

Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2013-2030

Portugal, março 2013

Com o apoio:



Índice

Sumário Executivo	2
Enquadramento	3
Âmbito.....	3
Caracterização do setor electroprodutor nacional (SEN)	4
Procura	4
Oferta.....	5
Pressupostos	6
Critérios de análise da segurança de abastecimento.....	7
Perspetivas Analisadas	8
Trajetória Base	8
Análise de Sensibilidade	8
Análise de Rutura	9
Evolução da RNT e das Interligações	10
Competitividade do Sistema Electroprodutor Nacional	10
Custos Marginais de Produção	10
Qualidade de Serviço	12
Considerações Finais.....	13
Anexos.....	15
Anexo 1 - Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN, período 2013-2030 - REN	
Anexo 2 - Relatório sobre Qualidade de Serviço 2011	

Sumário Executivo

Compete à Direção Geral de Energia e Geologia a monitorização da segurança do abastecimento, com a colaboração da entidade concessionária da rede nacional de transporte, constituindo este documento o “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN para o período 2013-2030”, para o qual teve em conta a análise prospetiva sobre a evolução do sistema electroprodutor no médio e no longo prazo (2013-2030) constante no documento “REN - Relatório sobre a Segurança de Abastecimento ao nível da Produção de Eletricidade para o período 2013-2030”, de 30 de abril de 2012, que se encontra em anexo, e que faz parte integrante do presente relatório.

Para a elaboração do mesmo foram consideradas as linhas de orientação política referente à segurança do abastecimento e às perspectivas de promoção das fontes de energia renovável e de medidas de eficiência energética (consubstanciadas na revisão do PNAER e do PNAEE), designadamente através das projeções para o nível de procura e para a capacidade de oferta suplementar, prevista ou em construção, tendo em vista analisar o equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional, a qualidade e o nível de manutenção das redes e, ainda, proceder a uma análise sobre a existência de riscos de rutura face a níveis extremos de procura e às falhas de um ou mais centros produtores ou comercializadores.

Tendo em conta os pressupostos considerados para o desenvolvimento dos trabalhos e as análises efetuadas para os cenários definidos (cenário Base, cenário Sensibilidade e cenário Rutura) apresentam-se resumidamente as seguintes considerações:

1. Tendo em conta o abrandamento da economia nacional e mantendo-se as perspectivas de evolução da procura, o sistema electroprodutor sem nova capacidade de produção atinge o ponto de rutura ente 2023 e 2025, ou entre 2026 e 2030, consoante a probabilidade de excedência do ICP seja 99% ou 95%, respetivamente.
2. Com a desclassificação da Central Térmica do Pego (a carvão), prevista para 2021, o sistema electroprodutor térmico de Portugal continental ficará totalmente dependente de uma única fonte de origem fóssil (Gás Natural). Tendo em conta que Portugal importa Gás Natural principalmente de 2 países – Nigéria e Argélia, é importante a criação de condições que levem à diversificação das fontes de aprovisionamento de GN, de modo a minimizar possíveis falhas prolongadas de uma delas.
3. A desclassificação das centrais a carvão de Sines e do Pego, no final de 2017 e 2021, respetivamente, conduzirá a uma perda de competitividade do sistema electroprodutor nacional e ao correspondente aumento dos custos marginais de produção de eletricidade;
4. Não se perspetiva virem a surgir condicionantes a normal exploração da RNT, desde que a evolução do parque electroprodutor tenha em linha de conta o equilíbrio entre a localização das novas capacidades, principalmente PRO, e as regiões de maiores consumos.
5. No âmbito do Mercado Europeu de Energia, o reforço das interligações Espanha/França para níveis adequados permitirá a Portugal escoar o excesso que possa vir a ter de produção renovável, aproveitando o potencial para transferir produção (transferência física) para os outros Estados Membros, no âmbito dos mecanismos de flexibilidade previstos na Diretiva das Renováveis.

Enquadramento

O quadro legislativo para o setor elétrico, definido pelo Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de fevereiro (na sua atual redação e republicado pelo Decreto-Lei nº 215-A/2012, de 8 de Outubro), e complementado pelo Decreto-Lei nº 172/2006 de 23 de agosto (na sua atual redação e republicado pelo Decreto-Lei nº 215-B/2012, de 8 de Outubro), estabelecem as bases gerais da organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como o regime jurídico e as regras gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, assim como o acesso à atividade de produção e de comercialização de eletricidade.

Passando o Sistema Elétrico Nacional (SEN) a funcionar num ambiente de mercado liberalizado, compete ao Governo garantir a segurança do abastecimento do SEN, atuando de forma supletiva à iniciativa privada, através da adoção de medidas adequadas sempre que se verifique um desequilíbrio entre a oferta e a procura, designadamente as respeitantes à gestão técnica global do sistema, à diversificação das fontes de abastecimento e ao planeamento, construção e manutenção das instalações necessárias. Este modelo de funcionamento torna a monitorização permanente do setor uma condição necessária para a tomada de decisões em devido tempo, sem colocar em risco a segurança de abastecimento do sistema.

O Relatório de Monitorização de Segurança do Sistema de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), deverá abranger os requisitos estipulados na legislação já referida, e complementados pelo Decreto-Lei nº 23/2009, de 20 de janeiro, contemplando análises das condições de equilíbrio oferta/procura a médio/longo prazo do sistema electroprodutor, da capacidade suplementar prevista ou em construção, bem como da qualidade e do nível de manutenção das redes. Deverá ainda apontar, sempre que for considerado relevante, medidas destinadas a reforçar a segurança de abastecimento do SEN, para um período de 5 a 15 anos a partir da data do relatório.

Competindo à Direção Geral de Energia e Geologia a monitorização da segurança do abastecimento, com a colaboração da entidade concessionária da rede nacional de transporte, este documento constitui o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN para o período 2013-2030, para o qual teve em conta a análise prospetiva sobre a evolução do sistema electroprodutor no médio e no longo prazo (2013-2030) constante no documento “REN - Relatório sobre a Segurança de Abastecimento ao nível da Produção de Eletricidade para o período 2013-2030”, de 30 de abril de 2012, que se encontra em anexo, e que faz parte integrante do presente relatório.

Âmbito

Pretende-se com este relatório apresentar uma perspetiva da evolução do sistema electroprodutor nacional (SEN), tendo em vista a segurança de abastecimento e os requisitos necessários à sua manutenção em níveis adequados, para o horizonte 2013-2030 e num quadro de integração no MIBEL, para o que estiveram presentes os seguintes aspetos:

- Linhas de orientação política referente às perspetivas de promoção das fontes de energia renovável e medidas de eficiência energética e respetivos impactos ambientais (revisão PNAER e PNAEE)
- o nível de procura prevista e dos fornecimentos disponíveis,
- a capacidade de oferta adicional, prevista ou em construção,

- o equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional,
- a qualidade e o nível de manutenção das redes.

O relatório apresenta ainda, face a níveis extremos de procura e às falhas de um ou mais centros produtores ou comercializadores, uma análise sobre a existência de riscos de rutura e necessidade de medidas destinadas a ultrapassar situações críticas.

Relativamente à segurança do funcionamento das redes e intenções de investimento em capacidade de interligação, estes temas não foram objeto de estudo neste relatório, dado que este relatório servirá de base uma revisão do PDIRT¹.

A análise efetuada neste documento refere-se apenas a Portugal Continental.

Caracterização do setor electroprodutor nacional (SEN)

Apresenta-se de seguida uma caracterização do sector, de forma resumida, nos aspetos mais relevantes referentes à Procura e Oferta.

Procura

A procura de eletricidade em Portugal continental cresceu consideravelmente no período 2000-2011 com uma taxa² de cerca de 2,0%. Em 2011, o consumo total no Continente cifrou-se em 46,7 TWh, o que correspondeu a uma quebra de -3% face a 2010, invertendo-se o crescimento do consumo que se tinha registado de 2009 para 2010. Em 2010, o setor dos serviços foi o maior consumidor de eletricidade seguido da indústria e residencial. O peso da eletricidade no consumo total de energia final tem vindo a aumentar significativamente nos últimos anos, sendo que em 2011 representava um quarto do consumo total de energia final. Relativamente ao consumo de eletricidade *per capita* em 2011, verificou-se um consumo de 4,65 MWh/habitante, o que representa um aumento de 20% face a 2000 e de 3% em relação a 2005, mas comparativamente a 2010 verificou-se uma redução de 2%.

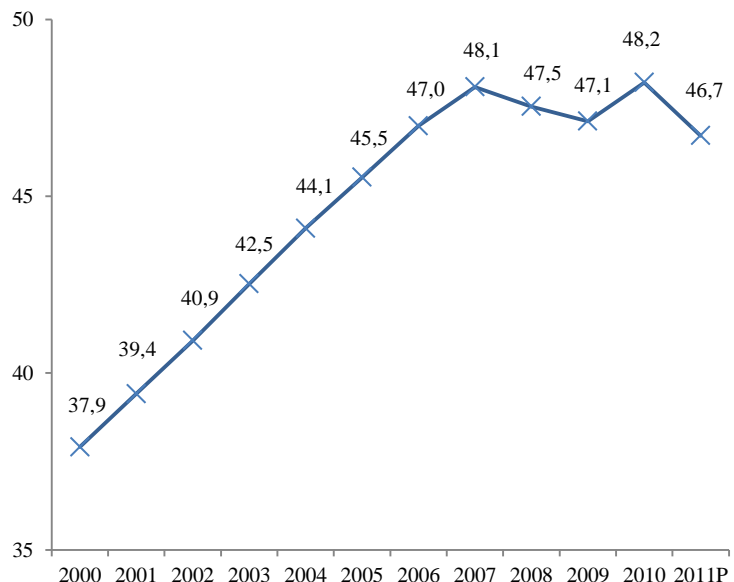


Figura 1 - Evolução do consumo de eletricidade em Portugal Continental (TWh)
Fonte: DGEG

¹ Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte

² taxa - Taxa de crescimento média anual

Oferta

Em 2011, a produção bruta de eletricidade foi de 53,1 TWh, dos quais 5% corresponderam a saldo importador, apresentando uma redução de -3% ou 1,8 TWh face a 2010. O saldo importador de eletricidade registou uma taxa de +11% no período 2000-2011. Este crescimento, muito influenciado pela abertura do MIBEL, não foi uniforme, verificando-se no período 2000-2005 uma taxa de 49%, enquanto no período de 2005-2011 essa taxa foi -14%, influenciado por alguns bons anos em termos de hidraulicidade, como foi o caso do ano de 2010. De 2010 para 2011 o saldo importador registou um aumento de 7%, em resultado de uma redução de produção hídrica quando comparada com 2010. Em 2011, cerca de 45% da produção bruta de eletricidade teve origem em fontes renováveis, da qual 49% teve origem Hídrica, 37% de Eólica, 12% na Biomassa (inclui cogeração) e 1% Solar.

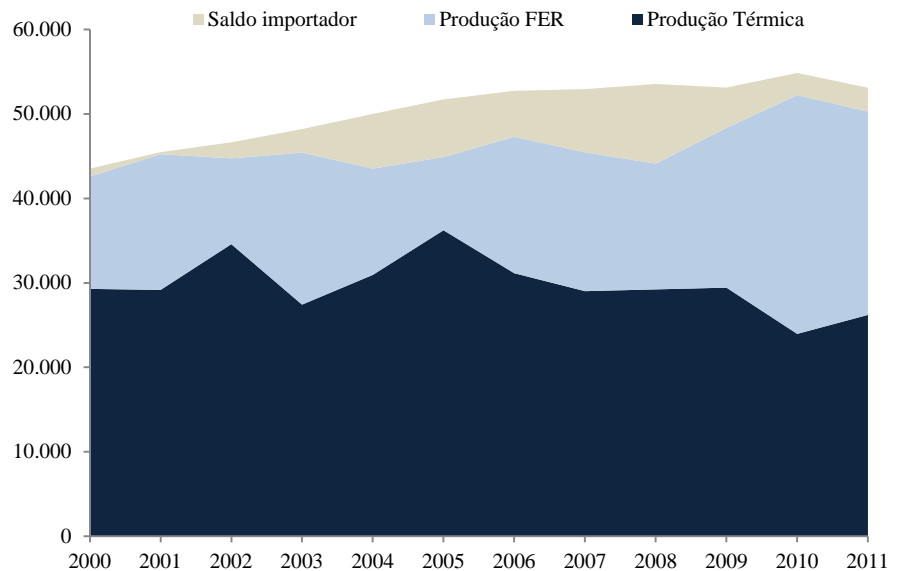


Figura 2 - Evolução da produção bruta de eletricidade em Portugal Continental (TWh)
Fonte: DGEG

Ao nível da capacidade instalada para produção de eletricidade³, existia em 2011 um total de 18.900 MW, tendo-se verificado um aumento de 6% face a 2010. Na última década, o sistema electroprodutor registou um crescimento considerável, em parte graças à expansão da capacidade renovável, mais significativa a partir de 2005. A principal componente renovável que contribuiu para este crescimento foi a Hídrica (53%), seguida da Eólica (40%), Biomassa (6%) e Solar Fotovoltaico (2%) num total de 10.230 MW no final de 2011. Face a 2010, a capacidade de produção a partir de fontes de energia renováveis cresceu 9%.

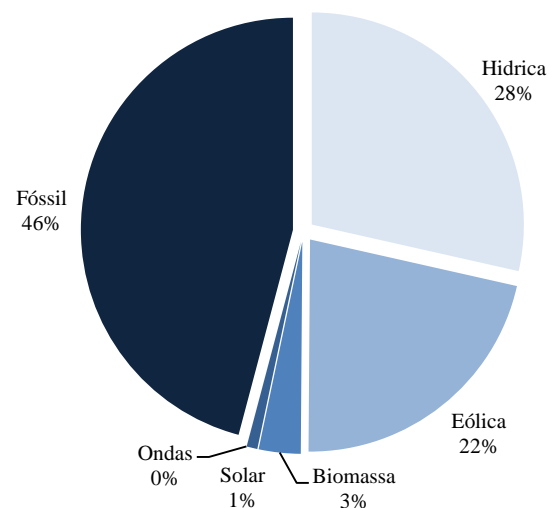


Figura 3 – Mix de produção de eletricidade em Portugal Continental
Fonte: REN

³ Potência de ligação à rede pública ou potência instalada, no caso dos produtores térmicos aderentes à Portaria 399/2002 (Fonte: REN).

Pressupostos

Para o desenvolvimento dos estudos efetuados foram considerados os seguintes pressupostos:

- Macroeconómicos: O cenário da evolução do PIB para o período 2012-2020 é consistente com o cenário considerado no documento que definiu as novas linhas estratégicas para a revisão dos planos nacionais para a eficiência energética e renováveis. É um cenário de 2012 do Ministério das Finanças, e assume uma tcma de 0,6% para o período 2012-2015 e 2,0% para o período 2015-2020. Para o período 2020-2030 assumiu-se uma tcma de 2,0% com base no estudo “*Macroeconomic Scenarios for the Portuguese Economy, 2006-2030*” de Maio de 2006, da responsabilidade do Gabinete de Estratégia e Estudos (GEE) do Ministério da Economia e Inovação, elaborado para a REN.
- Cenário de preços dos principais produtos energéticos e do CO₂: A evolução do preço do Brent (petróleo), entre 2012 e 2015, seguiu o cenário de 2012 do Ministério das Finanças ($P_{2012} = 107$ USD/bbl; tcma = -2,9%). De 2015 em diante foram consideradas as taxas de crescimento previstas no cenário “*New Policies*” da AIE, publicadas no WEO2011 ($P_{2015} = 98$ USD/bbl; tcma = 1,4%). Relativamente ao preço do CO₂, para o período de 2012-2015, foram consideradas as médias das previsões do *Barclays PLC*, *Commerzbank AG* e *Societe General SA* (fonte: *Bloomberg* a 09-03-2012) ($P_{2012} = 9,0$ €/2011/ton_eCO₂; tcma = 18,6%). Entre 2015 e 2030, tiveram por base as previsões para 2020 e para 2030 do cenário “*Current Policies – European Union*” da AIE (Fonte: IEA Outlook 2011) ($P_{2015} = 15,0$ €/2011/ton_eCO₂; tcma = 4,5%).
- Evolução expectável do sistema electroprodutor – Esta evolução teve por base os licenciamentos já existentes e respectivas previsões de entrada em exploração das centrais:
 - PRO Térmica: considerou-se o descomissionamento de cinco centrais, de acordo com as datas previstas para desclassificação das mesmas, e a entrada em serviço de duas novas centrais (CCGT a GN);
 - PRO Hídrica: contemplou os aproveitamentos constantes no Programa Nacional de Barragens, reforços de potência e outros novos aproveitamentos em construção, tendo por base informações mais recentes das datas previstas para a entrada em exploração, em termos de licenciamento existente na DGEG;
 - Oferta PRE: a evolução da PRE teve por base as metas propostas até 2020 no exercício de revisão do Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis que esteve em curso. Para o período 2020-2030 foi assumida uma evolução conservadora da potência PRE. Até 2030 prevê-se a entrada de um total de 9.812 MW de nova capacidade e o descomissionamento de 3.857 MW, o que representa uma tcma de 1,4% para o período 2012-2030.
- Cenários de evolução do consumo de eletricidade: Foram elaborados três cenários para a evolução do consumo total de eletricidade⁴ em Portugal continental – Inferior, Central e Superior – cuja tcma no período 2012-2030 varia entre 0,8% e 1,4%. Todos os cenários incluem os impactos das medidas de eficiência energética identificados no documento de revisão do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética e estendidos até 2030, bem como o impacto da introdução de veículos elétricos.

O detalhe dos diferentes pressupostos pode ser consultado no anexo do Relatório da REN.

⁴ Consumo referido à produção líquida (inclui perdas e autoconsumo)

Critérios de análise da segurança de abastecimento

A análise da segurança de abastecimento do sistema electroprodutor realizou-se sobre três estudos distintos, todos eles com diferentes pressupostos e objetivos diferentes:

- Trajetória Base;
- Análise de Sensibilidade;
- Análise de Rutura.

	ESTUDOS		
	Trajetória Base	Análise de Sensibilidade	Análise de Rutura
Cenário de Consumo	Central	Superior	Superior
Cenário de Oferta	Base	Base	Rutura
Objetivo	Em condições normais expectáveis, verificar qual o nível de segurança de abastecimento e necessidade de evolução da oferta	Face a um cenário de maior procura, verificar se existem condições de segurança no abastecimento	Identificar o ano em que ocorre rutura do sistema electroprodutor

Figura 4 – Pressupostos dos diferentes estudos

O principal indicador que permite avaliar o nível de segurança do sistema electroprodutor no abastecimento de eletricidade é o Índice de Cobertura probabilístico da Ponta (ICP). Este indicador avalia a adequação da potência do sistema electroprodutor para cobrir a ponta da procura de eletricidade. O ICP, com probabilidade de excedência entre 95% (1 ocorrência a cada 20 anos) e 99% (1 ocorrência a cada 100 anos), não deve ser inferior a 1 de forma a garantir a segurança de abastecimento. De notar que para efeitos de cálculo do ICP considera-se a simulação em nó isolado até 2014 (NTC=0) e, a partir de 2015, uma contribuição de 10% da capacidade de interligação (NTC).

Perspetivas Analisadas

Apresentam-se se seguida, de forma sumária, os aspetos mais relevantes para as diferentes trajetórias. O detalhe das análises para as diferentes trajetórias pode ser consultado no Relatório da REN, em anexo.

Trajectoria Base

Para o período em estudo, 2013-2030, os resultados apontam para um ICP sempre superior a 1, verificando-se um mínimo de 1,19 a 1,23 em 2014 e um máximo de 1,72 a 1,77 em 2017, devido à entrada em serviço de duas centrais CCGT's⁵ e de seis centrais hidroelétricas. Esta trajetória configura níveis muito elevados de cobertura do sistema, não perspetivando quaisquer situações críticas de segurança de abastecimento para o SEN.

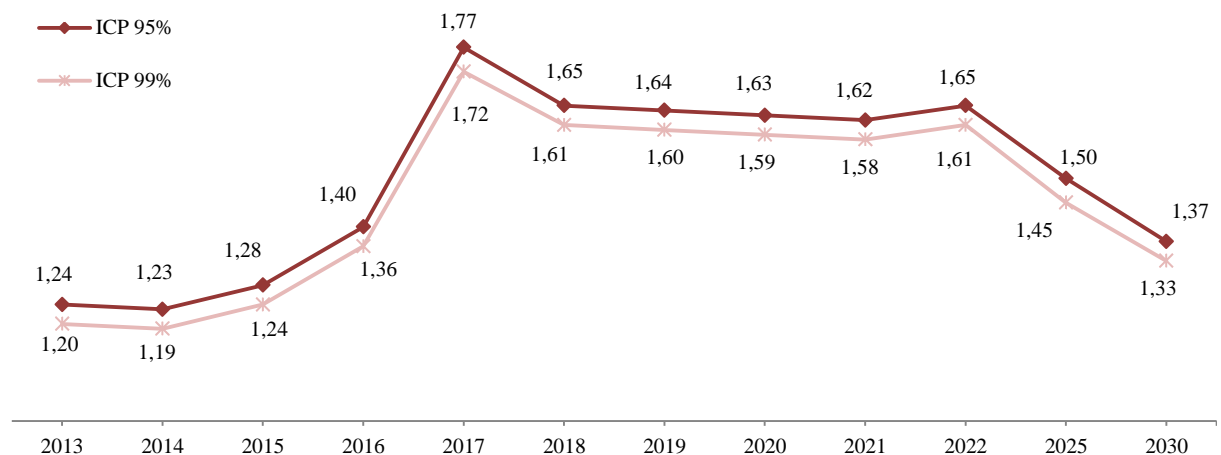


Figura 5 – ICP Trajetória Base

Fonte: REN

Análise de Sensibilidade

Partindo da trajetória Base, foi feita uma análise de sensibilidade para 2013, 2015, 2020 e 2025, onde se assume um maior crescimento no consumo de eletricidade face ao cenário base (tcma cenário central 2012-2030 = 1,1%; tcma cenário superior 2012-2030 = 1,4%). Mesmo face a um cenário de maior procura garantem-se níveis elevados de segurança de abastecimento para o SEN, continuando a não se perspetivar quaisquer situações críticas, pelo que se afigura provável a ocorrência de futuros ajustes na evolução da capacidade.

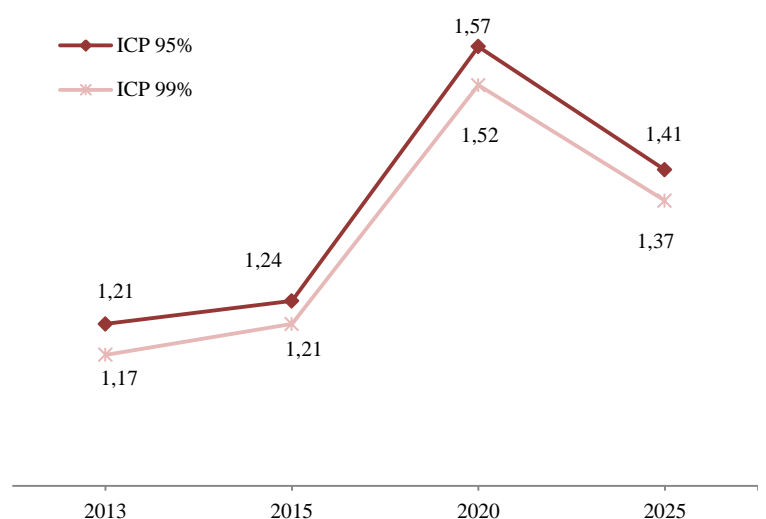


Figura 6 - ICP Análise Sensibilidade

Fonte: REN

⁵ Ciclo Combinado a Gás Natural

Análise de Rutura

Para esta análise considerou-se, para o cenário de oferta até 2030, a entrada em serviço apenas de centros electroprodutores em construção, ou com início de construção até final de 2012, além dos descomissionamentos já previstos. Estimou-se, assim, um total de 3.010 MW de nova capacidade e o descomissionamento de 3.857 MW. Comparando com o cenário Base, em 2030 prevê-se uma diferença de 6.815 MW de capacidade instalada. No cenário de Rutura, a capacidade instalada no sistema electroprodutor, em 2030, é inferior à de 2012 porque não se considera a entrada em exploração de novos centros electroprodutores (térmicos e grandes hídricas).

Na figura seguinte pode comparar-se a perspectiva de evolução em cada um dos cenários.

