



Diana Alexandra Duarte Lopes

# Qualidade de Serviço Regulamentação na área da partilha de responsabilidade

Dissertação submetida para a satisfação parcial dos requisitos do grau de  
Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Área de Especialização em Energia

Setembro de 2015



UNIVERSIDADE DE COIMBRA



**Qualidade de energia:**  
Regulamentação na área da partilha de responsabilidade

**Diana Alexandra Duarte Lopes**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em  
**Engenharia Electrotécnica e de Computadores**

**Júri**

Presidente: Doutor António Manuel Oliveira Gomes Martins  
Orientador: Doutor Humberto Manuel Matos Jorge  
Vogal: Doutor Pedro Manuel Soares Moura

**Setembro de 2015**



# Agradecimentos

Quero começar por agradecer ao meu orientador, o professor Humberto Manuel Matos Jorge, por toda a ajuda e aconselhamento prestados.

Um agradecimento especial à minha família, por nunca deixar de acreditar em mim. Obrigado pelo aconselhamento nos momentos menos bons deste percurso, e por partilharem comigo a alegria dos bons momentos. Deixo um beijo à Titi Leninha, que me acolheu em Coimbra e me permitiu viver a vida de estudante no seu pleno.

Aos meus colegas agradeço por todos os momentos. Foram anos de partilha de histórias e criação de memórias inesquecíveis. Aos mais estudiosos agradeço pela ajuda nas épocas "apertadas", aos mais boémios pelos momentos de convivência e alegria e em especial, aos amigos da Crew, lanço um brinde a nós e aos avós, que se houver céu não estão lá sós...

Ao Ricky agradeço pelo apoio incondicional, pelas horas de sono perdidas e pelo "judgement hammer" sempre pronto a atuar.

Por último, mas não menos importante, agradeço às Mondeguinas, a minha segunda casa em Coimbra. Com elas aprendi o significado de respeito e cooperação, da verdadeira amizade e companheirismo e de que um café nunca é só um café. Criámos "histórias sem fim vividas" que vou para sempre guardar no coração. Para vocês que me acompanharam neste caminho de altos e baixos deixo um abraço especial, da Trona que vos adora.



# Resumo

A qualidade de energia elétrica é caracterizada pela continuidade de serviço e pela qualidade da onda de tensão. Para a última, apesar de já estarem definidas as características técnicas da onda, ainda não estão estabelecidos padrões restritivos (como na continuidade) que permitam a aplicação de penalizações aos operadores e consequentes compensações aos consumidores. As cavas de tensão são o distúrbio na qualidade da onda mais sentido, e são classificadas segundo uma tabela definida na Norma Europeia EN 50160. O conceito de partilha de responsabilidade entre a operadora e o consumidor é aplicado utilizando uma curva definida pela tabela referida, que a divide entre uma zona na qual as cavas são da responsabilidade do cliente e outra na qual haverá uma partilha da responsabilidade através do estabelecimento de um número máximo de ocorrências.

Por isso, dissertação analisa a distribuição das cavas ocorridas no ano de 2014 em 70 das 416 subestações ativas da rede de distribuição de média tensão, segundo a tabela classificativa, e permite, assim, a apresentação de alternativas à curva de partilha de responsabilidade adaptadas às características da rede. As propostas dividem-se entre um primeiro cenário, que define duas zonas na tabela de classificação, e um segundo cenário que apresenta três zonas, introduzindo uma zona onde a ocorrência de cavas é proibida.

## Palavras Chave

Qualidade de energia elétrica, Qualidade da onda de tensão, Cavas de tensão, Partilha de responsabilidade



# Abstract

Power quality is characterized by continuity of supply and voltage quality. For the last one, although the waveform characteristics have already been defined, there are no restrictive standards established (as in continuity of supply) that allow the application of penalties for operators and consequent compensations to consumers. Voltage dips are the most perceived waveform disturbance and are classified according to a table set in the European Norm EN 50160. The concept of responsibility sharing between the network operator and the consumer is applied by using a curve on the described table, that divides it between an area in which the voltage dips are responsibility of the customer and one in which there will be a shared responsibility by establishing a maximum numbers of occurrences.

Therefore, this dissertation analyzes the distribution of voltage dips occurred in 2014 in 70 of the 416 active substations of medium voltage distribution network, according to the mentioned table, allowing a presentation of alternatives on the responsibility-sharing curve adapted to the network characteristics. The alternatives are divided between a first scenario, which defines two regions in the standings, and a second one with three regions, introducing one which prohibits the occurrence of voltage dips.

# Keywords

Power quality, Voltage quality, Voltage dips, Responsibility sharing





# Conteúdo

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Motivação e objetivos . . . . .	2
1.2	Estruturação . . . . .	3
<b>2</b>	<b>Qualidade de serviço de energia elétrica</b>	<b>5</b>
2.1	Qualidade de serviço e partilha de responsabilidade . . . . .	5
2.2	Regulamentação e normalização . . . . .	7
2.2.1	EN 50160: a incorporação da partilha de responsabilidade . . . . .	9
2.3	Regulamentação nacional que difere da EN 50160 . . . . .	10
2.3.1	Caso de estudo: Suécia . . . . .	10
2.4	Conclusão . . . . .	12
<b>3</b>	<b>Rede de distribuição de média tensão</b>	<b>13</b>
3.1	Características da rede de distribuição . . . . .	14
3.2	Distribuição territorial . . . . .	15
3.3	Conclusão . . . . .	16
<b>4</b>	<b>Análise dos dados de monitorização</b>	<b>17</b>
4.1	Nível territorial . . . . .	18
4.2	Nível de tensão . . . . .	22
4.3	Potência de curto-circuito . . . . .	24
4.4	Comparação com o MAIFI . . . . .	26
4.5	Conclusão . . . . .	28
<b>5</b>	<b>Curva de partilha de responsabilidade</b>	<b>31</b>
5.1	Cenário 1: duas zonas de responsabilidade . . . . .	31
5.2	Cenário 2: três zonas de responsabilidade . . . . .	35
5.3	Conclusão . . . . .	38

## Conteúdo

---

<b>6 Conclusão</b>	<b>41</b>
6.1 Trabalho futuro . . . . .	42
<b>A Localização das subestações AT/MT, MT/MT e rede AT e MT por nível de tensão.</b>	<b>47</b>
<b>B Localização das subestações AT/MT e rede MT por área de abrangência de cada subestação.</b>	<b>51</b>
<b>C Dados de monitorização de 2014.</b>	<b>55</b>
<b>D Mapa das NUTS II e III.</b>	<b>65</b>
<b>E Valores de potência de curto-circuito por NUTS II.</b>	<b>67</b>

# Lista de Figuras

2.1	Principais distúrbios de tensão. . . . .	6
2.2	Países em contribuição ativa na 5ª edição do Relatório de Benchmarking. . . . .	8
2.3	Curva de partilha de responsabilidade com definição de duas zonas. . . . .	10
3.1	Evolução dos quilómetros da rede de distribuição. . . . .	14
3.2	Evolução do nº de clientes da rede de distribuição. . . . .	15
4.1	Número médio anual de cavas de tensão por barramento monitorizado. . . . .	18
4.2	Número médio anual de cavas de tensão por barramento monitorizado nas NUTS II. . . . .	19
4.3	Percentagem de cavas com duração igual ou inferior a 200 ms ou tensão residual superior a 80% no Continente e nas NUTS II. . . . .	20
4.4	Percentagem de cavas ocorridas no Continente e nas NUTS II, na célula A1. . . . .	21
4.5	Cavas ocorridas nas NUTS II, distribuídas por duração t (ms). . . . .	21
4.6	Cavas ocorridas nas NUTS II, distribuídas por nível de tensão residual u (%). . . . .	21
4.7	Percentagem de cavas ocorridas na célula A1, por nível de tensão. . . . .	22
4.8	Distribuição de cavas pelos níveis de tensão, segundo a duração t (ms). . . . .	23
4.9	Distribuição de cavas pelos níveis de tensão, segundo o nível de tensão residual u (%). . . . .	23
4.10	Percentagem de cavas de tensão na célula A1, segundo cada intervalo de potência de curto-circuito (Scc). . . . .	24
4.11	Distribuição de cavas pelo valor de Scc, segundo o nível de tensão residual u (%). . . . .	25
4.12	Distribuição de cavas pelo valor de Scc, segundo a duração t (ms). . . . .	25
4.13	Número médio de MAIFI e de cavas ocorridas em cada NUTS II. . . . .	27
5.1	Curva de partilha de responsabilidade com definição de duas zonas. . . . .	32
5.2	Primeira alteração à curva de partilha de responsabilidade com duas zonas. . . . .	33

## Lista de Figuras

---

5.3	Segunda alteração à curva de partilha de responsabilidade com duas zonas.	34
5.4	Curva de partilha de responsabilidade com definição de três zonas. . . . .	35
5.5	Primeira alteração à curva de partilha de responsabilidade com três zonas.	36
5.6	Segunda alteração à curva de partilha de responsabilidade com três zonas.	37

# Lista de Tabelas

2.1	Principais atividades do CEER referentes à qualidade de serviço de energia.	8
2.2	Classificação das cavas de tensão segundo a EN 50160. . . . .	9
2.3	As três zonas definidas para níveis acima dos 45 kV. . . . .	11
2.4	As três zonas definidas para níveis abaixo dos 45 kV. . . . .	12
3.1	Ativos da rede da Energias de Portugal (EDP) Distribuição. . . . .	15
4.1	Indicador MAIFI da rede MT e número médio de cavas ocorridas por região NUTS III. . . . .	26
5.1	Aplicação da curva de responsabilidade com definição de duas zonas. . .	32
5.2	Aplicação da primeira alteração à curva de partilha de responsabilidade com duas zonas. . . . .	33
5.3	Aplicação da segunda alteração à curva de partilha de responsabilidade com duas zonas. . . . .	34
5.4	Aplicação da curva de partilha de responsabilidade com definição de três zonas. . . . .	36
5.5	Aplicação da primeira alteração à curva de partilha de responsabilidade com três zonas. . . . .	37
5.6	Aplicação da segunda alteração à curva de partilha de responsabilidade com três zonas. . . . .	38



# Lista de Acrónimos

<b>LPQI</b>	<i>Leonard Power Quality Initiative</i>
<b>UE</b>	União Europeia
<b>CEER</b>	<i>Council of European Energy Regulators</i>
<b>IEC</b>	<i>International Electrotechnical Commission</i>
<b>CEN</b>	<i>European Committee for Standardization</i>
<b>EN</b>	<i>European Norm</i>
<b>CENELEC</b>	<i>European Committee for Electrotechnical Standardization</i>
<b>CEN</b>	<i>European Committee for Standardization</i>
<b>ETSI</b>	<i>European Telecommunications Standards Institute</i>
<b>EURELECTRIC</b>	<i>Union of the Electricity Industry</i>
<b>ERSE</b>	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
<b>RND</b>	Rede Nacional de Distribuição
<b>AT</b>	alta tensão
<b>MT</b>	média tensão
<b>BT</b>	baixa tensão
<b>EDP</b>	Energias de Portugal
<b>NUTS</b>	"Numenclatura das Unidades Territoriais para Fins Estatísticos"
<b>RQS</b>	Regulamento de Qualidade de Serviço do Setor Elétrico
<b>NP</b>	Norma Portuguesa



<b>AML</b>	Área Metropolitana de Lisboa
<b>Sc</b>	potência de curto-circuito
<b>MAIFI</b>	<i>Momentary Average Interruption Frequency Index</i>
<b>ECRB</b>	<i>Energy Community Regulatory Board</i>

# 1

## Introdução

A energia elétrica é um bem indispensável à sociedade atual. Promove o crescimento económico e o desenvolvimento social e o seu consumo reflete a qualidade de vida da população. Um sistema de energia elétrica tem como função produzir essa energia em quantidade suficiente e garantir o seu transporte até aos pontos de consumo. De acordo com *Prabha Kundur* [1], sistemas bem concebidos serão capazes de garantir os seguintes requisitos: adequar e controlar o equilíbrio entre potência ativa e reativa, segundo as necessidades da carga; fornecer energia a um custo económico e ambiental mínimo; e satisfazer padrões mínimos de fiabilidade e estabilidade na frequência e nível de tensão.

Associada à forte dependência atual da sociedade na energia elétrica, vem a necessidade de garantir qualidade de abastecimento da mesma junto dos consumidores finais. A qualidade de serviço avalia a qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores finais, sendo um importante indicador no setor elétrico. A onda de tensão de alimentação apresenta um leque de variáveis que a caracterizam: valor nominal ( $U_n$ ), frequência, forma de onda, entre outros. São estes parâmetros que definem a energia elétrica entregue ao consumidor, pelo que perturbações na onda levam a uma queda na qualidade de abastecimento. Harmónicos, quedas de tensão e flickers são exemplos de distúrbios sobre os quais são frequentemente apresentadas queixas às companhias fornecedoras de energia elétrica pelo consumidor. Também do lado do operador são apontadas falhas aos clientes como a introdução de harmónicos poluentes na rede, por parte dos aparelhos com eletrónica de potência, sobrecargas ou aquisição de equipamentos inadequados. De todas as perturbações, a ocorrência de cavas de tensão é a mais usual e a que cria maior impacto económico. Em 2004, um estudo realizado pela *Leonard Power Quality Initia-*

## 1. Introdução

---

*tive* (LPQI)<sup>1</sup> (incluiu clientes dos 25 países constituintes da União Europeia (UE)) registou que, em média, as cavas de tensão são o problema mais sentido pelos clientes (23,6%) seguidas das pequenas e grandes interrupções (18,8% e 12,5%, respetivamente) [2].

Cavas de tensão são descritas como uma redução temporária de tensão para valores entre os 90% e os 5% do valor nominal, seguida do restabelecimento da mesma após um curto espaço de tempo. É caracterizada de forma bidimensional: tensão residual ( $u$ , em %) e duração ( $t$ , em ms) e é tipicamente associada à ocorrência de um curto-circuito ou outro qualquer aumento da corrente no sistema, causado por defeitos e manobras na rede, anomalias nas instalações dos consumidores ou comutações de cargas importantes nas instalações domésticas. Entre os principais causadores de defeitos na rede encontram-se os curto-circuitos provocados por descargas atmosféricas, roturas no isolamento dos equipamentos, más condições climatéricas (ventos fortes, neve, gelo), animais, inundações e incêndios.

Com a ocorrência de um defeito na rede é imperativo atribuir responsabilidades. Aqui reside o verdadeiro problema uma vez que a conceção de uma rede inteiramente isenta de perturbações da onda de tensão não é economicamente viável. Libertar a rede de qualquer distúrbio torna-se impossível quando a sua maioria é aérea e está em contacto direto com perturbações naturais. Desta forma, tem sido incitada a filosofia de partilha de responsabilidade entre clientes e operadores de rede: os clientes mais sensíveis a variações responsabilizam-se por imunizar as suas instalações e os operadores por assegurar um nível de qualidade que satisfaça a maioria dos clientes.

### 1.1 Motivação e objetivos

A reguladoras sentem que é urgente definir as responsabilidades e obrigações de cada interveniente, em função do grau de severidade das perturbações. A sugestão de uma curva de partilha de responsabilidade foi um enorme salto para uma avaliação mais pormenorizada das ocorrências. É, no entanto, demasiado abrangente: quando foi proposta pelo *Council of European Energy Regulators* (CEER) dirigiu-se a um conjunto de países com características geográficas e económicas muito diferentes.

Esta dissertação procura apresentar uma proposta de definição da fronteira de responsabilidade adequada às características da rede de média tensão do nosso país. Para o desenvolvimento dessa curva a caracterização das perturbações com base em histórico

---

<sup>1</sup>A LPQI, criada em 2001 e cofinanciada pela Comissão Europeia, surgiu como resposta à crescente penetração de carga não lineares potencialmente perturbadoras da rede de energia elétrica, procurando educar os consumidores finais. Em 2004 a Comissão Europeia atribuiu-lhe o prémio Leonardo da Vinci para projetos de educação. Em 2005 a LPQI alargou o espectro de questões sobre energia elétrica a analisar e mudou o seu nome para Leonardo ENERGY. Desde esse momento está focada inteiramente na comunicação internet e e-learning.

de ocorrências, ao nível da qualidade de onda de tensão entre as subdivisões do nosso país, será o primeiro passo a tomar. Compreender a distribuição das falhas ao longo do território torna-se imperativo para realizar uma análise adequada.

## 1.2 Estruturação

A dissertação apresentada divide-se em 6 capítulos: o primeiro introduz o tema e apresenta os objetivos a alcançar; o segundo aborda a temática da qualidade de serviço de energia, apresentando a regulamentação e normalização em vigor a nível europeu; no terceiro apresenta-se o esquema da rede de distribuição de média tensão portuguesa, contabilizando os seus ativos e apresentando a sua distribuição territorial; o quarto apresenta uma análise aos dados de monitorização adquiridos no ano de 2014; no quinto capítulo são apresentadas as propostas de curvas de partilha de responsabilidade baseadas na análise anterior; por fim são apresentadas as conclusões.

## 1. Introdução

---

# 2

## Qualidade de serviço de energia elétrica

A continuidade de abastecimento de energia elétrica foi, até à década de 90, o principal objeto de estudo no campo da eficiência dos sistema de energia. As cargas possuíam menos eletrônica de potência pelo que os problemas com a qualidade da onda eram quase inexistentes. Com a criação do sistema de energia elétrica de nível industrial, a ampliação do abastecimento público e, principalmente, com o aumento do uso de cargas não lineares, a qualidade começou a ser vista como uma questão pertinente [3].

Este capítulo aprofunda o conceito de qualidade de serviço, relacionando-o com a necessidade da criação de uma curva de partilha de responsabilidade. É também apresentada a normalização existente na União Europeia (UE) relativa a cavas de tensão e analisado o caso da Suécia, por apresentar modelos inovadores para a partilha de responsabilidade.

### 2.1 Qualidade de serviço e partilha de responsabilidade

A qualidade de serviço de energia elétrica cobre uma vasta gama de desvios da amplitude e/ou forma da onda de tensão de alimentação do seu valor ótimo. Cavas de tensão, flutuações de tensão (flickers), sobretensões transitórias, desequilíbrios de tensão, distorção harmónica e interrupções breves e longas são exemplos de distúrbios de tensão. A distinção entre os mesmos é feita segundo a duração do evento e o seu nível de tensão residual, visível na figura 2.1. O aumento do número de perturbações tem resultado num incremento dos custos para os utilizadores da rede. O investimento crescente em equipamentos energeticamente eficientes e a implementação gradual de sistemas de geração distribuída poderá, no futuro, conduzir a novos aumentos.

Do ponto de vista técnico, a qualidade de serviço é consideravelmente complexa. A escolha de indicadores adequados e discussões relativas à medição tornam a fixação de limites generalizados para os diferentes distúrbios uma operação complicada. De referir

## 2. Qualidade de serviço de energia elétrica

---

que estes limites podem ser estabelecidos de duas formas: um número máximo de eventos cujas características podem apresentar um valor superior a determinado limiar ou a definição de um valor máximo para o indicador, isto é, o evento não deverá ultrapassar esse limite [4].

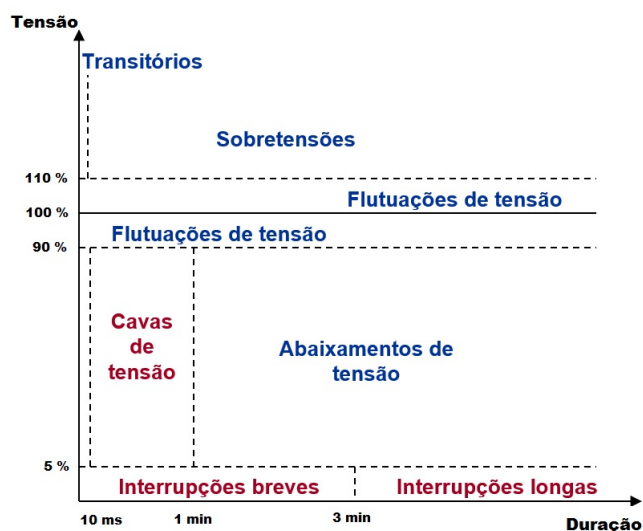


Figura 2.1: Principais distúrbios de tensão [5].

Usualmente cerca de 70% dos distúrbios sentidos na rede são originados nas instalações do cliente, e apenas 30% são no lado da rede [6]. Do lado dos operadores é necessária uma regulamentação adicional: estabelecimento de níveis máximos de perturbações nos pontos de entrega. Para os clientes há que acertar limites de emissões de harmônicos nas suas instalações e promover a aquisição de equipamentos eficientes e adequados. É necessário contar também com outro interveniente: o fabricante do equipamento. O objetivo final do regulamento de qualidade de serviço é assegurar que o funcionamento do equipamento não é afetado por distúrbios de tensão provenientes da rede. As cavas não são possíveis de irradiar na sua totalidade, mas a sua ocorrência pode ser controlada através da regulamentação da imunidade de dispositivos individuais para estas perturbações. Neste campo foram já criados padrões de compatibilidade magnética a serem cumpridos pelos fabricantes, emitidos pela *International Electrotechnical Commission* (IEC). A *Union of the Electricity Industry* (EURELECTRIC) reconhece que alguns dos clientes mais sensíveis a cavas de tensão são também clientes economicamente importantes [7].

As consequências e os níveis das perturbações são definidas, na maioria dos casos, pelos operadores de rede, o que dificulta a atribuição de responsabilidade entre as várias partes interessadas (operadores ou utilizadores finais). Desta forma, o *Council of*

*European Energy Regulators* (CEER) coloca a partilha de responsabilidade no topo dos princípios a adotar na regulação da qualidade de serviço. A nível europeu foi elaborada uma diretiva [8] que estabelece como dever da entidade reguladora a fixação e aprovação de normas e requisitos de qualidade, resultando numa crescente participação das reguladoras nacionais em questões dessa temática. Com vista à standardização dos limites dos distúrbios entre os países europeus foi também criada a *European Norm* (EN) 50160 [9], descrita com mais detalhe no subcapítulo 2.2.1. Os utilizadores da rede de distribuição não são afetados da mesma forma pelos diferentes distúrbios, pelo que, mesmo harmonizando limites a nível europeu, será sempre necessária uma regulamentação nacional, mais adequada a cada caso.

