos processos abordados nesta seção o ponto de funcionamento operacional praticável pela rede que minimiza perdas (Coluna=Mínimo) e a média de perdas de todos os pontos exequíveis pela rede para cada processo. Por observação da Tabela 5, nota-se uma redução de perdas de potência ativa, ainda que reduzida, nos processos em que só se fez compensação local de reativa num dos barramentos de consumo, esta redução é mais significativa apenas no processo em que se compensou totalmente todos os barramentos de consumo. Estes resultados revelam a importância do estudo prévio, quando se está a introduzir fontes de flexibilidade na rede de distribuição, pois ainda que na teoria sejam soluções com um impacto positivo, consoante a topologia e necessidades da rede, pode não ter o efeito desejado, é necessário estudar a sua aplicabilidade no caso específico.

Para este cenário o número de amostras praticáveis pela rede é de 23739. Os restantes resultados obtidos para os diferentes processos de compensação de cargas encontram-se em Anexos 2.2.

Tabela 5 - Perdas de potência ativa em MW em cenário base e compensação de carga

Processo	Perdas de potência ativa (MW)	
	Mínimo	Média
Base	4,000	5,056
Compensação bus 5	3,900	4,908
Compensação bus 7	3,900	4,927
Compensação bus 9	3,800	4,802
Compensação bus 5, 7 e 9	3,5	4,501

3.4.5 Flexibilidade na fronteira TSO/DSO – Impacto da alteração de relação de transformação

Neste cenário a metodologia desenvolvida é aplicada à rede adaptada de IEEE 9 sobre as mesmas condições do cenário base, mas são feitas diversas alterações à relação de transformação dos diferentes transformadores. Neste sentido é estudado o impacto na flexibilidade da rede em 4 sub-cenários distintos. Recordando na Figura 40, a rede possui três transformadores. O transformador 1-4 que transforma a tensão de 150 kV para 60 kV, e os transformadores 2-8 e 3-6 que elevam a tensão de 20 kV para 60 kV.

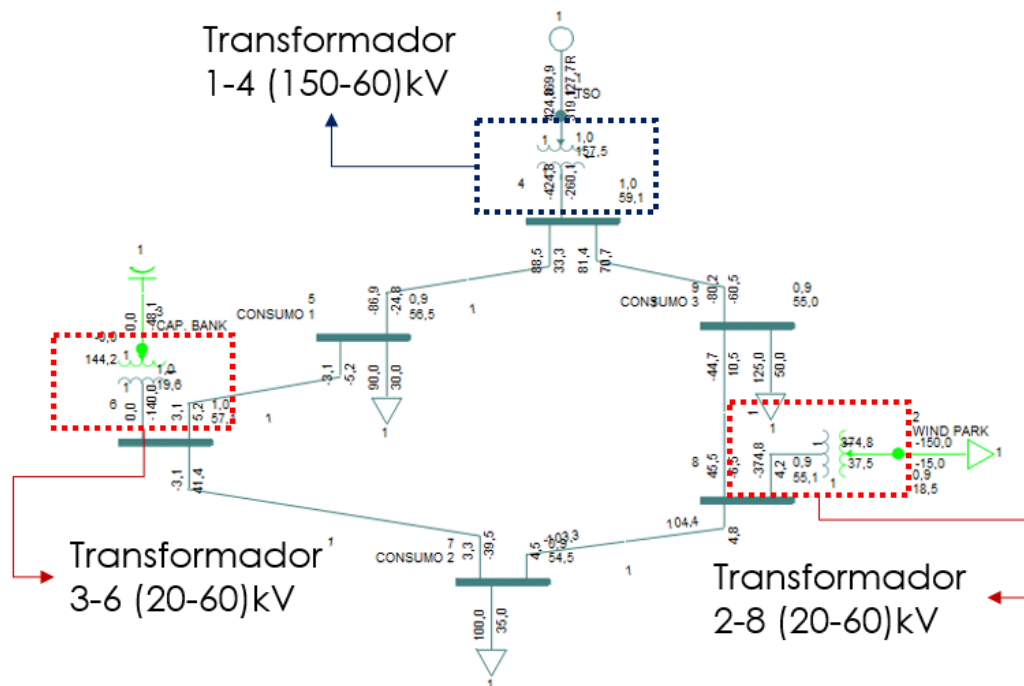


Figura 40 - Transformadores rede IEEE 9 adaptada

Vão ser efetuadas então as seguintes comparações entre as relações de transformação:

Tabela 6 - Comparações entre alterações nas relações de transformação

	Transformadores	Sub-cenário
TSO	1-4	TSO=0.95 vs. TSO=1.05
DSO	2-8	DSO=0.95 vs. DSO=1.05
	3-6	

- TSO 0.95 vs. TSO 1.05

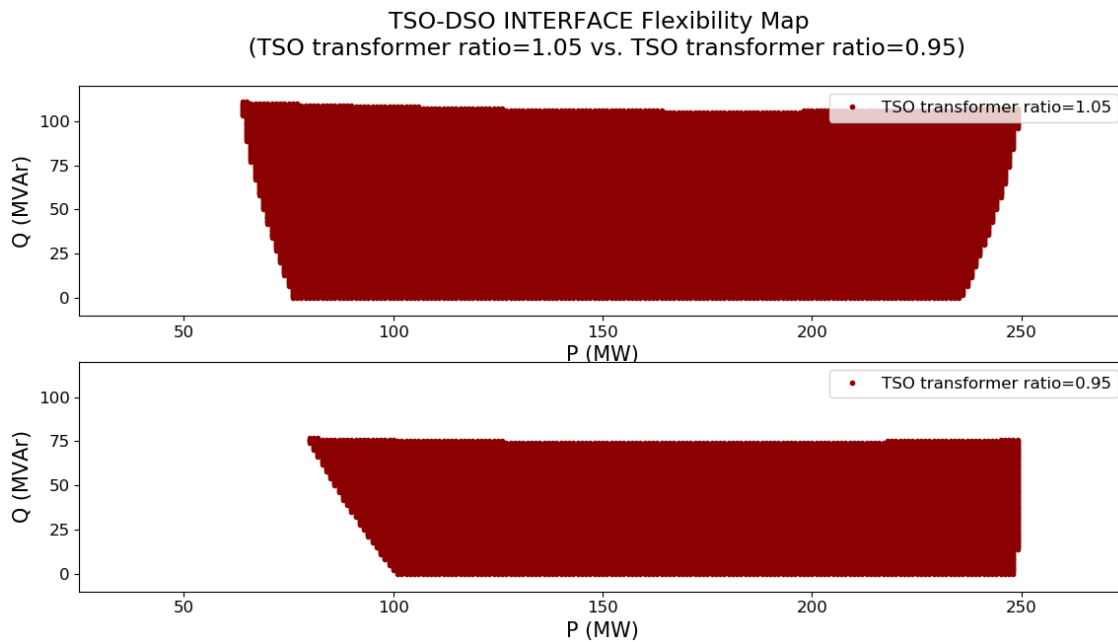


Figura 41 - Comparação de regiões de flexibilidade na Interface TSO-DSO para relação de transformação TSO=1.05 & TSO=0.95

Recordando os resultados das sobretensões nos barramentos para o cenário base (Figura 33), é possível constatar que existem bastantes combinações de recursos flexíveis que não são praticáveis pela rede pois resultam em tensões nodais demasiado elevadas nos barramentos 3 e 6, que se devem ao trânsito de potência reativa que circula nos mesmos, naturalmente limitando assim a flexibilidade da rede de distribuição. Ao aumentar a relação de transformação do transformador TSO (1-4) é possível reduzir os níveis de tensão nodal na rede de distribuição, ou seja, ter uma relação de transformação mais elevada no transformador vai permitir à rede praticar amostras com níveis de potência reativa mais elevados que no cenário base, aumentando assim a região de flexibilidade da interface TSO-DSO. Contrariamente, como era esperado, diminuir a relação de transformação resultou numa redução da região de flexibilidade, dado que contribuiu ainda mais para sobretensões na rede. A Figura 41 traduz os resultados que se esperava. Comparativamente ao cenário base onde apenas era possível praticar valores de potência reativa até 90 Mvar, ao aumentar a relação de transformação de 1 para 1.05 foi possível ao barramento 3 injetar até 110 Mvar de potência reativa. Para este cenário em que a relação de transformação do TSO é

aumentada para 1.05 obteve-se 37319 amostras praticáveis pela rede, um aumento significativo face ao cenário base.

No cenário base ocorreram quase 30 mil sobretensões no barramento 3, e mais de 20 mil no barramento 6 (Figura 33), no cenário de TSO=1.05 passam a ocorrer apenas pouco mais de 20 mil sobretensões no barramento 3, e cerca de 13 mil no barramento 6, o que proporcionou um aumento de combinações de recursos flexíveis praticáveis pela rede. Os resultados de tensões nodais para os respectivos cenários estão representados na Figura 42 e Figura 43. Como era expectável, reduzir a relação de transformação para 0.95 resultou em um número de ocorrências de tensões nodais acima do limite superior, mais elevado que no cenário base, Figura 43. Como tal apenas se obteve nestas condições 23825 amostras praticáveis.

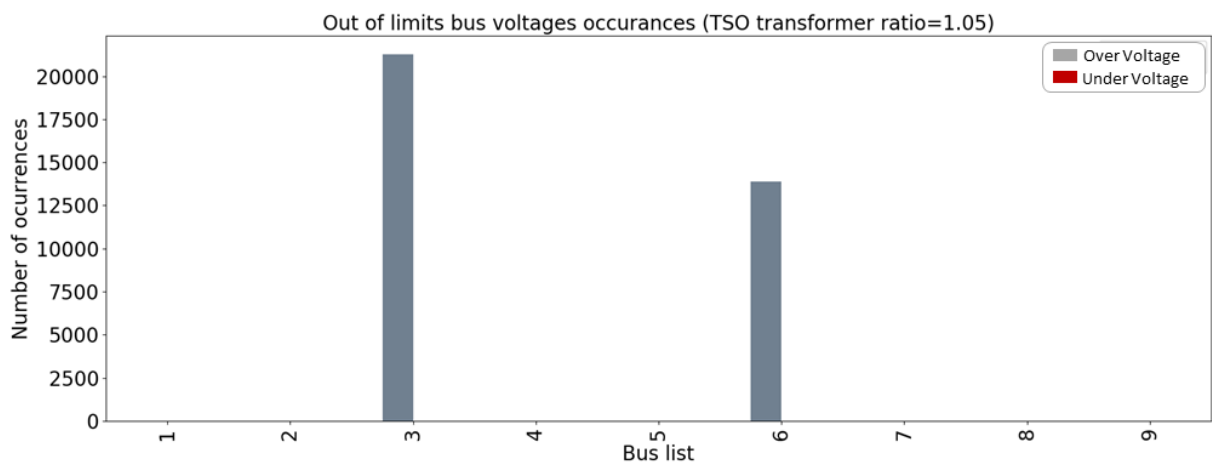


Figura 42 - Ocorrências de sobretensões para o cenário, relação de transformação TSO=1.05

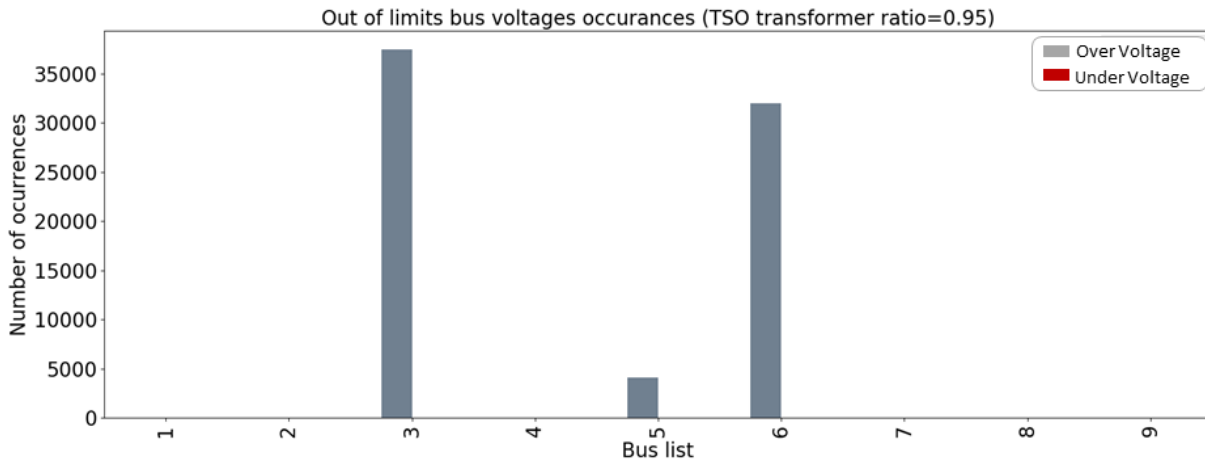


Figura 43 - Ocorrências de sobretensões para o cenário, relação de transformação TSO=0.95

Devido ao incremento de combinações que são praticáveis pela rede quando a relação de transformação do transformador 1-4 está em 1.05 e dado que os novos valores praticáveis são aqueles em que o banco de condensadores do barramento 3 conseguiu injetar mais potência na rede, resultou então num trânsito de energia mais elevado na rede de distribuição, como tal existiram algumas ocorrências de sobrecargas na linha 4-5.

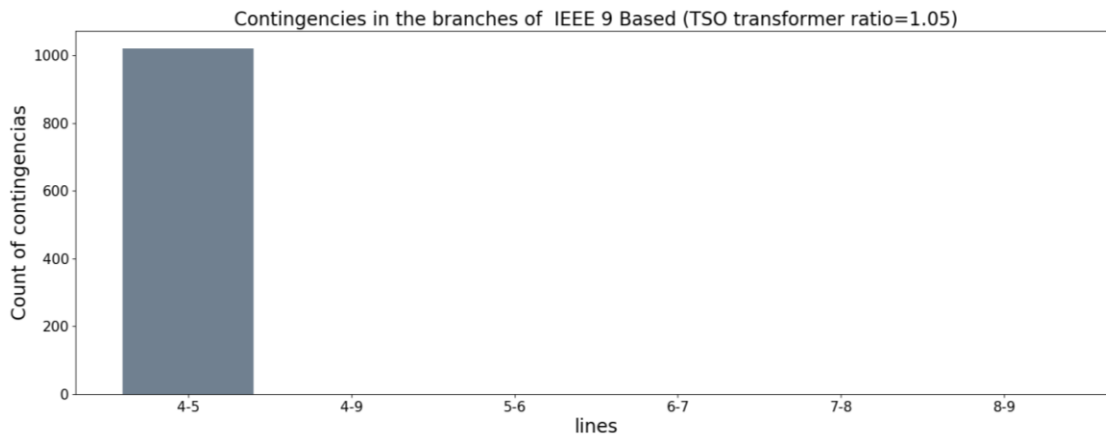


Figura 44 - Ocorrências de sobrecargas nas linhas para o cenário, relação de transformação TSO=1.05.

- DSO 0.95 vs. DSO 1.05

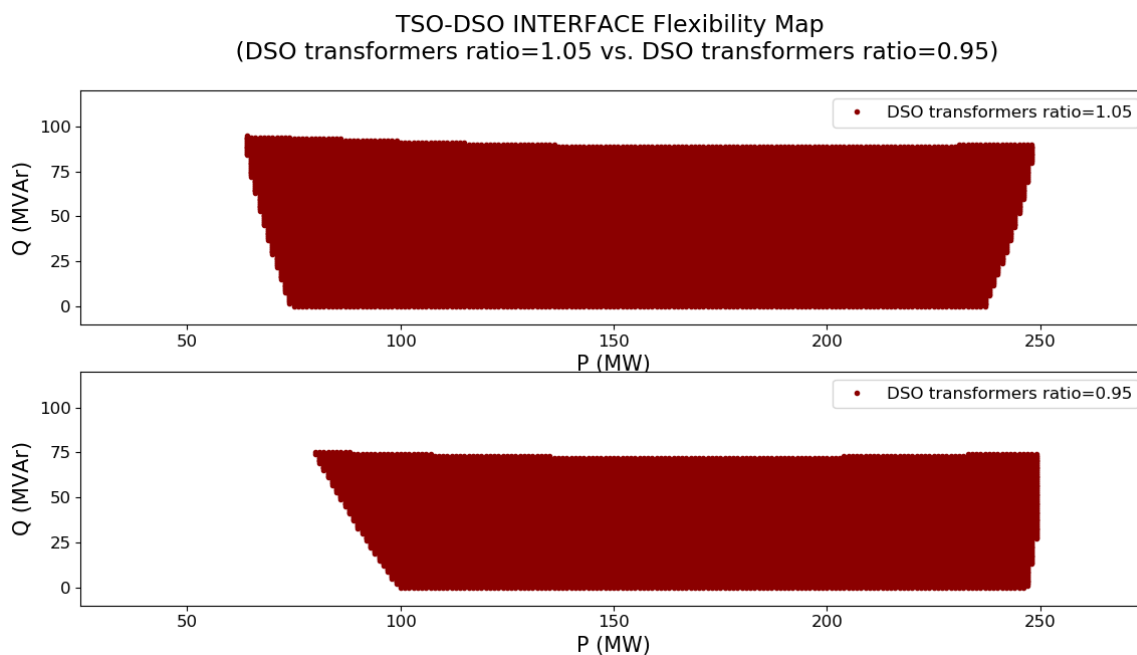


Figura 45 - Comparação entre relação de transformador, DSO=1.05 &. DSO=0.95

Dado que os transformadores 2-8 e 3-6 presentes na rede de distribuição, elevam a tensão de 20 kV para 60 kV, diminuir ou aumentar a relação de transformação não provoca uma alteração positiva na rede a nível de aumento da região de flexibilidade, pois quando a relação de transformação aumenta, reduz-se a tensão no barramento 3 mas por consequência a tensão nodal do barramento 6 aumenta, saindo dos limites estabelecidos em mais amostras, e vice-versa quando se diminui o rácio para 0.95. Estes fenómenos podem ser observados em Anexos 2.3 bem como os restantes resultados obtidos para este cenário. Concorde com os resultados acima temos para o DSO=0.95, 23261 amostras praticáveis, e para o sub-cenário DSO=1.05, 31633, ainda assim um ligeiro incremento na região de flexibilidade face ao cenário base, para este último. Os restantes resultados obtidos para os cenários de alteração de relação de transformação do transformador encontram-se também em Anexos 2.3.

3.5 Comparação e análise de resultados

Estabelecidos os diferentes mapas de flexibilidade para a rede IEEE 9 em cenário base, procedeu-se a alterações na mesma, no sentido de avaliar os impactos na rede e nas respetivas regiões de flexibilidade. O cenário base serve como ponto de partida e comparação para com os restantes cenários. Foi calculado um

rendimento, para se utilizar como métrica quantitativa das regiões de flexibilidade na interface TSO-DSO, que essencialmente representa a gama da flexibilidade presente na rede de distribuição que é praticável pela rede segundo as restrições da metodologia, e é ilustrado na

Tabela 7 para os diferentes cenários. Optou-se por não restringir a gama de flexibilidade dos recursos flexíveis presentes na rede de distribuição, e deixar que a metodologia faça essa seleção (Figura 34), mesmo nos casos em que a amostra de recursos flexíveis era obviamente não praticável, esta decisão foi tomada no sentido de ver a capacidade da metodologia e as suas competências como ferramenta de planeamento e apoio à decisão.

Tabela 7 - Resumo dos diferentes cenários para avaliação da região de flexibilidade

Cenário	Sub-cenário	Operating Points (O.P)	Rendimento (O.P/Num. Amostras) %
Base	100%	31339	41,34
Redução de consumo	90%	36127	47,65
Compensação total de reativa	Bus 5	29151	38,456
	Bus 7	27123	35,78
	Bus 9	31997	42,21
	Bus 5, 7 e 9	23739	31,32
Rácio dos transformadores	DSO 0.95	23261	30,69
	TSO 0.95	23825	31,43
	TSO 1.05	37319	49,23
	DSO 1.05	31633	41,73

Começando pelo primeiro cenário, redução de consumo, este apresenta um aumento significativo da região de flexibilidade, ao tornar os consumidores numa fonte de flexibilidade que reduz as necessidades de potência, aliviando

assim o trânsito de energia que ocorre na rede e permitindo a esta praticar valores de potência dos recursos flexíveis inferiores aos do cenário base.

Sendo o trânsito de energia inferior comparativamente ao cenário base, as sobrecargas tanto a nível de transformadores como linhas diminuem. Esta comparação ilustra a capacidade que os consumidores flexíveis tem de contribuir para uma maior flexibilidade na operação da rede.

Quanto aos cenários em que se avaliou a flexibilidade fazendo compensação total de potência reativa, os resultados não tiveram efeitos muito relevantes à exceção de quando foi feita compensação no barramento 9. Este resultado chama-nos à atenção de que a adição de fontes de flexibilidade tem de ser estudada previamente e vai depender de fatores como a topologia da rede, e o equilíbrio que esta precisa de ter de modo a assegurar as necessidades dos consumidores dentro dos padrões de segurança e qualidade. Recordando a Tabela 5 observou-se, no entanto, que de facto a colocação dos bancos de condensadores nos barramentos de consumo conduziu à diminuição de perdas de potência ativa, dado que permitiu à rede praticar valores de potência injetada na rede por partes dos recursos flexíveis mais baixos.

Relativamente aos diferentes cenários de alteração da relação de transformação dos transformadores presente na rede IEEE 9, foi notório o impacto positivo que o aumento do rácio de 1 para 1.05 teve na região de flexibilidade, em particular quando se aumentou a relação de transformação do transformador 1-4.

Concluído o primeiro estudo de caso, e estabelecido o primeiro contacto num caso concreto de obtenção da região de flexibilidade na interface TSO-DSO, é possível retirar algumas conclusões:

- A metodologia de exploração da região de flexibilidade permite calcular a gama de flexibilidade presente na rede de distribuição que é praticável pela rede. Como foi possível ver na Figura 34, de toda a região a cinzento que representa a gama de flexibilidade total presente na rede de distribuição, apenas a parte a vermelho é praticável pela rede. Com recurso à metodologia desenvolvida foi possível

esculpir a região a cinzento ficando apenas com os pontos praticáveis pela rede (região a vermelho);

- Os resultados revelaram a necessidade de um estudo prévio no que toca à adição de fontes de flexibilidade na rede de distribuição. Como se observou nos cenários de compensação de carga, nem sempre as alterações provocam o efeito desejado;
- Embora o sistema de energia elétrica esteja dividido em rede de transporte e rede de distribuição, é necessário atingir um equilíbrio geral, e foi possível observar isso através das alterações na região de flexibilidade dos mapas TSO-DSO (Azul), a adição de fontes de flexibilidade na rede de distribuição tem impacto direto na rede de transporte;
- No seguimento da conclusão anterior, um dos principais objetivos da metodologia é que esta oferecesse informação sobre a gama de flexibilidade em diferentes pontos da rede, informação essa que deve ser partilhada entre os operadores de rede para que se possam coordenar, e foi possível atingir esses objetivos.

4 Utilização da região de flexibilidade para planeamento operacional

No presente capítulo o conceito de região de flexibilidade é adaptado para uma janela temporal típica do planeamento operacional. Três índices são utilizados para a valorização de cada ponto da região, o Custo Nivelado de eletricidade, o Tempo de Ativação da flexibilidade *Ramp Rate* e perdas de potência ativa de origem técnica.

É utilizada a rede IEEE 14 para ilustrar a aplicação da metodologia desenvolvida.

4.1 Introdução

Estabelecida a metodologia que permite determinar a região de flexibilidade para um instante temporal e localizado na interface TSO-DSO, vão ser introduzidos índices que permitem valorizar a região de forma distinta e com isso identificar sub-regiões de operação que possam ser do interesse do operador. O primeiro conceito é o *LCOE*-custo nivelado de energia, com o intuito de valorizar a região de flexibilidade consoante o custo do ponto de operação. Em seguida pretende-se dividir a região de flexibilidade em sub-regiões, consoante o tempo que o dado ponto de operação demora para ir de 0 até à potência necessária.

Para o efeito vai ser utilizada uma rede IEEE 14 constituída por uma rede MAT com três RES, e uma rede de distribuição constituída por quatro RES, o que resulta num total de quatro fontes de recursos renováveis diferentes, tornando assim a obtenção da região de flexibilidade mais desafiante.

Vão ser criados cenários de produção e consumo para a rede indicada baseados em perfis reais, e é desenvolvida a metodologia que permite explorar a flexibilidade na interface TSO-DSO no horizonte de 24 horas ao invés de num instante temporal específico como apresentado no capítulo 3.

4.2 Valorização da flexibilidade – Custo nivelado de eletricidade

O custo nivelado de eletricidade, mais conhecido como *LCOE-*Levelized cost of electricity**, representa o custo de produção de energia elétrica em €/kWh. É usualmente utilizado para comparar o custo de produção de energia elétrica de fontes alternativas. Este conceito reflete essencialmente o quociente entre o somatório de custos durante a vida útil do equipamento e o somatório da eletricidade produzida durante a sua vida útil. A equação 4.2.1 ilustra como é calculado este valor [27]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4.2.1)$$

- I_t – Despesas de investimento no ano t
- M_t – Custos de manutenção e operação O&M
- F_t – Despesas de combustível no ano t
- E_t – Electricidade produzida no ano t
- r – Taxa de desconto
- N – Tempo de vida útil da tecnologia

As variáveis utilizadas para calcular o LCOE incluem os custos de investimento onde estão contidos também os custos de capital e da dívida adquirida durante a vida útil da instalação, custos de combustível caso a tecnologia utilize, custos fixos ou variáveis de operação e manutenção e a taxa de desconto que representa o retorno sobre o investimento que foi feito. A taxa de desconto é função de três fatores, inflação, retorno real sem riscos e a extensão do risco no projeto.

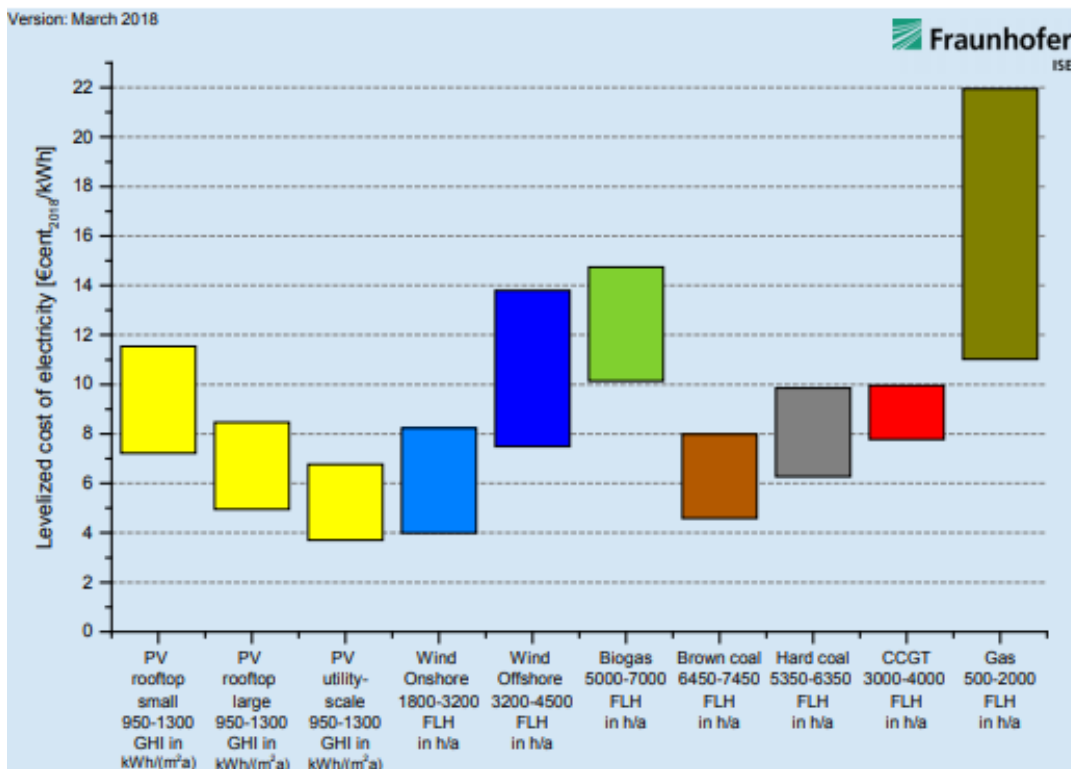


Figura 46 - LCOE de diferentes tecnologias renováveis e não renováveis na Alemanha em 2018, [28]

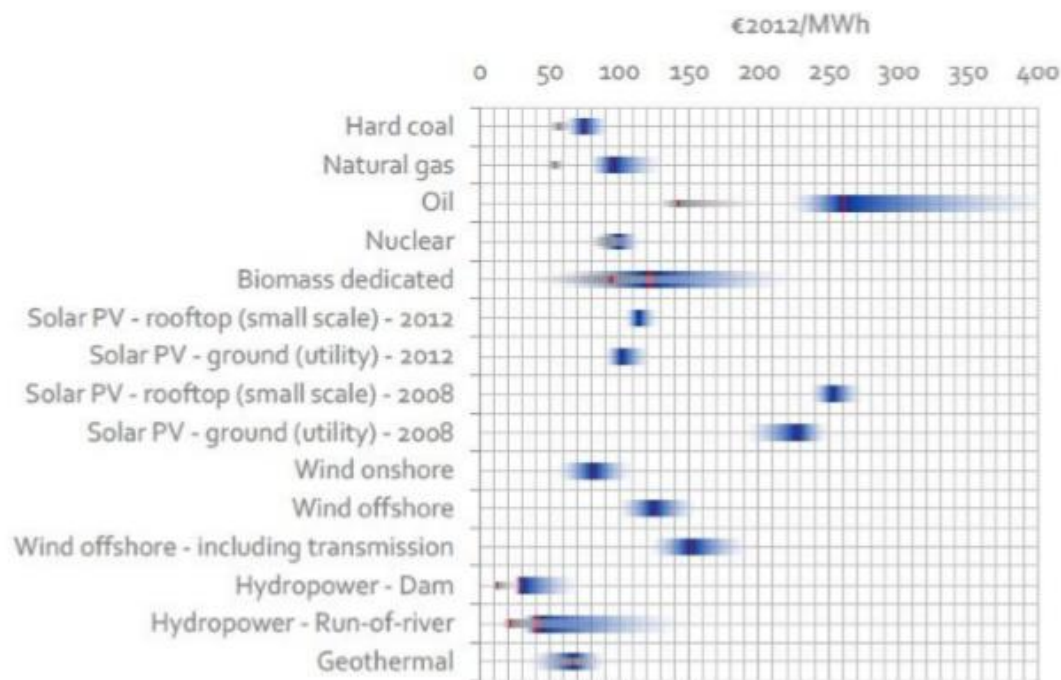


Figura 47 - Valores de LCOE 2012 para a união europeia para diferentes tecnologias, [29]

Como é possível observar na Figura 46 e Figura 47, os valores de *LCOE* variam bastante entre tecnologias e até mesmo entre tecnologias iguais, isto é se tiverem dimensões diferentes como é caso dos diferentes tipos de implementações de geração solar (*Rooftop small vs. Utility scale*), ou consoante o local de implementação como é o caso da produção de energia eólica (*Onshore vs. Offshore*).