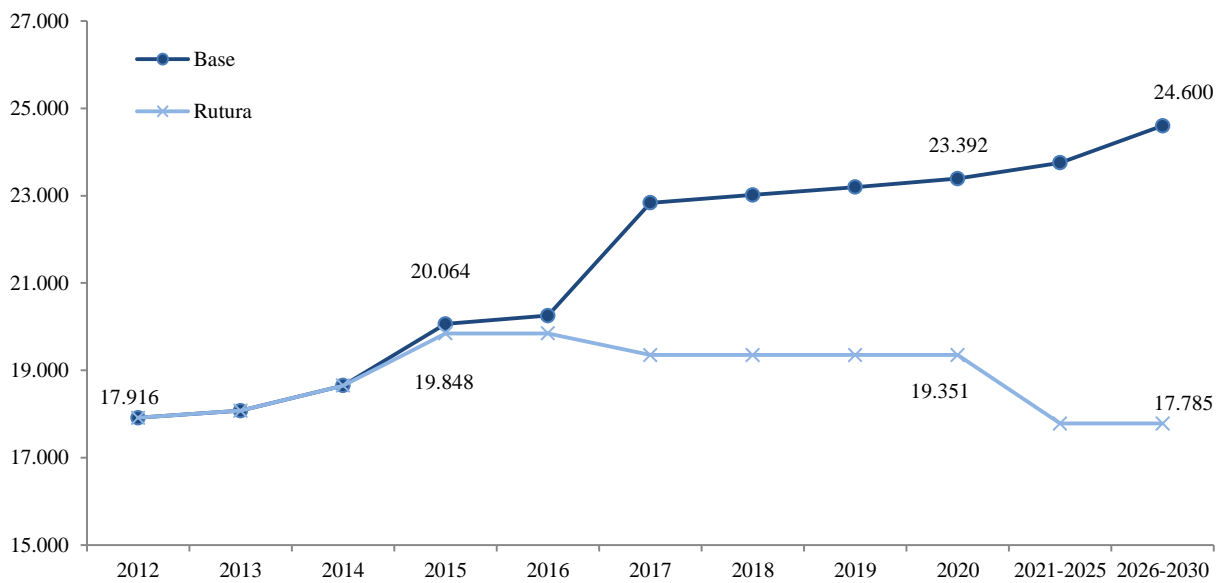


Figura 7 – Evolução expectável do sistema electroprodutor (MW) - Cenário Base vs. Cenário Rutura

Fonte: REN

O objetivo desta análise é identificar quando se prevê que ocorra a rutura do sistema de oferta face à procura a abastecer, isto é, quando é que a evolução do sistema electroprodutor sem nova capacidade deixa de assegurar níveis adequados de segurança de abastecimento. Da análise da evolução do ICP estima-se que o sistema electroprodutor possa atingir o ponto de rutura entre 2023 e 2025 ou entre 2026 e 2030, consoante a probabilidade de excedência do ICP seja 99% ou 95%, respetivamente. Desta análise também se conclui que a segurança de abastecimento até 2020 se encontra garantida num cenário em que não se verifique entrada ao serviço de novos centros electroprodutores.

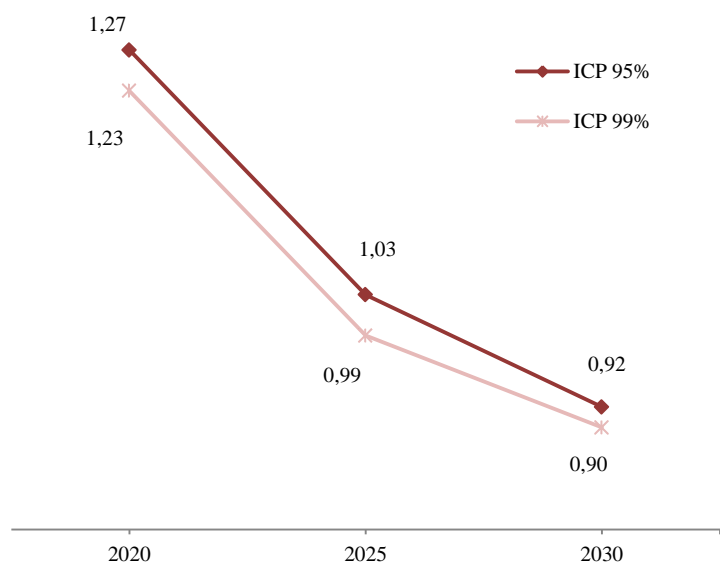


Figura 8 - ICP Análise de Rutura

Fonte: REN

Evolução da RNT e das Interligações

Em julho de 2011 a REN publicou o PDIRT 2012-2017 (2022), que atualmente se encontra em fase de reavaliação. Na generalidade, pode dizer-se que a evolução da rede a nível nacional tem procurado encontrar o equilíbrio entre os fluxos de produção PRE e PRO ao longo do território e as regiões de maior consumo, encontrando-se estas concentradas maioritariamente na região litoral. Foi identificada a zona sul (Alentejo e Algarve) como a mais desvantajosa para a instalação de nova geração térmica PRO, dado o montante de produção previsto e a relativa distância dos centros de maior consumo.

Quanto à capacidade comercial de interligação no âmbito do MIBEL, a REN e a REE têm vindo a desenvolver um conjunto de ações de planeamento e reforço das suas redes, que permitiram o incremento progressivo da capacidade de interligação disponibilizada para o mercado diário. Atualmente, os valores de NTC resultantes de limitações de rede encontram-se, em cerca de 90% do tempo, entre 1.500 MW e os 2.200 MW. Prevê-se que estas restrições sejam ultrapassadas a partir de 2014-2015, passando a uma capacidade de interligação na ordem dos 3.000 MW, em ambos os sentidos.

Perante a perspetiva atual de redução dos consumos, face à recente evolução dos cenários macroeconómicos nacionais, e tendo em conta o desenvolvimento das capacidades já em fase de implementação, não se perspetiva que venham a surgir problemas com a RNT, desde que a evolução do parque electroprodutor tenha em linha de conta o equilíbrio entre a localização das novas capacidades, principalmente PRO, e as regiões de maior consumo.

Competitividade do Sistema Electroprodutor Nacional

Custos Marginais de Produção

O custo marginal de produção (CMP) do sistema electroprodutor permite avaliar, no longo prazo, a competitividade relativa do sistema electroprodutor nacional.

A evolução dos CMP médios anuais apresentam uma tendência decrescente no período de 2013-2015, a partir do qual inverte a tendência e tende a crescer até 2025. Para o período considerado, 2013-2025, os CMP médios anuais registam uma terna de 1%.

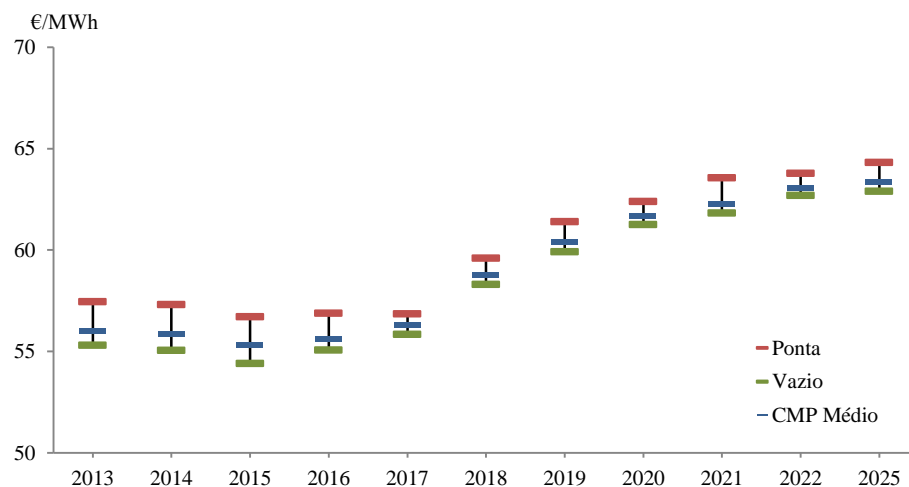


Figura 9 – Custos marginais médios anuais (ambiente MIBEL)

Fonte: REN

O gráfico seguinte compara os custos marginais de produção para os diferentes regimes hidrológicos (seco, médio e húmido), no caso do cenário Base.

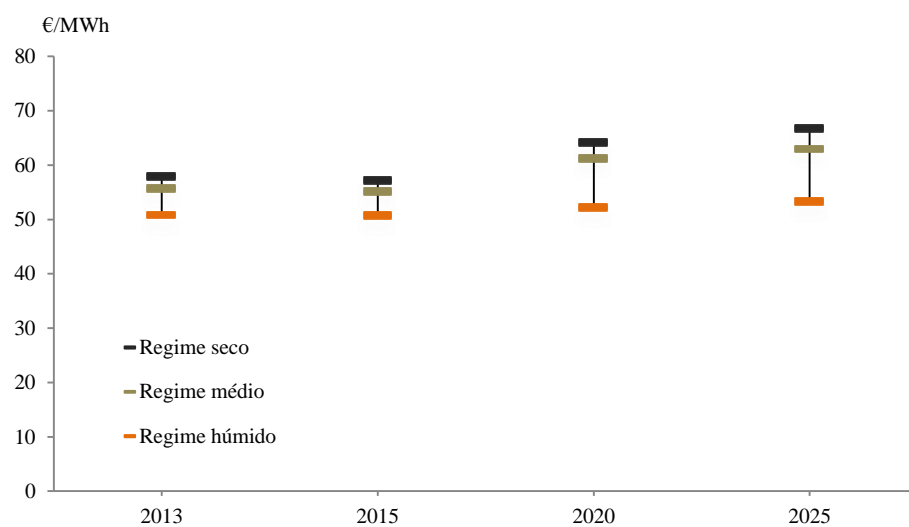


Figura 10 - Custos marginais médios anuais para os diferentes regimes hidrológicos para o Cenário Base
Fonte: REN

Qualidade de Serviço

O fornecimento de energia elétrica com um elevado nível de qualidade constitui uma necessidade essencial para a satisfação da sociedade em geral e, em particular, um suporte para sustentar o desenvolvimento das atividades económicas em condições competitivas num mercado cada vez mais global.

Tendo por base os Relatórios da Qualidade de Serviço de 2011 elaborados pela REN e EDP – Distribuição relativa a Portugal Continental, foi elaborado o Relatório da Qualidade de Serviço de 2011 (Anexo 2). Do mesmo é de salientar:

1. Rede de Transporte: De um modo geral houve uma melhoria muito significativa desde 2005 em relação aos principais indicadores. Constatase que, em 2011, a rede de transporte apresentou para a quase totalidade dos indicadores um comportamento muito favorável, sendo que os indicadores ENF (Energia não fornecida, em MWh), SAIFI (Frequência média de interrupções do sistema), TIE (Tempo de interrupção equivalente em minutos), o SAIDI (Duração média anual das interrupções do sistema) registaram os melhores valores de sempre, enquanto o SARI registou o terceiro melhor resultado até à data verificado, o que deriva de um número reduzido de interrupções, essencialmente de incidentes causados por descargas atmosféricas. Em relação à qualidade da onda de tensão, e segundo a REN, os níveis médios das perturbações registadas são relativamente baixos, sendo cumpridos os limites regulamentares, salvo nalguns casos pontuais em que se verificaram desvios, em relação aos valores padrão, por margens ligeiras e, de modo geral, de forma não contínua. De acordo com a REN, as situações de incumprimento dos limites de tremulação (“*flicker*”) têm origem em clientes de MAT e na linha de interligação com Espanha a 400 kV (Alqueva-Brovaes).
2. Rede de Distribuição: Nas redes da EDP Distribuição foram respeitados os valores padrão associados aos indicadores gerais de continuidade de serviço nas diversas zonas geográficas. No ano de 2011, em relação aos indicadores individuais da continuidade de serviço, o número de incumprimentos foi de 16.254 (3 em MAI, 125 em MT, 112 em BTE e os restantes em BTN), sendo que 25 foram devidos a interrupções. O número de incumprimentos pagos aos clientes foi de 12.543 e o dos transferidos para o fundo de reforço dos investimentos foi de 3.711. Os valores e indicadores mais representativos da qualidade da onda de tensão das instalações da EDP Distribuição podem ser considerados na sua generalidade aceitáveis, tendo-se registado uma melhoria no ano de 2011.

Considerações Finais

1. Os atuais cenários de procura, essenciais para orientar a evolução da oferta, traduzem e confirmam uma nova realidade para os próximos anos, determinada pelo abrandamento da economia nacional e pela redução significativa da procura de eletricidade. Da análise dos resultados obtidos, estima-se, face à trajetória base prevista, um excesso de oferta.
2. O *phase-out* do nuclear em alguns países europeus, e a falta de capacidade de investimento de alguns países em nova potência renovável para cumprir as metas comunitárias, trará oportunidades para países como Portugal para transferir produção (transferência física e não virtual) para esses mesmos países, com participação dos mecanismos de flexibilidade previstos na Diretiva. No entanto, o facto do Mercado Ibérico (MIBEL) funcionar à margem da restante Europa dada a escassez de potência de interligação entre Espanha e França, o que torna difícil o escoamento de produção renovável para o restante mercado europeu, torna essencial o reforço das interligações da Península Ibérica ao resto da Europa, através de França. O reforço desta interligação para níveis adequados permitirá a Portugal escoar o excesso que possa vir a ter de produção renovável, aproveitando o seu potencial.
3. Com a desclassificação da Central Térmica do Pego (a carvão), prevista para 2021, o sistema electroprodutor térmico de Portugal continental ficará totalmente dependente das Centrais Térmicas a Gás Natural. Esta situação colocará Portugal numa situação de extrema dependência de uma única fonte de origem fóssil, que poderá trazer problemas ao nível do abastecimento dado que, segundo os dados de 2011, Portugal importa Gás Natural principalmente de 2 países – Nigéria e Argélia. A manter-se este cenário, em que 59% das importações de Gás Natural dependem de um país politicamente instável como é o caso da Nigéria, poderá estar em causa a segurança de abastecimento, especialmente se ocorrer um ano seco. É por isso de extrema importância a criação de condições que levem à diversificação das fontes de aprovisionamento de GN, de modo a minimizar possíveis falhas em uma delas.

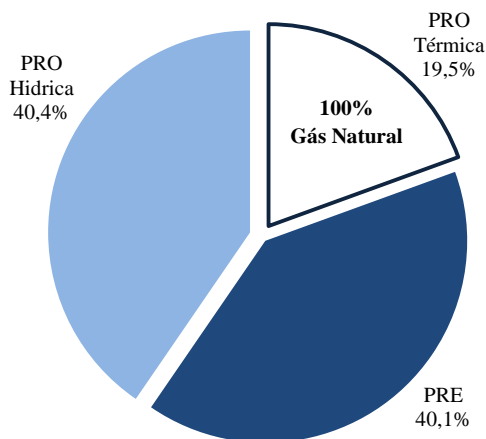


Figura 11 – Estrutura da capacidade do sistema electroprodutor em 2025
Fonte: RMSA-E 2012, REN

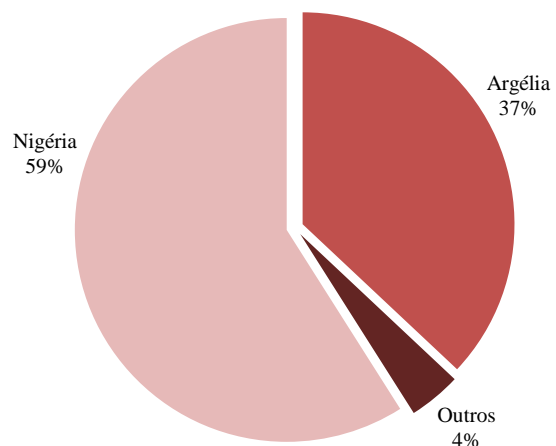


Figura 12 – Importações de GN por país de origem em 2011
Fonte: DGE

4. Importante ressaltar que o aumento da capacidade instalada em aproveitamentos hidroelétricos reversíveis, ou seja, centrais hídricas com uma capacidade dupla, de turbinar e de bombear água,

permite reduzir as perdas de produção renovável para valores mínimos (inferiores a 20 GWh/ano) e com uma probabilidade de ocorrência da ordem de 1%.

5. É essencial uma monitorização constante da evolução do consumo de eletricidade, por forma a garantir que, em caso de um crescimento do consumo acima das previsões, sejam adotadas em tempo útil as medidas necessárias a garantir a manutenção de níveis adequados de segurança de abastecimento, dando prioridade a medidas custo-eficientes do lado da procura (reforço da eficiência energética, *demand response* e interruptibilidade), complementadas com a eventual instalação de nova capacidade de oferta.
6. Não se perspetiva virem a surgir condicionantes à normal exploração da RNT, desde que a evolução do parque electroprodutor tenha em linha de conta o equilíbrio entre a localização das novas capacidades, principalmente PRO, e as regiões de maior consumo.
7. O setor electroprodutor tenderá a perder alguma competitividade dadas as previsões do aumento dos custos marginais de produção a partir de 2017, tendência que deverá manter-se até 2025.

Anexos

Anexo 1 – Relatório REN

Anexo 2 – Relatório da Qualidade de Serviço

Anexo 1

Relatório da REN – RMSA2012 SEN



Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN

Período 2013-2030

30 de Abril de 2012

SUMÁRIO EXECUTIVO

Enquadramento

De acordo com a legislação em vigor (Artigo 63º do Decreto-Lei n.º 29/2006, revisto e republicado pelo Decreto-lei n.º 78/2011, e Artigo 32º do Decreto-Lei n.º 172/2006), compete à REN fornecer os elementos que a DGEG considerar necessários à preparação de uma proposta de Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA), a submeter de dois em dois anos ao Ministro da Economia e Inovação. O Governo publica o Relatório, dando conhecimento do mesmo à Comissão Europeia e à ERSE.

As análises apresentadas neste relatório têm por base a evolução do SEN, os cenários de evolução dos consumos de electricidade e os restantes elementos prospectivos no período 2013-2030 indicados pela DGEG. Entre 2013 e 2022, são desenvolvidos estudos anualmente. Os estádios 2025 e 2030 complementam a visão de longo prazo.

Análises realizadas

No desenvolvimento dos estudos são utilizados dois modelos de simulação:

- VALORAGUA - simulação do sistema electroprodutor em ambiente MIBEL¹;
- RESERVAS - análise probabilística da segurança de abastecimento.

Os estudos sobre a evolução do sistema electroprodutor incidem sobre os seguintes cenários definidos pela DGEG:

- Trajectória “Base” (Capítulo II) incluindo uma Análise de Sensibilidade ao crescimento da procura mais elevado (Capítulo III); e
- Análise de “Rutura” (Capítulo IV).

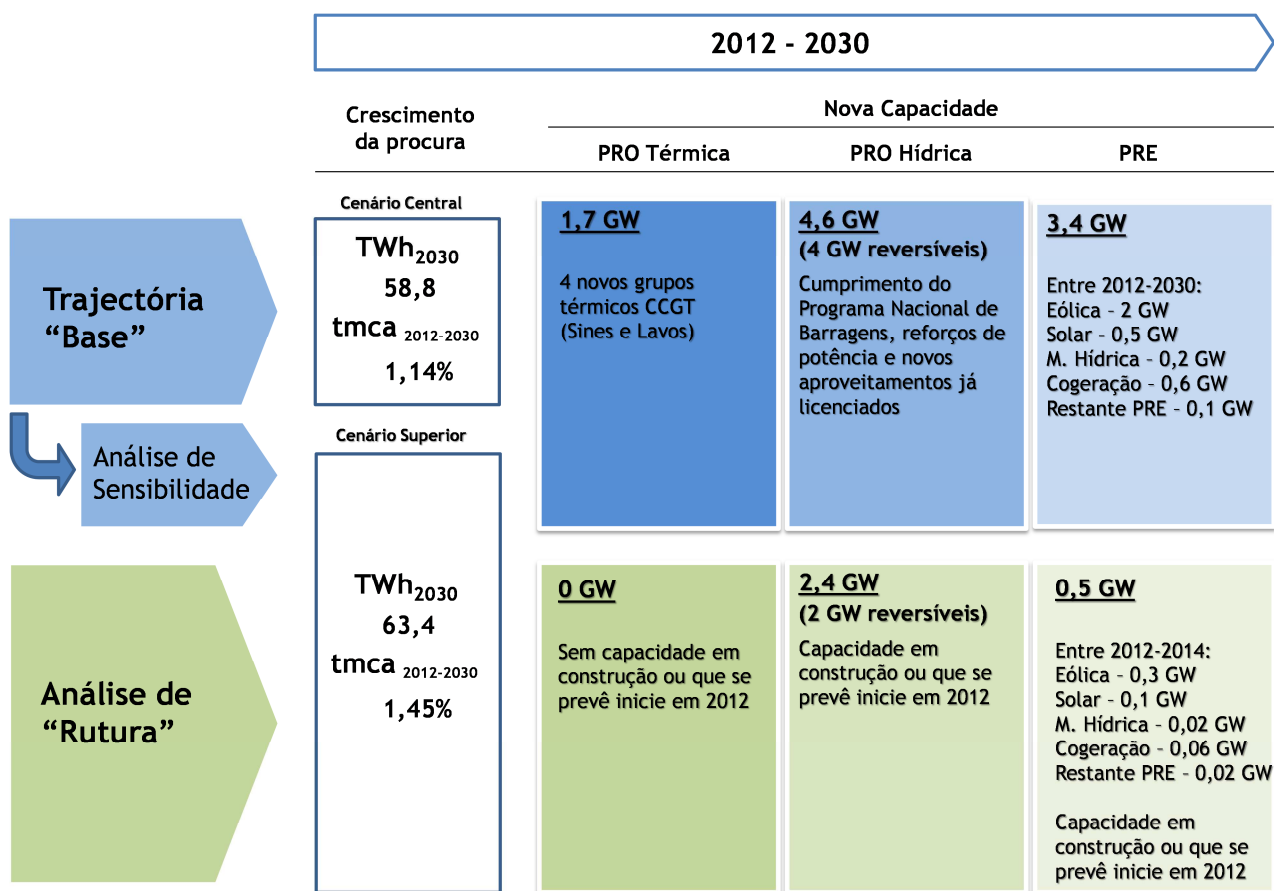
A Trajectória “Base” tem por objectivo estudar a evolução do sistema electroprodutor nacional num cenário de cumprimento das metas e dos objectivos da política energética definidos pelo Governo. Para o efeito, consideraram-se os Pressupostos Gerais elaborados pela DGEG, onde se inclui a evolução dos consumos de electricidade de acordo com o definido no Cenário Central (ver Anexo I).

Nesta trajectória, procede-se à avaliação das condições de segurança de abastecimento (identificando eventuais défices de capacidade de produção), à análise do equilíbrio entre as diferentes componentes da produção e da competitividade do sistema electroprodutor nacional no âmbito do MIBEL, e à avaliação do cumprimento das metas da política energética e do nível de optimização da utilização dos recursos renováveis.

A partir da trajectória “Base” foi efectuada uma **Análise de Sensibilidade ao crescimento da procura mais elevado** nos estádios 2013, 2015, 2020 e 2025, assumindo uma evolução dos consumos de electricidade de acordo com o cenário Superior.

Complementarmente ao estudo da trajectória “Base”, foi efectuada uma **Análise de “Rutura”**, tendo por base o sistema electroprodutor actual, deduzido das desclassificações previstas ao longo do tempo e apenas acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção durante 2012. O objectivo desta análise consiste em identificar o estádio a partir do qual se deixe de verificar a adequação do sistema electroprodutor para abastecimento dos consumos, na ocorrência do cenário Superior da procura.

¹ Nos estudos realizados com o VALORAGUA é assumido um modelo de mercado em concorrência perfeita, sem consideração de estratégias comerciais dos agentes de mercado, nem eventuais restrições contratuais.



Resumo dos principais resultados

Das análises efectuadas decorrem os principais resultados seguidamente apresentados, repartidos pelos três factores chave da sustentabilidade energética: Segurança de abastecimento; Protecção do ambiente; e Competitividade.

Segurança do abastecimento

Na trajectória “Base”, entre 2013 e 2030 o Índice de Cobertura probabilístico da Ponta (ICP) é sempre superior a 1,19 (estádio 2014, probabilidade de excedência da 99%). O valor mais elevado do ICP é de 1,77 e ocorre em 2017 com uma probabilidade de excedência de 95%, ficando a dever-se sobretudo à entrada em serviço de mais de 3,7 GW de nova capacidade. No período analisado, o Loss of Load Expectation (LOLE) é sempre inferior a 3,6 h/ano, sendo que a Expected Energy Not Supplied (EENS) nunca excede mais do que 0,001% da procura anual. A partir de 2017, os excedentes de reserva secundária e de reserva terciária rapidamente mobilizável (resultantes da capacidade hídrica instalada em grandes albufeiras assumida nesta trajectória) face às necessidades de reserva operacional traduzem-se em valores de LOLE nulos.

Da análise de sensibilidade ao cenário Superior de consumos realizada à trajectória “Base” (aos estádios 2013, 2015, 2020 e 2025), o ICP é sempre superior a 1,17 (estádio 2013, probabilidade de excedência de 99%). Nos estádios analisados, o LOLE varia entre 0 e 3,8 h/ano e a EENS não excede 0,001% da procura anual.

A análise de “Rutura” realizada teve por base o sistema electroprodutor actual (deduzido das desclassificações previstas ao longo do tempo) acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção durante 2012 e a ocorrência do cenário Superior da procura. Das simulações realizadas, o ICP em 2020 apresenta um valor mínimo de 1,23. Em 2025, os valores de ICP são de 0,99 e 1,03 com probabilidades de excedência de 99% e 95%, respectivamente. Assumindo que o ICP não deve ser inferior a 1 a ocorrência da “rutura” do sistema acontecerá entre 2023 e 2025 ou entre 2026 e 2030, dependendo da probabilidade de excedência do ICP assumida, 99% ou 95% respectivamente.