## 2.2 Regulamentação e normalização

A normalização europeia na área da engenharia eletrotécnica está entregue ao *European Committee for Electrotechnical Standardization* (CENELEC), desde 1973. Juntamente com o *European Committee for Standardization* (CEN) e o *European Telecommunications Standards Institute* (ETSI) forma os trio de organismos europeus que estabelece padrões de segurança e qualidade a cumprir pelos produtos e serviços no mercado. É através da cooperação com as entidades reguladoras nacionais que o CENELEC consegue um trabalho de revisão intensiva dos padrões normalizados.

O CEER é a voz dos reguladores nacionais de energia da UE, a nível comunitário e internacional, e atua como uma plataforma para a cooperação e intercâmbio de informações entre os reguladores. Na perspectiva de uniformizar técnicas de monitorização e índices indicativos de qualidade de serviço, o CEER começou a incluir esta temática nos seus relatórios de benchmarking. O primeiro [10] e o segundo [11] relatório incidiram sobre a continuidade de serviço e qualidade comercial dos sistemas de energia elétrica. Em 2005, ao ser iniciado o terceiro relatório [12], foi introduzido o tema da qualidade de serviço. Desde então o CEER tem incluído um capítulo sobre qualidade de serviço nos relatórios publicados e emitido vários documentos sobre o assunto, os quais se apresentam na tabela 2.1. Os reguladores europeus de energia associados ao CEER têm dedicado grande atenção à questão da melhoria dos padrões de qualidade de serviço, considerados presentemente na norma EN 50160 [9]. A mesma expõe genericamente os distúrbios de tensão e define valores e limites indicativos para a sua maioria, o que a torna num documento importante na normalização da qualidade de serviço nos países da Europa.

A colaboração entre reguladores e entidades normalizadoras começou após a publicação do 3º Relatório de Benchmarking [12]. O grupo de trabalho CEER - *Electricity Quality of Supply* foi convidado pela primeira vez em Maio de 2006 para participar nas

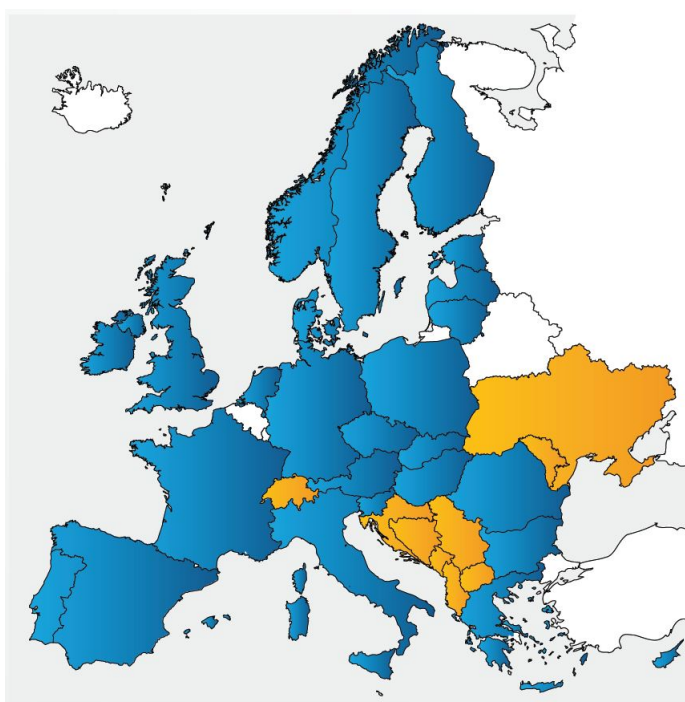


## 2. Qualidade de serviço de energia elétrica

reuniões do CENELEC sobre aspetos de regulamentação da qualidade de serviço [13]. No último relatório emitido [14], além das reguladoras nacionais da maioria dos países membros, também contribuíram com dados de qualidade as reguladoras do *Energy Community Regulatory Board* (ECRB) e a Suíça, contabilizando-se um total de 33 países (figura 2.2). Alguns aplicam atualmente normas com padrões mais restritos, como é o caso da Suécia, cuja regulamentação será abordada no subcapítulo 2.3.1.

**Tabela 2.1:** Principais atividades do CEER referentes à qualidade de serviço de energia. [15].

Título do relatório ou descrição da atividade	Data	Referência
3rd Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply	December 2005	C05-QOS-01-03
CEER cooperation with CENELEC on "Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks"	2006 - on-going	EN 50160:2010
Public Consultation Paper "Towards Voltage Quality Regulation in Europe"	December 2006	E06-EQS-09-03
Conclusions Paper "Towards Voltage Quality Regulation in Europe" (and evaluation of comments paper)	July 2007	E07-EQS-15-03
E. Fumagalli, L. Lo Schiavo, F. Delestre, "Service quality regulation in electricity distribution and retail"	2007	Book by SpringerVerlag
4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply	December 2008	C08-EQS-24-04
Round table "CEER/Eurelectric cooperation on continuity of supply and voltage quality requirements and incentives"	June 2009	RT.2b @ CIRED 2009
CEER-Eurelectric workshop on voltage quality monitoring	November 2009	-
CEER Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances and accompanying "Study on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances"	December 2010	C10-EQS-41-03TR F6978
Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas	February 2011	E10-RMF-29-05
CEER-Eurelectric Round Table "Voltage quality monitoring, dip classification and responsibility sharing"	June 2011	RT.2a @ CIRED 2011



**Figura 2.2:** Países<sup>1</sup> em contribuição ativa na 5ª edição do Relatório de Benchmarking [15].

<sup>1</sup> A azul encontram-se os países membros em contribuição (Alemanha, Áustria, Bulgária, Chipre, República Checa, Dinamarca, Espanha, Estónia, Finlândia, França, Grécia, Holanda, Hungria, Irlanda, Itália, Letónia, Lituânia, Malta, Noruega, Polónia, Portugal, Reino Unido, Roménia, Eslovénia e Suécia), a amarelo os países pertencentes à ECRB (Albânia, Bósnia e Herzegovina, Croácia, República da Macedónia, Moldávia, Montenegro, Sérvia, Ucrânia e a Administração Interna das Nações Unidas no Kosovo) e a Suíça.

### 2.2.1 EN 50160: a incorporação da partilha de responsabilidade

Dos documentos produzidos na cooperação entre as várias entidades, a norma EN 50160 é aquela que define, descreve e distingue as principais características de tensão aos terminais de abastecimento de um cliente nas redes públicas de eletricidade, para níveis de alta, média e baixa tensão e sob condições normais de operação.

Desde a primeira edição, em Novembro de 1994, a norma é apontada como um documento base para os regulamentos nacionais de qualidade de serviço. Três outras edições foram publicadas em 1999, 2007 e 2010 [9]. A versão mais recente apresenta como maior progresso a distinção entre fenómenos contínuos e eventos de tensão [7]:

- Fenómenos contínuos: são pequenos desvios do valor nominal que ocorrem continuamente ao longo do tempo. Devem-se à variação do perfil de carga e à existência de cargas não lineares;
- Eventos de tensão: são acontecimentos repentinos, mas com impacto significativo na forma de onda de tensão. São causadas por ações imprevisíveis e/ou externas, como falhas de equipamentos ou da rede, condições meteorológicas ou ainda atuação de proteções.

Apresenta também uma tabela para classificação de cavas de tensão. Na ótica da harmonização na recolha de dados pelos países europeus, a tabela 2.2 possibilita a definição de um método comum para a apresentação de dados sobre este fenómeno. Os eventos são classificados em células segundo a sua duração (ms) e o seu valor de tensão residual (%).

**Tabela 2.2:** Classificação das cavas de tensão segundo a EN 50160 [9].

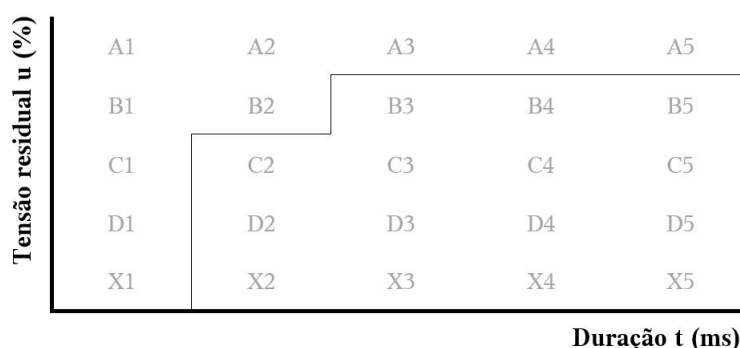
Tensão residual $u$ (%)	Duração (ms)				
	10-200	200-500	500-1000	1000-5000	5000-60000
$90 > u \geq 80$	A1	A2	A3	A4	A5
$80 > u \geq 70$	B1	B2	B3	B4	B5
$70 > u \geq 40$	C1	C2	C3	C4	C5
$40 > u \geq 5$	D1	D2	D3	D4	D5
$5 > u$	X1	X2	X3	X4	X5

Através da seleção de células desta tabela é possível definir o conceito de partilha de responsabilidade entre os operadores de rede, clientes e fabricantes de equipamentos. Em [7] os autores propõem uma “curva” (figura 2.3) que separa as células da tabela em duas zonas e que permite a seguinte distinção:

## 2. Qualidade de serviço de energia elétrica

---

- Acima da curva estão contabilizados os distúrbios suportados pelas instalações. Os clientes devem adquirir equipamentos imunes a estas cavas e os fabricantes devem assegurar o fabrico correto dos mesmos;
- Abaixo da curva encontram-se os acontecimentos sobre os quais os operadores têm responsabilidade. Os clientes devem garantir que acontecimentos causados por si tenham um impacto limitado nesta área, adquirindo equipamentos com características adequadas.



**Figura 2.3:** Curva de partilha de responsabilidade com definição de duas zonas [7].

## 2.3 Regulamentação nacional que difere da EN 50160

De acordo com o [15], 10 países<sup>2</sup> europeus apresentaram alterações à EN 50160, indicando requisitos mais restritos e associados às ocorrências nacionais. As condições individuais são mais severas relativamente aos limites estabelecidos para determinados índices, ao uso de períodos de integração mais curtos e às restrições temporais para a violação dos limites.

No subcapítulo seguinte apresenta-se a proposta da entidade reguladora sueca, dedicada à definição de uma fronteira de partilha de responsabilidade adequada ao seu país.

### 2.3.1 Caso de estudo: Suécia

A entidade reguladora sueca, *Energimyndigheten*, emitiu, em 2011, um regulamento que define as condições a serem cumpridas pela onda de tensão, para que a rede seja considerada de boa qualidade. Abrange variações de tensão, tensões harmónicas, quedas de tensão e interrupções curtas e longas. Relativamente às cavas de tensão, foi feita uma

---

<sup>2</sup>Chipre, República Checa, França, Hungria, Itália, Letónia, Holanda, Noruega, Portugal e Suécia.

## 2.3 Regulamentação nacional que difere da EN 50160

abordagem apresentando não uma, mas duas curvas de responsabilidade. As cavas são classificadas segundo três zonas:

- (A) Cavas que não deveriam ter qualquer impacto adverso sobre as instalações e equipamentos dos clientes finais. Espera-se que os equipamentos e processos sejam imunes a estes acontecimentos e não é estabelecido um limite para o número de ocorrências neste grupo, já que são contabilizadas como incidentes singulares e ligeiros;
- (B) Nesta zona não é proposto um limite absoluto quanto ao número e duração das cavas. No entanto, esse número não deverá ser superior aos suportados por tecnologia state-of-the-art nem conduzir a custos elevados. O valor a ser tido em conta como “qualidade suficiente” irá depender das características locais. O operador de rede tem a responsabilidade de mitigar as cavas que ocorram nesta região;
- (C) Engloba as cavas muito graves, que apontam para problemas de operação do SEE. Quando ocorre um incidente nesta área, a qualidade de EE é considerada insuficiente, tanto que é estabelecido pela entidade que “não deve haver nenhum distúrbio de tensão na zona C”.

O regulamento distingue ainda os eventos segundo níveis de tensão acima e abaixo de 45 kV<sup>3</sup>. Para os níveis acima dos 45 kV (figura 2.3), as curvas foram pensadas em conjunto com os principais operadores da rede sueca e com os seus grandes clientes industriais. Para as redes abaixo dos 45 kV o nível de restrição é maior (figura 2.4).

**Tabela 2.3:** As três zonas definidas para níveis acima dos 45 kV [4].

u (%)	t (ms)				
	10-200	200-500	500-1000	1000-5000	5000-60000
90 >u ≥ 80	A				C
80 >u ≥ 70					
70 >u ≥ 40		B			
40 >u ≥ 5					
u <5					

<sup>3</sup>A escolha de 45 kV como uma fronteira está relacionada com os níveis de tensão utilizados na Suécia e a forma como a rede é operada.

## 2. Qualidade de serviço de energia elétrica

---

**Tabela 2.4:** As três zonas definidas para níveis abaixo dos 45 kV [4].

u (%)	t (ms)				
	10-200	200-500	500-1000	1000-5000	5000-60000
$90 > u \geq 80$	A				
$80 > u \geq 70$					
$70 > u \geq 40$					
$40 > u \geq 5$	B			C	
$u < 5$					

### 2.4 Conclusão

A qualidade da onda de tensão é um tema complexo, cujo estudo tem sido impulsionado nos últimos anos. O CEER defende que a cooperação entre as entidades reguladoras nacionais é crucial para que possam ser definidos padrões claros para a avaliação dos diferentes distúrbios da onda. Desta forma, tem-se dedicado à elaboração de um relatório de benchmarking, que conta já com cinco edições, no qual apresenta os resultados de monitorização obtidos pelos países membros.

Dentro das normas emitidas pelo CEER a EN 50160 dedica-se exclusivamente à caracterização dos diferentes distúrbios. Na última edição a norma introduziu a separação entre eventos de tensão e fenómenos contínuos e uma tabela para a caracterização das cavas de tensão, a falha na onda de tensão mais sentida pelos consumidores. É através desta tabela que surge a definição de uma curva de partilha de responsabilidade, distribuindo as obrigações pelos três intervenientes no sistema de energia elétrica: operadores de rede, consumidores e fabricantes de equipamentos.

A Suécia aplica uma regulação mais exigente, aplicando fronteiras de partilha de responsabilidade adequadas ao país.

# 3

## Rede de distribuição de média tensão

Um sistema de energia elétrica pode ser decomposto em: Produção, Transmissão, Distribuição e Comercialização. A rede de distribuição é a parte do sistema que assegura o abastecimento de energia aos consumidores, sejam estes industriais ou domésticos. É uma atividade evolutiva, com necessidade de reforço e manutenção elevada para garantir estabilidade e capacidade de fornecimento em condições adversas.

A rede de distribuição é constituída por linhas de alta tensão, que possibilitam o transporte de energia até aos pórticos das subestações, onde é reduzido o nível de tensão com recurso a transformadores de potência e acessórios de proteção, e por linhas de média tensão, que abastecem os postos de transformação, suspensos em postes ou encerrados em construções. É através dos postos de transformação que o consumidor final é abastecido. Certos consumidores industriais podem também ser directamente abastecidos pela rede de distribuição de média tensão ou pelas subestações. Dado a sua extensão e o elevado número de equipamentos presentes na rede de distribuição, esta atividade contribuiu em muito para o enfraquecimento da qualidade de abastecimento de energia elétrica. Um bom desempenho da rede irá garantir um cumprimento dos padrões de fiabilidade e estabilidade de tensão e frequência impostos aos sistema de energia.

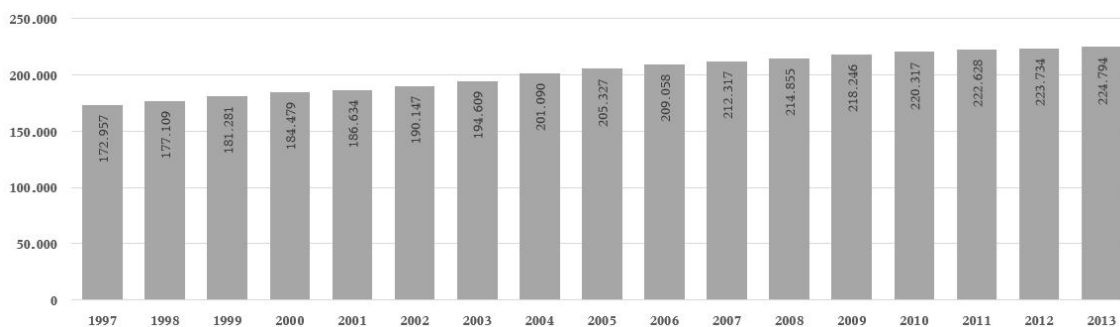
Em Portugal, a Rede Nacional de Distribuição (RND) encontra-se a cargo da Energias de Portugal (EDP) - Distribuição de Energia, S.A., por concessão exclusiva atribuída pelo Estado Português. Segundo a empresa, esta “é detentora de cerca de 99% da rede de distribuição de energia elétrica em Portugal Continental – apenas não detém as redes dos auto-produtores e de pequenas cooperativas” [16].

Este capítulo apresenta as características da RND de média tensão, focando-se na distribuição geográfica das linhas por nível de tensão.

## 3.1 Características da rede de distribuição

A evolução dos consumos verificada ao longo dos últimos anos conduziu à necessidade de rápida adaptação por parte da rede de distribuição. Com a criação de normas de qualidade de serviço ainda mais exigentes torna-se imperativo que esta seja uma rede em constante adaptação. As figuras 3.1 e 3.2, disponibilizadas em [16], mostram que nos últimos 16 anos houve um crescimento de aproximadamente 30% nos quilómetros de rede, aliado a um crescimento próximo de 20% no número de clientes ligados à rede. Na figura 3.2 apresenta-se, desde 2007, uma distinção entre clientes do mercado regulado e não regulado. A distinção entre os dois mercados é a de que no primeiro os preços de venda de energia são fixados anualmente pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), e no mercado livre os preços de energia são estabelecidos por cada comercializador, sempre respeitando o Regulamento das Relações Comerciais e as regras estabelecidas pela concorrência.

A rede de distribuição é constituída por cabos aéreos e subterrâneos de alta tensão (60 kV), média tensão (6/10/15/30 kV) e de baixa tensão<sup>1</sup> (400/230 V), subestações, postos de transformação, ativos da rede de iluminação pública e restantes equipamentos de proteção, apoio à exploração e monitorização. O número de instalações e equipamentos em serviço no ano de 2014 pode ser visto na tabela 3.1. Agrupando os valores das linhas de média tensão estavam em exploração 72 319 km de rede, dos quais 80,5% pertencem à rede aérea.



**Figura 3.1:** Evolução dos quilómetros da rede de distribuição [16].

---

<sup>1</sup>alta tensão (AT), média tensão (MT), baixa tensão (BT)

## 3.2 Distribuição territorial

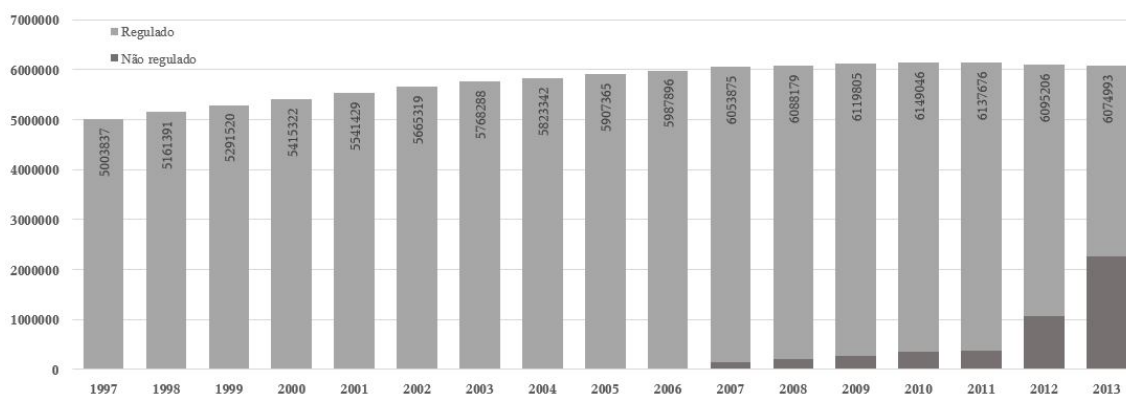


Figura 3.2: Evolução do nº de clientes da rede de distribuição [16].

Tabela 3.1: Ativos da rede da EDP Distribuição [17].

<b>Subestações</b>	
Nº de subestações	416
Nº de transformadores	725
Potência Instalada (MVA)	14401
<b>Linhas (km)</b>	<b>81694</b>
<b>Aéreas</b>	
AT (60/130 kV)	8844
MT (6/10/15/30 kV)	58184
<b>Cabos subterrâneos</b>	
AT (60/130 kV)	531
MT (6/10/15/30 kV)	14135
<b>Postos de Transformação</b>	
Unidades	66719
Potência instalada (MVA)	19969
<b>Redes BT (km)</b>	<b>141829</b>
Aéreas	108586
Subterrâneas	33243

## 3.2 Distribuição territorial

A forte presença populacional, a concentração de parques industriais e a maior oferta de serviços presentes no litoral do nosso país conduzem a uma necessidade de garantir um abastecimento acrescido de energia nessas regiões. Os mapas presentes nos anexos A e B, disponíveis em [18], mostram essa mesma disposição, verificando-se uma maior concentração de subestações e rede de 15 kV no litoral de Portugal.