Tecnologias como por exemplo solar e eólica não possuem gastos em combustível e têm tipicamente custos de operação e manutenção relativamente baixos, portanto o seu *LCOE* é maioritariamente determinado pelos custos de investimento, desde a instalação da central, trabalho e interconexão à rede, e custos de financiamento relacionados com a dívida adquirida durante a vida útil da central.

Para tecnologias que consumam combustíveis fósseis como o gás natural e o carvão, os custos de combustível e custos de capital influenciam o *LCOE*. Os valores de *LCOE* também variam consoante a região, devido às diferenças de construção, combustíveis e custos de transmissão bem como a qualidade do recurso disponível para algumas tecnologias renováveis, como a solar e eólica. Por todas as razões enumeradas anteriormente o *LCOE* de uma dada tecnologia não é representado por um valor concreto, mas sim um intervalo de valores nos quais

o *LCOE* de uma dada instalação vai estar contido. No âmbito da dissertação, para o estudo de caso vai ser considerado um valor médio para as tecnologias utilizadas.

Embora este conceito (*LCOE*) seja muito utilizado para comparar diferentes tecnologias, no contexto da dissertação vai ser utilizado para valorizar monetariamente o custo de todos os pontos de funcionamento operacionais da rede.

$$LCOE_{ponto} = \sum_{i=0}^N potencia_recurso_i * custo_LCOE_i$$

Dado que vai ser escolhido um valor médio para cada tecnologia, depois de quantificado cada ponto é possível comparar os diferentes valores de operação da rede consoante a contribuição de cada fonte para um dado ponto de operação do mapa de flexibilidade da interface *TSO-DSO*. Se um ponto de funcionamento operacional for em grande parte constituído por uma tecnologia com um *LCOE* elevado, vai-se traduzir num custo mais elevado, enquanto que se esse mesmo ponto de funcionamento for composto por tecnologias com um *LCOE* inferior, vai ter um custo final mais baixo, para a mesma potência.

4.3 Valorização da flexibilidade - Tempo de ativação das fontes de flexibilidade taxa de rampa

A flexibilidade operacional é caracterizada pela mínima potência que a central pode entregar sob condições estáveis, pelo tempo de inicialização que é definido como o tempo que decorre do início até atingir a carga mínima, e por último é também caracterizado pela taxa de rampa que descreve a velocidade com que uma central pode alterar a sua potência de saída.

Em 2.2.5 foi abordado de uma forma sucinta o conceito de tempo de ativação do produto de flexibilidade, sem o especificar para diferentes tecnologias. Nesta secção são abordados os diferentes tempos de ativação das tecnologias que são utilizadas no caso de estudo baseado na rede IEEE 14, bem como outras tecnologias de modo a ser possível observar e valorizar os diferentes tempos de ativação. Na rede IEEE 14 vão ser utilizadas centrais termoelétricas, hídricas, eólicas

e solar, sendo que seguidamente e para cada uma delas são apresentados valores típicos.

Centrais termoelétricas

As centrais termoelétricas em Portugal são maioritariamente de Gás Natural e utilizam turbina a Gás Ciclo Combinado (CCGT) e são também as mais eficientes, pelo que vai ser este o tipo de tecnologia termoelétrica utilizado na dissertação. As centrais termoelétricas CCGT embora mais eficientes (até 59%) do que as turbinas a Gás Ciclo Aberto (OCGT) com uma eficiência até 43%, têm no entanto, uma taxa de rampa inferior face às OCGT. As centrais termoelétricas CCGT mais comuns possuem uma taxa de rampa entre 2% a 4% da potência nominal por minuto, existem ainda algumas equipadas com combustão sequencial (SC) que permite que a taxa de rampa seja entre 4% a 8% da potência nominal por minuto, um aumento significativo face às mais comuns. Quanto às turbinas OCGT comuns, estas apresentam uma taxa de rampa entre 8% a 12%. Existe assim um compromisso entre tempo de ativação e eficiência. Nas centrais termoelétricas o *ramp rate* é limitado pelo stress térmico permitido aos componentes e a qualidade do combustível. Em [30] são estudadas opções que permitem otimizar a taxa de rampa das diferentes centrais termoelétricas.

Centrais hídricas

Este tipo de centrais hidroelétricas têm a capacidade de providenciar grande flexibilidade à rede elétrica devido à sua taxa de rampa elevada e capacidade de armazenamento. À semelhança das termoelétricas, as turbinas hidroelétricas possuem os mesmos constrangimentos operacionais que estas, no que toca à taxa de rampa e há carga mínima de funcionamento, no entanto os geradores hidroelétricos também apresentam limitações relacionadas com a água turbinada. Algumas turbinas possuem na sua característica uma potência mínima para que estas funcionem corretamente, bem como uma potência máxima, com base na capacidade de rampa da turbina, além de que estas possuem um intervalo de potência ideal de funcionamento e sair desses valores pode causar desgaste prematuro no equipamento. Estas possuem também uma manutenção mais frequente. Em [31] é abordado em detalhe as restrições operacionais das centrais hidroelétricas. Ainda assim estas possuem uma capacidade enorme de irem do

zero à produção máxima. Pelo que se vai considerar que a taxa de rampa das hidroelétricas é superior ou igual a 50% da potência nominal por minuto [32].

Centrais eólicas

Devido à natureza incerta do vento, o foco em volta do tempo de ativação da potência eólica, *ramp rate*, recai sobre a limitação do mesmo, ou seja, limitar a capacidade deste de alterar a potência de saída num determinado intervalo de tempo, ao invés de quão rápido é possível a este alterar a sua potência de saída. É comum ocorrerem alterações rápidas na potência eólica, alterações estas que desafiam os operadores de rede. Enquanto que as duas tecnologias abordadas anteriormente se enquadram como produtos de flexibilidade devido ao controlo que é possível ter sobre a produção das mesmas e rápida resposta, a energia eólica nem sempre é considerada um produto de flexibilidade. Neste sentido, a taxa de rampa da energia eólica é tipicamente limitada a 10% da potência instalada por minuto, embora já se tenha registado alterações de potência mais elevadas [33]. Estima-se que uma turbina eólica possa atingir uma taxa de rampa de pelo menos 25% da potência nominal por minuto, consoante o dimensionamento da turbina.

Tecnologia fotovoltaica

Quanto à tecnologia fotovoltaica, o panorama é semelhante à energia eólica, com exceção de que este recurso possui a *ramp rate* mais elevada de todos, caso as condições climáticas o permitam. Com a tecnologia eólica grande parte da inércia associada à capacidade deste de alterar a sua potência de saída está relacionada com os componentes da turbina.

Com a tecnologia solar fotovoltaica não existem restrições assim que iniciada. Pelo que se vai considerar que esta consegue atingir 100% da potência nominal num minuto.

Na Tabela 8 resume-se os intervalos para as taxas de rampa das tecnologias estudadas mais relevantes. Embora a produção de energia elétrica por solar fotovoltaica ou eólica possua taxas de rampas elevadas, devido à incerteza associada a estas tecnologias, as termoelétricas e hidroelétricas são as tecnologias mais utilizadas em caso de aumento inesperado de consumo ou quebras em fontes de produção na rede.

Tabela 8 - Resumo das diferentes taxas de rampa dos recursos utilizados na rede IEEE 14

Recurso	Taxa de rampa (% potência nominal/minuto)
Termoelétrica CCGT	2-4
Termoelétrica CCGT (SC)	4-8
Termoelétrica OCGT	8-12
Hidroelétrica de albufeira	>50
Eólica	25-50
Solar fotovoltaica	100

4.4 Extensão da metodologia desenvolvida

A extensão da metodologia desenvolvida no capítulo III surge como resposta à necessidade de exploração da flexibilidade num intervalo temporal de 24 horas (*day ahead*) discretizados em intervalos de 1 hora, para avaliar o potencial de utilização da mesma. Um outro objetivo que se pretende atingir é de dividir a região de flexibilidade em função das novas métricas, sendo estas: *LCOE*, tempo de ativação do ponto de funcionamento operacional e perdas de potência ativa.

Relativamente ao planeamento operacional, as principais alterações efetuadas à metodologia passam pela adaptação da mesma para um espetro temporal de 24 horas. Na primeira versão da metodologia esta utilizava valores de consumo para uma dada hora, ao invés da nova versão da metodologia que trabalha com valores de consumo no intervalo temporal de 24 horas, originando assim 24 cenários de consumo diferentes. À semelhança do consumo, também para a produção foram criados 24 cenários de produção reais para um dado dia, pelo que a nova metodologia precisa de comportar os diferentes valores horários, e essencialmente ser corrida 24 vezes alterando os valores de consumo e produção consoante a hora. Relativamente às amostras aleatórias para os recursos flexíveis,

também estas possuem agora um limite superior concordante com a produção máxima possível para essa hora. Ou seja, o grande número de amostras $n \in N$ para os recursos flexíveis $r \in R$ que compõe a matriz N por R ($Samples_{n,r}$), passa a ser então a matriz $Samples_{n,r_hora_i}$ com $i \in [0, 23]$. Naturalmente as amostras aleatórias para cada ponto de operação devem agora pertencer ao intervalo delimitado superiormente pela potência máxima ativa e reativa, P_r e Q_r respectivamente, que o determinado recurso consegue fornecer para a dada hora.

- i. $P_{r_hora_i} \in [P_r^{min_hora_i}, P_r^{max_hora_i}]$
- ii. $Q_{r_hora_i} \in [Q_r^{min_hora_i}, Q_r^{max_hora_i}]$

Todos os *outputs* da metodologia são realizados de igual forma, um para cada hora e guardados nas respectivas diretorias.

Intrínseco à primeira versão da metodologia, surge também a adição de duas funções para o cálculo do *LCOE* e *Ramp Rate*, bem como devida alocação dos mesmos na base de dados que contém todos os pontos de funcionamento operacionais exequíveis pela rede.

A Figura 48 resume os passos adicionais face à primeira versão da metodologia.

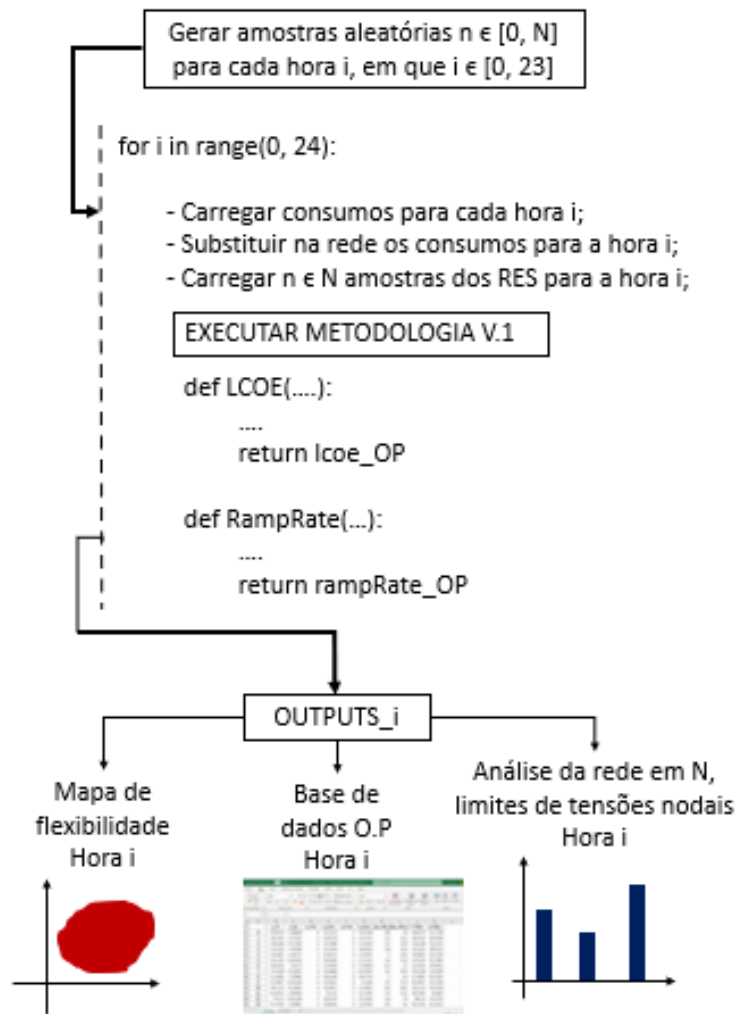


Figura 48 - Alterações à primeira versão da metodologia

Após estudada a flexibilidade na interface TSO-DSO na extensão temporal de 24 horas, desenvolvem-se três módulos que recorrem à base de dados O.P para cada hora resultante da metodologia V.2. O primeiro módulo *LCOE.py* utiliza os pares PQ da interface TSO-DSO (Potência ativa e reativa) presentes nas 24 bases de dados para dividir a região de flexibilidade da interface TSO-DSO em quatro sub-regiões com diferentes intervalos de custo. Analogamente ao primeiro módulo, surge o módulo *RampRate.py* que tem um processo semelhante ao anterior sendo que recorre à métrica do tempo de ativação do ponto de operação, e divide a região de flexibilidade em sub-regiões com diferentes intervalos de tempo de ativação do ponto de funcionamento operacional. Por último desenvolve-se o módulo *OperationalPlanning.py* que recorre às 24 bases de dados e realiza um planeamento operacional no horizonte temporal de 24 horas que maximiza ou minimiza a potência que o TSO e DSO injetam na rede ou sobre

diferentes métricas, desde a minimização de perdas de potência ativa ao custo do ponto de funcionamento operacional, entre outras que serão apresentadas posteriormente.

A Figura 49 ilustra as interações dos módulos descritos no parágrafo anterior com as bases de dados, bem como os *outputs* esperados de cada um.

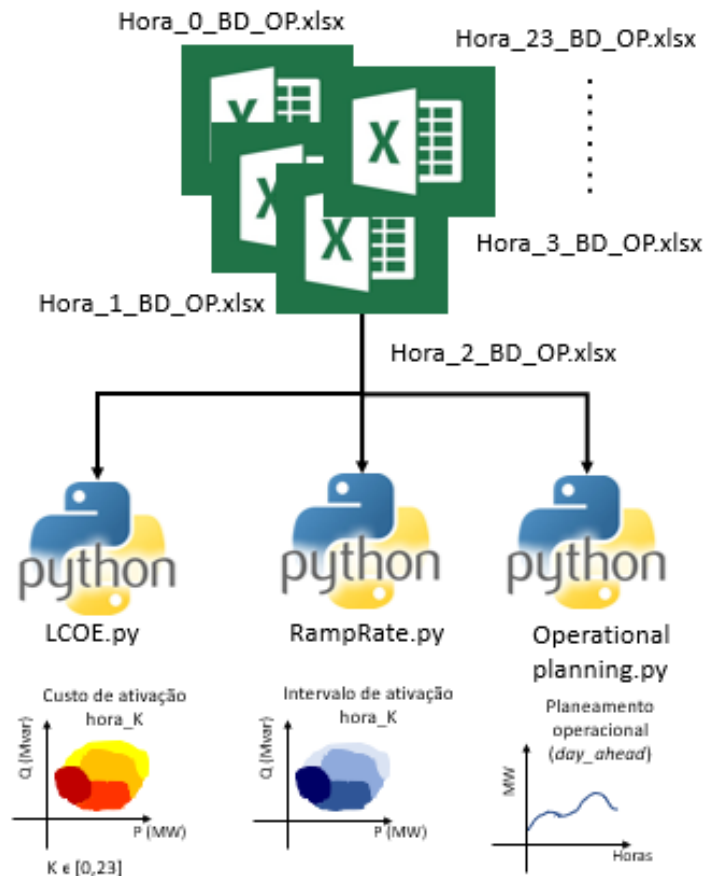


Figura 49 - Módulos adicionais da metodologia V.2

4.5 Aplicação à rede IEEE 14

Como foi dito anteriormente, pretende-se observar as potencialidades da metodologia de exploração da região de flexibilidade na ótica de planeamento operacional bem como dividir a região de flexibilidade em sub-regiões por tempo de ativação do ponto de funcionamento operacional, em sub-regiões de diferentes intervalos de custo, bem como intervalos de perdas de potência ativa. Para cada uma das três métricas enumeradas anteriormente é apresentada a região de flexibilidade para cada hora, bem como o planeamento operacional de 24 horas que

é possível fazer otimizando segundo a respectiva métrica. Posto isto é utilizado para o efeito uma rede baseada em IEEE 14, Figura 50, utilizada em [34], e calculada a flexibilidade na interface TSO-DSO. Foi também simplificada a região entre os barramentos 4, 7 e 8, foram retirados dois transformadores, o que resultou na eliminação de um barramento, passando a rede IEEE 14 a ter treze barramentos. O nível de tensão na rede de transporte é de 220 kV e na rede de distribuição é de 60 kV.

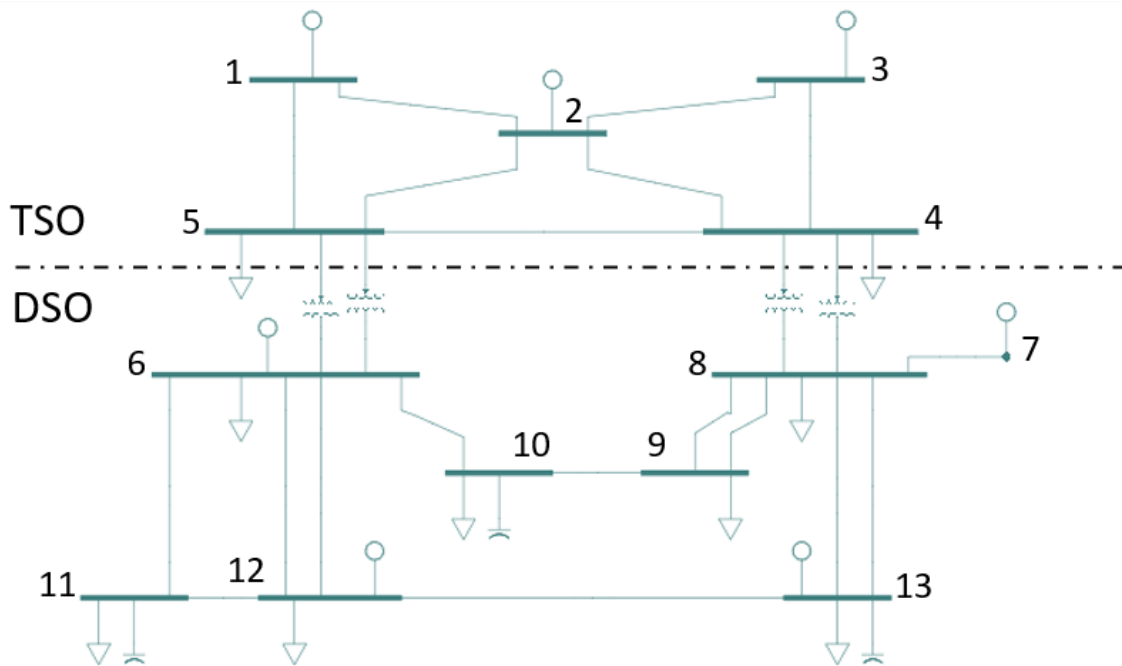


Figura 50 - Rede IEEE 14

4.5.1 Caracterização da rede IEEE 14 adaptada e parâmetros de simulação

A rede IEEE 14 é composta por treze barramentos, com dois níveis de tensão, 220 kV e 60 kV. Relativamente aos perfis de geração e consumo estes são baseados em perfis reais retirados da REN [35] e adaptados posteriormente para a dimensão da rede. Relativamente às características das linhas e transformadores, estas foram adaptadas de [34], e encontram-se na

Tabela 9. Os valores de R e X dependem do comprimento da linha, e de um *Rate* que representa a potência aparente nominal que pode ser transportada na linha, estes valores são calculados com base em valores característicos para os respetivos tipos de linhas.

Tabela 9 - Características das linhas e transformadores da rede IEEE 14

Linha 220 kV							
Bus i	Bus j	Tensão (kV)	R (pu)*	X (pu)*	B (pu)*	Comprimento (km)	Rate (MVA)
1	2	220	0,0096	0,0527	0,3161	120	316
1	5	220	0,0200	0,1097	0,6586	250	316
2	3	220	0,0180	0,0987	0,5927	225	316
2	4	220	0,0160	0,0878	0,5269	200	316
2	5	220	0,0158	0,0869	0,5216	198	316
3	4	220	0,0155	0,0851	0,5110	194	316
4	5	220	0,0038	0,0211	0,1264	48	316
Linha 60 kV							
6	10	60	0,1647	0,4940	0,0065	52	60
6	11	60	0,2122	0,6365	0,0084	67	60
6	12	60	0,1077	0,3230	0,0043	34	60
7	8	60	0,0728	0,2185	0,0029	23	60
8	9	60	0,0697	0,2090	0,0028	22	60
8	13	60	0,2248	0,6745	0,0089	71	60
9	10	60	0,1615	0,4845	0,0064	51	60
11	12	60	0,1678	0,5035	0,0066	53	60
12	13	60	0,2312	0,6935	0,0091	73	60
Transformadores							
Bus i	Bus j	X (%)				Rate (MVA)	
4	6	10				150	
5	8	10				150	

* $|S_{base}| = 100 \text{ MVA}$, $|U_{base}| = 220 \text{ kV}$, $|U_{base}| = 60 \text{ kV}$

Quanto aos barramentos da rede IEEE 14 adaptada, os mesmos estão definidos na Tabela 10, e é possível observar a localização dos mesmos na Figura 51. Foi utilizada uma grande variedade de fontes de produção com *LCOEs* e tempos de ativação diferentes. Os perfis de geração utilizados estão discriminados segundo o tipo de geração posteriormente e foram escolhidos aqueles que mais predominam na rede elétrica portuguesa, bem como os perfis de consumo que também são concordantes com o tipo de consumo.

Tabela 10 - Caracterização dos barramentos da rede IEEE 14

Produção			
Bus	Nome	Tensão (kV)	Tipo
1	Termoelétrica	220	3 - Ref
2	Hídrica	220	2 - P V
3	Hídrica	220	2 - P V
6	Eólica	60	1 - PQ
7	Solar	60	1 - PQ
12	Solar	60	1 - PQ
13	Eólica	60	1 - PQ
Consumo			
4	Consumo MAT	220	1 - PQ
5	Consumo MAT	220	1 - PQ
6	Consumo AT	60	1 - PQ
8	Consumo AT	60	1 - PQ
9	Consumo industrial	60	1 - PQ
10	Consumo residencial	60	1 - PQ
11	Consumo residencial	60	1 - PQ
12	<i>Prosumer</i> - residencial	60	1 - PQ
13	Consumo industrial	60	1 - PQ
Compensação Total de reativa			
10	Banco de condensadores 1	60	1 - PQ
11	Banco de condensadores 2	60	1 - PQ
13	Banco de condensadores 3	60	1 - PQ

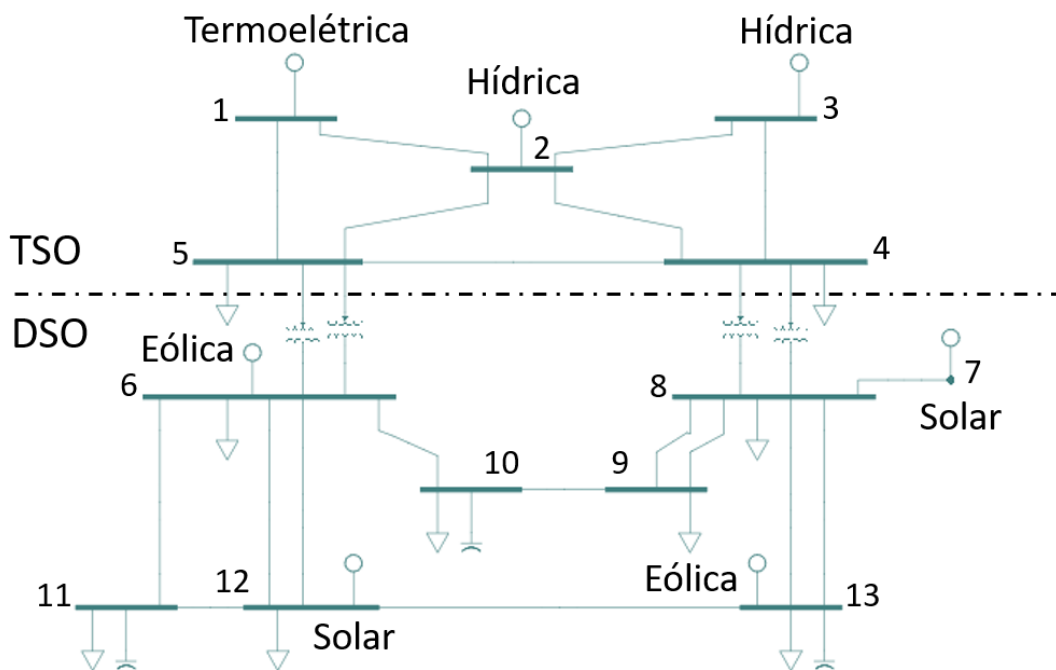


Figura 51 - Fontes de produção da rede IEEE 14

Perfis de geração

De modo a obter simulações de transito de energia o mais realistas possível foram retirados perfis reais de produção da REN [35] para o dia 7/4/2020, e adaptados para a dimensão e necessidades da rede.

- **Termoeletrica**

Como já foi referido anteriormente, o tipo de termoeletrica que predomina na rede elétrica portuguesa é o de ciclo combinado a gás natural, pelo que é esse que se vai considerar. A produção máxima que vai ser considerada para este recurso é de 240 MW de potência ativa e está associado ao barramento 1 (Figura 53) como fonte de produção de referência, ajustando a sua geração consoante as necessidades de consumo para a dada hora. O perfil de geração adaptado para a termoeletrica encontra-se na Figura 52.