Protecção do ambiente

Na trajectória “Base”, os níveis de contribuição das fontes renováveis para o abastecimento dos consumos de electricidade são suficientes para garantir o cumprimento da meta de 55,3% da electricidade em 2020 ser produzida a partir de fontes renováveis, contributo necessário para garantir o cumprimento da meta de 31% para a quota de energias renováveis no consumo final bruto de energia para Portugal. Os resultados obtidos conduzem, em 2020, a uma quota da produção renovável de cerca de 57,5% do consumo bruto de electricidade. Este valor está compreendido entre 54,5% e 60%, dependendo da ocorrência, respectivamente, de uma condição hidrológica mais adversa ou de uma condição hidrológica mais favorável.

A análise de sensibilidade ao crescimento da procura mais elevado da trajectória “Base” conduziu a uma quota da produção renovável de cerca de 55,2 % do consumo bruto de electricidade, valor compreendido entre 53% e 57%, dependendo da condição hidrológica.

As emissões totais anuais de CO₂ da trajectória “Base”, no horizonte 2017 variam entre 13,9 Mt e 14,4 Mt de CO₂. A partir de 2018, com a desclassificação da central de Sines, as emissões totais anuais das centrais termoeléctricas decrescem, na média dos regimes, para valores inferiores a 8,5 Mt de CO₂. No período em análise, a redução das emissões totais de CO₂, na média dos regimes hidrológicos, deverá evoluir de 280 g/kWhe, em 2013, para 110 g/kWhe, em 2030.

Competitividade

Na trajectória “Base”, o sistema electroprodutor português apresenta quase sempre um saldo exportador devido ao incremento da produção proveniente de fontes de energia renováveis e à entrada em serviço dos novos grupos de ciclo combinado a gás natural licenciados. No longo prazo, as exportações de energia diminuem progressivamente, tendendo para um valor próximo de nulo em 2030.

Entre 2013 e 2017 (ano da entrada em serviço das centrais de ciclo combinado de Sines e Lavos), a utilização das centrais a gás natural na média dos regimes decresce de cerca de 24% para 17%. Estes valores baixos justificam-se pela maior competitividade das centrais a carvão e pelo aumento das componentes PRO hidroeléctrica e PRE. A partir de 2018 (após o descomissionamento da central a carvão de Sines) e até 2021 (último ano antes da desclassificação da central a carvão do Pego) a utilização destas centrais aumenta ligeiramente, sem exceder os 30% na média dos regimes. A utilização média das CCGT só supera os 40% a partir de 2025 (após a desclassificação da central da Turbogás), atingindo cerca de 50% em 2030.

ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO	1
CAPÍTULO I Introdução.....	1
1. Objectivos do relatório	1
2. Critérios para análise da segurança de abastecimento	1
CAPÍTULO II Trajectória “Base”	3
3. Evolução do consumo referido à produção líquida.....	3
4. Evolução do sistema electroprodutor até 2030.....	3
5. Evolução da RNT e das Interligações	6
5.1 Princípios e objectivos dos Planos de Desenvolvimento da Rede	6
5.2 Capacidades de recepção das redes planeadas do PDIRT	6
5.3 Limitação de concentração de geração por questões de estabilidade e segurança do sistema	8
5.4 Capacidade comercial de interligação com Espanha	8
6. Garantia de abastecimento	11
6.1 Balanço de capacidade	11
6.2 Índice de cobertura	12
6.3 Necessidades de reserva operacional.....	12
6.1 Indicadores sobre falha de abastecimento.....	13
7. Risco de perda de produção renovável	13
8. Estrutura do abastecimento dos consumos e da produção	14
9. Quota das renováveis	16
10. Consumo de combustíveis	17
11. Emissões de CO ₂	18
12. Utilização das centrais termoeléctricas	19
13. Utilização da NTC	19
CAPÍTULO III Trajectória “Base” - Análise de Sensibilidade ao crescimento da procura mais elevado... 21	21
14. Evolução do consumo referido à produção líquida.....	21
15. Garantia de abastecimento	22
15.1 Balanço de capacidade	22
15.1 Índice de cobertura	23
15.2 Necessidades de reserva operacional.....	23

15.3	Indicadores sobre falha de abastecimento.....	24
16.	Risco de perda de produção renovável	24
17.	Estrutura do abastecimento dos consumos e da produção	25
18.	Quota das renováveis	27
19.	Consumo de combustíveis	28
20.	Emissões de CO ₂	28
21.	Utilização das centrais termoeléctricas	29
22.	Utilização da NTC	30
CAPÍTULO IV Análise de “Rutura”		31
23.	Evolução do sistema electroprodutor até 2030.....	31
24.	Identificação do estágio de rutura	33
CAPÍTULO V Resumo dos resultados		35

ANEXO I Pressupostos Gerais - DGEG

ANEXO II Nota metodológica sobre o modelo “RESERVAS”

GLOSSÁRIO

ÍNDICES DE TABELAS E FIGURAS

CAPÍTULO I Introdução

1. OBJECTIVOS DO RELATÓRIO

De acordo com a legislação em vigor (Artigo 63º do Decreto-Lei n.º 29/2006, revisto e republicado pelo Decreto-lei n.º 78/2011, e Artigo 32º do Decreto-Lei n.º 172/2006), compete à REN fornecer os elementos que a DGEG considerar necessários à preparação de uma proposta de Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA), a submeter de dois em dois anos ao Ministro da Economia e Inovação. O Governo publica o Relatório, dando conhecimento do mesmo à Comissão Europeia e à ERSE.

As análises apresentadas neste relatório têm por base a evolução do SEN, os cenários de evolução dos consumos de electricidade e os restantes elementos prospectivos no período 2013-2030 indicados pela DGEG. Entre 2013 e 2022, são desenvolvidos estudos anualmente. Os estádios 2025 e 2030 complementam a visão de longo prazo. No desenvolvimento destes estudos são utilizados dois modelos de simulação:

- VALORAGUA - simulação do sistema electroprodutor em ambiente MIBEL²;
- RESERVAS - análise probabilística da segurança de abastecimento.

Os estudos sobre a evolução do sistema electroprodutor incidem sobre as seguintes análises:

- Trajectória “Base” (Capítulo II) incluindo uma Análise de Sensibilidade ao crescimento da procura mais elevado (Capítulo III); e
- Análise de “Rutura” (Capítulo IV).

Os principais resultados são apresentados resumidamente no Capítulo V.

Os pressupostos gerais indicados pela DGEG constituem o Anexo I.

2. CRITÉRIOS PARA ANÁLISE DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

A segurança de abastecimento ao nível da produção de electricidade está associada ao desempenho do sistema electroprodutor em duas vertentes:

Adequacy (avaliação estática da suficiência da capacidade instalada para cobrir a procura horária de electricidade) e

Security (análise operacional com a avaliação da capacidade de resposta do sistema para responder a perturbações do equilíbrio oferta-procura).

Quando a realidade era caracterizada por duas principais variáveis de incerteza na operação dos sistemas (procura e falhas fortuitas de grupos geradores), a componente de *Adequacy* assumia maior relevância na análise das condições de segurança de abastecimento a médio e longo prazo, estando a componente de *Security* associada apenas a problemas de curto-prazo relacionados com a mobilização oportuna dos meios de geração.

² Nos estudos realizados com o VALORAGUA é assumido um modelo de mercado em concorrência perfeita, sem consideração de estratégias comerciais dos agentes de mercado, nem eventuais restrições contratuais.

A evolução verificada na última década nos sistemas eléctricos europeus, caracterizada pela integração maciça de capacidade de produção não gestionável (associada principalmente ao aproveitamento de fontes de energia renováveis) e pelo reforço das capacidades de interligação entre países, veio adicionar variáveis de incerteza ao lado da oferta. No caso dos sistemas Ibéricos, os objectivos a alcançar definidos no âmbito da política energética deram enorme dimensão a essas variáveis.

Neste contexto, a componente de *Security* ganhou relevância na avaliação das condições de segurança de abastecimento a médio e longo prazo, dado que passou a ser essencial identificar não apenas a futura capacidade de produção (em termos latos), mas também as necessidades de reserva operacional, de modo a que as perturbações potenciais no equilíbrio oferta-procura (de muito maior dimensão que anteriormente) fossem acomodadas com segurança pelo sistema electroprodutor.

No presente relatório, a avaliação das condições de segurança de abastecimento até ao horizonte 2030 é efectuada através de indicadores probabilísticos resultantes da simulação das configurações do sistema electroprodutor com o modelo RESERVAS³, que traduzem o seu desempenho nas duas vertentes acima referidas:

i) Adequacy

A avaliação da adequação da potência disponível para cobrir a procura horária de electricidade é efectuada através do Índice de Cobertura probabilístico da Ponta (ICP), que corresponde ao menor dos doze ICP mensais de cada ano. A partir de 2015, considera-se a contribuição de uma capacidade correspondente a 10% da NTC prevista.

Para verificação da adequação da capacidade do sistema para cobrir a ponta de consumos considera-se que o ICP com probabilidade de excedência entre 95% e 99% não deve ser inferior a 1,0.

ii) Security

As necessidades de reserva operacional são avaliadas pelos desvios no equilíbrio oferta-procura que ocorrem entre todos os períodos elementares. Essas necessidades são confrontadas com os meios de produção existentes em cada ano capazes de fornecer reserva operacional. A reserva operacional é constituída pela reserva secundária⁴ e pela reserva terciária até 1 hora⁵.

Para aferir globalmente os níveis de segurança de abastecimento proporcionados pelas configurações do sistema electroprodutor nacional analisadas, utiliza-se o indicador LOLE (Loss Of Load Expectation) calculado pelo modelo RESERVAS, que incorpora a expectativa de perda de carga associada à componente de Adequacy (ou LOLE estático) e a expectativa de perda de carga por insuficiência de reserva operacional - componente de Security.

³ Anexo II - Nota metodológica sobre o modelo RESERVAS

⁴ Reserva Secundária: capacidade mobilizável ente 15 segundos e 15 minutos

⁵ Reserva Terciária até 1 hora: capacidade de substituição da Reserva Secundária mobilizável entre 15 minutos e 1 hora (albufeiras com e sem bombagem, assim como 10% da NTC prevista a partir de 2015)

CAPÍTULO II Trajectória “Base”

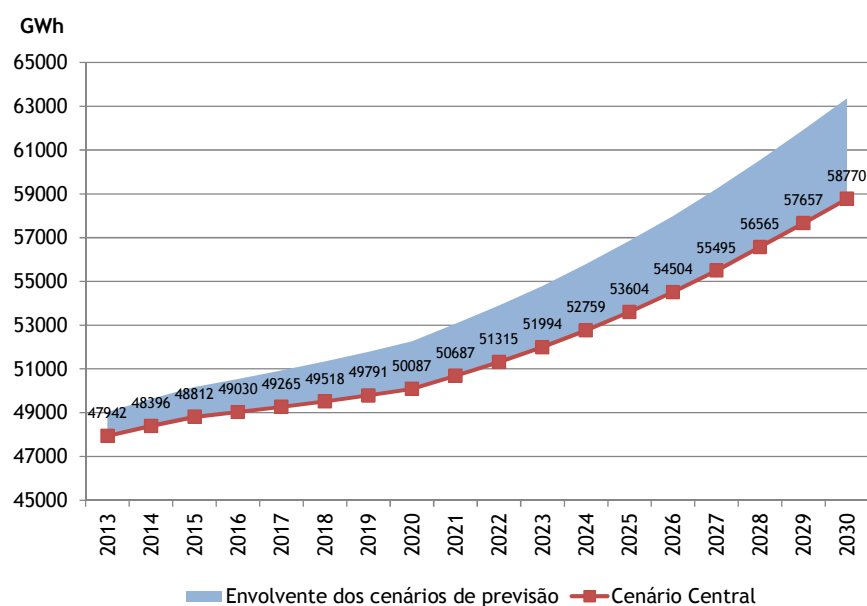
A trajectória “Base” proposta pela DGEG tem por objectivo estudar a evolução do sistema electroprodutor nacional num cenário de cumprimento das metas e dos objectivos da política energética definidos pelo Governo. Para o efeito, consideraram-se os Pressupostos Gerais elaborados pela DGEG, onde se inclui a evolução dos consumos de electricidade de acordo com o definido no Cenário Central (ver Anexo I).

Nesta trajectória, procede-se à avaliação das condições de segurança de abastecimento (identificando eventuais défices de capacidade de produção), à análise do equilíbrio entre as diferentes componentes da produção e da competitividade do sistema electroprodutor nacional no âmbito do MIBEL, e à avaliação do cumprimento das metas da política energética e do nível de optimização da utilização dos recursos renováveis.

3. EVOLUÇÃO DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA

Na Figura 1 é apresentado o cenário Central de evolução do consumo de electricidade referido à produção líquida utilizado na trajectória “Base”, que considera os efeitos das medidas de eficiência energética e inclui o consumo dos veículos eléctricos.

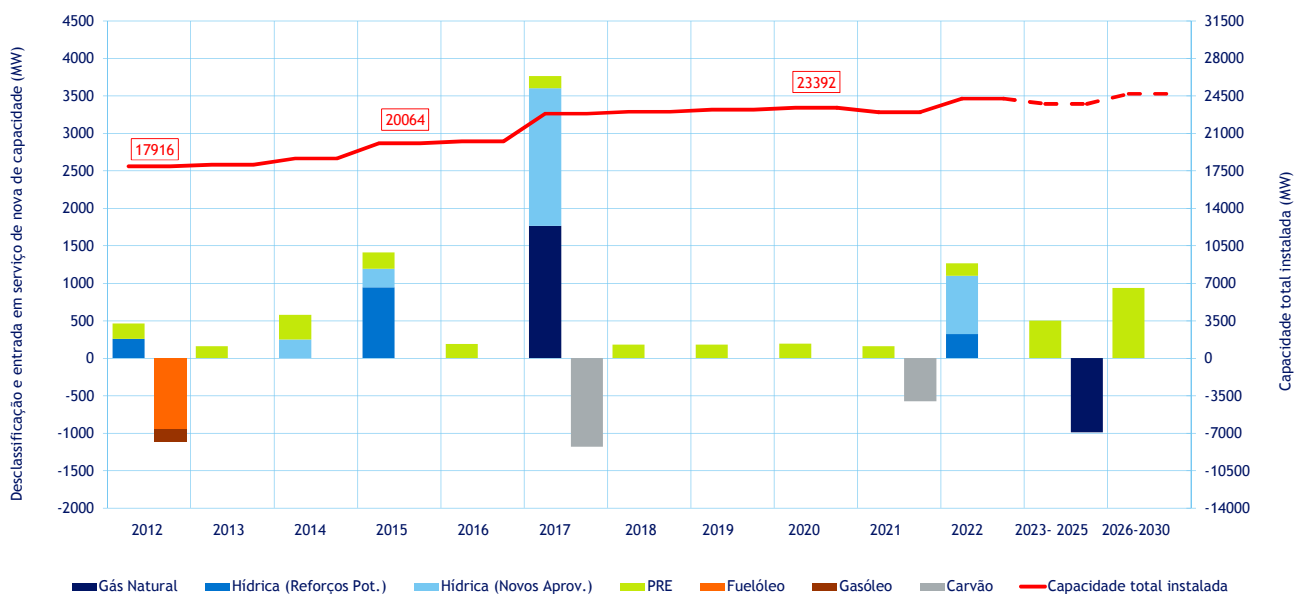
FIGURA 1 - EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELECTRICIDADE ATÉ 2030: CENÁRIO CENTRAL



4. EVOLUÇÃO DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR ATÉ 2030

Na Figura 2 é representada a evolução do sistema electroprodutor ao longo do período 2013-2030, resultante das desclassificações de centrais existentes e da entrada em serviço da nova capacidade de produção assumidos.

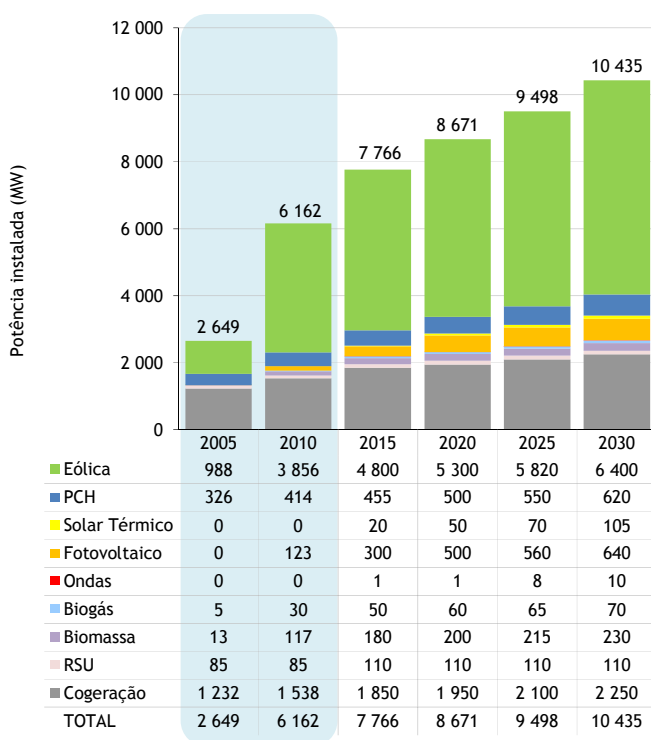
FIGURA 2 - EVOLUÇÃO DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR ATÉ 2030: TRAJECTÓRIA “BASE”



Produção em Regime Especial (PRE)

A Figura 3 apresenta a evolução previsional da potência instalada nas diferentes componentes da PRE⁶.

FIGURA 3 - EVOLUÇÃO PREVISIONAL DA POTÊNCIA INSTALADA EM PRE: TRAJECTÓRIA “BASE”



Em termos absolutos, em 2030 a potência instalada atingirá um total de 10 435 MW que, face ao valor verificado em 2010, corresponde a um aumento da ordem dos 70%.

Na primeira década verifica-se um crescimento de 40% e na segunda década 20%.

⁶ Os valores referem-se às potências líquidas instaladas no final de cada ano.

Produção em Regime Ordinário (PRO)

Na Figura 4 é apresentada a evolução da capacidade das centrais térmicas convencionais e dos grandes aproveitamentos hidroeléctricos instalada no SEN:

FIGURA 4 - CRONOGRAMA DE EVOLUÇÃO DAS GRANDES CENTRAIS TÉRMICAS E HIDROELÉCTRICAS: TRAJECTÓRIA “BASE”

Desclassificação de centrais existentes	MW líq.	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2025	2030
Tunes 3 e 4	165													
Setúbal	946													
Sines	1180													
Pego	576													
Turbogás	990													
Novos centros produtores hídricos														
Alqueva II	256 rev	Jul.												
Ribeiradio/Ermida	77			Abr.										
Qta. Laranjeiras + Feiticeiro (Baixo Sabor)	171 rev			Out.										
Venda Nova III	736 rev				Jul.									
Salamonde II	207 rev				Out.									
Foz - Tua	251 rev				Out.									
Girabolhos	415 rev													
Bogueira	30													
Fridão	238													
Gouvães	880 rev													
Alto Tâmega	160													
Daivões	114													
Alvito	225 rev													
Paradela II	320 rev													
Carvão-Ribeira	555 rev													
Novos grupos térmicos de base														
CCGT Sines I-II	2x444													
CCGT Lavos I-II	2x439													

PRO - Centrais termoeléctricas

A evolução da nova capacidade termoeléctrica considerada na trajectória “Base” está de acordo com a informação mais actual disponível na DGEG sobre as datas de desclassificação das centrais existentes (prevista nos respectivos CAE) e de entrada em serviço industrial dos 4 grupos CCGT actualmente licenciados:

- Central de Sines - 2 grupos em Janeiro de 2017;
- Central de Lavos - 2 grupos em Janeiro de 2017.

PRO - Grandes aproveitamentos hidroeléctricos

A evolução do parque hidroeléctrico considerada na trajectória “Base” tem em conta a concretização dos novos aproveitamentos em construção, dos reforços de potência dos aproveitamentos existentes e dos aproveitamentos decorrentes do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH)⁷, conforme informação disponibilizada pelos produtores à DGEG.

Neste cenário, a potência hídrica PRO instalada, atinge 9650 MW em 2022, quase que duplicando a capacidade actual. A potência reversível atinge 5052 MW, ou seja ligeiramente superior a 50% da capacidade total instalada, e representa um crescimento de cerca de 3,8 vezes face à capacidade actual

⁷ Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico - Documento aprovado em Dezembro de 2007 pelo INAG e DGEG, visando impor um forte impulso ao aproveitamento do potencial hidroeléctrico ainda por explorar, de modo a atingir cerca de 70% em 2020.

(1036 MW). A partir de 2022 e até final do período analisado, admite-se que a capacidade hídrica PRO permanece constante.

Para avaliação da produção hidroelétrica nos estudos de simulação da exploração do sistema electroprodutor, utiliza-se a série histórica de aflúências de 40 anos, 1966 a 2005. Para efeitos da avaliação do comportamento do sistema electroprodutor em função da hidrologia, consideram-se os seguintes regimes hidrológicos de referência:

- Regime húmido de referência, corresponde à média dos resultados obtidos para as condições hidrológicas de 1966, 1978 e 1979 (probabilidade de excedência de 5%);
- Regime seco de referência, corresponde à média dos resultados obtidos para as condições hidrológicas de 1981, 1992 e 2005 (probabilidade de excedência de 92%).

5. EVOLUÇÃO DA RNT E DAS INTERLIGAÇÕES

5.1 PRINCÍPIOS E OBJECTIVOS DOS PLANOS DE DESENVOLVIMENTO DA REDE

O planeamento da RNT rege-se por princípios e regras de segurança e de qualidade de serviço de abastecimento dos clientes que resultam da própria natureza da concessão em regime de serviço público e de exclusividade. Algumas destas regras constam do RARI e encontram-se especificadas em mais pormenor nos “Padrões de Segurança para Planeamento da RNT”, os quais constam do RRT.

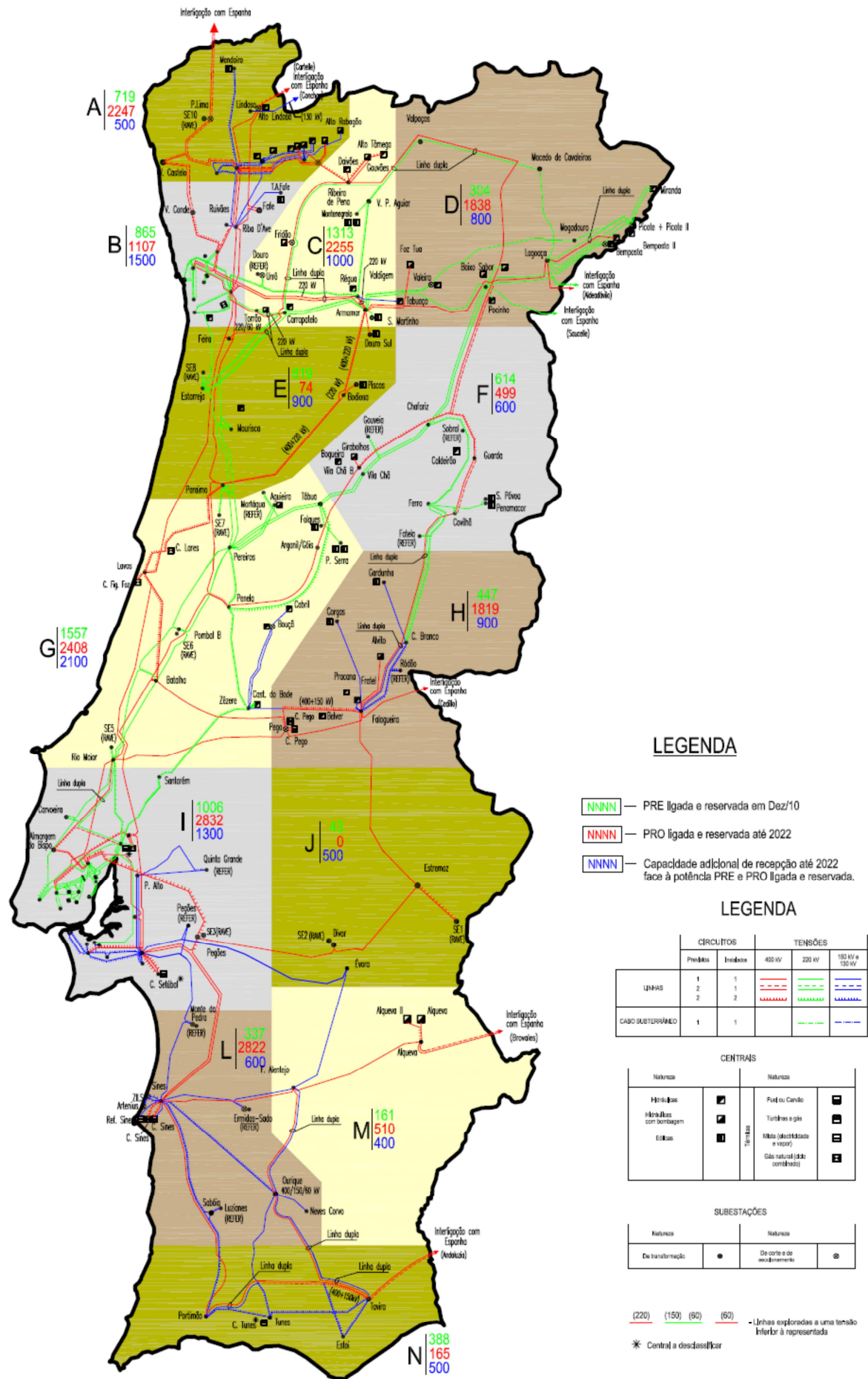
O desenvolvimento da RNT observa também as orientações de política energética nacional, tendo em conta a informação recolhida dos pedidos de ligação à rede formulados pelos utilizadores (produtores e consumidores), de modo a propiciar as estratégias de investimento mais eficientes para a articulação entre a oferta e a procura de electricidade, assegurando a estabilidade do sistema e mantendo um nível de capacidade de interligação com Espanha que permita gamas de troca de energia entre os dois sistemas ibéricos que suportem o desenvolvimento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).