Olhando para uma distribuição por nível de tensão (anexo A), a rede de 15 kV cobre grande parte do território nacional, ocupando toda a área litoral entre as regiões do Minho



### 3. Rede de distribuição de média tensão

---

e Coimbra, todo o interior norte (Médio Tejo e Beira Alta) e região Algarvia. Também no Baixo Alentejo é a rede de 15 kV que impera. Nas outras regiões do Alentejo e em Leiria, Oeste, Trás-os-Montes e Douro há uma supremacia da rede de 30kV. É também possível observar que na zona alentejana se encontram ilhas de 15 kV, perto dos centros mais povoados. A rede de 10 kV encontra-se em monobloco, uma vez que apenas a Área Metropolitana de Lisboa é alimentada por este nível de tensão, pois quando foi projectada a Central da Junqueira “decidiu-se não ampliar a rede existente (de 3,3 kV) e substitui-la por uma de 10 kV, que permitia transportar a energia a maiores distâncias, com menores perdas” [19].

Uma análise do anexo B mostra que há uma maior concentração de subestações na zona costeira entre Porto e Lisboa e no litoral Algarvio, contrariando com as regiões alentejanas e o interior norte do país, onde a distribuição das subestações é mais dispersa. Também a superfície territorial abrangida pelas subestações é diferente: nas regiões com menor número de subestações a área por elas abrangida é muito superior à das subestações mais concentradas. É de notar que nas grandes áreas metropolitanas (Lisboa e Porto) o número de subestações é mais elevado que em qualquer outra região.

A comparação entre os dois mapas mostra-nos uma tendência evidente: nas zonas de maior concentração de subestações, estas são maioritariamente AT/MT 60/15 kV, enquanto que nas zonas menos povoadas e com subestações mais distanciadas, apresentam níveis de tensão de 60/30 kV.

### 3.3 Conclusão

No presente capítulo foram abordadas as características da RND de média tensão. Os ativos da rede foram contabilizados a 31 de Dezembro de 2014 e, através do "Relatório da Qualidade de Serviço 2014" [17], elaborado pela EDP-Distribuição, podem ser consultados publicamente.

O litoral é maioritariamente abastecido pela rede de 15 kV e é também nesta região que se encontra uma maior concentração de subestações. O Alentejo e o Interior Norte são regiões alimentadas pela rede de 30 kV e onde se encontram subestações com uma área de abrangência mais elevada.

A Área Metropolitana de Lisboa é um caso excecional no país, alimentada por uma rede de distribuição de 10 kV. Nesta zona e na região do Porto, a concentração de subestações é superior a qualquer outra zona do país, dada a elevada densidade populacional e a grande concentração industrial e de serviços, pelo que a área territorial a cargo de cada subestação é menor.

# 4

## Análise dos dados de monitorização

Neste capítulo é apresentada uma análise das ocorrências registadas em 2014, referentes às subestações AT/MT em monitorização. Os dados são de acesso público e estão disponíveis na página da EDP-Distribuição [20]. Para consulta na dissertação, os dados encontram-se no anexo C.

As medições foram realizadas de acordo com as disposições do Regulamento de Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (RQS), englobando o Plano Bianual de Monitorização proposto pela EDP-Distribuição. Segundo o *Relatório de Qualidade de Serviço 2014* [17], “a caracterização dos eventos de tensão foi realizada segundo o método de agregação polifásica e temporal de 3 minutos”<sup>1</sup>. A apresentação das características de tensão registadas encontra-se de acordo com a Norma Portuguesa (NP) EN 50160.

Das 416 subestações existentes 2 são de MAT/AT/MT, 32 de MT/MT e 382 de AT/MT. Em 2014 foram monitorizadas 70 subestações, o que corresponde a 17%. Deste número, 40 estão em monitorização permanente, sendo que no plano está definido um acréscimo de 7 subestações para 2015. Distribuindo as subestações monitorizadas pelas cinco NUTS II<sup>2</sup> (anexo D) encontram-se 21 subestações no Norte (31%), 22 no Centro (31%), 15 na Área Metropolitana de Lisboa (21%), 9 no Alentejo (13%) e 3 no Algarve (4%). As 70 subestações agregam 110 barramentos, sendo 62 de 15 kV (56%), 31 de 30 kV (28%) e 17 de 10 kV (15%).

Neste capítulo são analisados os dados de monitorização adquiridos por nível territorial, por nível de tensão. São depois realizadas comparações com os valores de potência de curto-circuito (Scc) e com o indicador *Momentary Average Interruption Frequency Index* (MAIFI) de continuidade de serviço. Uma análise comparativa entre o ano 2014 e o

---

<sup>1</sup>De acordo com [9] a agregação polifásica consiste em definir um evento equivalente caracterizado por uma duração e uma tensão residual únicas e a agregação temporal consiste em definir um evento equivalente no caso de múltiplos eventos sucessivos.

<sup>2</sup>“Numenclatura das Unidades Territoriais para Fins Estatísticos” (NUTS)

## 4. Análise dos dados de monitorização

anterior não é possível, dadas as alterações efetuadas respetivamente à caracterização de cavas de tensão, impostas pelo novo RQS.

### 4.1 Nível territorial

Somando os dados recolhidos nas subestações em monitorização permanente e anual, o número médio de cavas de tensão é apresentado na figura 4.1, usando a classificação estabelecida na tabela 2.2. Na figura 4.2 encontra-se a mesma representação para cada NUTS II. Em comparação observa-se que o número médio de cavas a ocorrer no Alentejo é muito superior ao da Área Metropolitana de Lisboa<sup>3</sup>. Como foi referido no capítulo anterior, a NUTS II do Alentejo apresenta uma rede maioritariamente aérea que se opõe à rede subterrânea existente em Área Metropolitana de Lisboa. A concentração de subestações no Alentejo é inferior à da Área Metropolitana de Lisboa, o que também contribui para os valores registados.

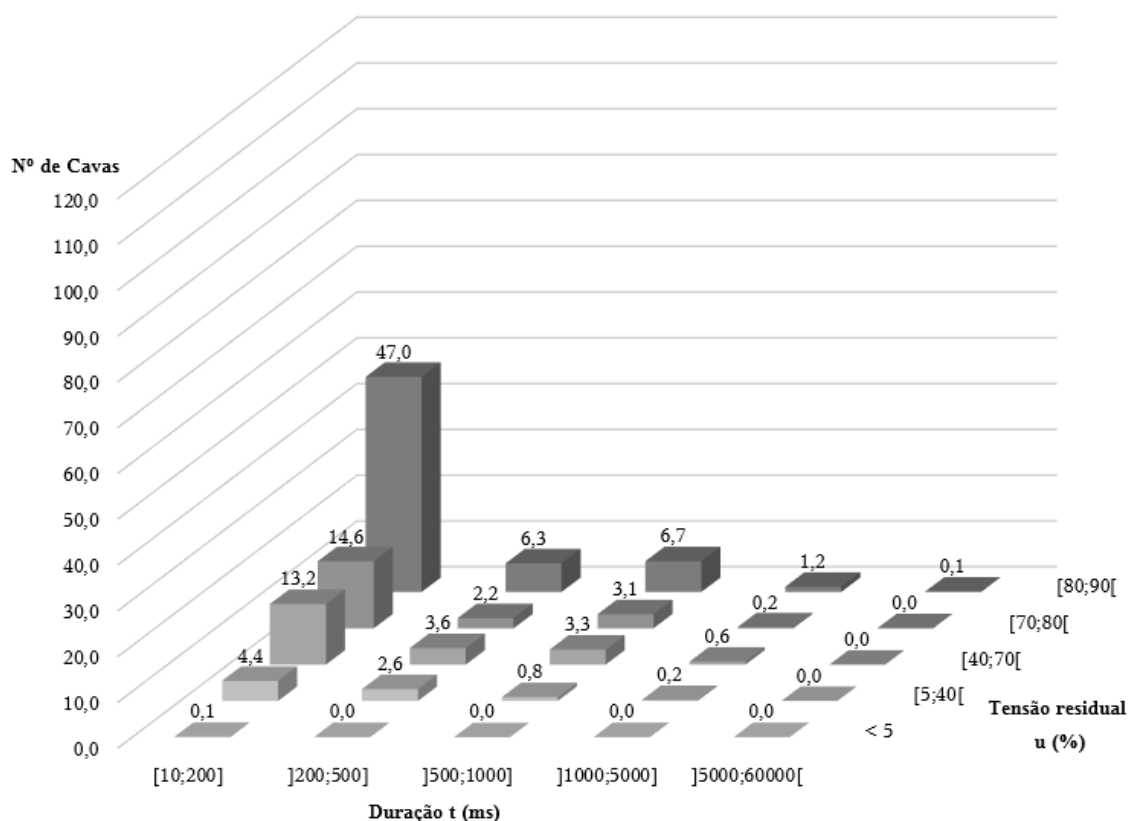


Figura 4.1: Número médio anual de cavas de tensão por barramento monitorizado.

<sup>3</sup>Nos gráficos e tabelas a Área Metropolitana de Lisboa será denominada de AML.

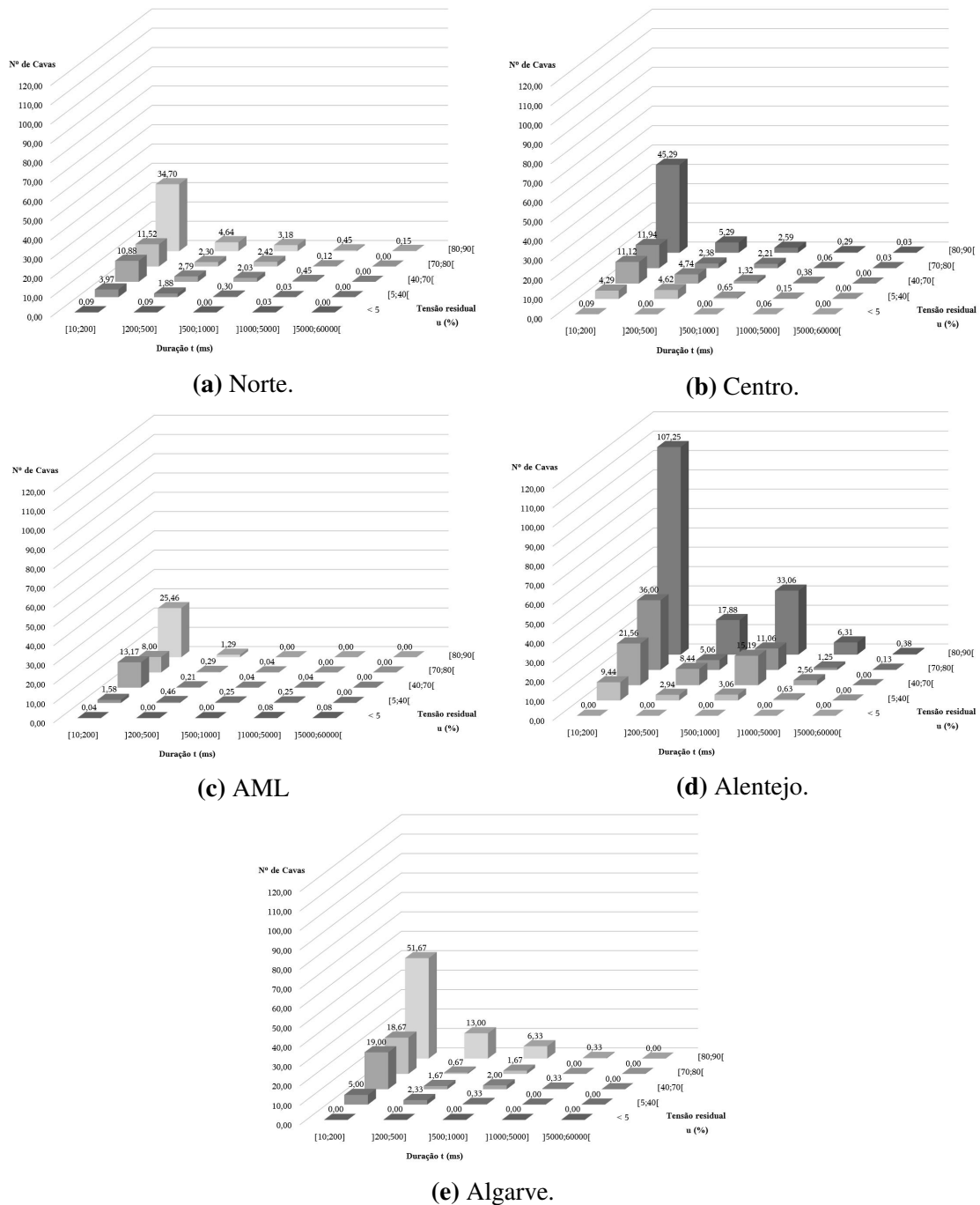


Figura 4.2: Número médio anual de cavas de tensão por barramento monitorizado nas NUTS II.

#### 4. Análise dos dados de monitorização

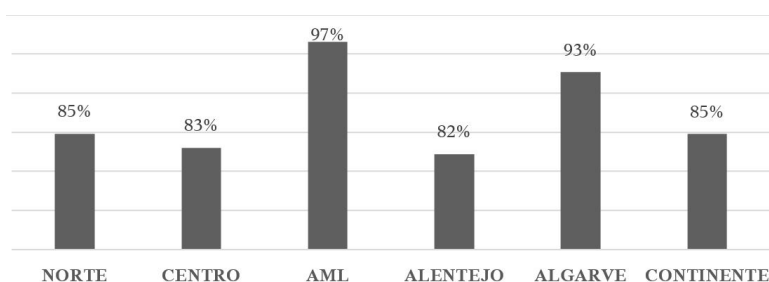
---

Dos eventos de tensão registados, 85% teve uma duração igual ou inferior a 200 ms ou uma tensão residual superior ou igual a 80%. Salienta-se uma presença notória de acontecimentos nas células A1, B1 e C1 e uma ausência de falhas nas células correspondentes a um período de duração superior a 5000 ms. É também evidente uma ausência de cavas com tensão residual inferior a 5%, sendo que segundo a versão em vigor da NP EN 50160 [21], já não são contabilizados eventos ocorridos nesta gama de valores. A figura 4.3 mostra que as regiões do Norte, Centro, Alentejo e Algarve apresentam valores próximos dos anteriores. Na Área Metropolitana de Lisboa a concentração de eventos nesta gama é superior, somando 97% dos eventos. Esta concentração explica-se pela ausência de linhas aéreas na região e pela área de abrangência das subestações nela presentes.

Cerca de 43% dos acontecimentos registados ocorreram na célula A1. Distribuindo os acontecimentos registados pelas NUTS II em que surgiram, a tendência é a mesma, como pode ser visto na figura 4.4. No Alentejo encontra-se o menor valor (38%), ao contrário da Área Metropolitana de Lisboa, que contabilizou 50% dos eventos nessa célula.

Cavas com duração igual ou inferior a 200 ms representam 94% dos casos na Área Metropolitana de Lisboa, 77% no Algarve, 75% no Norte e Centro, e 62% no Alentejo, visível na figura 4.5. Destaca-se a maior concentração de cavas na NUTS II do Alentejo com duração entre os 500 ms e os 100 ms, explicada quando se verifica o número de cavas registadas na região. Na subestação de Beja há uma contabilização de cavas com duração entre os 500 ms e os 100 ms quase 10 vezes superior a qualquer outra subestação monitorizada. Em todas as regiões verifica-se uma percentagem igual ou abaixo dos 0,2% no intervalo de tempo superior a 5 s, sendo que no Algarve não aconteceu nenhum incidente com essa duração.

Ao nível da percentagem de tensão residual, todas as regiões registam cerca de 50% das cavas no intervalo com valor de tensão residual acima dos 80%. A figura 4.6 permite a observação de que a Área Metropolitana de Lisboa exibe um maior número de falhas com valores de tensão residual entre os 40 e 70%. Este valor pode ser explicado pelo facto desta rede ser muito interligada e com potências de curto-circuito elevadas.



**Figura 4.3:** Percentagem de cavas com duração igual ou inferior a 200 ms ou tensão residual superior a 80% no Continente e nas NUTS II.

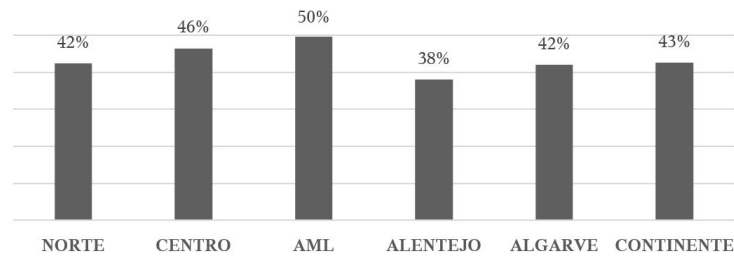


Figura 4.4: Percentagem de cavas ocorridas no Continente e nas NUTS II, na célula A1.

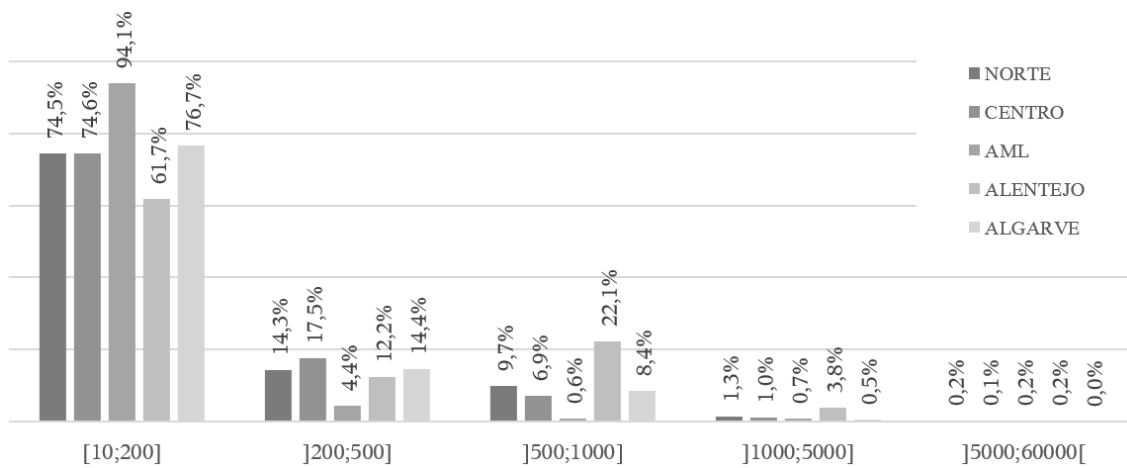


Figura 4.5: Cavas ocorridas nas NUTS II, distribuídas por duração t (ms).

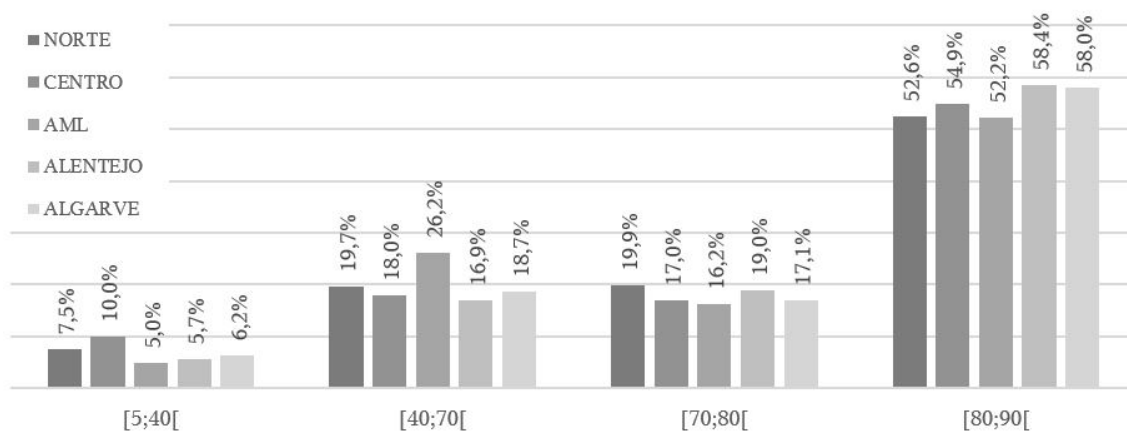


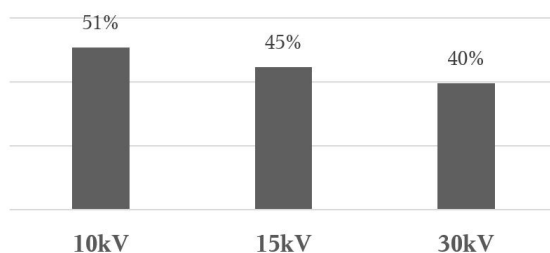
Figura 4.6: Cavas ocorridas nas NUTS II, distribuídas por nível de tensão residual u (%).

### 4.2 Nível de tensão

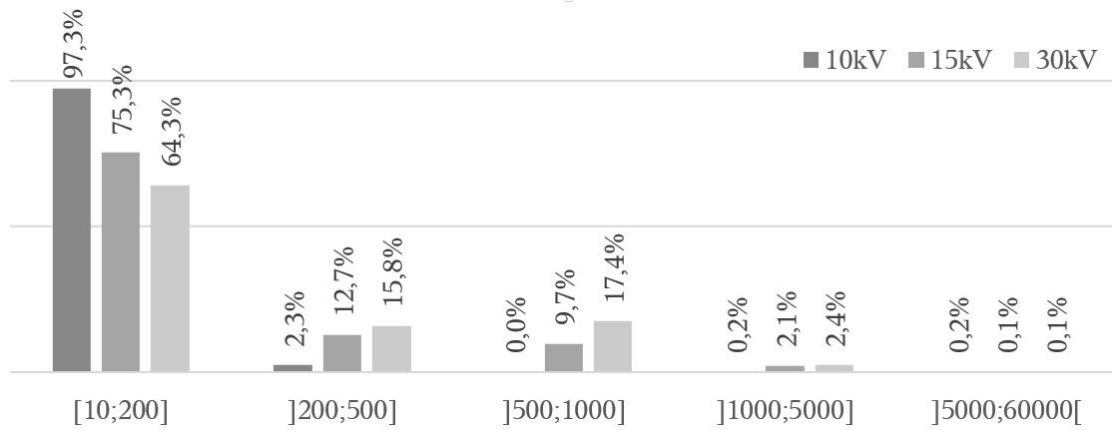
Agrupando os dados por nível de tensão, tem-se uma concentração de cavas na célula A1, como mostra a figura 4.7. A rede de 10 kV apresenta 51% dos acontecimentos nesta parcela, seguida da rede de 15 kV com 45% e da rede de 30 kV com 40%. Compreende-se esta diferença visto que a rede de 10 kV é uma rede mais concentrada, localizada apenas na região da Área Metropolitana de Lisboa. Já a rede de 30 kV, como referido no capítulo 3, é uma rede com uma área de abrangência maior e uma distância entre subestações mais elevada.