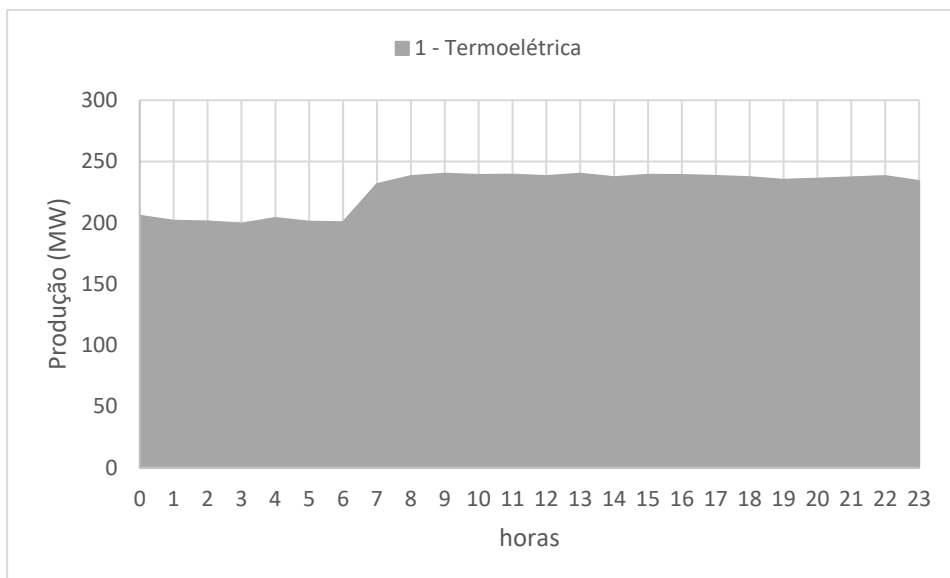


Figura 52 - Perfil de geração termoelétrica adaptado de [33] para o dia 07/04/2020

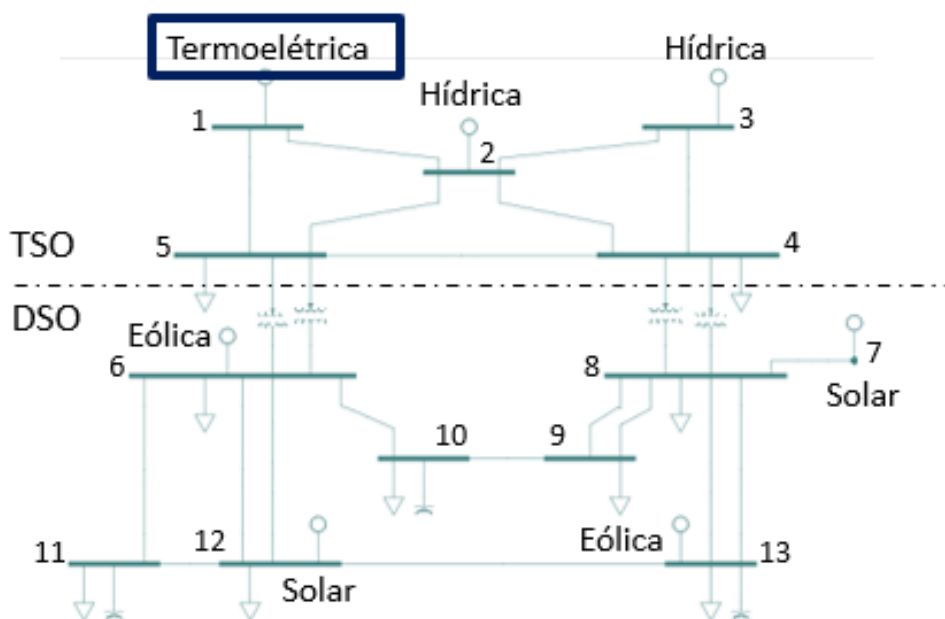


Figura 53 - Fonte de produção termoelétrica, rede IEEE 14

- **Hídrica**

A produção por hidroelétrica compõe uma porção significativa da geração em Portugal, sendo o recurso renovável que mais contribui para a produção de eletricidade. Tendo este recurso uma taxa de rampa elevada é um bom produto de flexibilidade dado que consegue ajustar a sua potência de saída consoante a necessidade, rapidamente. Conta também com

um custo nivelado de eletricidade dos mais baixos entre os estudados. A produção de energia hídrica está localizada nos barramentos 2 e 3 da rede IEEE 14 (Figura 55), com uma capacidade máxima de 175 MW e 200 MW respetivamente. O perfil de geração está ilustrado na Figura 54.

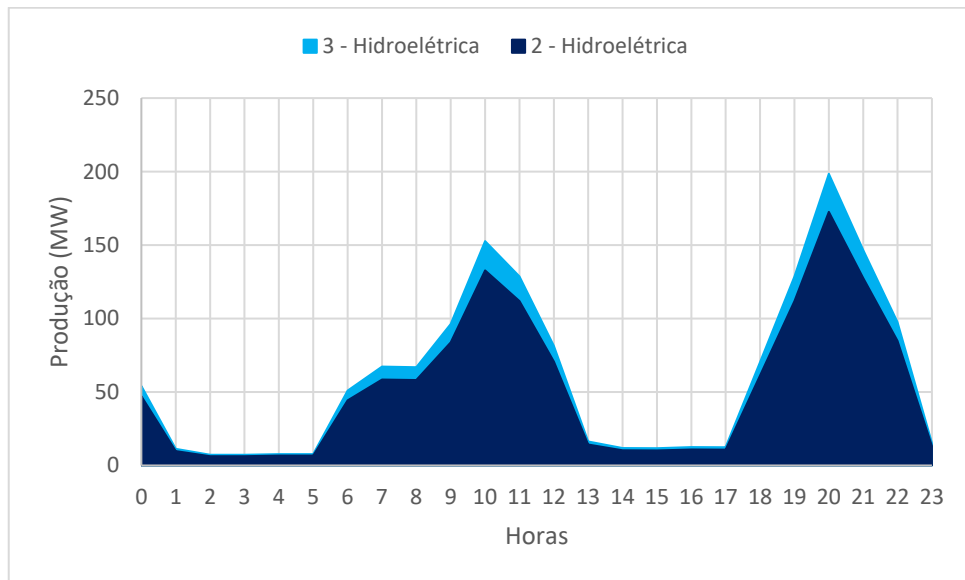


Figura 54 - Perfil de geração hídrica adaptado de [33] para o dia 07/04/2020

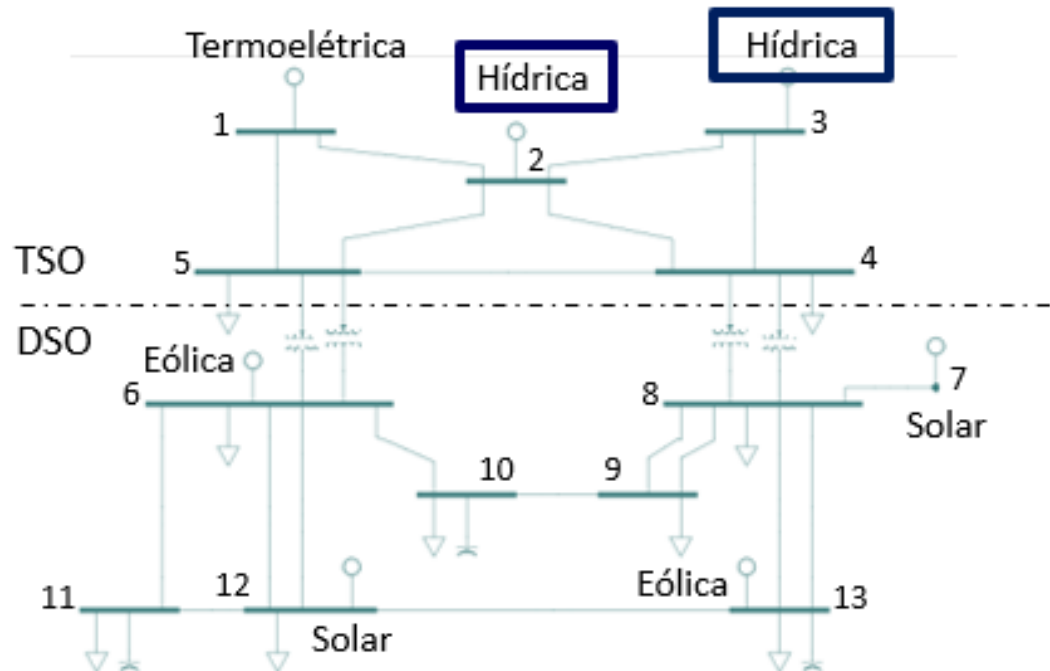


Figura 55 - Fonte de produção hídrica, rede IEEE 14

- **Solar Fotovoltaica**

O seguinte recurso utilizado na rede, é o solar fotovoltaico, que é também uma das fontes de energia renovável utilizada em Portugal. Possui também um dos *LCOE* mais baixos, consoante o tipo de instalação. No entanto a sua produção de energia está limitada às horas de exposição solar, bem como outros fatores, tais como sombreamento, irradiância, altura do ano, entre outros.

Na rede IEEE 14 existem duas fontes de energia solar, nos barramentos 7 e 12 (Figura 57) estando esta última contida na categoria de produtor-consumidor *prosumer*. Relativamente à produção máxima destes recursos é de 50 MW para o barramento 7, e 30 MW no barramento 12. Os perfis de geração estão representados na Figura 56.

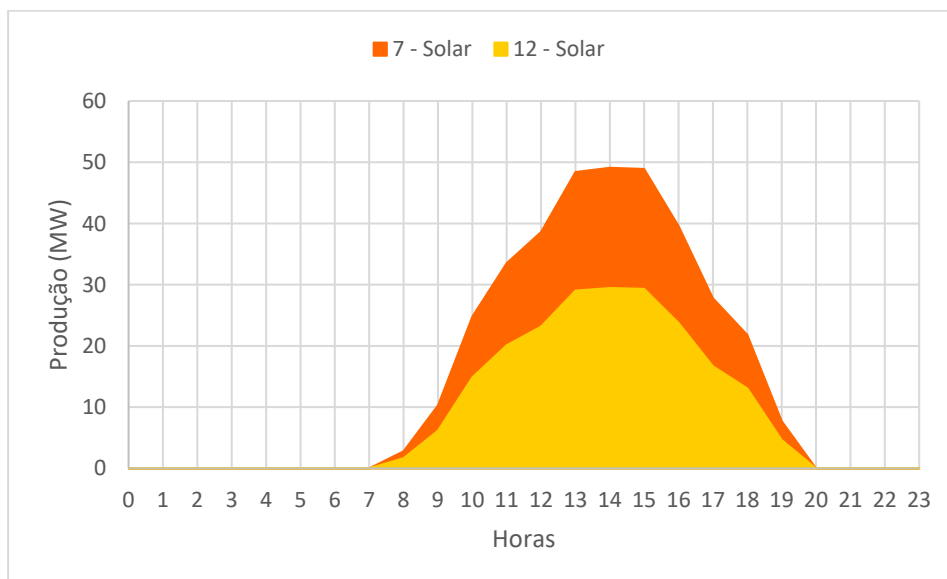


Figura 56 - Perfil de geração solar fotovoltaica adaptado de [33] para o dia 07/04/2020

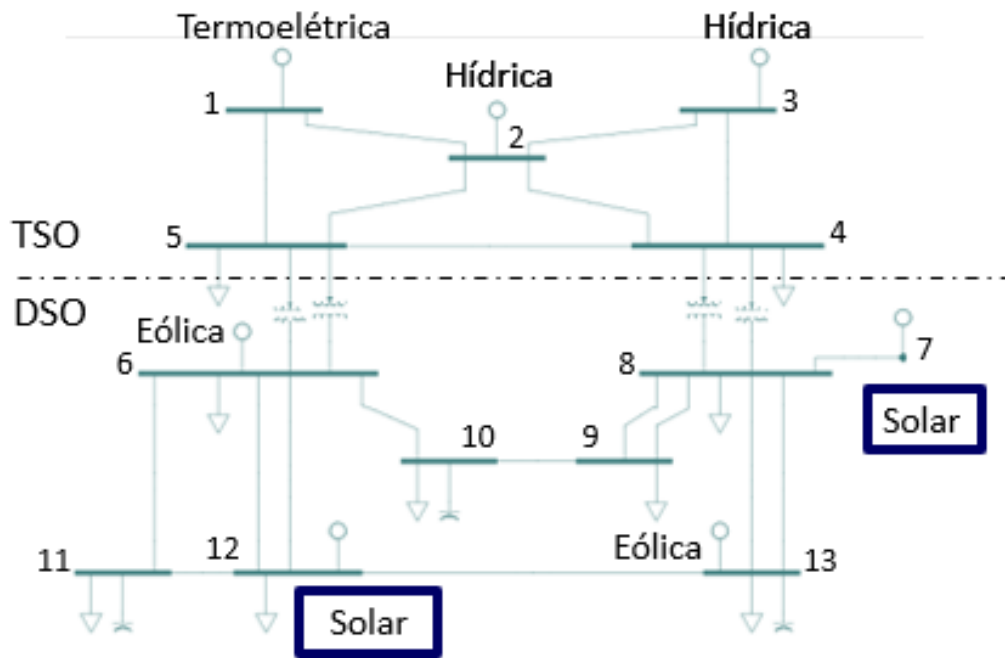


Figura 57 - Fonte de produção solar fotovoltaico, rede IEEE 14

- **Eólica**

A energia eólica em Portugal representa um dos tipos de recurso renovável que mais contribui para a produção de energia elétrica, predominantemente do tipo *Onshore*. Na rede IEEE 14 estes recursos estão localizados nos barramentos 6 e 13 (Figura 59), com potências máximas de 160 e 155 MW, respetivamente. O perfil de geração pode ser observado na Figura 58.

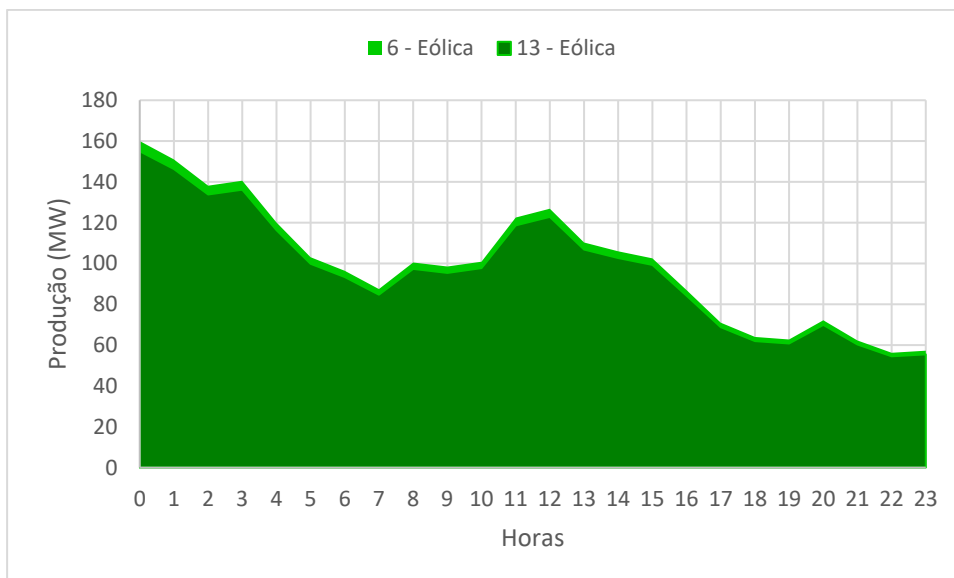


Figura 58 - Perfil de geração eólica adaptado de [33] para o dia 07/04/2020

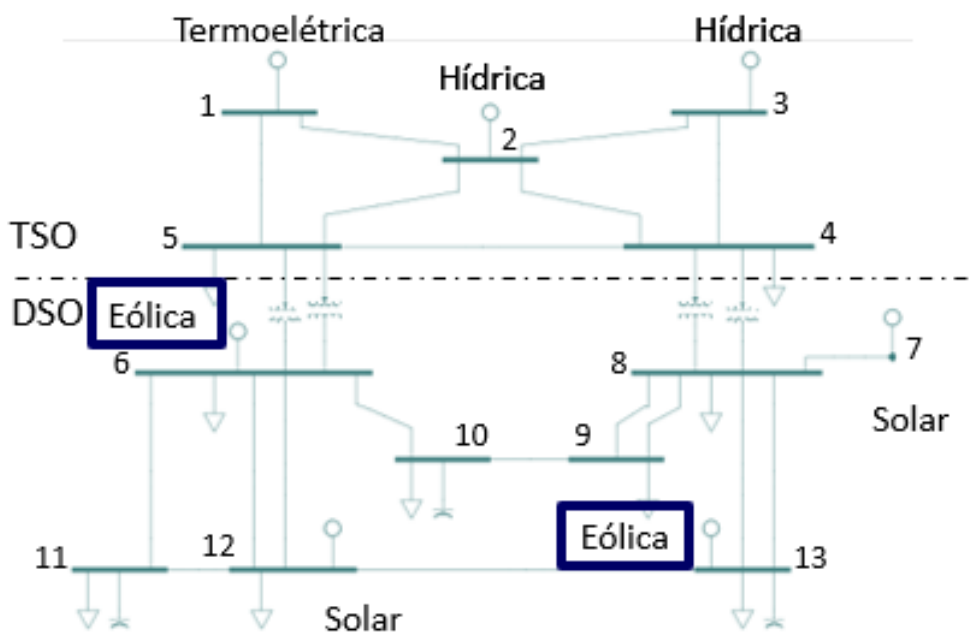


Figura 59 - Fonte de produção eólica, rede IEEE 14

Agrupando a produção máxima de cada um dos recursos presentes na rede IEEE 14 para cada hora, obtemos os degraus de flexibilidade que são possíveis de estudar para cada hora, Figura 60. Os valores encontram-se discriminados em Anexos 3.1.

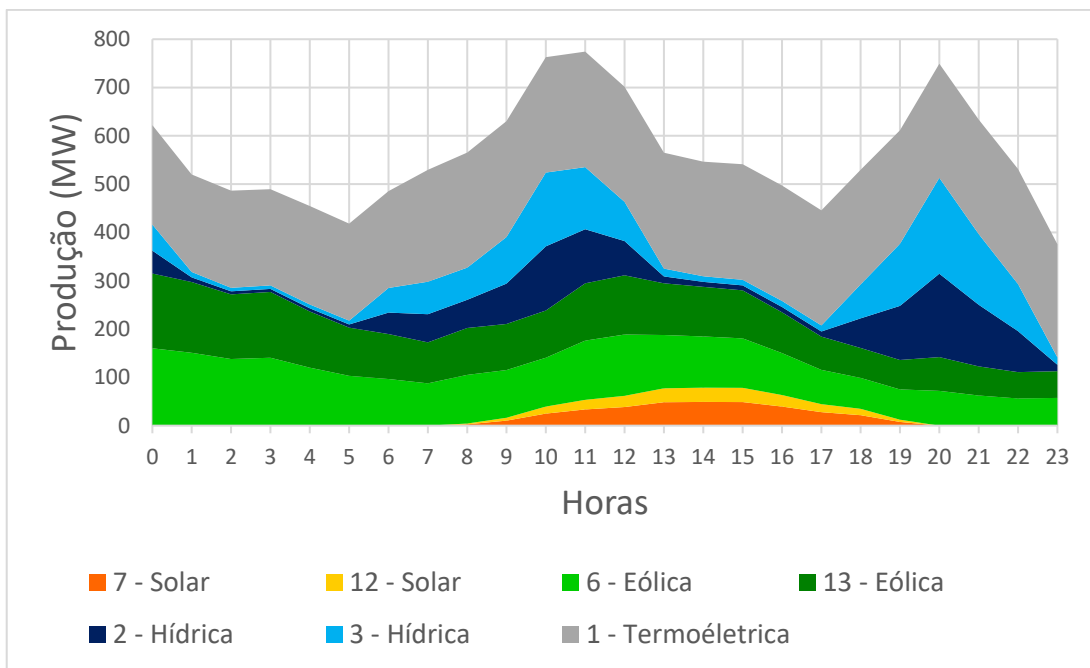


Figura 60 - Perfil de geração completo adaptado de [35] para o dia 07/04/2020

Perfis de consumo

À semelhança dos perfis de geração, também os perfis de consumo foram baseados em dados reais de consumo para o mesmo dia, 07/04/2020, retirados também de [35], e foram adaptados à escala com base nos consumos utilizados em [34], de onde foi retirado o corpo da rede IEEE 14. O consumo adaptado pode ser observado na Figura 61. Como foi dito anteriormente existem dois tipos de consumidores presentes na rede, industriais e residenciais, que possuem em si perfis de geração distintos, que vão ser abordados em seguida, de modo a fazer uma distribuição realista pelos barramentos de consumo da rede.

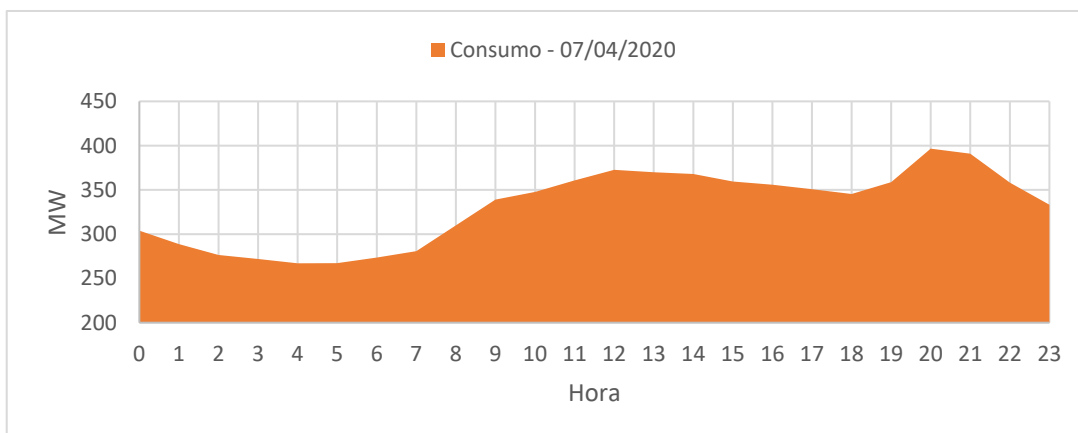


Figura 61 - Perfil de consumo da rede IEEE 14, 07/04/2020

Relativamente aos consumidores residenciais, estes apresentam tipicamente um perfil definido por dois picos, um durante a manhã e outro ao fim do dia, sendo este último mais pronunciado. Estes consumidores estão localizados na rede de distribuição, nos barramentos 10, 11 e 12.

Quanto aos consumidores industriais, o perfil de consumo destes é representado por uma elevação acentuada no horário de trabalho. Estão presentes consumidores industriais na rede de transporte nos barramentos 4 e 5, e na rede de distribuição encontram-se nos barramentos 6, e 8 a 13.

Os valores utilizados foram adaptados de [34] para corresponder ao perfil de consumo do dia 07/04/2020. Relativamente à potência reativa é considerado um fator de potência tal que $tg(\varphi) = 0,4$. Na Figura 62 encontra-se representado o consumo de potência ativa e reativa para o dia anteriormente referido. Os consumos discriminados por barramento encontram-se em Anexos 3.2.

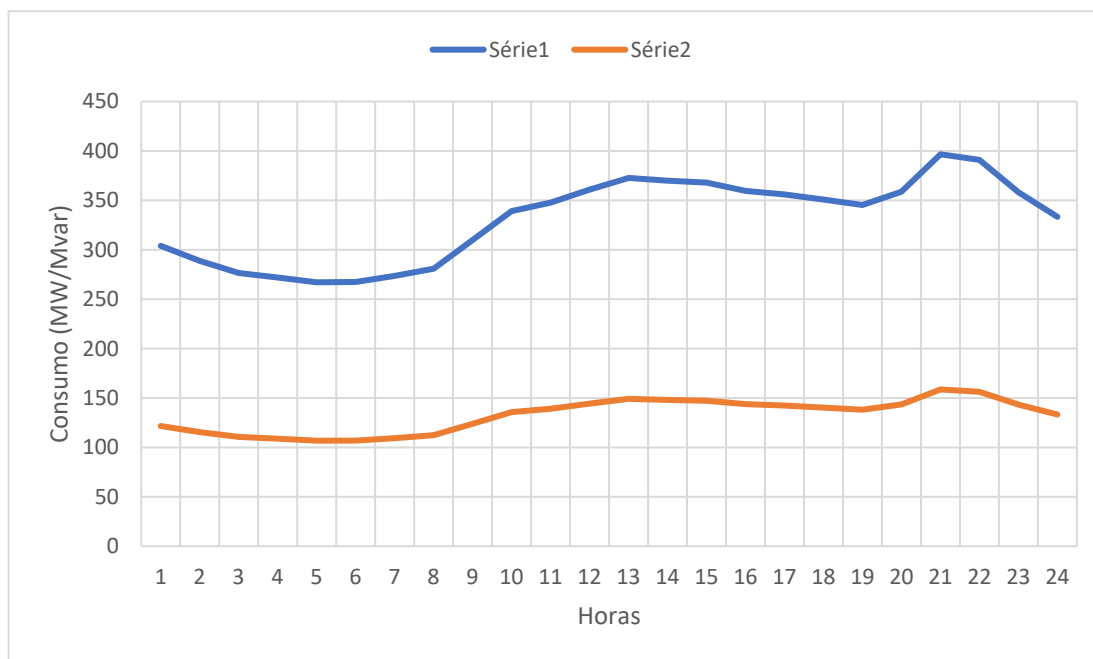


Figura 62 - Perfil de consumo de potência ativa e reativa adaptado de 07/04/2020

Parâmetros de Simulação

Após caracterizada a rede IEEE 14, é necessário definir os parâmetros sobre os quais a metodologia vai ser aplicada no que concerne limites de operação das

tensões nodais e sobrecargas nos transformadores e linhas, tendo-se considerado o seguinte:

- $S_{i-j} \in [0, 100]\%$, em cada linha e transformador $i-j$;
- $|V_b| \in [0.95, 1.05]pu$, em cada barramento b ;
- Consumos a 100%;
- 100000 amostras aleatórias.

Quanto aos degraus de flexibilidade dos recursos flexíveis, a nível de potência ativa estes vão variar entre 0 e a potência máxima, com exceção dos recursos solar fotovoltaicos em que varia entre 10% da produção máxima e a respetiva produção máxima para a dada hora, esta limitação deve-se ao inversor, pois o rendimento é reduzido abaixo dos 10%. Relativamente à potência reativa, esta vai ser explorada ao máximo dentro dos limites de flexibilidade da respetiva FPU. Os degraus de flexibilidade dos diferentes tipos de FPUs presentes na rede estão resumidos na Tabela 11.

Tabela 11 - Degraus de flexibilidade, rede IEEE 14

Recurso	Nível de flexibilidade (%)	
Eólico	P_injetado	[0; 100]
	Q_injetado	[-35; 35]
Solar fotovoltaico	P_injetado	[10; 100]
	Q_injetado	[-40; 35]
Hidroelétrica	P_injetado	[0; 100]
	Q_injetado	-
Termoelétrica	P_injetado	[0; 100]
	Q_injetado	-

As percentagens de nível de flexibilidade injetada para a potência reativa são referentes à potência ativa que foi produzida. Para o valor aleatório entre 0 e a produção máxima para a dada hora de ativa (P_injetado) é possível produzir entre -35% e 35% desse valor em potência reativa, para o caso da eólica. Dado que os barramentos onde estão contidos os recursos termoelétricos e hidroelétricos são do tipo $P|V|$, o valor de reativa não é especificado, sendo determinado pelo transito de energia efetuado no software PSS/E.

4.5.2 Avaliação da flexibilidade – Base

Antes de avaliar a região de flexibilidade pelas métricas enunciadas anteriormente, é necessário estabelecer a região de flexibilidade na interface TSO-DSO. À semelhança do que foi feito na primeira parte do trabalho, vai ser determinada a flexibilidade presente na interface TSO-DSO, ficando apenas os pontos de funcionamento operacionais que são praticáveis pela rede e é então estabelecida a região de flexibilidade da interface TSO-DSO. Para ilustrar os resultados é utilizado o cenário de ponta para as 12h00, estando os restantes considerados relevantes nos Anexos respetivamente indicados quando necessário. Na Figura 63, é possível observar esta região a vermelho, sendo que a cinzento estão as amostras todas a que a rede foi exposta. A região a vermelho representa as amostras que são exequíveis pela rede e que constituem os pontos de funcionamento operacionais.

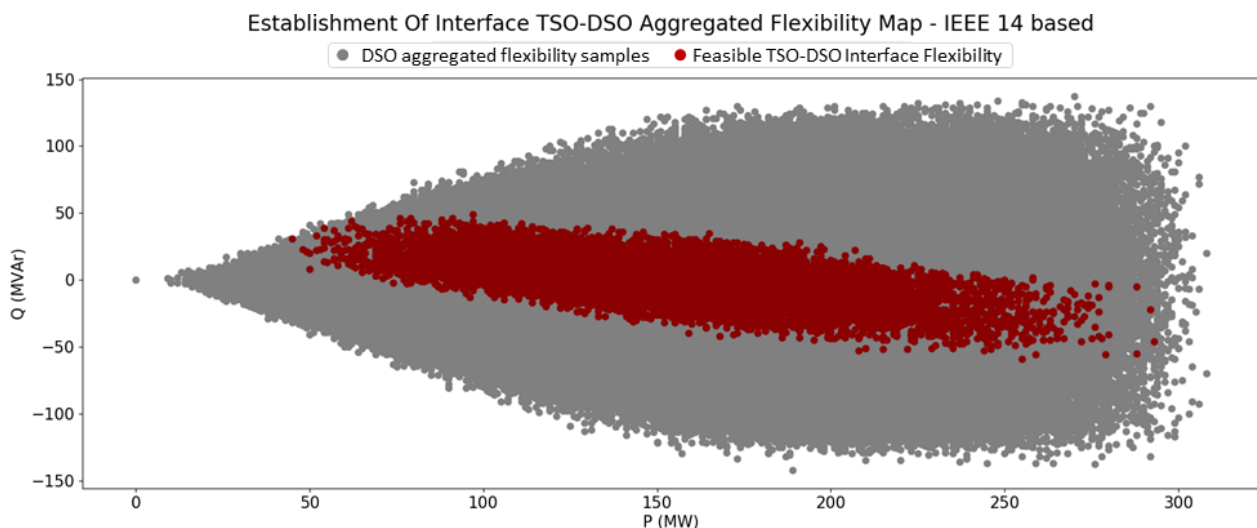


Figura 63 - Estabelecimento da região de flexibilidade da interface TSO-DSO, rede IEEE 14, hora 12h00

As amostras aleatórias para a rede de distribuição, são compostas por pontos de operação de cada uma das FPU's contidas nesta, e estão limitadas pelo diagrama PQ do respetivo recurso. É possível observar na Figura 64 os diagramas PQ utilizados para as amostras.

