



**PLANO DE DESENVOLVIMENTO
E INVESTIMENTO**

DAS

REDES DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO

DE ENERGIA ELÉTRICA EM ALTA E MÉDIA TENSÃO DA

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

2022-2024

PDIRTD RAA 2021
junho 2021

Arquipélago dos Açores



ÍNDICE

1. ENQUADRAMENTO, CONTEXTO E ÂMBITO	7
1.1. ENQUADRAMENTO REGIONAL.....	7
1.2. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR.....	8
1.3. ÂMBITO DO DOCUMENTO	12
2. OBJETIVOS E ESTRATÉGIA.....	13
3. VETORES ESTRATÉGICOS DE INVESTIMENTO.....	15
3.1. SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO.....	15
3.2. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA	16
3.3. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.....	20
3.4. EFICIÊNCIA OPERACIONAL	21
4. PRINCÍPIOS E CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO	22
4.1. EXIGÊNCIAS REGULAMENTARES.....	22
4.2. PADRÕES DE SEGURANÇA.....	23
4.2.1. CAPACIDADE DOS EQUIPAMENTOS	23
4.2.2. LIGAÇÃO DE CLIENTES	23
4.2.3. RESERVA N-1 EM SUBESTAÇÕES E CENTROS DE DISTRIBUIÇÃO	23
4.2.4. RESERVA N-1 EM CENTROS URBANOS LOCALIZADOS EM ZQS A E ZQS B ...	24
4.2.5. LIMITE DE SOBRECARGA EM REGIME N-1	24
4.2.6. LIMITE NOS VALORES DE TENSÃO.....	24
4.3. AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÓMICA.....	25
4.3.1. CÁLCULO DA ENERGIA DE PERDAS TÉCNICAS	25
4.3.2. CÁLCULO DA ENERGIA NÃO DISTRIBUÍDA.....	27
4.3.3. CÁLCULO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO.....	27
4.4. CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS	28
4.5. QUESTÕES AMBIENTAIS.....	28
5. CLASSIFICAÇÃO DOS INVESTIMENTOS.....	30
5.1. DESENVOLVIMENTO DE REDE.....	31
5.2. MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA.....	31
5.3. REABILITAÇÃO E SUBSTITUIÇÃO DE ATIVOS DEGRADADOS	32
5.4. AUTOMAÇÃO E TELECOMANDO DA REDE MT	32
5.5. AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES E MODERNIZAÇÃO DE SPCC	33
5.6. LIGAÇÃO A POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE SERVIÇO PÚBLICO	33
5.7. BENEFICIAÇÕES DIVERSAS	34
6. PREVISÃO DA PROCURA E PONTAS	35
6.1. CENÁRIO DE EVOLUÇÃO DA PROCURA.....	35
6.2. CENÁRIO DE EVOLUÇÃO DAS PONTAS	39
7. CARACTERIZAÇÃO DAS REDES T&D NO FINAL DE 2020	41
7.1. EMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A REDE	41
7.2. REDES DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO AT E MT	44

8. EVOLUÇÃO DOS INVESTIMENTOS	50
9. INVESTIMENTOS A REALIZAR NO PERÍODO 2022-2024	52
9.1. VALORES DE INVESTIMENTO.....	52
9.2. PRINCIPAIS INVESTIMENTOS	55
9.2.1. PRINCIPAIS INVESTIMENTOS NA ILHA DE SANTA MARIA	56
9.2.2. PRINCIPAIS INVESTIMENTOS NA ILHA DE SÃO MIGUEL.....	59
9.2.3. PRINCIPAIS INVESTIMENTOS NA ILHA TERCEIRA	69
9.2.4. PRINCIPAIS INVESTIMENTOS NA ILHA GRACIOSA.....	75
9.2.5. PRINCIPAIS INVESTIMENTOS NA ILHA DE SÃO JORGE	78
9.2.6. PRINCIPAIS INVESTIMENTOS NA ILHA DO PICO.....	82
9.2.7. PRINCIPAIS INVESTIMENTOS NA ILHA DO FAIAL	86
9.2.8. PRINCIPAIS INVESTIMENTOS NA ILHA DAS FLORES.....	88
9.2.9. PRINCIPAIS INVESTIMENTOS NA ILHA DO CORVO.....	91
10. CARACTERIZAÇÃO DAS REDES T&D NO FINAL DE 2024.....	92
10.1. EVOLUÇÃO DO SISTEMA ELETROPRODUTOR	92
10.2. EVOLUÇÃO DAS REDES DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO.....	93
10.3. EVOLUÇÃO DOS INDICADORES.....	99
SIGLAS GERAIS	102
SIGLAS DAS INSTALAÇÕES	103
DEFINIÇÕES.....	105

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Evolução do indicador SAIDI MT para interrupções com origem nas redes	16
Figura 2: Evolução do SAIDI MT (min/PdE) nas ZQS C: 2014-2020	17
Figura 3: Evolução do SAIDI MT (min/PdE) nas ZQS A e B: 2014-2020	17
Figura 4: Evolução do indicador SAIFI MT para interrupções com origem nas redes.....	18
Figura 5: Evolução do SAIFI MT (interrupções/cliente) nas ZQS C: 2014-2020.....	18
Figura 6: Evolução do SAIFI MT (interrupções/cliente) nas ZQS A e B: 2010-2020	19
Figura 7: Evolução das perdas técnicas nas redes AT e MT (GWh e % Emissão): 2004-2019	20
Figura 8: Evolução das perdas anuais nas redes AT e MT (% Emissão): 2005-2020	21
Figura 9: Estrutura do consumo em 2020.....	35
Figura 10: Evolução da emissão mensal registada em cada ilha no ano de 2020.....	35
Figura 11: Evolução da emissão de energia elétrica na RAA de 2000 a 2020	36
Figura 12: Emissão de energia elétrica na RAA de 2014 a 2020, e previsões de 2021 a 2024.....	38
Figura 13: Evolução da ponta mensal verificada em cada ilha no ano de 2020.....	39
Figura 14: Evolução da ponta máxima da produção na RAA de 2000 a 2020.....	39
Figura 15: Ponta máxima da produção na RAA de 2014 a 2020, e previsões de 2021 a 2024.....	40
Figura 16: Emissão na RAA por ilha e por fonte de energia primária em 2020	42
Figura 17: Emissão por fonte nas ilhas da RAA em 2020	43
Figura 18: Valores de investimento previstos nos últimos períodos regulatórios	50
Figura 19: Valores previstos e realizados nos últimos períodos regulatórios	50
Figura 20: Valores anuais de ativo entrado em exploração e evolução das amortizações	51
Figura 21: Evolução do valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações.....	51
Figura 22: Valores previstos de investimento no atual Plano	53
Figura 23: Distribuição do investimento por programa de investimento	54
Figura 24 : Contributo do investimento para os vetores estratégicos.....	54
Figura 25: Principais investimentos previstos ao nível da rede MT da ilha de Santa Maria	56
Figura 26: Principais investimentos previstos ao nível da rede MT da ilha de São Miguel.....	59
Figura 27: Principais investimentos previstos ao nível da rede MT da ilha Terceira.....	69
Figura 28: Principais investimentos previstos ao nível da rede MT da ilha Graciosa	75
Figura 29: Principais investimentos previstos ao nível da rede MT da ilha de São Jorge	78
Figura 30: Principais investimentos previstos ao nível das redes MT da ilha do Pico.....	82
Figura 31: Principais investimentos previstos ao nível da rede MT da ilha do Faial	86
Figura 32: Principais investimentos previstos ao nível das redes MT da ilha das Flores	88
Figura 33: Principais investimentos previstos ao nível da rede MT da ilha do Corvo	91
Figura 34: Evolução do indicador SAIDI MT para interrupções com origem nas redes.....	99
Figura 35: Evolução do indicador SAIFI MT para interrupções com origem nas redes.....	100
Figura 36: Evolução das perdas técnicas nas redes AT e MT (GWh e % Emissão).....	101

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Contributo dos Programas de Investimento nos Vetores Estratégicos de Investimento	30
Tabela 2: Potência instalada ao nível de geradores nos centros produtores da RAA	41
Tabela 3: Energia elétrica emitida para a RESPA em 2020.....	41
Tabela 4: Número e potência instalada em subestações na RAA em dezembro de 2020	44
Tabela 5: Número e potência de transformadores nas redes MT da RAA em dezembro de 2020.....	44
Tabela 6: Extensão das redes AT e MT da RAA em dezembro de 2020	45
Tabela 7: Número e potência instalada em PTs públicos na RAA em dezembro de 2020	45
Tabela 8: Número e potência instalada em PTs privados na RAA em dezembro de 2020	46
Tabela 9: Número e comprimento médio das saídas das subestações da RAA em dez. 2020.....	46
Tabela 10: Carga média das saídas das subestações da RAA em 2020	46
Tabela 11: Potência instalada e utilização nas subestações da RAA em 2020	47
Tabela 12: Utilização das redes de transporte da RAA em 2020.....	48
Tabela 13: Utilização das redes de distribuição da RAA em 2020	48
Tabela 14: Idade média das subestações da RAA em dezembro de 2020.....	49
Tabela 15: Idade média das linhas de transporte e distribuição da RAA em dezembro de 2020	49
Tabela 16: Idade média dos principais ativos da rede T&D da RAA em dezembro de 2020	49
Tabela 17: Montantes considerados no último período regulatório e previstos para o próximo	52
Tabela 18: Montantes considerados no último período regulatório e previstos para o próximo	53
Tabela 19: Potência prevista ao nível de geradores nos centros produtores da RAA em dez. 2024	92
Tabela 20: Número e potência instalada em subestações na RAA em dezembro de 2024	93
Tabela 21: Número e potência de transformadores nas redes MT da RAA em dezembro de 2024	93
Tabela 22: Extensão das redes AT e MT da RAA em dezembro de 2024	94
Tabela 23: Número e potência instalada prevista em PTs públicos na RAA em dezembro de 2024	95
Tabela 24: Número e comprimento médio das saídas das subestações da RAA em dez. 2024	95
Tabela 25: Carga média das saídas das subestações da RAA com a configuração de dez. 2024	96
Tabela 26: Potência instalada e utilização nas subestações com a configuração de dez. 2024.....	96
Tabela 27: Utilização das redes de transporte da RAA com a configuração de dezembro de 2024.....	97
Tabela 28: Utilização das redes de distribuição da RAA com a configuração de dezembro de 2024	97
Tabela 29: Idade média das subestações da RAA em dezembro de 2024	98
Tabela 30: Idade média das linhas de transporte e distribuição da RAA em dezembro de 2024	98
Tabela 31: Idade média dos principais ativos da rede T&D da RAA em dezembro de 2024	98

1. ENQUADRAMENTO, CONTEXTO E ÂMBITO

1.1. ENQUADRAMENTO REGIONAL

A Região Autónoma dos Açores (RAA) é constituída por nove ilhas dispersas que, pela sua dimensão e localização, possuem sistemas elétricos independentes, classificados como microssistemas isolados. Os sistemas eletroprodutores das nove ilhas são caracterizados pelas diferentes opções tecnológicas tomadas para a produção de energia elétrica, influenciadas pelas potencialidades endógenas características de cada ilha.

Devido à sua dimensão e ao seu isolamento, todos eles continuam muito dependentes da produção térmica, por questões técnicas ligadas à segurança, estabilidade e qualidade no abastecimento, apesar de haver um esforço no sentido de promover a penetração de produção endógena na Região.

Cada um dos sistemas elétricos dos Açores incorpora uma central termoelétrica que garante os serviços de sistema. Nestas centrais estão instalados motores térmicos a diesel do tipo utilizado na propulsão de navios, com índices de fiabilidade e eficiência que lhes são características.

A maior parcela de produção elétrica na Região provém de combustíveis fósseis. Nas quatro ilhas com maiores valores de produção é utilizado sobretudo fuelóleo pesado, enquanto nas cinco ilhas restantes é utilizado gasóleo rodoviário. Em segundo lugar está a energia geotérmica, que apresenta uma produção relativamente estável ao longo de todo o ano. Em terceiro está a produção eólica, com um elevado grau de intermitência. E em quarto, a hídrica, com um comportamento sazonal.

Ao nível do consumo de energia elétrica nos Açores, a ilha de São Miguel representa mais de metade do valor, e a ilha Terceira cerca de um quarto. Se somarmos os valores destas duas ilhas ficamos com cerca de 80% do consumo a nível regional, sendo as restantes sete ilhas responsáveis apenas pelos cerca de 20% remanescentes.

As ilhas de São Miguel, Terceira e Pico, por serem as ilhas de maior dimensão, são as que possuem atualmente redes de transporte exploradas num nível de tensão superior ao da distribuição. A rede de transporte na ilha de São Miguel é explorada a 60kV (AT), enquanto as redes de transporte das ilhas Terceira e Pico são exploradas a 30kV (MT). Nas ilhas Graciosa, Faial e Flores existem linhas de transporte, para interligarem centros produtores (e centros de distribuição, no caso das Flores), mas exploradas com o mesmo nível de tensão das redes de distribuição dessas ilhas (15kV).

Com exceção das ilhas São Miguel e Santa Maria, todas as ilhas possuem redes de distribuição em média tensão (MT) exploradas com o nível de tensão de 15kV. Em São Miguel existem dois níveis para as redes de distribuição MT: 30kV nas redes rurais (linhas mais extensas, de tipologia maioritariamente aérea) e 10kV nas redes urbanas (alimentadores mais curtos, de tipologia subterrânea). Na ilha de Santa Maria toda a rede de distribuição MT é explorada a 10kV.

1.2. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR

O Governo Regional dos Açores, através do Decreto Regional n.º 16/80/A, previu a constituição de uma empresa pública regional com a designação de Empresa de Electricidade dos Açores, E.P. (EDA, E.P.), tendo em vista colmatar os défices de exploração do sector elétrico da Região e os encargos com os investimentos necessários à sua expansão. A EDA, E.P., foi constituída pelo Decreto Regulamentar Regional n.º 34/81/A, de 18 de julho, e teve por objeto o estabelecimento e exploração do serviço público de produção, transporte e distribuição de energia elétrica no arquipélago dos Açores. Esta empresa arrancou as suas atividades a 1 de outubro de 1981, com a agregação do património e serviços das entidades responsáveis pela gestão dos diversos sistemas elétricos de energia dos Açores, exceção feita ao Município da Praia da Vitória, e as Ilhas das Flores e do Corvo. Em 1984, com a adesão dos Serviços do Município da Praia da Vitória, passou a ser responsável pela exploração dos sistemas elétricos das sete ilhas que constituem os Grupos Oriental e Central do Arquipélago. A partir de 1994, com a transferência para a EDA, E.P. das instalações e serviços de energia elétrica das ilhas das Flores e Corvo, passou a ter intervenção em todo o território da Região Autónoma dos Açores (RAA).

Em 1996, a EDA, E.P., através do disposto no artigo 35.º do Decreto Legislativo Regional n.º 15/96/A, de 1 de agosto, tornou-se na Concessionária do Transporte e Distribuição de Energia Elétrica na RAA, competindo-lhe efetuar a gestão técnica global do sistema elétrico de cada uma das ilhas, que envolve a coordenação das atividades desenvolvidas pelas redes e instalações, quer vinculadas quer não vinculadas ao serviço público (artigo 4.º).

Pelo Decreto-Lei n.º 79/97, de 8 de abril, a EDA, E.P. foi transformada em 1997 numa sociedade anónima, com a introdução de um novo conceito empresarial, de Grupo EDA. Tornou-se na atual Electricidade dos Açores, S.A. (EDA), conservando, no entanto, a universalidade dos direitos e obrigações da EDA, E.P. na Região.

Na sequência do Decreto Regulamentar Regional n.º 26/2000/A, de 12 de setembro, através do qual são aprovadas as bases da concessão do transporte e distribuição de energia elétrica na RAA, a EDA celebra um contrato de concessão com o Governo Regional da RAA, outorgado em respeito pela Resolução do Conselho de Governo n.º 181/2000, de 12 de outubro.

O Decreto Legislativo Regional n.º 15/96/A, de 1 de agosto, que estabelece os princípios da organização do sector elétrico e do regime jurídico da produção, transporte e distribuição de energia elétrica na RAA, estipula que a EDA adquira a energia necessária ao serviço público aos produtores, quer vinculados quer não vinculados ao serviço público, em condições não discriminatórias, e forneça energia elétrica aos clientes que lha requisitarem nas condições previstas no regime jurídico do transporte e distribuição de energia elétrica, nos respetivos regulamentos e no contrato de concessão. O Decreto Legislativo Regional n.º 26/96/A, de 24 de setembro, estabelece o regime jurídico da atividade de produção de energia elétrica não vinculada ao serviço público na RAA. O Decreto Regulamentar Regional n.º 26/2000/A, de 12 de setembro, estipula que a EDA assegure o fornecimento de energia elétrica de forma permanente e contínua,

nos termos da legislação vigente, ressalvadas as interrupções impostas por razões de interesse público, de serviço, ou de segurança ou por facto imputável ao cliente ou a terceiros. O Despacho Normativo n.º 65/2011, de 17 de agosto de 2011, da Secretaria Regional do Ambiente e do Mar, estabelece a ordem de mérito e as regras de deslastragem da produção de energia pelas instalações ligadas às redes de serviço público.

O Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de março, tornou extensiva às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira a regulação das atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica. A extensão das competências de regulação da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) às Regiões Autónomas assenta no princípio de partilha dos benefícios da convergência dos sistemas elétricos públicos nacionais, tendo por finalidade contribuir para a correção das desigualdades destas Regiões resultantes da insularidade e do seu carácter ultraperiférico. A 5 de setembro de 2002, através do Despacho n.º 19 734-A/2002. (2ª série), entraram em vigor as primeiras versões dos Regulamentos Tarifário (RT), de Relações Comerciais (RRC) e de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) com aplicação às Regiões Autónomas. Desde então as atividades da EDA e da EEM passaram a estar abrangidas pelas obrigações regulamentares estabelecidas pela ERSE, à semelhança dos restantes operadores de redes nacionais (REN e E-REDES).

Em 30 de abril de 2004 entrou em vigor o Manual de Operação do Sistema Elétrico de Serviço Público dos Açores (SEPA) que integra as condições gerais dos contratos de garantia de abastecimento. Ainda no mesmo ano, o Despacho n.º 917/2004, de 9 de novembro de 2004, da Secretaria Regional da Economia, aprovou a primeira versão do Regulamento de Qualidade de Serviço para a RAA, que estabelecia os padrões mínimos de qualidade, de natureza técnica e comercial, a que devia obedecer o serviço prestado pela EDA.

A Decisão da Comissão 2004/920/CE, de 20 de dezembro, derogou certas disposições da Diretiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho em relação ao arquipélago dos Açores, classificando-o como “micro-rede isolada”, tendo em consideração as suas características peculiares, designadamente o seu afastamento, insularidade, pequena dimensão, topografia e clima difíceis.

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, atualizado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, estabelece os princípios de organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como as regras gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica, tendo por finalidade o incremento de um mercado livre e concorrencial. De acordo com o mesmo, é dever do operador da rede de distribuição assegurar o planeamento, construção e gestão da rede, de forma a permitir o acesso de terceiros e gerir de forma eficiente as instalações (artigo 35.º). Os operadores das redes de distribuição devem elaborar o plano de desenvolvimento das respetivas redes tendo por objetivo assegurar a existência de capacidade nas redes para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança, procurando facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída de eletricidade (artigo 41.º). Neste Decreto-Lei é ainda estipulado que o Regulamento Tarifário (RT), o Regulamento de Relações

Comerciais (RRC), o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI) e o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), publicados pela ERSE, são aplicáveis às Regiões Autónomas, tendo em conta as suas especificidades, nomeadamente as que estão relacionadas com a descontinuidade, a dispersão e a dimensão geográfica e do mercado (artigo 68.º).

Em 2010, foi publicada a Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho, que aprova e integra os Regulamentos da Redes de Transporte (RRT) e de Distribuição (RRD). O RRT estabelece as condições técnicas de ligação das instalações da Rede Nacional de Transporte (RNT) (complementado pelo Despacho n.º 9 da DGEG, de fevereiro de 2018, com requisitos transitórios para a ligação de centrais fotovoltaicas), bem como as condições técnicas de planeamento e de exploração da RNT, estando abrangidas pela aplicação do mesmo: o operador da RNT, o operador da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Alta e Média Tensão (RND) e os utilizadores da RNT a esta ligados. O RRD estabelece as condições técnicas de exploração da RND e das Redes de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão (RDBT), afetas à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), bem como as condições de relacionamento entre os operadores das redes e as entidades com instalações a elas ligadas. No capítulo 11 do RRD são estabelecidos os critérios para o planeamento e desenvolvimento da RND e das RDBT que têm como objetivo garantir que as redes satisfazem, em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, as necessidades das entidades com instalações a elas ligadas, ou que a elas se pretendam ligar, procurando o aumento de eficiência das redes com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança. Neste âmbito, são estabelecidos os princípios gerais de planeamento, as restrições técnicas, os padrões de segurança para planeamento, os princípios de avaliação técnico-económica dos principais projetos e as questões ambientais.

Nos últimos anos surgiram diversos decretos-lei que pretendem garantir uma maior eficiência do ponto de vista energético e ambiental, e facilitar a participação ativa na transição energética de empresas e de cidadãos, entre os quais:

Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, que procedeu à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, transpondo para a ordem jurídica nacional a Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, introduziu o conceito de sistemas de contadores inteligentes, como forma de reforço dos direitos dos consumidores e da participação ativa destes nos mercados de eletricidade. Posteriormente, a Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, aprovou os requisitos técnicos e funcionais dos contadores inteligentes, bem como as regras relativas à disponibilização de informação e faturação.

Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho, que procedeu à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, que estabeleceu o regime jurídico da mobilidade elétrica, aplicável à organização, acesso e exercício das atividades relativas à mobilidade elétrica, bem como as regras destinadas à criação de uma rede piloto de mobilidade elétrica.

Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que estabeleceu o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, e às comunidades de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva (EU) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

E em termos regulamentares, surgiram os Regulamentos dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (versão de 2019), da Mobilidade Elétrica (versões de 2015 e 2021) e do Autoconsumo de Energia Elétrica (versões de 2020 e 2021).

1.3. ÂMBITO DO DOCUMENTO

O Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica em Alta Tensão (AT) e Média Tensão (MT) da Região Autónoma dos Açores (RAA), apresenta os projetos de investimento que a EDA pretende realizar nos próximos três anos ao nível das redes, de modo que as mesmas continuem a satisfazer, em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, as necessidades das entidades com instalações a elas ligadas, ou que a elas se pretendam ligar.

A apresentação deste Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica em AT e MT da RAA, com informação relativa aos novos projetos de investimentos, encontra-se prevista pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos no ponto 14 do Artigo 25.º do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico, na sua atual redação (versão de 2017):

“A cada 3 anos, os operadores das redes de cada uma das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, no ano anterior ao início do período regulatório, devem apresentar um documento único relativo aos projetos de investimento que pretendem realizar nos próximos 3 anos nas respetivas redes de transporte e de distribuição, para aprovação da ERSE.”

Neste documento são apresentados os investimentos que visam o desenvolvimento das redes AT e MT da RAA no período de abrangência respetivo (2022-2024). São apresentadas as soluções identificadas no âmbito da atividade de planeamento das redes nas suas vertentes técnica e financeira/orçamental, calendarizadas de acordo com a sua priorização e com a capacidade de execução prevista. A análise técnica realizada resulta em soluções a implementar ao nível das redes que, mediante a elaboração de orçamentos, traduzem-se em investimentos financeiros. Adicionalmente, e para efeitos de visão de conjunto, inclui-se alguma informação relativa a investimentos previstos nas redes de distribuição em Baixa Tensão (BT).

Com vista a fazer evoluir o conteúdo do documento, e a procurar contribuir na possível uniformização da informação disponibilizada nos Planos de Desenvolvimento e Investimento elaborados pelos diversos operadores de redes nacionais: REN, E-REDES, EEM e EDA, que são submetidos à aprovação da mesma entidade, a elaboração deste documento teve em consideração informação que consta em documentos elaborados pelos restantes operadores.

2. OBJETIVOS E ESTRATÉGIA

A Eletricidade dos Açores, S.A. (EDA) tem por objeto a produção, a aquisição, o transporte, a distribuição e a comercialização de energia elétrica na Região Autónoma dos Açores (RAA). Os seus objetivos estratégicos assentam na necessidade de assegurar, de forma sustentável, no curto e no médio/longo prazo, o interesse da sociedade, dos acionistas e de todos os *stakeholders* relevantes para o bom desempenho da empresa, como sejam os clientes, os trabalhadores e os seus credores.

Objetivos estratégicos da EDA:

- A – Promover a Descarbonização e o Desenvolvimento Sustentável;
- B – Melhorar os índices de Satisfação e de Confiança do Cliente;
- C – Incrementar a Solidez e a Sustentabilidade Financeira;
- D – Promover o Desenvolvimento dos seus Trabalhadores;
- E – Dinamizar a Digitalização, a Modernização Tecnológica e a Simplificação.

Como concessionária do transporte e distribuição de energia elétrica na RAA, a EDA é responsável por assegurar a interligação entre produtores, instalações de armazenamento e consumidores, tendo em vista a satisfação dos consumos previstos em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, nomeadamente em termos de qualidade de serviço. De acordo com o contrato de concessão, “deve desempenhar as atividades de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço, devendo adotar, para o efeito, os melhores meios e tecnologias geralmente utilizados no sector elétrico, cumprindo todas as disposições e normas regulamentares em vigor respeitantes ao exercício da atividade”.

Atualmente, as principais motivações que suportam os objetivos estratégicos do Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes da RAA são a melhoria da qualidade de serviço, o reforço da resiliência da rede e a renovação de ativos. Dos vários objetivos estratégicos, considerados na elaboração deste Plano, destacam-se os seguintes:

- A – Melhorar a qualidade de serviço técnica prestada aos clientes;
- B – Aumentar a resiliência das redes face a eventos fortuitos;
- C – Incrementar a capacidade de receção de produção renovável;
- D – Melhorar a eficiência operacional da atividade de condução das redes;
- E – Renovar ativos degradados ou obsoletos.

A EDA tem como um dos seus principais objetivos a melhoria progressiva da qualidade de serviço técnico prestado nas diversas ilhas dos Açores. Os indicadores de continuidade de serviço na RAA apresentam valores superiores em termos de duração e frequência de interrupções face aos do continente e da RAM, demonstrando alguma dificuldade de cumprimento dos padrões gerais em algumas das ilhas da RAA, sobretudo ao nível da frequência das interrupções (SAIFI). Importa dar continuidade à aposta na redução dos comprimentos das linhas, e na criação de possibilidades de recurso na ligação de instalações e na alimentação de clientes.

O aumento da resiliência das redes configura-se como outro objetivo estratégico da EDA. Os sistemas elétricos dos Açores, classificados como micro redes, são menos robustos e mais instáveis: um evento que ocorra num determinado ponto da rede de uma das ilhas pode ter implicações em todo o sistema elétrico dessa ilha. Tem-se promovido a ligação dos maiores centros produtores em pontos das redes com maior potência de curto-circuito, o aumento das interligações entre centros produtores e centros de distribuição e implementado diversas soluções ao nível das redes de distribuição com vista a torná-las mais insensíveis a fatores externos.

A necessidade de incremento da capacidade de receção de produção renovável tem vindo a tornar-se relevante, face às atuais políticas energéticas de promoção da produção renovável com vista à descarbonização da economia. Tem havido uma maior preocupação, na adequação do sistema, ao nível da rede de transporte e subestações, para permitir a ligação de novos centros produtores renováveis e possibilitar a ampliação dos existentes.

A EDA tem vindo a apostar numa melhoria contínua da eficiência operacional na atividade de condução das redes, com vista a melhorar a qualidade de serviço aos clientes e a reduzir os custos operacionais da empresa. Para o efeito, tem havido a preocupação de simplificar as redes, melhorar o acesso às infraestruturas e equipamentos, e introduzir sistemas que permitam melhorar a gestão dos recursos.

Tendo em consideração o progressivo envelhecimento das redes e o conseqüente aumento do seu risco de falha, continuará a ser implementada uma política de renovação (substituição ou reabilitação) dos ativos, que envolve a manutenção e conservação de infraestruturas e equipamentos e a substituição de equipamentos tecnologicamente ultrapassados ou cujo estado de conservação introduza uma maior probabilidade de falha.

Prevê-se que a implementação dos investimentos propostos traga diversos benefícios socioeconómicos a nível regional e nacional. Contribuirá na criação e manutenção de emprego a nível regional e fomentará, sempre que possível, a utilização de produtos nacionais. Permitirá aumentar a resiliência dos sistemas face a fatores externos, entre os quais os fenómenos climatéricos adversos cuja frequência e intensidade se prevê que venham a aumentar. O aumento da qualidade de serviço técnica que daí resulta permitirá, não só dar resposta aos cada vez maiores níveis de exigência da atividade económica local, como ao nível de conforto desejado pelos clientes, cada vez mais dependentes da continuidade e qualidade da energia elétrica. O reforço da capacidade das redes, permitirá acomodar o aumento da integração de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, e salvaguardar a capacidade de resposta ao aumento do consumo decorrente da eletrificação da economia, no âmbito da transição energética. O aumento da quota de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, recorrendo-se a soluções técnicas complementares para não colocar em causa a segurança e estabilidade dos sistemas eletroprodutores, permitirá reduzir a dependência energética da Região e contribuir para as metas de descarbonização da economia local e nacional.

3. VETORES ESTRATÉGICOS DE INVESTIMENTO

O planeamento das redes elétricas visa assegurar a existência de capacidade para a receção e entrega de energia elétrica, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço. Nesta atividade, procura-se identificar as melhores soluções que contribuam para a garantia da segurança de abastecimento de energia elétrica e melhoria da qualidade de serviço técnico, com menor custo e em respeito pelo ambiente, e que, simultaneamente, promovam o aumento de eficiência da rede e permitam uma utilização criteriosa dos recursos disponíveis. Estes constituem os principais eixos, ou vetores, de desenvolvimento das redes.

Na elaboração do Plano foram considerados quatro vetores de investimento nas redes, com objetivos específicos, que abrangem os objetivos estratégicos:

- Segurança de Abastecimento;
- Qualidade de Serviço Técnica;
- Eficiência Energética;
- Eficiência Operacional.

Foram ainda considerados outros vetores, que contribuem para outros objetivos necessários para a atividade da empresa e/ou para dar resposta a obrigações de natureza legal ou regulamentar:

- Ambiente;
- Segurança e Higiene;
- Sistemas de Informação e Comunicações;
- Construção Civil;
- Outros Investimentos.

3.1. SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Com o vetor Segurança de Abastecimento, procura-se assegurar em todas as ilhas a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões de segurança e regulamentares, nos diversos níveis de tensão.

A ele são associados investimentos que preveem a ligação à rede pública de novos centros produtores e de novos clientes, e investimentos em infraestruturas que têm como objetivo evitar que a indisponibilidade total ou parcial de equipamentos possa provocar direta ou indiretamente a rutura do abastecimento de energia elétrica a clientes, ou a suspensão da injeção de energia por parte de produtores.

Com vista à garantia de abastecimento é efetuada uma monitorização periódica do nível de utilização e dos índices de saúde dos componentes das redes, e da evolução dos consumos e das

potências de ponta das diversas instalações a elas ligadas. No dimensionamento da capacidade de novos componentes é considerada a previsão da evolução do trânsito de energia e das potências de ponta, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos. Para o aumento da resiliência das redes ou criação de recursos, são considerados ainda os níveis de criticidade das diversas instalações ou equipamentos.

Os investimentos que mais contribuem para este vetor são os que preveem a ligação de novos clientes, o desenvolvimento das redes (novas ligações, aumento de potência, criação de redundância, etc.) ou a renovação e reabilitação de ativos.

3.2. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

Com o vetor Qualidade de Serviço Técnica, procura-se a melhoria da continuidade de serviço e da qualidade da onda de tensão, com redução das assimetrias entre ilhas ou localidades.

Para efeitos de comparação com os padrões estabelecidos no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS), apenas são consideradas as interrupções acidentais longas com origem nas redes ou na produção, excluindo-se para este efeito as interrupções que tenham ocorrido durante eventos classificados pela ERSE como “eventos excepcionais” (linhas de cor azul nos gráficos das Figuras 1 e 4).

O indicador SAIDI MT da RAA, para interrupções com origem nas redes, apresentou uma tendência de melhoria até ao ano de 2017, a partir do qual a melhoria foi verificada apenas ao nível das interrupções previstas. No ano de 2019, devido sobretudo a incidentes ao nível da produção na ilha de São Miguel, os valores deste indicador tornaram-se superiores aos dos anos anteriores.