Quanto à duração das falhas contabilizadas, observa-se pela figura 4.8 que é no intervalo igual ou inferior aos 200 ms que se soma a maioria das cavas. Na rede de 10kV cerca de 97% das falhas acontecem neste intervalo enquanto que nas redes de 15 kV e 30 kV a percentagem é menor, contabilizando-se respetivamente 75% e 64% das cavas. As cavas com duração entre os 500 e os 1000 ms são mais sentidas na rede de 30 kV e representam 17% dos eventos registados, contrariando a rede de 10 kV que não contabilizou nenhuma cava com a mesma duração.

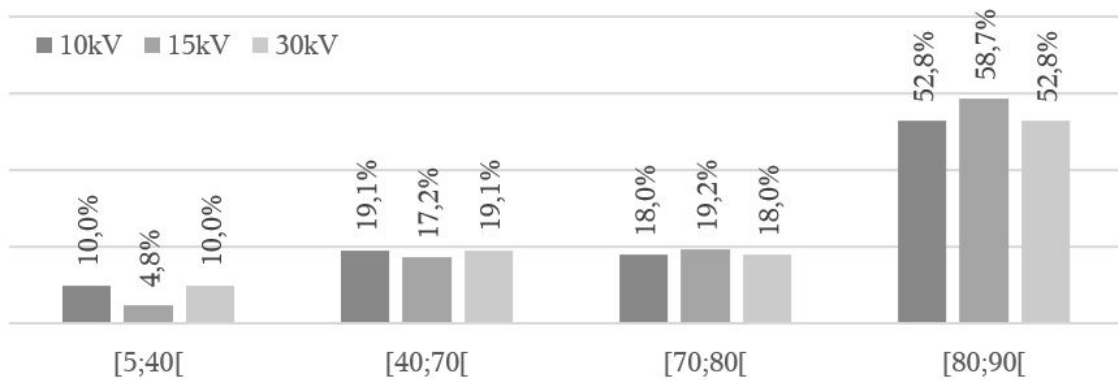
Eliminando os acontecimentos com tensão residual inferior a 5%, por não serem considerados cavas ao abrigo da nova edição da norma NP EN 50160, a figura 4.9 mostra a distribuição das cavas registadas segundo o nível de tensão residual. Entre os 5% e os 40% de tensão residual encontra-se a menor percentagem de cavas: 10% nas redes de 10 kV e 30 kV e cerca de 5% na rede de 15 kV. Nos dois intervalos seguintes, entre os 40% e os 70% e entre os 70% e os 80%, as percentagens encontram-se uniformes, rondando os 18% em todas as redes. A generalidade das cavas ocorre com um nível de tensão residual entre os 80% e os 90%, sendo que é na rede de 15 kV que esta percentagem é maior: 53% para as redes de 10 kV e 30 kV e 59% na rede de 15 kV.



**Figura 4.7:** Percentagem de cavas ocorridas na célula A1, por nível de tensão.



**Figura 4.8:** Distribuição de cavas pelos níveis de tensão, segundo a duração t (ms).



**Figura 4.9:** Distribuição de cavas pelos níveis de tensão, segundo o nível de tensão residual u (%).



### 4.3 Potência de curto-circuito

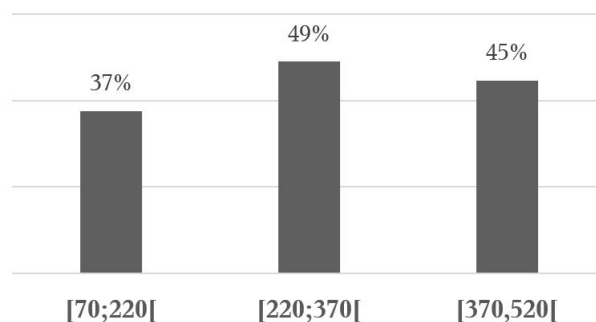
A  $S_{cc}$  de um barramento é definida matematicamente como o produto da tensão anterior ao defeito pela corrente pós-defeito e é tida como um bom índice para a medição da severidade da influência dos curto-circuitos sobre os barramentos.

$$S_{cc} = |V_{pre-falha}| |I_{pos-falha}|$$

Para uma dada rede a  $S_{cc}$  depende do ponto da rede que se considera, uma vez que os valores obtidos resultam da medição das impedâncias entre a fonte de energia e o ponto em medição. No relatório de caracterização das redes de distribuição emitido pela EDP [18] os valores de  $S_{cc}$  nas subestações em monitorização encontram-se registados segundo um valor máximo e mínimo. O valor mínimo é apontado como um valor registado em situações excepcionais ou de contingência. Já o valor máximo supõe-se como normal, pois quando a subestações está a funcionar em pleno, o objetivo é fornecer energia elétrica ao consumidor com a melhor qualidade possível.

O anexo E mostra os valores de  $S_{cc}$  associados a cada subestações, distribuídos segundo a NUTS II a que pertencem. Em [18] não são encontrados valores para o barramento de 30 kV da subestação de Évora, pelo que o total de barramentos analisados nesta secção diminui para 109, dos quais 29 barramentos se encontram no primeiro intervalo, 44 no segundo e 36 no terceiro. Numa análise geral, é no Alentejo e no Algarve que se encontram os valores de  $S_{cc}$  mais baixos e na Área Metropolitana de Lisboa os mais elevados.

Os valores máximos registados em 2014 variavam entre 72 e 514 MVA, pelo que, para uma análise mais adequada, se dividiu as subestações em três intervalos de  $S_{cc}$  máxima: 70-220 MVA, 220-370 MVA e 370-520 MVA. Comparando esta análise com as secções anteriores, é perceptível que a tendência se mantém, uma vez que a maioria das cavas é somada na célula A1. A figura 4.10 apresenta essa percentagem e mostra que se contaram 37% no 1º intervalo de  $S_{cc}$ , 49% no segundo e 45% no terceiro.

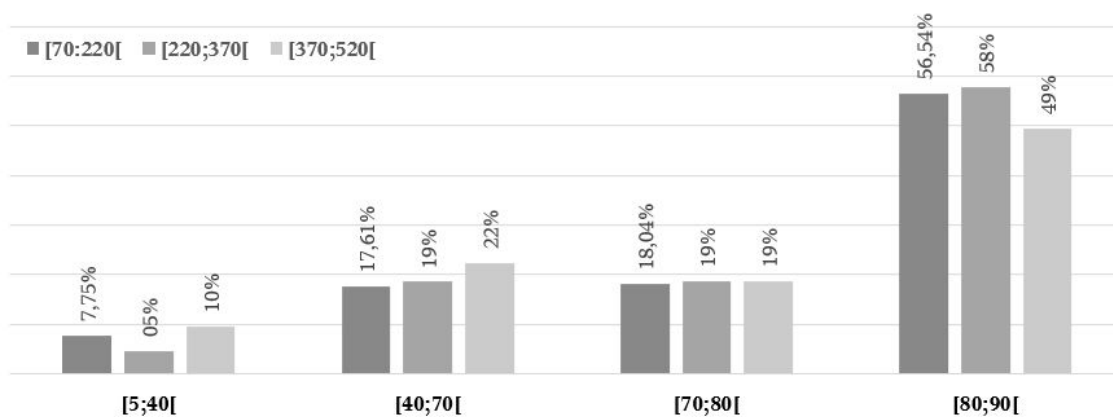


**Figura 4.10:** Percentagem de cavas de tensão na célula A1, segundo cada intervalo de  $S_{cc}$ .

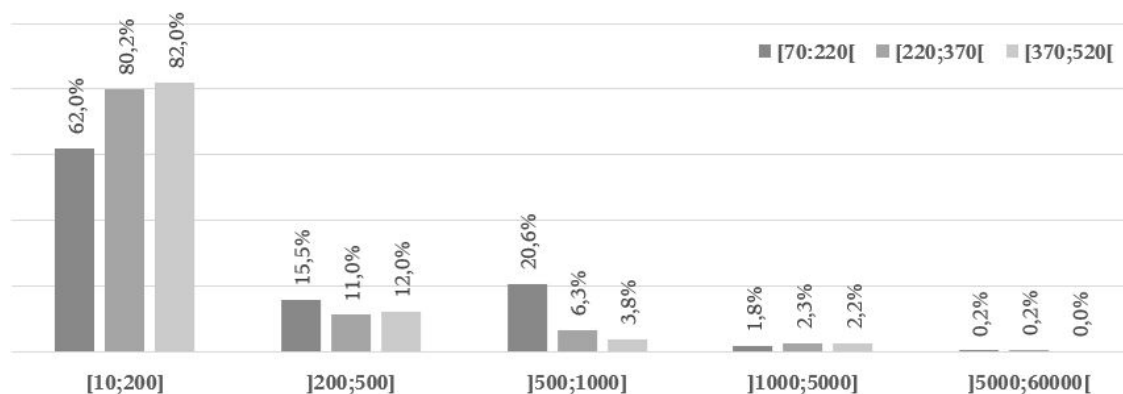
### 4.3 Potência de curto-circuito

A distribuição dos eventos pelo nível tensão residual é observada na figura 4.11. Pela sua análise verifica-se que, com o aumento da Scc, diminui a ocorrência de cavas com níveis de tensão residual superior ou igual a 80%. Redes com baixa Scc possuem alta impedância, por isso esta observação era expectável. Quando ocorre um curto-circuito a jusante do ponto que se encontra em medição, a tensão será tanto maior quanto maior for a distância entre esse ponto e aquele onde se sucedeu o curto-circuito e quanto maior for a impedância da rede.

A figura 4.12 mostra a percentagem de cavas nos 3 intervalos separadas pela duração do evento. Observa-se que distúrbios com mais de 1000 ms são praticamente inexistentes nos 3 intervalos. Cavas com duração menor ou igual a 200 ms são as que mais ocorrem em cada intervalo, sendo que à medida que o valor da Scc aumenta, aumenta também a percentagem de cavas (62%, 80,2% e 82% para o primeiro, segundo e último intervalo, respetivamente). Entre os 200 ms e os 1000 ms a tendência é a contrária: com o aumento da Scc o número de cavas ocorridos com essa duração diminui.



**Figura 4.11:** Distribuição de cavas pelo valor de Scc, segundo o nível de tensão residual u (%).



**Figura 4.12:** Distribuição de cavas pelo valor de Scc, segundo a duração t (ms).

## 4. Análise dos dados de monitorização

### 4.4 Comparação com o MAIFI

A continuidade de serviço da rede de distribuição é caracterizada por indicadores gerais e individuais para os diferentes níveis de tensão. O RQS do setor elétrico define os limites a aplicar segundo zonas de qualidade de serviço<sup>4</sup>.

Os eventos perturbantes da continuidade de serviço podem ser classificados como interrupções acidentais ou previstas e longas ou breves. A classificação de "breve" é atribuída a interrupções com uma duração igual ou superior a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos, e são contabilizadas pelo indicador geral MAIFI, definido em [22] como índice da frequência média de interrupções breves do sistema:

$$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^k BI_j}{k}$$

onde:

- $BI_j$  – número de interrupções breves nos pontos de entrega, no período considerado;
- $k$  – quantidade total de pontos de entrega.

**Tabela 4.1:** Indicador MAIFI da rede MT e número médio de cavas ocorridas por região NUTS III [17].

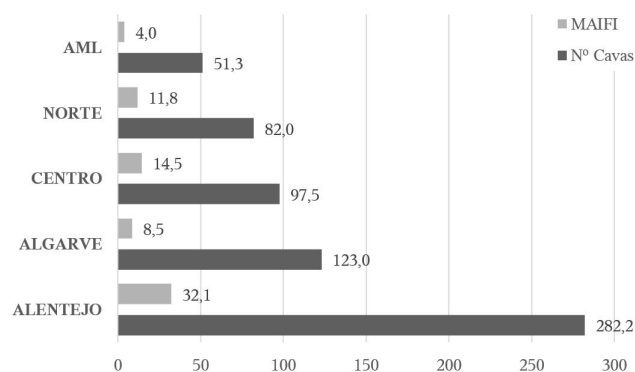
NUTS II	NUTS III	MAIFI	Nº médio cavas	
Norte	Alto Trás-os-Montes	18,7	131,5	
	Ave	8,1	92,0	
	Cavado	6,2	74,4	
	Douro	19,7	132,0	
	Minho-Lima	16,3	123,0	
	Grande Porto	3,1	53,1	
	Tamega	10,2	70,0	
	Centro	Baixo Mondego	9,8	90,0
Baixo Vouga		11,5	85,0	
Beira Interior Norte		16,6	n.a.	
Beira Interior Sul		21,8	42,0	
Cova da Beira		16,2	68,0	
Dão-Lafões		10,8	64,6	
Entre Douro e Vouga		10,1	n.a.	
Médio Tejo		15,5	98,5	
Oeste		12,8	192,3	
Pinhal Interior Norte		18,2	89,8	
Pinhal Interior Sul		17,3	42,0	
Pinhal Litoral		16,8	108,3	
Serra da Estrela		11,1	n.a.	
AML		Grande Lisboa	1,7	47,8
		Península de Setúbal	6,2	55,8
Alentejo	Alentejo Central	35,2	239,6	
	Alentejo Litoral	41,9	146,0	
	Alto Alentejo	29,4	418,0	
	Baixo Alentejo	34,4	291,3	
	Lezíria do Tejo	19,8	n.a.	
Algarve	Algarve	8,5	123,0	

<sup>4</sup>Segundo [22] em Portugal é definida a seguinte classificação de zonas de qualidade de serviço: zona A – capitais de distrito em Portugal Continental, as cidades de Ponta Delgada, Angra de Heroísmo e Horta na Região Autónoma dos Açores, e localidades com mais de 25 mil clientes; zona B – localidades com um número de clientes compreendido entre 2500 e 25000; zona C – os restantes locais

## 4.4 Comparação com o MAIFI

Sendo que a maioria das interrupções breves dá origem a cavas de tensão, há necessidade de estudar a possível ligação entre as ocorrências registadas em ambas as categorias de perturbações da qualidade de serviço. A tabela 4.1 demonstra que os valores de MAIFI, para o ano de 2014, foram mais elevados na região do Alentejo, sendo que a NUTS III do Alentejo Litoral é a que regista maior valor (41,9). Comparando os dois valores obtidos para cada NUTS III não é possível retirar uma conclusão exata. No entanto, quando comparado o número médio de cavas ocorridas em cada NUTS II na figura 4.13, nota-se a mesma inclinação para os dois indicadores, à excepção da região do Algarve. O menor número de cavas encontra-se na Área Metropolitana de Lisboa, seguido da região Norte, Centro e finalmente é do Alentejo onde o número médio de cavas é mais elevado. Numa análise mais aprofundada é perceptível que nas subestações monitorizadas nesta zona há uma maior ocorrência de cavas com durações entre os 200 ms e os 1000 ms. Este resultado mostra-se provável, uma vez que a rede de distribuição em média tensão na região é essencialmente aérea e suporta grandes distâncias.

No Norte há uma diferença de valores entre as regiões mais próximas do litoral, alimentadas pela rede de 15 kV, e as do interior, alimentadas pela rede de 30 kV. As primeiras apresentam valores de MAIFI mais baixos do que as segundas, sendo que a NUTS III do Grande Porto apresenta o segundo valor mais baixo (3,09). Estes valores são expectável já que nas primeiras regiões a rede é maioritariamente aérea e na região do Grande Porto a rede de distribuição é essencialmente subterrânea. Na contabilização de cavas, esta região apresenta-se como a segunda com menor número de ocorrências. A NUTS III da Grande Lisboa possui o valor de MAIFI mais baixo (1,72) e também o menor número de cavas. A zona Centro apresenta as mesmas características que o Norte, no entanto os valores das regiões NUTS III alimentadas a 15 kV são um pouco mais elevados do que os da zona Norte. A região do Algarve apresenta o segundo maior número de eventos, mas o valor de MAIFI é dos mais baixos.



**Figura 4.13:** Número médio de MAIFI e de cavas ocorridas em cada NUTS II.

### 4.5 Conclusão

Na rede de distribuição existem 416 subestações ativas, das quais 17% se encontravam em monitorização em 2014. A EDP-Distribuição apresenta os dados das monitorizações na sua página, distribuindo as subestações pelas NUTS II a que pertencem.

Uma avaliação global permite concluir que a maioria dos eventos ocorridos teve uma duração inferior ou igual a 200 ms ou uma tensão residual igual ou superior a 80%. Das cinco NUTS II é na Área Metropolitana de Lisboa que se encontram os melhores resultados sobre a qualidade de serviço, com maior concentração de eventos com duração inferior ou igual a 200 ms e um nível de tensão residual superior a 80%. Por outro lado, é também nesta região que ocorre um maior número de eventos com um nível de tensão residual entre os 40% e os 70%, valor explicado pelas Scc elevadas que apresentam as subestações. O Alentejo tem uma maior concentração de cavas com duração entre os 500 e os 1000 ms.

Da análise efectuada segundo os três níveis de tensão conclui-se que é na rede de 30 kV que os eventos se encontram mais distribuídos pelas diferentes células de classificação. Esta é uma rede cujas subestações abrangem uma área maior e por isso mais expostas a fenómenos perturbadores da rede, o que explica as percentagens mais elevadas de eventos com duração superior a 200 ms.

Juntando a análise dos eventos por região e por nível de tensão é fácil observar uma correlação: as regiões do Norte, Centro e Algarve comportam-se de forma idêntica e são maioritariamente alimentadas pela rede de 15 kV, a Área Metropolitana de Lisboa é a única zona alimentada pela rede de 10 kV apresentando resultados mais satisfatórios do que zonas alimentadas pela rede de 15 kV, e o Alentejo, alimentada na sua maioria pela rede de 30 kV, é a NUTS II que apresenta características de qualidade de serviço inferiores.

A Scc permite-nos medir a severidade da ação dos curto-circuitos sobre os barramentos e a sua influência é sentida na distribuição das cavas pelo nível de tensão residual. No grupo de subestações com valores de Scc mais reduzidos, a concentração de cavas com níveis superiores a 80% é maior do que nas subestações com Scc mais elevadas. Para valores abaixo dos 80%, altera-se esta disposição, sendo nas subestações com Scc mais elevada que se encontram o maior número de cavas. Quanto à distribuição por duração das cavas os diferentes grupos de subestações comportam-se de forma similar com a distribuição anterior.

Da comparação do valor médio de cavas ocorridas por NUTS III e o valor de MAIFI para a mesma região não se encontrou a relação esperada. No entanto, quando comparados apenas os dados obtidos para os dois indicadores nas cinco regiões, em geral a

tendência é a mesma, quanto maior for o indicador MAIFI, maior o número de cavas ocorridas. No Alentejo encontram-se os valores mais elevados e na Área Metropolitana de Lisboa os mais reduzidos.

#### **4. Análise dos dados de monitorização**

---

# 5

## Curva de partilha de responsabilidade

É imperativo estabelecer um quadro claro de partilha de responsabilidade para definir quais os direitos e quais os deveres dos diferentes intervenientes da rede de distribuição. As "curvas de responsabilidade" definem fronteiras acima dos quais o equipamento deve ser imune e abaixo dos quais o número de eventos deve ser regulado [23]. A EN 50160 é vista pelos reguladores como a chave para a definição dessas curvas. No entanto, os reguladores nacionais necessitam de adaptar essa curva generalizada à situação do seu país e criar uma curva clara, em que os direitos e deveres dos intervenientes estejam devidamente definidos.

Este capítulo apresenta dois cenários possíveis de partilha de responsabilidade, o primeiro com duas zonas de responsabilidade e o segundo com três. O estudo efetuado iniciou-se pela contabilização das cavas relativas a 2014, em cada célula da tabela 2.2, para o território continental, para as cinco NUTS II e para os três níveis de tensão.

### 5.1 Cenário 1: duas zonas de responsabilidade

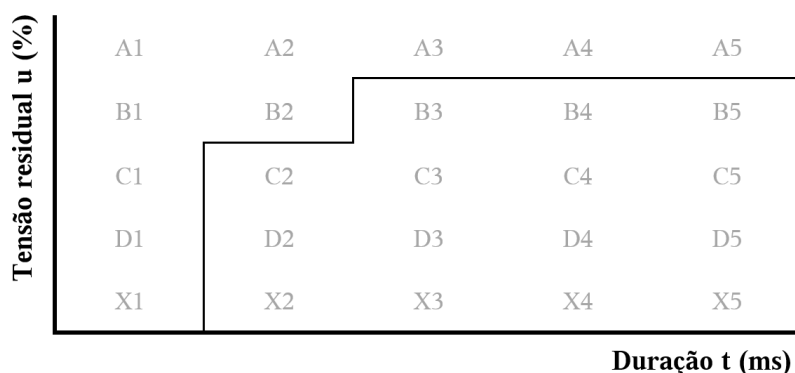
Sendo a EN 50160 o documento base para a definição de uma partilha de responsabilidade, na primeira fase desta análise foi aplicada, aos dados obtidos, a curva sugerida em [7], presente na figura 5.1. De relembrar que a separação dos eventos entre duas zonas sugere a seguinte distinção:

- Zona A, acima da curva, que contabiliza as cavas a serem suportadas pelas instalações;
- Zona B, abaixo da curva, onde se encontram os eventos sobre os quais deverão ser estabelecidos padrões para definir um número máximo de ocorrências.



## 5. Curva de partilha de responsabilidade

A tabela 5.1 apresenta os resultados obtidos com a aplicação desta curva. A percentagem de casos ocorridos nas duas zonas não mostra grande variação, à excepção da Área Metropolitana de Lisboa e Algarve. As restantes regiões seguem as percentagens do Continente, colocando cerca de 80% das cavas ocorridas na zona A.