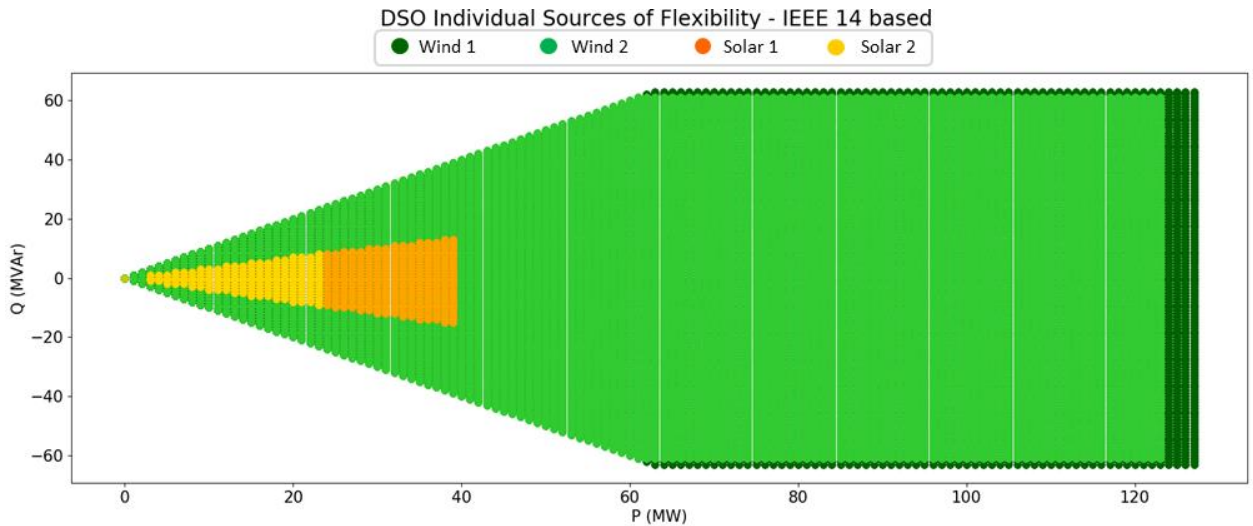


Figura 64 - Fontes individuais de flexibilidade para a rede baseada em IEEE 14, hora 12h00

Embora as amostras do ponto de funcionamento operacional resultem de combinações de pontos contidos dentro dos limites de potência ativa e reativa das diferentes FPU, não significa que determinada amostra, seja praticável pela rede (como se observa na Figura 65). Esta figura ilustra os pontos dentro dos limites do diagrama PQ das FPU que em determinada combinação, são exequíveis pela rede.

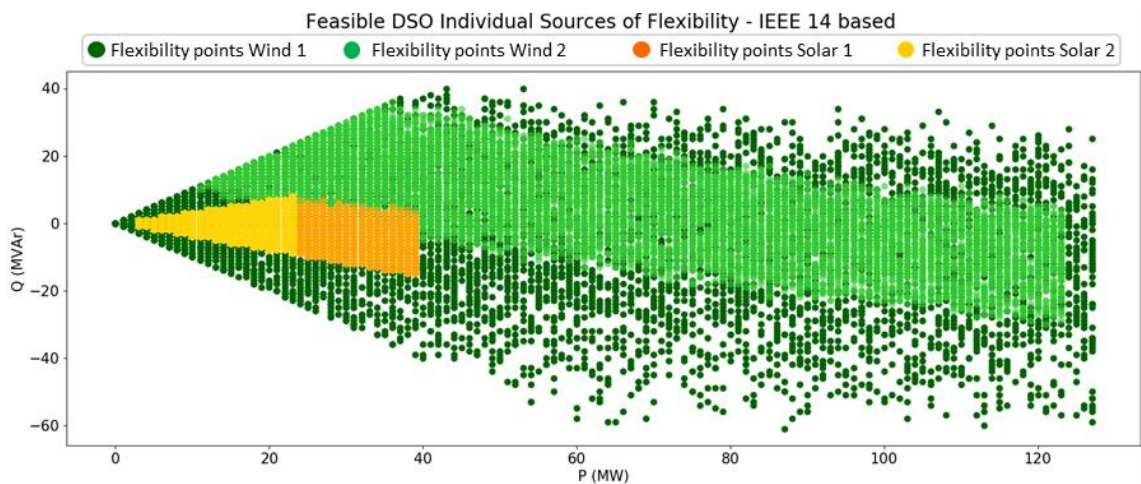


Figura 65 - Pontos das fontes individuais de flexibilidade praticáveis pela rede baseada em IEEE 14

4.5.3 Avaliação da flexibilidade – LCOE

A primeira métrica sobre a qual se vai avaliar a flexibilidade na interface TSO-DSO, consiste na valorização do custo do ponto de operação. Posteriormente ao estudo efetuado sobre o LCOE, é possível quantificar monetariamente o custo de produzir um determinado ponto de funcionamento operacional da rede. Recordando que este ponto de funcionamento operacional é dado pelo somatório da produção das FPU's presentes na rede de distribuição, é então feito o somatório dos custos individuais da produção que cada FPU contribuí para o dado ponto. Foram considerados os seguintes custos LCOE para este caso:

- Termoelétrica - 90 €/MWh
- Hidroelétrica - 30 €/MWh
- Eólica - 60 €/MWh
- Solar fotovoltaico - 50 €/MWh

Calculado o custo do ponto de funcionamento operacional, é então dividida a região de flexibilidade em quatro sub-regiões de intervalos de custo diferentes. É possível observar as mesmas na Figura 66. Sendo que os recursos presentes na rede de distribuição tem LCOEs muito idênticos, as sub-regiões apresentam um formato uniforme, tomando o ponto de funcionamento operacional um custo mais elevado à medida que a produção na rede de distribuição aumenta.

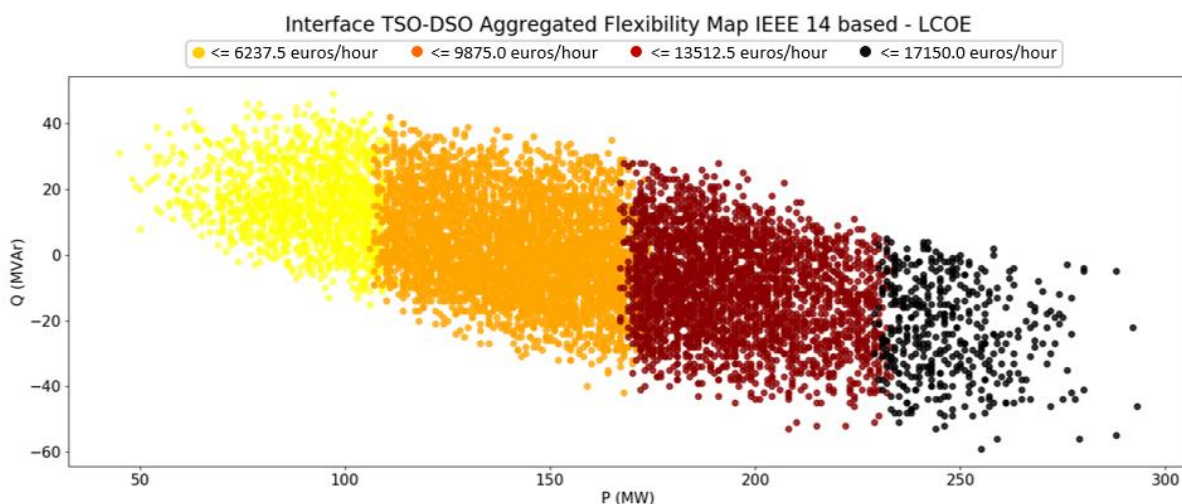


Figura 66 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em sub-regiões de custo LCOE, rede IEEE 14, 12h00

Foram obtidas 23 regiões de flexibilidade para as restantes 23 horas, e encontram-se em Anexos 3.3 para as horas 02h00, 06h00, 12h00, 18h00 e 22h00, tendo todas uma distribuição idêntica das diferentes regiões de custo, apresentando um custo mais elevado com o aumento da produção por parte da rede de distribuição. Tendo em vista a experiência do leitor são apresentados nos Anexos apenas os mapas de flexibilidade das horas enunciadas anteriormente, pois são aqueles onde é possível observar mais diferenças, devido à flexibilidade disponível nas respetivas horas.

Após efetuar simulações para os 24 cenários, que compõem o espectro temporal de 24 horas (*day ahead*), estamos em posição de utilizar os *outputs* da metodologia para efetuar um planeamento operacional com a função objetivo de minimização do custo. Este planeamento consiste em encontrar o ponto de funcionamento operacional da rede, ou seja, a combinação de recursos exequíveis pela rede, para cada uma das horas, que minimize o custo de operar a rede. Recordando a Figura 60 e Figura 61, observamos que para as 12h00, a produção máxima que tínhamos disponível era de 701,5 MW, e o consumo de 372,7 MW, através da metodologia é possível determinar a produção total que minimiza o custo de eletricidade necessária para assegurar a alimentação dos consumidores nas 24 horas. Na Figura 67 é possível observar três curvas que representam o custo de produção necessário para assegurar os consumos da rede. A curva a azul representa o custo mínimo com o qual é possível operar a rede dentro dos limites de segurança e qualidade. Ainda no sentido de comparar num caso prático o paradigma da produção convencional com a produção distribuída, foram traçadas duas curvas, a laranja em que está representado o custo a cada hora num cenário que maximizou a produção por parte da rede de transporte (produção convencional), e a verde o cenário em que se maximizou a produção por parte da rede de distribuição (produção descentralizada), Figura 67.

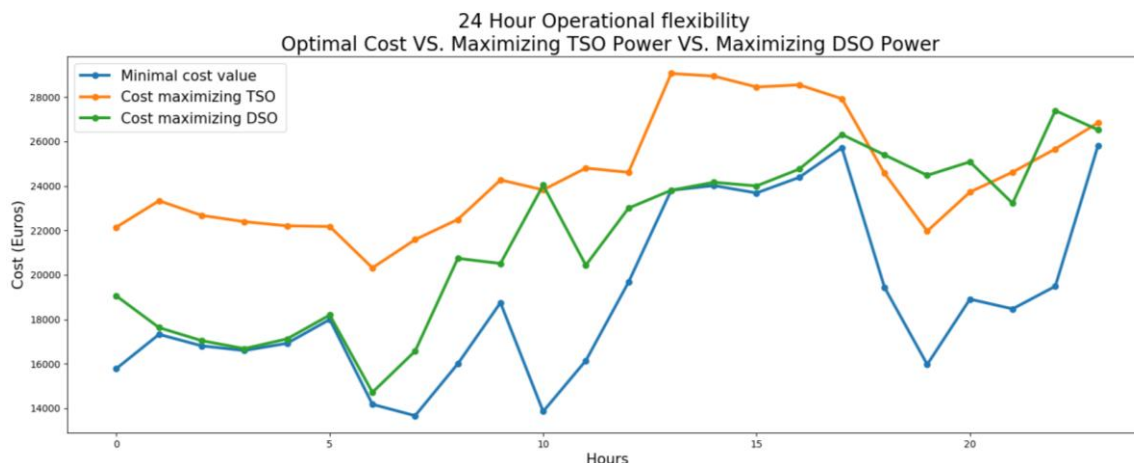


Figura 67 - Planeamento operacional 24 horas em função do custo LCOE

Por observação da Figura 67, é possível aferir que para este estudo de caso, existe uma quantidade significativa de horas para as quais o custo otimizado não coincide com a maximização da produção descentralizada. Ainda assim é notória a relação de proximidade entre o custo mínimo, e a maximização da produção por parte da rede de distribuição. De modo a explorar mais este cenário otimizado elaborou-se a Figura 68 que ilustra a contribuição de cada fonte para cada uma das horas, no planeamento operacional que minimiza o custo LCOE (curva azul, Figura 67).

Stacked Resources - Optimal LCOE Cost Operational Planning 24 Hours

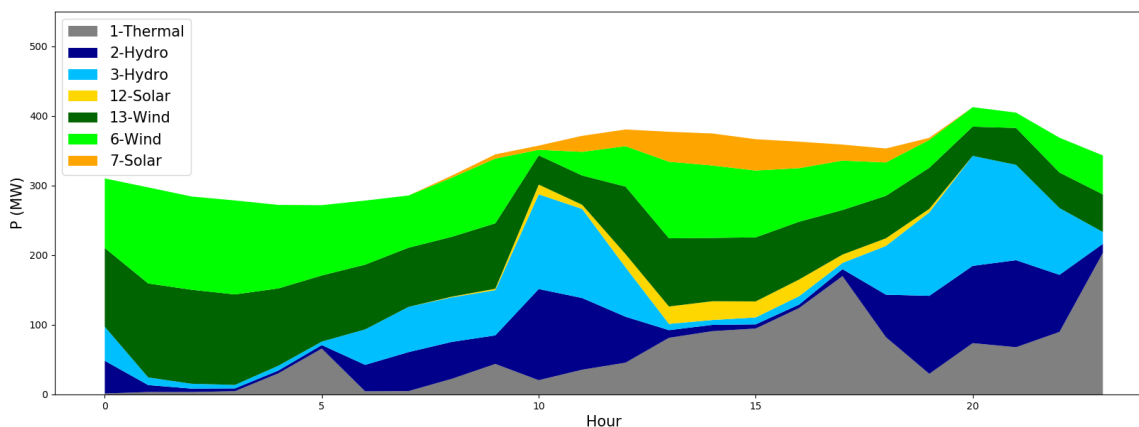


Figura 68 - Contribuição de cada fonte em cada hora do planeamento operacional para o cenário de LCOE mínimo

Naturalmente, a combinação de recursos que compõe o ponto de funcionamento operacional para cada hora é aquela que maximiza a contribuição dos recursos com LCOE mais baixo, minimizando a contribuição da central

termoelétrica, que tem um LCOE mais elevado. Como é possível observar na Figura 69. O cenário representado pela curva a laranja (maximização da produção por parte da rede de transporte) é fortemente composto por produção pela central termoelétrica, tipicamente este tipo de fontes de produção ligam-se à rede de transporte, Figura 69.

Stacked Resources - Maximizing TSO LCOE Cost Operational Planning 24 Hours

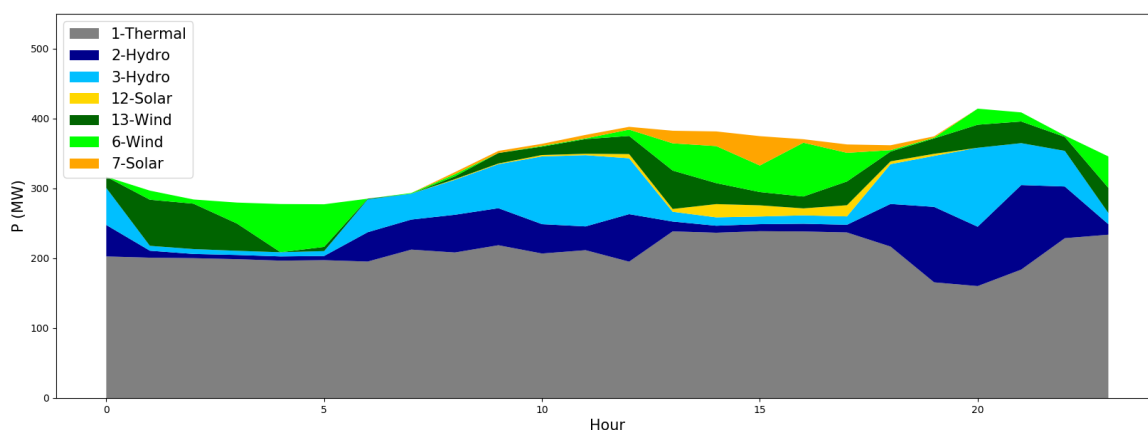


Figura 69 - Contribuição de cada fonte em cada hora do planeamento operacional para o cenário de LCOE em que se maximiza a contribuição da rede de transporte

Ainda assim é notória a dependência da rede, por parte dos recursos localizados na rede de transporte bem como na rede de distribuição, sendo que nunca foi praticável pela rede um ponto de funcionamento operacional que fosse composto apenas por parte da rede de distribuição, sendo o cenário de custo otimizado composto fortemente por ambas a partes. É possível consultar os perfis de geração representados na Figura 68 e Figura 69 em formato de tabela em Anexos 3.3 na Tabela 18 e Tabela 19 respetivamente.

Deste modo fica evidenciada a capacidade da metodologia na ótica de planeamento operacional considerando uma função objetivo (neste caso de minimização de custo) como sendo uma ferramenta de auxílio aos operadores de rede, quantificando a contribuição ideal de cada fonte hora a hora na operação da rede.

4.5.4 Avaliação da flexibilidade – Perdas técnicas (Ativa)

Em seguida é feita a valorização da região de flexibilidade na interface TSO-DSO segundo a métrica de perdas de potência ativa. À semelhança do que foi feito em 4.5.3, a região de flexibilidade praticável da interface TSO-DSO vai ser

dividida em quatro sub-regiões de diferentes intervalos de perdas de potência ativa na rede de distribuição. Este mapa de flexibilidade encontra-se na Figura 70.

Interface TSO-DSO Aggregated Flexibility Map IEEE 14 based - Active Power Losses hour 12

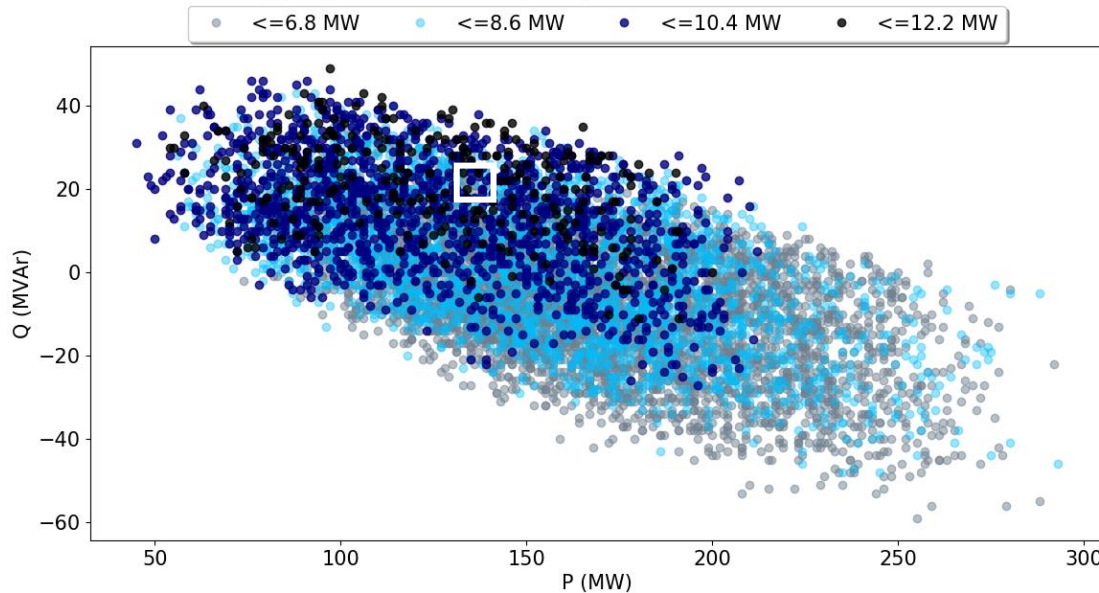


Figura 70 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em regiões de perda de potência ativa diferentes, rede IEEE 14 adaptada, 12h00

Por observação da Figura 70, vemos de imediato que existe imensa sobreposição entre pontos com diferentes níveis de perdas de potência ativa. O que nos permite aferir que é possível operar a rede com níveis de produção idênticos, fazendo a escolha que minimiza as perdas. Ao contrário do cenário em que se avalia a métrica do LCOE no qual as pontos de funcionamento operacionais aumentavam de custo com o aumento da produção, quando fazemos a valorização das perdas técnicas da região de flexibilidade da interface TSO-DSO podemos escolher um ponto de funcionamento operacional seja em que gama de produção de potência ativa for, que seja o mais eficiente possível na minimização de perdas. A Figura 71 é a região ampliada que está selecionada na Figura 70, onde é possível observar ao pormenor a quantidade de pontos com diferentes níveis de perdas de potência ativa que representam produções semelhantes por parte da rede de distribuição.

Interface TSO-DSO Aggregated Flexibility Map IEEE 14 based - Active Power Losses hour 12

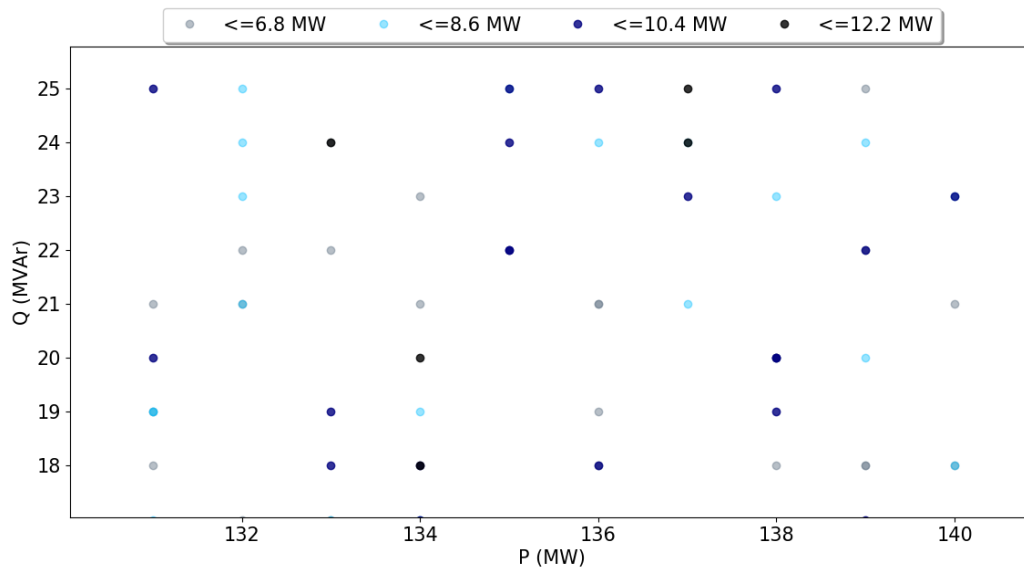


Figura 71 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividido em regiões de perdas de potência ativa diferentes ampliada, rede IEEE 14 adaptada, 12h00

Na Figura 72 é possível observar com mais detalhe cada uma das sub-regiões individualmente.

Os pontos de funcionamento operacionais do mapa de flexibilidade da interface TSO-DSO são compostos pelas FPU's da rede de distribuição, e também as sub-regiões de diferentes intervalos de perdas são referentes apenas à rede de distribuição. Posto isto, o facto de que os pontos de funcionamento operacionais com níveis de potência ativa mais reduzida (por parte da rede de distribuição) serem aqueles com níveis de perdas na rede de distribuição mais elevados (sub-região a azul claro e cinzento, Figura 70 e Figura 72), indica-nos que a produção centralizada tem um impacto negativo direto nas perdas da rede de distribuição. Naturalmente associado a este fenómeno, a sub-região com menos perdas na rede de distribuição é aquela que incorpora uma quantidade considerável de produção por parte da rede de distribuição. O que nos permite concluir que para este estudo de caso, produção mais perto dos consumidores contribuiu para a minimização de perdas na rede de distribuição. No planeamento operacional efetuado em seguida é avaliada a mesma questão, desta vez referente às perdas na rede elétrica completa.

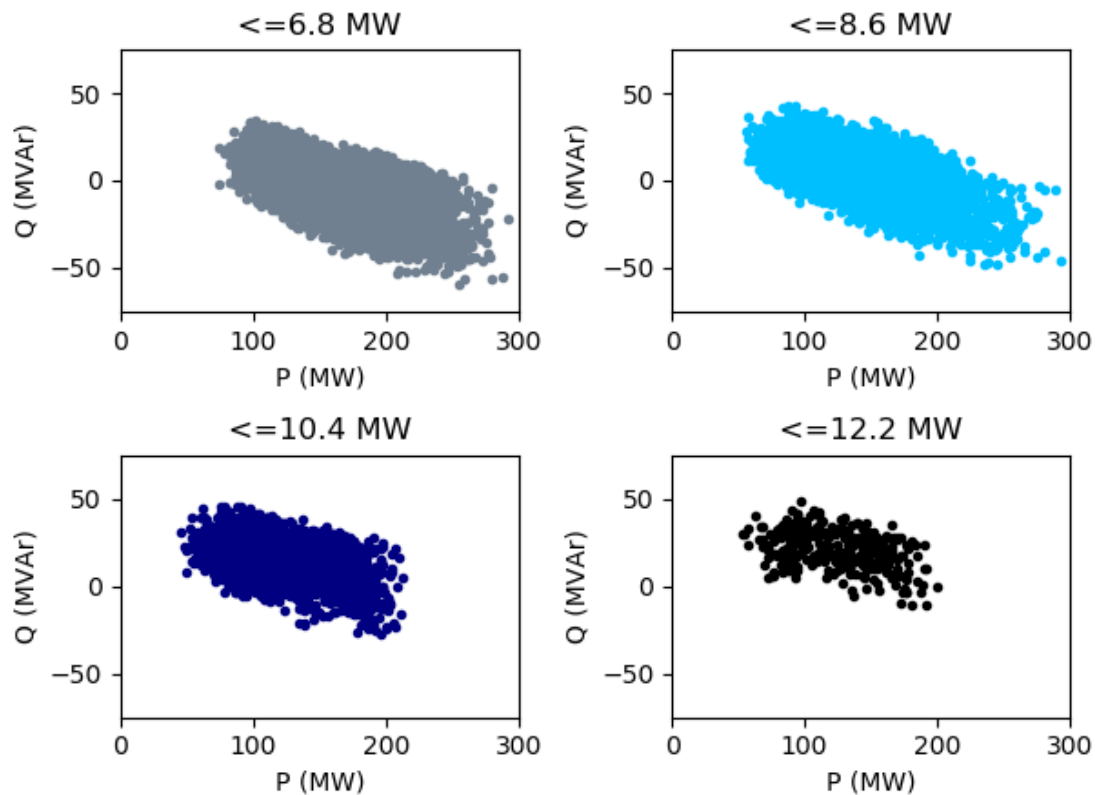


Figura 72 - Sub-regiões de flexibilidade na interface TSO-DSO de diferentes valores de perdas de potência ativa

Com vista em minimizar as perdas na rede elétrica, é desenvolvido um planejamento operacional no espectro 24 horas, onde é escolhido o ponto de funcionamento operacional que minimiza as perdas de potência ativa na rede, Figura 73.

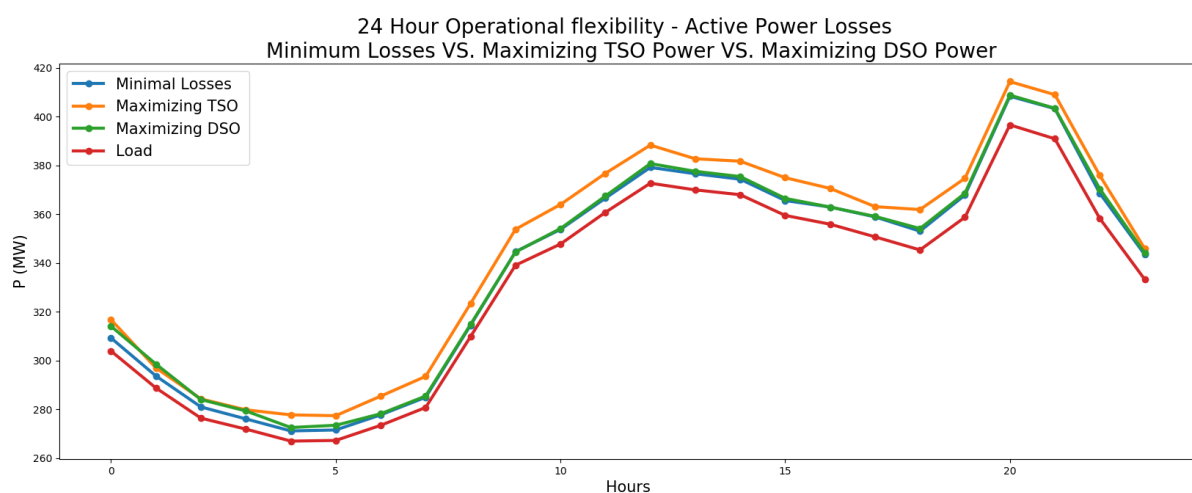


Figura 73 - Planejamento operacional em função de perdas de potência ativa na rede

Na Figura 73, estão ilustradas quatro curvas, que representam o planejamento operacional 24 horas que minimiza as perdas na rede elétrica (Azul), o planejamento 24 horas em que é maximizada a injeção de potência por parte da rede de transporte (Laranja) e o planejamento que resulta da maximização da injeção de potência na rede por parte da rede de distribuição, bem como o perfil de consumo. O intervalo entre o consumo e o perfil de geração que minimiza perdas é devido às perdas na rede de distribuição. Por observação da Figura 73, é possível constatar a relação de proximidade entre o planejamento que minimiza perdas na rede elétrica e o que maximizou os recursos presentes na rede de distribuição, o que nos leva a questionar se existira uma relação entre a presença de recursos no sistema de distribuição e a minimização de perdas na rede elétrica? De forma a averiguar a relação de proximidade que se observa na Figura 73 traçou-se os dois perfis de geração com a contribuição de cada recurso que originou os diferentes pontos de funcionamento operacionais, Figura 74 e Figura 75.