Em Julho de 2011 a REN publicou o PDIRT 2012-2017 (2022), o qual se encontra actualmente em fase de reavaliação, face à recente evolução, em contenção, dos cenários macroeconómicos nacionais.

5.2 CAPACIDADES DE RECEPÇÃO DAS REDES PLANEADAS DO PDIRT

A Figura 5 permite dar uma indicação das zonas onde a RNT oferece capacidade de recepção adicional até 2022, para além de toda aquela que se encontra ligada ou reservada em Dezembro de 2010. De referir que os valores apresentados são de índole indicativa, na medida em que se encontram fortemente dependentes da realização dos projectos da RNT e da efectiva evolução do parque electroprodutor.

FIGURA 5 - CAPACIDADE DE RECEPÇÃO DA RNT NO HORIZONTE 2022, CONSIDERADA NO PDIRT2012-2017 (2022)



5.3 LIMITAÇÃO DE CONCENTRAÇÃO DE GERAÇÃO POR QUESTÕES DE ESTABILIDADE E SEGURANÇA DO SISTEMA

A distribuição da nova geração PRE e PRO ao longo do território sujeita a RNT a grandes variações de fluxos entre áreas, nomeadamente, entre a região norte e zona sul do País, pelo facto de grande parte do potencial hídrico e eólico se encontrar na região interior norte e da maioria do parque produtor térmico se localizar na região Centro/Sul. A agravar esta situação regista-se o facto de o grande consumo nacional estar maioritariamente concentrado na região litoral do País, em particular na faixa costeira entre Setúbal e Braga, englobando a grande Lisboa e o grande Porto, e também na região do Algarve.

A análise dos trânsitos na RNT permitiu identificar a zona sul (Alentejo e Algarve) como a mais desvantajosa para a instalação de nova geração térmica PRO, dado o montante de produção previsto e a relativa distância dos centros de maior consumo.

No caso específico da área de Sines a produção já instalada e comprometida ultrapassa os 3000 MW, o que torna a rede eléctrica de serviço público em particular, e o SEN em geral, vulneráveis a situações mais gravosas que surjam na sequência de defeitos na RNT, os quais podem conduzir a disparos de geração superiores a 2000 MW e colocar em risco a segurança e a estabilidade geral do sistema ibérico.

Em relação ao interior norte, o factor que contribui decisivamente como desvantajoso para a ligação adicional de produtores PRO térmicos é o elevado potencial renovável existente, que pode ser aproveitado com benefícios ambientais e económicos para o SEN.

Por outro lado, as regiões mais favoráveis para a ligação de nova produção de base são as áreas de grande consumo referidas em cima, uma vez que são as localizações que permitem diminuir a volatilidade dos trânsitos na RNT, maximizando a estabilidade do sistema, e que contribuem para a minimização das perdas no transporte de electricidade.

5.4 CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO COM ESPANHA

A capacidade comercial de interligação com Espanha (NTC) define-se como a capacidade livre para transacções comerciais de energia eléctrica no conjunto das interligações existentes entre Portugal e Espanha. De acordo com o estipulado pela ENTSO-E, o NTC representa o valor mínimo mais provável de capacidade livre garantido para trocas comerciais, sendo que os valores médios verificados ao longo de um ano serão provavelmente superiores e, por maioria de razão, os valores máximos.

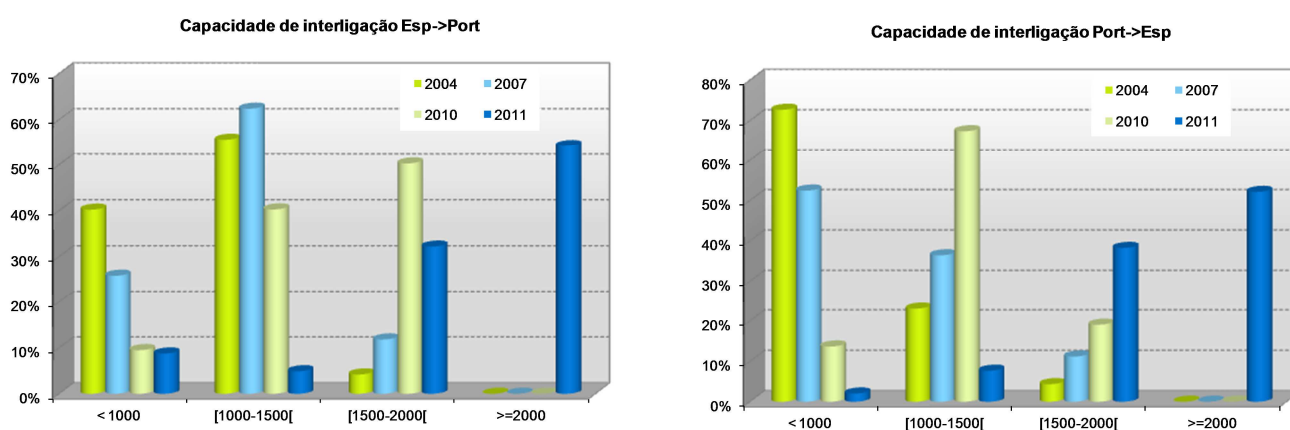
A determinação da NTC é efetuada de acordo com pressupostos de cenarização do funcionamento da rede em ambiente de mercado, tendo presente as condições de aceitabilidade e segurança de funcionamento do sistema ibérico interligado em contingência “n-1” e “n-2” de acordo com os critérios previamente estabelecidos).

Evolução verificada nos últimos anos

O livre funcionamento do MIBEL pressupõe a existência de capacidade de rede que permita trocas de energia eléctrica, quer no sentido Portugal→Espanha, quer no sentido Espanha→Portugal, com um reduzido número de situações de congestionamentos de rede. Nesse sentido, a REN, em conjunto com a REE, tem vindo a desenvolver um conjunto de acções de planeamento e reforço das suas redes com o objectivo de incrementar os valores da capacidade técnica de interligação actualmente disponível para o mercado.

Os diversos estudos desenvolvidos têm permitido o incremento progressivo da capacidade de interligação disponibilizada para o mercado diário verificado desde o ano de 2002, como é ilustrado na Figura 6.

FIGURA 6 - CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO PORTUGAL - ESPANHA VERIFICADA NOS ANOS DE 2004, 2007, 2010 E 2011



Actualmente os valores de NTC resultantes de limitações de rede encontram-se, em cerca de 90% do tempo, entre os 1500 MW e os 2200 MW. Estes valores de NTC representam um aumento bastante significativo em relação ao verificado no horizonte de 2004.

No entanto, saliente-se que o valor de NTC nem sempre resulta de restrições de rede, mas também de limitações dos parques produtores português e espanhol. Actualmente os valores registados de NTC inferiores a 1000 MW ficam a dever-se, na quase totalidade das situações, a restrições de mercado e/ou geração, em particular devido à necessidade de manter alguns grupos térmicos no mínimo técnico para garantir a reserva do sistema, ou devido à necessidade de alocação de elevados montantes de produção PRE em regimes de carga reduzida.

Perspectivas de evolução a médio e longo prazo

A REN e a REE têm em marcha vários projectos de investimento que possibilitarão ultrapassar as restrições de rede ainda existentes e alcançar, a partir de 2014/2015, valores de capacidade de interligação na ordem dos 3000 MW, caso os parques produtores então existentes na Península Ibérica o permitam. Na Tabela 1 apresenta-se a evolução esperada dos valores de NTC para os horizontes em análise neste relatório.

TABELA 1 - PREVISÃO DOS VALORES MÍNIMOS⁽¹⁾ INDICATIVOS DA CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO
(LIMITAÇÕES PREVISIONAIS SÓ DE REDE)

Ano n	Portugal → Espanha [MW]		Espanha → Portugal [MW]	
	Verão	Inverno	Verão	Inverno
	Ano n	Final ano n / Início Ano n+1	Ano n	Final ano n / Início Ano n+1
2012	1700	1700	2000	1600
2014	2800 ⁽²⁾	2800 ⁽²⁾	2200 ⁽²⁾	2200 ⁽²⁾
2017	3000 ⁽³⁾	3000 ⁽³⁾	3000 ⁽³⁾	3000 ⁽³⁾
2020	3200	3200	3200	3200
2025	3200	3200	3200	3200

Notas:

⁽¹⁾ Valores mínimos mais prováveis estimados através de simulação de cenários representativos da rede. Na prática, em situações de défice de geração para abastecimento do consumo interno de cada sistema, ou de indisponibilidades relevantes de elementos de rede, estes valores podem vir a ser inferiores.

⁽²⁾ Após a concretização da futura linha de interligação Algarve - Andaluzia.

⁽³⁾ Após a concretização da futura linha de interligação Minho - Galiza, assim como os reforços internos de rede definidos no relatório conjunto REN, S.A./REE, S.A. "Desenvolvimento da rede de Espanha e Portugal para a implantação do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) - Horizonte temporal 2011".

Para a primeira metade de 2013 encontra-se prevista a entrada em serviço da nova linha de interligação a 400 kV Algarve (Tavira) - Andaluzia (P. Guzman), propiciando um novo acréscimo na capacidade de interligação, nomeadamente no sentido Portugal→Espanha.

Numa fase subsequente (2014/2015), estima-se um aumento significativo na capacidade de interligação, em particular no sentido Espanha→Portugal, associado à construção de mais uma nova linha de interligação de 400 kV na região norte (Minho - Galiza).

A construção das referidas linhas de interligação a 400 kV, bem como os reforços internos das redes previstos, permitirão, tanto à REN como à REE atingir o objectivo a que ambas as empresas se propuseram no âmbito do MIBEL: 3000 MW de capacidade de comercial de interligação, quer no sentido Portugal→Espanha, quer no sentido Espanha→Portugal.

6. GARANTIA DE ABASTECIMENTO

6.1 BALANÇO DE CAPACIDADE

Nas tabelas e figuras seguintes são apresentados os balanços de capacidade com NTC⁸ para a ponta anual (Janeiro) e para a ponta de Verão (Julho), que correspondem aos períodos mais exigentes, quer no que respeita à procura a abastecer, quer no que respeita à necessidade de reserva de capacidade para fazer face à indisponibilidade de recursos do lado da oferta.

TABELA 2 - BALANÇOS DE CAPACIDADE NA PONTA ANUAL (JANEIRO): TRAJECTÓRIA “BASE”

(GW)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2025	2030
Ponta	8,4	8,5	8,6	8,6	8,7	8,7	8,8	8,8	8,9	9,0	9,4	10,3
Potência Instalada Líquida	17,9	18,1	18,7	20,5	23,8	22,8	23,0	23,1	23,3	24,0	23,5	24,5
NTC	1,3	1,3	1,8	1,8	1,8	2,4	2,4	2,4	2,6	2,6	2,6	2,6
Ponta agravada (por efeito de temperatura)	9,1	9,2	9,3	9,3	9,4	9,4	9,5	9,5	9,6	9,7	10,2	11,1

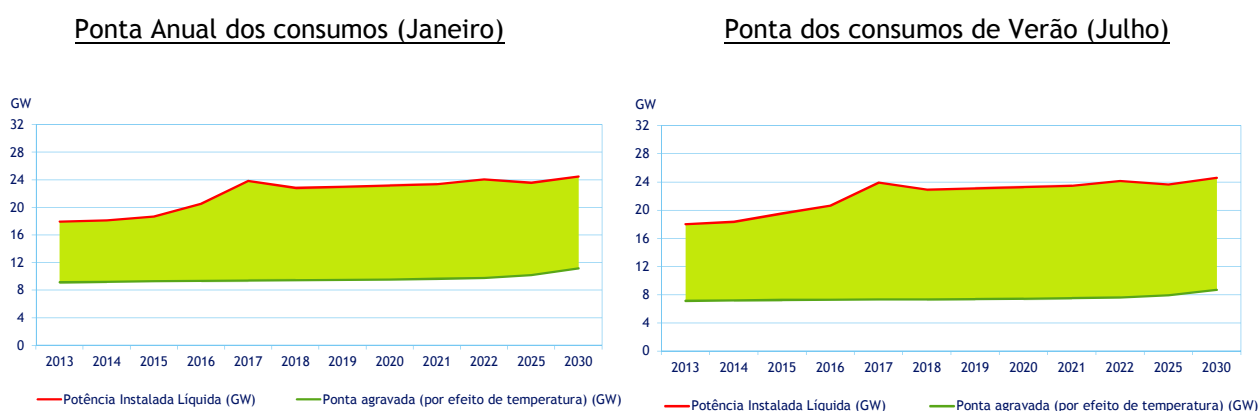
TABELA 3 - BALANÇOS DE CAPACIDADE NA PONTA DE VERÃO (JULHO): TRAJECTÓRIA “BASE”

(GW)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2025	2030
Ponta	6,9	6,9	7,0	7,0	7,1	7,1	7,1	7,2	7,3	7,3	7,7	8,4
Potência Instalada Líquida	18,0	18,3	19,5	20,6	23,9	22,9	23,1	23,2	23,4	24,1	23,6	24,5
NTC	1,6	1,8	1,8	1,8	2,4	2,4	2,4	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Ponta agravada (por efeito de temperatura)	7,1	7,2	7,2	7,3	7,3	7,3	7,4	7,4	7,5	7,6	7,9	8,7

Ao longo do período estudado, os balanços de capacidade apontam para uma capacidade de oferta (potência instalada + NTC) sempre superior a 227% da ponta de consumos em condições normais. Em condições de ponta agravada por efeito de temperatura, esta folga apresenta um valor mínimo de 210% (em Janeiro de 2014).

No período de ponta de Verão, os níveis de capacidade remanescente são superiores aos da ponta anual sobretudo devido ao menor valor absoluto da ponta de consumos a abastecer (cerca de 80% da ponta de Inverno).

FIGURA 7 - PONTA AGRAVADA VS POTÊNCIA INSTALADA LÍQUIDA: TRAJECTÓRIA “BASE”

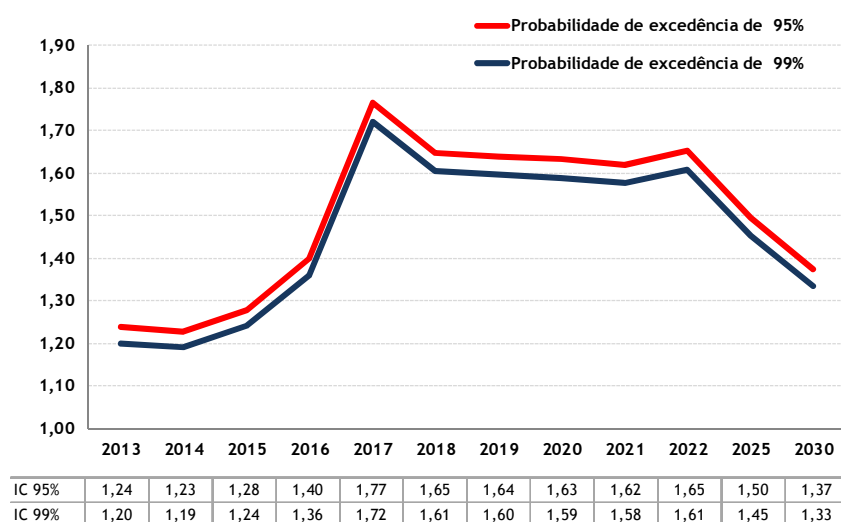


⁸ Para efeitos das simulações em ambiente MIBEL realizadas com o modelo VALORAGUA é considerada uma redução de 20% dos valores da NTC.

6.2 ÍNDICE DE COBERTURA

Na Figura 8 é apresentada a evolução do ICP (Índice de Cobertura probabilístico da Ponta) nos períodos de ponta anual, para uma probabilidade de excedência de 95% e 99%. No período em análise, o ICP para uma probabilidade de excedência da 95% é sempre superior a 1,23 (estádio 2014). O valor mais elevado do ICP (1,77) ocorre em 2017, ficando a dever-se sobretudo à entrada em serviço de mais de 3,7 GW de capacidade (correspondentes aos aproveitamentos de Girabolhos - 415 MW, Bogueira - 30 MW, Fridão - 238 MW, Alto Tâmega -160 MW, Daivões - 114 MW e Gouvães - 880 MW, a par de 160 MW em PRE e das centrais CCGT de Sines e Lavos - 888 MW e 878 MW, respectivamente).

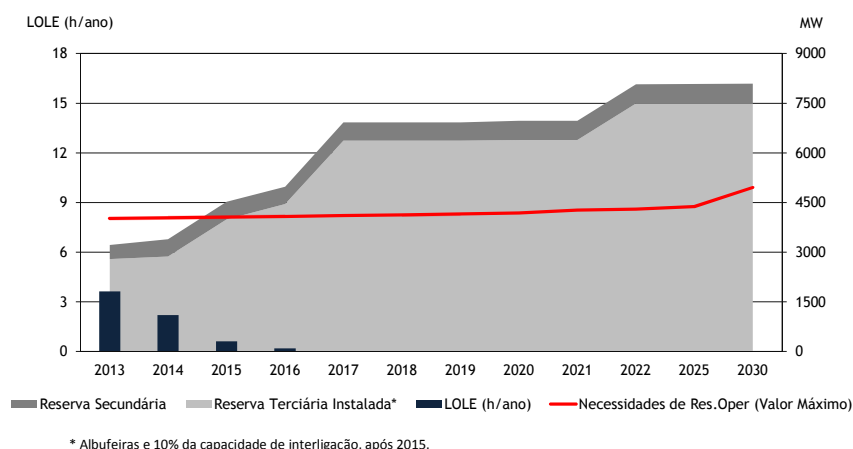
FIGURA 8 - ÍNDICE DE COBERTURA PROBABILÍSTICO NA PONTA ANUAL (JANEIRO): TRAJECTÓRIA “BASE”



6.3 NECESSIDADES DE RESERVA OPERACIONAL

A penetração das componentes intermitentes da produção associada à evolução da PRE nesta trajectória determina um progressivo aumento das necessidades de reserva operacional (apresentadas na Figura 9).

FIGURA 9 - NECESSIDADES DE RESERVA OPERACIONAL VS RESERVA SECUNDÁRIA E RESERVA TERCIÁRIA INSTALADA: TRAJECTÓRIA “BASE”

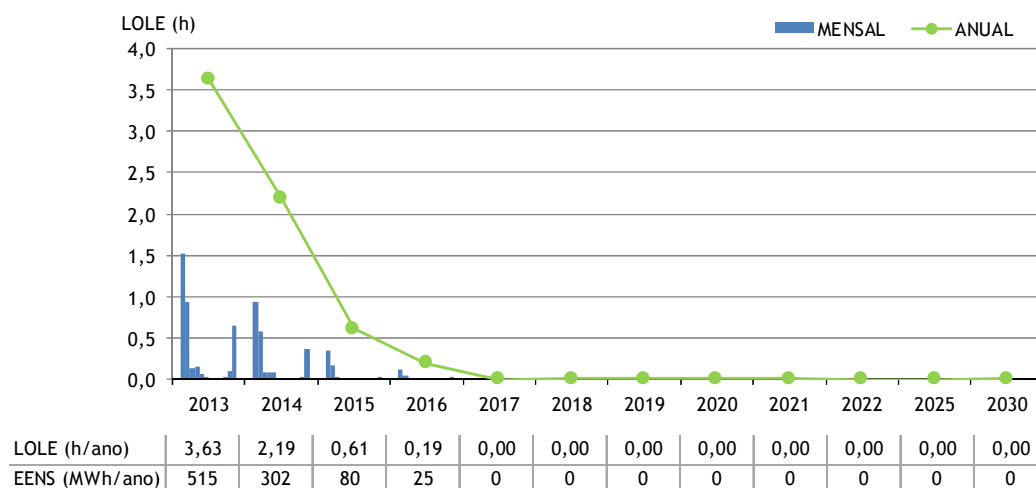


A partir de 2017, os excedentes de reserva secundária e de reserva terciária rapidamente mobilizável (resultantes da capacidade hídrica instalada em grandes albufeiras assumida nesta trajectória) face às necessidades de reserva operacional traduzem-se em valores de LOLE nulos.

6.1 INDICADORES SOBRE FALHA DE ABASTECIMENTO

Na Figura 10 é apresentada a evolução do indicador LOLE, em base mensal e anual, e quantificada a EENS anual, ao longo do período de estudo. Entre 2013 e 2030, o LOLE varia entre 0 e 3,6 h/ano. Mesmo na situação mais crítica (estádio 2013), a EENS não excede 0,001% da procura anual.

FIGURA 10 - EVOLUÇÃO DO LOLE E EENS: TRAJECTÓRIA “BASE”



7. RISCO DE PERDA DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL

A correcta gestão de um sistema eléctrico implica o constante equilíbrio entre a oferta e a procura. Quando há excesso de produção face à procura, o Gestor de Sistema dispõe de um mecanismo de ajuste (mercado de serviços de sistema) em que os produtores podem ser mobilizados para descer carga nos grupos ou proceder à bombagem nas centrais hidroeléctricas reversíveis, reduzindo assim a oferta de energia e conduzindo ao restabelecimento do equilíbrio. Em casos extremos, depois de mobilizada toda a reserva para descer disponível poderá mesmo ser necessário recorrer à suspensão das entregas por parte de algumas centrais que utilizam fontes de energia renováveis não controláveis, induzindo, portanto, o seu desaproveitamento.

Na Tabela 4 são indicados os resultados da análise efectuada ao excesso de produção renovável em períodos de vazio para a série de 40 condições hidrológicas e para os estádios 2015, 2020 e 2025 com e sem a capacidade em bombagem hidroeléctrica prevista.

TABELA 4 - EXCESSO DE PRODUÇÃO EM PERÍODOS DE VAZIO: TRAJECTÓRIA “BASE”

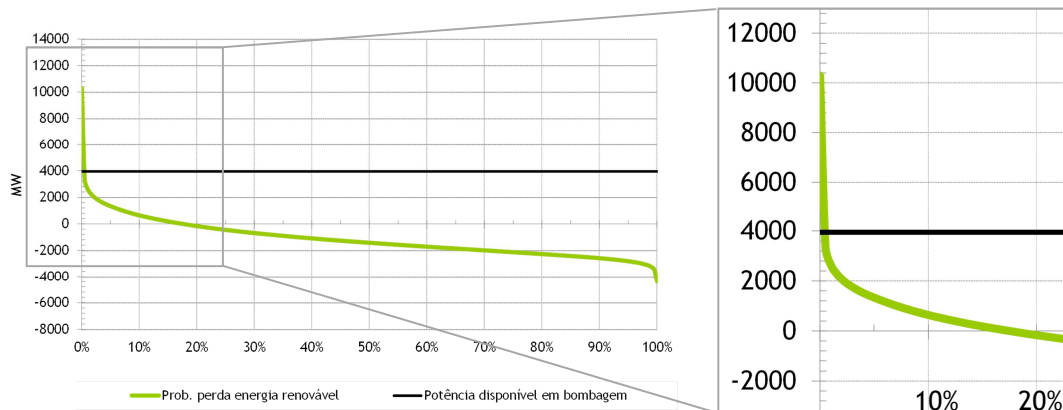
Bombagem (MW) ESTÁDIO	2015		2020		2025	
	Bomb.: 2655	Sem Bomb.: -	Bomb.: 3950	Sem Bomb.: -	Bomb.: 5050	Sem Bomb.: -
Potência máxima em excesso de Produção	4855,6	7510,6	6344,7	10294,7	4158,5	9208,5
Energia desaproveitada (GWh)	16,8	536,7	6,3	666,8	4,2	674,0
Prob. de ocorrência de excesso de Produção	1,0%	15,0%	0,5%	18,0%	1,0%	16,5%

Nos estádios analisados, o acréscimo da capacidade instalada em aproveitamentos hidroeléctricos reversíveis permite reduzir as perdas de produção para valores mínimos (inferiores a 20 GWh) e com uma probabilidade de ocorrência da ordem de 1%.

Em 2020 (Figura 11), a probabilidade de ocorrerem situações de excesso de produção nos períodos de vazio sem a contribuição dos aproveitamentos hidroeléctricos reversíveis é de cerca de 18%, atingindo-se uma

potência máxima em excesso de cerca de 10 300 MW e um valor esperado para a energia desaproveitada de 667 GWh. Considerando a totalidade da potência instalada em aproveitamentos hidroeléctricos reversíveis expectável para esse estágio (3950 MW), a probabilidade de ocorrerem situações de desaproveitamento de fontes de energia renováveis poderá ser reduzida até cerca de 0,5%.