**Figura 5.1:** Curva de partilha de responsabilidade com definição de duas zonas [7].

**Tabela 5.1:** Aplicação da curva de responsabilidade com definição de duas zonas.

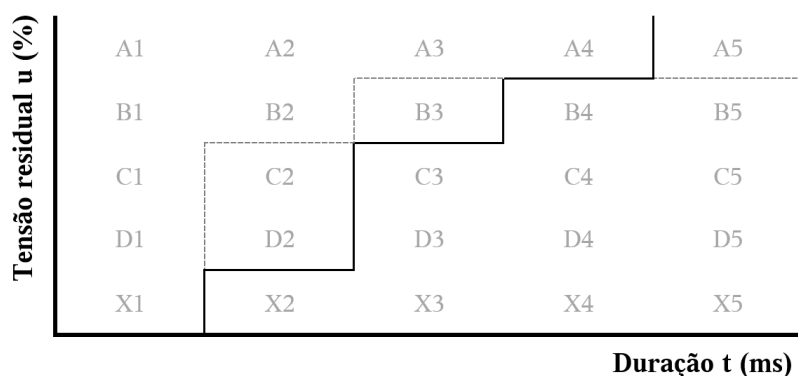
		Zona A		Zona B	
		Nº	%	Nº	%
NUTS I	Continente	10536	86,8	1606	13,2
NUTS II	Norte	2372	87,6	335	12,4
	Centro	2833	85,4	483	14,6
	AML	1196	97,2	35	2,8
	Alentejo	3791	84,0	724	16,0
	Algarve	344	93,2	25	6,8
Nível de tensão	15 kV	4985	91,6	456	8,4
	30 kV	4786	80,7	1141	19,3
	10 kV	765	99,4	5	0,6

De seguida decidiu-se alterar a curva tendo em consideração os dados recolhidos em 2014. A zona A abrange as células com maior número de ocorrências sendo alargada para as células C2, D2 e B3 e os eventos contabilizados na célula A5 passam a pertencer à zona B, como ilustrado na figura 5.2<sup>1</sup>. Apesar da célula C3 mostrar um número elevado de cavas, optou-se pela sua inserção na zona B, uma vez que contabiliza eventos com uma duração superior à maioria dos tempos de actuação das proteções (geralmente entre 250-300 ms), com um abaixamento de tensão que pode chegar aos 70%. Esta separação

<sup>1</sup>Encontra-se a tracejado a curva inicial sem alterações. Este processo será repetido nas restantes alterações apresentadas.

## 5.1 Cenário 1: duas zonas de responsabilidade

colocou uma percentagem superior de cavas na zona A, em comparação com a curva anterior, como se observa na tabela 5.2. Mais de 95% das cavas ocorridas nas diferentes NUTS II foram contabilizadas na zona A, à excepção da NUTS II do Alentejo. Também na rede de 30 kV obteve-se a percentagem mais baixa, contabilizando-se apenas 92% dos eventos nesta zona.



**Figura 5.2:** Primeira alteração à curva de partilha de responsabilidade com duas zonas.

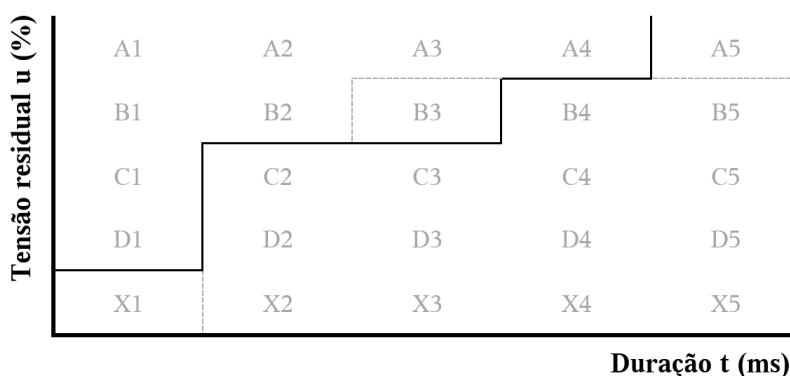
**Tabela 5.2:** Aplicação da primeira alteração à curva de partilha de responsabilidade com duas zonas.

		Zona A		Zona B	
		Nº	%	Nº	%
NUTS I	Continente	11544	95,11	594	4,89
NUTS II	Norte	2601	96,08	106	3,92
	Centro	3225	97,26	91	2,74
	AML	1213	98,54	18	1,46
	Alentejo	4144	91,78	371	8,22
	Algarve	361	97,83	8	2,17
Nível de tensão	15 kV	5310	97,59	131	2,41
	30 kV	4468	92,26	459	7,74
	10 kV	766	99,48	4	0,52

Seguidamente estudou-se uma segunda alteração, que procurou equilibrar a distribuição dos eventos pelas duas zonas. Um bom equilíbrio, nesta primeira fase de introdução da curva, é associado a serem contabilizados cerca de 10% dos eventos na zona B. A segunda proposta de alteração, presente na figura 5.3, coloca essa percentagem de cavas na zona B, quando aplicada ao território continental. A tabela 5.3 mostra a contagem de cavas obtida nas diferentes células. Pela análise percebe-se que nas NUTS II a percentagem de cavas na zona A se encontra próxima dos 90%, sendo no Centro e Alentejo que se

## 5. Curva de partilha de responsabilidade

encontra a menor percentagem de cavas contabilizadas (cerca de 87%). Na rede de 30 kV a distribuição é mais acentuada, contabilizando-se 84% dos eventos na zona A. Na Área Metropolitana de Lisboa e na rede de 10 kV esta percentagem mantém-se acima dos 95%, não mostrando grande alteração face à curva anterior.



**Figura 5.3:** Segunda alteração à curva de partilha de responsabilidade com duas zonas.

**Tabela 5.3:** Aplicação da segunda alteração à curva de partilha de responsabilidade com duas zonas.

		Zona A		Zona B	
		Nº	%	Nº	%
NUTS I	Continente	10855	89,43	1283	10,57
NUTS II	Norte	2444	90,28	263	9,72
	Centro	2904	87,58	412	12,42
	AML	1196	97,16	35	2,84
	Alentejo	3962	87,75	553	12,25
	Algarve	349	94,58	20	5,42
Nível de tensão	15 kV	5097	93,68	344	6,32
	30 kV	4994	84,26	933	15,74
	10 kV	764	99,22	6	0,78

## 5.2 Cenário 2: três zonas de responsabilidade

Com o estabelecimento de apenas duas zonas, a Área Metropolitana de Lisboa apresenta sempre uma percentagem na zona A que coloca a encargo dos clientes mais de 97% dos eventos. Desta forma, decidiu-se aplicar o modelo sueco para níveis abaixo dos 45 kV, visível na figura 5.4, já que os valores em análise se registaram na rede de distribuição de média tensão. De relembrar que, conforme referido no supacítulo 2.3.1, a classificação das cavas segundo três zonas distingue:

- Zona A, acima da primeira curva, que contabiliza as cavas a ser suportadas pelas instalações;
- Zona B, entre as curvas, na qual se encontram os eventos sobre os quais deverão ser estabelecidos padrões para limitar o número de ocorrências;
- Zona C, abaixo da segunda curva, que engloba os eventos muito graves e que não devem ocorrer.

Os valores obtidos após a contabilização das cavas ocorridas nas diferentes zonas são apresentados na tabela 5.4. As percentagens mostram valores positivos já que com esta distribuição 75% dos eventos são contabilizados na zona A, cerca de 24% estão incluídos na zona de partilha de responsabilidade e apenas 0,24% na zona mais restrita, onde nenhum evento deve ocorrer. Na divisão por NUTS II, é na Área Metropolitana de Lisboa que se encontra, novamente um desvio, apresentando um valor inferior de cavas na zona B, mas ligeiramente superior na zona C. No Alentejo obtemos um maior número de acontecimentos na zona B, atingindo os 33%.

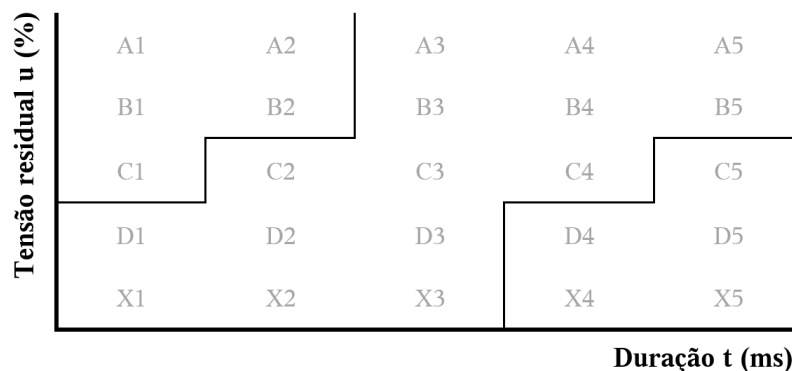


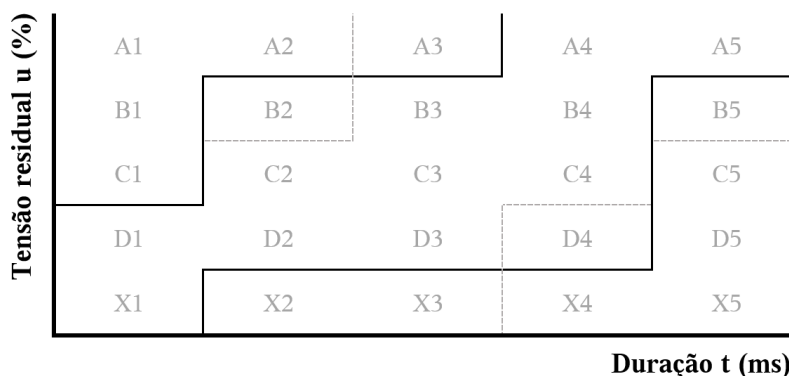
Figura 5.4: Curva de partilha de responsabilidade com definição de três zonas [4].

## 5. Curva de partilha de responsabilidade

**Tabela 5.4:** Aplicação da curva de partilha de responsabilidade com definição de três zonas.

		Zona A		Zona B		Zona C	
		N <sup>o</sup>	%	N <sup>o</sup>	%	N <sup>o</sup>	%
NUTS I	Continente	9168	75,53	2941	24,23	29	0,24
NUTS II	Norte	2113	78,06	592	21,87	2	0,07
	Centro	2585	77,96	724	21,83	7	0,21
	AML	1157	93,99	64	5,20	10	0,81
	Alentejo	3004	66,53	1501	33,24	10	0,22
	Algarve	309	83,74	60	16,26	0	0,00
Nível de tensão	15 kV	4425	81,33	1008	18,53	8	0,15
	30 kV	3992	67,35	1918	32,36	17	0,29
	10 kV	751	97,53	15	1,95	4	0,52

Seguindo o processo realizado no cenário 1 procurou-se adaptar as três zonas à contabilização global das cavas obtidas em 2014, resultando na figura 5.5. Desta forma, a percentagem de cavas contabilizadas na zona A aumentou para os 79,60%, enquanto que na zona B diminuiu para os 20,29% e, conseqüentemente, na zona C diminuiu para os 0,11%, como se pode constatar na tabela 5.5. Esta mudança registou-se também nas diferentes NUTS II, sendo que a maior diferença é observada na região do Alentejo, pois dado ser uma região com rede de MT maioritariamente aérea, é expectável que registre um número significativo de cavas na zona B.



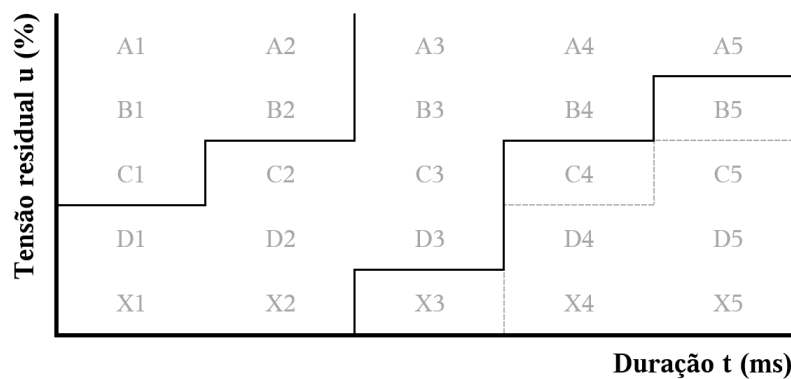
**Figura 5.5:** Primeira alteração à curva de partilha de responsabilidade com três zonas.

## 5.2 Cenário 2: três zonas de responsabilidade

**Tabela 5.5:** Aplicação da primeira alteração à curva de partilha de responsabilidade com três zonas.

		Zona A		Zona B		Zona C	
		Nº	%	Nº	%	Nº	%
NUTS I	Continente	9662	79,60	2463	20,29	13	0,11
NUTS II	Norte	2142	79,13	561	20,72	4	0,15
	Centro	2592	78,17	721	21,74	3	0,09
	AML	1150	93,42	77	6,26	4	0,32
	Alentejo	3452	76,46	1061	23,50	2	0,09
	Algarve	326	88,35	43	11,65	0	0,00
Nível de tensão	15 kV	4634	85,17	804	14,78	3	0,06
	30 kV	4280	72,21	1641	27,69	6	0,10
	10 kV	748	97,14	18	2,34	4	0,52

Num segundo estudo decidiu-se adaptar a curva proposta pela Suécia, acrescentando apenas à zona C as células B5, D4 e X3, como se observa na figura 5.6. Com esta proposta obtiveram-se os resultados presentes na tabela 5.6. Com esta adaptação, apesar de no geral não ter alterado muito as percentagens obtidas anteriormente, há a necessidade de destacar a diferença na região do Alentejo e respectiva rede de 30 kV: a percentagem de eventos a ocorrer na zona C ultrapassa os 1%. A explicação surge ao analisar os valores presentes na célula D3 nessa região. Na subestação de Beja contaram-se 30 eventos nesta célula, o que ultrapassa em 10 vezes a maioria das cavas contabilizadas para qualquer outra subestação. Não foi possível concluir se este valor foi erro de introdução na página da EDP, mas caso seja um valor real influencia a aplicação desta curva, especialmente para essa região.



**Figura 5.6:** Segunda alteração à curva de partilha de responsabilidade com três zonas.

## 5. Curva de partilha de responsabilidade

---

**Tabela 5.6:** Aplicação da segunda alteração à curva de partilha de responsabilidade com três zonas.

		Zona A		Zona B		Zona C	
		Nº	%	Nº	%	Nº	%
NUTS I	Continente	9168	75,53	2867	23,62	103	0,85
NUTS II	Norte	2113	78,06	577	21,32	17	0,63
	Centro	2585	77,96	710	21,41	21	0,63
	AML	1157	93,99	63	5,12	11	0,89
	Alentejo	3004	66,53	1458	32,29	53	1,17
	Algarve	309	83,74	59	15,99	1	0,27
Nível de tensão	15 kV	4425	81,33	981	18,03	35	0,64
	30 kV	3992	67,35	1871	31,57	64	1,08
	10 kV	751	97,53	15	1,95	4	0,52

### 5.3 Conclusão

A introdução de uma curva de responsabilidade e consequente definição de padrões para impôr limites ao número de cavas deve ser feita com cuidado. O propósito inicial não é criar uma penalização excessiva à distribuidora, pelo que a percentagem de cavas contabilizadas na zona de partilha não deve ser muito elevada. No entanto, um valor muito reduzido também não será aceitável, uma vez que não incentiva à melhoria da qualidade. Tal como na introdução de limites para os indicadores de continuidade, deve-se iniciar a definição da curva e respectivos padrões de qualidade com uma alternativa que coloque na zona de partilha um número razoável de eventos, mas que não conduza à necessidade imediata de investimentos elevados por parte da operadora da rede.

Desta forma, aquando da separação da tabela de classificação de cavas em duas regiões, o modelo sugerido em [7] poderá ser aplicável numa primeira fase, contabilizando cerca de 87% das ocorrências na zona A. Na proposta de uma curva baseada no histórico recolhido esta percentagem sobe, atingindo os 95%. A segunda proposta, que procurou associar o modelo inicial com a primeira alteração, coloca na zona de partilha de responsabilidade cerca de 10% dos eventos, deixando 90% das cavas à responsabilidade do consumidor que deve imunizar os seus equipamentos. Esta separação considera-se ótimo numa fase inicial.

Seguindo a proposta do regulador sueco para redes abaixo dos 45 kV, aplicou-se o modelo de curva com a definição de três regiões. Com esta disposição contabilizaram-se 24% dos casos na zona de partilha e 0,24% na zona C, aquela na qual as cavas não deverão acontecer. Observando o histórico de ocorrências definiu-se a primeira proposta de alteração, que reduziu ligeiramente as percentagens anteriores. Com uma ligeira adequação da curva sueca chegou-se a uma segunda proposta, que somou perto de 0,9% das cavas na

zona C e 24% na zona B.

A Área Metropolitana de Lisboa é vista como um caso excecional, já que tendo uma rede distribuição de 10 kV, quase exclusivamente subterrânea, apresenta uma percentagem de cavas associadas à zona A sempre acima dos 97%, mesmo quando aplicadas as propostas alternativas para duas zonas, e 93% quando definidas 3 zonas. Contudo não justifica a aplicação de uma curva exclusiva para a região e/ou respectiva rede de 10 kV. Outra região dissonante é a do Alentejo, que apresenta uma concentração maior de cavas com duração superior a 500 ms. Uma situação a destacar é a da subestação de Beja, que registou perto de 10 vezes mais cavas na célula C4 do que em qualquer outra subestação.

Numa análise final, são duas as alternativas possíveis numa fase introdutória. Uma solução define duas zonas, o que permite contabilizar próximo de 10% das cavas na zona B e outra define três zonas que engloba cerca de 20% a 25% dos eventos na zona de partilha e leva à criação de uma zona C2, na qual não deverá existir ocorrências de cavas. Todavia, numa fase introdutória em que os padrões restritivos devem ser menos exigentes quanto aos limites impostos, conclui-se que a primeira alternativa será a mais viável.



## 5. Curva de partilha de responsabilidade

---

# 6

## Conclusão

O estudo efetuado nesta dissertação centrou-se na definição de uma curva de partilha de responsabilidade sobre as cavas de tensão, adaptada ao histórico de ocorrências reunido no ano de 2014. Para este fim foram analisados os dados segundo a sua distribuição territorial e segundo o nível de tensão dos barramentos presentes nas subestações em análise. Foi também efectuado um estudo sobre a possível ligação entre as ocorrências de cavas registadas e os valores de potência de curto-circuito associados a cada subestação. Por fim, foi analisada uma possível relação com os valores do indicador de continuidade MAIFI registado nesse mesmo ano.

As entidades reguladoras sentem a necessidade de incluir um mecanismo, semelhante ao aplicado na continuidade de serviço, para a definição de padrões limitativos para a qualidade da onda de tensão, que permita introduzir um sistema de penalizações às operadoras. Da perspectiva estudada há dois cenários possíveis. O primeiro revela-se mais atrativo numa fase inicial, quando aplicado ao nosso país, já que começa por estabelecer apenas duas zonas na tabela de classificação de cavas, atribuindo a partilha de responsabilidade a apenas 10% dos eventos. O segundo insere uma terceira zona mais restritiva na qual não deve ocorrer nenhum cava e sobre a qual recaem menos de 1% dos eventos, deixando cerca de 20% na zona de partilha.

Com os valores obtidos para as diferentes curvas propostas observa-se uma diferenciação nas NUTS II da Área Metropolitana de Lisboa e do Alentejo. A primeira por se apresentar com níveis de qualidade acima dos valores médios obtidos para o território nacional e a segunda por mostrar valores abaixo. No entanto, poderá não ser vantajoso aplicar uma curva diferenciada para as regiões mencionadas.

### 6.1 Trabalho futuro

A grande adversidade na concretização desta dissertação prende-se na escassez de dados existentes que permitam formar uma proposta mais robusta e adaptada ao universo da rede de distribuição, pois somente 17% das subestações se encontram em monitorização e não foram seleccionadas respeitando critérios de representatividade. Desta forma, espera-se que com o aumento do número de subestações em monitorização permanente seja possível uma avaliação mais exaustiva das ocorrências. A avaliação de um universo maior de subestações em monitorização contínua permitirá uma definição dos limites a serem impostos nos padrões de qualidade de da onda de tensão. Seguindo o exemplo da continuidade de serviço, também após uma primeira introdução desses padrões haverá a imposição de limites cada vez mais restritivos no futuro, por forma a incentivar a melhoria da qualidade da onda de tensão.