Stacked Resources - Minimal Active Power Losses Operational Planning 24 Hours

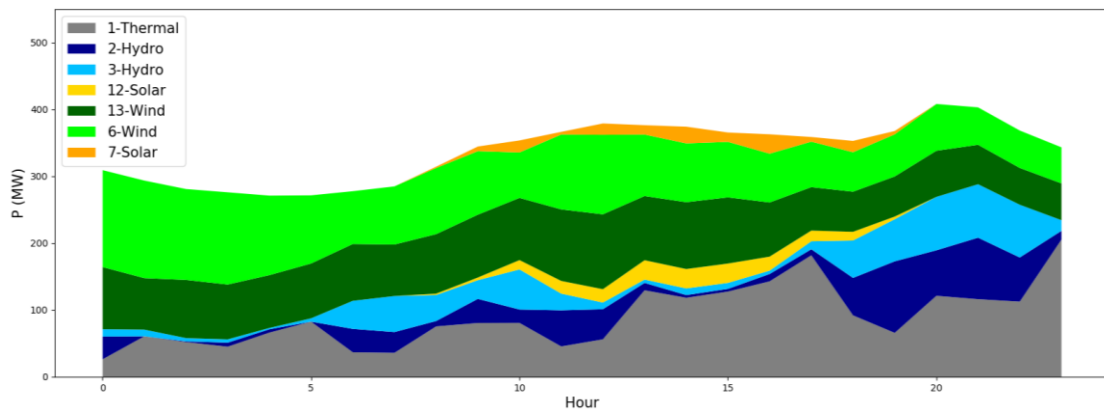


Figura 74 - Contribuição de cada fonte em cada hora do planejamento operacional para o cenário de perdas em que se minimiza as perdas de potência ativa na rede elétrica

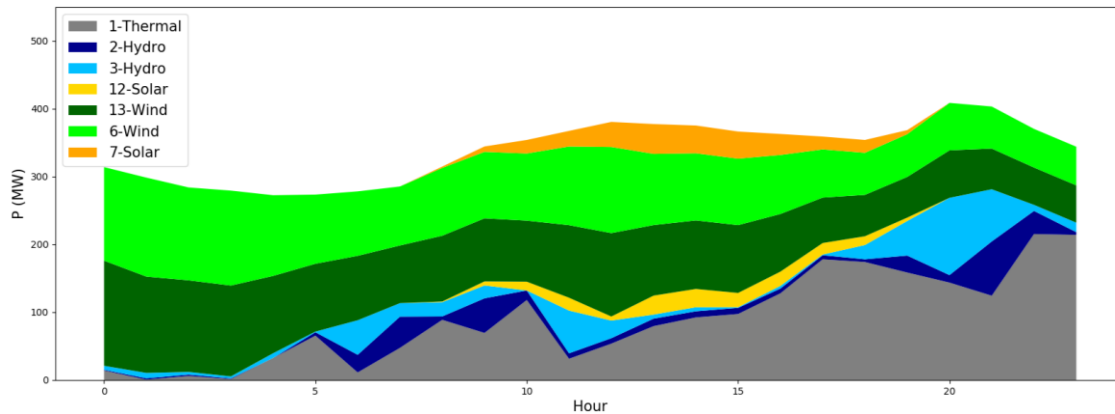


Figura 75 - Contribuição de cada fonte em cada hora do planeamento operacional para o cenário de perdas em que se maximiza a contribuição da rede de distribuição

Ao observar a Figura 74 e Figura 75, é possível verificar a relação de proximidade dos pontos de funcionamento operacionais entre os cenários de minimização de perdas e maximização da potência injetada pela rede de distribuição, no entanto é importante salientar a presença dos recursos presentes na rede de transporte em ambos os cenários, com especial contribuição no cenário de minimização de perdas.

Ainda no sentido de comparar os três cenários representados na Figura 73, foram efetuados os somatórios de perdas de potência ativa técnicas durante as 24 horas, para os respetivos três cenários, perdas estas que podem ser observadas na Tabela 12. Embora que as perdas em cada hora pareçam relativamente pequenas face à potência que transita na rede ou até à energia produzida, quando feita a adição das mesmas ao longo do dia, toma proporções significativas e ilustra a necessidade de otimização da rede elétrica na redução de perdas. A diferença entre as perdas do cenário em que se maximiza a produção por parte da rede de transporte e do cenário de minimização de perdas é bastante significativa, e elucida aquilo que é possível otimizar através da integração e gestão otimizada dos RES presentes na rede de distribuição. O cenário de maximização de produção por parte da rede de distribuição apresenta uma melhoria significativa face à maximização da produção por parte do TSO, ainda assim não é a melhor otimização possível. Estes resultados revelam mais uma vez as potencialidades da metodologia na otimização da rede na ótica do planeamento operacional, bem como

evidencia o impacto positivo de uma produção distribuída com estudo e integração prévia.

As perdas para cada hora que dão origem ao somatório, para cada cenário estão contidas em Anexos 3.4 na Tabela 20.

Tabela 12 - Total de perdas de potência ativa técnicas em 24 horas para os cenários estudados

Total de perdas de potência ativa (técnicas) em 24 horas	
Cenário	Energia Total (MWh)
Minimização de perdas	73,05
Maximização do DSO	84,03
Maximização do TSO	102,47

À semelhança do cenário anterior tendo em vista a experiência do leitor são apresentados em Anexos 3.4 apenas os mapas de flexibilidade das horas 02h00, 06h00, 12h00, 18h00, 22h00, pois são aqueles onde é possível observar mais diferenças, devido à flexibilidade disponível nas respetivas horas. É possível consultar os perfis de geração representados na Figura 74 e Figura 75 em formato de tabela em Anexos 3.4 na Tabela 21 e Tabela 22 respetivamente.

4.5.5 Avaliação da flexibilidade – Tempo de ativação

A terceira métrica utilizada para realizar a valorização da região de flexibilidade da interface TSO-DSO consiste em dividir a mesma em sub-regiões de diferentes tempos de ativação do ponto de funcionamento operacional. Dado que para operar a rede é necessário produção na rede de distribuição e na rede de transporte simultaneamente, o tempo de ativação tem em consideração a rede como um só elemento, sendo que este tempo representa o tempo necessário para ir de 0 até ao ponto de funcionamento operacional na rede de distribuição e na rede de transporte simultaneamente. Os valores de *ramp rate* utilizados para o tempo de ativação dos diferentes recursos presentes na rede IEEE 14 adaptada estão discriminados na Tabela 13.

Tabela 13 - Tempo de ativação utilizados, rede IEEE 14

Bus	Recurso	Ramp rate	
		% Potencia nominal/min	MW/min
1	Termoelétrica	4	9,6
2	Hidroelétrica	50	87,5
3	Hidroelétrica	50	100
6	Eólica	25	40
7	Solar	100	50
12	Solar	100	30
13	Eólica	25	38,75

Após definir os tempos de ativação estamos em posição de dividir a região de flexibilidade na interface TSO-DSO, que está ilustrada na Figura 76. Devido à sobreposição das diferentes sub-regiões, é possível observar cada uma das sub-regiões repartidas por 4 diferentes mapas na Figura 77.

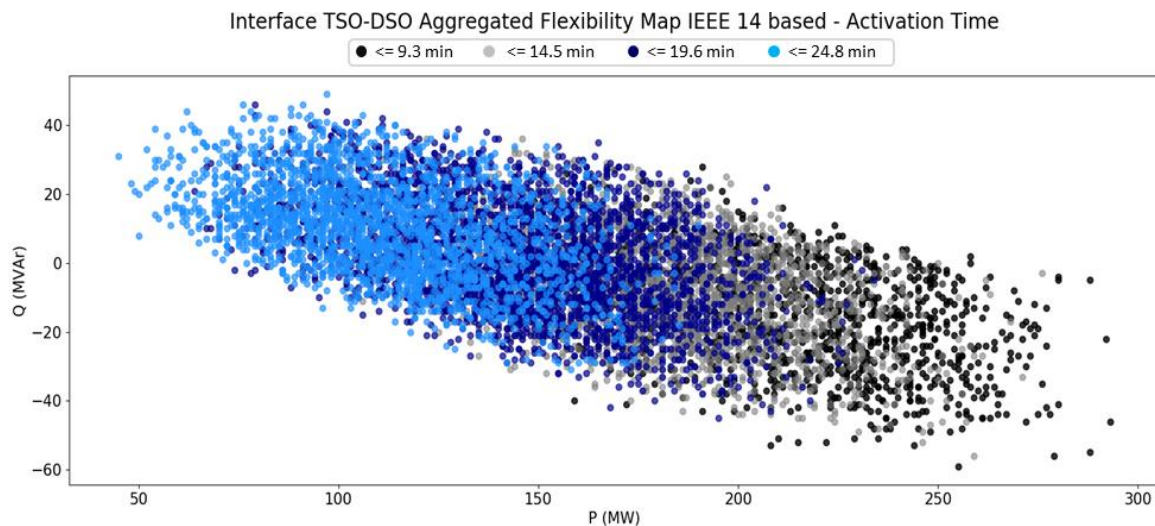


Figura 76 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em regiões de tempos de ativação diferentes, rede IEEE 14, 12h00

Na valorização desta métrica existe também sobreposição de pontos de operação, estando o tempo de ativação dependente dos recursos e respetiva contribuição, que originam o ponto de funcionamento operacional. O facto de existirem sobreposições de sub-regiões é indicativo de que existem pontos de operação com tempos de ativação diferentes que produzem o mesmo nível de potência. Como tal uma das utilidades da região de flexibilidade da interface TSO-DSO dividida em sub-regiões de tempo de ativação surge como ferramenta de apoio

na eventualidade de uma contingência na rede, em que seja necessário aos operadores de rede operar a rede de outra forma. Através deste mapa e respetiva base de dados é possível os operadores de rede escolherem outro ponto de funcionamento operacional que seja o mais rápido possível de atingir, causando o menor constrangimento possível na operação da rede. Na Figura 77, encontram-se as 4 diferentes regiões de flexibilidade em separado de modo a ser mais perceptível a região PQ que ocupam. Ao analisar a Figura 77, é possível notar que os pontos de funcionamento de potência ativa mais elevada, são os mais rápidos de atingir, provavelmente devido à reduzida contribuição da central termoelétrica nos mesmos, dado que esta é a que possui o *ramp rate* mais baixo.

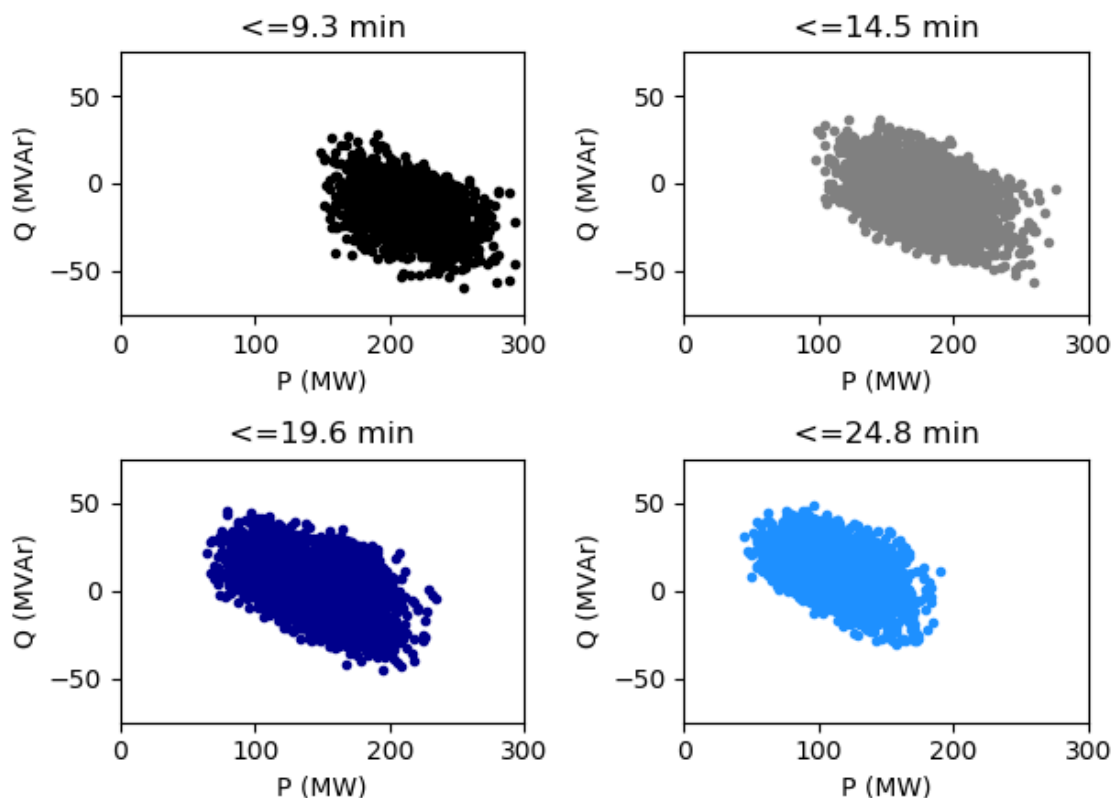


Figura 77 - Sub-regiões de flexibilidade na interface TSO-DSO de diferentes tempos de ativação

No seguimento foi desenvolvido um planeamento operacional à semelhança das duas métricas anteriores, sendo que este tem como valor, o ponto de funcionamento operacional mais rápido de atingir a cada hora, que os operadores de rede tem à disposição na eventualidade de uma contingência. Ao contrário dos planeamentos segundo as duas métricas anteriores, o valor deste está em oferecer pontos de funcionamento operacionais alternativos, e a conceder

informação sobre o tempo de ativação do mesmo. O perfil de geração deste planejamento encontra-se na Figura 78.

Stacked Resources Fastest Operating Point - Operational Planning 24 Hours

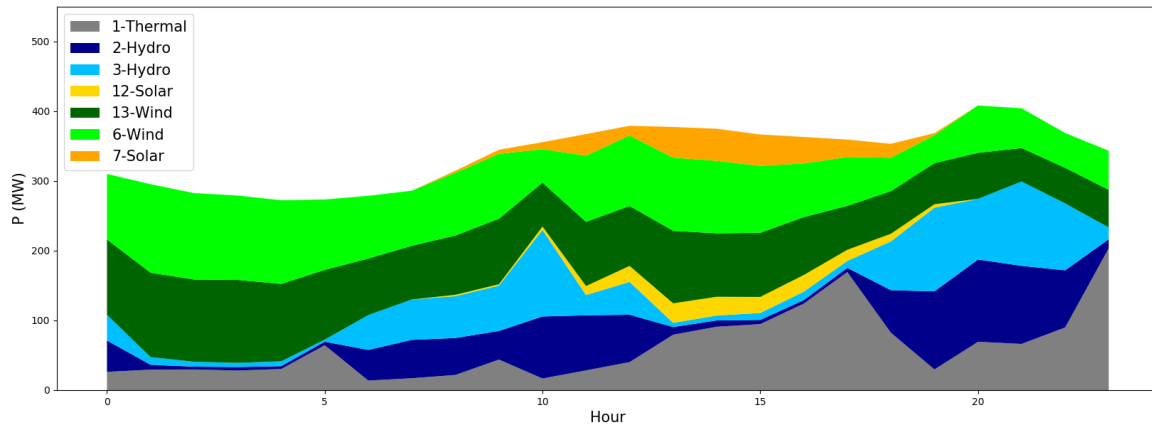


Figura 78 - Contribuição de cada fonte em cada hora do planejamento operacional para a métrica que minimiza o tempo de ativação do ponto de funcionamento operacional

Como era expectável, o perfil de geração do ponto de funcionamento operacional mais rápido de atingir a cada hora, é aquele que maximiza a contribuição dos recursos com *ramp rate* mais elevado, sendo estes solar fotovoltaico e hidroelétrica. Por último é notável a potencialidade da metodologia no processo de apoio à decisão aos operadores de rede na eventualidade de uma contingência. Ao fornecer aos operadores de rede o tempo que o ponto de funcionamento demora a ser atingido também permite a estes ter muito mais controlo e coordenação na gestão da rede.

Há semelhança do cenário anterior tendo em vista a experiência do leitor são apresentados em Anexos 3.5 apenas os mapas de flexibilidade das horas 02h00, 06h00, 12h00, 18h00, 22h00, pois são aqueles onde é possível observar mais diferenças, devido à flexibilidade disponível nas respetivas horas. É possível consultar o perfil de geração representado na Figura 78 em formato de tabela em Anexos 3.5 na Tabela 23.

4.6 Análise de resultados e conclusões

A metodologia tornou possível a identificação da região de flexibilidade na interface TSO-DSO, bem como a divisão e valorização da mesma em sub-regiões consoante as métricas, *LCOE*, perdas de potência ativa e tempo de ativação do ponto de funcionamento operacional *ramp rate*.

A primeira conclusão que é possível retirar é referente à sobreposição das diferentes sub-regiões, nos cenários em que se valorizou as perdas de potência ativa e o *ramp rate*. Esta sobreposição de pontos, é indicativa de que existem pontos de funcionamento operacionais que representam a mesma injeção de potência na rede, e que representam perdas de potência ativa, ou tempo de ativação diferentes, permitindo assim fazer a melhor escolha, ou aquela que se adequa mais às necessidades, sejam elas minimização de perdas, ou escolha de um ponto de funcionamento operacional alternativo para dar resposta o mais rápido possível a uma contingência na rede.

Outra conclusão que foi possível retirar dos mapas de flexibilidade da interface TSO-DSO quando valorizados sobre a métrica das perdas de potência ativa, foi a capacidade destes de evidenciar a minimização de perdas quando a rede é operada e gerida segundo o paradigma da produção descentralizada. Os pontos de funcionamento operacionais da interface que representavam uma produção de potência ativa mais reduzida, isto é uma redução da contribuição dos RES presentes na rede de distribuição e por consequência aumento da contribuição por parte da rede de transporte (cenário mais coincidente com o de produção centralizada), eram os que apresentavam mais perdas de potência ativa na rede de distribuição.

Relativamente à métrica de valorização da região de flexibilidade *LCOE*, devido à semelhança de *LCOE* dos recursos presentes na rede de distribuição, não foi possível observar sobreposições de pontos que representam injeção de potência semelhantes.

Relativamente ao planeamento operacional, começando pela métrica de *LCOE*, a metodologia mostrou ser capaz de realizar um planeamento operacional sobre a função objetivo de minimização de custos de geração de eletricidade.

Quanto ao planeamento operacional segundo a métrica de perdas técnicas de potência ativa, relevou também ser capaz de realizar um planeamento sobre a função objetivo de minimização de perdas de potência ativa na rede elétrica (rede de transporte e rede de distribuição), bem como evidenciar a necessidade da integração de recursos na rede de distribuição e seguir o caminho da produção descentralizada na rede elétrica, para o estudo de caso em questão.

Por último, o planeamento feito segundo a métrica do tempo de ativação do ponto de funcionamento operacional evidenciou a utilidade do mesmo para os operadores de rede, dado que oferece o ponto de funcionamento mais rápido de atingir a cada hora, concedendo aos operadores de rede melhor capacidade de resposta e coordenação na eventualidade de uma contingência.

Em suma, conclui-se que as soluções entregues por parte da metodologia, sejam estas a exploração da flexibilidade na interface TSO-DSO e a nível nodal, bem como os diferentes planeamentos operacionais, revelam a flexibilidade na interface TSO-DSO, bem como permitem otimizar o planeamento operacional da rede num espetro de 24 horas (*day ahead*). Como tal considera-se que a metodologia apresentou eficácia na otimização da rede de distribuição, revelou ser uma forte ferramenta de planeamento e permite também a troca de informações relativas à flexibilidade para uma dada hora entre operadores de rede sem expor topologias de rede, ou informações confidenciais. A metodologia evidenciou também para este estudo de caso, as vantagens da integração dos RES presentes na rede de distribuição, especialmente na eficiência da mesma quanto há redução de perdas na rede elétrica.

5 Conclusões

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões referentes à realização da dissertação e indicadas propostas de trabalho futuro.

5.1 Conclusões

De modo a fazer face às exigências crescentes de descarbonização do sistema elétrico, bem como responder ao aumento do consumo energético e garantir maior flexibilidade na operação e gestão da rede, é necessário que se faça a integração dos RES existentes na rede de distribuição bem como estudar o impacto dos mesmos na rede, explorar a flexibilidade disponibilizada pelos RES presente na interface TSO-DSO e partilhar esta entre operadores de rede.

De modo a alcançar estes objetivos foi necessário desenvolver uma metodologia para determinar a região de flexibilidade na interface TSO-DSO, de modo a que seja aplicável a qualquer rede.

A metodologia consiste em gerar um grande número de amostras aleatórias compostas por pontos de operação das FPU's presentes na rede de distribuição respeitando os limites do diagrama PQ do respetivo recurso. Em seguida é avaliado se cada uma das amostras causa sobrecargas em linhas e/ou transformadores ou coloca barramentos fora dos limites de tensão nodal, em linha com os critérios de planeamento e operação em vigor. Se a amostra cumprir os critérios então a amostra passa a ser um ponto de funcionamento exequível. Quando todas as amostras forem analisadas obtém-se a região de flexibilidade.

Para testar a metodologia, utilizou-se uma rede baseada na IEEE 9. Após estabelecida a região de flexibilidade na interface TSO-DSO para a rede, procedeu-se a diversos estudos nesta, desde compensação local de reativa a alterações nas relações de transformação, bem como adicionar flexibilidade por parte dos consumidores. Os resultados obtidos indicam que a metodologia desenvolvida permite obter diferentes regiões de flexibilidade e deste modo avaliar o impacto de cada ação no grau de liberdade que a região de flexibilidade disponibiliza na interface TSO-DSO.

Posteriormente procedeu-se à quantificação do valor associado à flexibilidade através de três métricas diferentes: i) custo nivelado da produção de eletricidade (*LCOE*), ii) perdas de potência ativa, iii) tempo de ativação do ponto de funcionamento operacional. Tendo por objetivo aplicar a metodologia num horizonte temporal maior foram desenvolvidos cenários de geração e consumo de modo a

realizar um planeamento operacional no espetro 24 horas, com o objetivo de minimizar cada uma das métricas enunciadas anteriormente.

A metodologia tornou possível dividir a região de flexibilidade na interface TSO-DSO em sub-regiões consoante a métrica utilizada.

Ao nível do *LCOE* e tendo em consideração um horizonte de planeamento operacional foi possível determinar regiões operacionais que correspondem ao custo de produção de eletricidade mínimo.

Relativamente ao planeamento operacional que minimiza perdas de potência ativa na rede de distribuição, a aplicação desta metodologia a várias redes permitiu ainda concluir que a penetração dos recursos flexíveis na rede de distribuição estava intrinsecamente relacionada com o cenário que minimiza as perdas.

Por último foram também obtidas as regiões que permitem disponibilizar a flexibilidade do recurso em função do seu tempo de ativação.

Gostaria também de destacar a realização de um artigo científico com os resultados mais relevantes da dissertação, é possível observar o título, autores e Abstract em Anexos 1.1

O desenvolvimento do trabalho permitiu assim explorar a flexibilidade presente na rede de distribuição, integrar e fazer a gestão dos recursos presentes nesta e revelou ainda as potencialidades da produção descentralizada na otimização da rede elétrica.

5.2 Trabalho futuro

Durante a realização do trabalho foram identificadas algumas questões e oportunidades de melhoria que podem ser objeto de trabalho futuro, tais como:

- Quando a rede de distribuição contém uma quantidade substancial de recursos flexíveis com uma gama de flexibilidade algo extensa, deixa de ser possível comportar o número de amostras que seriam necessárias para explorar todas as combinações possíveis. Posto isto uma sugestão de trabalho futuro passaria por desenvolver um algoritmo de exploração para implementar na metodologia de forma a reduzir a quantidade de amostras a que a rede precisa de ser sujeita;

- O estudo de transito de energia foi realizado utilizando um *flat start* para cada uma das amostras, um aspeto de melhoria interessante passa por estudar a interoperabilidade entre os diversos pontos de funcionamento operacionais;
- Estudar o impacto da adição de recursos flexíveis na rede de distribuição relativamente à distribuição de perdas na rede elétrica, entre rede de transporte e rede de distribuição.
- Aplicação da metodologia em redes com diferentes topologias de modo a confirmar os resultados que se obteve relativamente à otimização realizada na rede elétrica, nomeadamente a nível de minimização de perdas, custo etc.

Referências

- [1] A. Palzer, S. P. Europe, and G. M. Out-, "Photovoltaics and Climate Change the challenges arising Market and Photovoltaic Production The global and Euro- market will grow rapid-," *Fraunhofer ISE*, no. April, pp. 2-13, 2020.
- [2] C. R. D. Pudjianto and G. Strbac., "Virtual power plant and system integration of distributed energy resources," *Renew. Power Gener. IET*, vol. 1, no. 1, pp. 10-16, 2007, doi: 10.1049/iet-rpg:20060023.
- [3] R. G. Spicker, "Local flexibility markets : refined roles for TSOs and DSOs," 2018.
- [4] S. Riaz and P. Mancarella, "On feasibility and flexibility operating regions of virtual power plants and TSO/DSO interfaces," *2019 IEEE Milan PowerTech*, 2019, pp. 1-6, 2019, doi: 10.1109/PTC.2019.8810638.
- [5] D. M. Gonzalez *et al.*, "Determination of the time-dependent flexibility of active distribution networks to control their Tso-Dso interconnection power flow," *20th Power Syst. Comput. Conf. PSCC 2018*, no. June, 2018, doi: 10.23919/PSCC.2018.8442865.
- [6] S. Repo *et al.*, "Active distribution network concept for distributed management of low voltage network," *2013 4th IEEE/PES Innov. Smart Grid Technol. Eur. ISGT Eur. 2013*, vol. 7, pp. 1-5, 2013, doi: 10.1109/ISGTEurope.2013.6695428.
- [7] J. Nikonowicz, Lucasz; Milewski, "Virtual Power Plants - general review : structure , application and," *J. Power Technol.*, vol. 92, no. 3, pp. 135-149, 2012.
- [8] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, "Demand response in electricity markets: An overview," *2007 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. PES*, pp. 1-5, 2007, doi: 10.1109/PES.2007.385728.
- [9] H. Gerard, E. Israel, R. Puente, and D. Six, "Coordination between transmission and distribution system operators in the electricity sector : A conceptual framework," *Util. Policy*, vol. 50, pp. 40-48, 2018, doi: 10.1016/j.jup.2017.09.011.
- [10] J. Silva, J. Sumaili, R. J. Bessa, L. Seca, M. Matos, and V. Miranda, "The challenges of estimating the impact of distributed energy resources flexibility on the TSO/DSO boundary node operating points," *Comput. Oper. Res.*, vol. 96, pp. 294-304, 2018, doi: 10.1016/j.cor.2017.06.004.
- [11] TenneT, "FlexibilityRoadMapNL," 2018, doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.
- [12] D. A. Contreras and K. Rudion, "Improved assessment of the flexibility range of distribution grids using linear optimization," *20th Power Syst.*

- Comput. Conf. PSCC 2018*, pp. 1–7, 2018, doi: 10.23919/PSCC.2018.8442858.
- [13] C. Eid, P. Codani, Y. Perez, J. Reneses, and R. Hakvoort, “Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 237–247, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.06.008.
- [14] E. Hillberg *et al.*, “Flexibility needs in the future power system,” *Int. Smart Grid Action Netw.*, no. March, p. 47, 2019.
- [15] C. Nnonyelu and T. Madueme, “Power System Contingency Analysis: A Study of Nigeria’s 330KV Transmission Grid,” *Energy Source Power Gener.*, no. January 2016, pp. 1–9, 2013.
- [16] D. P. Bernardon, L. Comassetto, L. N. Canha, and A. R. Abaide, “Perdas Técnicas e Comerciais de Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição,” p. 6, 2007.
- [17] J. Pedro, S. Baptista, F. Alexandre, and S. Reis, “Aplicação de Algoritmos Genéticos na Localização de Dispositivos de Manobras para Minimização de Perdas em Redes de Energia Elétrica,” 2020.
- [18] M. Heleno, R. Soares, J. Sumaili, R. J. Bessa, L. Seca, and M. A. Matos, “Estimation of the flexibility range in the transmission-distribution boundary,” *2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015*, no. 608732, 2015, doi: 10.1109/PTC.2015.7232524.
- [19] INESC, “TDX-ASSIST Coordination of Transmission and Distribution data eXchanges for renewables integration in the European marketplace through Advanced, Scalable and Secure ICT Systems and Tools - New Interval Constrained Power Flow,” 2020.
- [20] INESC, “TDX-ASSIST Coordination of Transmission and Distribution data eXchanges for renewables integration in the European marketplace through Advanced, Scalable and Secure ICT Systems and Tools Project - New Sequential Optimal Power Flow,” 2020.
- [21] J. Silva *et al.*, “Estimating the Active and Reactive Power Flexibility Area at the TSO-DSO Interface,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 5, pp. 4741–4750, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2805765.
- [22] J. Sumaili *et al.*, “CIRED Workshop - Helsinki 14-15 June 2016 Paper 0107 EVOLVDSO GRID MANAGEMENT TOOLS TO SUPPORT TSO-DSO CASE STUDIES DESCRIPTION Networks description CIRED Workshop - Helsinki 14-15 June 2016 Paper 0107,” *CIRED Work. - Helsinki 14-15 June 2016 Pap. 0107*, no. 0107, pp. 4–7, 2016.
- [23] M. Alexander, A. Zelaya, J. D. La Reelopez, and R. P. Broadwater, “Steady-State Analysis in Transmission System Planning per Latest TPL-001-4 NERC Standard.”