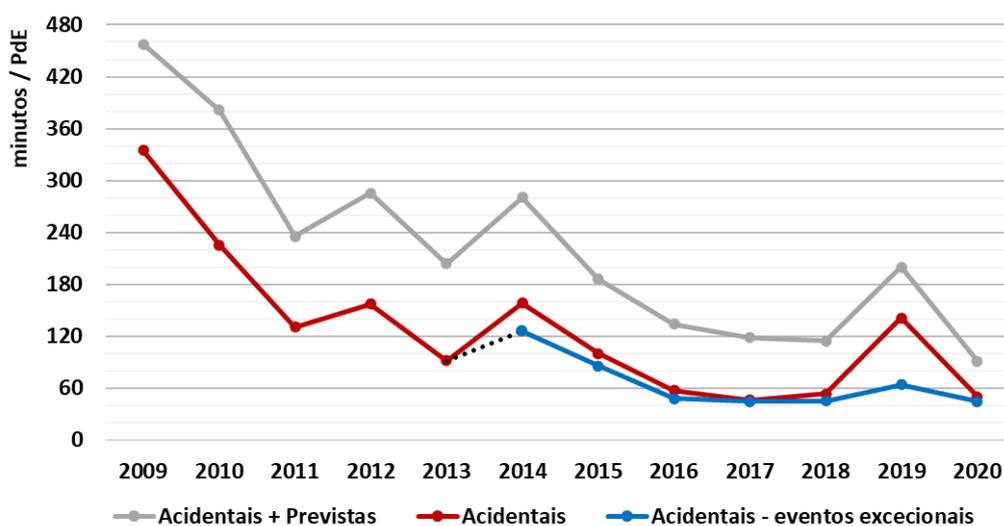


Figura 1: Evolução do indicador SAIDI MT para interrupções com origem nas redes

O RQS estabelece, em termos de indicadores de continuidade de serviço, valores padrão para a Região e valores padrão para as ilhas da Região, sem diferenciar as diversas ilhas. Os valores dos indicadores das ilhas que possuem maior número de clientes e nas quais é distribuída uma maior quantidade de energia (e.g. São Miguel e Terceira) têm maior impacto nos indicadores globais ao nível da Região. No entanto, a EDA tem como objetivo, não só melhorar os indicadores de qualidade de serviço de toda a Região, como também o de cada ilha, procurando reduzir assimetrias entre ilhas e entre localidades da Região.

Nas figuras seguintes são apresentados os valores dos indicadores de continuidade de serviço de serviço nos últimos sete anos nas diversas ilhas do arquipélago. Para além dos valores referentes a interrupções acidentais com origem nas redes, são também apresentados os valores referentes a interrupções acidentais com origem na produção, uma vez que, desde o ano de 2014, estes valores também são considerados na comparação com os valores padrão. Os valores padrão (máximos), aplicados desde 2014 (Diretiva n.º 20/2013) nas ilhas da RAA, por Zona de Qualidade de Serviço (ZQS), são apresentados através de um traço encarnado.

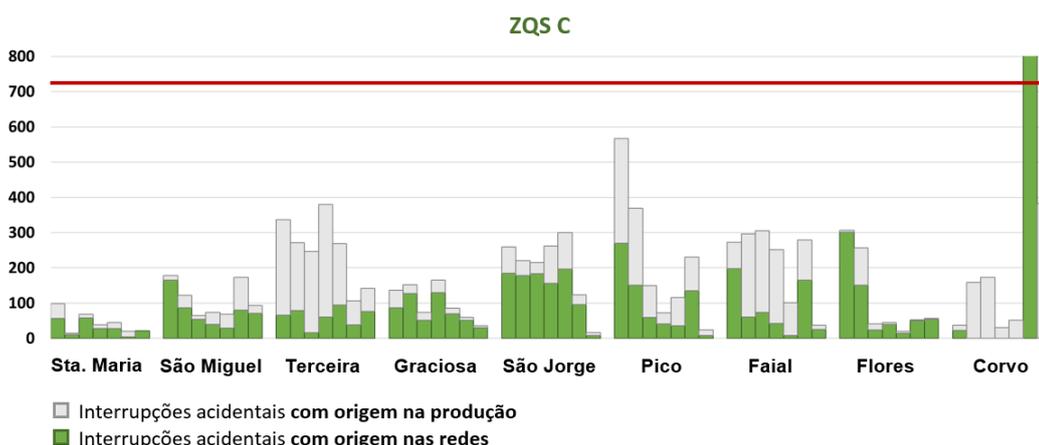


Figura 2: Evolução do SAIDI MT (min/PdE) nas ZQS C: 2014-2020

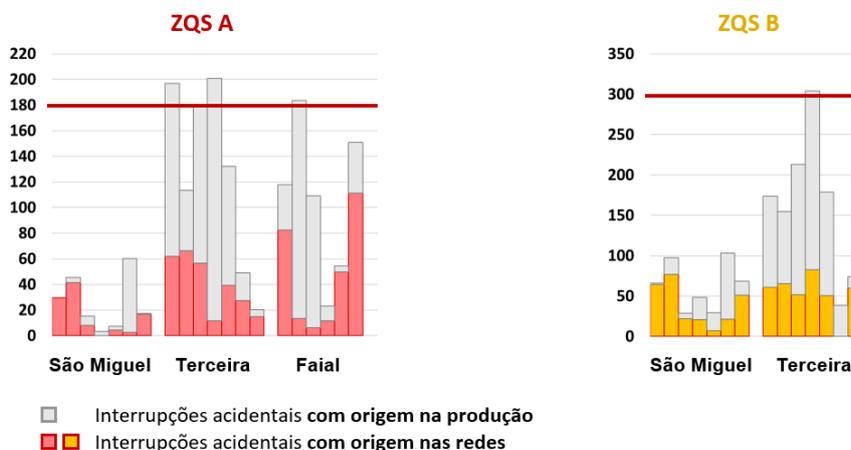


Figura 3: Evolução do SAIDI MT (min/PdE) nas ZQS A e B: 2014-2020

Os valores padrão de SAIDI foram, pontualmente, ultrapassados em algumas ilhas devido, sobretudo, a interrupções acidentais com origem na produção. O incumprimento na ilha do Corvo, no ano de 2019, ficou a dever-se a particularidades da rede MT desta ilha e do evento que o provocou, tendo sido mínimo o seu impacto ao nível do abastecimento de energia elétrica na ilha.

O indicador SAIFI MT da RAA, para interrupções com origem nas redes, apresenta uma tendência de melhoria. No entanto, é o indicador para o qual tem havido uma maior dificuldade em cumprir, ao nível de algumas ilhas, os valores padrão (máximos) estipulados no Regulamento de Qualidade de Serviço.

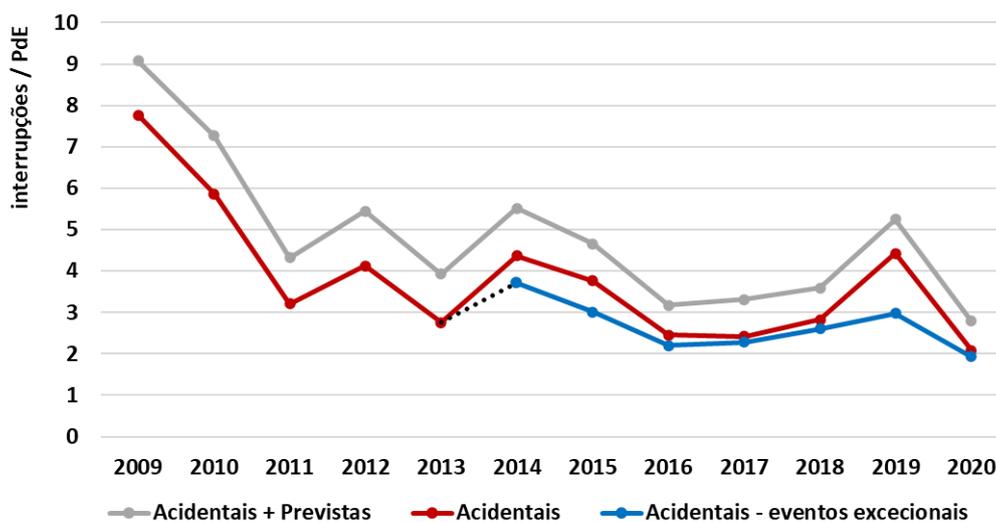


Figura 4: Evolução do indicador SAIFI MT para interrupções com origem nas redes

Nas figuras seguintes são apresentados os valores dos indicadores SAIFI nos últimos sete anos nas diversas ilhas do arquipélago. À semelhança das figuras relativas ao SAIDI, os valores padrão para o SAIFI são indicados nestas figuras através de um traço encarnado.

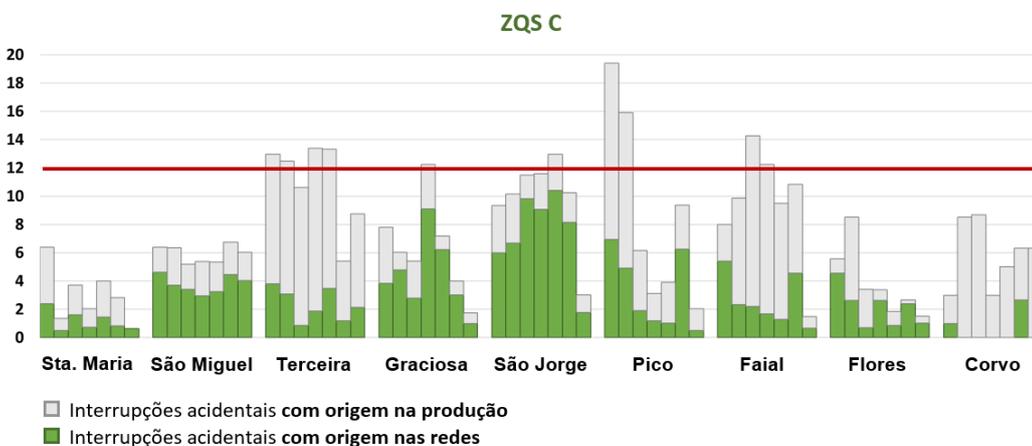


Figura 5: Evolução do SAIFI MT (interrupções/cliente) nas ZQS C: 2014-2020

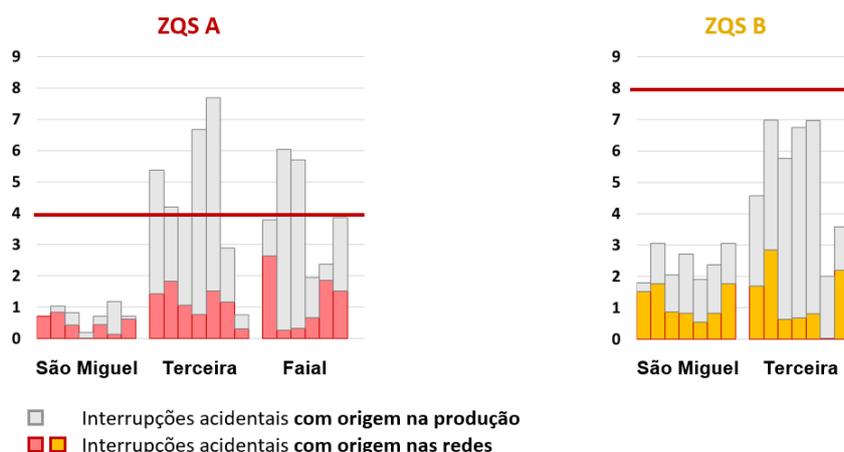


Figura 6: Evolução do SAIFI MT (interrupções/cliente) nas ZQS A e B: 2010-2020

Os valores padrão de SAIFI foram, pontualmente, ultrapassados em algumas ilhas. Nas ilhas Terceira e Faial estas situações ocorreram, sobretudo, devido a interrupções acidentais com origem na produção. No caso das ilhas Graciosa e de São Jorge, as interrupções que têm contribuído mais para os valores deste indicador têm origem nas redes de distribuição.

Tendo em consideração os níveis de qualidade de serviço técnica da Região, considera-se fundamental dar continuidade à melhoria da continuidade de serviço e à redução de assimetrias entre ilhas. Para melhorar a qualidade de serviço, está previsto: o estabelecimento de novas linhas de distribuição para repartir cargas e/ou reduzir a extensão das linhas existentes; a introdução de possibilidades de recurso através da criação de anéis na rede de transporte e do estabelecimento de interligações na rede de distribuição; a introdução de aparelhos telecomandados para permitir a deteção e isolamento mais célere de defeitos; o aumento da resiliência da rede face a fenómenos climatéricos adversos através do estabelecimento de rede subterrânea em áreas mais vulneráveis e/ou circuitos mais críticos; o aumento da resiliência da rede face à avifauna, através da implementação de novas soluções ao nível do projeto de linhas aéreas; e dar continuidade a investimentos de renovação e reabilitação de ativos.

A grande maioria dos investimentos nas redes previstos no Plano contribui para o vetor Qualidade de Serviço Técnica: os que preveem a melhoria da qualidade de serviço (e.g. criação de novas saídas, criação de interligações), o desenvolvimento das redes (e.g. criação de novas subestações e postos de corte e seccionamento, estabelecimento de novas linhas para repartição de cargas), a automação e telecomando da rede (maior eficácia na deteção e isolamento de avarias) e a renovação e reabilitação de ativos (redução do número de ocorrências).

3.3. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Com o vetor Eficiência Energética, procura-se reduzir os níveis de perdas técnicas nas redes de transporte e distribuição.

As perdas nas redes MT da RAA variam muito de ilha para ilha e dependem de inúmeros fatores, tais como: níveis de tensão a que são exploradas as redes, capacidade de transporte das redes, configuração de exploração das redes, localização dos grandes centros produtores, localização dos maiores centros de consumo, dispersão geográfica dos clientes e existência de produção distribuída.

Neste Plano, os investimentos previstos para as redes não foram motivados pela redução das perdas técnicas nas redes, mas as soluções consideradas tiveram em consideração este fator.

Nos últimos anos tem-se vindo a verificar uma redução gradual do valor de perdas nas redes MT, derivada da concretização de diversos investimentos ao nível das mesmas, tendo-se atingido valores considerados adequados. Para a ilha do Pico, cuja rede apresenta níveis mais elevados de perdas na rede MT, devido sobretudo à sua extensão, estão previstos em Plano alguns investimentos que permitirão reduzir as mesmas, e a ser estudados outros para serem realizados a médio/longo prazo que também contribuirão para o efeito. No entanto, a eletrificação dos consumos e a produção distribuída poderão vir a ter um impacto ao nível das perdas técnicas nas redes, podendo vir a justificar a médio/longo prazo investimentos adicionais ao nível da configuração das redes das diversas ilhas.

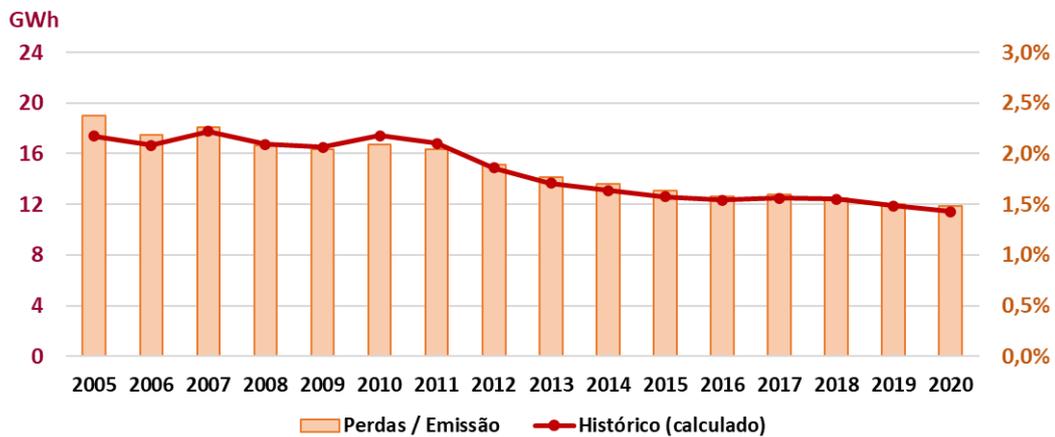


Figura 7: Evolução das perdas técnicas nas redes AT e MT (GWh e % Emissão): 2004-2019

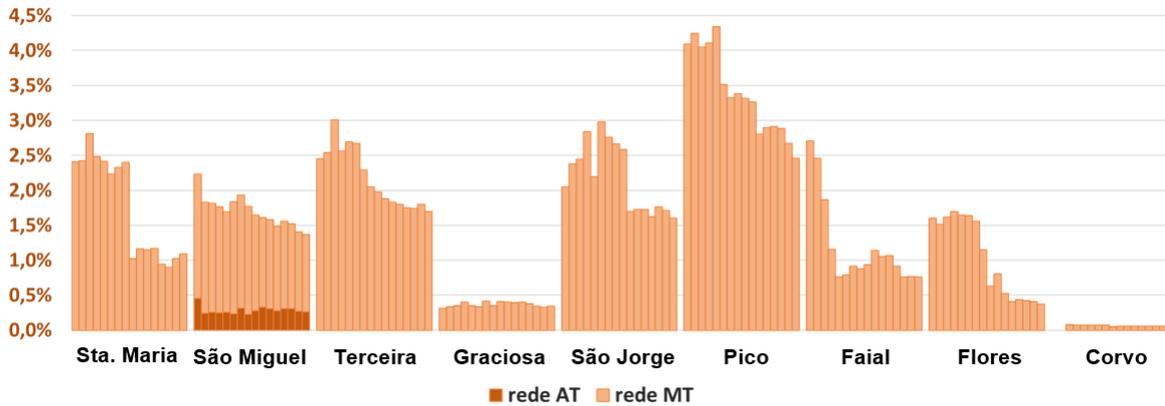


Figura 8: Evolução das perdas anuais nas redes AT e MT (% Emissão): 2005-2020

Os investimentos que mais contribuem para este vetor são os que preveem o desenvolvimento das redes (e.g. estabelecimento de novas linhas, instalação de transformadores adicionais, repartição de cargas) ou a renovação de ativos (com aumento da potência ou reforço da capacidade de transmissão de energia).

3.4. EFICIÊNCIA OPERACIONAL

Com o vetor Eficiência Operacional, procura-se melhorar as condições de operação das redes de transporte e de distribuição, com vista a um aumento da sua eficiência.

O aumento do número de infraestruturas e equipamentos ao nível das redes, das necessidades de continuidade de serviço por parte dos clientes e do número de participantes ativos nas redes, têm vindo a aumentar a exigência ao nível da gestão das redes, tornando necessária uma evolução das redes de modo a obter-se um maior controlo das mesmas e uma maior eficiência na sua operação.

Com este Plano pretende-se continuar a melhorar a eficiência operacional, através de um esforço na simplificação das redes, na criação de melhores condições de acesso às infraestruturas e equipamentos, e na implementação de novas soluções e melhoria das existentes ao nível da automação das redes.

Os investimentos que mais contribuem para este vetor são os que preveem a modernização de sistemas de supervisão e operação e/ou de sistemas de proteção comando e controlo em subestações, ou a reabilitação ou introdução de automação e telecomando nas redes MT, ao nível de postos de corte e seccionamento e de aparelhos de manobra de redes aéreas.

4. PRINCÍPIOS E CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO

O planeamento das redes de transporte e de distribuição assegura a existência de capacidade disponível nas redes para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, às instalações a elas ligadas, ou que a elas se pretendam ligar. Os princípios básicos de planeamento têm em consideração as exigências regulamentares, as restrições técnicas decorrentes da capacidade dos equipamentos e das instalações e a avaliação técnico-económica das alternativas de investimento.

4.1. EXIGÊNCIAS REGULAMENTARES

No capítulo II do Regulamento da Rede de Distribuição (Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho), são estabelecidos critérios de planeamento e desenvolvimento para as redes de distribuição. De acordo com os seus princípios gerais, o planeamento das redes deve:

- Assegurar a existência de capacidade disponível nas redes para a receção e entrega de eletricidade, compatível com as necessidades dos produtores, nos termos das licenças de ligação à rede que lhes estejam atribuídas, e dos consumidores;
- Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço aplicáveis nos termos do Regulamento de Qualidade de Serviço;
- Ter em conta e facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída;
- Observar as orientações de política energética;
- Coordenar o planeamento das redes de distribuição MT com o planeamento das redes de transporte, e das redes de distribuição BT com as MT, assegurando a coerência entre os projetos de investimento nas diversas redes, designadamente no que diz respeito às ligações entre elas.

4.2. PADRÕES DE SEGURANÇA

No âmbito da atividade de planeamento são analisados diversos cenários de evolução alternativos para as redes de transporte e de distribuição, considerando as evoluções previstas em termos de produção e de consumo e os objetivos de qualidade de serviço, procurando identificar os que permitem assegurar o funcionamento das redes dentro de determinados padrões de segurança para planeamento. Estes padrões de segurança procuram salvaguardar as restrições técnicas de utilização dos equipamentos das redes, as características de alimentação aos clientes e determinadas exigências ao nível de alimentações de recurso.

4.2.1. CAPACIDADE DOS EQUIPAMENTOS

É assegurado que os equipamentos e materiais instalados nas redes de transporte e de distribuição não são sujeitos a solicitações que ultrapassem os seus valores nominais ou as suas características de projeto, exceto em situações de funcionamento de socorro em contingência, e desde que não ponham em causa a segurança de pessoas e bens.

4.2.2. LIGAÇÃO DE CLIENTES

Na ligação de clientes é assegurada a disponibilidade da potência requisitada, sem sobrecargas, e com as características da tensão de alimentação dentro dos limites admissíveis no Regulamento de Qualidade de Serviço e na Norma Portuguesa EN 50160.

4.2.3. RESERVA N-1 EM SUBESTAÇÕES E CENTROS DE DISTRIBUIÇÃO

Nas ilhas que possuem redes de transporte exploradas a níveis de tensão superiores aos da distribuição, em caso da indisponibilidade de uma das alimentações da rede de transporte ou de um dos transformadores de uma subestação de distribuição, é assegurada a alimentação da totalidade dos consumos abastecidos por essa subestação, por recurso às restantes alimentações da rede de transporte ou transformadores da subestação, considerando ainda a possibilidade de apoio pela rede de distribuição MT alimentada por subestações adjacentes.

Nas ilhas em que todas as redes são exploradas com um único nível de tensão, nas quais as subestações localizadas nas centrais térmicas possuem um único quadro MT (por vezes designadas por centros de distribuição), que integra as saídas da rede de distribuição e as chegadas dos grupos geradores térmicos da central (ligados através de transformadores elevadores de acoplamento), é realizada uma escolha criteriosa das ligações em cada semi-barramento de modo a permitir a alimentação de todas as linhas da ilha através de um único semi-barramento, através da reconfiguração da rede de distribuição MT, em caso de indisponibilidade

do outro. Na ilha do Corvo esta situação, ao nível de barramentos MT, não foi considerada, por originalmente só haver uma saída, mas foi considerada ao nível do quadro BT do então único PT do Corvo (e ao nível de transformadores).

4.2.4. RESERVA N-1 EM CENTROS URBANOS LOCALIZADOS EM ZQS A E ZQS B

A alimentação da totalidade dos consumos é assegurada nas linhas MT, em redes com possibilidade de bi-alimentação, em caso de indisponibilidade da alimentação MT normal. As linhas de distribuição MT são estabelecidas entre duas saídas de uma mesma subestação ou entre duas saídas de subestações diferentes, de forma a assegurar-se redundância na alimentação.

4.2.5. LIMITE DE SOBRECARGA EM REGIME N-1

Em termos de sobrecarga admissível, são considerados para os transformadores 110% do valor de potência nominal, durante cerca de 2 horas (ponta dos diagramas), e para as linhas 110% da intensidade máxima admissível nos condutores de acordo com as suas características e modo de instalação/disposição. Não são consideradas variações sazonais destes valores derivadas da temperatura ambiente pelo facto de o clima dos Açores ser ameno e da temperatura não variar muito ao longo do ano.

4.2.6. LIMITE NOS VALORES DE TENSÃO

Em termos de valores de tensão na rede MT, e de modo a garantir que as variações da tensão de alimentação nos barramentos de clientes estarão dentro dos limites admissíveis no Regulamento de Qualidade de Serviço, bem como na Norma Portuguesa EN 50160, são considerados valores limite de $\pm 5\% U_n$ em regime normal e $\pm 10\% U_n$ em regime de socorro em situações de ponta.

4.3. AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÓMICA

Os estudos de planeamento técnico realizados procuram responder a necessidades ao nível das redes identificadas no âmbito da atividade de planeamento (e.g. estrangimentos previsíveis a médio prazo, melhoria da qualidade de serviço técnica, redução das perdas) e de exploração (e.g. substituição de sistemas de proteção, realocação/introdução de aparelhos de manobra, criação de interligações, reabilitação de equipamento) ou por orientações estratégicas.

Para cada necessidade, ou conjunto de necessidades, é realizado um estudo técnico onde são analisadas soluções alternativas, em termos de topologia, estrutura e dimensionamento da rede, tendo em conta as restrições técnicas e os objetivos pretendidos alcançar. Este estudo é realizado através da simulação digital das redes numa aplicação informática especializada. A aplicação utilizada para estas simulações na EDA até 2019 foi o DINIS(E) (Distribution Network Information System for Energy), tendo sido substituída em 2020 pelo PowerFactory da DlgSILENT (Digital Simulation and Electrical Network Calculation Program).

Das soluções analisadas resultam alternativas técnicas viáveis de investimento cuja avaliação de mérito económico, por meio de análise de benefício/custo, permite determinar, do ponto de vista técnico-económico, o investimento mais adequado. Os custos previstos dos projetos de investimento são determinados com base em valores típicos obtidos do histórico de investimentos da empresa e/ou por consulta ao mercado. Os benefícios esperados dos projetos são quantificados em termos de redução de perdas nas redes e de melhoria da qualidade de serviço técnica, sendo a energia de perdas e a energia não distribuída quantificadas em euros. Eventuais benefícios em termos de eliminação de sobrecargas e de quedas de tensão não regulamentares são também contabilizados como energia não distribuída, sendo para o efeito considerada a energia excedente distribuída que resultaria em sobrecarga de elementos da rede ou em valores de tensão inferiores aos regulamentares. O resultado económico para as diversas alternativas dos projetos de investimento é obtido em termos dos indicadores financeiros B/C (relação benefício/custo) e VAL (valor atualizado líquido).

Os projetos de investimento são selecionados, de um conjunto de soluções alternativas tecnicamente viáveis analisadas, pelo menor custo e por benefícios complementares que estas soluções possam eventualmente trazer ao sistema (e.g. melhoria de indicadores de continuidade de serviço).

4.3.1. CÁLCULO DA ENERGIA DE PERDAS TÉCNICAS

O cálculo da energia de perdas técnicas nas redes é feito com recurso à ferramenta de simulação PowerFactory da DlgSILENT (*Digital Simulation and Electrical Network Calculation Program*). Os elementos que, nas simulações, contribuem para as perdas são os transformadores (perdas magnéticas e por efeito de Joule) e as linhas (perdas por efeito de Joule). Na eventual necessidade de estimativa de perdas ou consumos noutros elementos, que devam ser consideradas em

estudos direcionados para a eficiência energética, esta é realizada à parte, com o auxílio de folhas de cálculos.

Nas simulações assumem-se os seguintes pressupostos:

- A configuração normal das redes de transporte e distribuição, no cenário atual (configuração típica) e nos alternativos (configurações previstas);
- A entrada faseada de novos elementos de rede, tais como instalações de produção (centrais) ou de utilização (postos de transformação), subestações, linhas e transformadores de potência;
- A carga das saídas distribuída pelos postos de transformação, com base nos valores de máxima ponta lida nas instalações no último ano em que há registo;
- Diagramas de cargas, referentes à emissão, criados com base em valores instantâneos registados em intervalos de 30 minutos;
- Diagramas de produção, referentes à emissão de parques eólicos e da central hídrica com albufeira, criados com base em valores instantâneos registados em intervalos de 30 minutos;
- A produção média das centrais geotérmicas, hídricas a fio-de-água, de biogás e de valorização energética de resíduos urbanos.

A energia de perdas para o período de um ano é estimada com base em diagramas de carga anuais de produção de energia elétrica na ilha. São efetuadas simulações para cada cenário em horas de ponta máxima e de vazio mais acentuado. Nas ilhas em que a produção dos centros produtores renováveis tem um impacto significativo no valor das perdas, devido à sua localização, são realizadas simulações adicionais para obter os valores de perdas para diversos cenários de produção destas centrais (e.g. Parque Eólico do Pico da Urze na ilha de São Jorge, Central Hídrica de Além Fazenda na ilha das Flores), ou são realizados cálculos suplementares para determinar as perdas nas linhas de transporte (e.g. Sistema Híbrido da Graciólca na ilha da Graciosa, Parque Eólico do Salão na ilha do Faial). Com base nos resultados das simulações são criadas funções para representar a variação das perdas técnicas face à variação da produção. Estas funções são aplicadas a um diagrama anual criado com base nos valores registados no período de um ano, alterados com base na taxa de evolução da procura e na expansão prevista para o sistema eletroprodutor.

O valor de cada kWh perdido é estabelecido para cada uma das ilhas, com base nos custos unitários variáveis de produção de energia elétrica na respetiva central termoelétrica (gastos com combustível, lubrificantes, produtos químicos, transporte terrestre e licenças de CO₂), partindo do pressuposto que a energia elétrica perdida no seu transporte e distribuição necessita de ser produzida pelo centro produtor com disponibilidade de potência imediata.

4.3.2. CÁLCULO DA ENERGIA NÃO DISTRIBUÍDA

A Energia Não Distribuída (END), corresponde à quantidade de energia que não é entregue pelas redes de distribuição aos consumidores devido a uma interrupção na rede, por falha de um elemento ou vários elementos da rede, no caso de interrupções não previstas com origem accidental (e.g. devido a fenómenos naturais e ambientais, à degradação de materiais, a derrubes ou perfurações) ou a trabalhos de manutenção da rede ou de ligação de novas instalações, no caso de interrupções previstas e programadas. O valor desta energia é estimado tendo por base o valor que seria expectável ser entregue nesse mesmo período em condições normais de exploração.

Na análise de uma rede, a END é estimada com o auxílio da ferramenta de simulação Power Factory da DlgSILENT, que calcula a END simulando os possíveis eventos de falha na rede. A END é calculada com base na ponta máxima das saídas das subestações, prevista para o ano alvo, em configuração normal de exploração. No cálculo, são consideradas taxas de incidentes por km e durações de interrupção típicas para cada ilha, obtidas com base nos dados de registos de incidentes e tendo em conta os indicadores de continuidade de serviço dos últimos anos. No caso das ilhas para as quais não existem registos suficientes para a obtenção de valores típicos, são assumidos valores médios dos obtidos para as restantes ilhas (e.g. ilha do Corvo).

A aplicação informática utilizada simula os processos de restabelecimento para defeitos permanentes em todos os ramos da rede, em que é necessária intervenção no local para reparação de elementos danificados. No caso de ocorrência deste tipo de defeitos, a potência afetada no incidente não é igual durante toda a duração da interrupção. Através de religações, isolamento do defeito e reconfiguração da rede, é possível restabelecer parte da alimentação antes de terminada a reparação. No cálculo da END é feita uma reconstrução cronológica da ocorrência, que resulta na soma de várias parcelas, nas quais varia o tempo de interrupção e a potência afetada.

Na valorização da END é utilizado o valor obtido num estudo interno que pretendeu estimar o valor de energia não distribuída na Região Autónoma dos Açores através do método da função produção.

4.3.3. CÁLCULO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Existem outros indicadores gerais de continuidade de serviço, para além da END, que são estimados aquando da análise de investimentos, tais como a Frequência Média de Interrupções Longas do sistema (SAIFI) e a Duração Média das Interrupções Longas do sistema (SAIDI).

Estes indicadores são calculados com o auxílio da ferramenta de simulação Power Factory da DlgSILENT à semelhança da END. A determinação destes indicadores permite avaliar o impacto de soluções alternativas no âmbito da melhoria da qualidade de serviço técnica. A maioria dos investimentos tem impacto na melhoria da qualidade de serviço técnica e, para algumas naturezas de investimento, este impacto pode ser calculado por simulação e ser um fator preponderante na escolha da solução a adotar (e.g. telecomando da rede, criação de interligações).

Para cada projeto de investimento é calculado o seu impacto na evolução dos indicadores de continuidade de serviço, tendo como base o valor médio dos indicadores observados na rede que é afetada por esse projeto, nos últimos anos. Procura-se utilizar um valor médio de um maior número de anos de modo a reduzir a influência da aleatoriedade das interrupções, mas em determinados casos é considerado um menor número de anos de modo ao resultado não ser beneficiado pelo impacto de investimentos que foram concretizados nessa rede nos últimos anos.