# Bibliografia

- [1] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*. McGraw-hill New York, 1994, vol. 7.
- [2] S. Bhattacharyya and S. Cobben, *Power Quality*. InTech, 2011, ch. Consequences of Poor Power Quality – An Overview.
- [3] M. H. Bollen, *Understanding power quality problems*. IEEE press New York, 2000, vol. 3.
- [4] L. Ström, M. H. Bollen, and R. Kolessar, “Voltage quality regulation in sweden,” in *Proc. 21st Int. Conf. on Electricity Distribution (CIRED 2011), Frankfurt*, 2011.
- [5] EDP - Distribuição. (2007) Experiência EDP como operador de rede. [On-line]. Available: [https://www.edpdistribuicao.pt/pt/qualidade/Qualidade%20da%20energia/QEE\\_experiencia\\_\\_edp\\_como\\_operador\\_rede.ppt](https://www.edpdistribuicao.pt/pt/qualidade/Qualidade%20da%20energia/QEE_experiencia__edp_como_operador_rede.ppt).
- [6] A. E. Emanuel and J. A. McNeill, “Electric power quality,” *Annual review of energy and the environment*, vol. 22, no. 1, pp. 263–303, 1997.
- [7] Bollen, Math HJ and Esteves, Jorge and Brekke, Karstein and Niall, Kevin and Delfanti, Maurizio, “Voltage quality monitoring, dips classification and responsibility sharing,” in *Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2012 IEEE 15th International Conference on*. IEEE, 2012.
- [8] E. parliament, of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity, and repealing Directive 2003/54/EC, “3rd package,” Brussels, 2009.
- [9] CENELEC, “En 50160: Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks,” 2010.
- [10] CEER, “Quality Of Electricity Supply: Initial Benchmarking on Actual Levels, Standarts And Regulatory Strategies,” April 2001. [On-line]. Available: [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_)

## Bibliografia

---

- HOME/EER\_PUBLICATIONS/CEER\_PAPERS/Electricity/2001/1ST\_CEER\_BENCHMARKING\_REPORT\_QUALITY\_OF\_SUZPPLY.PDF
- [11] CEER, “2nd Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply,” September 2003. [Online]. Available: [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Electricity/2003/2ND\\_BENCHMARKING\\_REPORT\\_FINAL\\_VERSION.PDF](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/2003/2ND_BENCHMARKING_REPORT_FINAL_VERSION.PDF)
- [12] CEER, “3rd Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005,” December 2005. [Online]. Available: [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Electricity/2005/CEER\\_3RDBR-QOES\\_2005-12-06.PDF](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/2005/CEER_3RDBR-QOES_2005-12-06.PDF)
- [13] C. Masetti, “Revision of European Standard EN 50160 on power quality: Reasons and solutions,” in *Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2010 14th International Conference on*. IEEE, 2010, pp. 1–7.
- [14] CEER, “Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply Data update,” 12 February 2015. [Online]. Available: [http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Electricity/Tab4/C14-EQS-62-03\\_BMR-5-2\\_Continuity%20of%20Supply\\_20150127.pdf](http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab4/C14-EQS-62-03_BMR-5-2_Continuity%20of%20Supply_20150127.pdf)
- [15] CEER, “5th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2011,” June 2011. [Online]. Available: [http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Electricity/Tab/CEER\\_Benchmarking\\_Report.pdf](http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab/CEER_Benchmarking_Report.pdf)
- [16] [Online]. Available: <http://www.edp.pt/pt/aedp/unidadesdenegocio/distribuicaodeelectricidade/Pages/Distribuiç~aoPT.aspx>
- [17] EDP Distribuição, “Relatório da Qualidade de Serviço 2014.” [Online]. Available: <http://www.edpdistribuicao.pt/pt/qualidade/Relatrio%20Qualidade%20Servio%202013/Relat%C3%B3rio%20da%20Qualidade%20de%20Servi%C3%A7o%202014%20Final.pdf>
- [18] EDP Distribuição, “Caracterização das Redes de Distribuição a 31.Dez.2014.” [Online]. Available: <http://www.edpdistribuicao.pt/pt/rede/EDP%20Documents/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20das%20Redes%20de%20Distribui%C3%A7%C3%A3o%20a%2031%20de%20dezembro%20de%202014.pdf>
- [19] [Online]. Available: [http://www.wikienergia.pt/~edp/index.php?title=Lisboa\\_e\\_a\\_Central\\_da\\_Junqueira](http://www.wikienergia.pt/~edp/index.php?title=Lisboa_e_a_Central_da_Junqueira)

- [20] EDP Distribuição, “Resultados de monitorização conforme requisitos RQS:2013.” [Online]. Available: <http://edp-distribuicao.waynext.com/>
- [21] CTE 8 - IPQ, “Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica,” 2010.
- [22] ERSE, “Regulamento de Qualidade de Serviço do Setor Elétrico,” Lisboa, Portugal, 2013.
- [23] “Towards Voltage Quality Regulation in Europe - An ER-GEG Conclusions Paper,” 18 July 2007. [Online]. Available: [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Electricity/2007/E07-EQS-15-03.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/2007/E07-EQS-15-03.pdf)





**Localização das subestações AT/MT,  
MT/MT e rede AT e MT por nível de  
tensão.**



48

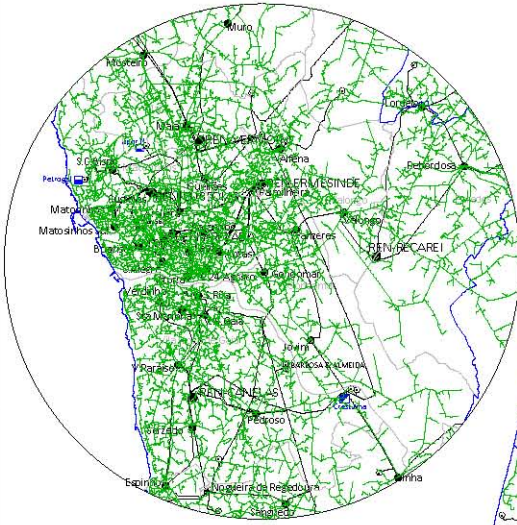
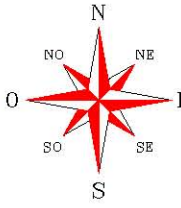
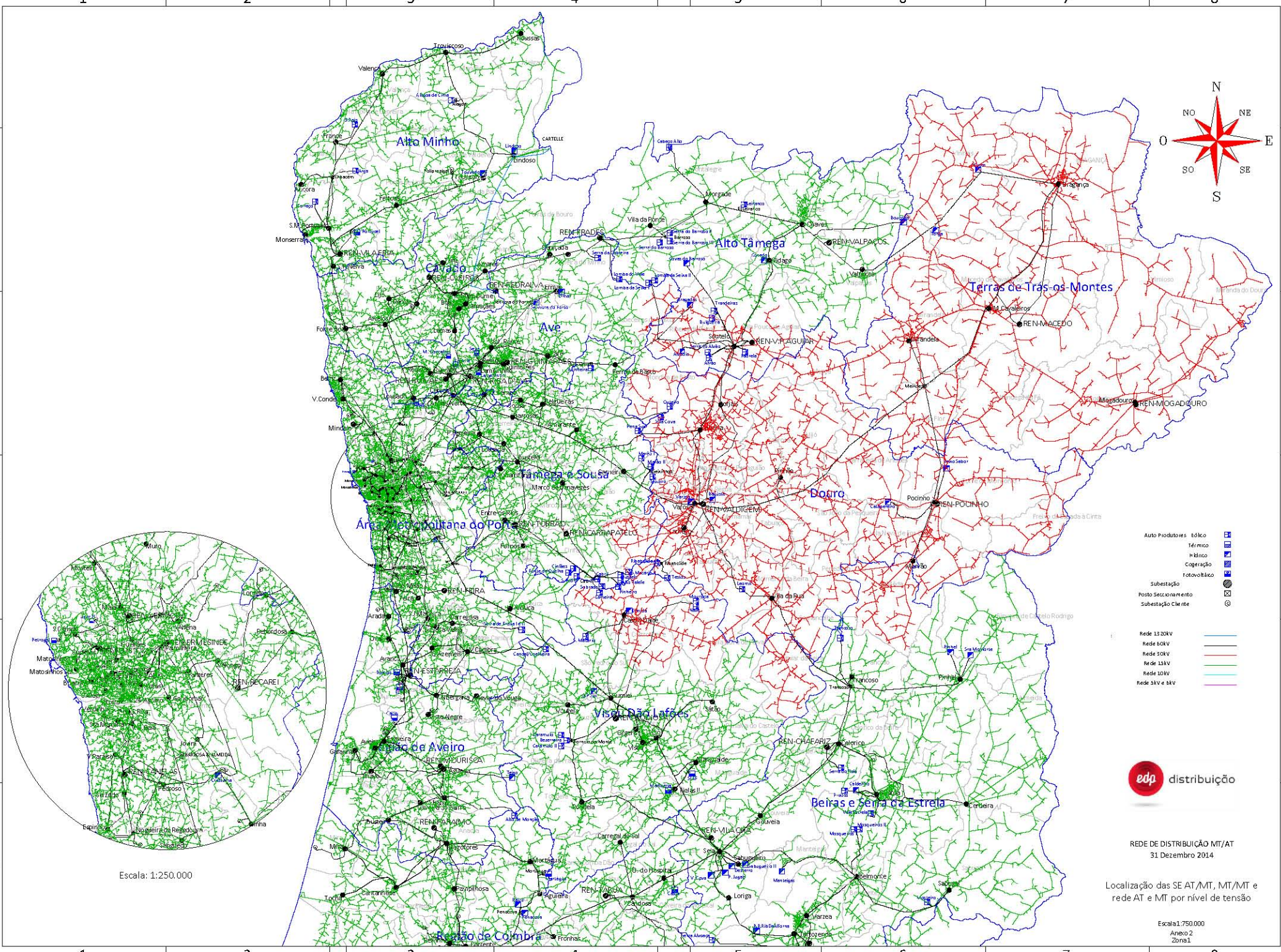
E

D

C

B

A



Escala: 1:250.000

- Auto Produtores Tâmega
  - Tâmega
  - Inhâs
  - Cogerção
  - Fotovoltaico
  - Subestação
  - Posto Seccionamento
  - Subestação Cliente
- 
- Rede 1320kV
  - Rede 60kV
  - Rede 10kV
  - Rede 15kV
  - Rede 10kV
  - Rede 31kV e 6kV



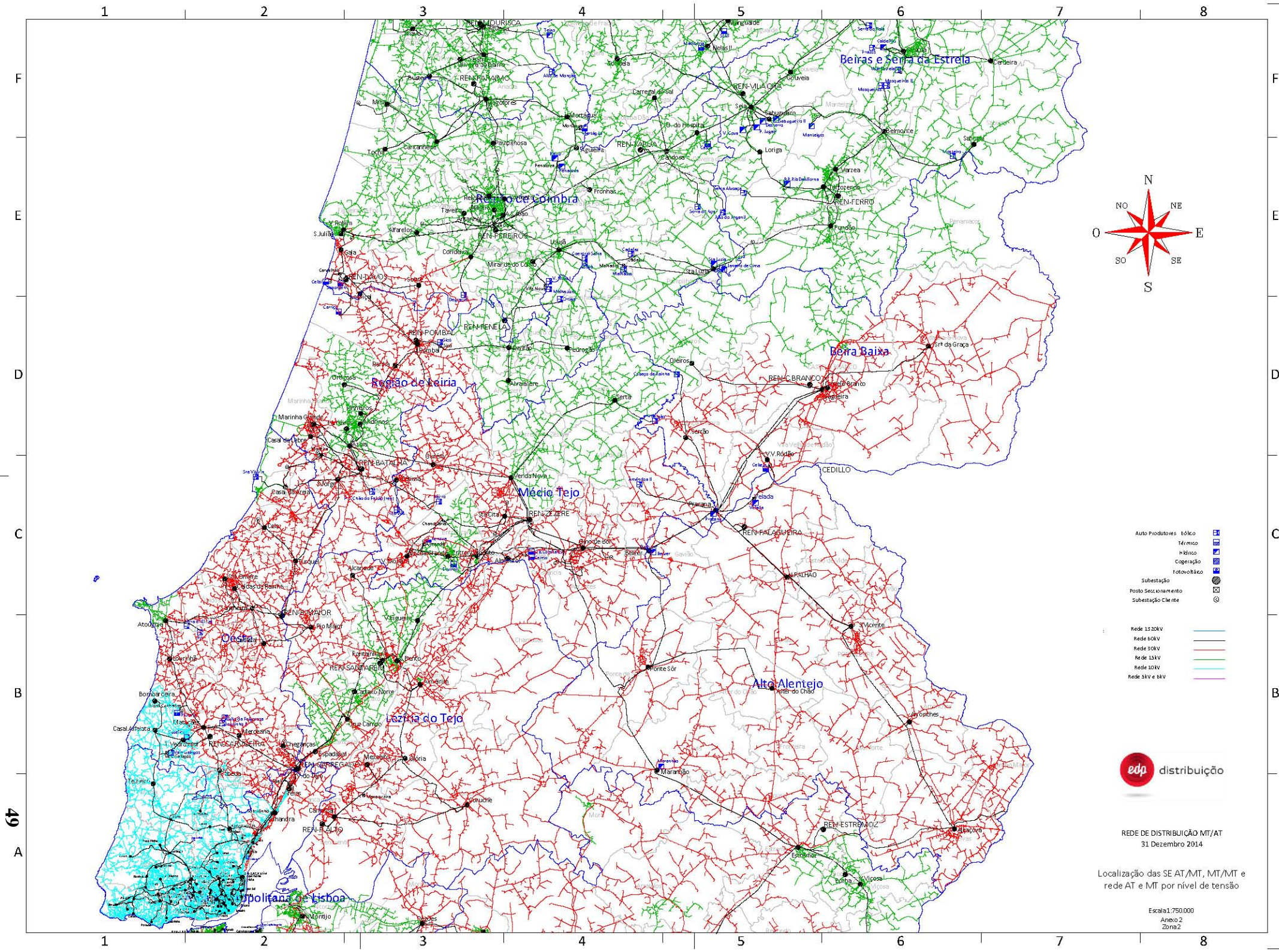
REDE DE DISTRIBUIÇÃO MT/AT  
31 Dezembro 2014

Localização das SE AT/MT, MT/MT e rede AT e MT por nível de tensão

Escala 1:750.000  
Anexo 2  
Zona 1

1 2 3 4 5 6 7 8



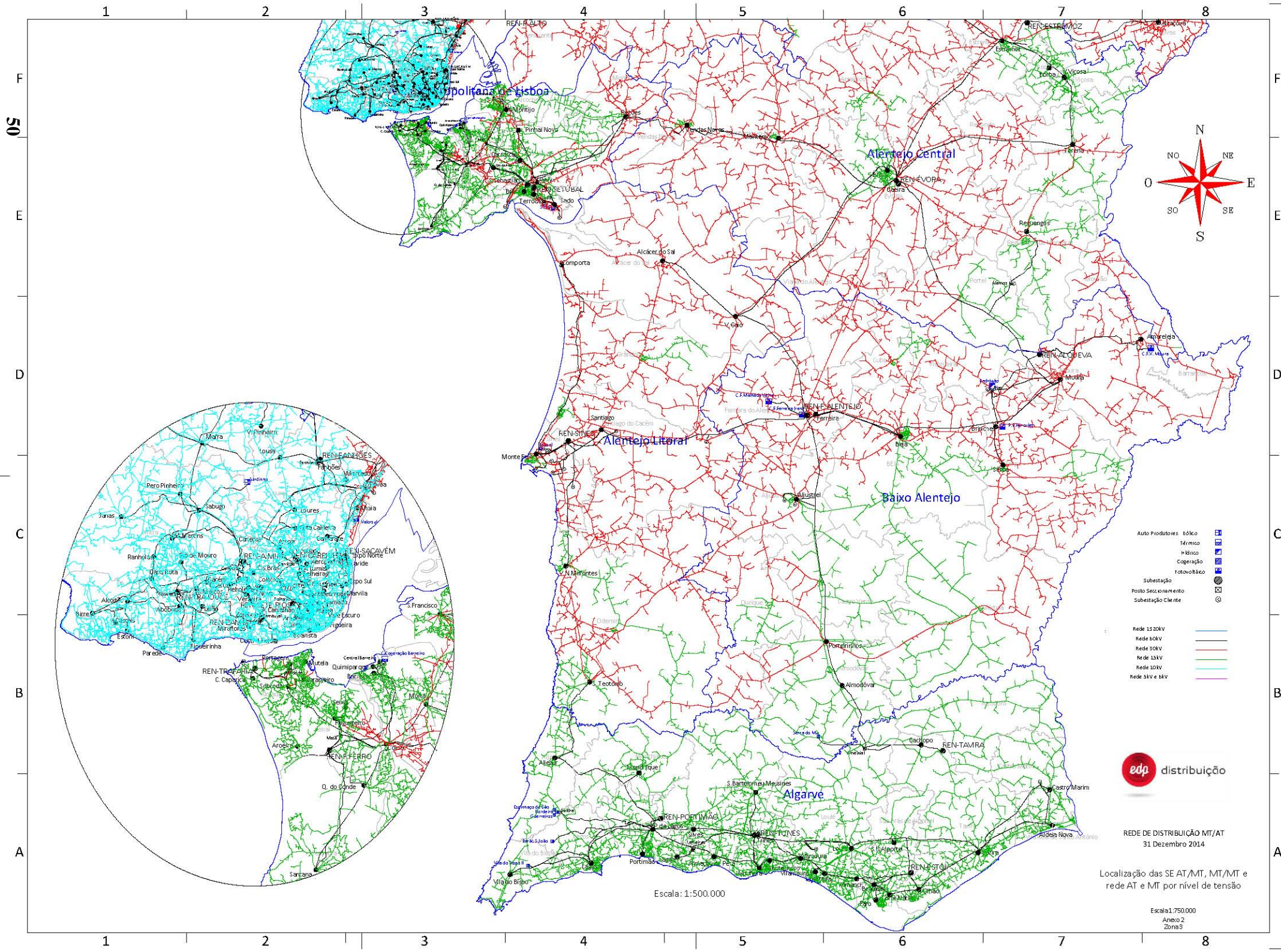


REDE DE DISTRIBUIÇÃO MT/AT  
31 Dezembro 2014

Localização das SE AT/MT, MT/MT e rede AT e MT por nível de tensão

Escala 1:750.000  
Anexo 2  
Zona 2





REDE DE DISTRIBUIÇÃO MT/AT  
31 Dezembro 2014

Localização das SE AT/MT, MT/MT e rede AT e MT por nível de tensão

Escala 1:750 000  
Anexo 2  
Zona 3

Escala: 1:500.000

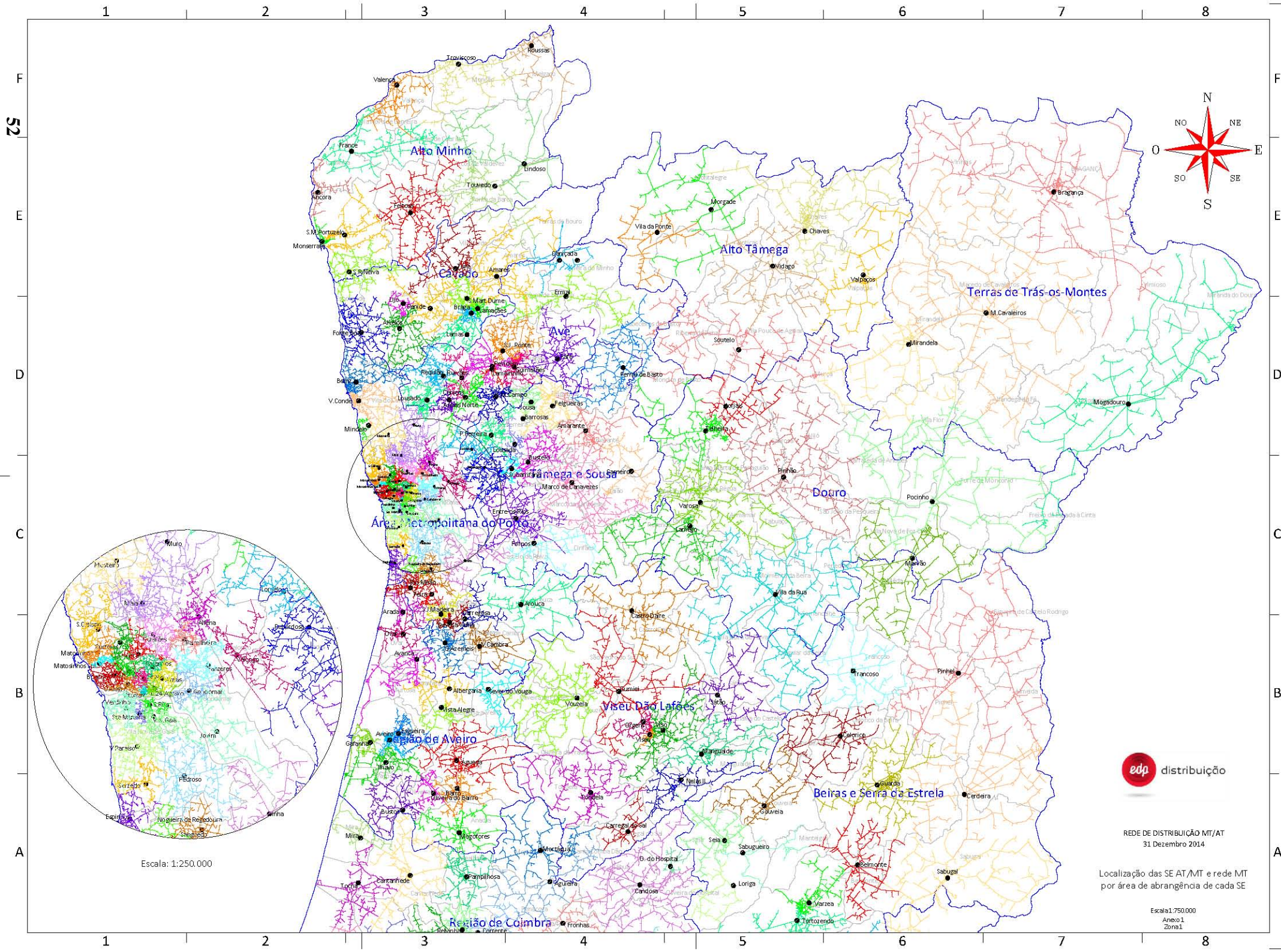
- Auto Produtores Tóxico
- Tármico
- Inflúvio
- Cogeração
- Fotovoltaico
- Subestação
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente

- Rede 1320kV
- Rede 60kV
- Rede 10kV
- Rede 15kV
- Rede 10kV
- Rede 5kV e 6kV

# B

**Localização das subestações AT/MT e rede MT por área de abrangência de cada subestação.**



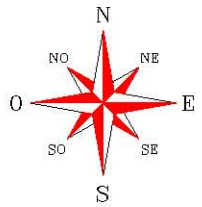
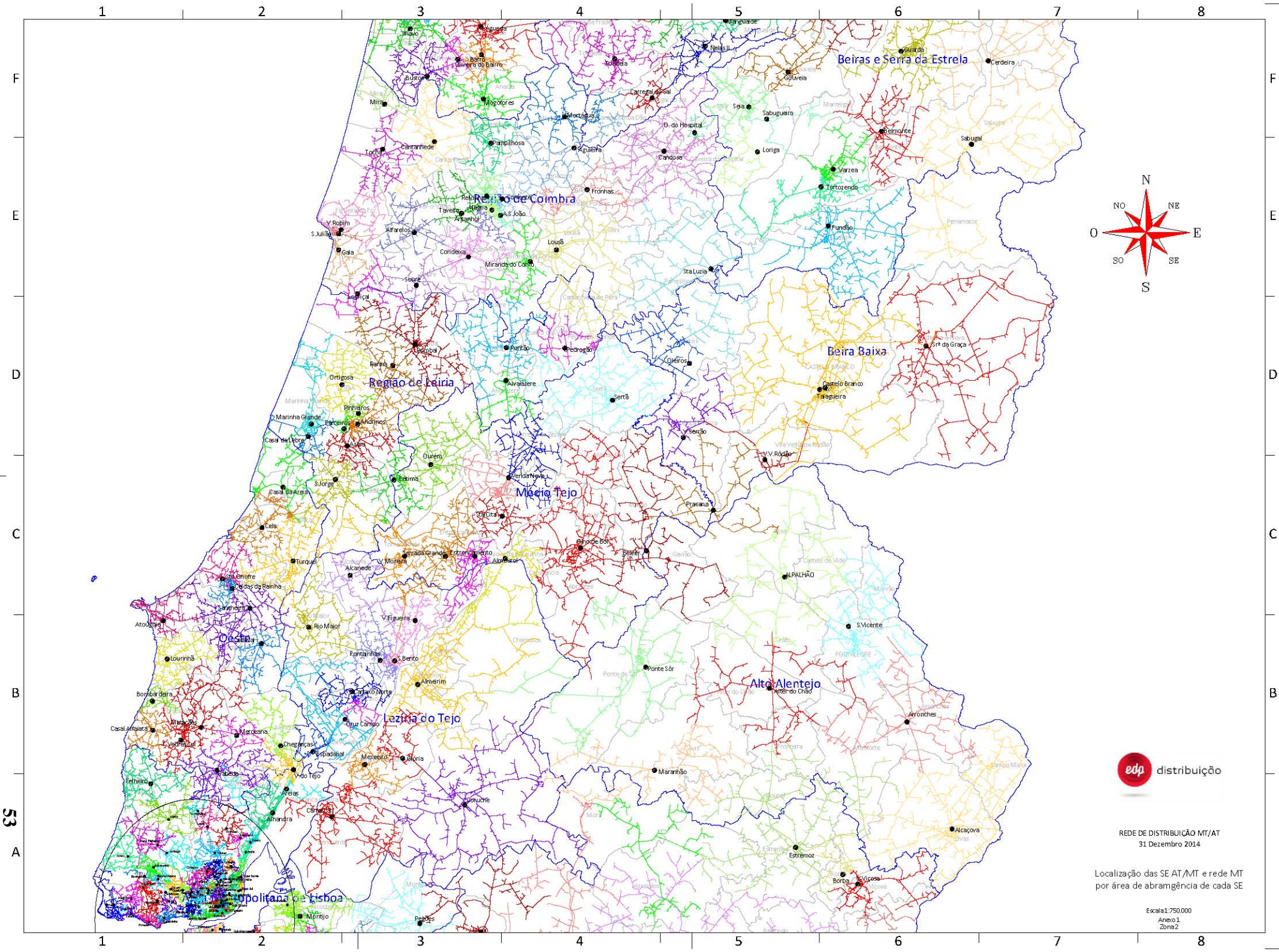


REDE DE DISTRIBUIÇÃO MT/AT  
31 Dezembro 2014

Localização das SE AT/MT e rede MT  
por área de abrangência de cada SE

Escala 1:750,000  
Anexo 1  
Zona 1





REDE DE DISTRIBUIÇÃO MT/AT  
31 Dezembro 2014

Localização das SE AT/MT e rede MT  
por área de abrangência de cada SE

Escala 1:750 000  
Anexo 1  
Zona 2



S4

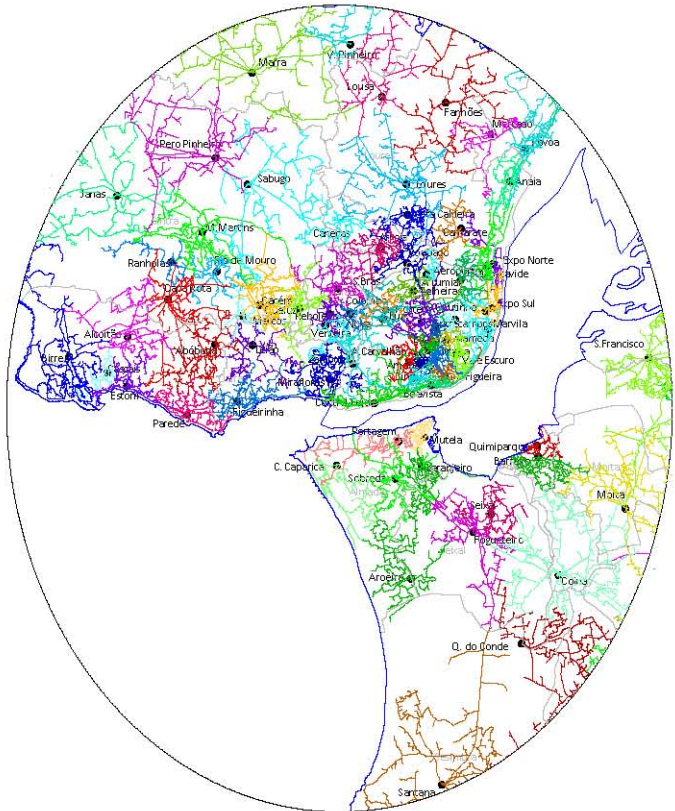
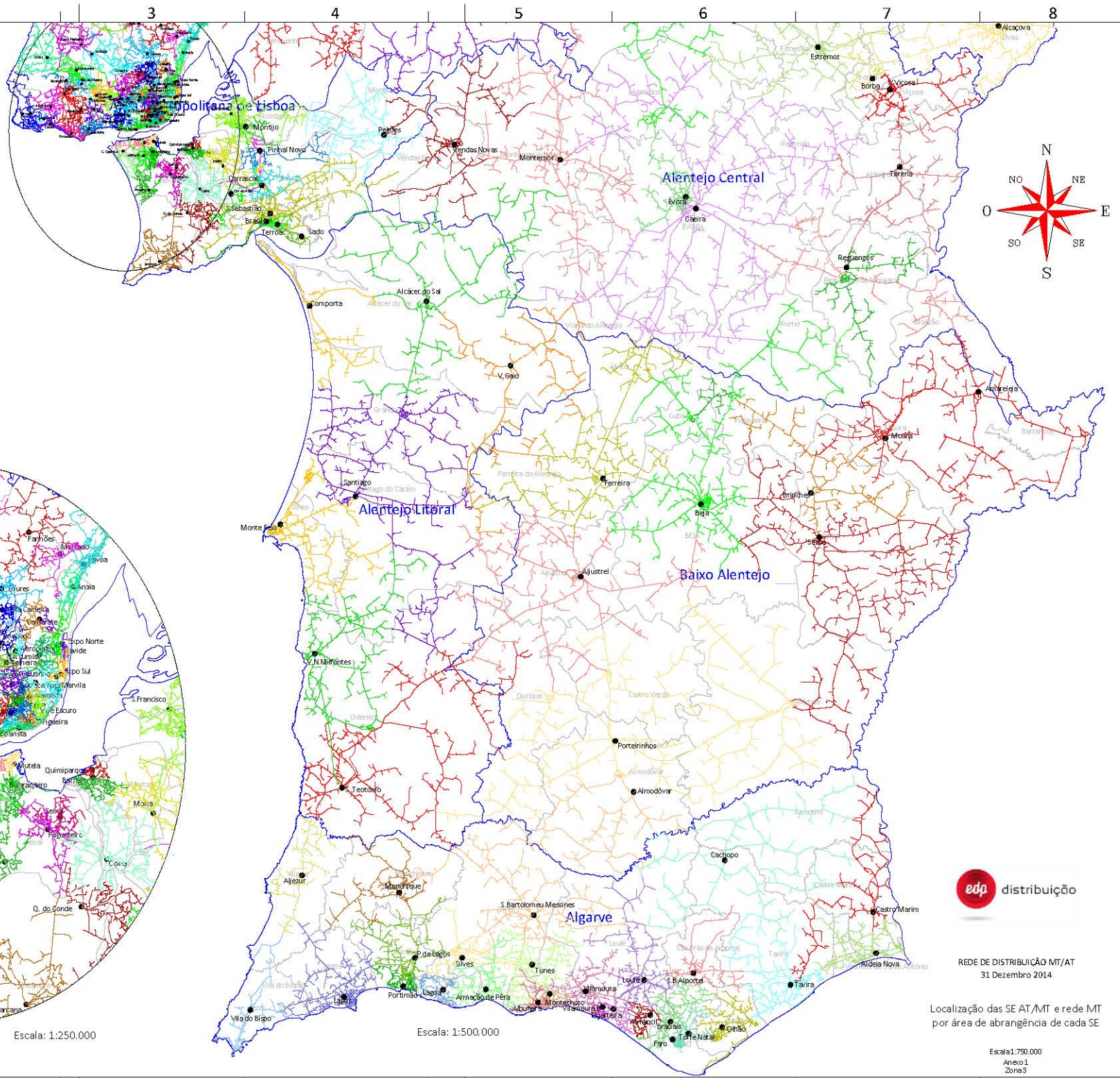
E

D

C

B

A



Escala: 1:250.000

Escala: 1:500.000



REDE DE DISTRIBUIÇÃO MT/AT  
31 Dezembro 2014

Localização das SE AT/MT e rede MT  
por área de abrangência de cada SE

Escala: 1:750.000  
Anexo 1  
Zona 3

1

2

3

4

5

6

7

8

1

2

3

4

5

6

7

8

C

**Dados de monitorização de 2014.**



# Resultados de monitorização

Conforme requisitos RQS:2013

Os dados recolhidos encontram-se disponíveis em <http://edp-distribuicao.waynext.com/> e integram o Programa de Monitorização da Qualidade de Serviço da Energia Elétrica 2014-2015. Para o ano em análise (2014) foram definidas 70 subestações, com um acréscimo de 7 no ano de 2015. Do total, 40 correspondem a monitorização permanente (47 em 2015).

NUT II : NORTE								
NUTS III	Subestação		10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000	
MINHO-LIMA	MONSERRATE	15 kV	90 > u ≥ 80	23	0	1	0	0
			80 > u ≥ 70	7	0	0	0	0
			70 > u ≥ 40	17	4	0	0	0
			40 > u ≥ 5	23	1	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	SÃO ROMÃO DE NEIVA	15 kV	90 > u ≥ 80	29	4	0	1	1
			80 > u ≥ 70	5	4	4	0	0
			70 > u ≥ 40	11	3	0	0	0
			40 > u ≥ 5	2	3	1	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	SÃO ROMÃO DE NEIVA	15 kV	90 > u ≥ 80	30	5	0	0	2
			80 > u ≥ 70	6	3	3	0	0
			70 > u ≥ 40	13	3	4	0	0
			40 > u ≥ 5	2	4	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
TOUVEDO	15 kV	90 > u ≥ 80	115	63	40	1	0	
		80 > u ≥ 70	13	17	6	0	0	
		70 > u ≥ 40	7	5	2	0	0	
		40 > u ≥ 5	1	2	0	0	0	
		5 > u	1	0	0	0	0	
CÁVADO	LJÓ	15 kV	90 > u ≥ 80	32	3	1	0	0
			80 > u ≥ 70	16	3	0	0	0
			70 > u ≥ 40	14	0	0	0	0
			40 > u ≥ 5	8	2	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	ALVELOS	15 kV	90 > u ≥ 80	32	3	0	0	0
			80 > u ≥ 70	12	6	2	0	0
			70 > u ≥ 40	4	1	1	0	0
			40 > u ≥ 5	6	3	1	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	ALVELOS	15 kV	90 > u ≥ 80	31	4	2	0	0
			80 > u ≥ 70	12	6	2	0	0
			70 > u ≥ 40	4	2	1	0	0
			40 > u ≥ 5	5	2	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
BRAGA	15 kV	90 > u ≥ 80	22	7	1	0	0	
		80 > u ≥ 70	11	2	0	0	0	
		70 > u ≥ 40	12	0	0	0	0	
		40 > u ≥ 5	5	0	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
	BRAGA	15 kV	90 > u ≥ 80	30	2	6	0	0
			80 > u ≥ 70	14	2	0	0	0
			70 > u ≥ 40	12	0	0	0	0
			40 > u ≥ 5	3	0	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
FONTE BOA	15 kV	90 > u ≥ 80	38	4	1	0	0	
		80 > u ≥ 70	13	0	1	0	0	
		70 > u ≥ 40	12	6	3	0	0	
		40 > u ≥ 5	4	7	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
	FONTE BOA	15 kV	90 > u ≥ 80	37	2	0	0	2
			80 > u ≥ 70	9	0	4	0	0
			70 > u ≥ 40	10	6	3	0	0
			40 > u ≥ 5	2	7	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0

ALTO TRÁS-OS-MONTES	BRAGANÇA	30 kV	90 > u ≥ 80	44	16	9	1	0
			80 > u ≥ 70	22	5	3	0	0
			70 > u ≥ 40	15	13	3	0	0
			40 > u ≥ 5	2	1	1	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	CANIÇADA	15 kV	90 > u ≥ 80	49	5	3	2	0
			80 > u ≥ 70	16	0	6	2	0
			70 > u ≥ 40	19	3	2	0	0
			40 > u ≥ 5	5	2	1	1	0
			5 > u	0	0	0	1	0
AVE	LOUSADO	15 kV	90 > u ≥ 80	39	1	2	2	0
			80 > u ≥ 70	10	1	3	0	0
			70 > u ≥ 40	7	0	0	1	0
			40 > u ≥ 5	3	1	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	REQUIÃO	15 kV	90 > u ≥ 80	46	3	3	0	0
			80 > u ≥ 70	23	1	3	2	0
			70 > u ≥ 40	14	5	0	1	0
			40 > u ≥ 5	4	1	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
LOUSADA	15 kV	90 > u ≥ 80	33	2	1	2	0	
		80 > u ≥ 70	19	2	2	0	0	
		70 > u ≥ 40	32	2	2	1	0	
		40 > u ≥ 5	3	1	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
TÂMEGA	LOUSADA	15 kV	90 > u ≥ 80	29	0	3	2	0
			80 > u ≥ 70	9	2	5	0	0
			70 > u ≥ 40	6	1	2	1	0
			40 > u ≥ 5	2	3	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
GRANDE PORTO	JOVIM	15 kV	90 > u ≥ 80	27	1	0	0	0
			80 > u ≥ 70	12	0	0	0	0
			70 > u ≥ 40	4	0	1	1	0
			40 > u ≥ 5	0	0	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	SANTA MARINHA	15 kV	90 > u ≥ 80	34	0	0	0	0
			80 > u ≥ 70	13	0	0	0	0
			70 > u ≥ 40	6	2	5	1	0
			40 > u ≥ 5	0	0	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
ALFENA	15 kV	90 > u ≥ 80	23	0	0	1	0	
		80 > u ≥ 70	8	0	0	0	0	
		70 > u ≥ 40	8	0	0	0	0	
		40 > u ≥ 5	3	1	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
ALFENA	15 kV	90 > u ≥ 80	28	0	1	0	0	
		80 > u ≥ 70	10	0	3	0	0	
		70 > u ≥ 40	9	5	10	1	0	
		40 > u ≥ 5	0	0	1	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	

GRANDE PORTO	GUEIFÃES	15 kV	90 > u ≥ 80	21	1	0	0	0
			80 > u ≥ 70	8	1	1	0	0
			70 > u ≥ 40	8	9	0	0	0
			40 > u ≥ 5	1	3	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
		15 kV	90 > u ≥ 80	24	1	0	0	0
			80 > u ≥ 70	7	0	1	0	0
			70 > u ≥ 40	8	1	0	0	0
			40 > u ≥ 5	6	0	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
MOSTEIRÓ	15 kV	90 > u ≥ 80	30	0	1	0	0	
		80 > u ≥ 70	8	4	0	0	0	
		70 > u ≥ 40	3	5	3	2	0	
		40 > u ≥ 5	0	1	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
	15 kV	90 > u ≥ 80	25	2	0	0	0	
		80 > u ≥ 70	10	1	1	0	0	
		70 > u ≥ 40	5	1	0	2	0	
		40 > u ≥ 5	0	1	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
SÃO MARTINHO DO CAMPO	15 kV	90 > u ≥ 80	17	5	0	0	0	
		80 > u ≥ 70	4	0	0	0	0	
		70 > u ≥ 40	14	0	0	0	0	
		40 > u ≥ 5	3	0	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
	15 kV	90 > u ≥ 80	22	2	1	0	0	
		80 > u ≥ 70	17	1	0	0	0	
		70 > u ≥ 40	17	0	0	0	0	
		40 > u ≥ 5	4	0	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
ESPINHO	15 kV	90 > u ≥ 80	24	1	0	1	0	
		80 > u ≥ 70	9	0	0	0	0	
		70 > u ≥ 40	9	1	0	1	0	
		40 > u ≥ 5	1	0	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
	15 kV	90 > u ≥ 80	27	1	0	1	0	
		80 > u ≥ 70	7	0	1	0	0	
		70 > u ≥ 40	7	4	0	2	0	
		40 > u ≥ 5	5	3	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
DOURO	LAMEGO	30 kV	90 > u ≥ 80	58	2	20	0	0
			80 > u ≥ 70	10	1	15	0	0
			70 > u ≥ 40	13	1	5	0	0
			40 > u ≥ 5	7	2	1	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	VILA DA RUA	30 kV	90 > u ≥ 80	50	1	3	0	0
			80 > u ≥ 70	10	1	7	0	0
			70 > u ≥ 40	26	1	18	0	0
			40 > u ≥ 5	10	1	1	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
<b>NUT II : CENTRO</b>								
BAIXO VOUGA	ESGUEIRA	15 kV	90 > u ≥ 80	45	9	2	0	0
			80 > u ≥ 70	25	2	3	0	0
			70 > u ≥ 40	13	9	1	1	0
			40 > u ≥ 5	2	2	0	1	0
			5 > u	0	0	0	0	0
		15 kV	90 > u ≥ 80	45	9	2	0	0
			80 > u ≥ 70	24	2	3	0	0
			70 > u ≥ 40	12	10	1	1	0
			40 > u ≥ 5	2	2	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
				10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000

<b>BAIXO VOUGA</b>	MOGOFORES	15 kV	90 > u ≥ 80	36	3	4	0	0
			80 > u ≥ 70	12	0	0	0	0
			70 > u ≥ 40	21	0	1	0	0
			40 > u ≥ 5	1	0	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
		15 kV	90 > u ≥ 80	32	2	2	0	0
			80 > u ≥ 70	10	0	0	0	0
			70 > u ≥ 40	18	3	0	0	0
			40 > u ≥ 5	1	0	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
OLIVEIRA DO BAIRO	15 kV	90 > u ≥ 80	32	0	0	0	0	
		80 > u ≥ 70	14	0	2	0	0	
		70 > u ≥ 40	23	0	2	1	0	
		40 > u ≥ 5	4	0	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
AVANCA	15 kV	90 > u ≥ 80	29	0	0	0	0	
		80 > u ≥ 70	9	6	2	0	0	
		70 > u ≥ 40	14	2	0	2	0	
		40 > u ≥ 5	1	0	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
	15 kV	90 > u ≥ 80	39	4	10	0	0	
		80 > u ≥ 70	9	1	2	0	0	
		70 > u ≥ 40	8	2	0	2	0	
		40 > u ≥ 5	1	0	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
<b>DÃO-LAFÕES</b>	GUMIEI	15 kV	90 > u ≥ 80	34	3	1	1	1
			80 > u ≥ 70	9	0	0	0	0
			70 > u ≥ 40	10	0	0	0	0
			40 > u ≥ 5	0	0	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
		15 kV	90 > u ≥ 80	37	8	5	2	0
			80 > u ≥ 70	8	0	1	0	0
			70 > u ≥ 40	6	0	1	0	0
			40 > u ≥ 5	0	1	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
VISEU	15 kV	90 > u ≥ 80	33	1	0	1	0	
		80 > u ≥ 70	12	1	0	0	0	
		70 > u ≥ 40	7	2	0	0	0	
		40 > u ≥ 5	4	1	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
VOUZELA	15 kV	90 > u ≥ 80	34	4	2	1	0	
		80 > u ≥ 70	11	0	1	0	0	
		70 > u ≥ 40	8	1	0	0	0	
		40 > u ≥ 5	0	0	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
	15 kV	90 > u ≥ 80	36	6	2	1	0	
		80 > u ≥ 70	10	0	5	0	0	
		70 > u ≥ 40	9	1	0	0	0	
		40 > u ≥ 5	1	0	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
<b>BAIXO MONDEGO</b>	ANTANHOL	15 kV	90 > u ≥ 80	36	0	0	1	0
			80 > u ≥ 70	6	0	0	0	0
			70 > u ≥ 40	7	0	0	0	0
			40 > u ≥ 5	0	0	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	CANTANHEDE	15 kV	90 > u ≥ 80	47	5	5	0	0
			80 > u ≥ 70	15	2	5	0	0
			70 > u ≥ 40	28	1	5	0	0
			40 > u ≥ 5	0	2	0	1	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	15 kV	90 > u ≥ 80	66	4	4	0	0	
		80 > u ≥ 70	8	2	2	0	0	
		70 > u ≥ 40	14	2	0	0	0	
		40 > u ≥ 5	0	1	0	1	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	