- [24] L. Thurner *et al.*, "Pandapower - An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6510–6521, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2829021.
- [25] S. R. Boye and P. Kahn, "Application Program Interface.," *Byte*, vol. 12, no. 7, pp. 19–23, 1987, doi: 10.1007/978-3-642-85163-6_12.
- [26] M. H. G. O. L. Muhammad Usman Khalid, Farrukh Rashid, Waqar Akhtar, *Python based Power System Automation in PSS/E*. 2014.
- [27] K. Hansen, "Decision-making based on energy costs: Comparing levelized cost of energy and energy system costs," *Energy Strateg. Rev.*, vol. 24, no. December 2018, pp. 68–82, 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.02.003.
- [28] C. Kost *et al.*, "Fraunhofer ISE: Levelized Cost of Electricity - Renewable Energy Technologies, March 2018," *Fraunhofer ISE Levelized Cost Electr. - Renew. Energy Technol.*, no. March, 2018.
- [29] S. Alberici *et al.*, "Subsidies and costs of EU energy.," p. 71, 2014.
- [30] Comissioned BY, "Flexibility in thermal power plants With a focus on existing coal-fired power plants Flexibility in thermal power plants IMPRINT STUDY Flexibility in thermal power plants – With a focus on existing coal-fired power plants."
- [31] B. Stoll, J. Andrade, S. Cohen, G. Brinkman, and C. Brancucci Martinez-Anido, "Hydropower Modeling Challenges," *Natl. Renew. Energy Lab.*, no. April, 2017.
- [32] C. L. Anderson and J. B. Cardell, "Wind Power Uncertainty and Power System Performance," *Engineering*, vol. 05, no. 10, pp. 41–51, 2013, doi: 10.4236/eng.2013.510a007.
- [33] Y. Wan, "Analysis of Wind Power Ramping Behavior in ERCOT," *Contract*, no. March, 2011.
- [34] R. Miguel and M. Pereira, "Implementation of RESTful web-services as a platform for exchanging information between grid operators," 2019.
- [35] "Centro de Informação REN." [Online]. Available: <https://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/Paginas/CIHomePage.aspx>. [Accessed: 07-Sep-2020].

Anexos 1.1 – Artigo desenvolvido



Type of the Paper (Article)

Determination and assessment of the TSO-DSO interface flexibility region for operational planning

Diogo Reis ¹, Francisco Reis ^{1,2} and Pedro Pereira ^{1,3,*}

¹ Department of Electrical and Computer Engineering - NOVA School of Science and Technology (FCT NOVA), 2829-516 Caparica, Portugal; dmr.reis@campus.fct.unl.pt (DR)

² R&D Nester, REN – State Grid, S.A. Lisbon, Portugal; fa.reis@fct.unl.pt (FR)

³ Centre of Technology and Systems (CTS) - Instituto Desenvolvimento de Novas Tecnologias (UNINNOVA), 2829-517 Caparica, Portugal; pmrp@fct.unl.pt (PP)

* Correspondence: pmrp@fct.unl.pt;

Abstract: The main focus of this work is to develop and apply a methodology to calculate the flexibility region at the TSO-DSO interface in order to support the integration of renewable energy sources (RES) in the distribution network and make use of the flexibility present in it, as well as allowing greater information exchange between grid operators. This objective is accomplished in two phases, the first being the development and establishment of the flexibility region at the TSO-DSO interface, and the second consisting in the valuing of the previous flexibility region through different metrics as well as delivering an operational planning in the 24 hour period that follows an optimization objective function. To accomplish such results, it is used the software PSS/E along with Python language. This approach was applied to the standard IEEE 14 bus, to show its robustness.

Keywords: Renewable Energy Sources, Flexibility, TSO-DSO Interface, Smart grids

Figura 79 - Artigo página 1 de 7

Anexos 2.1 Região de flexibilidade rede IEEE 9 - Redução de consumo

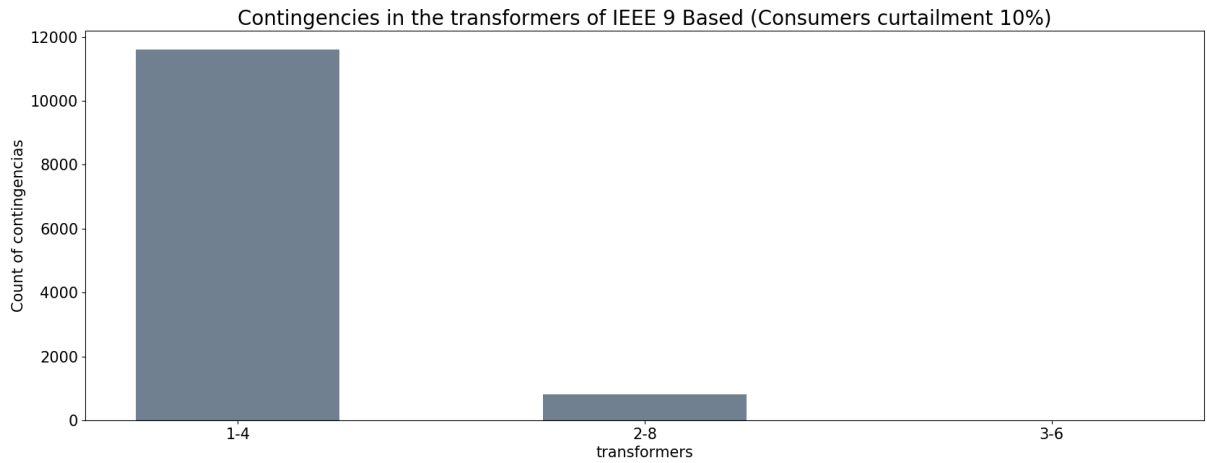


Figura 80 - Ocorrências de sobrecargas em transformadores da rede IEEE 9, cenário=redução de consumo

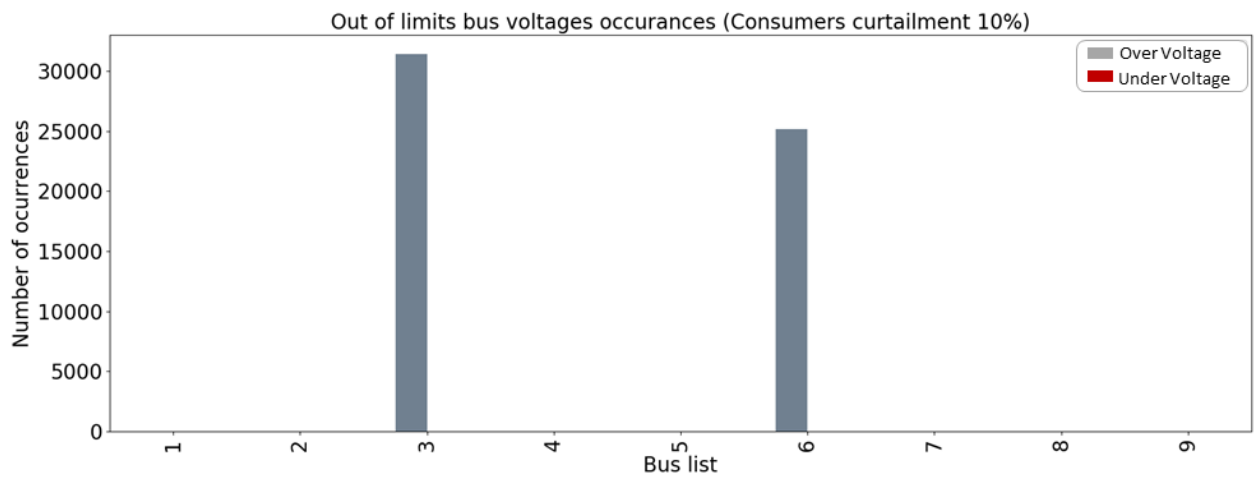


Figura 81 - Ocorrências de sobretensões para o cenário de redução de consumo

Anexos 2.2 Região de flexibilidade rede IEEE 9 - Compensação total de reativa

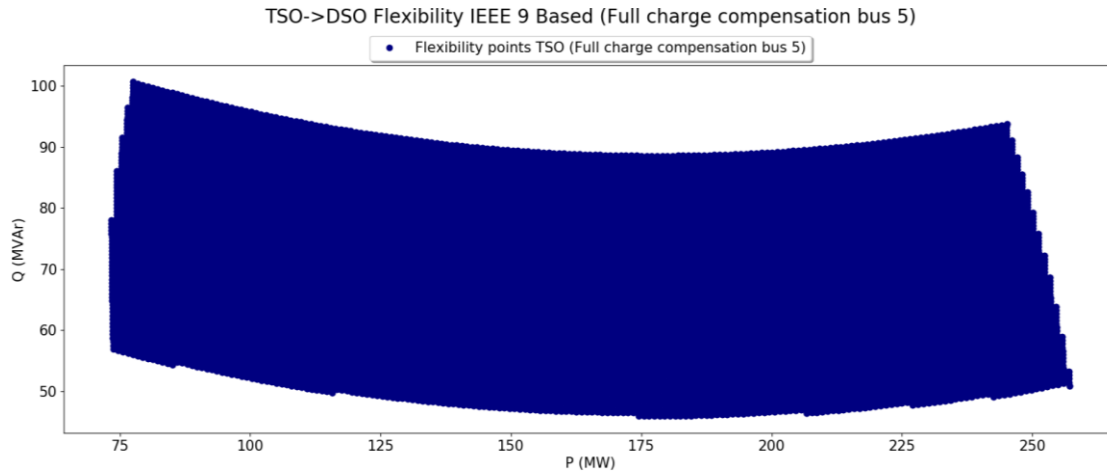


Figura 82 - Mapa de flexibilidade TSO->DSO, localização 1 rede IEEE 9 adaptada, cenário=compensação de carga bus 5

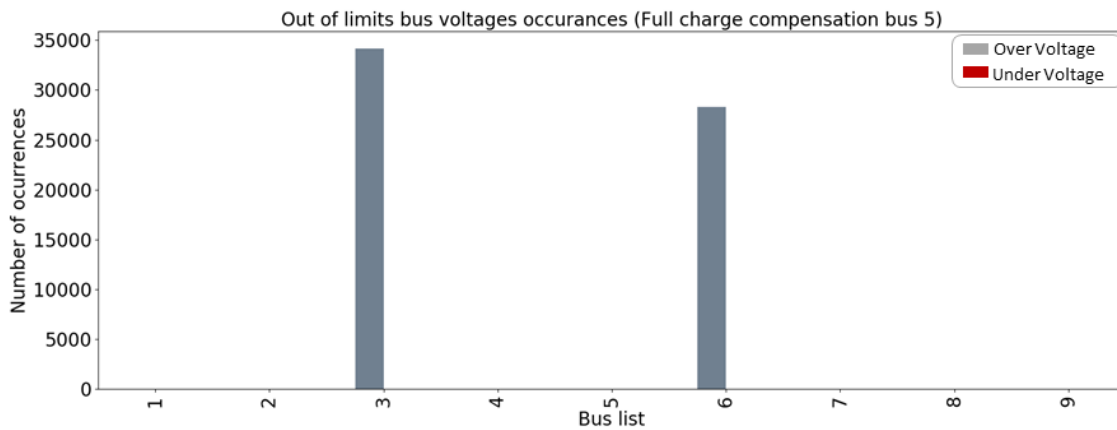


Figura 83 - Ocorrências de sobretensões para o cenário de compensação de carga bus 5

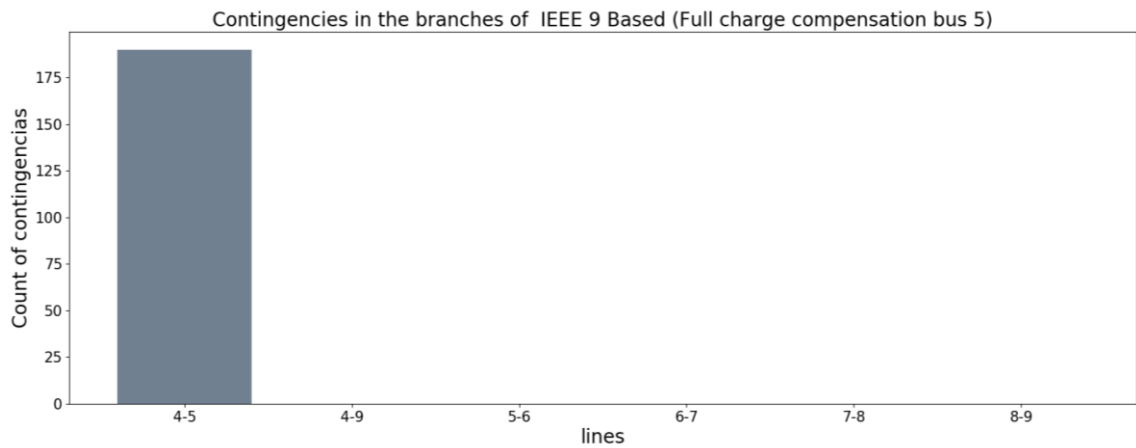


Figura 84 - Ocorrências de sobrecargas nas linhas para o cenário de compensação de carga bus 5

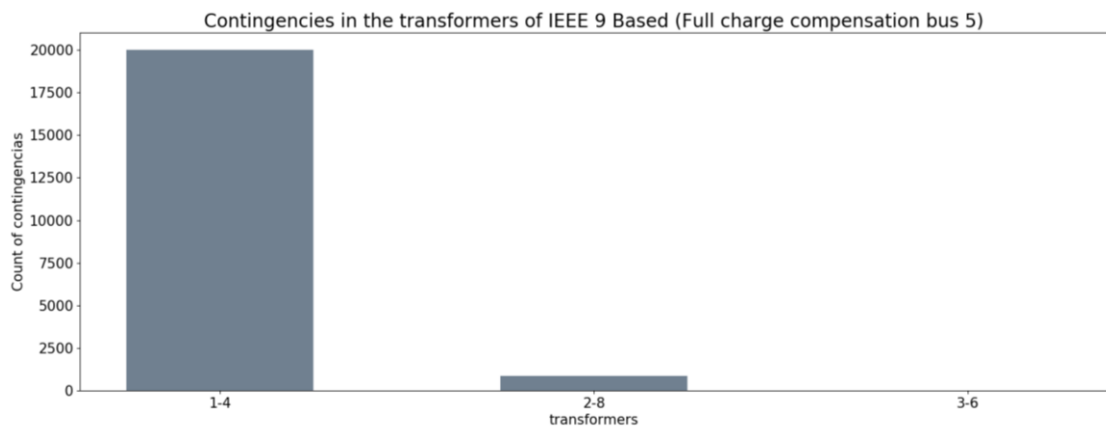


Figura 85 - Ocorrências de sobrecargas em transformadores da rede IEEE 9, cenário=compensação de carga bus 5

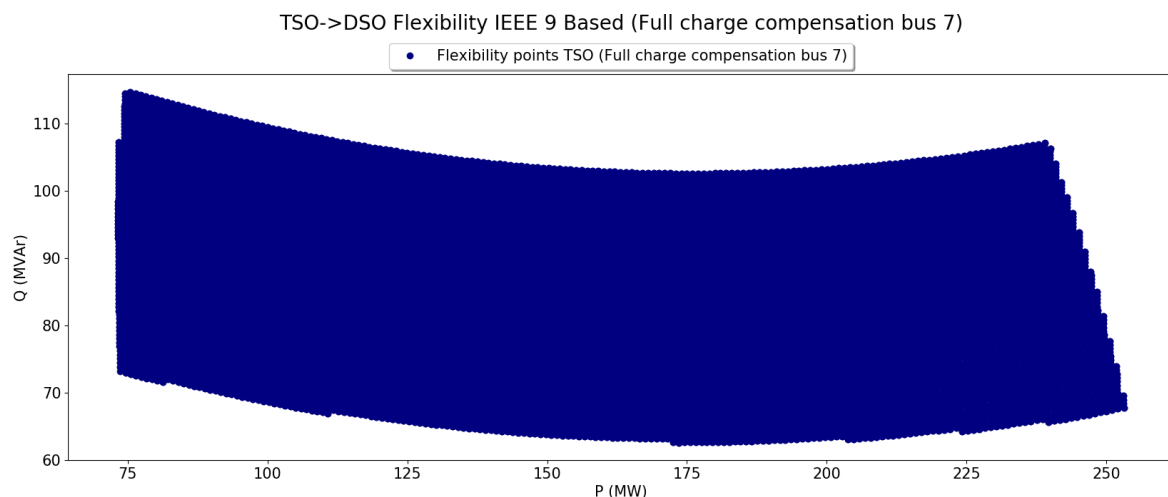


Figura 86 - Mapa de flexibilidade TSO->DSO, localização 1 rede IEEE 9, cenário=compensação de carga bus 7

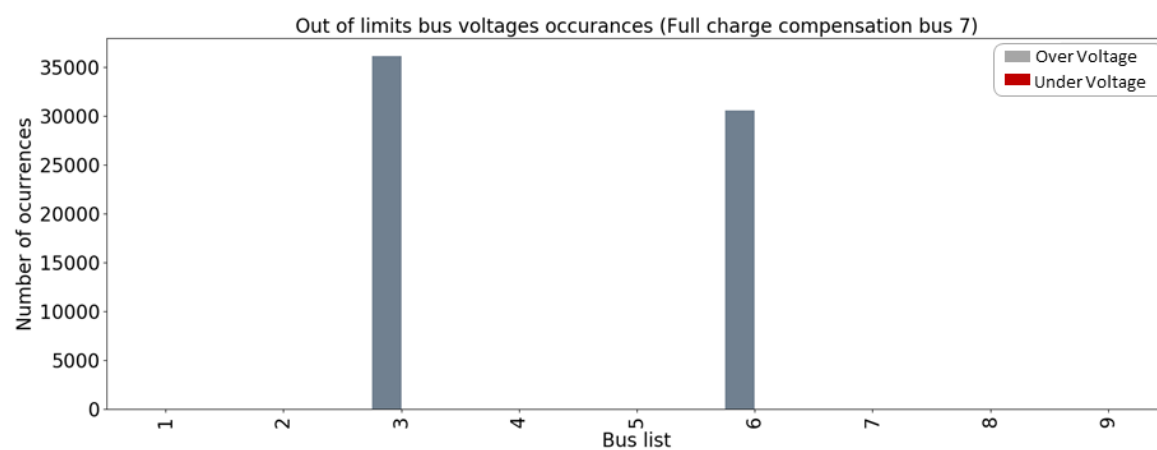


Figura 87 - Ocorrências de sobretensões para o cenário de compensação de carga bus 7

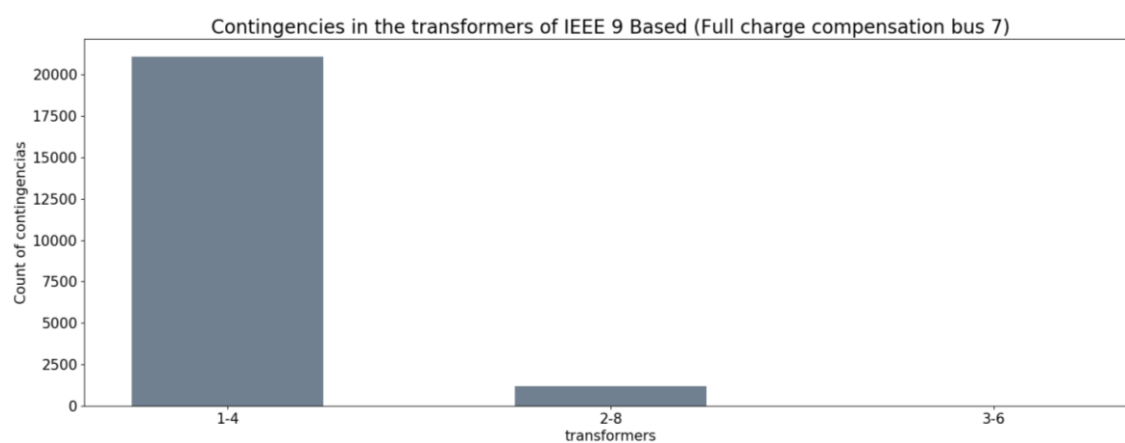


Figura 88 - Ocorrências de sobrecargas em transformadores da rede IEEE 9, cenário=compensação de carga bus 7

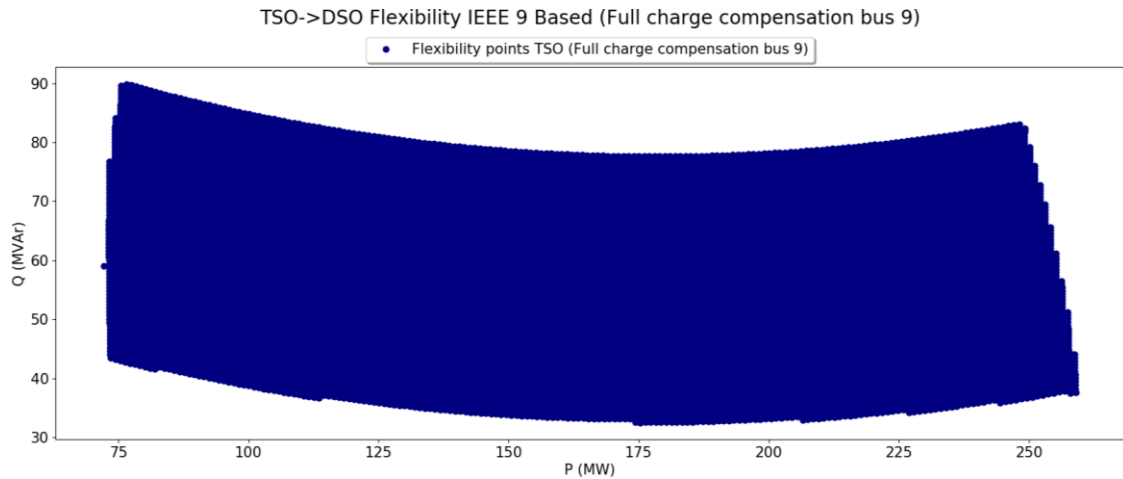


Figura 89 - Mapa de flexibilidade TSO->DSO, localização 1 rede IEEE 9, cenário=compensação de carga bus 9

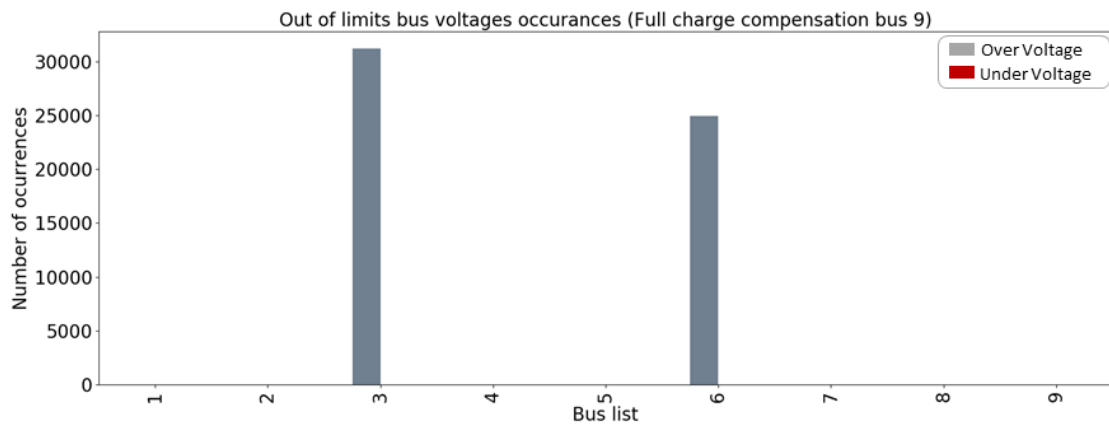


Figura 90 - Ocorrências de sobretensões para o cenário de compensação de carga bus 9

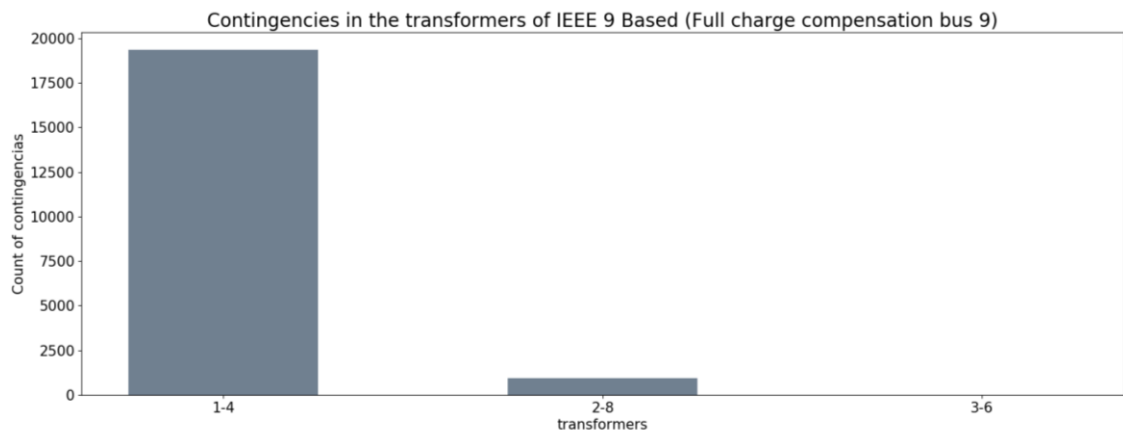


Figura 91 - Ocorrências de sobrecargas em transformadores da rede IEEE 9, cenário=compensação de carga bus 9

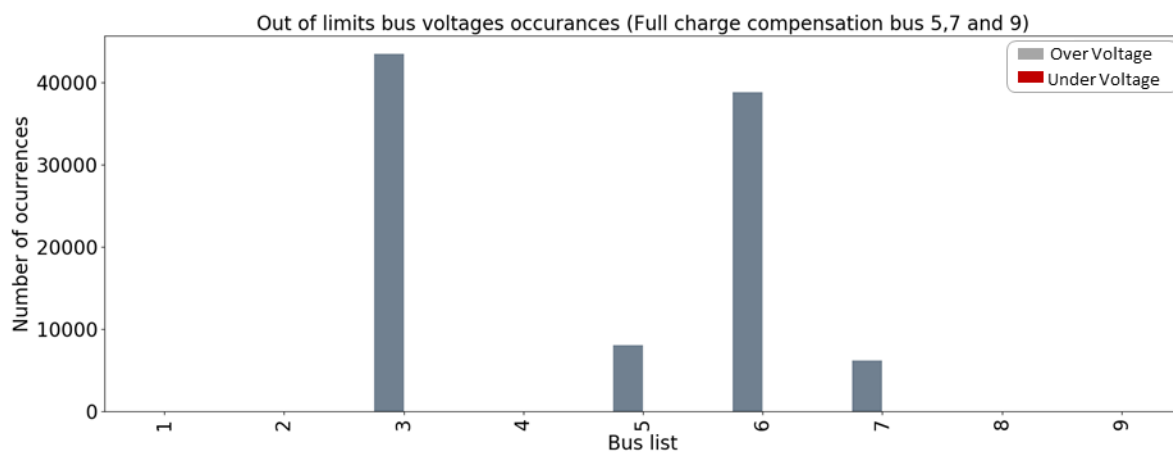


Figura 92 - Ocorrências de sobretensões para o cenário de compensação de carga bus 5,7 e 9

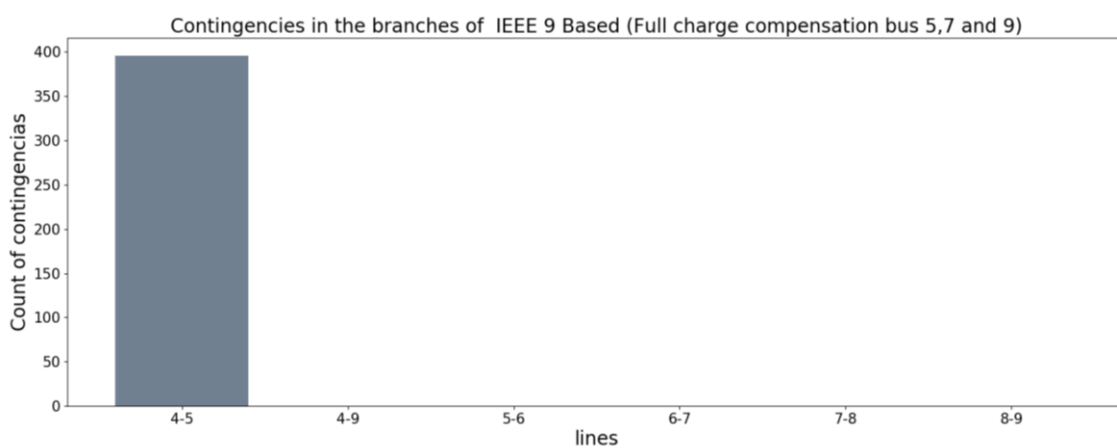


Figura 93 - Ocorrências de sobrecargas nas linhas para o cenário de compensação de carga bus 5,7 e 9