4.4. CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS

Os critérios de priorização adotados na seleção dos projetos de investimento, tendo em conta os objetivos estratégicos da empresa ao nível do desenvolvimento e investimento das redes de transporte e de distribuição foram, genericamente, os seguintes:

- projetos em curso no início de 2022;
- compromissos assumidos com outras entidades;
- cumprimento de obrigações legais e regulamentares;
- renovação de ativos ao nível de subestações;
- melhoria da qualidade de serviço técnica, com redução de assimetrias;
- aumento da resiliência da rede;
- aumento da capacidade de receção de produção renovável;
- melhorar a eficiência operacional;
- renovação de ativos ao nível das redes.

4.5. QUESTÕES AMBIENTAIS

Ao nível do planeamento das redes de transporte e de distribuição, sempre que surge uma necessidade de investimento que envolva a construção de uma nova linha, é efetuada uma análise aos possíveis traçados dessa linha tendo em consideração as áreas ambientalmente sensíveis, em particular as diversas áreas protegidas incluídas no Parque Natural de cada ilha dos Açores, de modo a evitar os condicionalismos que a legislação regional impõe nestas áreas, mesmo não sendo possível saber, em antemão, se será necessário um Estudo de Impacte Ambiental. Para além das áreas protegidas, procura-se ainda evitar, sempre que possível, zonas de quintas com abrigos altos e florestais, em especial aquelas que se revestem de interesse comercial, como é o caso das matas de criptoméria.

Na fase de conceção, projeto e construção de infraestruturas, são implementadas um conjunto de medidas tendentes à minimização do impacte ambiental das instalações de serviço público que se destinam a integrar o património da EDA, devidamente suportadas na legislação vigente, com destaque para o disposto no Decreto Legislativo Regional n.º 30/2010/A, de 15 de novembro.

Para além da elaboração de Estudo de Impacte Ambiental, sempre que tal se justifica nos termos da documentação acima identificada, as peças de procedimento das empreitadas incluem o documento designado por “Requisitos para a Gestão Ambiental de Obra” que estabelece as condições a que devem obedecer as atividades que constituem uma empreitada, atendendo à legislação em vigor na área do ambiente e às boas práticas a implementar no sentido de minimizar o potencial impacte ambiental da mesma.

No caso concreto das linhas aéreas AT/MT, procura-se, sempre que viável técnica e economicamente, evitar que os seus traçados interfiram com zonas ambientalmente protegidas, arborizadas ou sujeitas a projetos de florestação. Para esta tipologia de linhas, tem-se vindo também a introduzir diversas medidas de proteção à avifauna.

5. CLASSIFICAÇÃO DOS INVESTIMENTOS

No Plano são considerados programas de investimento, cada um dos quais de âmbito específico, que agregam projetos de investimento que contribuem para o mesmo objetivo. Para as redes de transporte e distribuição foram considerados os seguintes programas:

- Desenvolvimento de Rede
- Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica
- Reabilitação e Substituição de Ativos Degradados
- Automação, Supervisão e Telecomando da Rede MT
- Automação de Subestações e Modernização de SPCC
- Ligação a Postos de Transformação de Serviço Público
- Beneficiações Diversas

Uma vez que os benefícios dos projetos de investimento nos diversos vetores de investimento variam de acordo com a sua natureza, cada programa contribui, de forma diferenciada, para os diversos vetores de investimento, em função do tipo de projetos que agrega.

Na tabela seguinte são indicados os vetores de investimento para os quais os programas de investimento mais contribuem. O valor do contributo varia consoante o tipo de projeto.

Vetores de Investimento	Segurança de Abastecimento	Qualidade de Serviço Técnica	Eficiência Operacional	Eficiência Energética	Outros
Programas de Investimento					
Desenvolvimento de Rede	X	X	X	X	
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	X	X	X		
Reabilitação e Substituição de Ativos Degradados	X	X	X	X	
Automação e Telecomando da Rede MT		X	X		
Automação de Subestações e Modernização de SPCC		X	X		
Ligação a Postos de Transformação de Serviço Público	X				
Beneficiações Diversas					X

Tabela 1: Contributo dos Programas de Investimento nos Vetores Estratégicos de Investimento

5.1. DESENVOLVIMENTO DE REDE

O programa Desenvolvimento de Rede agrega os investimentos ao nível da ampliação de redes e reforço de instalações, que têm por objetivo atender ao crescimento natural dos consumos e cargas, melhorar a eficiência energética da rede e cumprir os padrões de segurança e de qualidade de serviço.

Esses investimentos dão resposta a situações em que se preveja uma elevada utilização dos componentes que integram as redes a curto ou médio prazo, face ao crescimento dos consumos e das potências de ponta expectáveis. Também se destinam a melhorar a fiabilidade da rede, a diminuir as perdas técnicas e a garantir o cumprimento dos padrões de segurança para as redes.

Estão incluídos os investimentos relacionados com a ligação às redes de produtores e consumidores, construção de novas subestações e postos de corte e seccionamento, aumentos de potência em subestações e reforço da capacidade de transmissão, estabelecimento de novas linhas e aumento da extensão das linhas.

Este programa contribui para os diversos vetores de investimento: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência Operacional e Eficiência Energética.

5.2. MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

O programa Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica agrega os investimentos direcionados para a redução do número e da duração das interrupções de energia elétrica, para a melhoria dos indicadores e redução das assimetrias entre ilhas e/ou localidades.

Pertencem a este programa os investimentos nas redes que permitem reduzir o número ou o impacto das ocorrências nas redes, que atribuem capacidade de recurso em caso de indisponibilidades, e que permitam melhorar os valores de tensão nas redes.

Abrange investimentos que preveem o aumento da resiliência da rede face a fenómenos adversos (e.g. implementação de novas soluções de projeto em redes áreas, conversão de rede aérea em subterrânea), a criação de novas saídas das subestações ou postos de corte e seccionamento para a rede existente de modo a reduzir as cargas e a extensão das linhas, a criação de interligações para introduzir redundância na alimentação (possibilidade de reconfigurações) e reforços de rede com vista à melhoria de valores de tensão.

A contribuição deste programa incide, sobretudo, no vetor Qualidade de Serviço Técnica, contribuindo ainda, embora em menor escala, para os vetores Segurança de Abastecimento e Eficiência Operacional.

5.3. REABILITAÇÃO E SUBSTITUIÇÃO DE ATIVOS DEGRADADOS

O programa Reabilitação e Substituição de Ativos Degradados agrega os investimentos que visam a renovação ou recuperação de infraestruturas e equipamentos que, devido a envelhecimento ou obsolescência, não garantem os níveis de qualidade e fiabilidade desejados, com adequação da localização de ativos localizados em terrenos particulares e zonas críticas ou de difícil acesso.

Para a generalidade dos ativos, o envelhecimento traduz-se numa degradação da sua condição e numa maior probabilidade de falha. Na identificação de novos investimentos, no âmbito deste programa, é considerada a idade dos ativos em serviço nas redes, o seu índice de saúde e a sua criticidade para as redes.

Neste programa, estão integrados investimentos que preveem a remodelação de linhas de transporte ou distribuição (linhas aéreas e redes subterrâneas) e a recuperação ou substituição de equipamento.

Este programa contribui para os diversos vetores de investimento: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência Operacional e Eficiência Energética.

5.4. AUTOMAÇÃO E TELECOMANDO DA REDE MT

O programa Automação e Telecomando da Rede MT agrega investimentos relativos à instalação de órgãos de corte telecomandados em linhas aéreas MT e à motorização e telecomando de postos de transformação e postos de corte e seccionamento.

Estão incluídos os investimentos que preveem a instalação de aparelhos de manobra das redes aéreas telecomandados, alguns equipados com detetores de defeito, a motorização e telecomando de postos de transformação e postos de corte e seccionamento, o desenvolvimento de redes inteligentes ao nível da rede MT e o estabelecimento de fibra ótica para melhoria das comunicações. Principais critérios de seleção da localização de aparelhos com telecomando nas redes de distribuição: pontos de abertura na configuração normal de exploração das redes; ao longo de linhas aéreas extensas; zonas de confluência de linhas aéreas e/ou alimentadores subterrâneos; início de ramais MT extensos; limite de extensões de rede significativas de difícil acesso.

Estes investimentos têm como principal objetivo contribuir para a continuidade de serviço das redes. No entanto, contribuem também para o aumento da flexibilidade de exploração da rede MT.

Este programa contribui sobretudo para o vetor de investimento Qualidade de Serviço Técnica, influenciando também, mas em menor escala, o vetor Eficiência Operacional.

5.5. AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES E MODERNIZAÇÃO DE SPCC

O programa Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo (SPCC) agrega investimentos nas subestações com vista à substituição de equipamentos degradados ou obsoletos e à modernização e uniformização de automatismos e sistemas de proteção e de comando e controlo.

O principal objetivo deste programa é melhorar a qualidade de serviço através da diminuição do número e duração dos incidentes, resultante da melhoria do funcionamento dos automatismos e proteções afetos às instalações. Igualmente, a automação e modernização dos sistemas em subestações facilita a operação e condução da rede, bem como a integração de produção independente.

Neste programa, estão integrados investimentos nas subestações que preveem a substituição de equipamentos que apresentam condições ou desempenhos insatisfatórios e a atualização e modernização de hardware e software dos SPCC e de proteções de linhas AT e MT.

Este programa contribui de forma significativa para o vetor de investimento Qualidade de Serviço Técnica e para o vetor Eficiência Operacional.

5.6. LIGAÇÃO A POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE SERVIÇO PÚBLICO

O programa Ligação a Postos de Transformação de Serviço Público visa responder a solicitações de desenvolvimento das redes MT relacionadas com a introdução de novos PTs para melhoria da eficiência das redes BT e com a alteração da localização e/ou tipologia de PTs existentes.

Pertencem a este programa os investimentos nas redes que preveem o estabelecimento de ramais MT para ligação a novos PTs, previstos para dar resposta às necessidades de expansão das redes BT, e o estabelecimento ou a adaptação de ramais MT para PTs que serão alvo de alteração de localização ou de tipologia, no âmbito da reabilitação e substituição de ativos e do aumento da resiliência da rede.

Este programa contribui sobretudo para o vetor de investimento Segurança de Abastecimento, influenciando a Qualidade de Serviço Técnica ao nível da distribuição BT.

5.7. BENEFICIAÇÕES DIVERSAS

O programa Beneficiações Diversas destina-se a dar resposta a problemas de natureza diversa que vão sendo identificados nas redes.

Neste programa, estão integrados investimentos em infraestruturas e equipamentos para regularizar situações que possam pôr em causa a segurança de pessoas e bens (e.g. alterações da rede, melhoria de terras de proteção, substituição de sinalizações noturnas), beneficiações em sistemas auxiliares das instalações (e.g. sistemas de climatização, sistemas de proteção contra incêndios) e intervenções para dar resposta a questões ambientais.

Este programa não tem grande contributo para os principais vetores de investimento.

6. PREVISÃO DA PROCURA E PONTAS

6.1. CENÁRIO DE EVOLUÇÃO DA PROCURA

O mercado da eletricidade da Região caracteriza-se pela sua reduzida dimensão e dispersão pelas nove ilhas do arquipélago, bem como por uma estrutura de consumo de eletricidade predominantemente de comércio e serviços (incluindo serviços públicos) que representam 41,4% do total. Os consumos decorrentes de utilizações domésticas e industriais representam 36,4% e 18,3%, respetivamente.

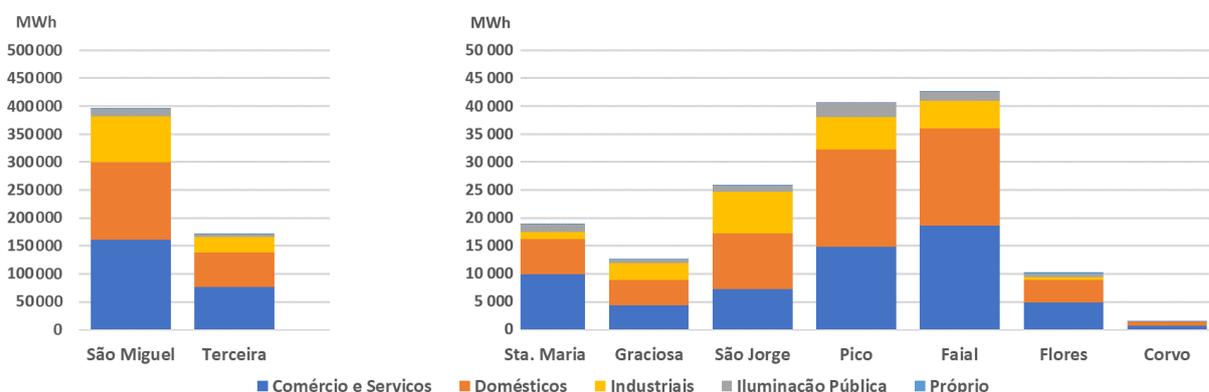


Figura 9: Estrutura do consumo em 2020

A maior concentração geográfica de clientes encontra-se nas ilhas de S. Miguel e Terceira, que comportam cerca de 80% do consumo de energia elétrica e 73% do número de instalações.

Os consumos mensais seguem, em regra geral, um perfil típico, atingindo valores máximos nos meses de verão ou de inverno, na maioria dos anos nos meses de agosto ou de dezembro.

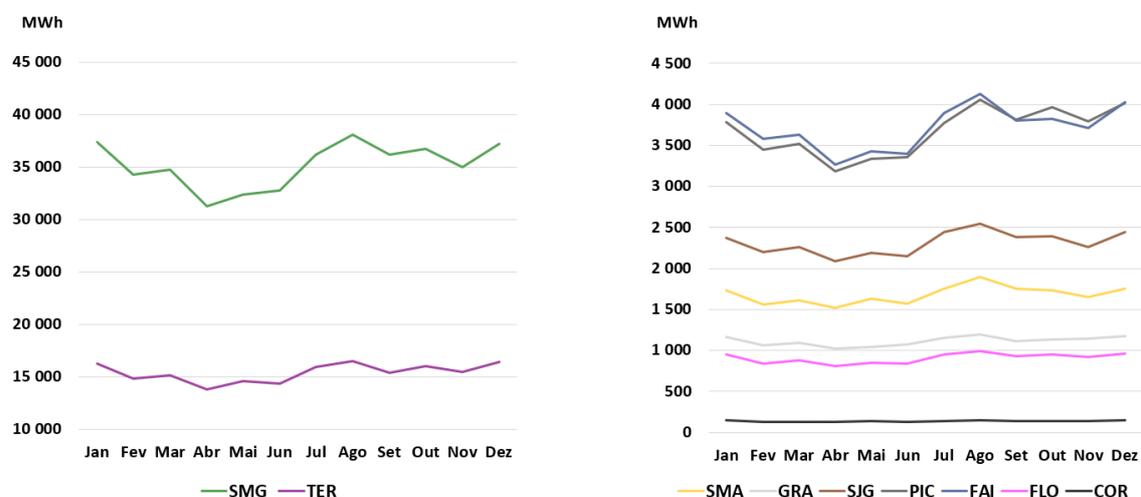


Figura 10: Evolução da emissão mensal registada em cada ilha no ano de 2020

Até ao ano de 2010 verificaram-se aumentos significativos na emissão de energia elétrica em toda a Região, fruto do desenvolvimento da economia regional. No entanto, com a crise financeira que assolou Portugal no período entre 2010 e 2014, os valores de emissão sofreram um decréscimo, que se registou em todas as ilhas. No período de 2015 a 2018, registou-se um ligeiro aumento na emissão de energia elétrica, em quase todas as ilhas da Região, com exceção da ilha Terceira, derivado da retoma da economia. No caso da ilha Terceira, tem-se vindo a verificar um decréscimo devido, sobretudo, ao impacto da desmobilização de forças militares norte-americanas da Base Aérea das Lajes. Após este ciclo, voltaram a verificar-se, em 2019 e 2020, decréscimos de 0,2% e 3,1%, ao nível da Região, tendo o de 2020 ficado a dever-se sobretudo à pandemia de COVID-19.

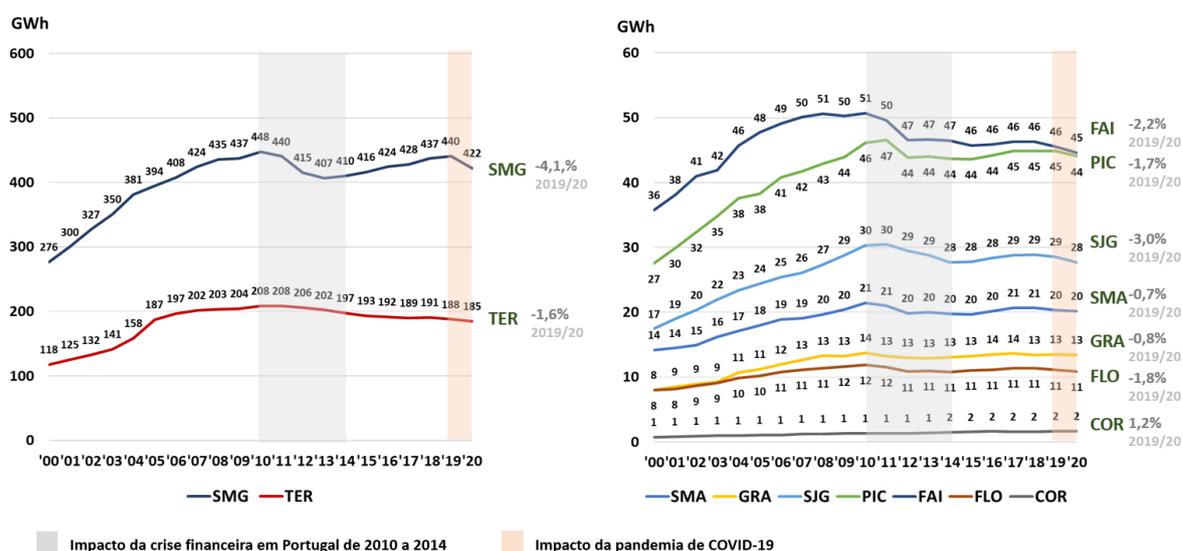


Figura 11: Evolução da emissão de energia elétrica na RAA de 2000 a 2020

As taxas de evolução dos consumos consideradas ao nível do planeamento na EDA são as projetadas no âmbito da Caracterização da Procura e da Oferta de Energia Elétrica, que vão sendo revistas todos os anos. A versão considerada neste Plano é a de outubro de 2020, para o período de 2020 a 2025.

Na impossibilidade de projetar o consumo através de modelos econométricos, devido à inexistência de dados fiáveis sobre indicadores básicos, como o PIB por ilha, foi assumido que as taxas de evolução da procura de energia elétrica, para o período de 2020 a 2025, acompanharão as taxas de evolução da produção referida à emissão, salvo em situações pontuais. Numa altura de inflexão das tendências de evolução da procura, os resultados dos modelos estatísticos com séries limitadas, para determinação de taxas de evolução são, por vezes, pouco representativos.

O método utilizado na determinação das taxas de evolução futuras da produção, contemplou, numa primeira fase, o cálculo e a análise da tendência através de métodos estatísticos, como os modelos autorregressivos (AR), regressões lineares e taxas de crescimento exponencial. Aos resultados dos modelos, foi adicionada a influência de fatores exógenos conhecidos,

designadamente estimativas de redução/aumento de consumo previstas por parte de clientes com peso relevante na estrutura de consumos da RAA e que influenciarão a procura de energia, bem como as consequências das alterações dos mix energéticos.

Na RAA, devido às restrições associadas às medidas de contenção da pandemia da COVID-19, assistiram-se a reduções significativas do consumo que, em acumulado de março a agosto de 2020, atingiram valores próximos dos 6% face ao ano transato. Embora se perspetive um regresso gradual à normalidade, e com isso uma retoma dos níveis de consumo de eletricidade, as novas vagas da pandemia e os efeitos na economia poder-se-ão prolongar por um período difícil de antever. Foi analisado o impacto no consumo de energia mediante a definição de escalões aplicados a setores de atividade, tendo introduzido essa perspetiva nas previsões, através da adição destes efeitos aos resultados esperados pelos modelos.

Nos últimos anos tem-se assistido a alterações expressivas no setor elétrico. A consciencialização dos consumidores para o seu consumo energético tem introduzido modificações ao nível de hábitos de consumo, contribuindo de forma mais ativa na gestão das suas cargas, deslocando alguns consumos para períodos de menor procura, mediante a substituição de equipamentos e iluminação, por alternativas mais eficientes. As mudanças em curso têm e irão ter impactos na procura de energia elétrica de vários setores, sejam domésticos, industriais ou iluminação pública. No que respeita a iluminação de vias públicas, está em curso uma campanha de substituição de luminárias de vapor de sódio por LED na Região, que resultará numa redução da procura de energia elétrica neste segmento.

Se por um lado se assiste a uma redução de consumo por via de um maior controlo e maior eficiência energética, a migração da mobilidade, de combustíveis fósseis para a eletricidade, fará aumentar a procura desta fonte energética. Embora a penetração destes veículos tenha sido lenta, na Região já circulam cerca de 500 carros elétricos, tendo sido vendidos nos Açores, no ano 2020, um total de 149 veículos movidos a eletricidade. De acordo com as perspetivas do PMEA2, estima-se que se continue a assistir a um aumento significativo da venda destes veículos, atingindo, no cenário base, mais de 1500 veículos em 2024. Com base no mesmo documento, estima-se que o consumo de energia elétrica para satisfazer a procura gerada pelos veículos elétricos possa passar os 2 GWh/ano. Devido às circunstâncias atuais, o impacto que estas alterações previsivelmente venham a ter no consumo elétrico foram avançadas no tempo em dois anos.

Para cada ilha, são analisados os setores que têm contribuído para a evolução da atividade económica e os projetos previstos para curto prazo, ou já em desenvolvimento, que possam produzir efeitos no aumento da procura, com vista à perceção do comportamento futuro do consumo energético. São considerados os impactos do setor do turismo (e.g. evolução do número de hóspedes e dormidas nos diversos tipos de empreendimentos turísticos, investimentos previstos no setor do turismo) e as licenças concedidas ao nível do setor da construção para a criação de novos estabelecimentos (habitações, empreendimentos turísticos, indústrias, unidades de saúde, unidades comerciais). Com base nos valores históricos e na informação analisada, escolhe-se o modelo que melhor reproduz a evolução expectável da procura de energia elétrica.

Por fim, são introduzidos previsíveis impactos de fatores singulares (e.g. repercussão de pandemias, influência da introdução de sistemas de armazenamento de energia).

Deste exercício resultaram, em termos de previsão de evolução da emissão de energia elétrica na RAA de 2021 a 2024, os valores apresentados na figura seguinte.

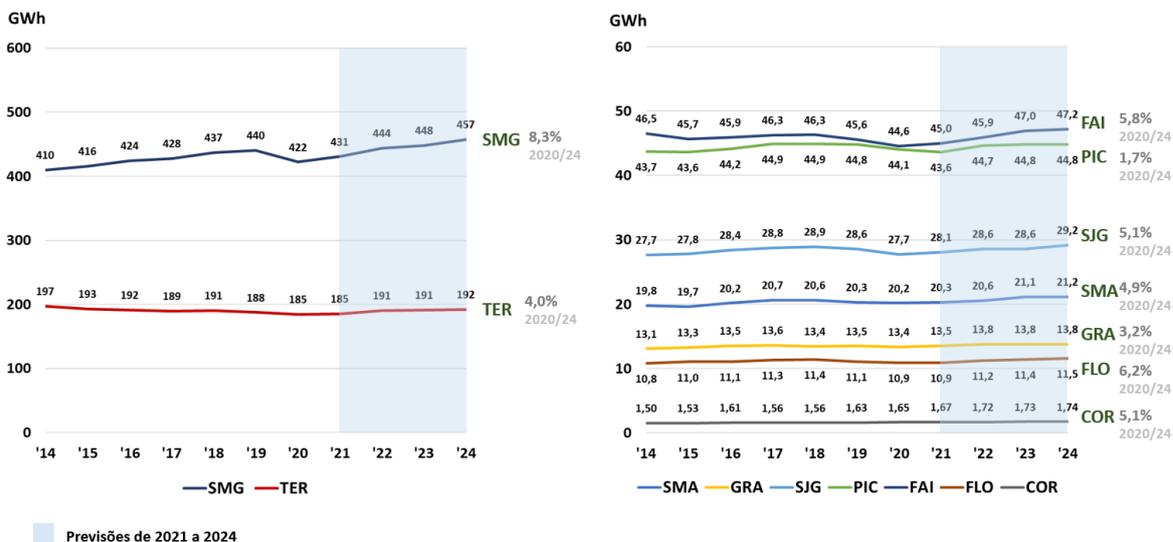


Figura 12: Emissão de energia elétrica na RAA de 2014 a 2020, e previsões de 2021 a 2024

Apesar do aumento gradual previsto para o consumo de energia elétrica na Região no período de 2021 a 2024, esperam-se para o final desse período valores ainda inferiores aos máximos históricos verificados em 2010 e 2011 na maioria das ilhas. Para as ilhas de São Miguel, Graciosa e Corvo, prevê-se que sejam atingidos novos valores máximos históricos de ponta síncrona, ainda que não divirjam muito dos já registados.

Estes valores são considerados nos estudos de planeamento, na simulação de trânsitos de energia para cálculo das perdas técnicas a estimativa da energia não distribuída.

6.2. CENÁRIO DE EVOLUÇÃO DAS PONTAS

A evolução dos valores de ponta máxima da produção (ponta síncrona) assemelha-se à da procura de energia elétrica.

As pontas máximas também seguem um perfil típico, atingindo valores máximos nos meses de verão ou de inverno, na maioria dos anos nos meses de agosto ou de dezembro.

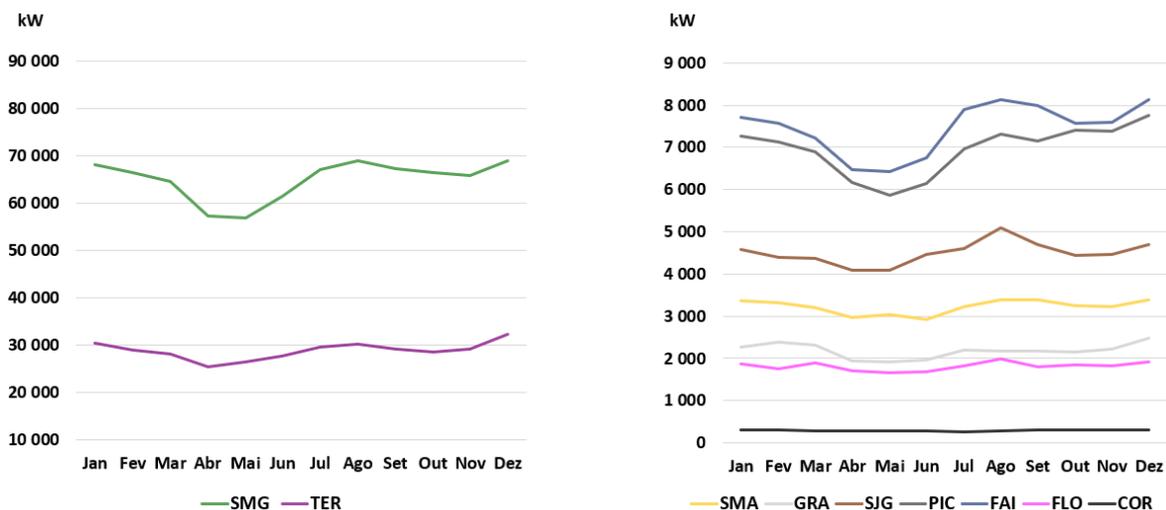


Figura 13: Evolução da ponta mensal verificada em cada ilha no ano de 2020

A previsão da evolução da ponta máxima da produção é efetuada com base na previsão de evolução da procura, no histórico de fatores de utilização anual da ponta e no seu próprio histórico de evolução.

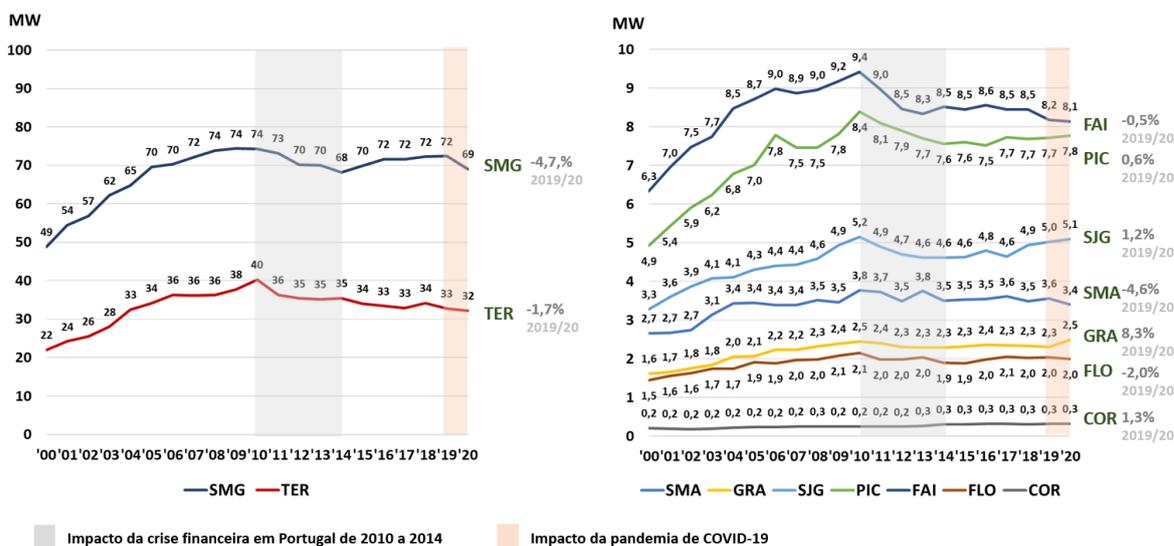


Figura 14: Evolução da ponta máxima da produção na RAA de 2000 a 2020

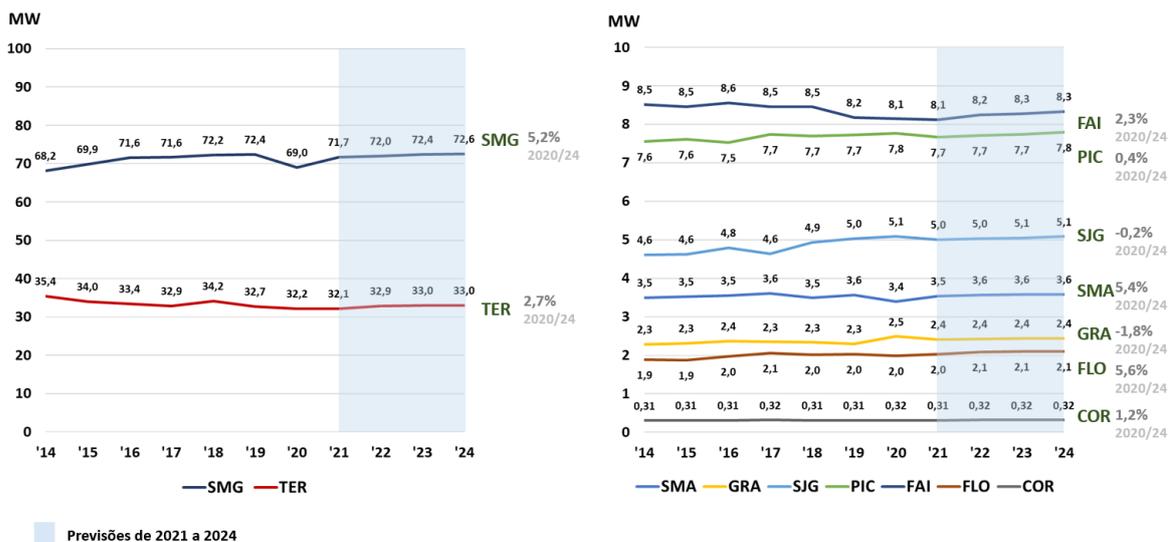


Figura 15: Ponta máxima da produção na RAA de 2014 a 2020, e previsões de 2021 a 2024

Prevê-se, para o período de 2021 a 2024, um aumento ligeiro e progressivo dos valores de ponta síncrona na maioria das ilhas, com exceção das ilhas Graciosa, São Jorge e Pico, para as quais se prevê uma variação mínima nos valores.

Estes valores são considerados nos estudos de planeamento, na simulação de trânsitos de energia para análise do cumprimento dos padrões de segurança e da capacidade de recurso através de reconfiguração, tendo em conta as características e limitações decorrentes das características dos equipamentos e materiais instalados nas redes.