FIGURA 11 - EXCESSO DE PRODUÇÃO NOS PERÍODOS DE VAZIO DE 2020 - PROBABILIDADE DE SER SUPERADO: TRAJECTÓRIA “BASE”

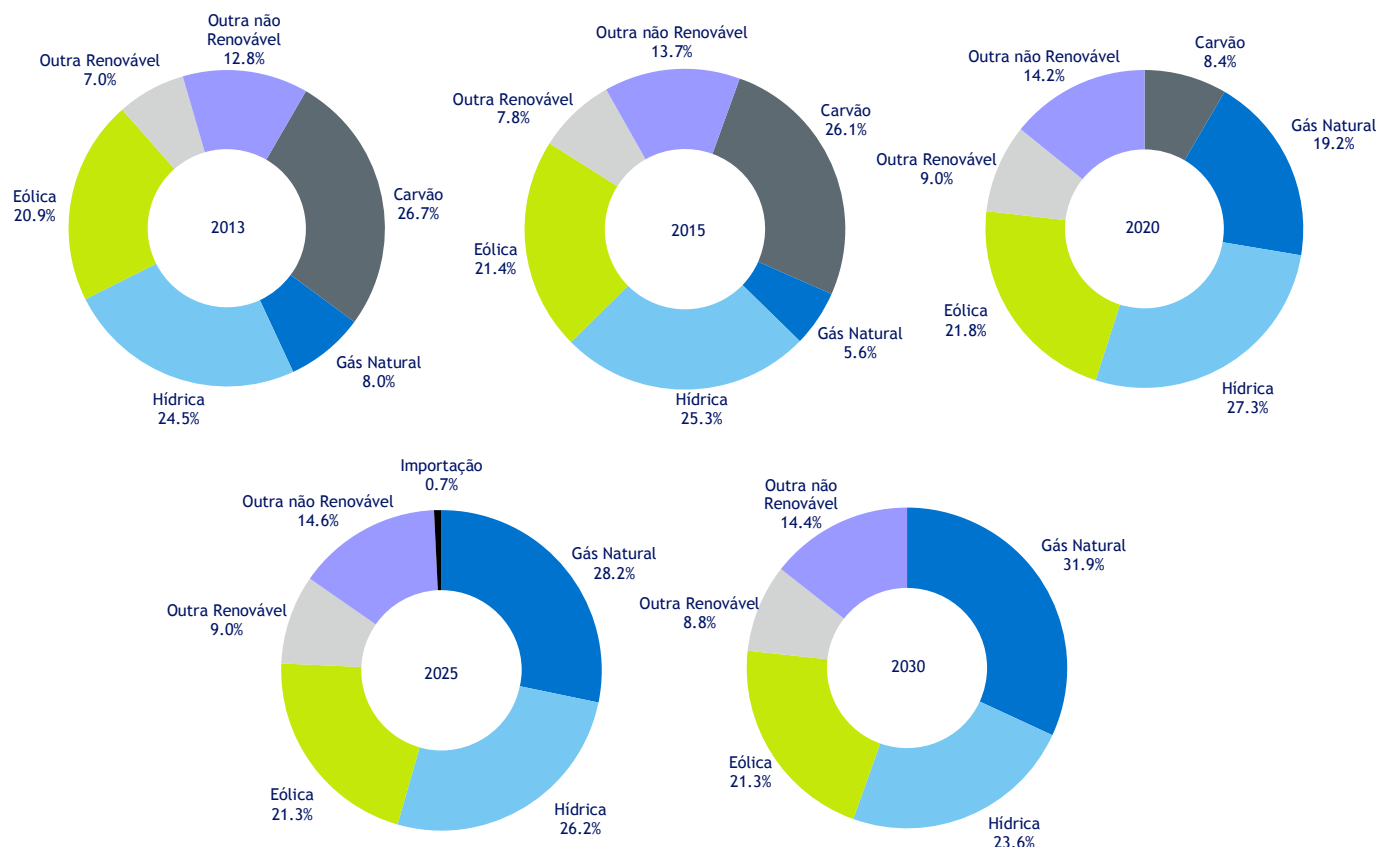


8. ESTRUTURA DO ABASTECIMENTO DOS CONSUMOS E DA PRODUÇÃO

Na Figura 12 é representada a estrutura do abastecimento dos consumos nacionais. De notar que não inclui a energia correspondente aos saldos exportadores, que se assumiu ser produzida pela componente termoeléctrica a gás natural (grupos de ciclo combinado).

Na média dos regimes, entre os estádios 2013 e 2030, as componentes termoeléctricas convencionais (carvão e gás natural) vêem o peso reduzido de 35% para 32%, atingindo um valor mínimo de 28% em 2020. Apesar do decréscimo da contribuição do gás natural entre 2013 e 2015, que evolui de 8% para 5,6%, em 2020 o seu peso relativo volta a aumentar até 19%, verificando-se um máximo de 32% em 2030. Em contrapartida, o carvão tem uma contribuição nula a partir da desclassificação da central do Pego (em 2021). A componente eólica vê aumentada em 0,5 pp a sua contribuição no horizonte de estudo, atingindo em 2030 uma quota de cerca de 21,5%. A outra renovável atinge uma quota de 8,8% no período. O peso da grande hídrica (na média dos regimes), cresce de 24% para 27%, devido à entrada em serviço dos novos aproveitamentos hidroeléctricos e dos reforços de potência de aproveitamentos existentes até 2022. A partir de 2022 a capacidade PRO hidroeléctrica mantém-se constante, resultando, por essa razão, num decréscimo de peso na estrutura de abastecimento.

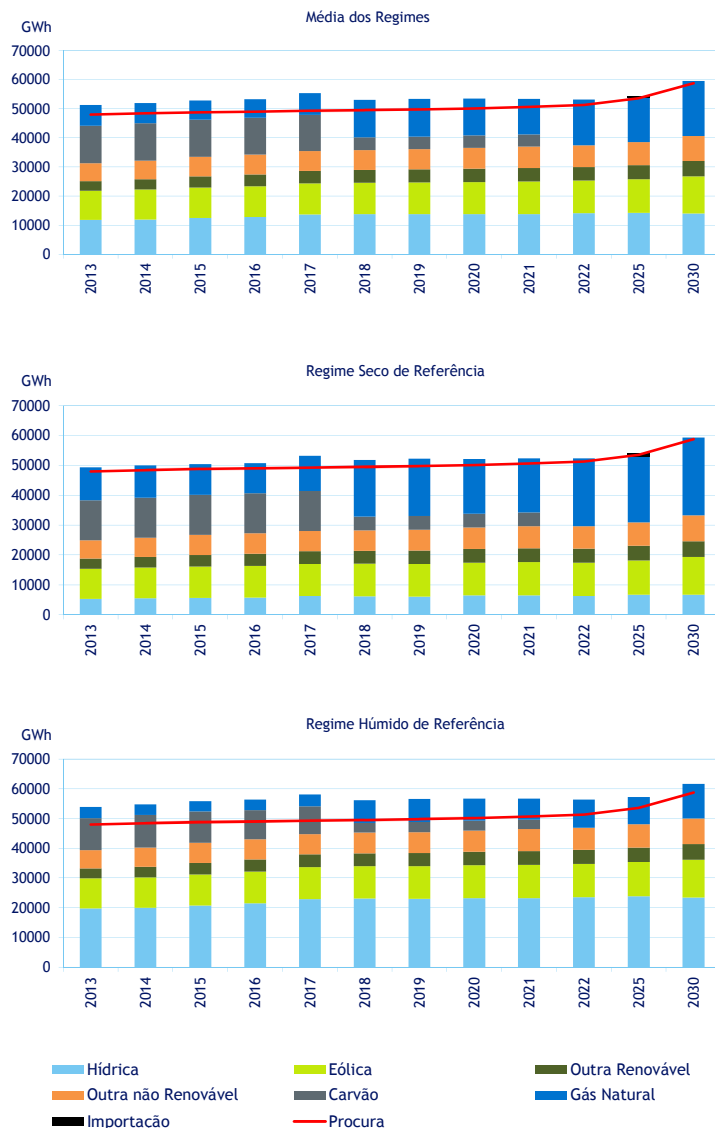
FIGURA 12 - ESTRUTURA DO ABASTECIMENTO DOS CONSUMOS NA MÉDIA DOS REGIMES: TRAJECTÓRIA “BASE”



No período em análise, o sistema electroprodutor português apresenta quase sempre um saldo exportador devido ao incremento da produção proveniente de fontes de energia renováveis e à entrada em serviço dos novos grupos de ciclo combinado a gás natural licenciados. No longo prazo, as exportações de energia diminuem progressivamente, tendendo para um valor próximo de nulo em 2030.

A produção hidroeléctrica em regime seco e em regime húmido corresponde a cerca de 45% e 170% da produção na média dos regimes, respectivamente. A variabilidade da produção hídrica é geralmente compensada com produção em centrais de ciclo combinado a gás natural.

FIGURA 13 - ESTRUTURA DA PRODUÇÃO: TRAJECTÓRIA “BASE”



9. QUOTA DAS RENOVÁVEIS

Entre 2012 e 2020, a evolução prevista da PRE conjugada com o incremento de produção hídrica permite assegurar a manutenção de uma quota crescente de produção renovável no consumo bruto de electricidade.

A contabilização da contribuição da produção renovável para o abastecimento do consumo bruto de electricidade⁹ foi desenvolvida de acordo com o Decreto-Lei 141/2010, que transpõe parcialmente a Directiva 2009/28/CE relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis.

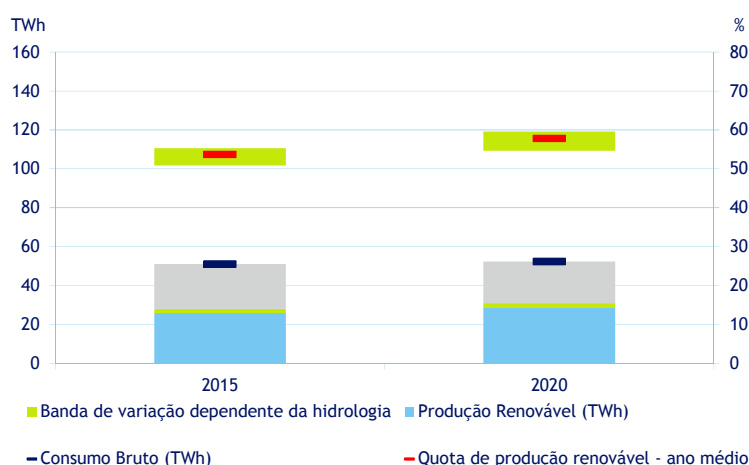
Na contabilização da electricidade gerada a partir da energia hídrica considerou-se um factor de utilização médio da potência instalada calculado com base num período de 15 anos, composto pelo ano de referência (2020) e pelos 14 anos anteriores (2006-2019). Este cálculo excluiu a produção de electricidade resultante da água armazenada por recurso a bombagem.

⁹ Consumo bruto de electricidade: definido como a produção total doméstica de electricidade, mais importações menos exportações

Da mesma forma, também no caso da energia eólica conforme previsto no Decreto-Lei 141/2010, procedeu-se à normalização da electricidade gerada a partir desta fonte renovável. Nessa contabilização, consideraram-se os 4 anos que antecedem o ano de referência.

Na trajectória “Base”, os resultados obtidos conduzem, em 2020, a uma quota da produção renovável de cerca de 57,5% do consumo bruto de electricidade. Este valor está compreendido entre 54,5% e 60%, dependendo da ocorrência, respectivamente, de uma condição hidrológica mais adversa (correspondente à envolvente mínima das médias móveis de 15 anos) ou de uma condição hidrológica mais favorável (definida pela envolvente máxima das médias móveis de 15 anos).

FIGURA 14 - CONTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL PARA O ABASTECIMENTO DO CONSUMO BRUTO DE ELECTRICIDADE: TRAJECTÓRIA “BASE”



NOTA: A RCM 1/2008 prevê a substituição de 5% a 10% de carvão nas centrais termoelectricas de Sines e do Pego por biomassa ou combustível derivado de resíduos. No entanto, uma vez que esta medida ainda se encontra em fase de avaliação não se considerou a sua concretização no horizonte previsto, o que penaliza em cerca de 1% a quota da produção renovável no consumo bruto de electricidade.

Nesta trajectória, os níveis de contribuição das fontes renováveis para o abastecimento dos consumos de electricidade são suficientes para garantir o cumprimento da meta de 55,3% da electricidade em 2020 ser produzida a partir de fontes renováveis, contributo necessário para garantir o cumprimento da meta de 31% para a quota de energias renováveis no consumo final bruto de energia para Portugal.

10. CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS

Carvão

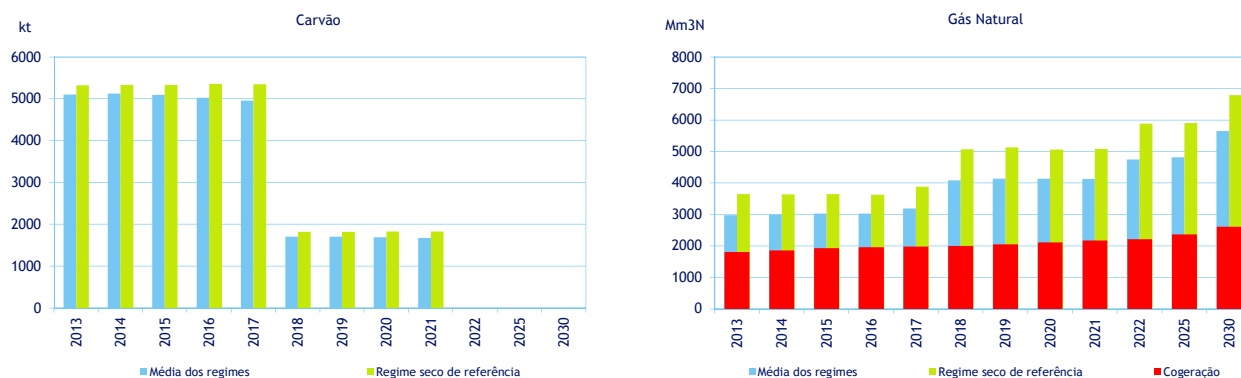
Até 2030, a capacidade portuária de descarga de carvão do terminal de Sines (situada actualmente em cerca de 5,5 Mt anuais) é suficiente para garantir o abastecimento das centrais existentes.

A desclassificação da central de Sines (1180 MW no final de 2017) conduzirá a uma redução substancial do consumo total de carvão para cerca de 1,7 Mt.

Gás Natural

No horizonte 2030, os consumos anuais de gás natural das centrais de ciclo combinado não ultrapassam 3000 Mm³N, na média dos regimes, e 4200 Mm³N, em regime seco. Relativamente aos consumos de gás natural pelas centrais de cogeração, estima-se um aumento de 1800 Mm³N para 2600 Mm³N, entre 2013 e 2030¹⁰.

FIGURA 15 - CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS DA PRODUÇÃO TERMOELÉCTRICA: TRAJECTÓRIA “BASE”



11. EMISSÕES DE CO₂

Entre 2013 e 2017, verifica-se que as emissões totais anuais de CO₂, variam entre 13,9 Mt e 14,4 Mt de CO₂. Estes valores estão sobretudo associados à energia produzida para exportação.

A partir de 2018, com a desclassificação da central de Sines, as emissões totais anuais das centrais termoeléctricas deverão decrescer, na média dos regimes, para valores inferiores a 8,5 Mt de CO₂.

FIGURA 16 - EMISSÕES DE CO₂ DAS CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS: TRAJECTÓRIA “BASE”

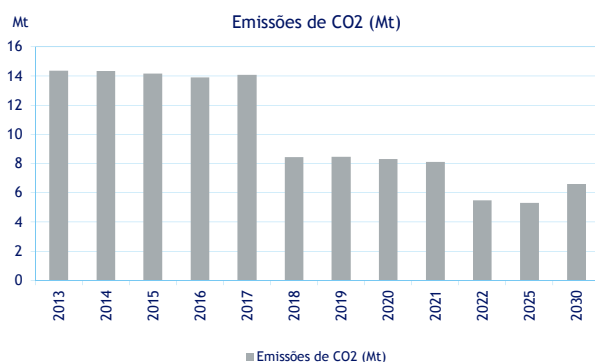
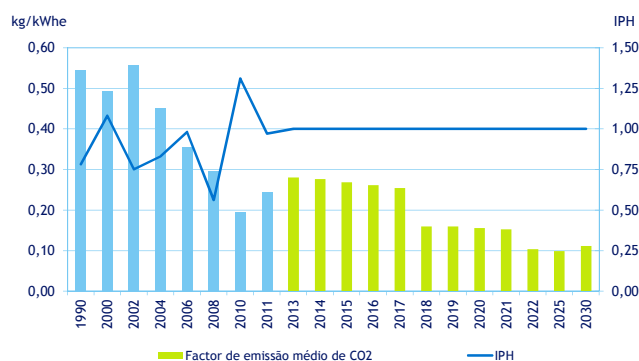


FIGURA 17 - FACTOR DE EMISSÃO MÉDIO DE CO₂ DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR: TRAJECTÓRIA “BASE”



No período em análise, a redução das emissões totais de CO₂ traduz-se numa significativa redução do factor de emissão médio de CO₂ do sistema electroprodutor que, na média dos regimes hidrológicos, deverá evoluir de 280 g/kWh_e, em 2013, para 110 g/kWh_e, em 2030.

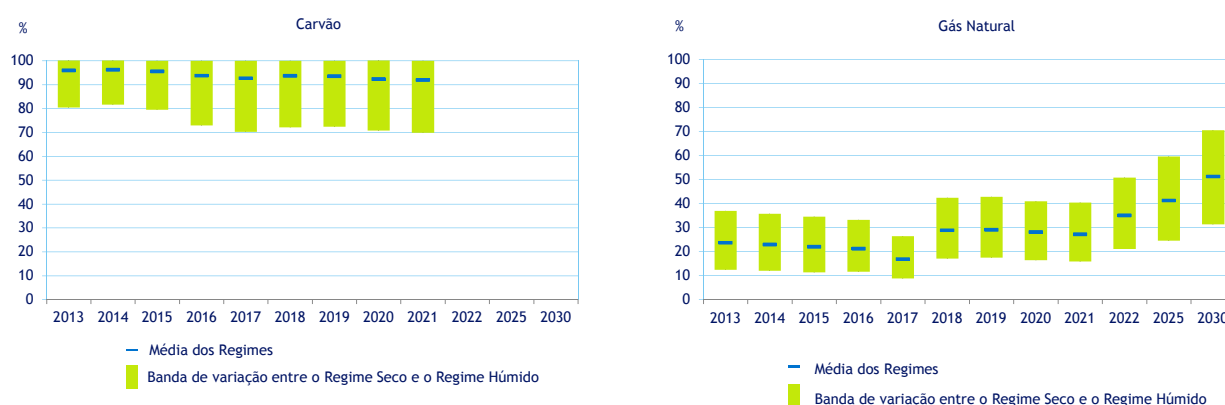
¹⁰ Considerando a conversão progressiva das actuais centrais de cogeração a fuelóleo por gás natural.

12. UTILIZAÇÃO DAS CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS

Durante o período 2013 a 2021, na média dos regimes, a utilização das centrais a carvão decresce de 96% para 92%. Em regime seco, a utilização destas centrais situa-se sempre próxima dos 100%. No longo prazo, a forte penetração de produção renovável condiciona o funcionamento das centrais a carvão nos períodos de vazio, podendo induzir uma redução da respectiva utilização em regime húmido (de cerca de 80% em 2013, para 70%, em 2021).

Entre 2013 e 2017 (ano da entrada em serviço das centrais de ciclo combinado de Sines e Lavos), a utilização das centrais a gás natural decresce progressivamente de cerca de 24% para 17%, na média dos regimes. Estes valores baixos justificam-se pela maior competitividade das centrais a carvão e pelo aumento das componentes PRO hidroelétrica e PRE. A partir de 2018 (após o descomissionamento da central a carvão de Sines) e até 2021 (último ano antes da desclassificação da central a carvão do Pego) a utilização destas centrais aumenta, ainda que o valor máximo alcançado na média dos regimes seja de cerca de 28%. Só a partir de 2025 (após a desclassificação da central da Turbogás) é que a utilização das CCGT supera os 40% na média dos regimes, atingindo cerca de 50% em 2030.

FIGURA 18 - UTILIZAÇÃO DAS CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS POR TIPO DE COMBUSTÍVEL: TRAJECTÓRIA “BASE”

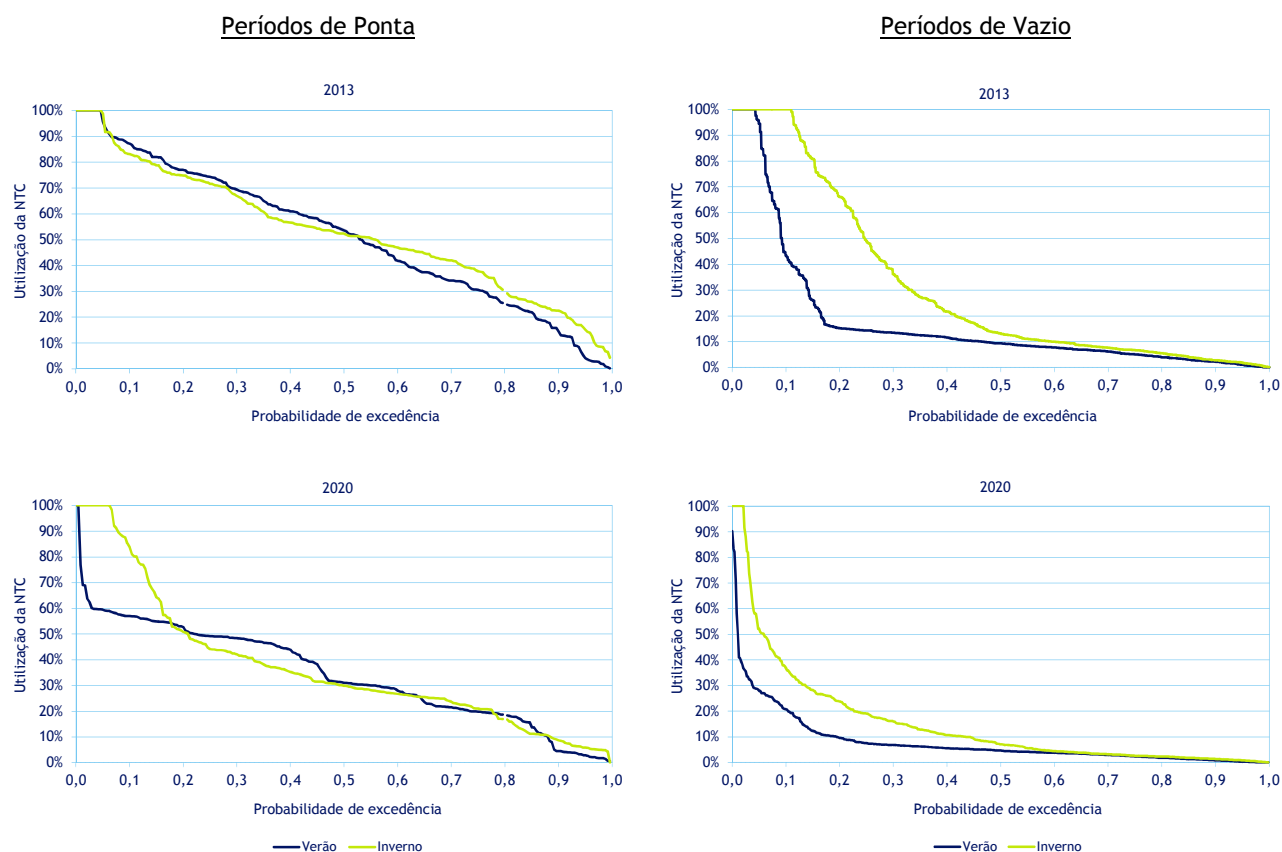


13. UTILIZAÇÃO DA NTC

Entre 2013 e 2020, prevê-se que, dependendo do período do ano, a capacidade disponível para trocas comerciais (NTC) evolua de um mínimo 1600 MW para 3200 MW.

A Figura 19 apresenta uma previsão estatística dos níveis de utilização da NTC entre Portugal e Espanha, em períodos de ponta e de vazio, para 2013 e 2020. Nestes estádios, a maior probabilidade de a NTC disponível ser utilizada na totalidade nos períodos de ponta e de vazio ocorre no Inverno e é sempre inferior a 12%.