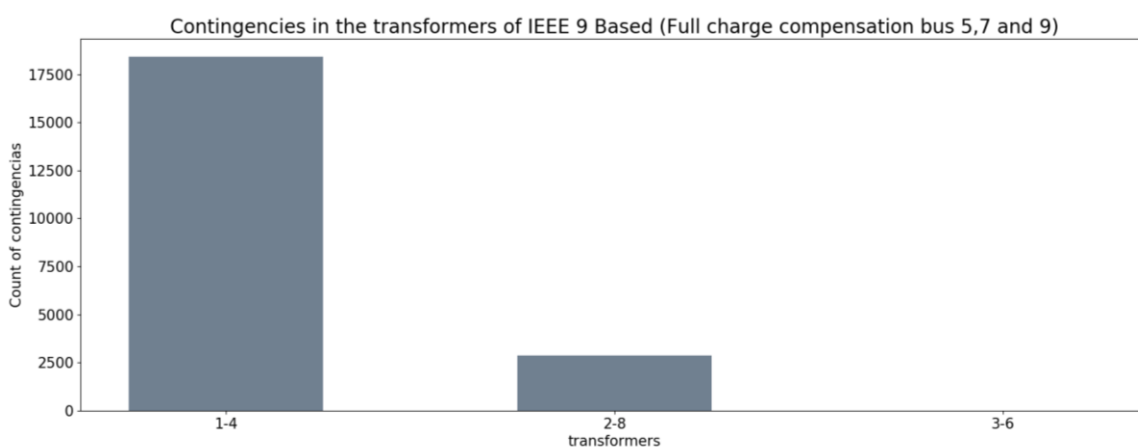


Figura 94 - Ocorrências de sobrecargas em transformadores da rede IEEE 9, cenário=compensação de carga bus 5,7 e 9

Anexos 2.3 Região de flexibilidade rede IEEE 9 - Relação de transformação

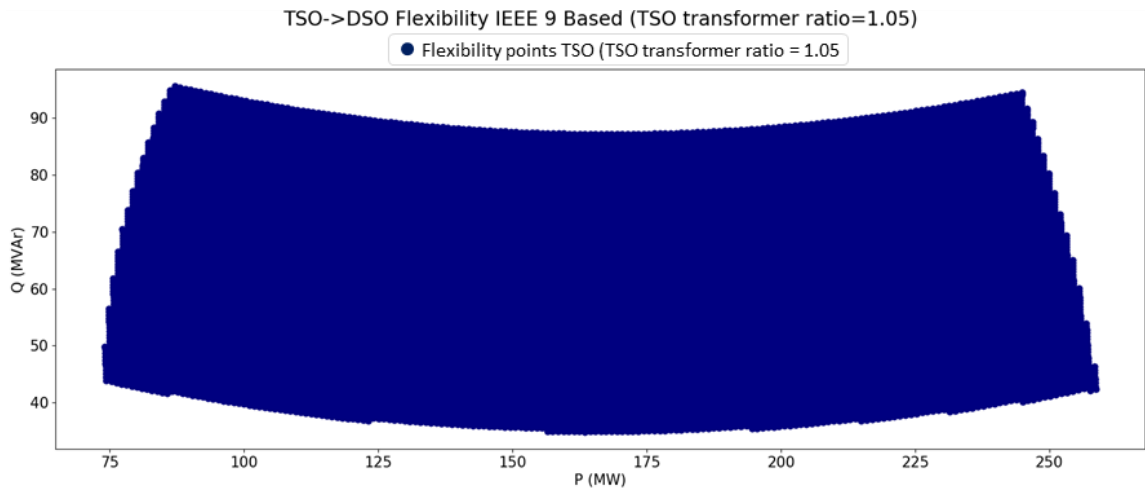


Figura 95 - Mapa de flexibilidade TSO->DSO, localização 1 rede IEEE 9, cenário= relação de transformação TSO a 1.05

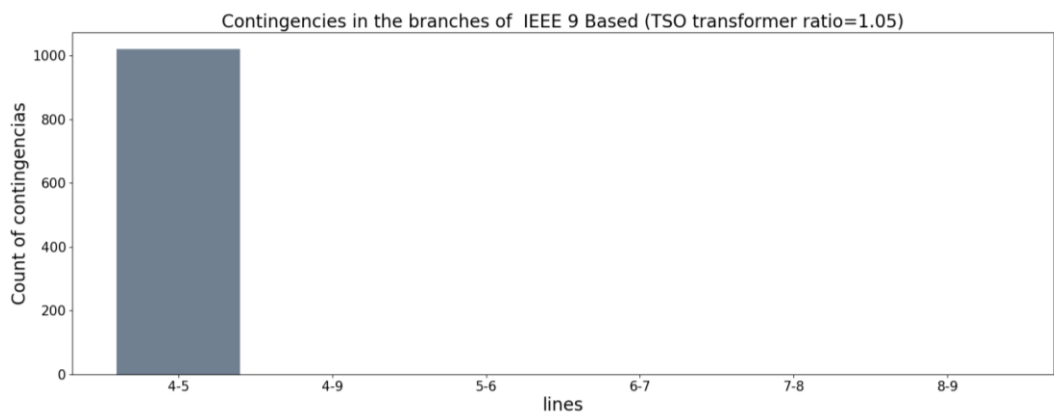


Figura 96 - Ocorrências de sobrecargas nas linhas para o cenário= relação de transformação TSO a 1.05

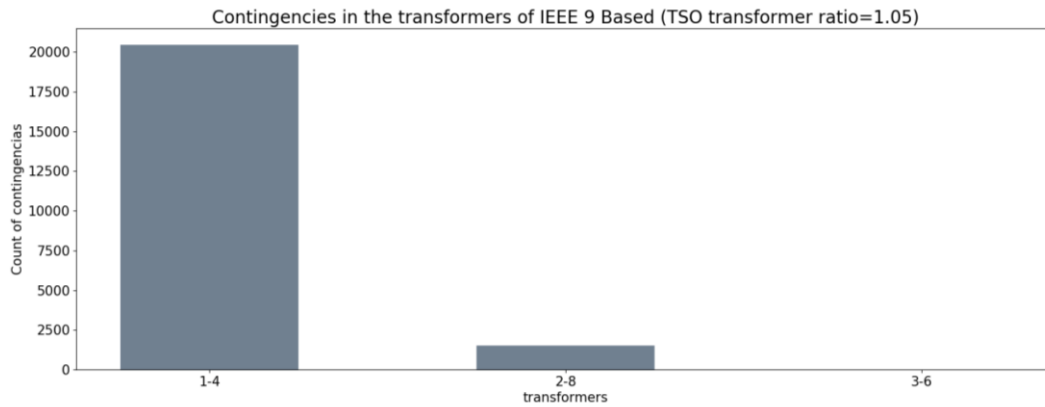


Figura 97 - Ocorrências de sobrecargas em transformadores da rede IEEE 9, cenário= relação de transformação TSO a 1.05

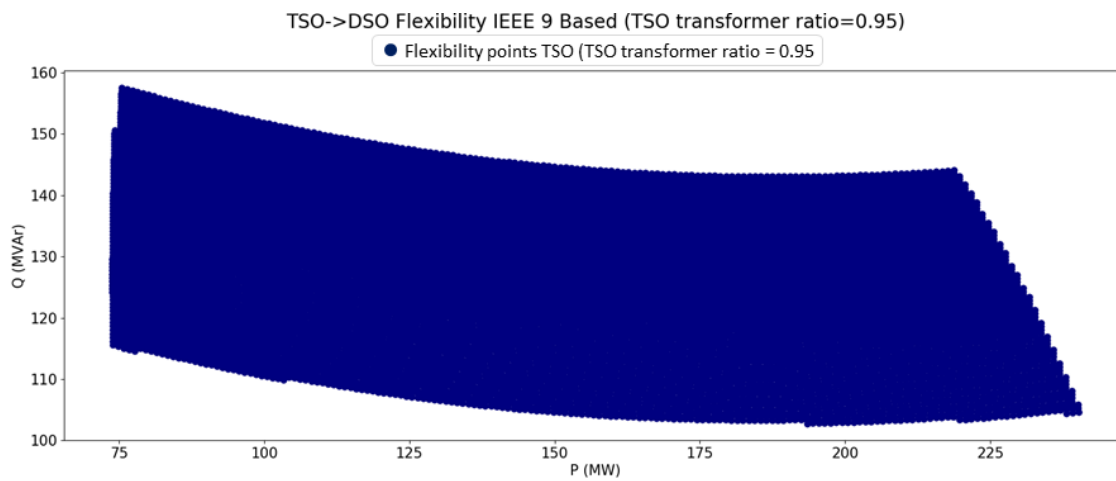


Figura 98 - Mapa de flexibilidade TSO->DSO, localização 1 rede IEEE 9, cenário = relação de transformação TSO a 0.95

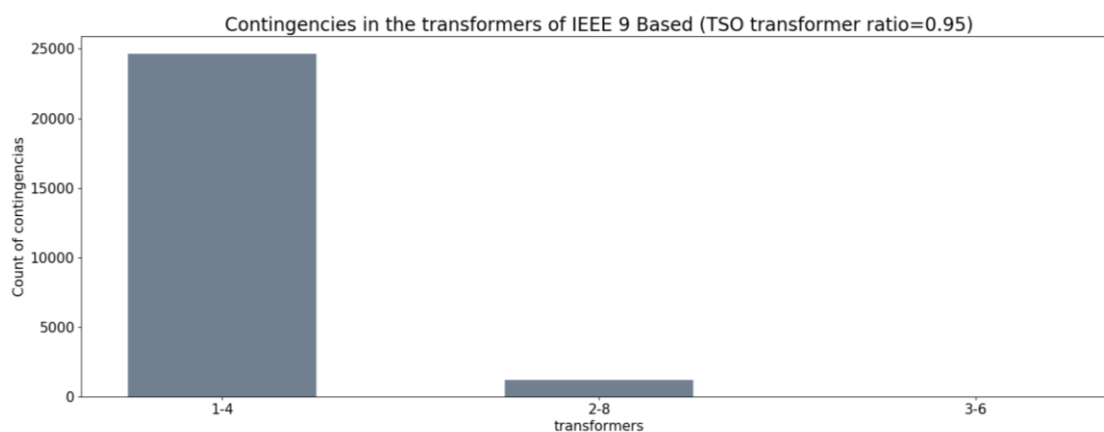


Figura 99 - Ocorrências de sobrecargas em transformadores da rede IEEE 9, cenário= relação de transformação TSO a 0.95

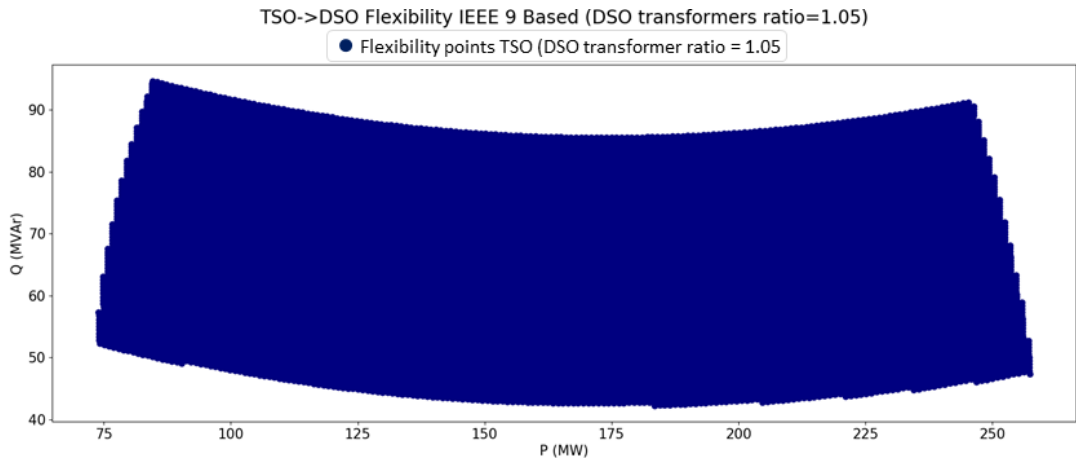


Figura 100 - Mapa de flexibilidade TSO->DSO, localização 1 rede IEEE 9, cenário = relação de transformação DSO a 1.05

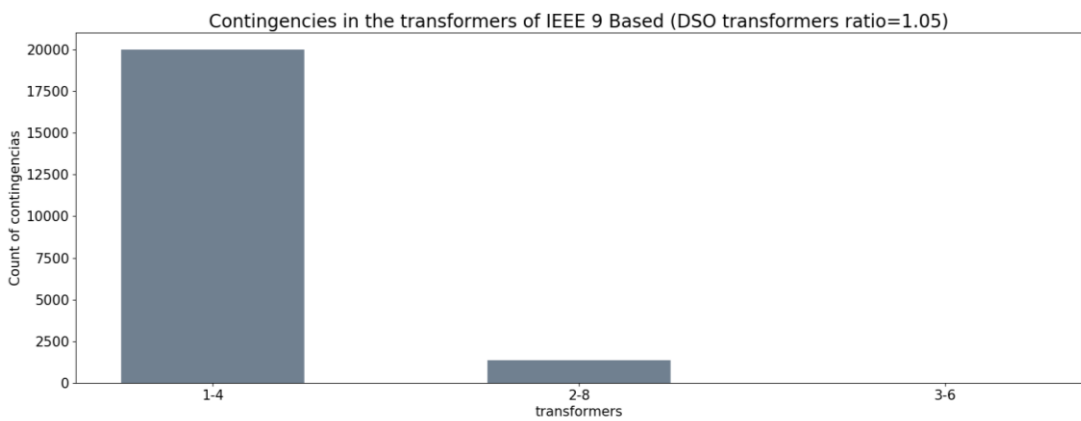


Figura 101 - Ocorrências de sobrecargas em transformadores da rede IEEE 9, cenário = relação de transformação DSO a 1.05

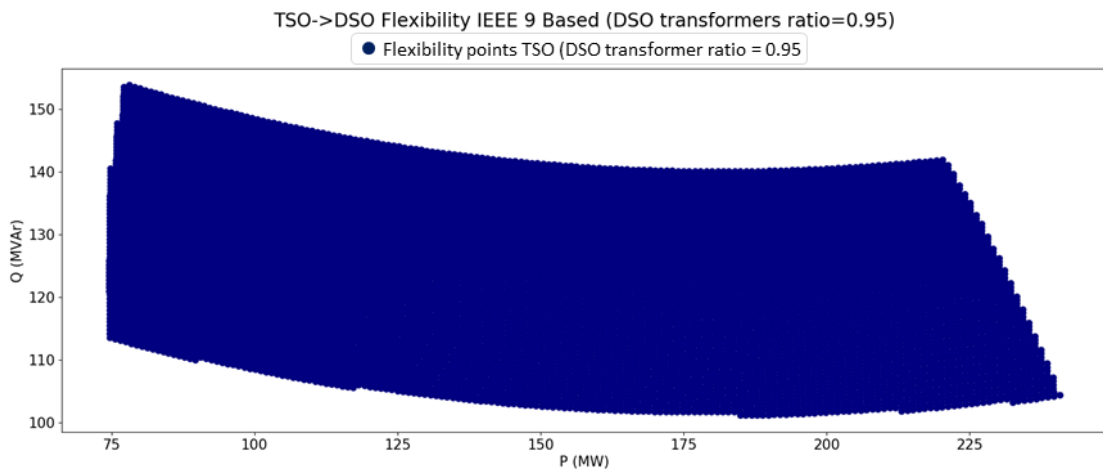


Figura 102 - Mapa de flexibilidade TSO->DSO, localização 1 rede IEEE 9, cenário = relação de transformação DSO a 0.95

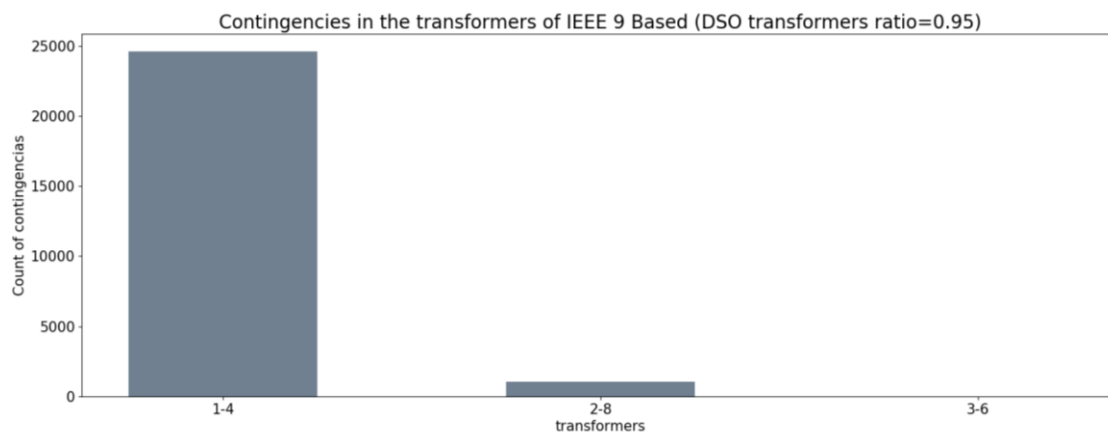


Figura 103 - Ocorrências de sobrecargas em transformadores da rede IEEE 9, cenário= relação de transformação DSO a 0.95

Anexos 3.1 Rede IEEE 14 – cenários de geração

Tabela 14 - Valores de produção, rede IEEE 14, rede de transporte

Produção - Rede de transporte			
Hora	Bus 1 - Termoeletrica (MW)	Bus 2 - Hidrica (MW)	Bus 3 - Hidrica (MW)
0	205,60	47,10	54,17
1	201,60	9,80	11,27
2	201,10	6,30	7,25
3	199,20	6,30	7,25
4	203,80	6,70	7,71
5	200,80	6,70	7,71
6	200,40	44,30	50,95
7	231,50	58,50	67,28
8	238,01	58,10	66,82
9	240,00	83,70	96,26
10	239,00	132,80	152,72
11	239,20	111,80	128,57
12	238,10	70,70	81,31
13	240,00	14,20	16,33
14	237,20	10,30	11,85
15	239,10	10,20	11,73
16	239,00	10,90	12,54
17	238,20	10,80	12,42
18	237,10	61,20	70,38
19	235,00	111,85	128,63
20	236,00	172,60	198,49
21	237,00	127,50	146,63
22	238,00	84,80	97,52
23	234,00	13,30	15,30

Tabela 15 - Valores de produção, rede IEEE 14, rede de distribuição

Produção - Rede de distribuição				
Hora	6 - Eólica (MW)	13 - Eólica (MW)	7 - Solar (MW)	12 - Solar (MW)
0	160,00	154,99	0,00	0,00
1	151,00	146,28	0,00	0,00
2	138,10	133,78	0,00	0,00
3	140,60	136,20	0,00	0,00
4	120,10	116,34	0,00	0,00
5	103,10	99,87	0,00	0,00
6	96,40	93,38	0,00	0,00
7	87,50	84,76	0,00	0,00
8	100,50	97,36	2,80	1,68
9	98,50	95,42	10,30	6,18
10	100,90	97,74	24,80	14,88
11	122,50	118,67	33,50	20,10
12	126,80	122,83	38,60	23,16
13	110,30	106,85	48,40	29,04
14	106,00	102,68	49,10	29,46
15	102,50	99,29	48,90	29,34
16	87,00	84,28	39,60	23,76
17	71,00	68,78	27,80	16,68
18	64,00	62,00	21,80	13,08
19	62,80	60,84	7,70	4,62
20	72,15	69,89	0,00	0,00
21	62,30	60,35	0,00	0,00
22	56,30	54,54	0,00	0,00
23	57,30	55,51	0,00	0,00

Anexos 3.2 Rede IEEE 14 – cenários de carga

Tabela 16 - Valores de consumo, rede IEEE 14, rede de transporte

Consumo - Rede de transporte		
Hora	Bus 4 (MW)	Bus 5 (MW)
0	15,30	13,50
1	14,93	13,33
2	14,61	12,91
3	14,90	13,20
4	14,76	13,36
5	14,74	13,34
6	15,40	14,00
7	15,69	14,59
8	18,71	17,71
9	19,86	19,16
10	19,34	18,84
11	19,97	19,47
12	20,31	19,81
13	20,02	19,62
14	20,38	20,18
15	19,89	19,39
16	19,51	19,21
17	18,44	18,14
18	15,52	15,22
19	16,07	15,97
20	19,60	19,70
21	19,78	19,88
22	17,36	17,26
23	16,42	16,02

Tabela 17 - Valores de consumo, rede IEEE 14, rede de distribuição

Consumo - Rede de distribuição							
Hora	Bus 6 (MW)	Bus 8 (MW)	Bus 9 (MW)	Bus 10 (MW)	Bus 11 (MW)	Bus 12 (MW)	Bus 13 (MW)
0	33,60	33,60	33,20	37,10	37,30	35,20	65,10
1	31,73	31,73	31,23	36,83	35,13	33,03	60,86
2	30,71	30,01	29,91	35,31	33,11	31,41	58,43
3	29,90	29,60	29,80	33,30	32,70	31,00	57,51
4	29,56	29,46	29,16	31,96	32,06	30,06	56,63
5	30,04	29,64	29,64	30,94	31,74	30,14	57,08
6	30,90	30,50	30,80	30,70	31,90	30,40	58,90
7	33,39	33,09	32,99	29,29	32,09	29,49	60,18
8	38,71	38,81	37,91	28,71	33,01	30,21	66,11
9	42,06	42,36	41,56	30,46	36,76	32,96	73,92
10	42,34	42,04	42,24	32,84	38,44	34,64	77,07
11	43,07	42,97	43,17	36,47	39,17	36,77	79,73
12	43,81	43,41	44,01	39,31	40,21	38,91	82,92
13	42,52	42,32	43,42	39,22	40,42	39,32	83,05
14	43,78	43,28	44,18	37,08	39,08	37,08	82,95
15	43,09	42,19	43,39	36,19	38,19	35,99	81,18
16	42,21	41,31	42,81	36,91	37,81	35,81	80,32
17	41,24	40,64	41,84	37,74	37,64	35,54	79,48
18	40,02	39,82	40,12	38,72	39,22	37,82	78,85
19	41,07	41,07	41,07	40,27	41,07	40,17	81,95
20	44,60	44,60	44,60	44,70	44,70	44,70	89,40
21	43,58	43,68	43,68	44,98	43,58	44,48	87,26
22	40,06	40,36	40,36	42,16	39,96	41,26	79,51
23	37,22	37,12	37,12	39,32	37,92	37,92	74,24

Anexos 3.3 Região de flexibilidade rede IEEE 14 - LCOE

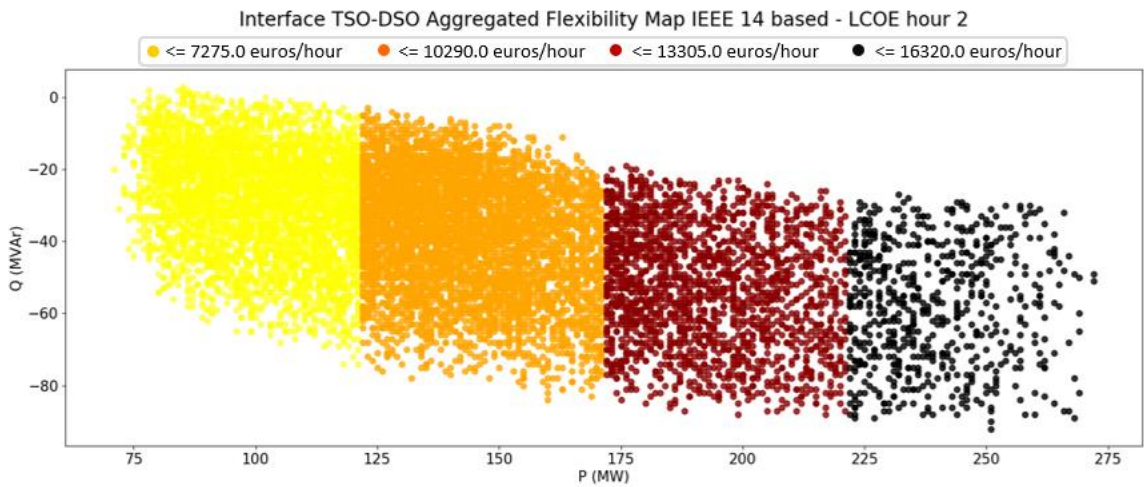


Figura 104 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em sub-regiões de custo LCOE, rede IEEE 14, 02h00

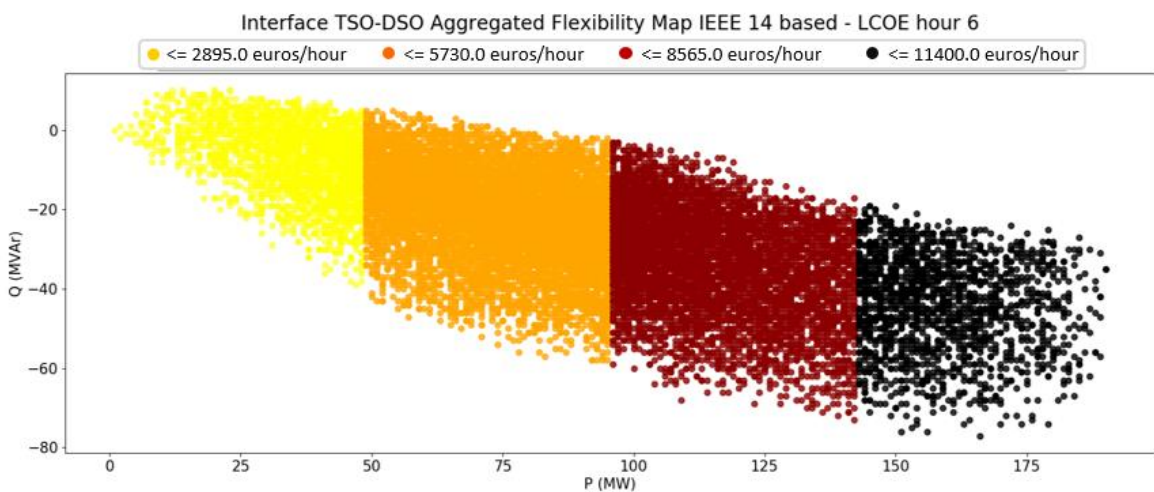


Figura 105 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em sub-regiões de custo LCOE, rede IEEE 14, 06h00

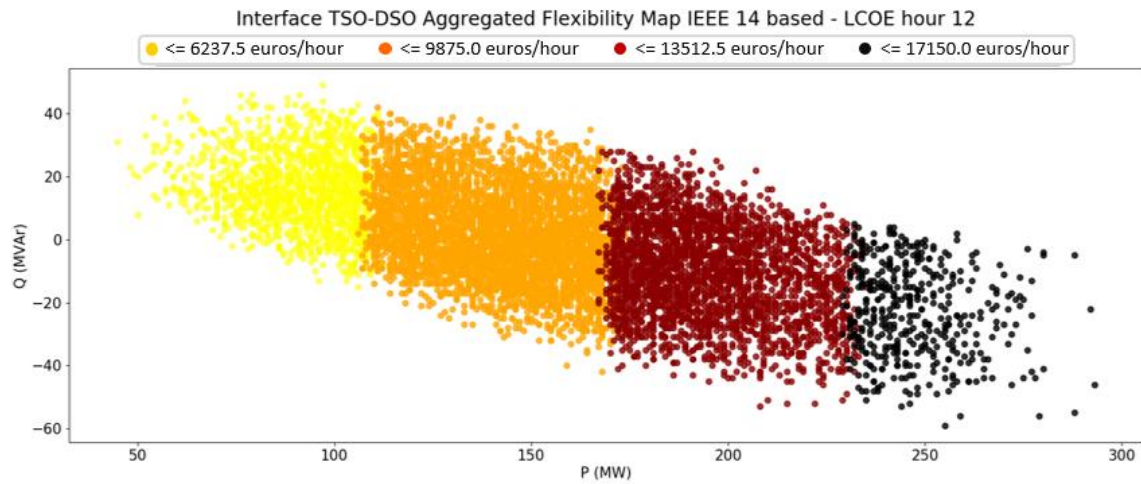


Figura 106 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em sub-regiões de custo LCOE, rede IEEE 14, 12h00