7. CARACTERIZAÇÃO DAS REDES T&D NO FINAL DE 2020

Nos pontos seguintes, sintetiza-se a caracterização das redes, à data de 31 de dezembro de 2020, a qual se encontra descrita de forma mais detalhada no documento “Caracterização das Redes de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica da Região Autónoma dos Açores em 2020”, disponível para consulta no site da EDA, através do link:

<http://www.eda.pt/Regulacao/Lists/CaracterizacaodeRedes/Attachments/31/CARE%202020.pdf>

7.1. EMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A REDE

Em cada ilha da RAA existe uma central termoelétrica responsável pela garantia de abastecimento de energia elétrica e que contribui para a maioria dos serviços de sistema. Nas ilhas de São Miguel e Terceira existem centrais geotérmicas, que são responsáveis por cerca de 25% da energia produzida na Região. Atualmente, são explorados parques eólicos em praticamente todas as ilhas, com a exceção da ilha do Corvo, cuja produção representa cerca de 9% do total de energia produzida na RAA.

Na tabelas e gráficos abaixo são apresentados os valores de potência instalada e de emissão de energia elétrica para a RESPA.

Potência Instalada [kW]	(N.º Centrais)								
	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo
Térmica	6 907	98 064	58 116	4 679	8 228	16 763	19 107	3 729	852
Geotérmica		29 600 (2)	4 675						
Hidroelétrica		5 030 (7)	1 432 (3)				320	1 632	
Eólica	1 500	9 000	12 600 (2)	4 500	1 800	2 400	4 250	600	
Fotovoltaica				1 000					
CVE RSU			2 600						
Biogás		1 100							
Total	8 407	142 794	79 423	10 179	10 028	19 163	23 677	5 961	852

Tabela 2: Potência instalada ao nível de geradores nos centros produtores da RAA

Emissão e Aquisição [MWh]									
	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo
Térmica	17 643	212 799	114 768	5 253	24 521	37 950	38 336	5 556	1 651
Geotérmica		169 448	23 742						
Hidroelétrica		23 848	1 629					4 712	
Eólica	2 520	15 030	30 748	7 162	3 150	6 107	6 256	600	
Fotovoltaica *	13	320	71	970	58	5		8	
CVE RSU			13 651						
Biogás		702							
Total	20 176	422 146	184 609	13 384	27 730	44 063	44 592	10 876	1 651

* inclui mini e microprodução

Tabela 3: Energia elétrica emitida para a RESPA em 2020

Ao nível da emissão (produção líquida) de energia elétrica na RAA, a ilha de São Miguel representa mais de metade do valor e a ilha Terceira cerca de um quarto. Se somarmos os valores destas duas ilhas ficamos com cerca de 80% da produção a nível regional. Adicionando ainda os valores das ilhas do Pico e do Faial, ficamos com cerca de 90%. As restantes cinco ilhas (Santa Maria, Graciosa, São Jorge, Flores e Corvo), no seu conjunto, são responsáveis pelos cerca de 10% remanescentes.

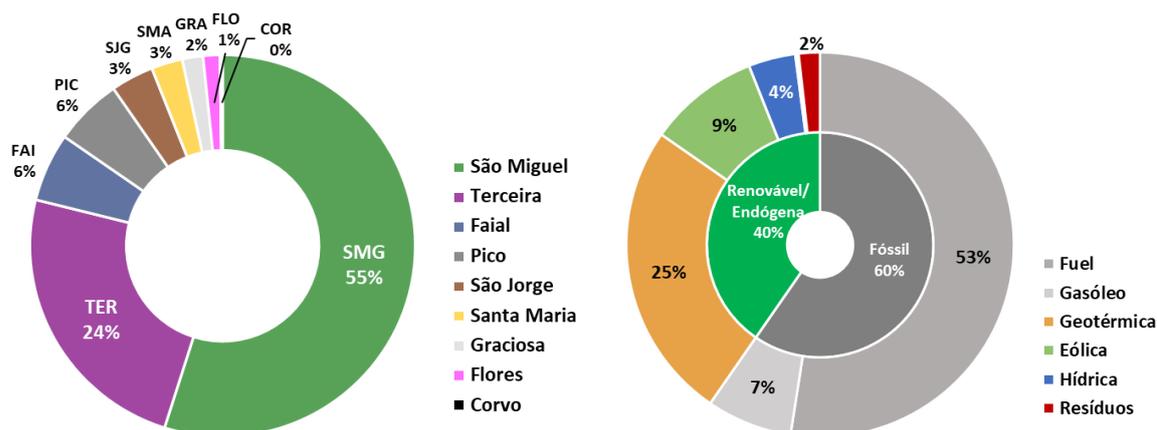


Figura 16: Emissão na RAA por ilha e por fonte de energia primária em 2020

A maior parcela de produção elétrica na Região provém de combustíveis fósseis. Nas quatro ilhas com maiores valores de produção é utilizado sobretudo fuelóleo pesado (HFO), enquanto que nas cinco ilhas restantes é utilizado gasóleo rodoviário. Em segundo lugar está a produção geotérmica, presente apenas nas duas maiores ilhas, que apresenta uma produção relativamente estável ao longo de todo o ano. Em terceiro está a energia eólica, presente em praticamente todas as ilhas, mas com um elevado grau de intermitência. E em quarto, a hídrica, com presença em quatro ilhas, mas mais expressiva em duas (São Miguel e Flores), que apresenta variações sazonais.

Na ilha Graciosa a quota de produção a partir de fontes renováveis é de cerca de 60%, e é, sobretudo, da responsabilidade de um sistema híbrido, constituído por um parque eólico, um parque fotovoltaico e uma central de baterias (com um sistema BESS). Na ilha de São Miguel a quota é de cerca de 50%, e provém de diversas fontes renováveis, de entre as quais se destaca a geotérmica, responsável por cerca de 40% da produção total. Na ilha das Flores a quota também é de cerca de 50%, sendo o recurso hídrico responsável por mais de 40% da produção total. Na ilha Terceira a quota tem vindo a aumentar, tendo atingido 38% no último ano, sobretudo com recurso a energia eólica e geotérmica. Nas ilhas de Santa Maria, São Jorge, Pico e Faial, onde só existem parques eólicos, a quota anual de produção renovável assume normalmente valores entre 10 e 15%.

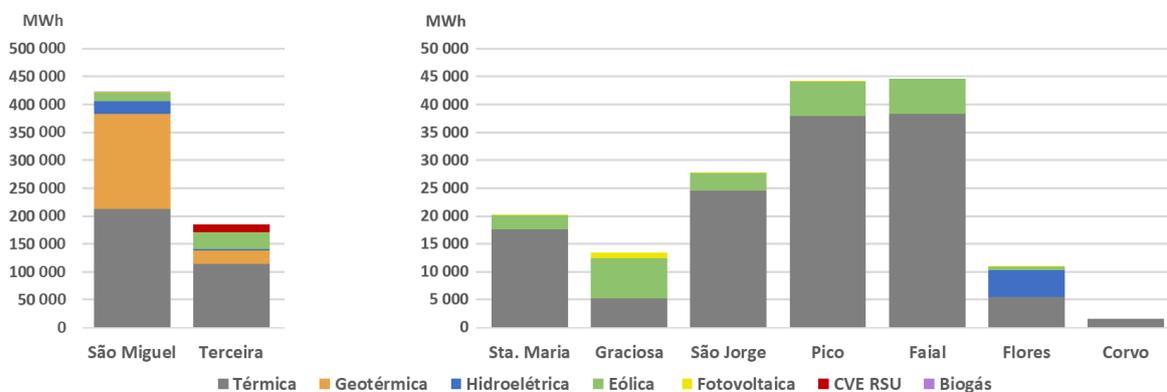


Figura 17: Emissão por fonte nas ilhas da RAA em 2020

7.2. REDES DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO AT E MT

Nas ilhas de São Miguel, Terceira e Pico existem redes de transporte exploradas a níveis de tensão distintos das redes de distribuição. A ilha de São Miguel possui uma rede de transporte explorada a 60kV, e a Terceira e o Pico redes de transporte exploradas a 30kV. Nas restantes ilhas da Região, as redes de distribuição têm origem nas centrais térmicas, nos barramentos de distribuição das suas subestações (designados por subestações ou centros de distribuição).

Potência Instalada [MVA]	(N.º Subestações)								
	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo
60/30/10 kV		77,50 (2)							
60/30 kV		37,50 (2)							
60/10 kV		78,75 (4)							
30/15 kV			61,00 (5)			12,50 (3)			
30/10 kV		0,50 (1)							
15 kV				* (1)	* (1)		* (1)	* (1)	* (1)
10 kV	* (1)								
Total		194,25	61,00			12,50			

* possuem ligados transformadores de acoplamento de grupos geradores pertencentes à central termoelétrica

Tabela 4: Número e potência instalada em subestações na RAA em dezembro de 2020

A ilha de São Miguel é a única que possui redes de distribuição exploradas com o nível de tensão de 30kV e, em conjunto com a ilha de Santa Maria, as únicas com redes de distribuição a 10kV. As redes MT da ilha Terceira e da ilha do Pico são exploradas com os mesmos níveis de tensão: as redes de transporte a 30kV e as de distribuição a 15kV.

Potência Total [MVA]	(N.º Transformadores)								
	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo
60/30 kV		75,00 (6)							
60/10 kV		118,75 (9)							
30/15 kV			61,00 (8)			12,50 (3)			
30/10 kV		0,50 (1)							
Total		194,25	61,00			12,50			

Tabela 5: Número e potência de transformadores nas redes MT da RAA em dezembro de 2020

As redes de transporte e distribuição AT e MT da Região são predominantemente aéreas, com a topologia aérea a representar cerca de 74% da extensão total. A rede AT, que corresponde à rede de transporte da ilha de São Miguel que é explorada com o nível de tensão de 60kV, é, praticamente toda, de topologia aérea. Nas redes de transporte e distribuição MT a topologia aérea corresponde a cerca de 73% da extensão global. No nível de tensão de 30kV corresponde a 82% e no de 15kV a 79%. Apenas no nível de tensão de 10kV a rede subterrânea é mais extensa que a aérea, uma vez que a subterrânea abastece os principais centros urbanos da maior ilha do arquipélago (São Miguel), enquanto que a aérea corresponde apenas à rede de distribuição MT de uma das menores ilhas da Região (Santa Maria). A ilha do Corvo, que não possui rede MT aérea, é a única ilha onde a extensão da rede MT subterrânea é superior.

Extensão das Redes [km]									
	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo
60 kV Aérea		95,71							
60 kV Subter.		0,03							
30 kV Aérea		444,02	67,33			50,50			
30 kV Subter.		106,66	13,16			0,74			
15 kV Aérea			265,10	56,52	148,80	158,26	100,78	76,42	
15 kV Subter.			93,83	11,40	12,09	34,35	48,92	13,06	2,91
10 kV Aérea	67,86								
10 kV Subter.	21,79	174,83							
Total	89,65	821,25	439,42	67,92	160,89	243,85	149,70	89,48	2,91

Tabela 6: Extensão das redes AT e MT da RAA em dezembro de 2020

As redes de distribuição MT da Região alimentam 2.017 postos de transformação, dos quais 36% (718) são privados. Em todas as ilhas o número de postos de transformação públicos (PTD) é superior ao de privados (PTC). A potência média instalada é de 267 kVA por posto de transformação público e de 380 kVA por posto de transformação privado.

Postos de Transformação Públicos (Distribuição)									
Número	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo
PTD 30/0,4 kV		355	1						
PTD 15/0,4 kV			293	52	80	141	93	32	2
PTD 10/0,4 kV	68	182							
Total	68	537	294	52	80	141	93	32	2
Pot.Inst. [MVA]	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo
PTD 30/0,4 kV		103,83	0,10						
PTD 15/0,4 kV			65,78	7,22	14,44	23,72	17,19	5,08	0,90
PTD 10/0,4 kV	12,85	96,38							
Total	12,85	200,21	65,88	7,22	14,44	23,72	17,19	5,08	0,90

Tabela 7: Número e potência instalada em PTs públicos na RAA em dezembro de 2020

Postos de Transformação Privados (Clientes)									
Número	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo
PTC 30/0,4 kV		211	2						
PTC 15/0,4 kV			172	22	24	47	46	19	1
PTC 10/0,4 kV	23	151							
Total	23	362	174	22	24	47	46	19	1
Pot.Inst. [MVA]	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo
PTC 30/0,4 kV		62,18	2,55						
PTC 15/0,4 kV			62,81	5,66	6,99	15,58	16,87	5,32	0,16
PTC 10/0,4 kV	7,13	87,70							
Total	7,13	149,88	65,36	5,66	6,99	15,58	16,87	5,32	0,16

Tabela 8: Número e potência instalada em PTs privados na RAA em dezembro de 2020

Nas redes de distribuição MT da RAA, as linhas aéreas são as que possuem maiores extensões, por terem uma maior abrangência geográfica em todas as ilhas. Permitem alimentar zonas tipicamente rurais, ou chegar a zonas urbanas mais distantes das subestações. Os alimentadores subterrâneos são mais curtos e servem para alimentar zonas urbanas próximas de subestações. Todas as cidades da região, com a exceção da Praia da Vitória, são alimentadas diretamente de subestações através de alimentadores subterrâneos.

Na tabela seguinte é apresentada a extensão média das saídas das subestações e dos principais postos de corte e seccionamento da Região (nos quais as saídas apresentam proteções seletivas). Neste contexto, o troço transversal da Linha Santa Bárbara – Covões da ilha do Faial (troço entre a central térmica e o PS dos Covões), é considerado como uma linha de transporte, pelo que não entrou nos cálculos, mas sim as duas saídas do PS dos Covões.

Comprimento Médio das Saídas [km] (N.º Saídas)									
	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo
30 kV Aérea *		27,8 (14)							
30 kV Subter.		11,1 (5)							
15 kV Aérea *			29,3 (10)	18,1 (3)	32,2 (5)	27,8 (6)	18,3 (5)	16,9 (4)	
15 kV Subter.			5,1 (12)	6,3 (2)		8,6 (3)	6,0 (5)	4,4 (2)	1,5 (2)
10 kV Aérea *	24,2 (3)								
10 kV Subter.	4,3 (4)	6,0 (29)							

* linhas predominantemente aéreas

Tabela 9: Número e comprimento médio das saídas das subestações da RAA em dez. 2020

Na tabela seguinte é apresentada a carga média das saídas das subestações e dos principais postos de corte e seccionamento da Região. Para efeitos de cálculo, foram considerados os valores máximos das saídas para configurações normais de exploração.

Carga Média das Saídas [MW]									
	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo
30 kV Aérea *		3,1							
30 kV Subter.		2,1							
15 kV Aérea *			2,1	0,6	1,1	1,0	0,8	0,3	
15 kV Subter.			1,4	0,3		0,9	1,0	0,7	0,2
10 kV Aérea *	0,8								
10 kV Subter.	0,5	1,7							

* linhas predominantemente aéreas

Tabela 10: Carga média das saídas das subestações da RAA em 2020

As tabelas seguintes indicam a taxa de utilização das subestações e das redes, durante o ano de 2020, em condições de exploração normal (poderão ter assumido valores superiores em configurações de recurso). Para as subestações, a capacidade máxima considerada corresponde à potência nominal dos transformadores. Para as redes de distribuição, corresponde ao valor máximo de carga que as linhas podem suportar, perante um aumento de consumo nas localizações mais desfavoráveis da rede, com a garantia de não entrarem em sobrecarga e de não apresentarem valores não regulamentares de tensão nos pontos de entrega.

No lado esquerdo da tabela seguinte é indicada a taxa de utilização das subestações, devendo a leitura da mesma ser realizada do seguinte modo: $Ut \leq 70\%$ significa que a carga, em configuração normal de exploração, não ultrapassa 70% da capacidade de transformação; $70\% < Ut \leq 90\%$ significa que a carga, em configuração normal de exploração, atinge valores superiores a 70% da capacidade de transformação, mas não atinge valores superiores a 90% desta capacidade; $Ut > 90\%$ significa que a carga, em configuração normal de exploração, atinge valores superiores a 90% da capacidade de transformação. Os valores percentuais apresentados no interior da tabela indicam a percentagem do número de subestações indicadas face ao total.

Na zona inferior da tabela é indicada a potência instalada, ao nível de unidades de transformação, e o seu nível de utilização (valor da carga face à potência nominal) no cenário de ponta máxima, para a configuração normal de exploração.

Utilização das Subestações						
	São Miguel		Terceira		Pico	
	[nº]	[%]	[nº]	[%]	[nº]	[%]
Ut ≤ 70%	9	100%	5	100%	1	33%
70% < Ut ≤ 90%					2	67%
Ut > 90%						
	Pi [MVA]	Ut [%]	Pi [MVA]	Ut [%]	Pi [MVA]	Ut [%]
60/30 kV	75,00	44%				
60/10 kV	118,75	33%				
30/15 kV			61,00	53%	12,50	66%
30/10 kV	0,50	33%				
Total	194,25	38%	61,00	53%	12,50	66%

Tabela 11: Potência instalada e utilização nas subestações da RAA em 2020

No lado esquerdo das tabelas seguintes é indicada a taxa de utilização das redes de transporte e de distribuição, devendo a leitura das mesmas ser realizada da seguinte forma: $Ut \leq 50\%$ significa que o valor da potência que transita na linha, em configuração normal de exploração, não ultrapassa 50% da sua capacidade de transmissão; $50\% < Ut \leq 70\%$ significa que o valor da potência que transita na linha, em configuração normal de exploração, atinge valores superiores a 50% da sua capacidade de transmissão, mas não atinge valores superiores a 70% desta mesma capacidade; $Ut > 70\%$ significa que o valor que transita na linha, em configuração normal de exploração, atinge valores superiores a 70% da capacidade de transmissão. Os valores percentuais apresentados no interior da tabela indicam a percentagem da extensão da rede indicada à esquerda face à extensão global da rede explorada naquele nível de tensão.

Utilização das Redes de Transporte																		
	Sta. Maria		São Miguel		Terceira		Graciosa		São Jorge		Pico		Faial		Flores		Corvo	
Linhas de 60kV	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]
Ut ≤ 50%			96	100%														
50% < Ut ≤ 70%			0	0%														
Ut > 70%			0	0%														
Linhas de 30kV	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]
Ut ≤ 50%			0	0%	79	100%					50	100%						
50% < Ut ≤ 70%			0	0%	0	0%					0	0%						
Ut > 70%			2	100%	0	0%					0	0%						
Linhas de 15kV	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]
Ut ≤ 50%							1	100%					10	100%	13	100%		
50% < Ut ≤ 70%							0	0%					0	0%	0	0%		
Ut > 70%							0	0%					0	0%	0	0%		

Tabela 12: Utilização das redes de transporte da RAA em 2020

Utilização das Redes de Distribuição																		
	Sta. Maria		São Miguel		Terceira		Graciosa		São Jorge		Pico		Faial		Flores		Corvo	
Linhas de 30kV	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]
Ut ≤ 50%			401	73%														
50% < Ut ≤ 70%			110	20%														
Ut > 70%			37	7%														
Linhas de 15kV	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]
Ut ≤ 50%					150	42%	67	100%	56	35%	152	79%	139	100%	76	100%	3	100%
50% < Ut ≤ 70%					152	42%	0	0%	54	33%	40	21%	0	0%	0	0%	0	0%
Ut > 70%					56	16%	0	0%	51	32%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Linhas de 10kV	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]
Ut ≤ 50%	58	65%	128	73%														
50% < Ut ≤ 70%	0	0%	47	27%														
Ut > 70%	32	35%	0	0%														

Tabela 13: Utilização das redes de distribuição da RAA em 2020

Em seguida é apresentada a idade média dos principais ativos do sistema elétrico, à data atual.

Os valores apresentados para as subestações procuram dar uma ideia da sua antiguidade, tendo em conta as intervenções que foram realizadas ao longo dos anos. Nas subestações mais antigas existem diversas idades para as infraestruturas e equipamentos: construção civil, quadros MT, transformadores, sistemas de proteção e controlo, comunicações, sistemas de alimentação em corrente contínua, etc.. Por esse motivo, para as subestações mais antigas foi feita uma ponderação com as datas dos quadros MT e respetivos disjuntores. Para as subestações mais recentes foi considerada a sua data de entrada em exploração (apesar de mais recente em um ou dois anos face à data dos equipamentos).

Idade Média das Instalações																		
	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo									
	[n.º]	[anos]	[n.º]	[anos]	[n.º]	[anos]	[n.º]	[anos]	[n.º]									
SE AT/MT		8	22															
SE MT/MT	1	11	1	18	5	13	1	16	1	1	3	29	1	10	1	8	1	13

Tabela 14: Idade média das subestações da RAA em dezembro de 2020

Os valores apresentados para as linhas de transporte e distribuição são estimados com base na informação disponível, mais precisa para as infraestruturas mais recentes, e é trabalhada procurando refletir as datas de entrada em exploração dos diversos troços das linhas.

Idade Média Estimada das Linhas																	
	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo								
	[km]	[anos]	[km]	[anos]	[km]	[anos]	[km]	[anos]	[km]								
Linhas 60kV		96	18														
Linhas 30kV		551	21	80	15		51	19									
Linhas 15kV				359	16	68	25	161	20	193	13	150	12	89	16	3	8
Linhas 10kV	90	25	175	16													

Tabela 15: Idade média das linhas de transporte e distribuição da RAA em dezembro de 2020

Idade Média		
Instalações	Número [n.º]	Idade média [anos]
SE AT/MT	8	22
SE MT/MT	15	15
Linhas	Extensão [km]	Idade média estimada [anos]
Linhas 60kV	96	22
Linhas 30kV	682	19
Linhas 15kV	1 022	17
Linhas 10kV	264	19

Tabela 16: Idade média dos principais ativos da rede T&D da RAA em dezembro de 2020

8. EVOLUÇÃO DOS INVESTIMENTOS

A política de investimento da EDA tem como objetivo principal adequar a oferta à procura, programando os recursos financeiros da empresa com o intuito de corresponder às expectativas dos clientes, ao nível da garantia de abastecimento e da qualidade do serviço. Assim, o plano de investimento, elaborado com uma periodicidade anual, para além de garantir a conclusão das obras em curso, contempla um conjunto de desenvolvimentos técnicos e financeiros resultantes da atividade de planeamento das redes que, orientada pela estratégia e objetivos definidos na empresa, procura dar resposta às necessidades da sociedade e da economia local, independentemente da sua localização geográfica.

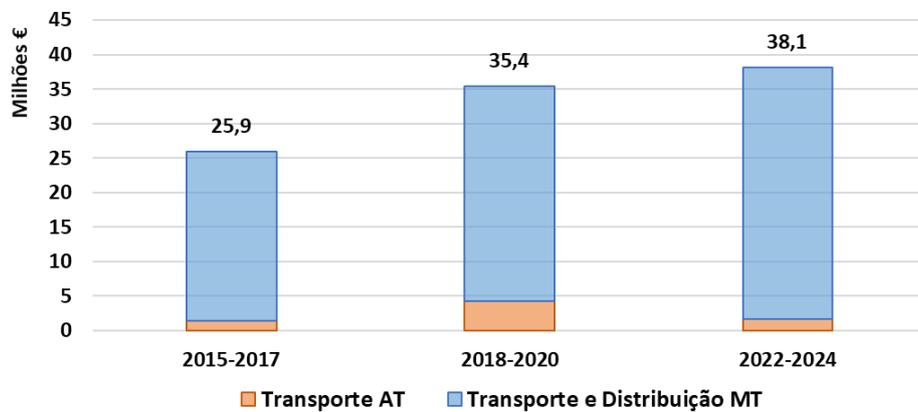


Figura 18: Valores de investimento previstos nos últimos períodos regulatórios

Os valores da realização ao nível de investimentos nas redes de transporte e distribuição AT e MT têm vindo a aumentar desde 2015 (ano após Portugal ter saído do programa de assistência económica e financeira). No entanto, ainda estão aquém dos valores anteriores a 2011.

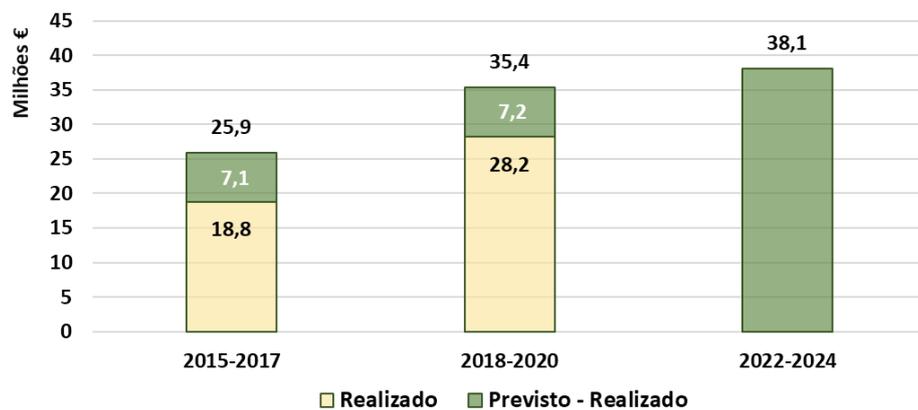


Figura 19: Valores previstos e realizados nos últimos períodos regulatórios

Os valores de ativos entrados em exploração na atividade de transporte e distribuição de energia elétrica em AT e MT apresentam uma maior variação entre anos consecutivos, por estarem dependentes da conclusão dos investimentos, muitos dos quais com duração superior a um ano.

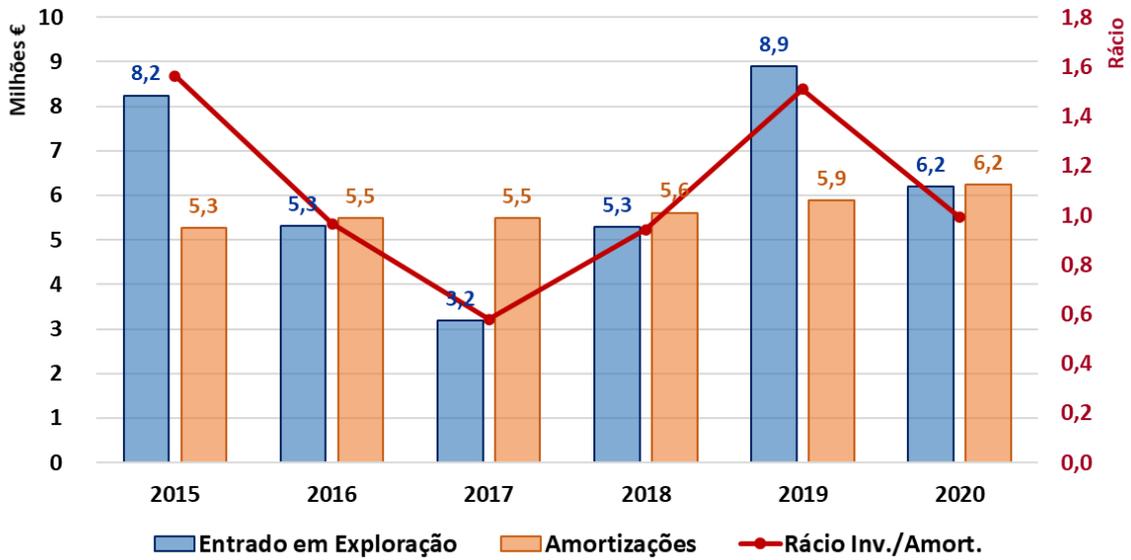


Figura 20: Valores anuais de ativo entrado em exploração e evolução das amortizações

Apesar de se ter verificado um decréscimo entre 2015 e 2017, a tendência inverteu-se de 2017 a 2019. Os valores de amortizações têm vindo a aumentar progressivamente.

O valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações na atividade de transporte e distribuição de energia elétrica em AT e MT tem sofrido pequenas variações desde 2015 (ano após Portugal ter saído do programa de assistência económica e financeira), mantendo-se entre 110 e 120 M€.

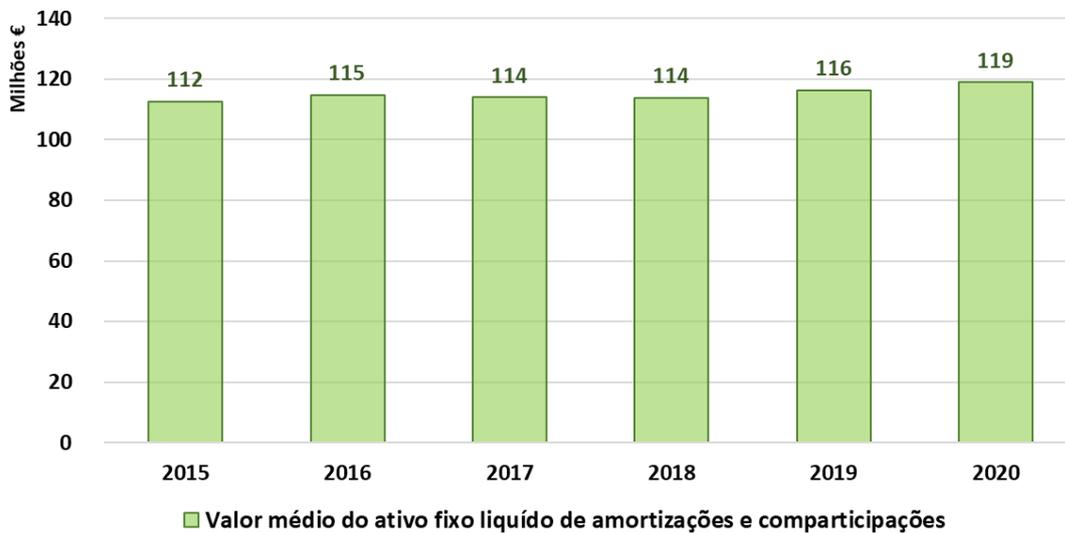


Figura 21: Evolução do valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações

9. INVESTIMENTOS A REALIZAR NO PERÍODO 2022-2024

Este Plano prevê, para o próximo período regulatório, de 2022 a 2024, um valor global de investimento ao nível das redes de transporte e distribuição AT e MT da RAA de cerca de 38 milhões de euros: 3 M€ para a rede de transporte AT de São Miguel, e 35 M€ para as redes de transporte e distribuição MT de todas as ilhas da Região.

9.1. VALORES DE INVESTIMENTO

A tabela seguinte apresenta os montantes de investimentos previstos para o último período regulatório, de 2018 a 2020, e para o próximo, de 2022 a 2024:

Investimento (milhares de euros)	Período Regulatório			
	2018-2020	2022-2024	dif.	%
Transporte AT	4 259	3 050	-1 209	-28%
Linhas de Transporte	4 259	680	-3 579	-84%
Postos de Seccionamento	0	2 370	2 370	N/A
Transporte e Distribuição MT	31 119	35 044	3 925	13%
Centros de Controlo e Telemedida	4 158	1 445	-2 713	-65%
Subestações	12 510	15 111	2 601	21%
Postos de Seccionamento	479	1 476	996	208%
Linhas de Transporte	2 591	1 865	-725	-28%
Linhas de Distribuição	11 382	15 147	3 766	33%
Soma triénio	35 378	38 093	2 715	8%

Tabela 17: Montantes considerados no último período regulatório e previstos para o próximo

O valor de investimento previsto para os próximos três anos é de 38 093 milhares de euros, quando para o último período previa-se 35 378 milhares de euros. A área para a qual está previsto um maior volume de investimento é a do Transporte e Distribuição MT.

Verifica-se um incremento de 2 715 milhares de euros face ao último plano, o que representa um aumento de 8%. Comparativamente, regista-se uma redução de investimento previsto para as Linhas de Transporte AT, Centros de Controlo e Telemedida e em Postos de Transformação. Por outro lado, verifica-se um aumento no valor de investimento em Subestações, Postos de Corte e Seccionamento e Linhas de Transporte e Distribuição MT.

Existem diversos projetos de investimento que transitam do plano anterior para este. São projetos que constavam no Plano de 2018-2020, que estavam em curso ou previstos iniciar nesse período, e que terão continuidade no próximo período regulatório, alguns dos quais já estava prevista a continuidade e outros cujo prazo de execução teve de ser prolongado devido a atrasos na sua execução. Abaixo ilustra-se a proporção do montante de investimento correspondente:

(milhares de euros)	transita de 2018-2020	novo em 2022-2024	global 2022-2024
Transporte AT			
Número de projetos	1	7	8
Montante	1 384	1 665	3 050
Transporte e Distribuição MT			
Número de projetos	51	152	203
Montante	4 956	30 088	35 044
Total	6 340	31 753	38 093
	17%	83%	

Tabela 18: Montantes considerados no último período regulatório e previstos para o próximo

Verifica-se que, do volume de investimento previsto para o período 2022-2024, 17% transitou do plano anterior, o que corresponde a um valor de cerca de 6.340 milhares de euros, previsto para diversos investimentos, que não chegou a ser realizado nesse período. O atual plano apresenta um total de 211 projetos, dos quais 52 já constavam do plano anterior.