FIGURA 19 - UTILIZAÇÃO DA NTC (PROBABILIDADE DE SER SUPERADA): TRAJETÓRIA “BASE”



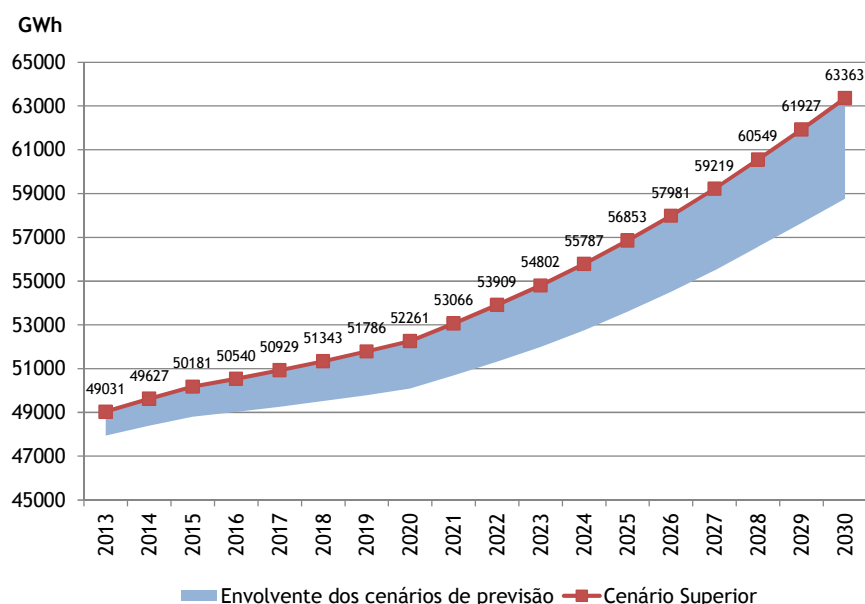
CAPÍTULO III Trajectória “Base” - Análise de Sensibilidade ao crescimento da procura mais elevado

A partir da trajectória “Base” foi efectuada uma análise de sensibilidade à evolução do sistema electroprodutor nos estádios 2013, 2015, 2020 e 2025, na eventualidade de um crescimento da procura mais elevado. Nesta sensibilidade, do lado da procura é assumida uma evolução dos consumos de electricidade de acordo com o cenário Superior.

14. EVOLUÇÃO DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA

Na Figura 20 é apresentado o cenário Superior de evolução do consumo de electricidade referido à produção líquida que, à semelhança do cenário Central, também considera os efeitos das medidas de eficiência energética e inclui o consumo dos veículos eléctricos.

FIGURA 20 - EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELECTRICIDADE ATÉ 2030: CENÁRIO SUPERIOR



O cenário Superior representa um acréscimo de consumo de 4,3% em 2020 (+2174 GWh) e 7,8% em 2030 (+4600 GWh) face ao cenário Central.

15. GARANTIA DE ABASTECIMENTO

15.1 BALANÇO DE CAPACIDADE

Nas tabelas e figuras seguintes são apresentados os balanços de capacidade com NTC para a ponta anual (Janeiro) e para a ponta de Verão (Julho), que correspondem aos períodos mais exigentes, quer no que respeita à procura a abastecer, quer no que respeita à necessidade de reserva de capacidade para fazer face à indisponibilidade de recursos do lado da oferta.

TABELA 5 - BALANÇOS EM POTÊNCIA NA PONTA ANUAL (JANEIRO): TRAJECTÓRIA “BASE” - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

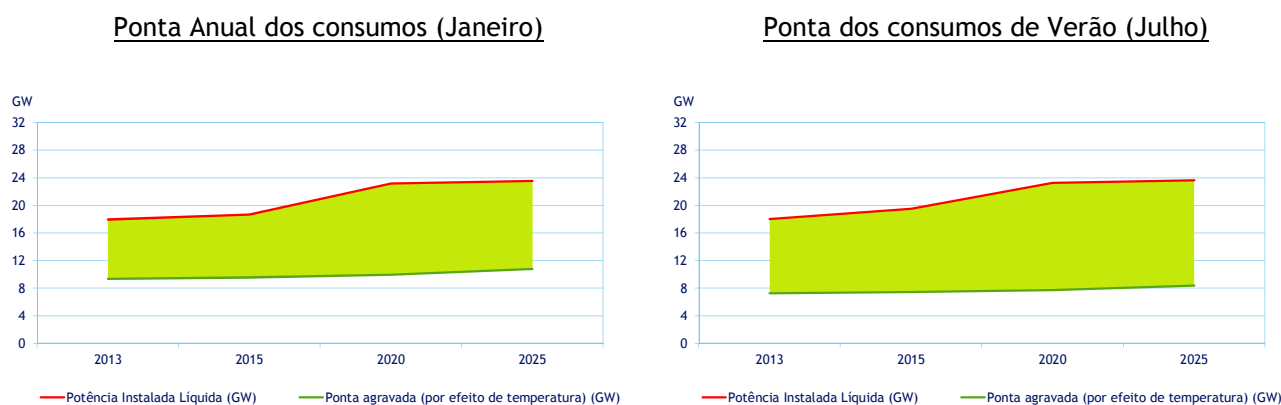
(GW)	2013	2015	2020	2025
Ponta	8,6	8,8	9,2	10,0
Potência Instalada Líquida	17,9	18,7	23,1	23,5
NTC	1,3	1,8	2,4	2,6
Ponta agravada (por efeito de temperatura)	9,3	9,5	9,9	10,8

TABELA 6 - BALANÇOS EM POTÊNCIA NA PONTA DE VERÃO (JULHO): TRAJECTÓRIA “BASE” - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

(GW)	2013	2015	2020	2025
Ponta	7,0	7,2	7,5	8,1
Potência Instalada Líquida	18,0	19,5	23,2	23,6
NTC	1,6	1,8	2,6	2,6
Ponta agravada (por efeito de temperatura)	7,3	7,4	7,7	8,4

Ao longo do período estudado, os balanços de capacidade apontam para uma capacidade de oferta (potência instalada + NTC) sempre superior a 220% da ponta de consumos em condições normais. Em condições de ponta agravada por efeito de temperatura, esta folga é sempre superior a 205%.

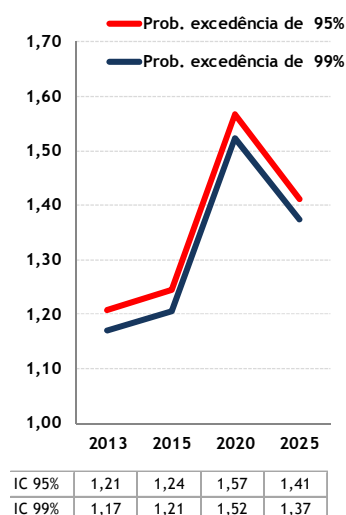
FIGURA 21 - PONTA AGRAVADA VS POTÊNCIA INSTALADA LÍQUIDA: TRAJECTÓRIA “BASE” - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE



15.1 ÍNDICE DE COBERTURA

Na Figura 22 é apresentada a evolução do Índice de Cobertura probabilístico (ICP) nos períodos de ponta anual dos estádios 2013, 2015, 2020 e 2025, com uma probabilidade de excedência de 95% e 99%. Nos estádios analisados, o ICP para uma probabilidade de excedência da 95% é sempre superior a 1,21 (estádio 2013).

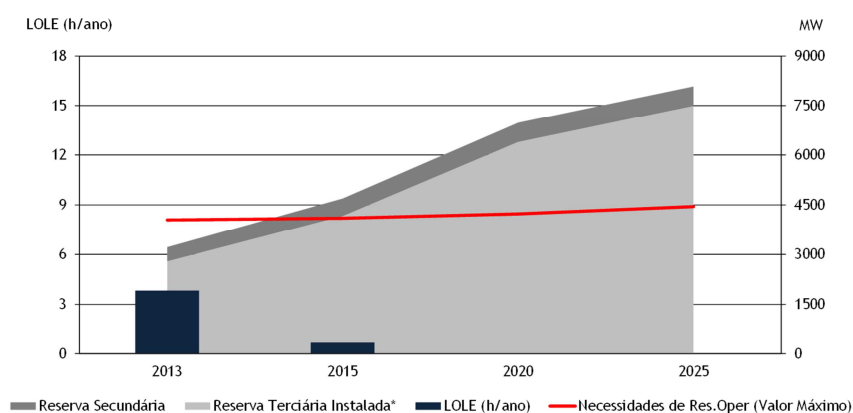
FIGURA 22 - ÍNDICE DE COBERTURA PROBABILÍSTICO: TRAJECTÓRIA “BASE” - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE



15.2 NECESSIDADES DE RESERVA OPERACIONAL

Na Figura 23 é apresentada a evolução das necessidades de reserva operacional do SEN na análise de sensibilidade à trajetória “Base”. Em 2020 e 2025, os excedentes de reserva secundária e de reserva terciária rapidamente mobilizável (resultantes da capacidade hídrica instalada em grandes albufeiras assumida nesta trajetória) face às necessidades de reserva operacional traduzem-se em valores de LOLE nulos.

FIGURA 23 - NECESSIDADES DE RESERVA OPERACIONAL VS RESERVA SECUNDÁRIA E RESERVA TERCIÁRIA INSTALADA: TRAJECTÓRIA “BASE” - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

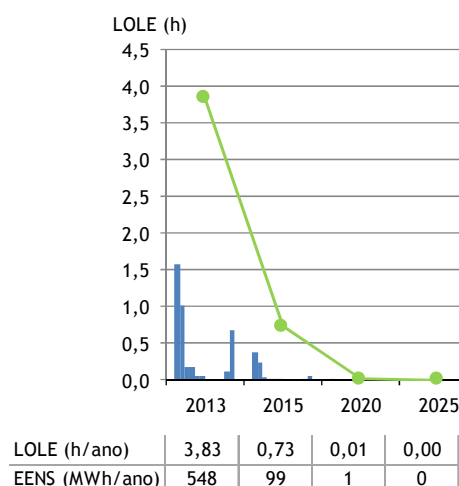


* Albufeiras e 10% da capacidade de interligação, após 2015.

15.3 INDICADORES SOBRE FALHA DE ABASTECIMENTO

Na Figura 24 é apresentada a evolução do indicador LOLE, em base mensal e anual, e quantificada a EENS anual, para 2013, 2015, 2020 e 2025. Nos estádios analisados, o LOLE varia entre 0 e 3,8 h/ano. Mesmo na situação mais crítica (estádio 2013), a EENS não excede 0,001% da procura anual.

FIGURA 24 - EVOLUÇÃO DO LOLE E EENS: TRAJECTÓRIA “BASE” - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE



16. RISCO DE PERDA DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL

Na Tabela 7 são indicados os resultados relativos ao excesso de produção em períodos de vazio para a série de 40 condições hidrológicas e para os estádios 2015, 2020 e 2025, com e sem a capacidade em bombagem hidroeléctrica prevista.

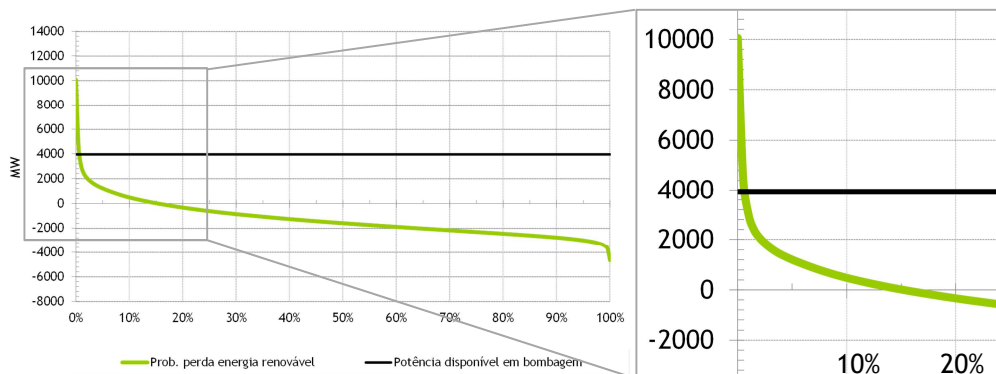
A partir de 2020, a capacidade instalada em aproveitamentos hidroeléctricos reversíveis permite reduzir as perdas de produção para valores muito baixos (inferiores a 20 GWh) e com uma probabilidade de ocorrência inferior a 1%.

TABELA 7 - EXCESSO DE PRODUÇÃO EM PERÍODOS DE VAZIO: TRAJECTÓRIA “BASE” - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Bombagem (MW) ESTÁDIO	Bomb.: Sem Bomb.		Bomb.: Sem Bomb.		Bomb.: Sem Bomb.	
	2655	-	3950	-	5050	-
	2015		2020		2025	
Potência máxima em excesso de Produção	5132,3	7787,3	6105,9	10055,9	4408,6	9458,6
Energia desaproveitada (GWh)	18,2	479,0	15,6	616,5	4,4	537,6
Prob. de ocorrência de excesso de Produção	1,0%	13,5%	1,0%	15,5%	0,5%	13,5%

Em 2020, a probabilidade de ocorrerem situações de excesso de produção nos períodos de vazio sem a contribuição da bombagem hidroeléctrica é de 15,5%, atingindo-se uma potência máxima em excesso de cerca de 10 000 MW e 620 GWh de energia desaproveitada. Considerando a potência instalada em aproveitamentos hidroeléctricos reversíveis expectável para esse estádio (3950 MW), a probabilidade de ocorrerem situações de desaproveitamento de fontes de energia renováveis poderá ser reduzida até cerca de 1%.

**FIGURA 25 - EXCESSO DE PRODUÇÃO NOS PERÍODOS DE VAZIO DE 2020 - PROBABILIDADE DE SER SUPERADO:
TRAJECTÓRIA “BASE” - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE**

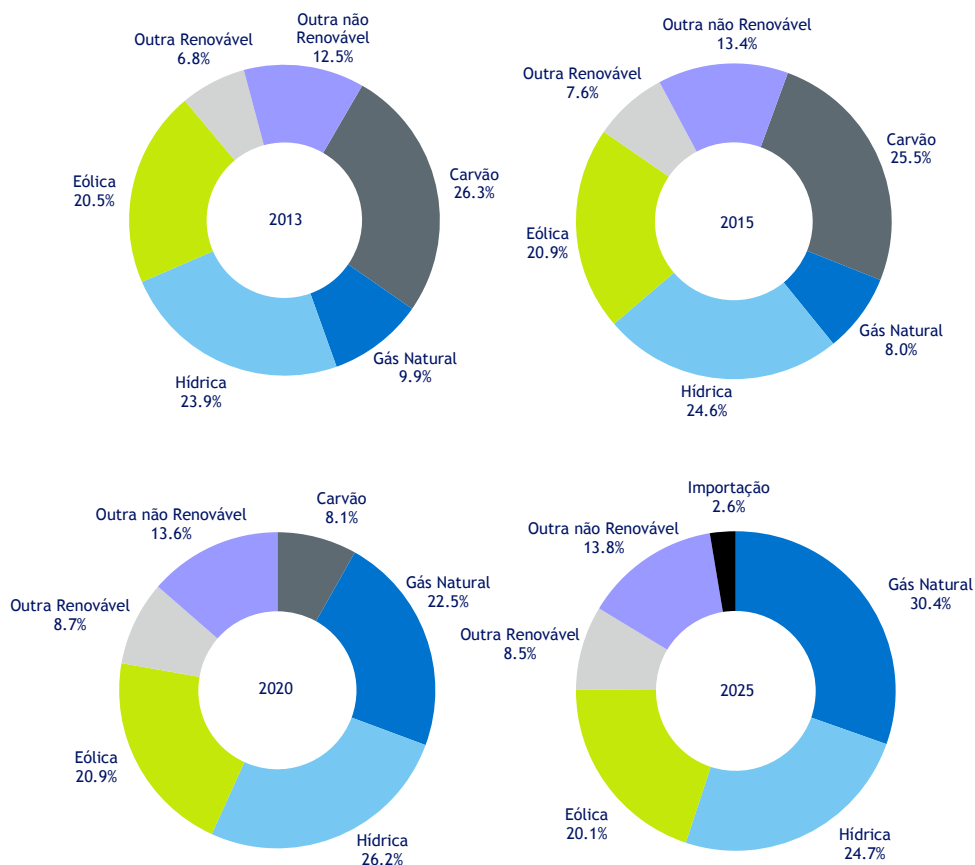


17. ESTRUTURA DO ABASTECIMENTO DOS CONSUMOS E DA PRODUÇÃO

Na Figura 26 é representada a estrutura do abastecimento dos consumos nacionais dos estádios 2013, 2015, 2020 e 2025 da análise de sensibilidade à trajectória “Base”. De notar que não inclui a energia correspondente aos saldos exportadores, que se assumiu ser produzida pela componente termoelétrica a gás natural (grupos de ciclo combinado).

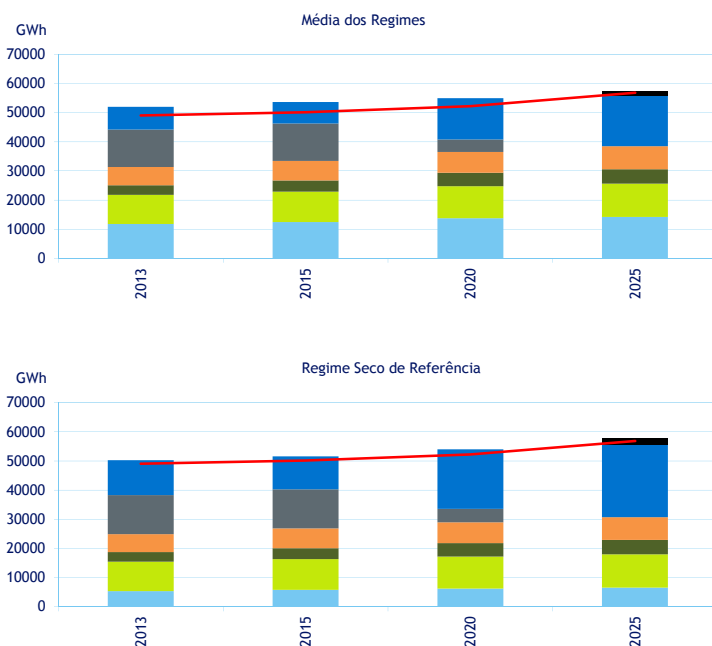
Na média dos regimes, entre os estádios 2013 e 2025, as componentes termoelétricas convencionais (carvão e gás natural) vêem o peso reduzido de 36% para 30%. A contribuição do gás natural entre 2013 e 2025 evolui de 10% para 30%. Em contrapartida, o carvão tem uma contribuição nula em 2025 (devido à desclassificação da central das centrais de Sines e Pego). A componente eólica mantém-se constante em cerca de 20%. A outra renovável atinge uma quota máxima de 8,5% em 2025. O peso da grande hídrica mantém-se constante (na média dos regimes), em torno dos 24% a 26%, devido à entrada em serviço dos novos aproveitamentos hidroelétricos e dos reforços de potência de aproveitamentos existentes até 2022.

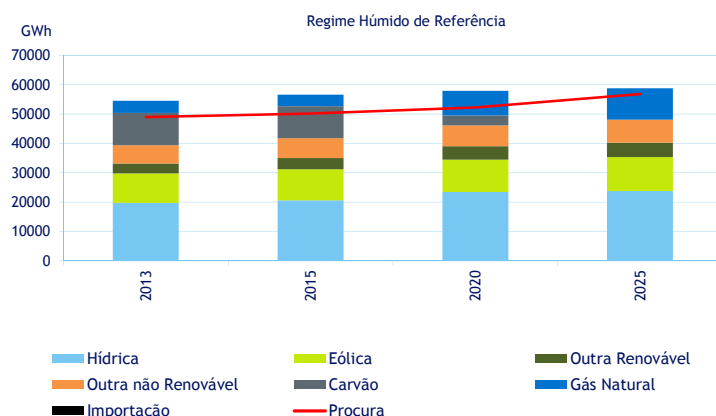
FIGURA 26 - ESTRUTURA DO ABASTECIMENTO DOS CONSUMOS NA MÉDIA DOS REGIMES: TRAJECTÓRIA “BASE” - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE



Entre 2013 e 2020, o saldo de trocas de energia com o sistema espanhol é exportador, evoluindo, em 2025, para um saldo importador.

FIGURA 27 - ESTRUTURA DA PRODUÇÃO: TRAJECTÓRIA “BASE” - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

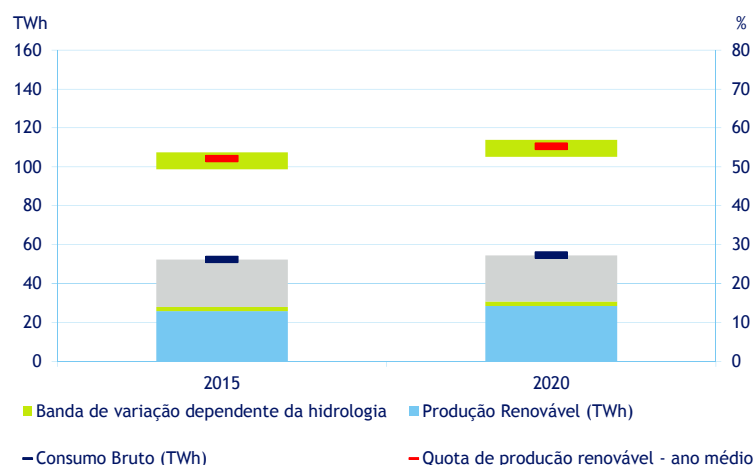




18. QUOTA DAS RENOVÁVEIS

A metodologia de cálculo da contribuição da produção renovável para o abastecimento do consumo bruto de electricidade, de acordo com o Decreto-Lei 141/2010, conduz, em 2020, a uma quota da produção renovável de cerca de 55,2 % do consumo bruto de electricidade na análise de sensibilidade à trajetória “Base”. Este valor está compreendido entre 53% e 57%, dependendo da ocorrência, respectivamente, de uma condição hidrológica mais adversa (correspondente à envolvente mínima das médias móveis de 15 anos) ou de uma condição hidrológica mais favorável (definida pela envolvente máxima das médias móveis de 15 anos).

FIGURA 28 - CONTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL PARA O ABASTECIMENTO DO CONSUMO BRUTO DE ELECTRICIDADE: TRAJECTÓRIA “BASE” - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE



NOTA: A RCM 1/2008 prevê a substituição de 5% a 10% de carvão nas centrais termoeléctricas de Sines e do Pego por biomassa ou combustível derivado de resíduos. No entanto, uma vez que esta medida ainda se encontra em fase de avaliação não se considerou a sua concretização no horizonte previsto, o que penaliza em cerca de 1% a quota da produção renovável no consumo bruto de electricidade.

Os níveis de contribuição das fontes renováveis para o abastecimento dos consumos de electricidade obtidos nesta análise de sensibilidade são muito próximos da meta definida pelo PNAER de 55,3% da electricidade ser produzida a partir de fontes renováveis em Portugal, em 2020.

19. CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS

Carvão

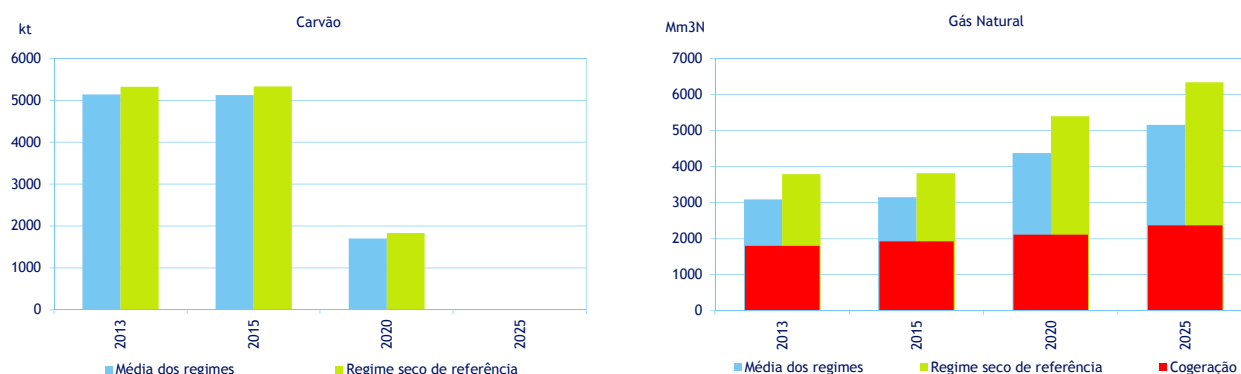
Até 2030, estima-se que a capacidade portuária de descarga de carvão do terminal de Sines (situada actualmente em cerca de 5,5 Mt anuais) seja suficiente para garantir o abastecimento das centrais.

A desclassificação da central de Sines (1180 MW no final de 2017) conduz em 2020 a uma redução substancial do consumo total de carvão para cerca de 1,7 Mt (consumo da central do Pego). Em 2025, o consumo de carvão é nulo.

Gás Natural

Em 2013 e 2015, os consumos anuais de gás natural das centrais de ciclo combinado não ultrapassam 1800 Mm³N na média dos regimes. Em 2020 e 2025, esta parcela atinge valores de 2300 Mm³N e 2800 Mm³N, respectivamente. Relativamente aos consumos de gás natural pelas centrais de cogeração, estima-se um aumento de 1800 Mm³N para 2400 Mm³N, entre 2013 e 2025¹¹.

FIGURA 29 - CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS DA PRODUÇÃO TERMOELÉCTRICA: TRAJECTÓRIA “BASE” - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE



20. EMISSÕES DE CO₂

Nesta análise de sensibilidade, que considera o cenário de consumos Superior, verifica-se um total de emissões de CO₂ das centrais termoeléctricas que se mantém constante em 2013 e 2015, com cerca de 15 Mt. Em 2020, o total não excede 9 Mt, em consequência do descomissionamento da central a carvão de Sines. Em 2025, estádio em que o sistema não incorpora centrais a carvão, as emissões totais de CO₂ são da ordem dos 6 Mt.