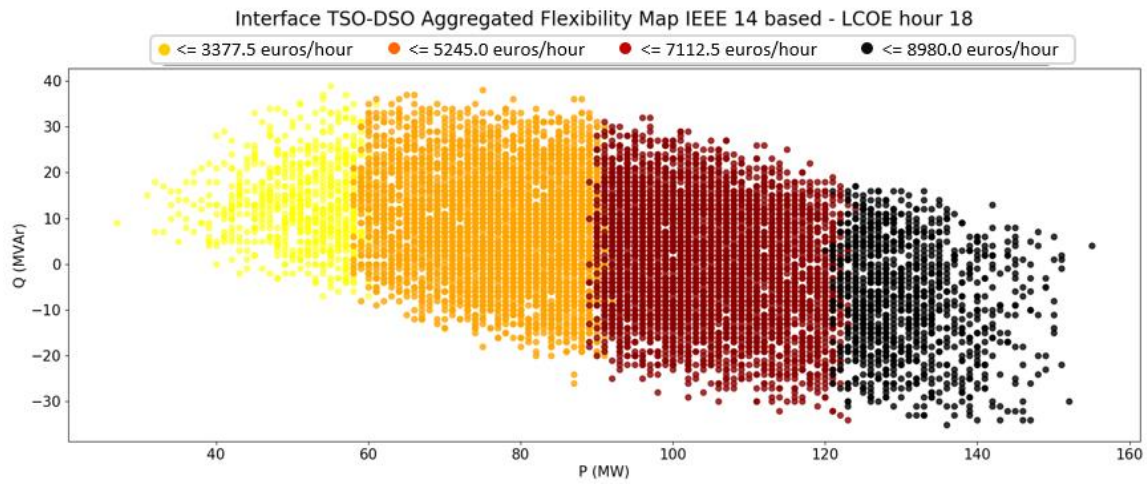


Figura 107 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em sub-regiões de custo LCOE, rede IEEE 14, 18h00

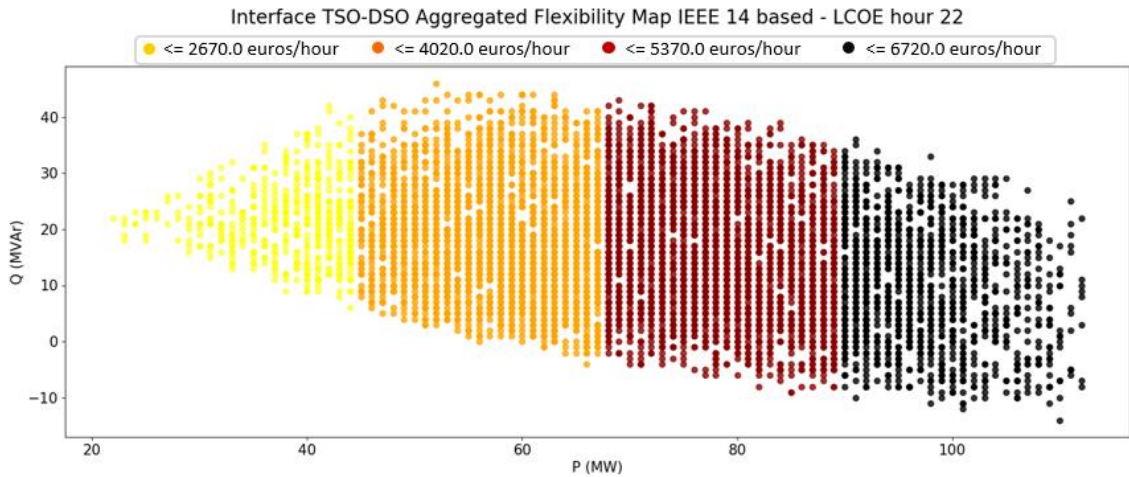


Figura 108 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em sub-regiões de custo LCOE, rede IEEE 14, 22h00

Tabela 18 - Perfil de geração 24 horas, LCOE mínimo

Hour	1-Thermal	12-Solar	13-Wind	2-Hydro	3-Hydro	6-Wind	7-Solar
0	1	0	113	47	49	100	0
1	4	0	135	10	11	138	0
2	3	0	135	5	7	134	0
3	5	0	130	4	5	135	0
4	30	0	111	4	7	120	0
5	66	0	95	5	5	101	0
6	5	0	93	38	51	92	0
7	5	0	85	56	65	75	0
8	23	1	86	53	64	85	3
9	44	2	94	41	65	93	6
10	21	14	42	131	136	8	6
11	36	6	42	103	128	34	23
12	46	19	97	66	71	58	24
13	81	25	98	11	9	110	43
14	91	27	91	9	7	104	46
15	95	23	92	6	10	96	45
16	124	24	83	5	12	77	38
17	170	12	64	10	9	71	23
18	82	11	61	61	70	48	20
19	30	5	59	112	120	40	3
20	74	0	42	111	158	28	0
21	68	0	53	125	137	22	0
22	90	0	51	82	96	50	0
23	203	0	54	13	17	56	0

Tabela 19 - Perfil de geração 24 horas, maximização de produção pela rede de transporte, LCOE

Hour	1-Thermal	12-Solar	13-Wind	2-Hydro	3-Hydro	6-Wind	7-Solar
0	203	0	16	45	53	0	0
1	201	0	66	10	7	13	0
2	200	0	65	6	7	6	0
3	199	0	39	6	6	30	0
4	197	0	0	6	6	69	0
5	197	0	6	6	7	61	0
6	195	0	1	42	47	0	0
7	213	0	0	43	37	1	0
8	208	1	4	54	50	3	3
9	219	1	15	53	63	0	3
10	207	2	12	42	97	1	3
11	212	2	21	34	102	1	5
12	195	6	26	68	80	9	4
13	239	4	55	14	14	39	18
14	237	19	30	10	12	53	21
15	239	16	19	10	11	38	42
16	239	10	17	11	12	77	5
17	237	16	34	11	12	41	12
18	217	4	14	61	57	2	7
19	166	3	22	108	73	1	2
20	160	0	33	85	113	23	0
21	184	0	31	121	60	13	0
22	229	0	20	74	51	2	0
23	234	0	36	15	16	45	0

Anexos 3.4 Região de flexibilidade rede IEEE 14 – Cenário Perdas

Tabela 20 - Perdas de potência ativa técnicas em MW ao longo de 24 horas nos 3 cenários de comparação

Perdas de potência (técnicas) em MW			
Hora	Maximização DSO	Maximização TSO	Minimização de perdas
0	4,40	4,19	2,83
1	4,49	3,32	2,79
2	3,72	3,35	2,62
3	3,70	3,21	2,50
4	3,04	3,99	2,48
5	3,54	3,83	2,55
6	2,83	4,12	2,49
7	2,81	4,25	2,49
8	2,66	4,29	2,57
9	2,80	4,46	2,80
10	3,02	4,75	2,84
11	3,24	4,61	2,94
12	3,30	4,55	3,01
13	3,45	3,96	3,08
14	3,41	4,14	2,95
15	3,21	4,39	2,94
16	3,26	4,46	3,09
17	3,37	3,86	3,23
18	3,37	4,78	3,22
19	3,70	4,75	3,64
20	4,21	5,08	4,16
21	4,38	5,09	4,25
22	4,08	4,94	3,88
23	4,04	4,06	3,70
Energia Total	84,03	102,47	73,05

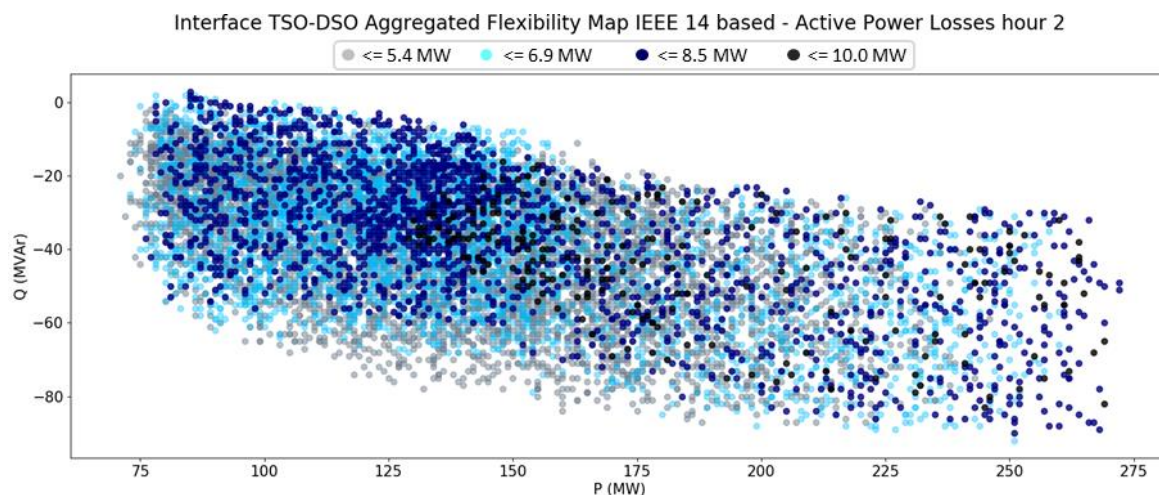


Figura 109 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em regiões de perdas de potência ativa diferentes, rede IEEE 14, 02h00

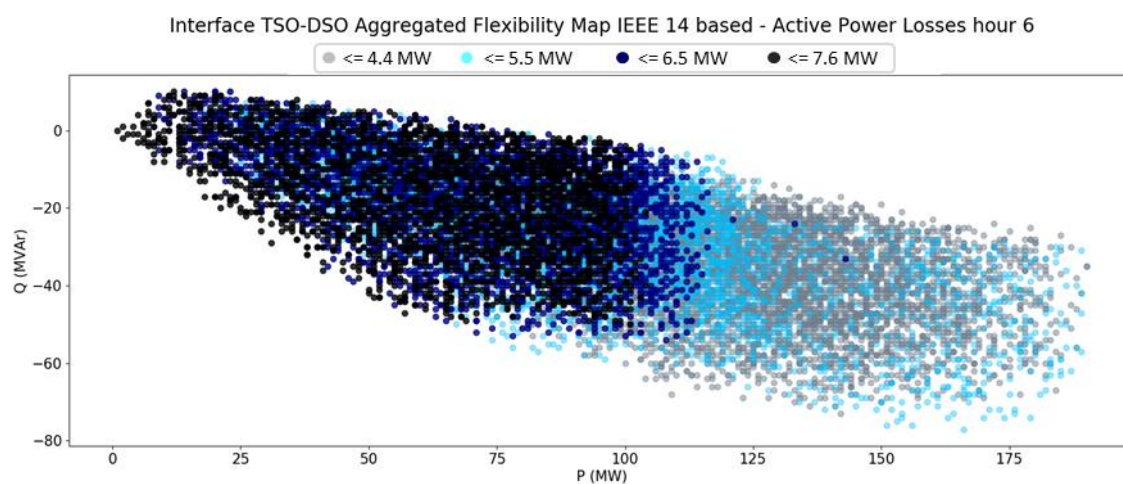


Figura 110 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em regiões de perdas de potência ativa diferentes, rede IEEE 14, 06h00

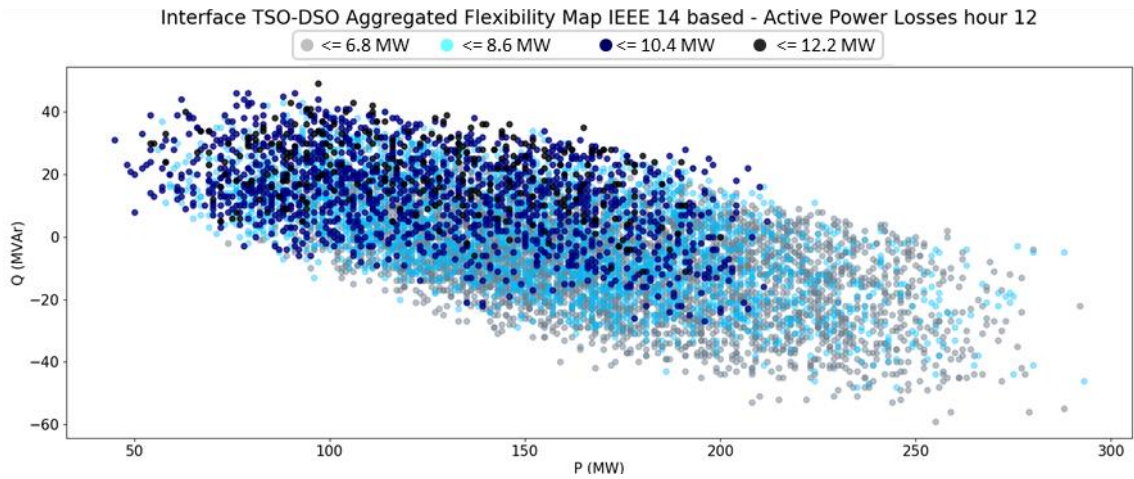


Figura 111 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em regiões de perdas de potência ativa diferentes, rede IEEE 14, 12h00

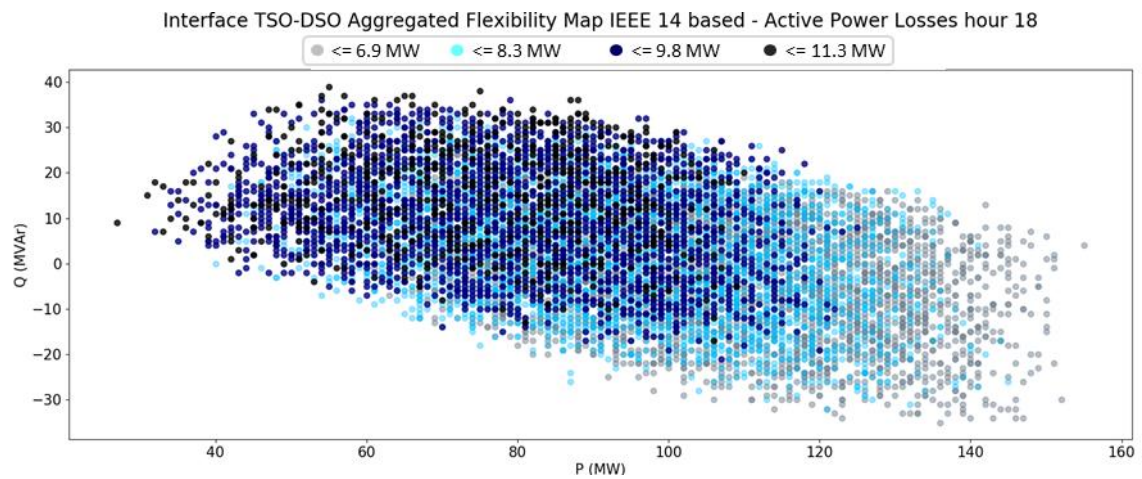


Figura 112 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em regiões de perdas de potência ativa diferentes, rede IEEE 14, 18h00

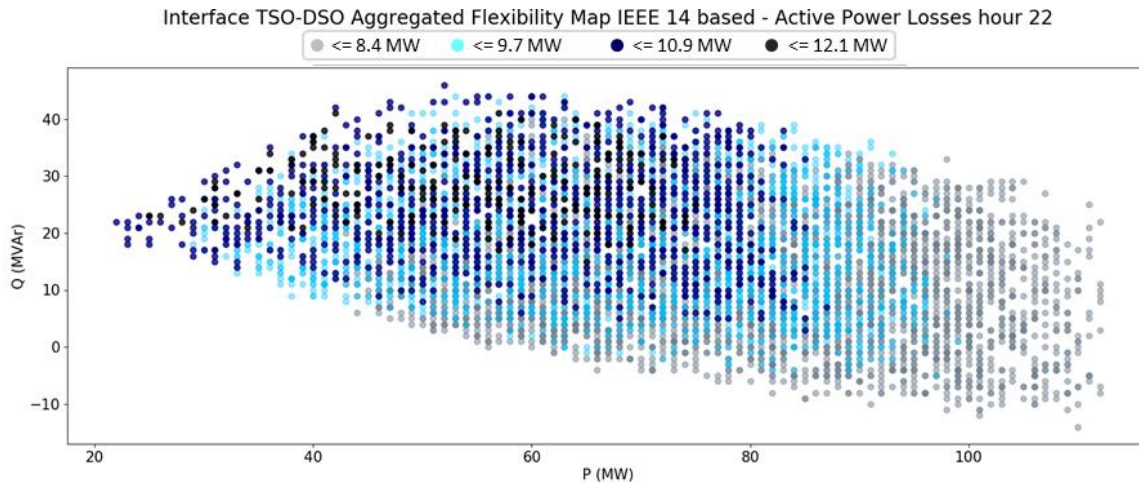


Figura 113 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em regiões de perdas de potência ativa diferentes, rede IEEE 14, 22h00

Tabela 21 - Perfil de geração 24 horas, minimização de perdas de potência ativa

Hour	1-Thermal	12-Solar	13-Wind	2-Hydro	3-Hydro	6-Wind	7-Solar
0	26	0	93	34	11	145	0
1	61	0	77	0	10	146	0
2	52	0	87	1	5	136	0
3	45	0	82	6	5	138	0
4	66	0	79	5	2	119	0
5	83	0	82	0	5	102	0
6	37	0	85	35	42	79	0
7	36	0	77	31	54	87	0
8	76	2	89	8	39	99	2
9	81	4	94	36	28	95	7
10	81	14	93	20	60	68	18
11	46	19	107	54	25	112	4
12	56	20	112	45	10	119	17
13	130	29	96	11	5	92	14
14	118	29	100	4	10	88	25
15	128	29	99	4	9	83	14
16	143	21	81	11	5	73	29
17	182	16	65	9	12	68	7
18	92	13	60	56	56	59	17
19	66	4	60	107	63	63	5
20	121	0	69	68	80	70	0
21	116	0	59	92	80	56	0
22	113	0	55	66	79	56	0
23	205	0	55	13	16	54	0

Tabela 22 - Perfil de geração 24 horas, perdas de potência ativa maximizando produção por parte da rede de distribuição

Hour	1-Thermal	12-Solar	13-Wind	2-Hydro	3-Hydro	6-Wind	7-Solar
0	14	0	155	1	6	138	0
1	1	0	142	2	8	146	0
2	6	0	135	2	4	137	0
3	1	0	134	1	3	140	0
4	33	0	114	0	7	119	0
5	66	0	100	5	1	102	0
6	11	0	95	26	51	95	0
7	47	0	85	46	20	87	0
8	89	1	97	5	21	100	2
9	70	6	93	51	19	98	8
10	118	13	90	14	0	99	20
11	31	19	107	8	63	116	23
12	54	6	123	8	26	127	37
13	80	28	104	11	6	105	44
14	92	27	101	9	6	99	41
15	97	21	100	9	1	98	40
16	128	21	85	7	4	87	31
17	178	17	67	6	1	71	19
18	174	13	61	4	21	62	19
19	159	5	60	25	51	63	6
20	144	0	70	11	114	70	0
21	124	0	60	80	77	62	0
22	215	0	55	34	9	57	0
23	214	0	55	4	14	57	0

Anexos 3.5 Região de flexibilidade rede IEEE 14 – Tempo de ativação

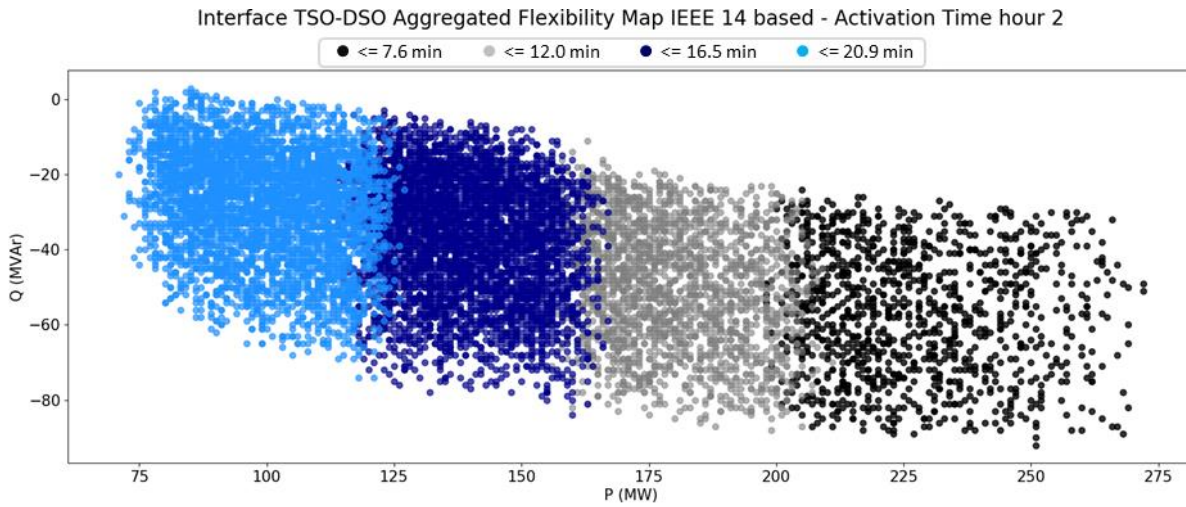


Figura 114 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em regiões de tempos de ativação diferentes, rede IEEE 14, 02h00

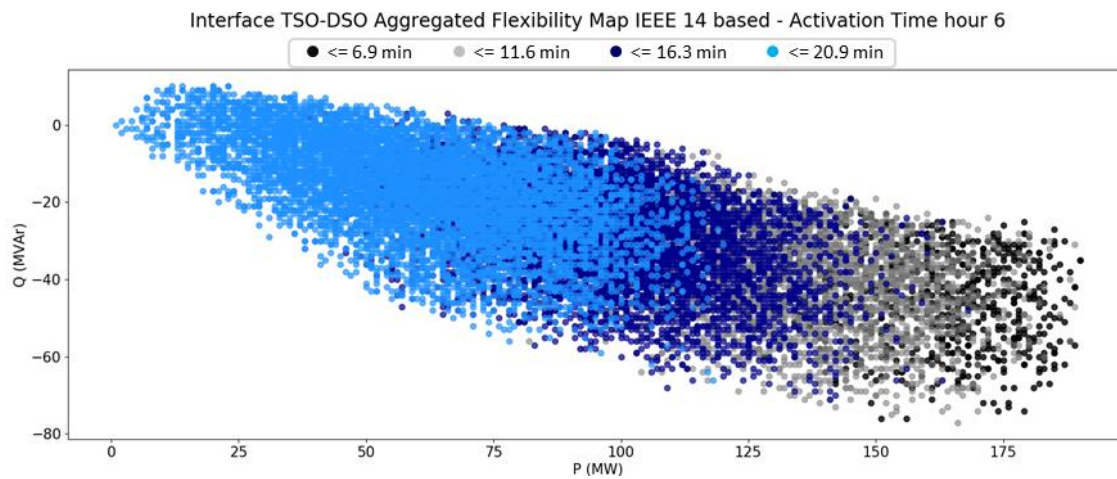


Figura 115 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em regiões de tempos de ativação diferentes, rede IEEE 14, 06h00

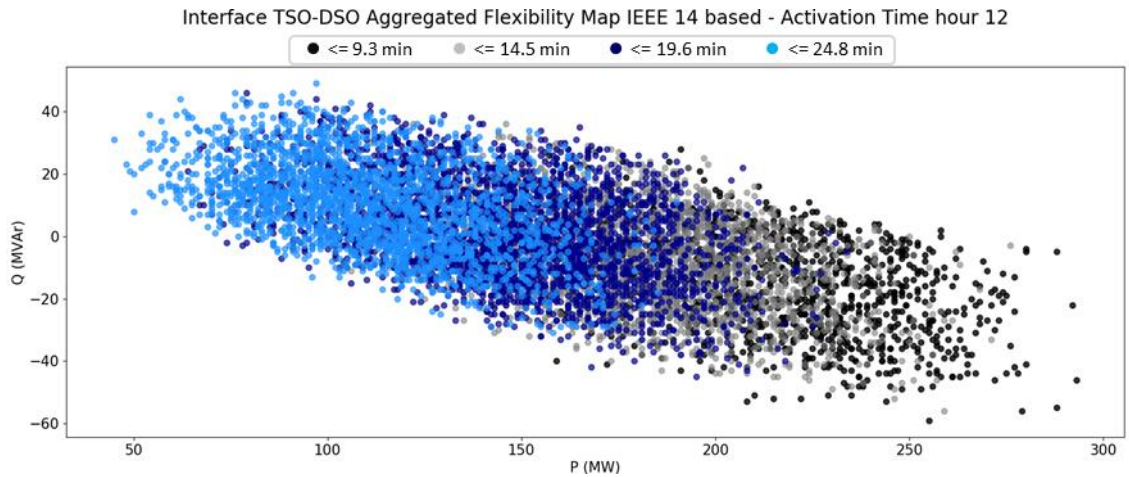


Figura 116 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em regiões de tempos de ativação diferentes, rede IEEE 14, 12h00

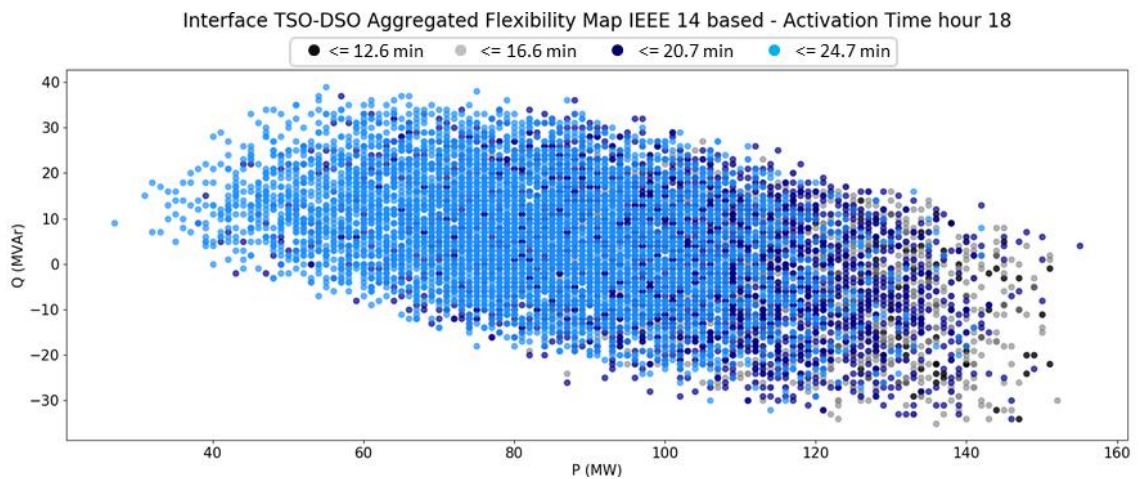


Figura 117 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em regiões de tempos de ativação diferentes, rede IEEE 14, 18h00

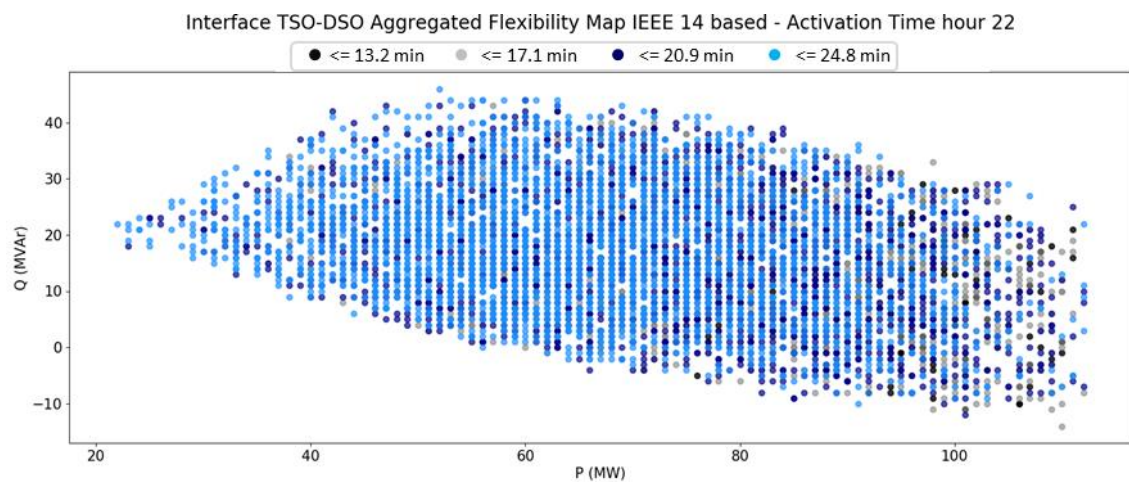


Figura 118 - Região de flexibilidade na interface TSO-DSO dividida em regiões de tempos de ativação diferentes, rede IEEE 14, 22h00

Tabela 23 - Perfil de geração 24 horas, menor tempo de ativação do ponto de funcionamento operacional

Hour	1-Thermal	12-Solar	13-Wind	2-Hydro	3-Hydro	6-Wind	7-Solar
0	26	0	108	45	37	94	0
1	29	0	121	7	11	127	0
2	30	0	118	4	7	124	0
3	28	0	119	5	6	121	0
4	30	0	111	4	7	120	0
5	65	0	100	5	3	101	0
6	14	0	81	44	50	90	0
7	17	0	77	55	58	79	0
8	22	2	85	53	60	90	3
9	44	2	94	41	65	93	6
10	17	5	63	89	124	48	10
11	28	13	92	79	29	95	31
12	40	23	86	68	47	101	14
13	80	28	104	11	6	105	44
14	91	27	91	9	7	104	46
15	95	23	92	6	10	96	45
16	124	24	83	5	12	77	38
17	169	16	63	6	10	70	25
18	82	11	61	61	70	48	20
19	30	5	59	112	120	40	3
20	69	0	66	118	87	68	0
21	66	0	48	112	121	57	0
22	90	0	51	82	96	50	0
23	203	0	54	13	17	56	0