Abaixo apresenta-se a distribuição anual dos valores de investimento previstos:

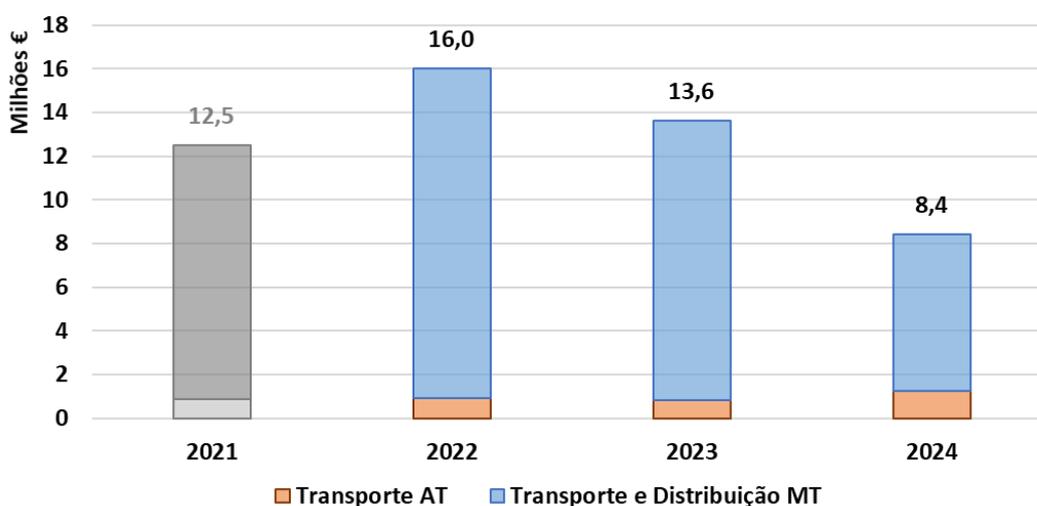


Figura 22: Valores previstos de investimento no atual Plano

Nos primeiros anos do Plano os valores tendem a ser superiores devido a montantes que transitam em obras em curso, cuja realização se encontra atrasada face ao que havia sido previsto, que se acumulam com necessidades de investimento prioritárias identificadas para o período do novo Plano.

O programa para o qual está previsto um maior valor de investimento é o Desenvolvimento de Rede, que prevê diversos investimentos ao nível da construção de subestações e postos de corte e seccionamento e de ampliação de rede. Em segundo lugar, está o programa de Reabilitação e Substituição de Ativos Degradados, que integra investimentos de remodelação de subestações, linhas aéreas e redes subterrâneas degradadas. Em terceiro, o programa de Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, que inclui investimentos para criação de novas saídas, estabelecimento de ligações de recurso e aumento da resiliência da rede.

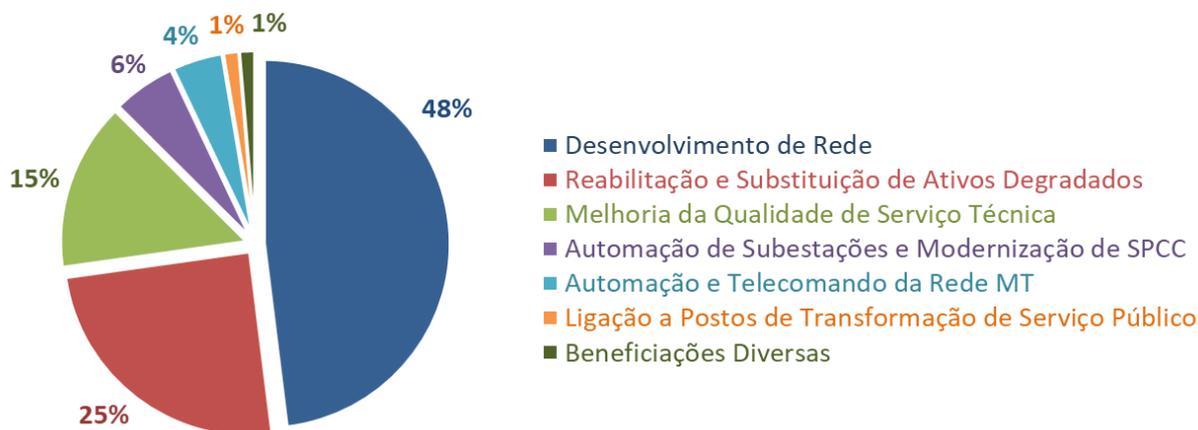


Figura 23: Distribuição do investimento por programa de investimento

Com o conjunto de investimentos previstos no Plano, pretende-se contribuir, sobretudo, para a Qualidade de Serviço Técnica sem, no entanto, descuidar a Segurança de Abastecimento e a Eficiência Operacional. Apesar de não terem sido incluídos no Plano investimentos com o objetivo de reduzir perdas técnicas, prevê-se que este conjunto de investimentos contribua também para uma melhoria ao nível da Eficiência Energética.

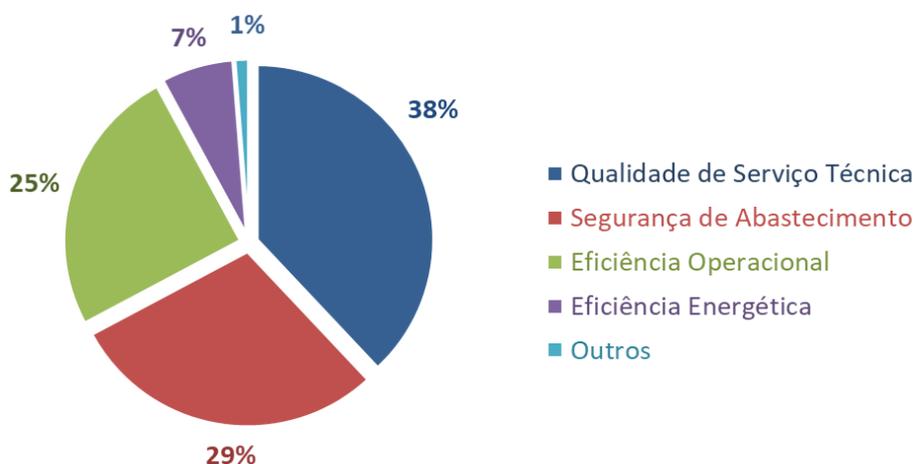


Figura 24 : Contributo do investimento para os vetores estratégicos

9.2. PRINCIPAIS INVESTIMENTOS

Nos pontos seguintes, apresenta-se a caracterização e justificação dos principais investimentos do Plano, em curso ou previstos iniciar no período de 2022 a 2024, ao nível das redes de transporte e distribuição AT e MT das diversas ilhas da RAA.

9.2.1. PRINCIPAIS INVESTIMENTOS NA ILHA DE SANTA MARIA

A ilha de Santa Maria é a ilha localizada mais a oriente e mais a sul no arquipélago, sendo a que apresenta maiores níveis de radiação solar e a menos fustigada pelas tempestades que passam pela Região, em termos de níveis de precipitação e de valores velocidade do vento. Esta ilha possui atualmente três centros eletroprodutores: a Central Termoelétrica do Aeroporto, o Parque Eólico do Figueiral e o Parque Fotovoltaico do Aeroporto (que entrou em serviço em 2021). É a única ilha em que, por razões históricas, toda a rede de distribuição MT é explorada a 10 kV¹. Em todas as outras ilhas, com exceção de São Miguel, as redes de distribuição são exploradas a 15 kV. Esta ilha,

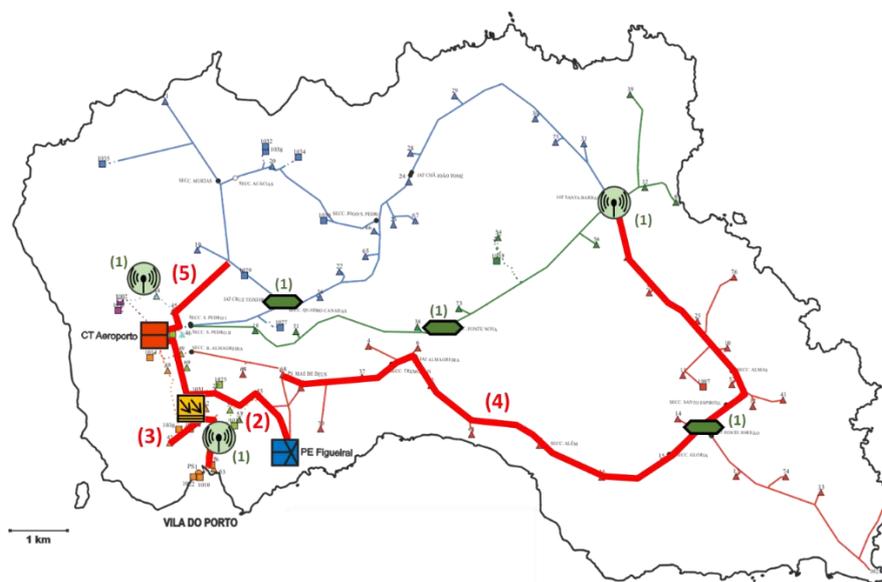


Figura 25: Principais investimentos previstos ao nível da rede MT da ilha de Santa Maria

INVESTIMENTOS QUE TRANSITAM PARA 2022-2024

(1) Montagem de Teleinterruptores e de Sistemas de Teleação na Rede MT

Estes investimentos têm como objetivo otimizar as condições de exploração, através da instalação de equipamentos de corte telecomandados, que permitirão a deteção e isolamento de avarias em troços de linha mais curtos, reduzindo-se deste modo por cada ocorrência o tempo em manobras para a identificação da localização das mesmas, bem como o número de clientes abrangidos pelo troço indisponível.

¹ Para além desta ilha, apenas São Miguel possui o nível de 10kV, e ao nível de redes de distribuição subterrâneas que abastecem centros urbanos (com uma pequena exceção, na rede das Sete Cidades).

Estes investimentos tiveram início em 2018 e estão previstos terminar em 2022, com um valor total de cerca de 427 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 55 m€, correspondente à fase de conclusão destes investimentos em 2022.

Pretende-se com estes investimentos otimizar as condições de exploração, e permitir a deteção e isolamento de avarias em troços de linhas mais curtos, com benefícios ao nível dos indicadores de continuidade de serviço.

(2) Interligação MT da Subestação do Aeroporto ao Parque Eólico do Figueiral

Atualmente, o Parque Eólico do Figueiral de Santa Maria, e o do Pico da Urze de São Jorge, são os únicos centros eletroprodutores com mais de 1 MW de potência instalada, que se encontram ligados diretamente a redes de distribuição. Com este investimento pretende-se que este centro produtor renovável passe a ligar diretamente num ponto mais estável como o barramento de 10 kV da Subestação do Aeroporto, e que seja estabelecida uma ligação por fibra ótica entre esta instalação e o centro de despacho local da ilha.

Este investimento teve início em 2018 e está previsto terminar em 2022, com um valor total de cerca de 344 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 130 m€ para o ano de 2022.

Pretende-se com este investimento mitigar as oscilações de tensão provocadas pela intermitência do recurso eólico nos PT's da linha onde atualmente se encontra ligado o parque eólico e permitir incluir esta linha no plano de deslastes da ilha de Santa Maria, contribuindo para a garantia da estabilidade do sistema elétrico.

(3) Reconfiguração da Rede MT da Birmânia (2ª Fase)

Este investimento prevê a passagem dos últimos troços de rede aérea MT na zona da Birmânia, em Vila do Porto, para subterrânea, com vista a um aumento da resiliência desta rede que alimenta a zona urbana da ilha.

Este investimento teve início em 2020 e está previsto terminar em 2022, com um valor total de cerca de 476 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 250 m€ para o ano de 2022.

Pretende-se com este investimento otimizar as condições de exploração e melhorar a continuidade de serviço.

(4) Remodelação da Linha Mestra e Ramais da Linha Aeroporto - Santa Bárbara 1

Este investimento prevê a remodelação da linha mestra da Linha Aeroporto - Santa Bárbara 1, no troço entre o PS 68 (Mãe de Deus) e o PS7 (Santa Bárbara), atualmente constituída maioritariamente por condutores de cobre nu com secção de 25 mm², com a utilização de

condutores de cobre nu com secção de 50 mm². Prevê ainda a remodelação de dois ramais desta Linha (ramais para os PT's 11 e 1007), com a utilização de condutores de 25 mm².

Este investimento tem início em 2021 e está previsto terminar em 2025, com um valor total de cerca de 920 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 481 m€ para o efeito.

Pretende-se com este investimento dar continuidade à renovação de ativos, dotando esta linha de condições mecânicas e elétricas adequadas a uma boa exploração, tanto em configuração normal, como em situação de recurso às linhas Aeroporto - Santa Bárbara 2 e Aeroporto - Santa Bárbara 3.

INVESTIMENTOS COM INÍCIO EM 2022-2024

(5) Construção de Linha Aeroporto – São Pedro (troço SEAR – PT 1029)

Com este investimento pretende-se criar uma nova saída da Subestação do Aeroporto para alimentar as cargas do ramal para os Anjos, que se desenvolve a partir do troço inicial da Linha Aeroporto - Santa Bárbara 2.

Este investimento terá início em 2024 e está previsto que termine em 2026, com um valor total de cerca de 100 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 6 m€ para o ano de 2024.

Com esta intervenção pretende-se sobretudo repartir as cargas da ilha por mais uma saída, de modo a melhorar os índices de continuidade de serviço das cargas alimentadas pela atual Linha Aeroporto - Santa Bárbara 2.

9.2.2. PRINCIPAIS INVESTIMENTOS NA ILHA DE SÃO MIGUEL

A ilha de São Miguel é a maior ilha dos Açores, a que possui um maior número de habitantes, e na qual o consumo de energia elétrica representa cerca de 55% do valor total da Região. Possui atualmente diversos centros eletroprodutores: a Central Termoelétrica do Caldeirão, as Centrais Geotérmicas da Ribeira Grande e do Pico Vermelho, sete centrais Hídricas a fio de água, o Parque Eólico dos Graminhais, e a Central de Valorização Energética de Biogás de Aterro Sanitário. Devido à dimensão da ilha, possui uma rede de transporte a 60 kV que interliga três centrais e oito subestações, cinco das quais localizadas nas proximidades das três cidades. As redes de distribuição nos centros urbanos das cidades e da vila mais povoada possuem tipologia subterrânea, emalhada, e são exploradas com o nível de tensão de 10 kV. As redes de distribuição mais extensas, maioritariamente aéreas, que alimentam as restantes cargas da ilha, são exploradas a 30 kV.



Figura 26: Principais investimentos previstos ao nível da rede MT da ilha de São Miguel

INVESTIMENTOS QUE TRANSITAM PARA 2022-2024

(1) Remodelação da Subestação de Ponta Delgada (60/10kV)

Este investimento visa a criação de um barramento de Alta Tensão (60 kV) na Subestação de Ponta Delgada (SEPD), que permita: a ligação da Linha de Transporte Aeroporto - Ponta Delgada, que criará um novo anel na rede de transporte AT de 60 kV; a ligação direta entre as Subestações de São Roque e Ponta Delgada; a individualização das proteções das Linhas de Transporte Ponta Delgada - Milhafres e dos transformadores de potência 60/10kV - 20 MVA da SEPD.

Ao nível da Média Tensão (10kV), prevê: a remodelação do Quadro de Média Tensão (10 kV), em exploração há cerca de 40 anos, e dos sistemas de corrente contínua, comando, proteção e controlo, com mais de 15 anos; a alteração da sua localização e da respetiva galeria de cabos, que

atualmente ocupam espaços contíguos a locais de trabalho (gabinetes técnicos e administrativos), condicionando a utilização dos mesmos.

Este investimento teve início em 2015 e está previsto terminar em 2022, com um valor total de cerca de 5.855 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 200 m€, correspondente à fase de conclusão deste investimento em 2022.

Pretende-se, com este investimento, melhorar as condições de segurança e de exploração da instalação e atribuir uma maior fiabilidade às subestações que se encontram atualmente ligadas em antena: Subestação de Ponta Delgada e Subestação do Aeroporto.

(2) Rede MT 10kV da Cidade de Ponta Delgada

Estes investimentos têm como objetivo melhorar as condições de exploração da rede de distribuição de energia MT a 10kV ao maior centro urbano dos Açores, classificado em termos de qualidade de serviço como Zona A.

No âmbito deste projeto, prevêem-se as seguintes intervenções: desdobramento do alimentador AE2 e reconfiguração de alguns troços; reconfiguração dos troços iniciais das atuais saídas para o novo Centro de Distribuição de 10kV, no âmbito da remodelação da Subestação de Ponta Delgada; substituição de cabo antigo nos seguintes troços principais: PT 283 – PS 1257 – PT 67; substituição de cabos antigos que atualmente alimentam em antena alguns PT's da rede subterrânea 10 kV de Ponta Delgada. Nestas ações serão aproveitadas algumas infraestruturas básicas ao nível de tubagem e caixas de visita já estabelecidas nas fases anteriores.

Está ainda prevista a montagem de uma cela MT 10 kV na Subestação do Aeroporto para ligação de uma nova saída para a rede subterrânea de Ponta Delgada, e sua integração no respetivo Sistema de Proteção, Comando e Controlo.

Estes investimentos tiveram início entre 2016 e 2020 e estão previstos terminar em 2022, com um valor total de cerca de 1.804 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 130 m€, correspondente à fase de conclusão destes investimentos em 2022.

Pretende-se, com estes investimentos, conferir uma maior operacionalidade e maior fiabilidade à rede que alimenta o maior centro urbano da Região.

(3) Rede MT 30 kV da Subestação do Aeroporto

Estes investimentos têm como objetivo melhorar as condições de exploração da rede de distribuição MT a 30kV da zona urbana da freguesia dos Arrifes, com uma elevada densidade populacional, classificado em termos de qualidade de serviço como Zona B.

No âmbito deste projeto, prevêem-se as seguintes intervenções:

Estabelecimento de duas saídas MT 30 kV, a partir do futuro quadro MT 30 kV da Subestação do Aeroporto (SEAE), com o objetivo de interligar parte da rede MT atualmente alimentada a partir da Subestação dos Milhafres (SEMF): estabelecimento de um troço subterrâneo, ao longo da estrada

regional, desde a SEAE até ao ponto onde termina o ramal que alimenta o PTC 1424 - Auto Walter Medeiros; estabelecimento de um troço subterrâneo, ao longo da estrada regional, desde a SEAE até ao PTD 463; remodelação do atual ramal MT que alimenta o PTC 1424 e ainda de parte da linha da Covoada entre o PTD 61 e o IAT Covoada, constituídos por condutor de Cu 25 mm².

Remodelação da Linha MT 30 kV Milhafres - Covoada, a jusante do PTD 76, constituindo-se as seguintes saídas subterrâneas 30 kV com origem naquela subestação: saída poente, ao longo da estrada regional, que alimentará os PT's ao longo da Rua dos Valados, Rua Cardeal Humberto Medeiros e no sentido descendente pela Rua da Piedade, até ao PTD 76; saída norte, ao longo da Avenida João Paulo II, Rua da Saúde, Travessa da Piedade, Rua da Grotinha para alimentar o novo PT da Grotinha e PT 1198 e percurso inverso até ao PTD 76.

Construção de uma interligação subterrânea entre o PTD 76 e o PTD 75, e remodelação do PT 75, com instalação de celas MT 30 kV preparadas para receber teleação. Este PT constituirá um ponto de interligação da Linha Milhafres - Remédios à rede subterrânea de 30 kV com origem na SEAE. Em situação normal, com o inter-barras aberto, este PT será alimentado a partir da rede subterrânea com origem na SEAE.

Estes investimentos tiveram início entre 2017 e 2021 e estão previstos terminar até 2023, com um valor total de cerca de 2.589 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 861 m€ para o efeito.

Pretende-se, com estes investimentos, criar recurso inter-subestações, e melhorar as condições de operação e de exploração da rede.

(4) Montagem de Sistemas de Teleação na Rede Subterrânea MT (1.ª Fase)

Este investimento prevê a instalação de equipamentos de corte telecomandados em diversos PT e PS, e sua integração no sistema de comando e controlo, com o objetivo otimizar as condições de exploração das redes subterrâneas MT.

Este investimento teve início em 2018 e está previsto terminar em 2022, com um valor total de cerca de 628 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 500 m€, correspondente à fase de conclusão deste investimento em 2022.

Pretende-se, com este investimento, reduzir o tempo de execução de manobras nas redes, permitindo a deteção e isolamento de avarias, e a reconfiguração da rede, de forma mais célere.

(5) Construção do Posto de Seccionamento do Pico Vermelho (60kV)

Pretende-se que a Central Geotérmica do Pico Vermelho (CGPV) seja integrada no anel que está a ser estabelecido ao nível da rede de transporte AT 60 kV, de modo a aumentar a fiabilidade da sua ligação, e a mitigar o impacto neste centro eletroprodutor dos eventos que ocorrem ao nível da rede MT 30kV.

O facto da CGPV estar ligada no barramento de 30 kV da SEFO, conjuntamente com linhas de distribuição MT, tem provocado constrangimentos tanto àquele centro produtor como ao próprio sistema elétrico da ilha de São Miguel. Os eventos que ocorrem ao nível das linhas de distribuição MT têm impacto na central geotérmica, provocando por vezes a saída de paralelo daquela central, com impacto ao nível da qualidade de serviço e colocando em risco a estabilidade do sistema elétrico.

Este investimento prevê a criação das condições necessárias para a integração da CGPV no anel que está a ser estabelecido ao nível da rede de transporte AT 60 kV.

Este investimento teve início em 2018 e está previsto terminar em 2023, com um valor total de cerca de 1.471 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 1.370 m€ para o efeito.

Pretende-se, com este investimento, melhorar a qualidade de serviço da rede e a fiabilidade da ligação dos maiores centros produtores da ilha.

(6) Introdução de um andar de 30kV na Subestação do Aeroporto

Pretende-se que sejam criadas condições, na Subestação do Aeroporto, para o estabelecimento de três saídas para a rede MT de 30 kV existente nas proximidades desta subestação, com o objetivo de permitir repartir a carga da atual linha Milhafres-Covoada e contribuir no recurso à Subestação dos Milhafres.

Para o efeito, estão previstas as seguintes ações na Subestação do Aeroporto: montagem de um Quadro de Média Tensão a 30 kV, e integração no respetivo Sistema de Proteção, Comando e Controlo; instalação de painel para proteção no lado dos 60 kV da futura unidade de transformação, e sua integração no respetivo Sistema de Proteção, Comando e Controlo; instalação de uma unidade de transformação de 12,5 MVA - 60/30 kV.

Estes investimentos tiveram início em 2020 e estão previstos terminar em 2022, com um valor total de cerca de 1.338 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 170 m€, correspondente à fase de conclusão destes investimentos em 2022.

Pretende-se, com estes investimentos, permitir que a Subestação do Aeroporto colabore na alimentação da rede de 30kV dos Arrifes, e que contribua no recurso à Subestação dos Milhafres.

(7) Rede MT 10 kV da Ribeira Grande

A rede subterrânea da Ribeira Grande possui estrangulamentos ao nível da secção, em troços pertencentes a dois dos seus alimentadores, constituídos por cabos tripolares enterrados diretamente no solo, um dos quais responsável pela alimentação da instalação com maior consumo de energia elétrica da ilha de São Miguel.

No âmbito deste projeto, prevêem-se as seguintes intervenções:

Remodelação de troços dos alimentadores de 10 kV da cidade da Ribeira Grande: entre a SEFO e o PS 1385, e entre o PS 1452 e o PS 1057, do alimentador Ribeira Grande 2; entre a SEFO e o PTD 19 do alimentador Ribeira Grande 3.

Criação de um alimentador, entre a SEFO e o PS 1057, de forma a permitir retirar uma parte considerável da carga do alimentador Ribeira Grande 2, e a repartir as cargas dos atuais Ribeira Grande 2 e Ribeira Grande 3.

Ligação do PTD 316 em anel, no troço compreendido entre os PTD's 16 e 81.

Estes investimentos tiveram início entre 2020 e 2021 e estão previstos terminar até 2024, com um valor total de cerca de 783 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 678 m€ para o efeito.

Pretende-se, com estes investimentos, melhorar as condições de segurança e de exploração da rede, reduzir a taxa de avarias e os tempos de indisponibilidade.

(8) Substituição do Pannel AT e Transformadores de Potência 2X5MVA 60/10kV na Subestação dos Foros

Este investimento prevê a instalação de uma nova unidade de transformação 10 MVA - 60/10 kV na Subestação dos Foros (SEFO), em substituição das duas unidades de 5 MVA existentes, e a substituição do pannel de proteção do lado dos 60 kV das referidas unidades.

As duas unidades de 5 MVA constituem o TP2 e têm proteções comuns nos lados dos 60 e 10kV, respetivamente. Dada a sua longevidade apresentam sinais de degradação ao nível dos radiadores. Além disso, e ao contrário da unidade de 10 MVA que constitui o TP1, não têm regulação em carga.

Este investimento teve início em 2021 e está previsto terminar em 2022, com um valor total de cerca de 550m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 400 m€, correspondente à fase de conclusão deste investimento em 2022.

Pretende-se, com este investimento, melhorar as condições de exploração, e introduzir a possibilidade de regulação da tensão no barramento de 10 kV desta subestação.

(9) Construção de Saída MT 10kV da Subestação da Lagoa

Estabelecimento de uma nova saída com vista ao desdobramento do alimentador Lagoa 1, onde se encontram ligadas em fim de linha as cargas afetas ao Tecno Parque da Lagoa, na zona limite dos alimentadores Lagoa 1 e Lagoa 2, onde se perspetivam maiores crescimentos de consumo.

Este investimento teve início em 2021 e está previsto terminar em 2022, com um valor total de cerca de 255 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 153 m€, correspondente à fase de conclusão deste investimento em 2022.

Pretende-se, com este investimento, garantir uma maior fiabilidade na alimentação.

INVESTIMENTOS COM INÍCIO EM 2022-2024

(10) Montagem de Sistemas de Teleação na Rede Subterrânea MT (2.^a Fase)

Este investimento prevê a instalação de equipamentos de corte telecomandados em diversos PT e PS, e sua integração no sistema de comando e controlo, com o objetivo otimizar as condições de exploração das redes subterrâneas MT.

Este investimento terá início em 2022 e está previsto que termine em 2023, com um valor total de cerca de 530 m€, previsto no plano 2022-2024.

Pretende-se, com este investimento, reduzir o tempo de execução de manobras nas redes, permitindo a deteção e isolamento de avarias, e a reconfiguração da rede, de forma mais célere.

(11) Ampliação da Subestação do Caldeirão (60/30kV)

Este investimento tem como objetivo a execução de trabalhos destinados à instalação de uma segunda unidade de transformação de 12,5 MVA - 60/30 kV na Subestação do Caldeirão (SECL) e à ligação do Sistema de Armazenamento ao barramento de 60 kV desta subestação.

Para o efeito, estão previstas as seguintes ações: transferência do TP4 de 12,5 MVA - 60/30 kV da Subestação da Lagoa (SELG) para a SECL; fornecimento e montagem de um painel de 60 kV de proteção ao TP2, com integração no Sistema de Proteção Comando e Controlo (SPCC); fornecimento e montagem de dois painéis de 60 kV, para ligação dos cabos de chegada do Sistema de Armazenamento, com integração no SPCC; fornecimento e montagem de cabos de LXHIOLÉ 630 mm², para interligação do Sistema de Armazenamento ao barramento de 60 kV da SECL.

Este investimento terá início em 2022 e está previsto que termine em 2023, com um valor total de cerca de 2.000 m€, previsto no plano 2022-2024.

Pretende-se, com este investimento, melhorar a continuidade de serviço, a operação da rede e o recurso inter-subestações.

(12) Substituição do TP3 12,5MVA - 60/30kV da Subestação dos Foros

A longevidade da atual unidade de transformação de 12,5 MVA - 60/30 kV (TP3) da Subestação dos Foros (SEFO), e algumas condições de exploração mais exigentes, afetaram o índice de saúde desta unidade, que não possui redundância nesta subestação. Este investimento tem como objetivo a substituição da unidade existente por uma nova.

Prevê-se a reabilitação da unidade substituída e sua posterior montagem na Subestação de Ponta Garça (SEPG), como unidade redundante.

Este investimento terá início em 2022 e está previsto que termine em 2023, com um valor total de cerca de 400 m€, previsto no plano 2022-2024.

Pretende-se, com este investimento, salvaguardar a segurança de abastecimento.

(13) Remodelação 10/30kV da Rede Subterrânea das Sete Cidades

Este investimento tem como objetivo a eliminação do nível de tensão de 10 kV na rede subterrânea da freguesia das Sete Cidades.

A Subestação das Sete Cidades (SESC) é uma infraestrutura simplificada instalada no interior do PTD 201, não se justificando investimentos nesta infraestrutura, quer para ampliação, criação de redundância, ou alteração de regime de neutro.

A rede de 10 kV das Sete Cidades é uma rede antiga, constituída na sua maioria por cabos com isolamento a óleo, diretamente enterrados no solo, que tem vindo a ser explorada com neutro isolado. Com a sua remodelação, e passagem para o nível de tensão de 30 kV, melhorar-se-ão as suas condições de exploração e de segurança (passará para um regime de neutro impedante).

Prevê-se, nesta remodelação, a criação de uma rede em anel, com cabos estabelecidos no mesmo trajeto (ida e volta).

Este investimento terá início em 2022 e está previsto que termine em 2024, com um valor total de cerca de 325 m€, previsto no plano 2022-2024.

Pretende-se, com este investimento, melhorar as condições de segurança e de exploração da rede.

(14) Construção do Posto de Seccionamento da Conceição (60kV)

Este investimento tem como objetivo a construção de um Posto de Seccionamento AT, para separar a rede de transporte das instalações AT da Central Geotérmica da Ribeira Grande.

Este investimento terá início em 2023 e está previsto que termine em 2025, com um valor total de cerca de 3.000 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 1.000 m€ nos anos de 2023 e 2024.

Pretende-se, com este investimento, melhorar as condições de exploração da rede.

(15) Remodelação da Linha AT Lagoa-Foros - Avifauna

A Linha de Transporte AT 60 kV Lagoa - Foros (SELG-SEFO), é constituída por apoios de betão e maioritariamente por armações de suspensão do tipo TG. Este tipo de armação metálica tem um formato em "Y", com duas fases dispostas no mesmo plano vertical, favorecendo a ocorrência de disparos desta linha com relativa frequência, motivados pela presença de aves de médio/grande porte.

Esta intervenção prevê a substituição integral destas armações, com utilização de armações mais adequadas às funções de suspensão e amarração, e a substituição de alguns dos apoios existentes, para que possam ser realizadas estas ações.

Este investimento terá início em 2023 e está previsto que termine em 2025, com um valor total de cerca de 175 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 92 m€ nos anos de 2023 e 2024.

Pretende-se, com este investimento, melhorar a qualidade de serviço, através da redução do número de interrupções devido a disparos na rede de transporte.

(16) Remodelação da Linha AT 60kV Milhafres-São Roque

Remodelação da linha de transporte de 60 kV Milhafres-São Roque, com a substituição do condutor de Cu 95 mm² para Cu 185 mm². Prevê-se a separação das Linhas Caldeirão-São Roque e Milhafres-São Roque, na parcela em que estão estabelecidas sobre apoios comuns, parte da qual por meio de infraestruturas subterrâneas, na zona que possui diversas construções habitacionais na proximidade da Subestação de São Roque.

Estão previstos apoios constituídos por torres metálicas, e o estabelecimento de um cabo de fibra ótica para comunicações. Este investimento terá início em 2023 e está previsto que termine em 2025, com um valor total de cerca de 1.010 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 438 m€ nos anos de 2023 e 2024.

Pretende-se, com este investimento, aumentar a capacidade de transporte de energia da atual linha, e eliminar constrangimentos derivados de indisponibilidades da linha dupla Caldeirão-Milhafres e Caldeirão-Aeroporto.

(17) Montagem do 2º TP 12,5 MVA - 60/30kV na Subestação de Ponta Garça

Instalação de uma segunda unidade de transformação de 12,5 MVA - 60/30 kV na Subestação de Ponta Garça (SEPG), por transferência da Subestação dos Foros SEFO após reabilitação, para criar redundância nesta subestação.

Este investimento terá início em 2023 e está previsto que termine em 2024, com um valor total de cerca de 150 m€, previsto no plano 2022-2024.

Pretende-se, com este investimento, melhorar a continuidade de serviço desta subestação e permitir o recurso a outras subestações.

(18) Remodelação do Quadro MT de 10kV SPCC e SACC da Subestação de Vila Franca

Este investimento visa melhorar as condições de operacionalidade ao nível do Quadro MT de 10 kV da Subestação de Vila Franca (SEVF), bem como garantir a fiabilidade do sistema de proteções, comando e controlo desta instalação, cujos equipamentos estão a chegar ao fim de vida útil, e

dotar a instalação com um sistema de comando e controlo de tecnologia idêntica às restantes instalações desta natureza.