¹¹ Considerando a conversão progressiva das actuais centrais de cogeração a fuelóleo por gás natural.

FIGURA 30 - EMISSÕES DE CO₂ DAS CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS: TRAJECTÓRIA “BASE” - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

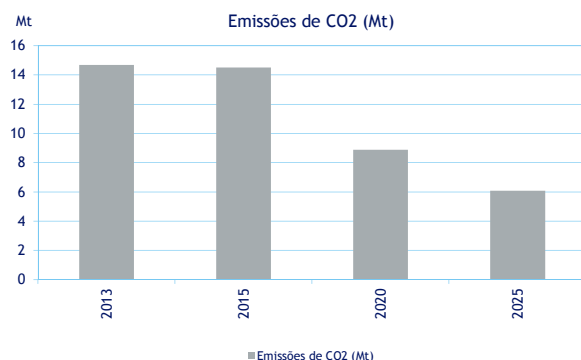
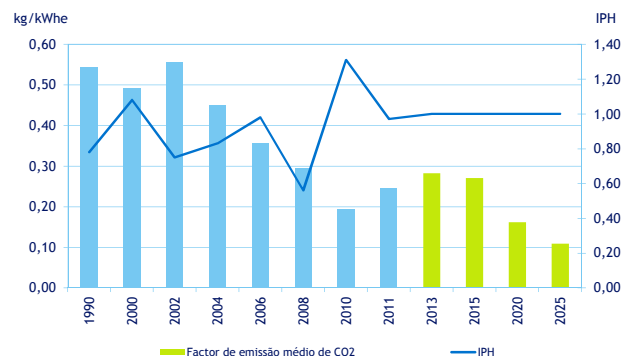


FIGURA 31 - FACTOR DE EMISSÃO MÉDIO DE CO₂ DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR: TRAJECTÓRIA “BASE” - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE



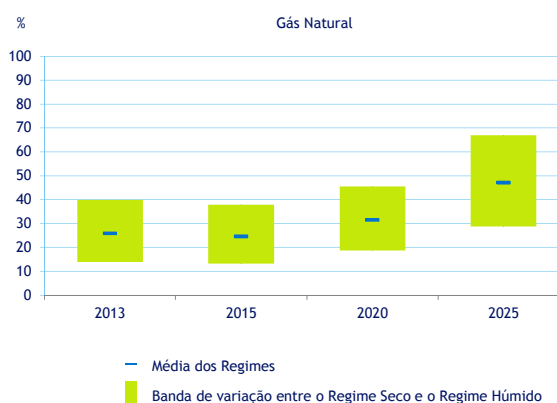
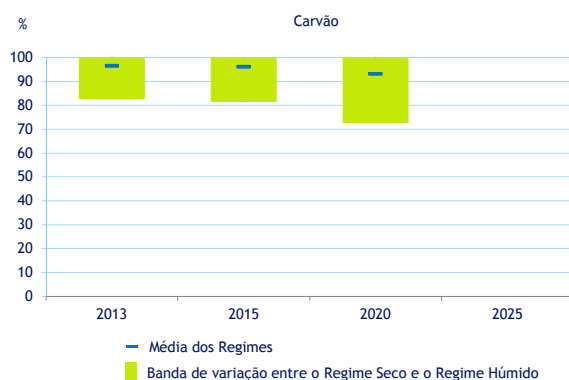
Entre 2013 e 2025, a redução das emissões totais de CO₂, a par com o crescimento dos consumos, traduz-se numa significativa redução do factor de emissão médio de CO₂ do sistema electroprodutor que, na média dos regimes hidrológicos, deverá evoluir de cerca 280 g/kWhe para 110 g/kWhe.

21. UTILIZAÇÃO DAS CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS

Entre 2013 e 2020, na média dos regimes, a utilização das centrais a carvão decresce de 96% para 93%. Dependendo do regime hidrológico, a utilização destas centrais varia entre 72,5% (regime húmido) e 100% (regime seco).

No caso das centrais a gás natural, na média dos regimes, a utilização mantém-se constante em 2013 e 2015 com valores de cerca de 25%. Em 2020 e 2025 são verificados valores crescentes de 32% e 47%, respectivamente.

FIGURA 32 - UTILIZAÇÃO DAS CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS POR TIPO DE COMBUSTÍVEL: TRAJECTÓRIA “BASE” - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

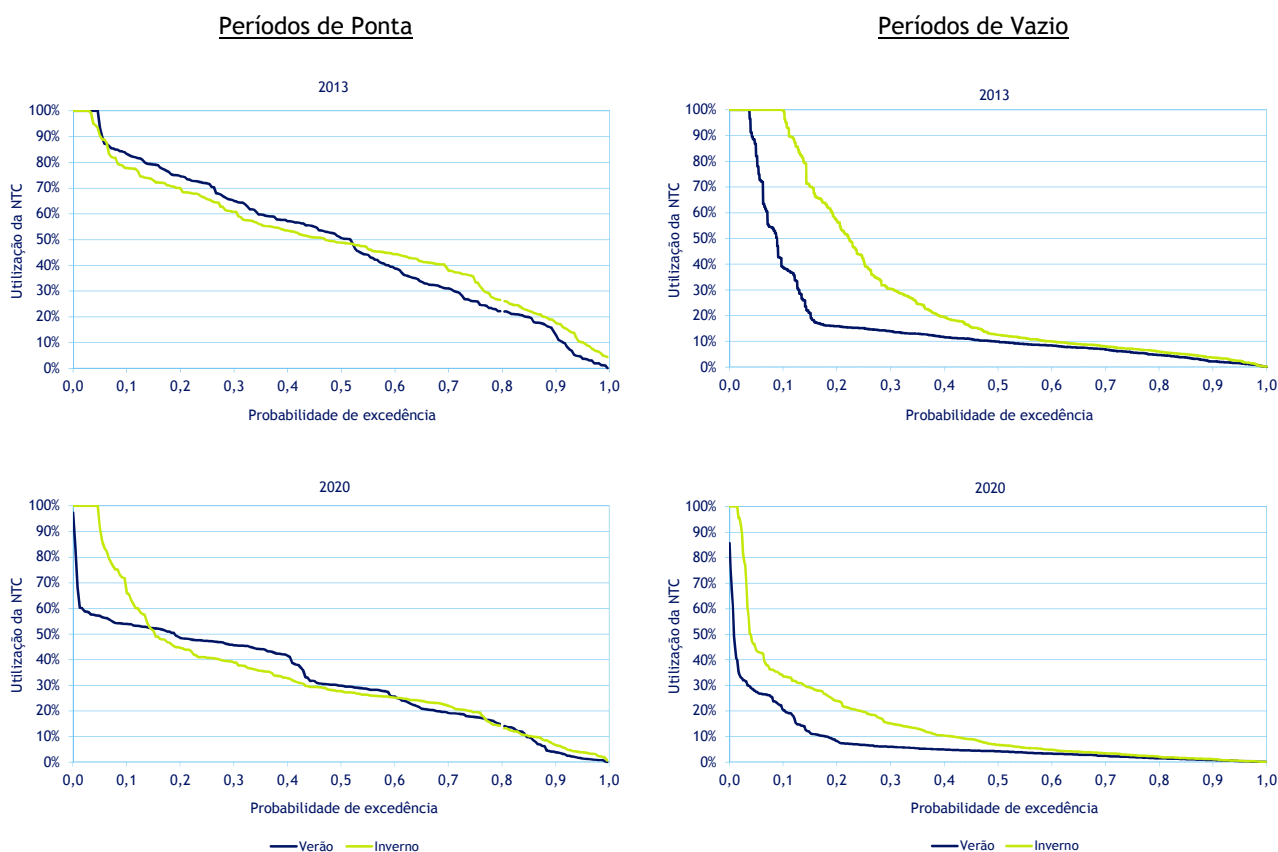


22. UTILIZAÇÃO DA NTC

Entre 2013 e 2020, prevê-se que, dependendo do período do ano, a capacidade disponível para trocas comerciais (NTC) evolua de um mínimo 1600 MW para 3200 MW.

A Figura 33 apresenta uma previsão estatística dos níveis de utilização da NTC entre Portugal e Espanha, em períodos de ponta e de vazio, para 2013 e 2020. Nestes estádios, a maior probabilidade de a NTC disponível ser utilizada na totalidade nos períodos de ponta e de vazio ocorre no Inverno e é sempre inferior a 10%.

FIGURA 33 - UTILIZAÇÃO DA NTC (PROBABILIDADE DE SER SUPERADA): TRAJECTÓRIA “BASE” - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE



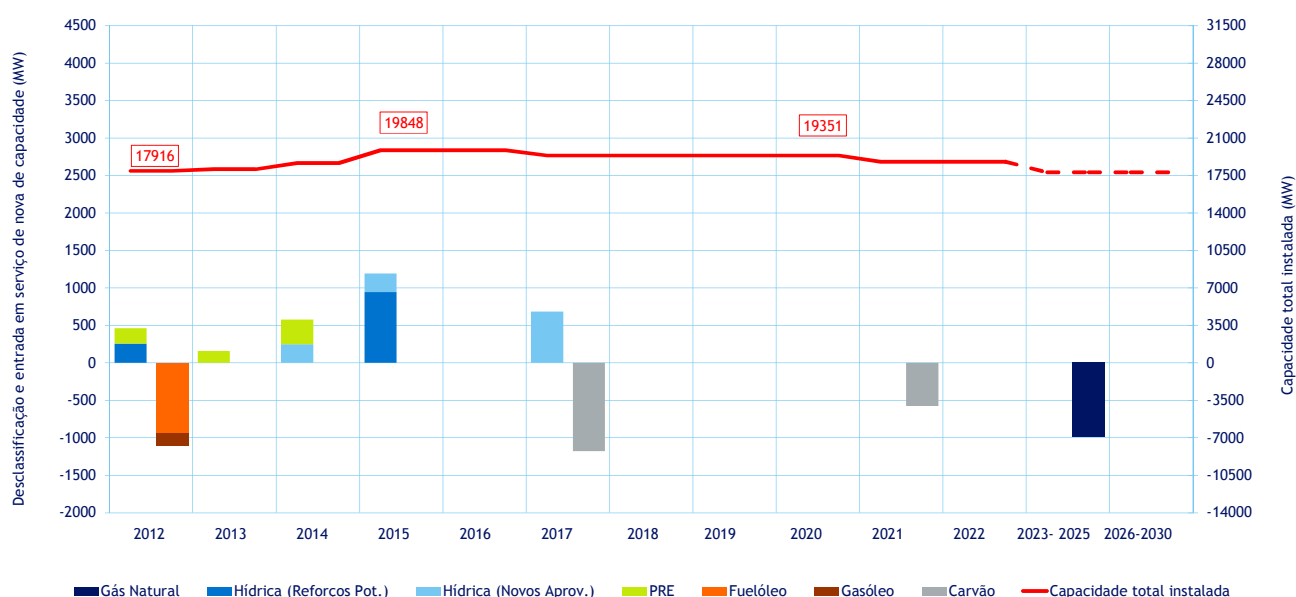
CAPÍTULO IV Análise de “Rutura”

Complementarmente ao estudo da trajectória “Base”, foi efectuada uma análise de “Rutura”, tendo por base o sistema electroprodutor actual, deduzido das desclassificações previstas ao longo do tempo e apenas acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção durante 2012. O objectivo desta análise consiste em identificar o estágio a partir do qual se deixe de verificar a adequação do sistema electroprodutor para abastecimento dos consumos, na ocorrência do cenário Superior da procura.

23. EVOLUÇÃO DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR ATÉ 2030

Na Figura 34 é representada a evolução do sistema electroprodutor assumida na análise de “Rutura”, resultante das desclassificações de centrais existentes e da entrada em serviço da nova capacidade de produção em construção ou que se prevê inicie a construção até ao final de 2012.

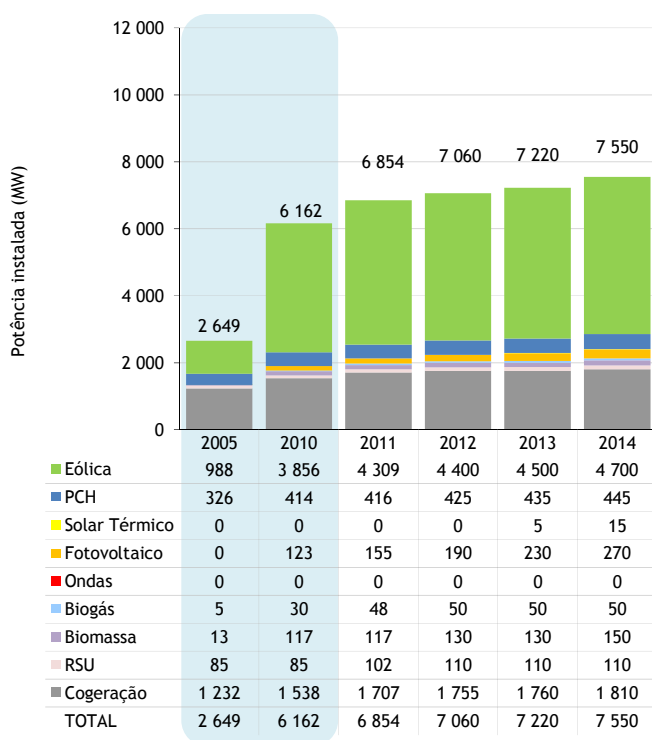
FIGURA 34 - EVOLUÇÃO DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR ATÉ 2030: ANÁLISE DE “RUTURA”



Produção em Regime Especial (PRE)

A Figura 35 apresenta a evolução previsional da potência instalada nas diferentes componentes da PRE¹².

FIGURA 35 - EVOLUÇÃO PREVISIONAL DA POTÊNCIA INSTALADA EM PRE: ANÁLISE DE “RUTURA”



Para efeitos da análise de “Rutura”, a potência instalada em PRE mantém-se constante a partir de 31 de Dezembro de 2014.

Produção em Regime Ordinário (PRO)

Na Figura 36 é apresentada a evolução da capacidade das centrais térmicas convencionais e dos grandes aproveitamentos hidroeléctricos instalada no SEN, assumida na análise de “Rutura”:

FIGURA 36 - CRONOGRAMA DE EVOLUÇÃO DAS GRANDES CENTRAIS TÉRMICAS E HIDROELÉCTRICAS: ANÁLISE DE “RUTURA”

Desclassificação de centrais existentes	MW líq.	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2025	2030
Tunes 3 e 4	165													
Setúbal	946													
Sines	1180													
Pego	576													
Turbogás	990													
Novos centros produtores hídricos														
Alqueva II	256 rev	Jul.												
Ribeiradio/Ermida	77			Abr.										
Qta. Laranjeiras + Felticeiro (Baixo Sabor)	171 rev			Out.										
Venda Nova III	736 rev				Jul.									
Salamonde II	207 rev				Out.									
Foz - Tua	251 rev				Out.									
Girabolhos	415 rev													
Bogueira	30													
Fridão	238													

¹² Os valores referem-se às potências líquidas instaladas no final de cada ano.

PRO - Centrais termoeléctricas

Na análise de “Rutura”, evolução da nova capacidade termoeléctrica está de acordo com a informação mais actual disponível na DGEG sobre as datas de desclassificação das centrais existentes (prevista nos respectivos CAE), não se assumindo a entrada em serviço industrial dos 4 grupos CCGT actualmente licenciados (em Sines e Lavos).

PRO - Grandes aproveitamentos hidroeléctricos

A evolução do parque hidroeléctrico considerada na análise de “Rutura” tem em conta a concretização da nova capacidade em construção até ao final de 2012.

Neste cenário, a potência hídrica PRO instalada, atinge 7400 MW em 2017. A potência reversível atinge 3072 MW, ou seja ligeiramente superior a 40% da capacidade total instalada, e representa um crescimento de cerca de 2 vezes face à capacidade actual (1036 MW). A partir de 2017 e até final do período analisado, admite-se que a capacidade hídrica PRO permanece constante.

Para avaliação da produção hidroeléctrica nos estudos de simulação da exploração do sistema electroprodutor, utiliza-se a série histórica de aflúências de 40 anos, 1966 a 2005. Para efeitos da avaliação do comportamento do sistema electroprodutor em função da hidrologia, consideram-se os seguintes regimes hidrológicos de referência:

- Regime húmido de referência, corresponde à média dos resultados obtidos para as condições hidrológicas de 1966, 1978 e 1979 (probabilidade de excedência de 5%);
- Regime seco de referência, corresponde à média dos resultados obtidos para as condições hidrológicas de 1981, 1992 e 2005 (probabilidade de excedência de 92%).

24. IDENTIFICAÇÃO DO ESTÁDIO DE RUTURA

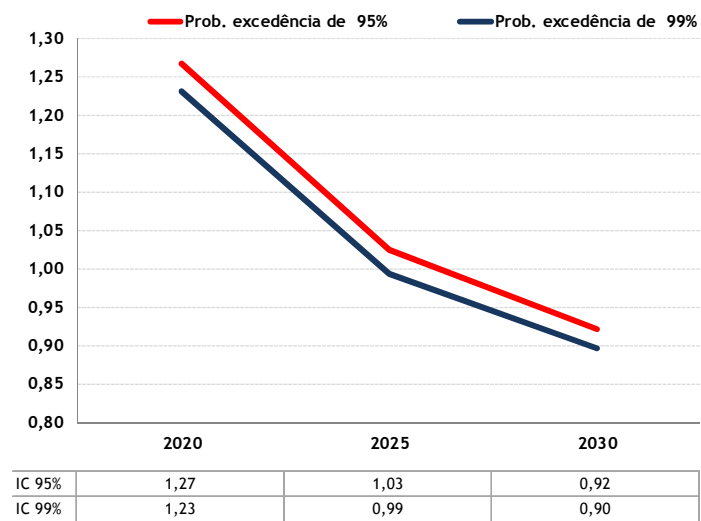
Na Figura 37 é apresentada a evolução do Índice de Cobertura probabilístico da Ponta (ICP) nos períodos de ponta anual dos estádios 2020, 2025 e 2030, com uma probabilidade de excedência de 95% e 99%.

Constata-se que, em 2020, o sistema é adequado à procura, porque o ICP apresenta um valor mínimo de 1,23.

Para 2025, os valores de ICP são de 0,99 e 1,03 com probabilidades de excedência de 99% e 95%, respectivamente.

Assumindo que o ICP não deve ser inferior a 1, a ocorrência da “rutura” do sistema acontecerá entre 2023 e 2025 ou entre 2026 e 2030, dependendo da probabilidade de excedência do ICP assumida, 99% ou 95% respectivamente.

FIGURA 37 - ÍNDICE DE COBERTURA PROBABILÍSTICO: ANÁLISE DE “RUTURA”



CAPÍTULO V Resumo dos resultados

Neste capítulo são apresentados os principais resultados dos estudos realizados, repartidos pelos três factores chave da sustentabilidade energética: Segurança de abastecimento, Protecção do Ambiente e Competitividade.

Segurança de Abastecimento

Na trajectória “Base”, entre 2013 e 2030 o ICP é sempre superior a 1,19 (estádio 2014, probabilidade de excedência da 99%). O valor mais elevado do ICP é de 1,77 e ocorre em 2017 com uma probabilidade de excedência de 95%, ficando a dever-se sobretudo à entrada em serviço de mais de 3,7 GW de nova capacidade. No período analisado, o LOLE é sempre inferior a 3,6 h/ano, sendo que a EENS nunca excede mais do que 0,001% da procura anual. A partir de 2017, os excedentes de reserva secundária e de reserva terciária rapidamente mobilizável (resultantes da capacidade hídrica instalada em grandes albufeiras assumida nesta trajectória) face às necessidades de reserva operacional traduzem-se em valores de LOLE nulos.

Da análise de sensibilidade ao cenário Superior de consumos realizada à trajectória “Base” (aos estádios 2013, 2015, 2020 e 2025), o ICP é sempre superior a 1,17 (estádio 2013, probabilidade de excedência de 99%). Nos estádios analisados, o LOLE varia entre 0 e 3,8 h/ano e a EENS não excede 0,001% da procura anual.

A análise de “Rutura” realizada teve por base o sistema electroprodutor actual (deduzido das desclassificações previstas ao longo do tempo) acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção durante 2012 e a ocorrência do cenário Superior da procura. Das simulações realizadas, o ICP em 2020 apresenta um valor mínimo de 1,23. Em 2025, os valores de ICP são de 0,99 e 1,03 com probabilidades de excedência de 99% e 95%, respectivamente. Assumindo que o ICP não deve ser inferior a 1 a ocorrência da “rutura” do sistema acontecerá entre 2023 e 2025 ou entre 2026 e 2030, dependendo da probabilidade de excedência do ICP assumida, 99% ou 95% respectivamente.

Protecção do Ambiente

Na trajectória “Base”, os níveis de contribuição das fontes renováveis para o abastecimento dos consumos de electricidade são suficientes para garantir o cumprimento da meta de 55,3% da electricidade em 2020 ser produzida a partir de fontes renováveis, contributo necessário para garantir o cumprimento da meta de 31% para a quota de energias renováveis no consumo final bruto de energia para Portugal. Os resultados obtidos conduzem, em 2020, a uma quota da produção renovável de cerca de 57,5% do consumo bruto de electricidade. Este valor está compreendido entre 54,5% e 60%, dependendo da ocorrência, respectivamente, de uma condição hidrológica mais adversa ou de uma condição hidrológica mais favorável.

A análise de sensibilidade ao crescimento da procura mais elevado da trajectória “Base” conduziu a uma quota da produção renovável de cerca de 55,2 % do consumo bruto de electricidade, valor compreendido entre 53% e 57%, dependendo da condição hidrológica.

As emissões totais anuais de CO₂ da trajectória “Base”, no horizonte 2017 variam entre 13,9 Mt e 14,4 Mt de CO₂. A partir de 2018, com a desclassificação da central de Sines, as emissões totais anuais das centrais termoeléctricas decrescem, na média dos regimes, para valores inferiores a 8,5 Mt de CO₂. No período em análise, a redução das emissões totais de CO₂, na média dos regimes hidrológicos, deverá evoluir de 280 g/kWhe, em 2013, para 110 g/kWhe, em 2030.

Competitividade

Na trajectória “Base”, o sistema electroprodutor português apresenta quase sempre um saldo exportador devido ao incremento da produção proveniente de fontes de energia renováveis e à entrada em serviço dos novos grupos de ciclo combinado a gás natural licenciados. No longo prazo, as exportações de energia diminuem progressivamente, tendendo para um valor próximo de nulo em 2030.

Entre 2013 e 2017 (ano da entrada em serviço das centrais de ciclo combinado de Sines e Lavos), a utilização das centrais a gás natural na média dos regimes decresce de cerca de 24% para 17%. Estes valores baixos justificam-se pela maior competitividade das centrais a carvão e pelo aumento das componentes PRO hidroeléctrica e PRE. A partir de 2018 (após o descomissionamento da central a carvão de Sines) e até 2021 (último ano antes da desclassificação da central a carvão do Pego) a utilização destas centrais aumenta ligeiramente, sem exceder os 30% na média dos regimes. A utilização média das CCGT só supera os 40% a partir de 2025 (após a desclassificação da central da Turbogás), atingindo cerca de 50% em 2030.

ANEXO I

Pressupostos Gerais - DGEG

CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS RMSA_E 2012

1. Horizonte

O estudo deverá ser efetuado para o horizonte 2013 - 2030, com um detalhe anual para o período 2013 - 2022.

2. Cenário Macroeconómico

O cenário macroeconómico a ser considerado, fornecido pelo Ministério das Finanças para a estratégia orçamental, deverá ser o seguinte:

Variação do PIB									
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
-1,7%	-3,3%	0,7%	2,5%	2,2%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%

É de notar que neste cenário já foi considerado o valor corrigido da evolução do PIB previsto para 2012 pelo MF.

3. Orientações de Política Energética

3.1 Produção em Regime Especial

As metas vinculativas para 2020 de 31% de renováveis no consumo final bruto de energia e 10% nos transportes devem ser tidas em linha de conta.

Assim, a **Oferta-PRE** a ter em conta para o cenário base de referência deverá ser a constante no quadro seguinte:

MW*	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2025	2030
Cogeração não renovável	1 359	1 385	1385	1415	1420	1420	1420	1430	1450	1460	1480	1500	1570	1680
Cogeração renovável	348	370	375	395	430	430	430	445	450	490	498	506	530	570
Eólica	4 309	4 400	4500	4700	4800	4900	5000	5100	5200	5300	5400	5500	5820	6400
Mini-hídrica	416	425	435	445	455	465	475	485	495	500	510	525	550	620
Resíduos sólidos urbanos	102	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Biomassa	117	130	130	150	180	200	200	200	200	200	203	205	215	230
Biogás	48	50	50	50	50	60	60	60	60	60	61	62	65	70
Fotovoltaico	155	190	230	270	300	340	380	420	460	500	510	525	560	640
Solar Térmico	0	0	5	15	20	30	40	45	50	50	54	58	70	105
Ondas	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	6	6	8	10
Total	6854	7060	7220	7550	7766	7956	8116	8296	8476	8671	8832	8997	9498	10435

* Capacidade instalada a 31 de Dezembro

No respeitante a este cenário, até 2020 teve por base as propostas do estudo da ATK. Para 2021, 2022, 2025 e 2030, teve-se por base as taxas de crescimento anual do cenário conservador da REN para a PRE apresentado no powerpoint enviado pela REN, de 12/01/2012.