PINHAL INTERIOR NORTE	MIRANDA DO CORVO	15 kV	90 > u ≥ 80	53	5	14	1	0
			80 > u ≥ 70	11	2	4	0	0
			70 > u ≥ 40	10	1	0	0	0
			40 > u ≥ 5	1	0	0	0	0
			5 > u	0	0	0	1	0
	PEDROGÃO	15 kV	90 > u ≥ 80	41	2	11	1	0
			80 > u ≥ 70	8	0	3	0	0
			70 > u ≥ 40	9	0	0	0	0
			40 > u ≥ 5	2	0	0	0	0
5 > u			0	0	0	0	0	
LOUSÃ	15 kV	90 > u ≥ 80	48	3	4	0	0	
		80 > u ≥ 70	12	6	1	0	0	
		70 > u ≥ 40	8	3	1	0	0	
		40 > u ≥ 5	1	1	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	1	0	
COVA DA BEIRA	TORTOSENDO	15 kV	90 > u ≥ 80	32	4	2	0	0
			80 > u ≥ 70	9	5	0	0	0
			70 > u ≥ 40	9	4	1	0	0
			40 > u ≥ 5	1	1	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
BEIRA INTERIOR SUL	VILA VELHA DE RODÃO	15 kV	90 > u ≥ 80	13	3	0	0	0
			80 > u ≥ 70	3	0	3	0	0
			70 > u ≥ 40	6	0	1	0	0
			40 > u ≥ 5	7	1	5	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
PINHAL LITORAL	POMBAL	30 kV	90 > u ≥ 80	46	4	0	0	0
			80 > u ≥ 70	8	2	13	0	0
			70 > u ≥ 40	5	1	0	0	0
			40 > u ≥ 5	5	7	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	SÃO JORGE	30 kV	90 > u ≥ 80	71	4	0	0	0
			80 > u ≥ 70	13	1	1	0	0
			70 > u ≥ 40	23	3	1	0	0
			40 > u ≥ 5	8	3	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	MARINHA GRANDE	30 kV	90 > u ≥ 80	40	1	0	0	0
			80 > u ≥ 70	15	2	1	0	0
			70 > u ≥ 40	26	7	1	0	0
			40 > u ≥ 5	53	13	2	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	CASAL DA LEBRE	30 kV	90 > u ≥ 80	47	8	0	0	0
			80 > u ≥ 70	12	1	0	0	0
			70 > u ≥ 40	4	4	3	1	0
			40 > u ≥ 5	2	10	3	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	MARINHA GRANDE	30 kV	90 > u ≥ 80	39	10	0	0	0
			80 > u ≥ 70	14	1	0	0	0
			70 > u ≥ 40	4	2	2	1	0
			40 > u ≥ 5	0	14	1	0	0
5 > u			0	0	0	0	0	
CASAL DA LEBRE	30 kV	90 > u ≥ 80	33	4	0	0	0	
		80 > u ≥ 70	15	1	0	0	0	
		70 > u ≥ 40	12	1	0	0	0	
		40 > u ≥ 5	7	2	0	0	0	
		5 > u	1	0	0	0	0	
CASAL DA LEBRE	30 kV	90 > u ≥ 80	31	4	0	0	0	
		80 > u ≥ 70	15	1	0	0	0	
		70 > u ≥ 40	6	0	0	0	0	
		40 > u ≥ 5	5	0	0	0	0	
		5 > u	1	0	0	0	0	

MÉDIO TEJO	PINHEIROS	15 kV	90 > u ≥ 80	95	1	4	0	0
			80 > u ≥ 70	13	0	1	0	0
			70 > u ≥ 40	2	3	3	0	0
			40 > u ≥ 5	0	1	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
MÉDIO TEJO	VILA MOREIRA	30 kV	90 > u ≥ 80	59	7	2	0	0
			80 > u ≥ 70	5	3	0	0	0
			70 > u ≥ 40	4	6	1	0	0
			40 > u ≥ 5	5	6	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	VILA MOREIRA	30 kV	90 > u ≥ 80	58	15	1	0	0
			80 > u ≥ 70	4	3	1	0	0
			70 > u ≥ 40	4	3	0	0	0
			40 > u ≥ 5	3	6	0	0	0
			5 > u	1	0	0	0	0
OESTE	CELA	30 kV	90 > u ≥ 80	70	34	8	1	0
			80 > u ≥ 70	15	15	4	1	1
			70 > u ≥ 40	4	29	0	0	0
			40 > u ≥ 5	1	44	3	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	LOURINHÃ	30 kV	90 > u ≥ 80	61	5	0	0	0
			80 > u ≥ 70	21	18	8	1	0
			70 > u ≥ 40	11	8	10	2	0
			40 > u ≥ 5	9	14	1	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
LOURINHÃ	30 kV	90 > u ≥ 80	68	5	3	0	0	
		80 > u ≥ 70	21	4	5	0	0	
		70 > u ≥ 40	13	17	4	1	0	
		40 > u ≥ 5	11	17	7	2	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	

### NUT II : ÁREA METROPOLITANA DE LISBOA

NUTS III	Subestação		10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000	
GRANDE LISBOA	CASCAIS	10 kV	90 > u ≥ 80	21	1	0	0	0
			80 > u ≥ 70	7	0	0	0	0
			70 > u ≥ 40	20	0	0	0	0
			40 > u ≥ 5	1	0	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	ALTO DO LUMIAR	10 kV	90 > u ≥ 80	25	0	0	0	0
			80 > u ≥ 70	6	0	0	0	0
			70 > u ≥ 40	13	0	0	0	0
			40 > u ≥ 5	1	0	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	LUZ	10 kV	90 > u ≥ 80	21	0	0	0	0
			80 > u ≥ 70	5	0	0	0	0
			70 > u ≥ 40	13	0	0	0	0
			40 > u ≥ 5	2	0	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	MARVILA	10 kV	90 > u ≥ 80	19	0	0	0	0
			80 > u ≥ 70	7	0	0	0	0
			70 > u ≥ 40	15	0	0	0	0
			40 > u ≥ 5	1	0	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
MARVILA	10 kV	90 > u ≥ 80	24	0	0	0	0	
		80 > u ≥ 70	9	0	0	0	0	
		70 > u ≥ 40	13	0	0	0	0	
		40 > u ≥ 5	0	0	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
MARVILA	10 kV	90 > u ≥ 80	27	0	0	0	0	
		80 > u ≥ 70	7	0	0	0	0	
		70 > u ≥ 40	11	0	0	0	0	
		40 > u ≥ 5	0	0	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	

GRANDE LISBOA

PARQUE	10 kV	90 > u ≥ 80	24	0	0	0	0
		80 > u ≥ 70	7	0	0	0	0
		70 > u ≥ 40	12	0	0	0	0
		40 > u ≥ 5	2	0	0	0	0
		5 > u	0	0	0	0	0
PARQUE	10 kV	90 > u ≥ 80	23	0	0	0	0
		80 > u ≥ 70	7	0	0	0	0
		70 > u ≥ 40	13	0	0	0	0
		40 > u ≥ 5	2	0	0	0	0
		5 > u	1	0	0	0	0
AEROPORTO	10 kV	90 > u ≥ 80	21	0	0	0	0
		80 > u ≥ 70	8	0	0	0	0
		70 > u ≥ 40	11	0	0	0	0
		40 > u ≥ 5	0	0	0	0	0
		5 > u	0	0	0	0	0
AEROPORTO	10 kV	90 > u ≥ 80	23	0	0	0	0
		80 > u ≥ 70	7	0	0	0	0
		70 > u ≥ 40	12	0	0	0	0
		40 > u ≥ 5	0	0	0	0	0
		5 > u	0	0	0	0	0
CANEÇAS	10 kV	90 > u ≥ 80	24	0	0	0	0
		80 > u ≥ 70	11	0	0	0	0
		70 > u ≥ 40	13	1	0	0	0
		40 > u ≥ 5	1	0	0	0	0
		5 > u	0	0	0	2	0
PÓVOA	30 kV	90 > u ≥ 80	42	1	0	0	0
		80 > u ≥ 70	11	0	0	0	0
		70 > u ≥ 40	9	0	0	0	0
		40 > u ≥ 5	21	10	0	0	0
		5 > u	0	0	0	0	0
PÓVOA	30 kV	90 > u ≥ 80	66	4	0	0	0
		80 > u ≥ 70	8	0	0	0	0
		70 > u ≥ 40	10	0	0	0	0
		40 > u ≥ 5	0	0	0	0	0
		5 > u	0	0	0	0	0
SÃO MARCOS	10 kV	90 > u ≥ 80	24	1	0	0	0
		80 > u ≥ 70	7	0	0	0	0
		70 > u ≥ 40	14	0	0	0	0
		40 > u ≥ 5	1	0	0	0	0
		5 > u	0	0	0	0	0
SÃO MARCOS	10 kV	90 > u ≥ 80	17	1	0	0	0
		80 > u ≥ 70	7	0	0	0	0
		70 > u ≥ 40	19	0	0	0	0
		40 > u ≥ 5	1	0	0	0	0
		5 > u	0	0	0	0	0
MERCADO	10 kV	90 > u ≥ 80	24	0	0	0	0
		80 > u ≥ 70	7	3	0	0	0
		70 > u ≥ 40	14	0	0	0	0
		40 > u ≥ 5	0	0	0	0	0
		5 > u	0	0	0	0	1
MERCADO	10 kV	90 > u ≥ 80	24	0	0	0	0
		80 > u ≥ 70	5	0	0	0	0
		70 > u ≥ 40	14	0	0	0	0
		40 > u ≥ 5	0	0	0	0	0
		5 > u	0	0	0	0	1
CAMARATE	10 kV	90 > u ≥ 80	24	0	0	0	0
		80 > u ≥ 70	8	0	0	0	0
		70 > u ≥ 40	15	0	0	0	0
		40 > u ≥ 5	1	0	0	0	0
		5 > u	0	0	0	0	0
VENTEIRA	10 kV	90 > u ≥ 80	26	0	0	0	0
		80 > u ≥ 70	6	0	0	0	0
		70 > u ≥ 40	11	0	0	0	0
		40 > u ≥ 5	0	0	0	0	0
		5 > u	0	0	0	0	0

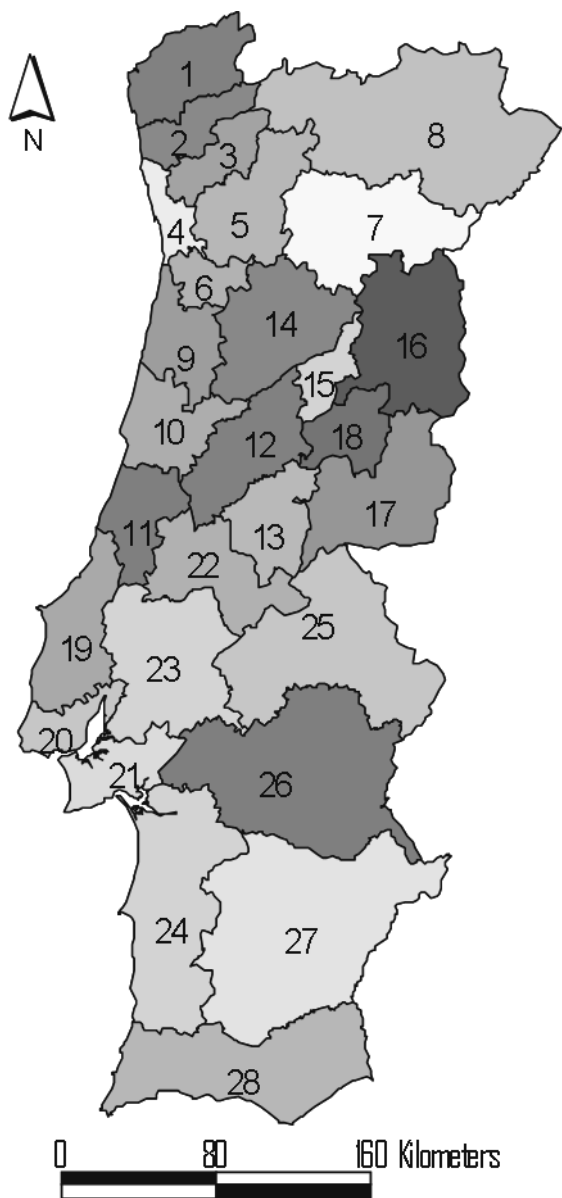
		<b>NUT II : ALENTEJO</b>						
		<b>NUTS III</b>	<b>Subestação</b>	<b>10 ≤ t ≤ 200</b>	<b>200 &lt; t ≤ 500</b>	<b>500 &lt; t ≤ 1000</b>	<b>1000 &lt; t ≤ 5000</b>	<b>5000 &lt; t ≤ 60000</b>
<b>PENÍNSULA DE SETÚBAL</b>	<b>CARRASCAS</b>	15 kV	90 > u ≥ 80	44	3	0	0	0
			80 > u ≥ 70	18	0	0	0	0
			70 > u ≥ 40	22	0	1	0	0
			40 > u ≥ 5	2	0	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	30 kV	90 > u ≥ 80	32	9	0	0	0	
		80 > u ≥ 70	15	0	0	0	0	
		70 > u ≥ 40	4	0	0	1	0	
		40 > u ≥ 5	0	0	6	6	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
	<b>C. DA CAPARICA</b>	15 kV	90 > u ≥ 80	9	1	0	0	0
			80 > u ≥ 70	4	1	1	0	0
			70 > u ≥ 40	9	2	0	0	0
			40 > u ≥ 5	0	1	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
<b>PORTAGEM</b>	15 kV	90 > u ≥ 80	12	3	0	0	0	
		80 > u ≥ 70	8	2	0	0	0	
		70 > u ≥ 40	14	1	0	0	0	
		40 > u ≥ 5	1	0	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
15 kV	90 > u ≥ 80	15	7	0	0	0		
	80 > u ≥ 70	7	1	0	0	0		
	70 > u ≥ 40	15	1	0	0	0		
	40 > u ≥ 5	1	0	0	0	0		
	5 > u	0	0	0	0	0		
<b>ALTO ALENTEJO</b>	<b>ALTER DO CHÃO</b>	30 kV	90 > u ≥ 80	126	19	34	7	0
			80 > u ≥ 70	63	3	22	4	0
			70 > u ≥ 40	55	13	29	0	0
			40 > u ≥ 5	45	6	6	1	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	<b>PONTE SOR</b>	30 kV	90 > u ≥ 80	192	25	46	6	3
			80 > u ≥ 70	53	1	6	0	0
			70 > u ≥ 40	15	5	24	2	0
			40 > u ≥ 5	5	6	6	2	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	<b>MARANHÃO</b>	30 kV	90 > u ≥ 80	180	31	59	7	1
			80 > u ≥ 70	63	3	22	0	2
			70 > u ≥ 40	17	5	8	1	0
			40 > u ≥ 5	9	3	0	1	0
			5 > u	0	0	0	0	0
<b>ALENTEJO CENTRAL</b>	<b>VENDAS NOVAS</b>	15 kV	90 > u ≥ 80	38	14	29	0	0
			80 > u ≥ 70	18	2	5	0	0
			70 > u ≥ 40	6	4	1	0	0
			40 > u ≥ 5	3	1	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	15 kV	90 > u ≥ 80	39	14	29	0	0	
		80 > u ≥ 70	17	2	5	0	0	
		70 > u ≥ 40	6	4	1	0	0	
		40 > u ≥ 5	3	1	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
	30 kV	90 > u ≥ 80	174	24	63	10	0	
		80 > u ≥ 70	45	24	14	0	0	
		70 > u ≥ 40	14	9	43	0	0	
		40 > u ≥ 5	4	5	7	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	



ALENTEJO CENTRAL	ÉVORA	15 kV	90 > u ≥ 80	70	15	14	5	0
			80 > u ≥ 70	20	0	3	1	0
			70 > u ≥ 40	16	2	0	0	0
			40 > u ≥ 5	2	1	1	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	30 kV	90 > u ≥ 80	84	12	12	5	0	
		80 > u ≥ 70	25	0	1	2	0	
		70 > u ≥ 40	9	2	3	1	0	
		40 > u ≥ 5	1	1	0	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
MONTEMOR	15 kV	90 > u ≥ 80	98	60	81	5	0	
		80 > u ≥ 70	37	17	15	0	0	
		70 > u ≥ 40	9	6	2	0	0	
		40 > u ≥ 5	2	0	1	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
	30 kV	90 > u ≥ 80	60	15	39	1	0	
		80 > u ≥ 70	41	3	8	0	0	
		70 > u ≥ 40	42	41	56	2	0	
		40 > u ≥ 5	24	16	10	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
ALENTEJO LITORAL	VILA NOVA MILFONTES	15 kV	90 > u ≥ 80	58	7	8	0	2
			80 > u ≥ 70	13	3	0	0	0
			70 > u ≥ 40	7	0	0	0	0
			40 > u ≥ 5	0	0	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	30 kV	90 > u ≥ 80	67	5	2	0	0	
		80 > u ≥ 70	19	3	1	0	0	
		70 > u ≥ 40	34	18	26	0	0	
		40 > u ≥ 5	2	4	13	0	0	
		5 > u	0	0	0	0	0	
BAIXO ALENTEJO	BRINCHES	30 kV	90 > u ≥ 80	161	16	38	24	0
			80 > u ≥ 70	49	11	33	3	0
			70 > u ≥ 40	38	8	31	0	0
			40 > u ≥ 5	27	2	1	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	BEJA	15 kV	90 > u ≥ 80	97	1	6	28	0
			80 > u ≥ 70	40	1	4	6	0
			70 > u ≥ 40	21	0	2	4	0
			40 > u ≥ 5	1	1	2	1	0
			5 > u	0	0	0	0	0
15 kV	90 > u ≥ 80	85	6	1	0	0		
	80 > u ≥ 70	41	3	6	4	0		
	70 > u ≥ 40	22	2	1	30	0		
	40 > u ≥ 5	9	0	2	5	0		
	5 > u	0	0	0	0	0		
<b>NUT II : ALGARVE</b>								
<b>NUTS III Subestação</b>								
ALGARVE	SILVES	15 kV	90 > u ≥ 80	39	3	2	1	0
			80 > u ≥ 70	21	0	1	0	0
			70 > u ≥ 40	26	1	0	1	0
			40 > u ≥ 5	4	4	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	TUNES	15 kV	90 > u ≥ 80	64	8	7	0	0
			80 > u ≥ 70	22	0	2	0	0
			70 > u ≥ 40	9	1	0	0	0
			40 > u ≥ 5	1	2	1	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0
	MONCHIQUE	15 kV	90 > u ≥ 80	52	28	10	0	0
			80 > u ≥ 70	13	2	2	0	0
			70 > u ≥ 40	22	3	6	0	0
			40 > u ≥ 5	10	1	0	0	0
			5 > u	0	0	0	0	0

D

**Mapa das NUTS II e III.**



NUTS II	NUTS III
NORTE	1. Minho-Lima
	2. Cávado
	3. Ave
	4. Grande Porto
	5. Tâmega
	6. Entre Douro e Vouga
	7. Douro
	8. Alto Trás os Montes
CENTRO	9. Baixo Vouga
	10. Baixo Mondego
	11. Pinhal Litoral
	12. Pinhal Interior Norte
	13. Pinhal Interior Sul
	14. Dão Lafões
	15. Serra da Estrela
	16. Beira Interior Norte
	17. Beira Interior Sul
	18. Cova da Beira
	19. Oeste
	22. Médio Tejo
ÁREA METROPOLITANA DE LISBOA	20. Grande Lisboa
	21. Península de Setúbal
ALENTEJO	23. Lezíria do Tejo
	24. Alentejo Litoral
	25. Alto Alentejo
	26. Alentejo Central
	27. Baixo Alentejo
ALGARVE	28. Algarve



**Valores de potência de curto-circuito  
por NUTS II.**

NUTS II	SUBESTAÇÃO	Kv	Scs max.	
NORTE	ALFENA	15	419	
	ALVELOS	15	355	
	BRAGA	15	385	
	BRAGANÇA	30	273	
	CANIÇADA	15	151	
	ESPINHO	15	462	
	FONTE BOA	15	236	
	GUEIFÃES	15	403	
	JOVIM	15	296	
	LAMEGO	30	218	
	LIJÓ	15	223	
	LOUSADA	15	182	
	LOUSADO	15	381	
	MONSERRATE	15	202	
	MOSTEIRO	15	425	
	REQUIÃO	15	368	
	SANTA MARINHA	15	297	
	SÃO MARTINHO DO CAMPO	15	384	
	SÃO ROMÃO DE NEIVA	15	332	
	TOUVEDO	15	108	
	VILA DA RUA	30	149	
	ÁREA METROPOLITANA DE LISBOA	AEROPORTO	10	463
		ALTO DO LUMIAR	10	269
CAMARATE		10	188	
CANEÇAS		10	232	
CARRASCAS		30	325	
CASCAIS		15	221	
CASCAIS		10	244	
COSTA DA CAPARICA		15	219	
LUZ		10	256	
MARVILA		10	449	
MERCADO		10	335	
PARQUE		10	462	
PORTAGEM		15	437	
PÓVOA		30	514	
SÃO MARCOS		10	437	
VENTEIRA		10	254	

NUTS II	SUBESTAÇÃO	Kv	Scs max.
CENTRO	ANTANHOL	15	245
	AVANCA	15	366
	CANTANHEDE	15	285
	CASAL DA LEBRE	30	412
	CELA	30	150
	ESGUEIRA	15	416
	GUMIEI	15	356
	LOURINHÃ	30	202
	LOUSÃ	15	300
	MARINHA GRANDE	30	376
	MIRANDA DO CORVO	15	193
	MOGOFORES	15	341
	OLIVEIRA DO BAIRRO	15	203
	PEDROGÃO	15	138
	PINHEIROS	15	280
	POMBAL	30	385
	SÃO JORGE	30	481
	TORTOZENDO	15	345
	VILA MOREIRA	30	261
	VILA VELHA RODÃO	30	142
	UIXEU	15	222
	VOUZELA	15	334
	ALENTEJO	ALTER DO CHÃO	30
BEJA		30	450
BEJA		15	243
BRINCHES		30	188
ÉVORA		15	284
ÉVORA		30	n.a.
MARANHÃO		30	93
MONTECORVÃO		30	191
MONTECORVÃO		15	134
PONTE DE SÓR		30	190
PONTE DE SÓR		30	128
VENDAS NOVAS		15	104
VILA NOVA DE MILFONTES		30	180
VILA NOVA DE MILFONTES	15	144	
ALGARVE	TUNES	15	100
	SILVES	15	178
	TUNES	15	242

(a) Células a verde: valores pertencentes ao intervalo [70 ; 220]

(b) Células a azul: valores pertencentes ao intervalo [220 ; 370]

(c) Células a vermelho: valores pertencentes ao intervalo [370 ; 520]

---

---