Compreende as seguintes ações: substituição do atual QMT de 10 kV (de distribuição secundária), por um quadro de distribuição primária; substituição do atual sistema de alimentação de corrente contínua, alimentador e baterias, com beneficiação do respetivo quadro geral SACC (Serviços Auxiliares Corrente Contínua); substituição da atual unidade remota por sistema de comando e controlo local; substituição das atuais unidades de proteção por unidades de tecnologia recente.

Este investimento terá início em 2023 e está previsto que termine em 2025, com um valor total de cerca de 450 m€, previsto no plano 2022-24.

Pretende-se, com este investimento, melhorar as condições de segurança e de exploração da instalação, bem como a funcionalidade e a fiabilidade dos sistemas de proteção.

(19) Fornecimento e Montagem de TP 10 MVA - 60/10kV na Subestação de São Roque

Instalação de uma unidade de transformação 10 MVA - 60/10 kV na Subestação de São Roque (SESR), para voltar a conferir redundância ao nível de unidades de transformação. A unidade de transformação (TP2) desta SE, foi transferida para a Subestação da Lagoa (SELG), por necessidade de garantia de potência.

Este investimento terá início em 2024 e está previsto que termine em 2025, com um valor total de cerca de 200 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 40 m€ no ano de 2024.

Pretende-se, com este investimento, repor o recurso (n-1) ao nível das unidades de transformação desta SE.

(20) Rede MT 10 kV da Lagoa e sua Interligação

Estes investimentos preveem, sobretudo, o aumento da segurança de abastecimento da rede de distribuição MT a 10 kV da cidade da Lagoa.

Um dos investimentos prevê a reconfiguração da rede MT da Lagoa, tirando partido do novo alimentador destinado a abastecer as cargas afetas ao Tecno Parque da Lagoa (Lagoa 4). Pretende-se com o mesmo equilibrar as cargas afetas à rede de 10 kV da Lagoa, e melhorar a sua disponibilidade para efetuar recurso entre os alimentadores Lagoa 1 (LG 1), Lagoa 2 (LG 2), Lagoa 3 (LG 3), Lagoa 4 (LG 4) e São Roque 2 (SR 2).

O outro investimento prevê a construção de um alimentador entre a Subestação de São Roque (SESR) e o PTD 377, para desdobramento do alimentador São Roque 2 (SR 2). Pretende-se com este investimento: repartir as cargas afetas ao alimentador São Roque 2 (SR 2), que alimenta em fim de linha o PT das instalações industriais da Prolacto; melhorar a disponibilidade para efetuar recurso com o alimentador Lagoa 1 (LG 1); melhorar a capacidade de recurso através da rede MT entre as

subestações de São Roque e Lagoa, atualmente limitado, e desta forma facilitar o socorro ao barramento de 10 kV da subestação da Lagoa.

Estes investimentos terão início em 2024 e está previsto que terminem em 2026, com um valor total de cerca de 470 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 26 m€ no ano de 2024.

Pretende-se, com estes investimentos, conferir uma maior operacionalidade e maior fiabilidade à rede.

Pretende-se com esta intervenção dotar a infraestrutura com as condições mecânicas e elétricas adequadas, bem como melhorar a capacidade de recurso inter-subestações através da rede de distribuição MT 15 kV.

Este investimento teve início em 2015 e está previsto terminar em 2023, com um valor total de cerca de 1.326 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 400 m€ para o efeito.

Pretende-se, com este investimento, melhorar as condições de exploração da rede.

(2) Remodelação da Rede Subterrânea 15kV da Cidade de Angra do Heroísmo (3.ª Fase)

Este investimento prevê a substituição de cabos (PHCAJ) da rede de distribuição subterrânea a 15kV da cidade de Angra do Heroísmo, que apresenta uma natural depreciação das suas características elétricas e mecânicas, que limitam as condições de exploração da rede do maior centro urbano da ilha Terceira, classificado como Zona A em termos de qualidade de serviço. Prevê ainda a reconfiguração de alguns alimentadores no sentido de melhorar as condições de operação da rede.

Este investimento teve início em 2017 e está previsto terminar em 2023, com um valor total de cerca de 1.546 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 700 m€ para o efeito.

Pretende-se, com este investimento, conferir uma maior operacionalidade e maior fiabilidade à rede.

(3) Remodelação da Linha 30kV Praia da Vitória - Lajes (Avifauna)

Na Linha de Transporte Praia da Vitória - Lajes (SEPV-SELJ) têm ocorrido vários disparos, tendo como causa frequente a oscilação mecânica das linhas provocada pelo levantar/pousar de aves. O facto de os condutores atuais serem constituídos por liga de alumínio, propicia uma maior oscilação mecânica, que resulta numa aproximação das fases. Esta aproximação de fases é mais acentuada nos vãos entre apoios com função de suspensão, devido à disposição dos condutores. Esta linha é responsável pela alimentação de duas subestações de distribuição e pela interligação da Central Geotérmica do Pico Alto ao restante sistema eletroprodutor da ilha Terceira. Atualmente, e em caso de indisponibilidade desta linha, não existe uma alternativa de recurso pela rede de transporte.

Esta intervenção prevê: a remodelação do troço aéreo da Linha de Transporte SEPV-SELJ, com a substituição dos atuais condutores de Aster 148 mm² por condutores de Cu 95 mm²; a alteração dos braços inferiores das armações GAL, por outros de maior comprimento, de modo a aumentar a distância entre condutores; a montagem de espirais em determinados pontos da linha; a substituição de alguns dos apoios existentes, para que possam ser realizadas as ações acima indicadas.

Este investimento teve início em 2019 e está previsto terminar em 2023, com um valor total de cerca de 341 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 155 m€ para o efeito.

Pretende-se, com este investimento, aumentar a fiabilidade do sistema, através da redução do número de interrupções devido a disparos na rede de transporte.

(4) Interligação MT 30 kV entre Subestação Vinha Brava e Central Geotérmica Pico Alto

Pretende-se estabelecer uma interligação MT 30 kV entre a Subestação da Vinha Brava e a Central Geotérmica do Pico Alto. Para o efeito estão previstos os seguintes investimentos:

Estabelecimento de uma linha de transporte a 30 kV entre a Subestação de Vinha Brava (SEBV) e o Posto de Corte e Seccionamento do Pico Alto (PSPA), com vista ao fecho de anel na rede de transporte 30 kV, entre Subestação Praia da Vitória (SEPV)- Subestação Lajes (SELJ)- Subestação Quatro Ribeiras (SEQR)-Posto Seccionamento Pico Alto (PSPA)- Subestação Vinha Brava (SEVB). Construção de um posto de corte e seccionamento de 30 kV, junto da Central Geotérmica do Pico Alto, com os seguintes objetivos: estabelecimento de um anel na rede de transporte 30 kV, entre as Subestações da Vinha Brava e Quatro Ribeiras, com ligação no novo PS da atual linha Quatro Ribeiras-Pico Alto e da futura Linha Vinha Brava-Pico Alto; integração da Central Geotérmica do Pico Alto no anel da rede de transporte, através de uma ligação neste novo posto de corte e seccionamento.

Estes investimentos tiveram início entre 2020 e 2021 e estão previstos terminar em 2023, com um valor total de cerca de 2.594 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 2.046 m€ para o efeito.

Pretende-se, com estes investimentos, melhorar a operacionalidade e fiabilidade da rede de transporte e conferir uma maior garantia de abastecimento a partir da Central Geotérmica do Pico Alto.

(5) Remodelação da Rede Subterrânea 15kV da Cidade da Praia da Vitória

A rede subterrânea da Praia da Vitória é constituída, na sua maioria, por cabos de alumínio com secção de 70 mm², diretamente enterrados no solo, e apresenta, em alguns troços, uma profundidade não regulamentar.

Pretende-se com esta ação eliminar estrangulamentos ao nível da secção dos cabos da rede de distribuição subterrânea de 15 kV da cidade da Praia da Vitória, regularizar situações de estabelecimento não regulamentar e criar as condições para a alimentação de uma parte desta rede a partir da subestação das Lajes, potenciando uma melhoria no recurso inter-subestações.

Este investimento teve início em 2020 e está previsto terminar em 2024, com um valor total de cerca de 951 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 746 m€ para o efeito.

Pretende-se, com este investimento, conferir uma maior operacionalidade e maior fiabilidade à rede.

INVESTIMENTOS COM INÍCIO EM 2022-2024

(6) Montagem TP 5 MVA - 30/15kV na Subestação das Lajes

A unidade de 1 MVA instalada na Subestação das Lajes (SELJ), suficiente para as necessidades de consumo do PTC 1047 (Lajes 03), atualmente com pontas da ordem dos 0,4 MVA, é insuficiente para alimentar as cargas das saídas já estabelecidas para a rede, bem como ajudar no recurso à Subestação da Praia da Vitória.

Este investimento prevê a instalação, na SELJ, de uma unidade de 5 MVA - 30/15 kV, por transferência da SE da Madalena do Pico.

Com a instalação desta unidade de transformação, de maior potência, poderá tirar-se proveito de investimentos já efetuados nesta infraestrutura, ao nível de saídas subterrâneas já estabelecidas, que atualmente constituem uma parte da Saída Praia da Vitória-Vila Nova. Será ainda possível, a médio prazo, e com o estabelecimento de uma nova saída, alimentar parte das cargas das linhas Praia da Vitória-Vila Nova e Praia da Vitória-Fontinhas.

Este investimento terá início em 2023 e está previsto terminar em 2024, com um valor total de cerca de 100 m€, previsto no plano 2022-24.

Pretende-se, com este investimento, melhorar a continuidade de serviço, a operação da rede e o recurso inter-subestações.

(7) Recurso entre as Subestações da Vinha Brava e Praia da Vitória pela Rede de Distribuição MT 15 kV

Pretende-se melhorar as condições de exploração das Linhas Vinha Brava – Fontinhas e Praia da Vitória – Fontinhas, permitindo uma exploração mais otimizada e facilitando o recurso. Para o efeito estão previstos os seguintes investimentos:

Construção do desdobramento da atual Linha MT 15 kV Vinha Brava - Fontinhas, no troço compreendido entre a Subestação da Vinha Brava e o IAT 2017 (Parque Industrial), de modo a permitir que as cargas do troço inicial da linha, que se encontram na freguesia de São Bento, classificada como Zona A de qualidade de serviço, possam ser alimentadas por uma linha com configuração restringida a essa zona geográfica. A construção deste troço vai permitir também que a linha Vinha Brava - Fontinhas possa ser explorada até ao IAT 2010 (Fontinhas), reduzindo o atual comprimento da linha Praia da Vitória - Fontinhas.

Remodelação para Cu 70 mm² de um troço de cerca de 1 km do ramal para o PT 253. Construção de um troço para interligação do ramal para o PT 253 com a linha mestra, nas proximidades do AMRA2030 (Baldio), incluindo desmontagem de cerca de 1,4 km de linha em Cu 70 mm², entre os apoios 50 e 67 da linha. A construção desta interligação vai permitir diminuir o comprimento da atual linha Praia da Vitória – Fontinhas, contribuindo para o recurso entre esta e a linha Vinha Brava - Fontinhas.

Estes investimentos terão início entre 2023 e 2024 e estão previstos terminar até 2026, com um valor total de cerca de 400 m€. No plano 2022-24 está previsto um valor de 150 m€ nos anos de 2023 e 2024.

Pretende-se, com estes investimentos, melhorar a fiabilidade na alimentação dos clientes e a estabilidade do sistema elétrico.

(8) Recurso entre as Subestações da Vinha Brava e Quatro Ribeiras pela Rede de Distribuição MT 15 kV

Pretende-se melhorar as condições de exploração das Linhas Vinha Brava – Doze Ribeiras e Quatro Ribeiras – Doze Ribeiras, permitindo uma exploração mais otimizada e facilitando o recurso. Para o efeito estão previstos os seguintes investimentos:

Remodelação para Cu 70 mm² do ramal para o PT 84. Construção de um troço aéreo entre a zona do PT 84 e a zona do PT 162 para reconfiguração das linhas Vinha Brava – Doze Ribeiras e Vinha Brava – São Mateus, nas zonas de São Bartolomeu, Cinco Ribeiras e Santa Bárbara, com o objetivo de repartir cargas entre estas duas linhas, otimizando a sua exploração. A construção deste troço vai permitir melhorar o recurso entre linhas e também o recurso entre as Subestações da Vinha Brava e das Quatro Ribeiras pela rede de distribuição MT 15 kV.

Construção do desdobramento da atual Linha MT 15 kV Quatro Ribeiras – Doze Ribeiras, com um novo troço compreendido entre a Subestação das Quatro Ribeiras e o PT 218, passando a constituir a linha Quatro Ribeiras – Doze Ribeiras. O troço Quatro Ribeiras – AM2149 (Lajinhas) passará a constituir a nova linha Quatro Ribeiras – Altares. A construção desta nova saída vai permitir retirar a carga inicial da atual linha Quatro Ribeiras – Doze Ribeiras, de modo a facilitar o recurso com a linha Vinha Brava – Doze Ribeiras.

Estes investimentos terão início entre 2023 e 2024 e estão previstos terminar até 2026, com um valor total de cerca de 700 m€. No plano 2022-24 está previsto um valor de 219 m€ nos anos de 2023 e 2024.

Pretende-se, com estes investimentos, melhorar a fiabilidade na alimentação dos clientes e a estabilidade do sistema elétrico.

(9) Rede MT na Zona de São Bento

Construção do desdobramento da atual Linha MT 15 kV Vinha Brava – Porto Judeu, no troço compreendido entre a Subestação da Vinha Brava e o apoio 13 da linha (junto ao AM2144 Grota do Vale), de modo a permitir que as cargas do troço inicial da linha, que se encontram na freguesia de São Bento, classificada em termos de qualidade de serviço como Zona A, possam ser alimentadas por uma linha com configuração restringida a essa zona geográfica. A construção deste troço vai permitir também que a linha Vinha Brava – Porto Judeu possa ser explorada com outra configuração, reduzindo o atual comprimento da linha Praia da Vitória – Porto Judeu.

Integração numa única saída dos troços iniciais das linhas Vinha Brava - Fontinhas e Vinha Brava - Porto Judeu, que alimentam os PT's localizados na Zona de Qualidade de Serviço A, passando a constituir uma linha com configuração restringida a essa zona geográfica. Este investimento prevê a construção de cerca de 1,2 km de rede subterrânea e a remodelação para Cu 70 mm² de cerca de 0,75 km de rede aérea.

Estes investimentos terão início em 2023 e estão previstos terminar em 2025, com um valor total de cerca de 360 m€. No plano 2022-24 está previsto um valor de 188 m€ nos anos de 2023 e 2024.

Pretende-se, com estes investimentos, melhorar a fiabilidade na alimentação dos clientes e a estabilidade do sistema elétrico.

(10) Construção Linha Lajes - São Brás

Este investimento prevê a construção de uma nova linha desde a Subestação das Lajes até ao PT 82, com inclusão de troços das Linhas Praia da Vitória – Vila Nova e Praia da Vitória – Fontinhas. A construção desta linha irá permitir dividir as cargas e reduzir os comprimentos das atuais linhas, e facilitar o recurso entre linhas contíguas.

Este investimento terá início em 2024 e está previsto terminar em 2026, com um valor total de cerca de 170 m€. No plano 2022-24 está previsto um valor de 9 m€ no ano de 2024.

Pretende-se, com este investimento, melhorar a fiabilidade na alimentação dos clientes e a estabilidade do sistema elétrico.

9.2.4. PRINCIPAIS INVESTIMENTOS NA ILHA GRACIOSA

A ilha Graciosa é a segunda ilha mais pequena do arquipélago, a seguir ao Corvo. É a menos montanhosa, pelo que apresenta níveis de precipitação mais reduzidos que as ilhas vizinhas. Esta ilha possui, ao nível do sistema eletroprodutor, para além da Central Termoelétrica da Graciosa, um Sistema Híbrido de Produção de Energia elétrica, pertencente a investidores privados, composto por um parque eólico, um parque fotovoltaico e uma central de baterias. O parque eólico e o parque fotovoltaico estão ligados, através de redes privadas, à central de baterias, a qual gere a energia injetada na rede pública em função da procura e do potencial de produção renovável. Este Sistema Híbrido encontra-se ligado à rede pública através de dois cabos que interligam a central de baterias e a central térmica. Estes dois cabos, explorados a 15 kV, compõem a rede de transporte da ilha Graciosa. A rede de distribuição MT, também explorada a 15 kV, desenvolve-se a partir da Central Termoelétrica da Graciosa.

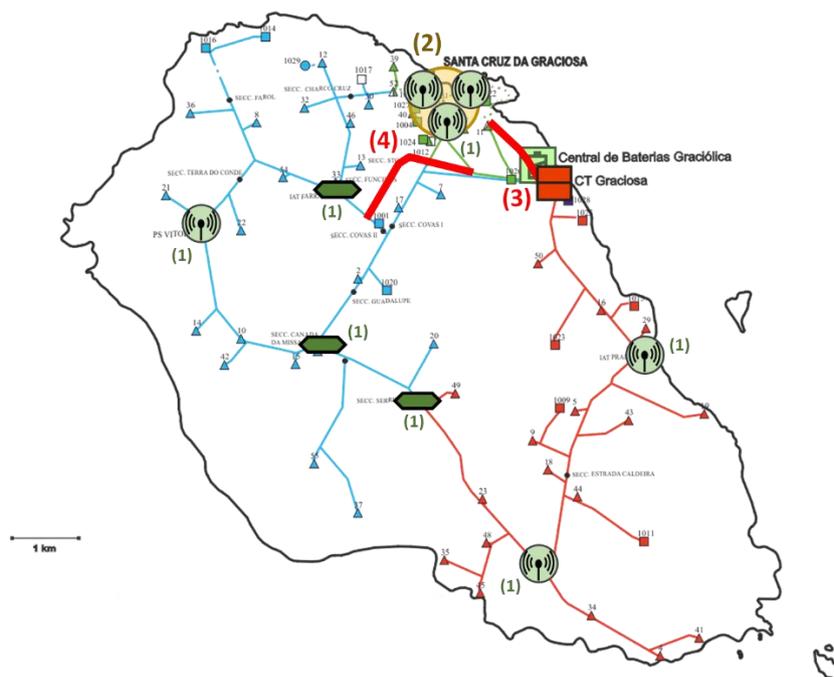


Figura 28: Principais investimentos previstos ao nível da rede MT da ilha Graciosa

INVESTIMENTOS QUE TRANSITAM PARA 2022-2024

(1) Montagem de Teleinterruptores e de Sistemas de Teleação na Rede MT

Este investimento tem como objetivo otimizar as condições de exploração, através da instalação de equipamentos de corte telecomandados, que permitirão a deteção e isolamento de avarias em treços de linha mais curtos, reduzindo-se deste modo por cada ocorrência o tempo em manobras para a identificação da localização das mesmas, bem como o número de clientes abrangidos pelo treço indisponível.

Este investimento teve início em 2018 e está previsto terminar em 2022, com um valor total de cerca de 539 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 30 m€, correspondente à fase de conclusão deste investimento em 2022.

Pretende-se, com estes investimentos, otimizar as condições de exploração e permitir a deteção e isolamento de avarias em troços de linhas mais curtos, com benefícios ao nível dos indicadores de continuidade de serviço.

(2) Remodelação da Rede MT Subterrânea do Centro da Vila de Santa Cruz

Remodelação da rede MT subterrânea do centro da Vila de Santa Cruz da Graciosa, constituída na sua maioria por cabos diretamente enterrados no solo, com tipos e secções diferentes, do tipo PHCAV 3x16 mm² e LXHIAV 3x35 mm². Pretende-se estabelecer tubagens e caixas de visita, com vista a uma reconfiguração criteriosa dos troços existentes, e novas ligações com cabos com a mesma secção dos troços subterrâneos mais recentes.

Este investimento teve início em 2018 e está previsto terminar em 2022, com um valor total de cerca de 344 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 130 m€ para o ano de 2022.

Pretende-se, com este investimento, dar continuidade à renovação de ativos, melhorando as condições de segurança e de exploração da rede.

INVESTIMENTOS COM INÍCIO EM 2022-2024

(3) Construção de Saída MT Subterrânea para a Vila de Santa Cruz

Construção de uma saída subterrânea, desde a CT Quitadouro até ao PT 11, com desmontagem do atual ramal aéreo que alimenta o referido PT, constituído por condutores de Cu 25 mm² e que apresenta apoios em mau estado. Esta nova saída permitirá alimentar por meio de um alimentador subterrâneo a totalidade dos PT's do centro da Vila de Santa Cruz.

Este investimento terá início em 2023 e está previsto que termine em 2024, com um valor total de cerca de 220 m€, previsto no plano 2022-24.

Pretende-se, com este investimento, através do aumento da resiliência da linha que alimenta a rede de Santa Cruz, garantir uma maior fiabilidade no fornecimento de energia elétrica a esta Vila. Por outro lado, pretende-se que, em conjunto com a obra de reconfiguração da Linha MT Quitadouro - Guadalupe 1, esta obra permita que a atual Saída Quitadouro – Santa Cruz 1 passe a alimentar uma parcela significativa da rede de distribuição aérea da ilha.

(4) Reconfiguração da Linha MT Quitadouro – Guadalupe 1

Reconfiguração das atuais Linhas MT 15 kV Quitadouro-Santa Cruz 1 e Quitadouro-Guadalupe 1, através da interligação do apoio n.º 9 da Linha Quitadouro-Santa Cruz 1 ao apoio n.º 3 do ramal para o PT 21 da Linha Quitadouro-Guadalupe 1.

Juntamente com a obra de criação de uma saída entre a Central Termoelétrica da Graciosa e o PT 11, a reconfiguração destas saídas vai permitir repartir a carga e a extensão das linhas aéreas Quitadouro-Guadalupe 1 e Quitadouro-Guadalupe 2 por três linhas e facilitar o recurso entre as linhas, reduzindo o impacto dos incidentes na rede aérea (mais sujeita a avarias).

Este investimento terá início em 2023 e está previsto que termine em 2024, com um valor total de cerca de 120 m€, previsto no plano 2022-24.

Pretende-se, com este investimento, repartir cargas por um maior número de linhas, de modo a melhorar a fiabilidade na alimentação dos clientes e a estabilidade do sistema elétrico.

9.2.5. PRINCIPAIS INVESTIMENTOS NA ILHA DE SÃO JORGE

A ilha de São Jorge é a segunda ilha mais comprida dos Açores, a seguir a São Miguel, a mais estreita, e a que apresenta um cordilheira montanhosa central. Esta ilha possui atualmente dois centros eletroprodutores: a Central Termoelétrica do Caminho Novo e o Parque Eólico do Pico da Urze. A rede de distribuição, explorada a 15 kV, desenvolve-se a partir da Central Termoelétrica do Caminho Novo. Esta rede é extensa, composta por poucas linhas², limitada em termos de capacidade de recurso, e com quedas de tensão consideráveis até à zona do Topo (zona sudeste da ilha).

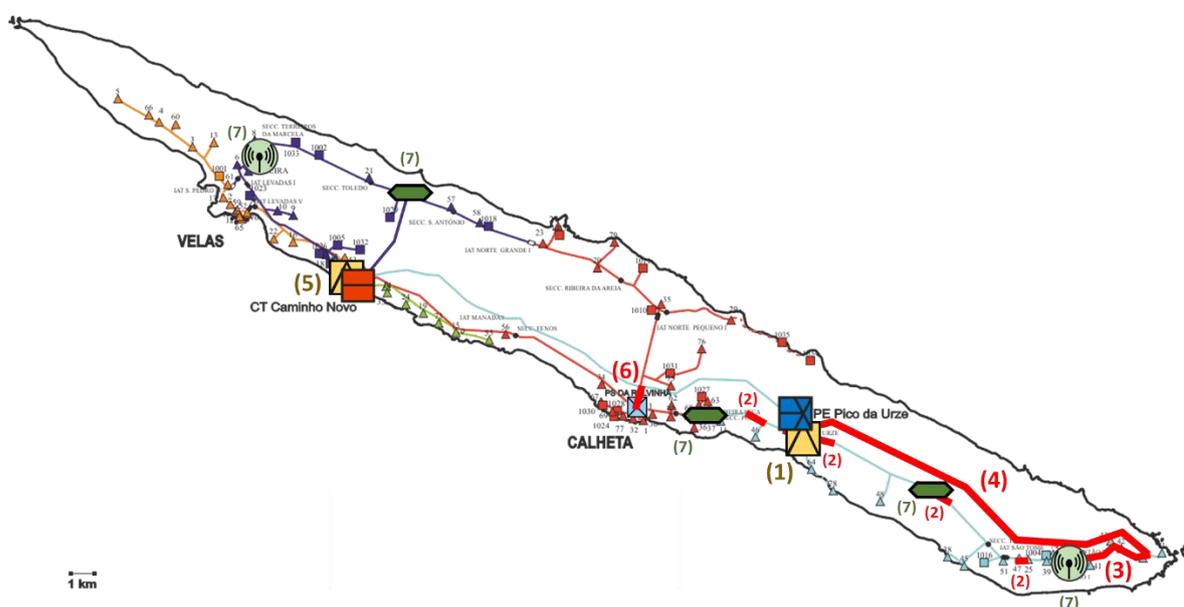


Figura 29: Principais investimentos previstos ao nível da rede MT da ilha de São Jorge

INVESTIMENTOS QUE TRANSITAM PARA 2022-2024

(1) Construção da Subestação da Urze

Construção de uma nova subestação na zona do Pico da Urze, com níveis de tensão de 30 e 15kV, para elevação do nível de tensão a que é explorada a Linha Caminho Novo – Urze (troço entre a central térmica e o ramal para o parque eólico), e futura ligação do Parque Eólico da Urze no nível de 30 kV.

Pretende-se com esta nova instalação:

- melhorar os diferentes padrões de qualidade de serviço do fornecimento de energia elétrica na zona oriental da Ilha de São Jorge, com a introdução de unidades de transformação com regulação automática de tensão;

² Entrou em serviço em 2020 uma nova linha, e outra está prevista entrar em serviço em 2021.

- permitir a deteção e isolamento de avarias em troços de linha mais curtos, com a implementação de proteções seletivas;
- possibilitar a injeção da produção do Parque Eólico do Pico da Urze no nível do transporte de 30 kV, mitigando o atual impacto ao nível de variações de tensão na rede de distribuição de 15 kV.

Este investimento teve início em 2017 (compra de parcela de terreno) e está previsto terminar em 2023, com um valor total de cerca de 1.857 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 1.800 m€ para este investimento.

Pretende-se, com este investimento, sobretudo melhorar a qualidade de serviço: reduzir as variações de tensão na Zona do Topo; reduzir as extensões das linhas de distribuição de modo a reduzir o impacto dos incidentes nas mesmas (número de clientes afetados, tempo de localização da avaria, cava de tensão provocada).

(2) Beneficiação de Troços MT da Linha Relvinha - Topo (Caminho Novo - Urze)

Na linha Relvinha-Topo, existem alguns vãos de grande extensão, estabelecidos sobre encostas onde ventos ascendentes atuam sobre os condutores provocando fortes oscilações, responsáveis por disparos intempestivos. Por outro lado, estes vãos dificultam as intervenções de manutenção e de reparação.

Prevê-se a alteração do traçado dos referidos troços, para zonas menos expostas e mais acessíveis. Uma vez que o PS da Urze se localiza na proximidade de um destes troços, prevê-se ainda, no âmbito desta obra, a sua ligação a este PS (entrada e saída), bem como a ligação dos PTD's 64 e 78 (Fajã dos Vimes e Fajã dos Bodes), através do desvio do ramal MT.

Este investimento teve início em 2020 e está previsto terminar em 2022, com um valor total de cerca de 211 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 65 m€ no ano de 2022.

Pretende-se, com este investimento, mitigar os disparos da linha Relvinha-Topo, que ocorrem sobretudo quando há vento forte do quadrante sul, bem como facilitar as ações de manutenção e reparação da rede MT, melhorando a continuidade de serviço.

(3) Beneficiação do Troços MT Santo Antão - Topo

Remodelação do troço de linha mestra entre os PTD's 40 e 44, constituído ainda por condutores de 25 mm², com reforço da secção para 50 mm².

Este investimento tem início em 2021 e está previsto terminar em 2022, com um valor total de cerca de 175 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 75,2 m€ no ano de 2022.

Pretende-se, com este investimento, mitigar os disparos na Linha Relvinha-Topo e melhorar os valores de tensão fim de linha.

(4) Construção da Linha Subestação da Urze - Topo

O troço da linha Relvinha-Topo, entre a zona da Urze, onde será construída uma subestação, e a Vila do Topo, tem uma extensão aproximada de 17 km, alimentando 17 PT's com uma potência total instalada de 2.890 kVA e uma ponta média anual total de cerca de 590 kW. Este troço encontra-se estabelecido numa zona de grande altitude, frequentemente sujeita a intempéries, com ventos fortes. Uma vez que a maioria da carga se encontra concentrada no extremo desta linha (últimos 7 km), existe dificuldade em repor parte da carga durante a reparação de avarias e de proceder a interrupções quando se efetuam ações de manutenção. Estes fatores têm impacto nos indicadores de qualidade de serviço.

Este investimento tem início em 2021 e está previsto terminar em 2024, com um valor total de cerca de 841 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 803 m€ para este investimento.

Pretende-se, com este investimento: constituir um recurso ao troço Urze-Topo, da linha Relvinha-Topo, que tem uma extensão aproximada de 17 km, dividir o trânsito de potência atualmente efetuado apenas por um troço de linha, melhorando os níveis de tensão na zona do Topo, e permitir que sejam efetuadas intervenções de manutenção sem comprometer o fornecimento de energia elétrica à zona do Topo.

INVESTIMENTOS COM INÍCIO EM 2022-2024

(5) Ampliação da Subestação do Caminho Novo

Ampliação da Subestação do Caminho Novo, com instalação de um quadro MT de 30 kV, com vista à alimentação a 30 kV da Linha Caminho Novo – Urze (troço entre a central térmica e o ramal para o parque eólico), e eventual ligação de um sistema de armazenamento de energia. Este investimento prevê a instalação de duas unidades de transformação de 5 MVA - 30/15 kV.

Este investimento terá início em 2022 e está previsto que termine em 2023, com um valor total de cerca de 1.500 m€, previsto no plano 2022-24.

Pretende-se, com este investimento, melhorar a qualidade de serviço técnica no fornecimento de energia elétrica na zona oriental da Ilha de São Jorge, ao permitir alimentar, através de uma linha de transporte a 30kV, a carga de uma subestação localizada a cerca de 21 km de distância da Central Termoelétrica do Caminho Novo.

(6) Remodelação da Linha Caminho Novo - Relvinha 1 entre o apoio 190 e o PS Relvinha

O Posto de Corte e Seccionamento da Relvinha é uma instalação importante na rede de distribuição MT da ilha de São Jorge, pois nela têm origem três linhas de distribuição. No entanto, tem havido dificuldade em assegurar as comunicações entre o centro de despacho da ilha de São Jorge, localizado na Central do Caminho Novo, e o PS da Relvinha, que têm falhado nos momentos

em que são mais críticas, quando ocorrem intempéries que provocam disparos das proteções das linhas.

Este investimento visa estabelecer uma ligação em cabo de fibra ótica entre a CTCN e o PSRL, com o objetivo de melhorar as comunicações entre as duas instalações, tirando partido do cabo de fibra ótica estabelecido na linha de guarda da nova Linha de Transporte CTCN-Urze. Compreende a remodelação de um troço da Linha Caminho Novo - Relvinha 1, entre o apoio 190, onde cruzará a nova Linha de Transporte CTCN - Urze, e o Posto de Corte e Seccionamento da Relvinha, com condutores de Cu 50 mm², e uma linha de guarda em cabo OPGW.

Este investimento terá início em 2022 e está previsto que termine em 2023, com um valor total de cerca de 70 m€, previsto no plano 2022-24.

Pretende-se, com este investimento, melhorar as comunicações entre a Central Termoelétrica do Caminho Novo e o Posto de Corte e Seccionamento da Relvinha.

(7) Montagem de Teleinterruptores e de Sistemas de Teleação na Rede MT

Este investimento tem como objetivo otimizar as condições de exploração, através da instalação de equipamentos adicionais de corte telecomandados, que permitirão a deteção e isolamento de avarias em troços de linha mais curtos, reduzindo-se deste modo, por cada ocorrência, o tempo em manobras para a identificação da localização das mesmas, bem como o número de clientes abrangidos pelo troço indisponível.

Este investimento terá início em 2024 e está previsto que termine em 2025, com um valor total de cerca de 480 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 80 m€, no ano de 2024.

Pretende-se, com estes investimentos, otimizar as condições de exploração e permitir a deteção e isolamento de avarias em troços de linhas mais curtos, com benefícios ao nível dos indicadores de continuidade de serviço.

9.2.6. PRINCIPAIS INVESTIMENTOS NA ILHA DO PICO

A ilha do Pico é a segunda mais extensa do arquipélago, a seguir a São Miguel, e é nesta ilha que se localiza o ponto mais alto de Portugal. Esta ilha possui atualmente dois centros eletroprodutores: a Central Termoelétrica do Pico e o Parque Eólico Terras do Canto. Devido à dimensão da ilha, possui uma rede de transporte a 30kV que interliga três subestações de 30/15kV, localizadas nas proximidades das três vilas, sedes dos concelhos. As redes de distribuição, exploradas a 15 kV, desenvolvem-se, a partir destas subestações, ao longo da zona costeira da ilha. As linhas de distribuição aéreas são extensas e possuem algumas limitações em termos de capacidade de recurso.

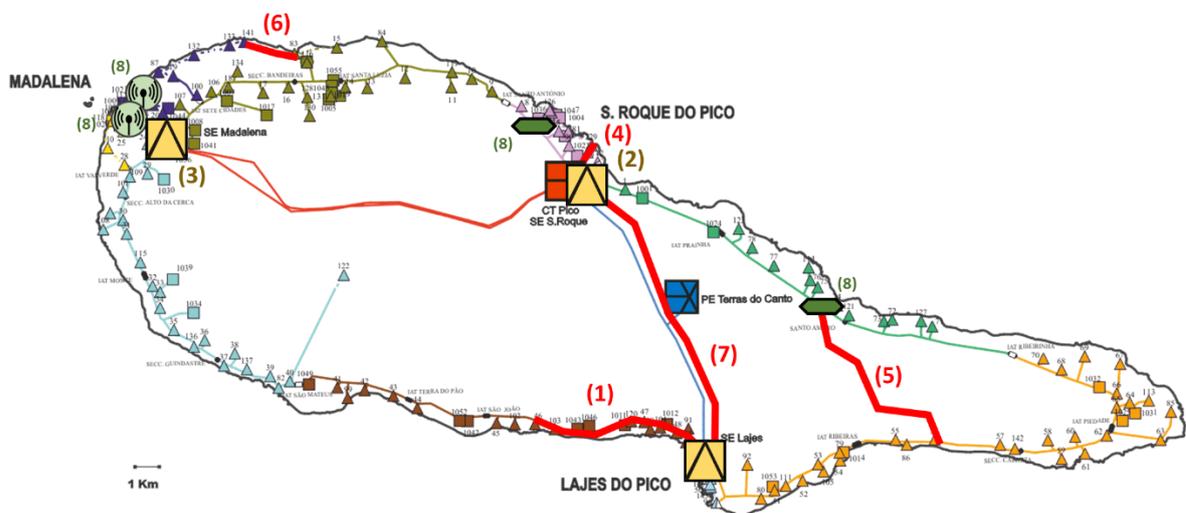


Figura 30: Principais investimentos previstos ao nível das redes MT da ilha do Pico

INVESTIMENTOS QUE TRANSITAM PARA 2022-2024

(1) Remodelação da Linha Lajes - São Mateus 1

Este investimento tem como objetivo dotar este troço de linha e respetivos ramos, com cerca de 39 anos, com condições mecânicas e elétricas adequadas.

Este investimento teve início em 2011 e está previsto terminar em 2022, com um valor total de cerca de 1.915 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 260 m€ no ano de 2022 (na imagem está representado o troço por remodelar).

Pretende-se, com este investimento, dar continuidade à renovação de ativos, dotando esta linha de condições mecânicas e elétricas adequadas a uma boa exploração, tanto em configuração normal, como em situação de recurso à linha Madalena – São Mateus.

(2) Construção da Nova Subestação de São Roque

Os atuais quadros MT, de 30 e de 15kV, da Central Termoelétrica do Pico e da atual Subestação de São Roque partilham o mesmo espaço e os mesmos barramentos. Estão localizadas na mesma divisão as celas de 30kV e 15kV dos grupos geradores da central térmica, as celas de 30kV das atuais linhas de transporte e do transformador 30/15kV e as celas de 15kV das atuais linhas de distribuição MT e do transformador.

Não existe possibilidade de ampliar os referidos quadros MT da subestação, para fazer face à necessidade de a curto prazo ligar a nova linha de transporte a 30kV entre esta e a Subestação da Madalena, criar a nova saída a 15kV São Roque 1 e ligar uma unidade de transformação 30/15 kV adicional que permita assegurar um recurso no caso de falha da atual.

O presente investimento prevê a construção de uma subestação 30/15 kV, utilizando tecnologia com celas blindadas SF6, que permita a ampliação da atual subestação, com introdução de novas saídas e de uma segunda unidade de transformação 30/15 kV.

Este investimento teve início em 2018 e está previsto terminar em 2023, com um valor total de cerca de 3.285 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 2.400 m€ para este investimento.

Pretende-se, com este investimento, permitir ampliar os quadros MT de 30 e de 15kV e melhorar as condições de segurança e de exploração.

(3) Remodelação da Subestação da Madalena

Os atuais quadros MT de 30 kV e 15 kV da Subestação da Madalena não podem ser ampliados, para fazer face à necessidade de a curto prazo se estabelecer uma nova linha de transporte, decorrente da evolução do sistema elétrico da ilha do Pico, bem como permitir ligar uma nova unidade de transformação 30/15 kV que permita assegurar um recurso no caso de falha da atual.

O presente investimento prevê a remodelação da atual subestação 30/15 kV, utilizando tecnologia com celas blindadas SF6, que permita a ampliação da atual subestação: introdução de novas celas e de uma segunda unidade de transformação 30/15 kV e a reformulação do sistema de comando e controlo.

Este investimento teve início em 2017 e está previsto terminar em 2023, com um valor total de cerca de 2.956 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 2.550 m€ para este investimento.

Pretende-se, com este investimento, permitir ampliar os quadros MT de 30 e de 15kV e melhorar as condições de segurança e de exploração.

(4) Construção da Linha São Roque 1

Construção de uma nova saída a partir da Subestação de São Roque, constituída por quatro troços subterrâneos, que interligarão o novo PTD Transversal 2, o novo PTD 3, o novo PTD 4 e o PTD 112.

Este investimento tem como objetivo o estabelecimento de uma saída MT 15 kV, destinada a alimentar os PT's da Vila de São Roque (atual anel de São Roque), garantindo uma maior fiabilidade na alimentação de uma rede que deixa de estar sujeita às contingências de uma linha aérea de grande comprimento. Por outro lado, esta nova saída vem retirar cargas do troço inicial da Linha São Roque - Santa Luzia, facilitando o recurso entre esta linha e a linha Madalena - Santa Luzia.

Este investimento teve início em 2020 e está previsto terminar em 2022, com um valor total de cerca de 400 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 85 m€ no ano de 2022.

Pretende-se, com este investimento, através do estabelecimento de um alimentador subterrâneo dedicado à rede de São Roque, o aumento da resiliência da rede que fornece energia elétrica a esta Vila.

INVESTIMENTOS COM INÍCIO EM 2022-2024

(5) Construção do Troço Santo Amaro - Ribeiras

Construção de um troço de linha para a interligação da Linha São Roque - Piedade, na zona do Canto da Areia, com a Linha Lajes - Piedade, na zona da Ribeira Grande.

Este investimento tem como objetivo permitir o recurso entre as linhas mais extensas e de menor secção da rede de distribuição MT da ilha do Pico: São Roque - Piedade e Lajes - Piedade.

Este investimento terá início em 2023 e está previsto terminar em 2025, com um valor total de cerca de 241 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 103 m€ nos anos de 2023 e 2024.

Pretende-se, com este investimento, permitir o recurso entre linhas de distribuição MT extensas, garantido uma maior fiabilidade na alimentação das suas cargas.

(6) Fecho de Anel Subterrâneo entre os PT 141 e PT 83

Pretende-se assegurar uma maior fiabilidade à alimentação de diversos PT's atualmente alimentados em antena, sobretudo ao do Aeroporto do Pico. Três destes PT's, pertencentes à rede subterrânea da vila da Madalena, são alimentados por um troço com configuração em antena, e os restantes quatro (um dos quais o do Aeroporto do Pico), são alimentados através da linha Madalena - Santa Luzia, no mesmo tipo de configuração. Este investimento prevê o estabelecimento da interligação destes dois cachos de PT's pelo caminho litoral.

Este investimento terá início em 2023 e está previsto que termine em 2024, com um valor total de cerca de 270 m€, previsto no plano 2022-24.

Pretende-se, com este investimento, assegurar recurso na alimentação de diversos PT's atualmente ligados em antena, garantido uma maior fiabilidade na sua alimentação.

(7) Construção de Linha de Transporte isolada para 30kV entre São Roque e Lajes

Estabelecimento de uma segunda linha de transporte entre a Subestação de São Roque (SESR) e a Subestação das Lajes (SELJ), com o intuito de conferir um recurso à atual linha.

Esta infraestrutura irá permitir efetuar, sem restrições, as ações de manutenção da linha de transporte atual, além de assegurar o estabelecimento de comunicações entre a SESR e a SELJ, através do cabo de fibra ótica que será estabelecida na linha de guarda.

Este investimento terá início em 2024 e está previsto que termine em 2027, com um valor total de cerca de 800 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 50 m€ no ano de 2024.

Pretende-se, com este investimento, aumentar a fiabilidade da rede de transporte e permitir efetuar, sem restrições, ações de manutenção nesta rede.

(8) Montagem de Teleinterruptores e de Sistemas de Teleação na Rede MT

Este investimento tem como objetivo otimizar as condições de exploração, através da instalação de equipamentos adicionais de corte telecomandados, que permitirão a deteção e isolamento de avarias em troços de linha mais curtos, reduzindo-se deste modo por cada ocorrência o tempo em manobras para a identificação da localização das mesmas, bem como o número de clientes abrangidos pelo troço indisponível.

Este investimento terá início em 2024 e está previsto que termine em 2025, com um valor total de cerca de 350 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 30 m€, no ano de 2024.

Pretende-se, com este investimento, otimizar as condições de exploração e permitir a deteção e isolamento de avarias em troços de linhas mais curtos, com benefícios ao nível dos indicadores de continuidade de serviço.

9.2.7. PRINCIPAIS INVESTIMENTOS NA ILHA DO FAIAL

A ilha do Faial é a terceira ilha mais populosa, e uma das três, em conjunto com São Miguel e Terceira, que possui cidades: neste caso a cidade da Horta (classificada como zona de qualidade de serviço A). Esta ilha possui três centros eletroprodutores: a Central Termoelétrica de Santa Bárbara, o Parque Eólico do Salão e a Central Hídrica do Varadouro. Possui uma linha de transporte, a 15 kV, que interliga as duas centrais, e uma rede de distribuição, com o mesmo nível de tensão, que se desenvolve a partir da central térmica. A cidade da Horta, e a zona industrial envolvente, são alimentadas por redes subterrâneas emalhadadas. A restante ilha é alimentada através de linhas aéreas estabelecidas ao longo da zona costeira da ilha e por uma linha transversal que atravessa a ilha.

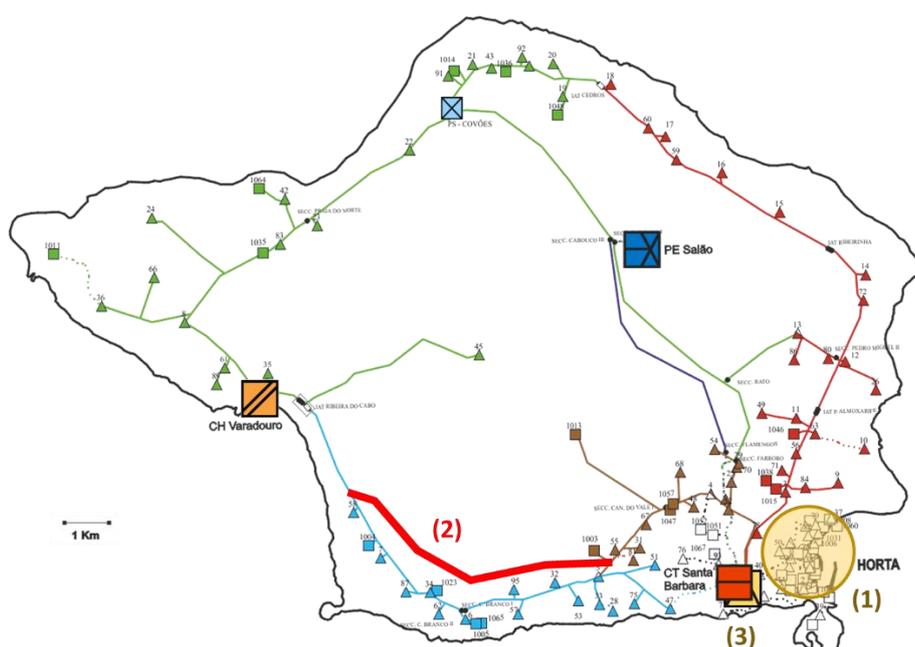


Figura 31: Principais investimentos previstos ao nível da rede MT da ilha do Faial

INVESTIMENTOS QUE TRANSITAM PARA 2022-2024

(1) Remodelação da Rede Subterrânea da Cidade da Horta (3ª Fase)

A rede subterrânea da Horta, é constituída na sua maioria por cabos isolados a óleo (tipo PHCAJ) e cabos de alumínio com secção de 70 mm², diretamente enterrados no solo, apresentando alguns deles uma natural depreciação das suas características térmicas e mecânicas, limitando as condições de exploração da rede de distribuição e provocando indisponibilidades por avaria. Por outro lado, a configuração atual é complexa nalguns troços, pelas redundâncias criadas.

Este investimento prevê a remodelação da rede subterrânea da Horta, com a reconfiguração de alguns traçados. Esta ação tem vindo a ser executada, sempre que possível, de forma concertada com outros trabalhos, de modo a que o custo resultante das intervenções no subsolo, para

estabelecimento das infraestruturas básicas ao nível de caixas de visita e tubagem, seja partilhado com outras entidades (ex: Câmara Municipal, Empresas de Comunicações).

Esta fase tem início em 2021 e está previsto terminar em 2024, com um valor total de cerca de 1.400 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 1.337 m€ para este investimento.

Pretende-se, com este investimento, conferir uma maior operacionalidade e maior fiabilidade à rede subterrânea da Cidade da Horta, localizada numa zona classificada como Zona A de Qualidade de Serviço.

INVESTIMENTOS COM INÍCIO EM 2022-2024

(2) Ampliação da Linha Santa Bárbara – Feteira

Construção de um troço aéreo entre a zona do PT 5 e a zona do PT 58 para reconfiguração das linhas Santa Bárbara - Feteira e Santa Bárbara - Castelo Branco, com o objetivo de repartir cargas entre estas duas linhas, otimizando a sua exploração, e de melhorar o recurso à Linha Santa Bárbara - Castelo Branco.

Este investimento terá início em 2022 e está previsto que termine em 2024, com um valor total de cerca de 290 m€, previsto no plano 2022-24.

Pretende-se, com este investimento, conferir uma maior fiabilidade na alimentação dos clientes ligados nos troços iniciais da Linha Santa Bárbara - Castelo Branco.

(3) Remodelação da Subestação de Santa Bárbara

Remodelação do Sistema de Proteção Comando e Controlo da Subestação de Santa Bárbara, com a substituição de equipamentos em fim de vida útil, cuja fiabilidade começa a ficar comprometida. Ampliação do Quadro MT com três celas, duas das quais para permitir ligar o sistema de armazenamento de energia previsto para a ilha.

Este investimento terá início em 2023 e está previsto que termine em 2025, com um valor total de cerca de 1.000 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 650 m€ para este investimento.

Pretende-se, com este investimento, atualizar o sistema de proteção, comando e controlo localizado nesta instalação de modo a continuar a garantir a sua fiabilidade, e criar condições para a ligação de um sistema de armazenamento de energia elétrica.

9.2.8. PRINCIPAIS INVESTIMENTOS NA ILHA DAS FLORES

A ilha das Flores é a ilha localizada mais a ocidente no arquipélago, sendo, em conjunto com a ilha do Corvo, as mais fustigadas pelas tempestades que assolam a Região, em termos de níveis de precipitação e valores de velocidade do vento. Graças à sua orografia e capacidade de retenção de água em zonas de maior altitude, tem a particularidade de possuir uma central hídrica capaz de assegurar a alimentação de toda a carga da ilha em períodos de menor consumo. Esta ilha possui três centros eletroprodutores interligados através de linhas de transporte a 15kV: a Central Termoelétrica das Flores, a Central Hídrica de Além Fazenda e o Parque Eólico da Boca da Vereda. A rede de distribuição, explorada a 15 kV, desenvolve-se a partir da central térmica e do PS de Santa Cruz (localizado na proximidade da central hídrica).

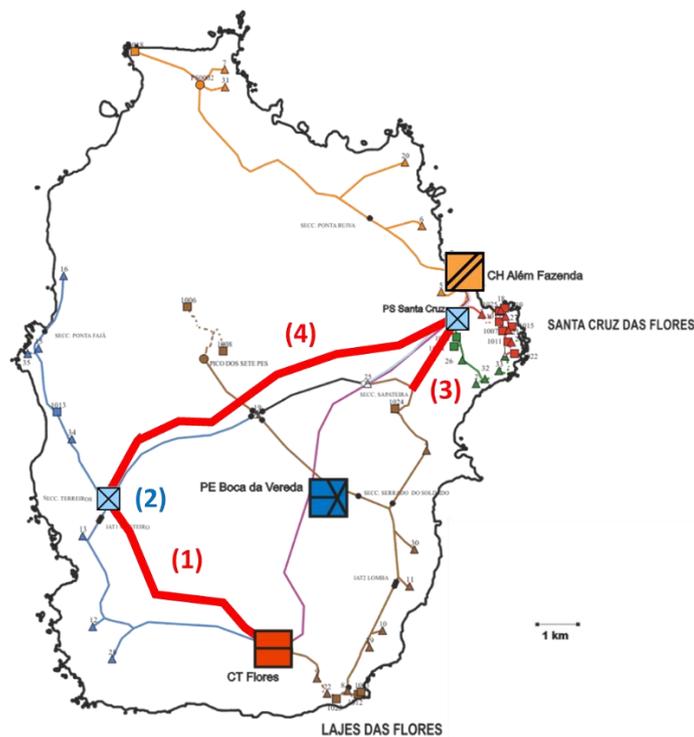


Figura 32: Principais investimentos previstos ao nível das redes MT da ilha das Flores

INVESTIMENTOS QUE TRANSITAM PARA 2022-2024

(1) Construção da Linha Lajes - Fajãzinha

Segunda fase da criação de uma rede de transporte em anel, para interligar os centros produtores da ilha, com redundância não só ao nível do transporte de energia, como das comunicações (por fibra ótica).

Pretende-se com esta ação estabelecer uma ligação a 15 kV entre a Central Térmica das Flores e a Fajãzinha, onde se prevê construir um posto de seccionamento, com vista à criação de condições de socorro à atual linha de transporte Lajes - Santa Cruz e ao estabelecimento de um novo ponto origem para a rede de distribuição.

Este investimento teve início em 2016 e está previsto terminar em 2022, com um valor total de cerca de 593 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 525 m€ para este investimento.

Pretende-se, com este investimento, aumentar a fiabilidade das redes de transporte e distribuição de energia elétrica na ilha das Flores.

INVESTIMENTOS COM INÍCIO EM 2022-2024

(2) Construção do Posto de Seccionamento da Fajãzinha

Pretende-se, com este investimento, introduzir um posto de corte e seccionamento na rede de transporte, na zona da Fajãzinha / Mosteiro, com vista a conferir uma maior versatilidade à exploração da rede de transporte das Flores e a permitir a criação de novas saídas de forma a reduzir a carga e a extensão de linhas de distribuição MT aéreas.

Este investimento terá início em 2022 e está previsto que termine em 2023, com um valor total de cerca de 110 m€, previsto no plano 2022-24.

Pretende-se, com este investimento, conferir uma maior operacionalidade e maior fiabilidade às redes de transporte e distribuição de energia elétrica na ilha das Flores.

(3) Construção da Linha Santa Cruz - Lomba

Construção de uma linha com origem no Posto de Seccionamento de Santa Cruz (PSSC), até à interligação do PTC 1024 com o PTD 25, de forma a constituir uma alimentação de socorro à atual Linha Lages - Morro Alto, uma vez que o troço da Linha Lajes – Santa Cruz 2 entre o PSSC e a Fajãzinha será no futuro desativado, sendo estabelecida nesse trajeto uma linha de transporte.

Este investimento terá início em 2022 e está previsto que termine em 2024, com um valor total de cerca de 110 m€, previsto no plano 2022-24.

Pretende-se, com este investimento, aumentar a fiabilidade da rede de distribuição de energia elétrica na ilha das Flores.

(4) Construção da Linha Santa Cruz - Fajãzinha

Terceira e última fase da criação de uma rede de transporte em anel, para interligar os centros produtores da ilha, com redundância não só ao nível do transporte de energia, como das comunicações (por fibra ótica).

Pretende-se com esta ação estabelecer uma ligação a 15 kV entre o Posto de Seccionamento de Santa Cruz (PSSC) e a Fajãzinha, onde se prevê construir um posto de corte e seccionamento, com vista à criação de condições de socorro à atual linha de transporte Lajes - Santa Cruz. Para o efeito pretende-se utilizar parte do corredor da atual linha de distribuição, com desmontagem da mesma.

Este investimento terá início em 2023 e está previsto que termine em 2026, com um valor total de cerca de 770 m€. No plano 2022-2024 está previsto um valor de 285 m€ para este investimento.

Pretende-se, com este investimento, aumentar a fiabilidade das redes de transporte e distribuição de energia elétrica na ilha das Flores.

9.2.9. PRINCIPAIS INVESTIMENTOS NA ILHA DO CORVO

A ilha do Corvo é a ilha mais pequena do arquipélago, a localizada mais a norte, e a que possui uma única zona habitacional (Vila do Corvo), localizada no extremo sul da ilha. Esta ilha é atualmente abastecida pela Central Termoelétrica do Corvo. A rede de distribuição MT, explorada a 15 kV, desenvolve-se a partir desta central, por meio de dois alimentadores subterrâneos que compõem uma pequena rede com configuração em anel. A rede de distribuição BT tem origem num único posto de transformação público com redundância ao nível de unidades de transformação. Está previsto que esta rede passe a ser alimentada por dois postos de transformação até ao final de 2021.



Figura 33: Principais investimentos previstos ao nível da rede MT da ilha do Corvo

INVESTIMENTOS COM INÍCIO EM 2022-2024

(1) Montagem de Teleação na Rede MT da Vila do Corvo

Este Investimento tem como objetivo otimizar as condições de exploração do sistema elétrico da ilha do Corvo, nomeadamente através da inserção dos novos PT's do Corvo na Teleação da rede MT existente. Com o fecho do anel MT da rede do Corvo, ficam inseridos na malha 2 novos PT's que não estão atualmente telecomandados, estando ainda previsto um novo PT público na Vila do Corvo. Pretende-se inserir na Teleação estes novos PT's e 2 novas celas que foram acrescentadas ao PT 01, de modo a agilizar as manobras na rede.

Este investimento terá início em 2023 e está previsto que termine em 2024, com um valor total de cerca de 220 m€, previsto no plano 2022-24.

Pretende-se, com este investimento, otimizar as condições de exploração do sistema elétrico da ilha do Corvo.

10. CARACTERIZAÇÃO DAS REDES T&D NO FINAL DE 2024

Neste capítulo, sintetiza-se a caracterização da rede prevista em dezembro de 2024, a sua evolução relativamente a dezembro de 2020 e a evolução prevista ao nível de diversos indicadores com a execução dos investimentos previstos neste Plano.

10.1. EVOLUÇÃO DO SISTEMA ELETROPRODUTOR

Até ao final de 2024 estão previstos reforços de potência nas centrais termoelétricas das ilhas Terceira, São Jorge e Corvo, e a substituição de grupos geradores térmicos na ilha do Faial. Perspetiva-se a entrada em serviço de parques fotovoltaicos nas oito ilhas onde, em 2020, não existiam centrais desta natureza. Os parques eólicos das ilhas de Santa Maria, Faial e Flores serão remodelados com reforço de potência. Será instalado um parque eólico na ilha do Corvo e será aumentada a potência instalada no parque eólico da ilha de São Miguel. A central geotérmica da ilha Terceira aumentará a sua capacidade de produção através do aproveitamento de um novo poço geotérmico.

Potência Instalada [kW]	(N.º Centrais)								
	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo
Térmica	6 907	98 064	68 540	4 679	10 228	16 763	18 107	3 729	954
Geotérmica		29 600 (2)	4 675						
Hidroelétrica		5 030 (7)	1 432 (3)				320	1 632	
Eólica	2 700	13 600	12 600 (2)	4 500	1 800	2 400	6 050	900	700
Fotovoltaica	1 600	4 000	2 000	1 000	1 000	1 500	1 500	200	150
CVE RSU			2 600						
Biogás		1 100							
Total	11 207	151 394	91 847	10 179	13 028	20 663	25 977	6 461	1 804

Tabela 19: Potência prevista ao nível de geradores nos centros produtores da RAA em dez. 2024

10.2. EVOLUÇÃO DAS REDES DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO

Ao nível das subestações, prevê-se a entrada em exploração, ainda em 2021, de uma nova subestação 60/30kV em São Miguel (Subestação de Ponta Garça). Com a execução dos investimentos previstos neste Plano, prevê-se que no final de 2024 deixem de existir subestações 30/10kV em São Miguel (e em toda a Região), com a desativação da Subestação das Sete Cidades, e que a Subestação do Aeroporto de 60/10kV passe a ter também o nível de 30kV (60/30/10kV). Em São Jorge surgem duas subestações de 30/15kV, uma fruto de uma ampliação da subestação da Central Termoelétrica do Caminho Novo e outra construída de raiz próximo do Pico da Urze. Na ilha do Pico, duas das suas subestações são completamente renovadas, a de São Roque e a da Madalena, com reforço em termos de unidades de transformação.

Potência Instalada [MVA]	(N.º Subestações)								
	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo
60/30/10 kV		97,50 (3)							
60/30 kV		75,00 (3)							
60/10 kV		58,75 (3)							
30/15 kV			65,00 (5)		15,00 (2)	20,00 (3)			
15 kV				* (1)			* (1)	* (1)	* (1)
10 kV	* (1)								
Total		231,25	65,00			20,00			

* possuem ligados transformadores de acoplamento de grupos geradores pertencentes à central termoelétrica

Tabela 20: Número e potência instalada em subestações na RAA em dezembro de 2024

Em termos de unidades de transformação, prevê-se, na ilha de São Miguel: a substituição de três transformadores da Subestação dos Foros, por duas unidades novas, uma de 60/30kV e outra de 60/10kV; a instalação de uma unidade de 60/30kV na Subestação do Aeroporto; a entrada em serviço da unidade de transformação 60/30kV da nova Subestação de Ponta Garça; a reabilitação de uma das unidades de transformação dos Foros, para instalação em Ponta Garça. Na ilha Terceira prevê-se a substituição de uma unidade de transformação de 30/15kV de 1 MVA da Subestação das Lajes por uma de 5 MVA proveniente da ilha do Pico. Para a ilha de São Jorge, está prevista a montagem de duas unidades de 30/15kV na Subestação do Caminho Novo e uma na nova Subestação da Urze. Na ilha do Pico irão ser instaladas duas novas unidades de transformação de 30/15kV na Subestação da Madalena e uma na Subestação de São Roque.

Potência Total [MVA]	(N.º Transformadores)								
	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo
60/30 kV		112,50 (9)							
60/10 kV		118,75 (9)							
30/15 kV			65,00 (8)		15,00 (3)	20,00 (4)			
Total		231,25	65,00			20,00			

Tabela 21: Número e potência de transformadores nas redes MT da RAA em dezembro de 2024

No que respeita às redes de transporte AT, prevê-se um aumento da sua extensão, com o fecho do anel de 60kV do lado nascente da ilha de São Miguel. A rede de transporte MT, a 30kV, da ilha Terceira, será ampliada com a interligação da Central Geotérmica do Pico Alto à Subestação de Vinha Brava, que permitirá criar um anel nesta rede englobando as subestações da Praia da Vitória, das Lajes, das Quatro Ribeiras e da Vinha Brava. Na ilha de São Jorge, o troço de linha entre a Central do Caminho Novo e o PS da Urze, atualmente explorado como linha de distribuição a 15kV, passará a constituir uma linha de transporte, explorada a 30kV, com a entrada em exploração de duas subestações 30/15kV.

Ao nível das redes de distribuição, de 30kV na ilha de São Miguel, de 10kV na ilha de Santa Maria, e de 15 kV nas ilhas Terceira, Graciosa, Faial e Pico, a extensão de rede subterrânea aumenta, devido sobretudo à passagem de redes aéreas que serão alvo de remodelação devido à sua antiguidade, para redes subterrâneas por se encontrarem em zonas urbanas, para garantia de uma maior resiliência na rede, ou por restrições de zonas protegidas (paisagens protegidas e zonas património mundial). A rede de distribuição a 15kV da ilha de São Jorge irá aumentar devido à criação de duas novas linhas de distribuição para repartição de cargas e criação de recursos na rede (esse aumento não se torna evidente na comparação das tabelas, por ser, de alguma forma, anulado pela extensão de rede de 15kV que passa a ser explorada a 30kV). Na ilha das Flores, a extensão da rede aérea aumenta com a criação de um anel na rede de transporte (aumento atenuado com o desmantelamento de troços antigos de uma linha de distribuição). Na ilha do Corvo, está previsto o fecho do anel MT subterrâneo através do estabelecimento de uma ligação entre dois dos atuais postos de transformação.

Extensão das Redes [km]									
	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo
60 kV Aérea		115,09							
60 kV Subter.		0,03							
30 kV Aérea		430,99	76,11		21,83	50,50			
30 kV Subter.		133,32	14,05		0,21	0,78			
15 kV Aérea			262,17	56,04	148,82	155,98	106,07	84,47	
15 kV Subter.			106,10	12,60	13,08	38,29	55,27	13,19	3,60
10 kV Aérea	66,81								
10 kV Subter.	26,74	187,43							
Total	93,55	866,86	458,42	68,64	183,95	245,55	161,35	97,66	3,60

Tabela 22: Extensão das redes AT e MT da RAA em dezembro de 2024

Serão estabelecidos ramais MT para alimentação dos novos postos de transformação públicos previstos para as diversas ilhas, e dos que estão previstos remodelar com alteração da sua localização e/ou tipologia.

Postos de Transformação Públicos (Distribuição)									
Número	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo
PTD 30/0,4 kV		355	1						
PTD 15/0,4 kV			296	52	80	148	94	32	3
PTD 10/0,4 kV	68	188							
Total	68	543	297	52	80	148	94	32	3
Pot.Inst. [MVA]	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo
PTD 30/0,4 kV		102,40	0,10						
PTD 15/0,4 kV			66,23	7,22	14,44	24,54	17,29	5,08	1,76
PTD 10/0,4 kV	12,85	99,32							
Total	12,85	201,71	66,33	7,22	14,44	24,54	17,29	5,08	1,76

Tabela 23: Número e potência instalada prevista em PTs públicos na RAA em dezembro de 2024

O número de linhas de distribuição MT irá aumentar, e a extensão de diversas linhas aéreas mais compridas irá diminuir. Este é um objetivo importante deste Plano, que tem em vista a melhoria da qualidade de serviço técnica através da redução da extensão de linhas de distribuição aéreas (um menor número de clientes afetados por incidente reduz também o impacto ao nível da continuidade de serviço, e um menor valor de carga deslastrada reduz o impacto ao nível da qualidade da onda de tensão) e do reforço da capacidade de reconfiguração das redes com recurso a novas linhas (possibilidade de reconfiguração da rede para reposição da alimentação, após o isolamento de defeitos, ou para intervenções de manutenção planeadas). Apenas nas ilhas de Santa Maria e do Faial não se verifica uma redução na extensão das linhas aéreas, por não estar prevista a conclusão da execução de novas saídas no período deste Plano. Para a ilha de Santa Maria está prevista uma nova saída para repartir cargas de uma linha aérea extensa, mas esta só estará concluída em 2026. No Faial está previsto o aumento da extensão de uma linha aérea mais curta, para que seja garantida capacidade de recurso na alimentação de diversas cargas de outra linha.

Comprimento Médio das Saídas [km]	(N.º Saídas)								
	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo
30 kV Aérea *		25,4 (17)							
30 kV Subter.		11,5 (7)							
15 kV Aérea *			27,8 (10)	14,6 (4)	18,0 (9)	26,6 (6)	20,4 (5)	11,9 (5)	
15 kV Subter.			6,5 (14)	4,9 (2)		8,6 (4)	6,2 (5)	4,4 (2)	1,9 (2)
10 kV Aérea *	24,2 (3)								
10 kV Subter.	4,2 (4)	6,0 (31)							

* linhas predominantemente aéreas

Tabela 24: Número e comprimento médio das saídas das subestações da RAA em dez. 2024

Uma vez que não está previsto um aumento de consumo muito significativo no período de 2020 a 2024, prevê-se uma redução da carga média das saídas nas redes de distribuição MT onde irão ser estabelecidas novas saídas.

Carga Média das Saídas [MW]									
	Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo
30 kV Aérea *		1,8							
30 kV Subter.		1,4							
15 kV Aérea *			1,8	0,4	0,6	0,9	0,8	0,2	
15 kV Subter.			1,2	0,4		0,8	0,9	0,7	0,2
10 kV Aérea *	0,8								
10 kV Subter.	0,5	1,5							

* linhas predominantemente aéreas

Tabela 25: Carga média das saídas das subestações da RAA com a configuração de dez. 2024

Para o final de 2024 prevê-se um menor nível de utilização da potência instalada nas subestações, fruto do desenvolvimento previsto ao nível das subestações para a ilha de São Miguel, com a criação da nova Subestação de Ponta Garça e a introdução do nível de 30kV na Subestação do Aeroporto, e do reforço de potência ao nível de unidades de transformação em subestações da ilha Terceira (Subestação das Lajes) e da ilha do Pico (Subestações da Madalena e de São Roque).

Utilização das Subestações									
	São Miguel		Terceira		São Jorge		Pico		
	[nº]	[%]	[nº]	[%]	[nº]	[%]	[nº]	[%]	
Ut ≤ 70%	9	100%	5	100%	2	100%	3	100%	
70%<Ut≤90%									
Ut > 90%									
	Pi [MVA]	Ut [%]	Pi [MVA]	Ut [%]	Pi [MVA]	Ut [%]	Pi [MVA]	Ut [%]	
60/30 kV	112,50	28%							
60/10 kV	118,75	33%							
30/15 kV			65,00	52%	15,00	9%	20,00	40%	
Total	231,25	31%	65,00	52%	15,00	9%	20,00	40%	

Tabela 26: Potência instalada e utilização nas subestações com a configuração de dez. 2024

Ao nível da utilização das redes de transporte, prevê-se que a mesma se mantenha abaixo dos 50%, em condições normais de exploração, com a exceção das linhas de transporte das ilhas de Santa Maria e do Faial, devido ao aumento previsto de potência instalada em centrais renováveis. Na ilha de São Miguel deixam de existir 2 km de rede com cargas superiores a 70% com a ligação da Central Geotérmica do Pico Vermelho à rede de transporte de 60kV.

Utilização das Redes de Transporte																		
	Sta. Maria		São Miguel		Terceira		Graciosa		São Jorge		Pico		Faial		Flores		Corvo	
Linhas de 60kV	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]
Ut ≤ 50%			115	100%														
50%<Ut≤70%			0	0%														
Ut > 70%			0	0%														
Linhas de 30kV	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]
Ut ≤ 50%					89	100%			22	100%	50	100%						
50%<Ut≤70%					0	0%			0	0%	0	0%						
Ut > 70%					0	0%			0	0%	0	0%						
Linhas de 15kV	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]
Ut ≤ 50%	3	64%					1	100%					0	0%	19	100%		
50%<Ut≤70%	2	36%					0	0%					10	100%	0	0%		
Ut > 70%	0	0%					0	0%					0	0%	0	0%		

Tabela 27: Utilização das redes de transporte da RAA com a configuração de dezembro de 2024

Para as redes de distribuição MT, prevê-se uma melhoria significativa da sua utilização: na ilha de Santa Maria, com a remodelação (parcial, no período de 2022-2024) da Linha Aeroporto – Santa Bárbara 1 e com a alteração da configuração de exploração da rede aérea após a instalação de teleinterruptores; na ilha de São Miguel, sobretudo com a criação de novas saídas nas Subestações de Ponta Garça e do Aeroporto; na ilha Terceira com a remodelação e desdobramento da Linha Vinha Brava – Doze Ribeiras e com a criação de novas saídas nas Subestações de Vinha Brava, Lajes e Quatro Ribeiras; na ilha de São Jorge com a criação de novas saídas na Subestação do Caminho Novo e na futura Subestação da Urze; no ilha do Faial com a remodelação da Linha Santa Bárbara – Feteira.

Utilização das Redes de Distribuição																		
	Sta. Maria		São Miguel		Terceira		Graciosa		São Jorge		Pico		Faial		Flores		Corvo	
Linhas de 30kV	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]
Ut ≤ 50%			562	100%														
50%<Ut≤70%			0	0%														
Ut > 70%			0	0%														
Linhas de 15kV	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]
Ut ≤ 50%					226	61%	68	100%	116	72%	154	79%	151	100%	78	100%	4	100%
50%<Ut≤70%					87	24%	0	0%	46	28%	40	21%	0	0%	0	0%	0	0%
Ut > 70%					56	15%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Linhas de 10kV	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]	[km]	[%]
Ut ≤ 50%	42	47%	172	93%														
50%<Ut≤70%	47	53%	13	7%														
Ut > 70%	0	0%	0	0%														

Tabela 28: Utilização das redes de distribuição da RAA com a configuração de dezembro de 2024

Apenas nas ilhas de São Miguel e do Pico está previsto uma redução da idade média das subestações, devido à entrada em serviço de novas instalações e de instalações remodeladas.

Idade Média das Instalações																			
	Sta. Maria		São Miguel		Terceira		Graciosa		São Jorge		Pico		Faial		Flores		Corvo		
	[n.º]	[anos]	[n.º]	[anos]	[n.º]	[anos]	[n.º]	[anos]	[n.º]	[anos]	[n.º]	[anos]	[n.º]	[anos]	[n.º]	[anos]	[n.º]	[anos]	
SE AT/MT			8	19															
SE MT/MT	1	15			5	17	1	20	1	3	3	11	1	14	1	12	1	17	

Tabela 29: Idade média das subestações da RAA em dezembro de 2024

Em termos de idade média das linhas, prevê-se uma redução: na ilha de Santa Maria, sobretudo devido à nova linha para o parque eólico e à remodelação (parcial, no período de 2022-2024) da Linha Aeroporto – Santa Bárbara 1; na ilha Terceira, ao nível da rede de distribuição a 15kV, devido aos diversos investimentos previstos para essa ilha, quer em linhas aéreas, quer em alimentadores subterrâneos; na ilha de São Jorge, devido aos diversos investimentos previstos ao nível de linhas MT aéreas; na ilha do Faial, devido à remodelação e ampliação da Linha Santa Bárbara – Feteira.

Idade Média Estimada das Linhas																			
	Sta. Maria		São Miguel		Terceira		Graciosa		São Jorge		Pico		Faial		Flores		Corvo		
	[km]	[anos]	[km]	[anos]	[km]	[anos]	[km]	[anos]	[km]	[anos]	[km]	[anos]	[km]	[anos]	[km]	[anos]	[km]	[anos]	
Linhas 60kV			115	21															
Linhas 30kV			564	22	90	17			22	4	51	23							
Linhas 15kV					368	15	69	26	162	18	194	15	161	6	98	19	4	10	
Linhas 10kV	94	22	187	17															

Tabela 30: Idade média das linhas de transporte e distribuição da RAA em dezembro de 2024

Em termos gerais, prevê-se uma ligeira melhoria no que respeita à idade média dos principais ativos das redes de transporte e distribuição AT e MT em dezembro de 2024, face à situação de dezembro de 2020, caso todos os investimentos previstos realizar em 2021 e no período de 2022 a 2024 não sofram atrasos na sua execução, ou seja, caso o nível de realização seja próximo dos 100%.

Idade Média		
Instalações	Número [n.º]	Idade média [anos]
SE AT/MT	9	19
SE MT/MT	15	13
Linhas	Extensão [km]	Idade média estimada [anos]
Linhas 60kV	115	21
Linhas 30kV	728	21
Linhas 15kV	1 056	15
Linhas 10kV	281	18

Tabela 31: Idade média dos principais ativos da rede T&D da RAA em dezembro de 2024

10.3. EVOLUÇÃO DOS INDICADORES

Prevê-se uma melhoria gradual da qualidade de serviço técnica, em virtude dos investimentos a realizar, sobretudo através da automação e telecomando da rede MT e do desenvolvimento da rede, com a melhoria das condições de alimentação em cenários N-1 e a criação de novas saídas na rede de distribuição, que se traduz numa evolução favorável dos indicadores de continuidade de serviço. No entanto, na determinação dos valores destes indicadores, não foi considerado o impacto da degradação natural dos equipamentos e materiais com o passar dos anos, nem os benefícios obtidos com a reabilitação e substituição dos mesmos. Está previsto, em termos de desenvolvimento futuro, a identificação do impacto a considerar nas taxas de avaria, utilizadas nos cálculos de fiabilidade, tanto pela degradação de ativos, como pela sua reabilitação e substituição.

No final do período 2022-2024, deste Plano, prevê-se atingir uma redução do SAIDI MT da Região de -8,5 minutos/PdE em relação ao valor previsto para o início de 2022, resultando num SAIDI MT esperado no início de 2025 de 69,9 minutos. Com base nos cálculos realizados prevê-se uma melhoria mais significativa neste indicador para as ilhas de Santa Maria, São Miguel (sobretudo em zonas C), Graciosa e São Jorge. Apesar de se ter obtido uma redução dos valores para todas as ilhas, em algumas delas, tais como Terceira, Pico e Faial, os resultados obtidos não foram tão favoráveis neste processo de cálculo pelo facto de estarem previstas nestas ilhas, para este período, sobretudo ações de reabilitação e substituição de ativos.

As figuras seguintes mostram a evolução histórica destes índices de 2009 a 2020, assim como as estimativas obtidas para o intervalo de 2021 a 2025, com a execução dos investimentos previstos no Plano. Para o SAIDI foi considerado um intervalo com um nível de confiança de 90%, estimado com base na análise dos registos históricos dos incidentes.

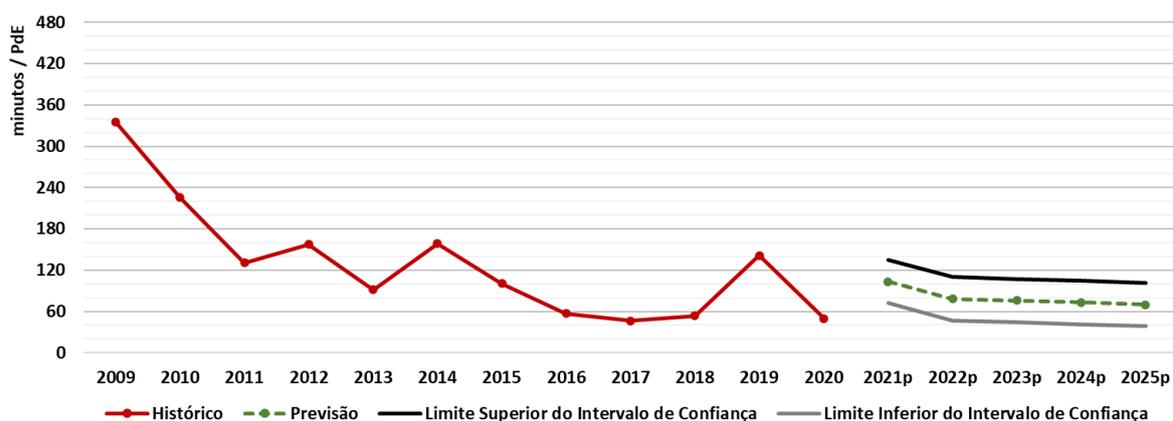


Figura 34: Evolução do indicador SAIDI MT para interrupções com origem nas redes

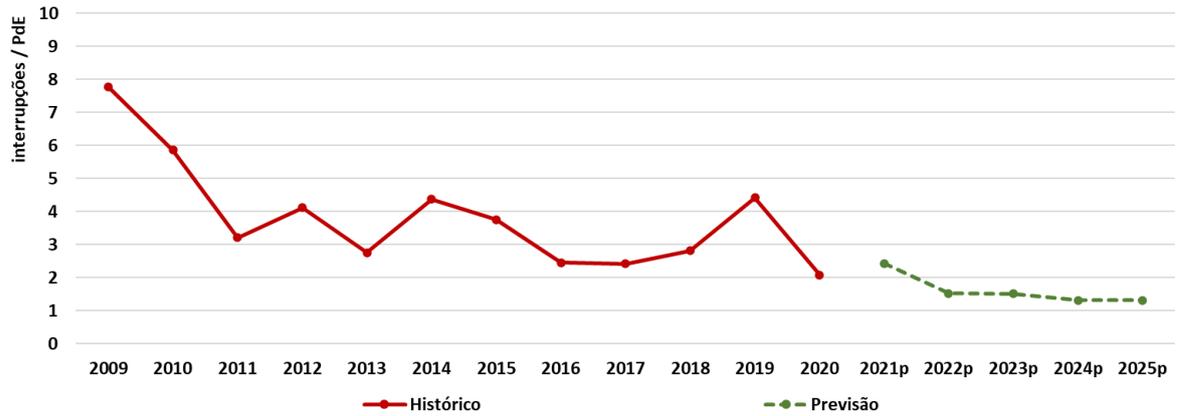


Figura 35: Evolução do indicador SAIFI MT para interrupções com origem nas redes

Os valores foram obtidos considerando taxas de avaria e tempos de interrupção (deteção, isolamento, reconfiguração, reparação e restabelecimento) obtidos com base no histórico dos últimos dez anos da EDA nas diversas ilhas. Estes valores resultam em estimativas que poderão ser consideradas pessimistas, pelo facto de o histórico dos últimos cinco ter sido mais favorável. No entanto, tendo em conta que a maior parcela das redes MT são aéreas, e que, por este facto, a maioria dos eventos nestas redes estão relacionados com condições atmosféricas adversas, pretende-se considerar um cenário que, de alguma forma, reproduza o efeito negativo das alterações climáticas que estão a ocorrer.

Por outro lado, ao nível das perdas técnicas, também se prevê uma melhoria gradual, em virtude de diversos investimentos a realizar, sobretudo na criação de anéis ao nível das redes de transporte, na criação de novas saídas na rede de distribuição e no reforço das redes previsto no âmbito da remodelação de circuitos que se encontram degradados e com más condições de exploração.

No final do período 2022-2024, deste Plano, prevê-se que o valor anual de perdas nas redes AT e MT da Região reduza cerca de 1,40 GWh em relação ao valor previsto para 2022, resultando num valor esperado para 2025 de 10,32 GWh. Com base nos cálculos realizados, prevê-se uma redução dos valores de perdas técnicas, neste período, nas ilhas de São Miguel, Terceira, Graciosa, Pico e Faial.

A figura seguinte mostra a evolução histórica destes valores de 2004 a 2020, assim como as estimativas obtidas para o intervalo de 2021 a 2025, com a execução dos investimentos previstos no Plano.

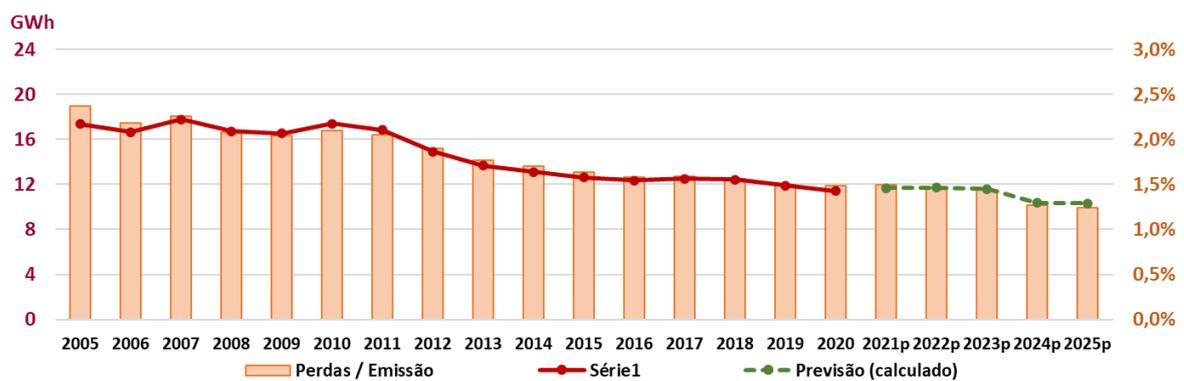


Figura 36: Evolução das perdas técnicas nas redes AT e MT (GWh e % Emissão)

SIGLAS GERAIS

AC	<i>Alternate Current</i> (corrente alternada)
AMRA	Aparelho de Manobra de Rede Aérea
AT	Alta Tensão
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i> (Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias)
BT	Baixa Tensão
CG	Central Geotérmica
CH	Central Hidroelétrica
CPQI	<i>Continuous Power Quality Index</i>
CT	Central Termoelétrica
DC	<i>Direct Current</i> (corrente contínua)
DHT	Distorção Harmónica Total
DREn	Direção Regional de Energia da Região Autónoma dos Açores
EDA	Electricidade dos Açores, S.A.
END	Estimativa de Energia Não Distribuída
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
HFO	<i>Heavy Fuel Oil</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> (Comissão Eletrotécnica Internacional)
MT	Média Tensão
PdE	Ponto de Entrega
PE	Parque Eólico
PS	Posto de Corte e Seccionamento
PT	Posto de Transformação
PTC	Posto de Transformação de Cliente (particular)
PTD	Posto de Transformação de Distribuição (público)
QS	Qualidade de Serviço
RAA	Região Autónoma dos Açores
RARI	Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico
RESPA	Rede Elétrica de Serviço Público dos Açores
RMS	<i>Root Mean Square</i> (sigla utilizada para o valor eficaz da tensão ou da corrente)
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i> (Duração Média das Interrupções do Sistema)
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i> (Frequência Média de Interrupções do Sistema)
SE	Subestação
T&D	Transporte e Distribuição
TIEPI	Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada
ZQS	Zona de Qualidade de Serviço

SIGLAS DAS INSTALAÇÕES

SMA Ilha de Santa Maria

CTAR	Central Termoelétrica do Aeroporto
SEAR	Subestação afeta à Central Termoelétrica do Aeroporto
PEFG	Parque Eólico Figueiral
SEPF	Subestação afeta ao Parque Eólico Figueiral

SMG Ilha de São Miguel

CTCL	Central Termoelétrica do Caldeirão
CGRG	Central Geotérmica da Ribeira Grande
SERG	Subestação afeta à Central Geotérmica da Ribeira Grande
CGPV	Central Geotérmica do Pico Vermelho
SELG	Subestação da Lagoa
SEFO	Subestação dos Foros
SEMF	Subestação dos Milhafres
SECL	Subestação do Caldeirão
SEPD	Subestação de Ponta Delgada
SEAE	Subestação do Aeroporto
SESR	Subestação de São Roque
SESC	Subestação das Sete Cidades
SEVF	Subestação de Vila Franca
PSFU	Posto de Seccionamento das Furnas
CHCN	Central Hídrica do Canário
CHFR	Central Hídrica da Foz da Ribeira
CHFN	Central Hídrica da Fábrica Nova
CHRP	Central Hídrica da Ribeira da Praia
CHTB	Central Hídrica dos Tambores
CHTN	Central Hídrica dos Túneis
CHSC	Central Hídrica do Salto do Cabrito
PEGR	Parque Eólico dos Graminhais
SEGR	Subestação afeta ao Parque Eólico dos Graminhais
MUSA	Central de Valorização de Biogás de Aterro da MUSAMI (Produtor Independente)

TER Ilha Terceira

CTBJ	Central Termoelétrica de Belo Jardim
SEBJ	Subestação afeta à Central Termoelétrica de Belo Jardim
SELJ	Subestação das Lajes da Terceira
SEPV	Subestação da Praia da Vitória
SEVB	Subestação de Vinha Brava
SEAH	Subestação de Angra do Heroísmo
SEQR	Subestação das Quatro Ribeiras
CHNA	Central Hídrica Nasce d'Água
CHSJ	Central Hídrica de São João de Deus
CHCD	Central Hídrica da Cidade
PESC	Parque Eólico Serra do Cume

PSSC	Posto de Seccionamento da Serra do Cume
CGPA	Central Geotérmica do Pico Alto
PESN	Parque Eólico da Serra do Cume Norte (Produtor Independente)
TERA	Central de Valorização de Resíduos da TERAMB (Produtor Independente)
GRA	Ilha Graciosa
CTGR	Central Termoelétrica da Graciosa
GRAC	Graciólica
SJG	Ilha de São Jorge
CTCN	Central Termoelétrica do Caminho Novo
PEPU	Parque Eólico Pico da Urze
SEPU	Subestação afeta ao Parque Eólico Pico da Urze
PIC	Ilha do Pico
CTPI	Central Termoelétrica do Pico
SESR	Subestação da Vila de São Roque (Subestação afeta à Central Termoelétrica do Pico)
SEMD	Subestação da Vila da Madalena
SELJ	Subestação da Vila das Lajes do Pico
PETC	Parque Eólico Terras do Canto
SETC	Subestação afeta ao Parque Eólico Terras do Canto
FAI	Ilha do Faial
CTSB	Central Termoelétrica de Santa Bárbara
CHVR	Central Hídrica do Varadouro
PSCE	Posto de Seccionamento dos Cedros
PESL	Parque Eólico do Salão
PSCV	Posto de Seccionamento dos Covões
FLO	Ilha das Flores
CTFL	Central Termoelétrica das Flores
CHAF	Central Hídrica de Além Fazenda
SEAF	Subestação afeta à Central Hídrica de Além Fazenda
PEBV	Parque Eólico Boca da Vereda
SEBV	Subestação afeta ao Parque Eólico Boca da Vereda
PSSC	Posto de Seccionamento de Santa Cruz
COR	Ilha do Corvo
CTCV	Central Termoelétrica do Corvo
SECV	Subestação afeta à Central Termoelétrica do Corvo

DEFINIÇÕES

Alta tensão - tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV.

Baixa tensão - tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV.

Barramento - ponto de ligação ou nó de uma rede elétrica o qual interliga centros de produção de energia, ativa e reativa, cargas ou terminos de linhas de transmissão de energia.

Capacidade da rede - potência máxima admissível em regime contínuo que pode transitar na rede.

Carga - valor, num dado instante, da potência ativa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela integração da Potência durante um determinado intervalo de tempo. A carga pode referir-se a um consumidor, um aparelho, uma linha, ou uma rede.

Cava da tensão de alimentação - diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 5% da tensão declarada (ou da tensão de referência deslizante), seguida do restabelecimento da tensão num intervalo de tempo entre dez milissegundos e um minuto, de acordo com a NP EN 50160.

Central - instalação de produção de energia elétrica mediante a conversão da energia obtida a partir de fontes de energia primária.

Centro de despacho - entidade responsável pela gestão técnica global dos sistemas de produção, transporte e distribuição de energia elétrica, proporcionando uma análise integrada das necessidades energéticas, orientando a atividade dos centros produtores e colaborando na preservação da integridade dos equipamentos e infraestruturas que constituem a rede elétrica.

Centro eletroprodutor - designação genérica de central hidroelétrica, central elétrica que utilize fontes renováveis ou o processo de cogeração ou central termoelétrica.

Centro de distribuição - quadro de uma instalação do tipo subestação ou central, de onde derivam os diversos circuitos (saídas MT) que constituem a rede de distribuição de média tensão.

Circuito - sistema de três condutores através dos quais flui um sistema trifásico de correntes elétricas.

Cliente ou consumidor - pessoa singular ou coletiva que, através da celebração de um contrato de fornecimento, compra energia elétrica para consumo próprio.

Condições normais de exploração - condições de uma rede que permitem corresponder à procura de eletricidade, às manobras da rede e à eliminação de defeitos pelos sistemas automáticos de proteção, na ausência de condições excecionais ligadas a influências externas ou a incidentes importantes.

Corrente de curto-circuito - Corrente elétrica entre dois pontos em que se estabeleceu um caminho condutor ocasional e de baixa resistência.

Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões - estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das defasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais.

Deslastre de carga - interrupção da alimentação de alguns consumos de energia elétrica, com o objetivo de preservar o funcionamento do sistema elétrico, a nível local ou nacional, em condições aceitáveis de tensão e frequência.

Direções de exploração - entidades responsáveis pela condução (vigilância, controlo e operação) e manutenção das infraestruturas e equipamentos.

Disponibilidade - situação em que um grupo gerador, linha, transformador, painel, barramento, equipamentos e aparelhos se encontram aptos a responder, em exploração, às solicitações, de acordo com as suas características técnicas e parâmetros considerados válidos.

Distorção harmónica - deformação da onda de tensão (ou de corrente) sinusoidal à frequência industrial provocada, designadamente, por cargas não lineares.

Distribuição - veiculação de energia elétrica através de redes em média ou baixa tensão, para entrega ao cliente.

Duração média das interrupções do sistema - quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de entrega pelo número total dos pontos de entrega, num determinado período.

Energia não distribuída - valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega das redes de distribuição, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo.

Entrega de energia elétrica - alimentação física de energia elétrica.

Exploração - conjunto das atividades necessárias ao funcionamento de uma instalação elétrica, incluindo as manobras, o comando, o controlo, a manutenção, bem como os trabalhos elétricos e não elétricos.

Fator de potência - relação entre a potência ativa e a potência aparente de uma carga, instalação, rede ou grupo gerador.

Frequência da tensão de alimentação - taxa de repetição da onda fundamental de 1ª harmónica da tensão de alimentação, medida durante um dado intervalo de tempo.

Frequência média de interrupções do sistema - quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega pelo número total dos pontos de entrega, num determinado período.

Incidente - qualquer acontecimento ou fenómeno de carácter imprevisto que provoque a desconexão, momentânea ou prolongada, de um ou mais elementos da rede, podendo originar

uma ou mais interrupções de serviço, quer do elemento inicialmente afetado, quer de outros elementos da rede.

Indisponibilidade - situação em que um determinado elemento, como um grupo, uma linha, um transformador, um painel, um barramento ou um aparelho, não se encontra apto a responder em exploração às solicitações de acordo com as suas características técnicas e parâmetros considerados válidos.

Instalação - conjunto de equipamentos que fazem parte de uma subestação, de um posto de seccionamento e/ou de corte, de um posto de transformação ou de uma linha.

Instalação de produção - instalação que converte em energia elétrica outra forma de energia, renovável, não renovável ou o processo de cogeração, compreendendo o conjunto dos equipamentos associados e o(s) edifício(s) que os abrigam, bem como os transformadores principais e os transformadores auxiliares.

Instalação de utilização - instalação destinada à aplicação da energia elétrica por transformação noutra forma de energia.

Instalação elétrica - conjunto de equipamentos elétricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição ou na utilização da energia elétrica, incluindo fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e outros equipamentos de armazenamento de energia elétrica.

Instruções de despacho - instruções emitidas pelo centro de despacho para produtores, operadores de redes e clientes com vista ao controlo de potência ativa, regulação de tensão, realização de manobras, modificação das condições de operação de instalações.

Interrupção acidental - interrupção do fornecimento ou da entrega de energia elétrica provocada por defeitos permanentes ou transitórios, na maior parte das vezes ligados a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências.

Interrupção prevista - interrupção do fornecimento ou da entrega que ocorre quando os clientes são informados com antecedência para permitir a execução de trabalhos programados na rede.

Manobras - ações destinadas a realizar mudanças no esquema de exploração ou a satisfazer, a cada momento, o equilíbrio da produção-consumo ou o programa acordado para o conjunto das interligações internacionais, ou ainda, a regular os níveis de tensão ou a produção de energia reativa nos valores mais convenientes, bem como as ações destinadas a desligar ou a religar instalações para trabalhos.

Média tensão - tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV.

Ocorrência - acontecimento que afete as condições normais de funcionamento de uma rede elétrica.

Operador da rede - entidade titular de concessão ou de licença, ao abrigo da qual é autorizada a exercer a atividade de transporte e/ou de distribuição de energia elétrica.

Operação - ação desencadeada localmente ou por telecomando, visando modificar o estado de um órgão ou sistema.

Perdas técnicas - diferença entre a energia que entra num sistema elétrico e a energia que sai desse sistema elétrico, no mesmo intervalo de tempo.

Período horário - intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço.

Ponto de entrega - ponto da rede onde se faz a entrega de energia elétrica à instalação do cliente ou a outra rede.

Ponto de interligação - ponto da rede recetora onde se liga a extremidade do ramal que serve a instalação do cliente ou produtor.

Ponto de ligação - ponto da rede onde se faz a entrega ou a receção de energia elétrica à instalação do cliente ou produtor, localizado nos terminais, do lado da rede, do órgão de corte, que separa as instalações (ponto que estabelece a fronteira entre a rede de distribuição e a instalação de uma entidade a ela ligada).

Ponto de medida - ponto da rede onde a energia e/ou a potência é medida.

Posto de corte e seccionamento - instalação de ligação de linhas no mesmo nível de tensão, sem entrega final de energia para consumo e equipado com aparelhagem de corte e seccionamento.

Posto de transformação - instalação elétrica destinada à transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de baixa tensão.

Potência aparente - num sistema trifásico, corresponde à soma do produto dos valores eficazes da tensão e da corrente em cada fase.

Potência ativa - potência elétrica suscetível de ser transformada em potência útil. Corresponde ao valor médio, num determinado período, da potência elétrica instantânea. Num sistema trifásico em regime sinusoidal, é dada pela soma das potências ativas das três fases, ou, se o sistema for equilibrado, pelo produto da potência aparente pelo fator de potência.

Potência de curto-circuito trifásica simétrica - potência representativa da capacidade da rede a montante para suportar os efeitos introduzidos pela ligação de novas instalações produtoras ou consumidoras.

Potência emitida - potência ativa de produção, deduzida dos consumos auxiliares da central, da potência relativa às perdas nos transformadores principais e, no caso de centrais hidroelétricas, do consumo do funcionamento em modo bombagem.

Potência nominal - potência máxima em regime contínuo para a qual um equipamento ou instalação foram projetados, em condições especificadas.

Potência reativa - componente da potência aparente que não realiza trabalho, mas que é necessária para produzir o fluxo magnético indispensável ao funcionamento dos motores, transformadores, etc. O trânsito da potência reativa está também associado ao controlo da tensão

da rede. Num sistema trifásico equilibrado em regime sinusoidal, a potência reativa é um valor igual à soma das potências reativas nas três fases.

Produtor - entidade responsável pela ligação à rede e pela exploração de um ou mais grupos geradores.

Ramal - canalização elétrica, sem qualquer derivação, com origem no ponto de ligação e que termina no ponto de interligação.

Rede - conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos elétricos ligados entre si com vista a veicular energia elétrica.

Rede de distribuição - parte da rede utilizada para a condução da energia elétrica, dentro de uma zona de consumo, para o consumidor final.

Rede de transporte - parte da rede com capacidade para assegurar o transporte da maior quantidade de energia elétrica, desde os principais centros produtores até às subestações e postos de corte e seccionamento, a partir dos quais é efetuada a sua distribuição.

Saída MT - designação atribuída a linhas de distribuição (predominantemente) aéreas ou alimentadores subterrâneos de média tensão, quando referenciados à subestação (centro de distribuição) de origem.

Serviços de sistema - serviços necessários para a operação do sistema elétrico com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.

Subestação - posto constituído por um conjunto de instalações elétricas destinado a fins específicos, tais como: transformação da tensão por um ou mais transformadores estáticos, compensação do fator de potência por compensadores síncronos ou condensadores, estabelecimento de regime de neutro impedante através de reatâncias, corte ou seccionamento de linhas.

Tempo de interrupção equivalente da potência instalada - quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público e particular pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação da rede de distribuição.

Tensão de alimentação - valor eficaz da tensão presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo.

Tensão declarada - tensão nominal entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o fornecedor e o cliente, a tensão de alimentação aplicada no ponto de entrega diferir da tensão nominal, caso em que essa tensão é a tensão de alimentação declarada.

Tensão harmónica - tensão sinusoidal cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental da tensão de alimentação.

Tensão nominal da rede - tensão entre fases pela qual a rede é explorada e em relação à qual são referidas certas características de funcionamento.

Transporte - veiculação de energia elétrica entre dois pontos da rede de alta ou média tensão: entre centros eletroprodutores e/ou subestações, ou entre centros eletroprodutores e postos de corte e seccionamento dotados de telecomando e proteções.

Tremulação (flicker) - impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.

Valor eficaz da tensão - parâmetro de uma onda alternada de tensão cujo valor corresponde ao valor de uma tensão contínua (DC) que provocaria os mesmos efeitos térmicos (dissipação de calor numa resistência) do que a tensão alternada (AC) em questão. A sigla rms habitualmente utilizada na sua indicação, corresponde às iniciais da respetiva designação anglo-saxónica (root mean square) que traduz as operações necessárias para calcular o seu valor (raiz quadrada da média do quadrado).