No que respeita à **Oferta - PRO Hídrica**, deverá ser considerado para cenário base de referência o constante no quadro seguinte:

Oferta - PRO Hídrica

Novos aproveitamentos	Promotor		MW liq.	Ent. Serviço
Alqueva II	EDP	Rev.	256	Jul-2012
Ribeirão/Ermeida	EDP		77	Abr-2014
Qta. Laranjeiras + Feiticeiro (Baixo Sabor)	EDP	Rev.	171	Out-2014
Venda Nova III	EDP	Rev.	736	Jul-2015
Salamonde II	EDP	Rev.	207	Out-2015
Foz - Tua	EDP	Rev.	251	Out-2015
Girabolhos	Endesa	Rev.	415	Jan-2017
Bogueira	Endesa		30	Jan-2017
Fridão	EDP		238	Jan-2017
Gouvães	Iberdrola	Rev.	880	Jan-2017
Alto Tâmega	Iberdrola		160	Jan-2017
Daivões	Iberdrola		114	Jan-2017
Alvito	EDP	Rev.	225	Jan-2022
Paradela II	EDP	Rev.	320	Jan-2022
Carvão-Ribeira	EDP	Rev.	555	Jan-2022

MW - 31 Dez.	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
PRO Hídrica	5015	5271	5271	5519	6713	6713	8550	8550	8550	8550	8550	9650

3.2 PRO Térmica

A oferta PRO-Térmica a considerar no cenário base de referência deverá ser:

Oferta - PRO Térmica

MW	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Tunes	165	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Setúbal	946	1)	1)	--	--	--	--	--	--	--	--
Sines	1180	1180	1180	1180	1180	1180	--	--	--	--	--
Pego ²⁾	576	576	576	576	576	576	576	576	576	576	--
Tapada Outeiro C.C. ³⁾	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990
Ribatejo	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176
Lares	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826
Pego C.C.	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837
CCGT Sines ⁴⁾						888	888	888	888	888	888
CCGT Lavos ⁵⁾						878	878	878	878	878	878
Total	6696	5585	5585	5585	5585	7351	6171	6171	6171	6171	5595

1) Necessário avaliar eventual necessidade de atrasar o descomissionamento da central de Setúbal

2) Desclassificação prevista no final de 2021

3) Desclassificação prevista no final de 2024

4) Caracterização segundo "Electric Generation Technologies Update & Perspectives - Basis 2010", KEMA, para CCGT da gama 400 MW com localização no litoral

5) Caracterização segundo "Electric Generation Technologies Update & Perspectives - Basis 2010", KEMA, para CCGT da gama 400 MW com localização no interior/estuário

4. Cenários de PROCURA

Os cenários de procura a utilizar no estudo poderão ser os encontrados pela REN, para os cenários Central e Superior, de acordo com os quadros seguintes.

Cenário Central COM MEDIDAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

GWh

Ano	Poupanças	Veículos eléctricos	Consumo Total no Continente				Autoconsumo	Perdas		Consumo Total na Emissão			
			sem VE		com VE			GWh	%	sem VE		com VE	
			GWh	tvh	GWh	tvh				GWh	tvh	GWh	tvh
2012	1 991	0	44 590	-5,4%	44 590	-5,4%	462	3 837	8,0%	47 966	-5,0%	47 966	-5,0%
2013	2 565	3	44 419	-0,4%	44 422	-0,4%	315	3 835	8,0%	47 939	-0,1%	47 942	0,0%
2014	3 140	6	44 683	0,6%	44 690	0,6%	165	3 872	8,0%	48 390	0,9%	48 396	0,9%
2015	3 714	11	44 896	0,5%	44 907	0,5%	0	3 905	8,0%	48 800	0,8%	48 812	0,9%
2016	4 286	19	45 089	0,4%	45 108	0,4%	0	3 922	8,0%	49 010	0,4%	49 030	0,4%
2017	4 858	31	45 293	0,5%	45 324	0,5%	0	3 941	8,0%	49 231	0,5%	49 265	0,5%
2018	5 430	51	45 506	0,5%	45 557	0,5%	0	3 961	8,0%	49 463	0,5%	49 518	0,5%
2019	6 004	80	45 728	0,5%	45 807	0,6%	0	3 983	8,0%	49 704	0,5%	49 791	0,6%
2020	6 580	120	45 959	0,5%	46 080	0,6%	0	4 007	8,0%	49 956	0,5%	50 087	0,6%
2021	6 870	136	46 497	1,2%	46 632	1,2%	0	4 055	8,0%	50 540	1,2%	50 687	1,2%
2022	7 152	151	47 059	1,2%	47 210	1,2%	0	4 105	8,0%	51 151	1,2%	51 315	1,2%
2023	7 420	166	47 668	1,3%	47 834	1,3%	0	4 159	8,0%	51 813	1,3%	51 994	1,3%
2024	7 646	181	48 358	1,4%	48 539	1,5%	0	4 221	8,0%	52 563	1,4%	52 759	1,5%
2025	7 849	196	49 120	1,6%	49 316	1,6%	0	4 288	8,0%	53 391	1,6%	53 604	1,6%
2026	8 042	208	49 935	1,7%	50 143	1,7%	0	4 360	8,0%	54 277	1,7%	54 504	1,7%
2027	8 177	221	50 834	1,8%	51 055	1,8%	0	4 440	8,0%	55 255	1,8%	55 495	1,8%
2028	8 265	232	51 807	1,9%	52 039	1,9%	0	4 525	8,0%	56 312	1,9%	56 565	1,9%
2029	8 341	244	52 801	1,9%	53 044	1,9%	0	4 613	8,0%	57 392	1,9%	57 657	1,9%
2030	8 391	254	53 814	1,9%	54 068	1,9%	0	4 702	8,0%	58 493	1,9%	58 770	1,9%

tvh - taxa de variação homóloga

Cenário Superior COM MEDIDAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

GWh

Ano	Poupanças	Veículos eléctricos	Consumo Total no Continente				Autoconsumo	Perdas		Consumo Total na Emissão			
			sem VE		com VE			GWh	%	sem VE		com VE	
			GWh	tvh	GWh	tvh				GWh	tvh	GWh	tvh
2012	2 002	0	45 473	-3,5%	45 473	-3,5%	462	3 914	8,0%	48 925	-3,1%	48 925	-3,1%
2013	2 590	5	45 419	-0,1%	45 424	-0,1%	315	3 923	8,0%	49 026	0,2%	49 031	0,2%
2014	3 183	10	45 813	0,9%	45 822	0,9%	165	3 970	8,0%	49 617	1,2%	49 627	1,2%
2015	3 778	17	46 149	0,7%	46 166	0,8%	0	4 014	8,0%	50 162	1,1%	50 181	1,1%
2016	4 373	30	46 467	0,7%	46 497	0,7%	0	4 043	8,0%	50 507	0,7%	50 540	0,7%
2017	4 971	50	46 805	0,7%	46 855	0,8%	0	4 074	8,0%	50 875	0,7%	50 929	0,8%
2018	5 574	81	47 154	0,7%	47 236	0,8%	0	4 107	8,0%	51 255	0,7%	51 343	0,8%
2019	6 182	128	47 515	0,8%	47 643	0,9%	0	4 143	8,0%	51 647	0,8%	51 786	0,9%
2020	6 795	194	47 886	0,8%	48 080	0,9%	0	4 181	8,0%	52 050	0,8%	52 261	0,9%
2021	7 085	219	48 602	1,5%	48 821	1,5%	0	4 245	8,0%	52 828	1,5%	53 066	1,5%
2022	7 367	245	49 352	1,5%	49 597	1,6%	0	4 313	8,0%	53 643	1,5%	53 909	1,6%
2023	7 635	270	50 147	1,6%	50 418	1,7%	0	4 384	8,0%	54 508	1,6%	54 802	1,7%
2024	7 861	296	51 029	1,8%	51 324	1,8%	0	4 463	8,0%	55 466	1,8%	55 787	1,8%
2025	8 064	321	51 984	1,9%	52 305	1,9%	0	4 548	8,0%	56 504	1,9%	56 853	1,9%
2026	8 257	343	52 999	2,0%	53 342	2,0%	0	4 638	8,0%	57 608	2,0%	57 981	2,0%
2027	8 392	365	54 117	2,1%	54 482	2,1%	0	4 738	8,0%	58 822	2,1%	59 219	2,1%
2028	8 480	386	55 319	2,2%	55 705	2,2%	0	4 844	8,0%	60 130	2,2%	60 549	2,2%
2029	8 556	406	56 567	2,3%	56 973	2,3%	0	4 954	8,0%	61 485	2,3%	61 927	2,3%
2030	8 606	426	57 869	2,3%	58 294	2,3%	0	5 069	8,0%	62 901	2,3%	63 363	2,3%

tvh - taxa de variação homóloga

5. Cenários de Preços

5.1 - Preços dos combustíveis

Preços 2011

	PETRÓLEO	CARVÃO	GÁS NATURAL	FUELÓLEO	GASÓLEO
	USD/bbl	CIF Sines USD/t	CIF RNTIAT USD/MBtu	CIF Setúbal USD/t	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
2012	107	113,1	10,7	656,1	955,7
2013	101	107,4	10,4	618,0	910,0
2014	99	105,1	10,2	602,4	888,8
2015	98	104,2	10,1	597,7	885,5
2016	100	105,1	10,1	604,0	899,1
2017	103	107,0	10,3	618,0	925,4
2018	106	108,7	10,5	630,7	950,4
2019	109	110,9	10,8	647,0	981,0
2020	112	112,9	11,0	661,9	1010,3
2021	114	113,5	11,1	666,5	1023,4
2022	115	113,8	11,2	670,0	1034,2
2023	116	114,0	11,2	672,3	1043,3
2024	117	114,1	11,2	673,5	1050,7
2025	118	114,0	11,2	673,7	1056,4
2026	119	114,2	11,3	676,4	1066,0
2027	120	114,3	11,3	678,1	1074,3
2028	120	114,3	11,4	678,8	1081,1
2029	121	114,2	11,4	678,7	1086,5
2030	121	113,9	11,5	677,8	1090,4

- (1) Preço do Brent. Entre 2012 e 2020 cenário do Ministério das Finanças. De 2020 em diante aplicação das taxas de crescimento do cenário "New Policies" da AIE publicadas no WEO2011.
- (2) Carvão com PCI = 6 000 kcal/Kg; 1%S
- (3) À entrada da RNTIAT. GN com PCI = 9169 kcal/m³N e GNL com PCI = 9367 kcal/m³N
- (4) Fuelóleo com PCI = 9 600 Kcal/Kg.
- (5) Gasóleo com PCI = 10 200 Kcal/Kg; densidade = 0,845.

5.2 - Preços das Licenças de CO₂

Direitos de emissão de CO₂ (€2011)

	(€11/ton _e)
2012	9,0
2013	12,0
2014	14,0
2015	15,0
2020	22,0
2030	29,0

Pressupostos:

2012-2015 Média das previsões da Barclays PLC, Commerzbank AG e Societe Generale SA (fonte: Bloomberg a 09.03.2012)

2020	Cenário "Current Policies - European Union" da IEA (Fonte: IEA Outlook 2011)
2030	

2015-2020	Interpolado
2020-2030	

6. Indicadores para análise da garantia de abastecimento

- IC - Índice de Cobertura:
 - Metodologia probabilística - utilização do modelo Reservas
 - Nível de risco associado ao IC - nível de confiança de 95% (1 ocorrência a cada 20 anos)
 - Simulação em nó isolado até 2014 (NTC=0); A partir de 2015 simulação considerando 10% NTC
- LOLE ≤8 horas

(10% da NTC a partir de 2015 para definição da constituição de uma pool de reserva no âmbito do Mibel)

7. Análise à rutura e sensibilidades

Após analisado o cenário base de referência (BASE) deverão ser efetuadas as análises indicadas no quadro seguinte, e quaisquer outras que se considerar serem relevantes. Estas deverão, posteriormente, vir a ser acordadas entre a DGEG e REN.



Oferta	Procura		
	Inferior	Central	Superior
Evolução expectável	-----	BASE	SENSIBILIDADE
Sistema Existente (incluindo o que está em construção)	-----	-----	RUTURA

RMSA_E 2012

Cenário de rutura

Para efeitos do estudo num cenário de rutura, deverá considerar-se que a oferta é constituída unicamente pelo sistema existente (deduzido das desclassificações conforme calendário previsto), acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até ao final de 2012. Assim:

1. Produção em Regime Especial

PRE - manter-se-á constante a partir de 31. Dezembro. 2014

MW*	2011	2012	2013	2014
Cogeração não renovável	1.359	1.385	1385	1415
Cogeração renovável	348	370	375	395
Eólica	4.309	4.400	4500	4700
Mini-hídrica	416	425	435	445
Resíduos sólidos urbanos	102	110	110	110
Biomassa	117	130	130	150
Biogás	48	50	50	50
Fotovoltaico	155	190	230	270
Solar Térmico	0	0	5	15
Ondas	0	0	0	0
Total	6854	7060	7220	7550

2. PRO Hídrica

Novos aproveitamentos	Promotor		MW liq.	Ent. Serviço
Alqueva II	EDP	Rev.	256	Jul-2012
Ribeiradio/Ermida	EDP		77	Abr-2014
Qta. Laranjeiras + Feiticeiro (Baixo Sabor)	EDP	Rev.	171	Out-2014
Venda Nova III	EDP	Rev.	736	Jul-2015
Salamonde II	EDP	Rev.	207	Out-2015
Foz - Tua	EDP	Rev.	251	Out-2015
Girabolhos	Endesa	Rev.	415	Jan-2017
Bogueira	Endesa		30	Jan-2017
Fridão	EDP		238	Jan-2017

3. PRO Térmica

MW	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Tunes	165	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Setúbal	946	1)	1)	--	--	--	--	--	--	--	--
Sines	1180	1180	1180	1180	1180	1180	--	--	--	--	--
Pego ²⁾	576	576	576	576	576	576	576	576	576	576	--
Tapada Outeiro C.C. ³⁾	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990
Ribatejo	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176	1176
Lares	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826
Pego C.C.	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837
Total	6696	5585	5585	5585	5585	5585	4405	4405	4405	4405	3829

1) Necessário avaliar eventual necessidade de atrasar o descomissionamento da central de Setúbal

2) Desclassificação prevista no final de 2021

3) Desclassificação prevista no final de 2024

4. Cenário de PROCURA

O cenário de procura é o cenário Superior:

Cenário Superior													
COM MEDIDAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA													
GWh													
Ano	Poupanças	Veículos eléctricos	Consumo Total no Continente				Autoconsumo	Perdas		Consumo Total na Emissão			
			sem VE		com VE					sem VE		com VE	
			GWh	t/h	GWh	t/h		GWh	GWh	%	GWh	t/h	GWh
2012	2 002	0	45 473	-3,5%	45 473	-3,5%	462	3 914	8,0%	48 925	-3,1%	48 925	-3,1%
2013	2 590	5	45 419	-0,1%	45 424	-0,1%	315	3 923	8,0%	49 026	0,2%	49 031	0,2%
2014	3 183	10	45 813	0,9%	45 822	0,9%	165	3 970	8,0%	49 617	1,2%	49 627	1,2%
2015	3 778	17	46 149	0,7%	46 166	0,8%	0	4 014	8,0%	50 162	1,1%	50 181	1,1%
2016	4 373	30	46 467	0,7%	46 497	0,7%	0	4 043	8,0%	50 507	0,7%	50 540	0,7%
2017	4 971	50	46 805	0,7%	46 855	0,8%	0	4 074	8,0%	50 875	0,7%	50 929	0,8%
2018	5 574	81	47 154	0,7%	47 236	0,8%	0	4 107	8,0%	51 255	0,7%	51 343	0,8%
2019	6 182	128	47 515	0,8%	47 643	0,9%	0	4 143	8,0%	51 647	0,8%	51 786	0,9%
2020	6 795	194	47 886	0,8%	48 080	0,9%	0	4 181	8,0%	52 050	0,8%	52 261	0,9%
2021	7 085	219	48 602	1,5%	48 821	1,5%	0	4 245	8,0%	52 828	1,5%	53 066	1,5%
2022	7 367	245	49 352	1,5%	49 597	1,6%	0	4 313	8,0%	53 643	1,5%	53 909	1,6%
2023	7 635	270	50 147	1,6%	50 418	1,7%	0	4 384	8,0%	54 508	1,6%	54 802	1,7%
2024	7 861	296	51 029	1,8%	51 324	1,8%	0	4 463	8,0%	55 466	1,8%	55 787	1,8%
2025	8 064	321	51 984	1,9%	52 305	1,9%	0	4 548	8,0%	56 504	1,9%	56 853	1,9%
2026	8 257	343	52 999	2,0%	53 342	2,0%	0	4 638	8,0%	57 608	2,0%	57 981	2,0%
2027	8 392	365	54 117	2,1%	54 482	2,1%	0	4 738	8,0%	58 822	2,1%	59 219	2,1%
2028	8 480	386	55 319	2,2%	55 705	2,2%	0	4 844	8,0%	60 130	2,2%	60 549	2,2%
2029	8 556	406	56 567	2,3%	56 973	2,3%	0	4 954	8,0%	61 485	2,3%	61 927	2,3%
2030	8 606	426	57 869	2,3%	58 294	2,3%	0	5 069	8,0%	62 901	2,3%	63 363	2,3%

ANEXO II

Nota metodológica sobre o modelo “RESERVAS”

1. ENQUADRAMENTO

A integração em larga escala de produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis não controláveis tem diversas implicações na exploração dos sistemas eléctricos, sendo as mais importantes aquelas que se relacionam com a segurança do abastecimento. Essas implicações decorrem da disponibilidade intermitente do recurso, podendo traduzir-se, por um lado, em dificuldades na cobertura dos períodos de ponta de consumos (devido à escassez de capacidade de produção por falta de recursos renováveis) e, por outro lado, em perdas súbitas de elevados valores de capacidade de produção (devido a variações bruscas do recurso), que aumentam as necessidades de reserva operacional.

Nestas condições, a avaliação dos níveis de segurança de abastecimento baseada em metodologias determinísticas revela-se desadequada por não permitir avaliar todo o conjunto de situações passíveis de ocorrer no decurso da exploração dos sistemas electroprodutores e, por conseguinte, não fornecer qualquer medida de risco associada aos indicadores que produzem.

Foi neste contexto que a REN e a REE, confrontadas com o mesmo desafio de integrar elevados níveis de produção de origem renovável não controlável nos respectivos sistemas, promoveram, com o apoio do INESC Porto, o desenvolvimento do modelo “RESERVAS”.

2. METODOLOGIA

O modelo “RESERVAS” baseia-se em simulação cronológica horária de Monte-Carlo. Esta metodologia, ao preservar as relações complexas entre as principais variáveis aleatórias do problema (procura, séries de velocidade do vento, séries de volume armazenados nos aproveitamentos hidroeléctricos, indisponibilidades fortuitas) e considerar uma enorme diversidade de cenários (produzindo resultados com significado estatístico), constitui o método mais apropriado para realizar estudos de avaliação dos níveis de segurança de abastecimento do sistema electroprodutor português.

Para cada configuração simulada, o modelo é alimentado com o perfil horário da procura de electricidade prevista (8760 valores), com a caracterização técnica de todas as componentes de geração do sistema, com séries históricas de potência eólica horária, com séries mensais de volumes armazenados para estimar a potência hídrica disponível, com perfis de colocação de potência de algumas componentes da PRE, com o plano de manutenção programada e com as taxas de indisponibilidade fortuita e tempos de reposição em serviço de todos os grupos geradores. Adicionalmente, é possível definir incertezas associadas ao erro de previsão da procura, no curto e no longo prazo.

3. ANÁLISE DA COBERTURA DA PROCURA HORÁRIA

O modelo “RESERVAS” calcula os índices probabilísticos clássicos de fiabilidade, que representam os níveis de risco para a segurança do abastecimento de electricidade (risco de não haver capacidade disponível suficiente para cobrir a procura horária). Exemplos desses índices são:

- LOLP: Loss of load probability;
- LOLE: Loss of load expectation (h/yr);
- EPNS: Expected power not supplied (MW);

- EENS: Expected energy not supplied (MWh);
- LOLF: Loss of load frequency (yr-1);
- LOLD: Loss of load duration (h).

Os índices são determinados com resolução anual e mensal. A metodologia de cálculo utilizada pelo modelo (simulação cronológica horária de Monte-Carlo) permite obter as distribuições de probabilidade das variáveis aleatórias subjacentes aos valores esperados representados pelos índices, instrumento de grande utilidade na análise de risco e que representa uma das principais mais-valias desta ferramenta probabilística. Do processo de cálculo dos índices, determina-se a potência disponível mensal total e desagregada por tecnologia (térmica, hídrica, eólica, etc).

De igual forma, mas constituindo uma das duas principais inovações do modelo “RESERVAS”, é possível efectuar o cálculo dos Índices de Cobertura (IC) do sistema (IC, definido pelo quociente entre a potência total disponível e a procura ou a ponta de consumos) e das respectivas distribuições de probabilidade. Exemplos de IC probabilísticos disponibilizados são:

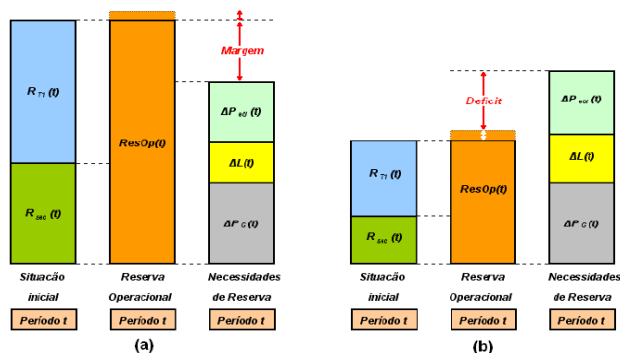
- ICPA: Índice de Cobertura na hora de ponta anual;
- ICPM: Índice de Cobertura na hora de ponta mensal;
- ICMIN: Índice de Cobertura mínimo mensal;
- ICBPA: Índice de Cobertura de um período (parametrizável) anual;
- ICBPM: Índice de Cobertura de um período (parametrizável) mensal.

4. ANÁLISE DE ADEQUAÇÃO DA RESERVA OPERACIONAL

A segunda grande inovação do modelo “RESERVAS” está associada ao cálculo de indicadores de segurança de abastecimento que incorporam os efeitos da (des)adequação da reserva operacional. A grande mais-valia desta abordagem reside no facto de permitir captar as situações críticas na transição entre períodos elementares (horas), que na simulação tradicional de Monte-Carlo sequencial são ignoradas. Este aspecto é tanto mais relevante quanto maior for o nível de penetração de capacidade intermitente e/ou da desadequação dos níveis de reserva operacional disponível.

Em paralelo com a simulação tradicional de Monte-Carlo, o modelo “RESERVAS” efectua em cada hora uma verificação da suficiência da reserva operacional. Esse processo é ilustrado na figura seguinte.

RESERVA OPERACIONAL SUFICIENTE (A) E INSUFICIENTE (B)



A reserva operacional terá que enfrentar as variações inesperadas da potência eólica e da potência de consumos (em relação às previsões), juntamente com a variação da potência disponível resultante de indisponibilidades. Se na hora “t” a reserva operacional disponível for superior às referidas variações, o teste de suficiência tem sucesso. Caso contrário, a hora “t” é contabilizada na estatística das situações de insuficiência de capacidade para satisfazer o consumo.

GLOSSÁRIO

SIGLAS E ABREVIATURAS

ATK	A.T. Kearney (consultora)
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CCGT	Grupo de Turbina a Gás em Ciclo Combinado a gás natural
CE	Comissão Europeia
CIF	Cost, Insurance and Freight
CO ₂	Dióxido de Carbono
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
EENS	Expected Energy Not Supplied
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
hpc	Horas equivalentes a plena carga
INESC Porto	Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto.
IPH	Índice de Produtibilidade Hidroeléctrica
KEMA	DNV KEMA (consultora)
LOLE	<i>Loss Of Load Expectation</i>
MEI	Ministério da Economia e da Inovação
MF	Ministério das Finanças
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
MIE	(Directiva do) Mercado Interno de Energia
MIGN	(Directiva do) Mercado Interno de Gás Natural
NTC	<i>Net Transfer Capacity</i> ; De acordo com a definição ENTSO-E, corresponde à diferença entre a capacidade máxima da interligação que não provoca congestionamentos em nenhum dos dois sistemas e a capacidade que deve ser prevista para fazer face a situações de contingência na exploração dos sistemas.
PCI	Poder Calorífico Inferior
PIB	Produto Interno Bruto
PNAER	Plano Nacional de Acção para a Energias Renováveis
PNBEPH	Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico
PRE	Produção independente em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário

RCM	Resolução do Conselho de Ministros
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>
REN	Rede Eléctrica Nacional, S.A.
RMSA	Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte (de gás), Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
ICP	Índice de Cobertura probabilístico da Ponta
RNT	Rede Nacional de Transporte de electricidade
rev	Centrais hidroeléctricas com reversibilidade (bombagem)
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
UE	União Europeia
USD	Dólar dos Estados Unidos da América
VE	Veículos Eléctricos

ÍNDICES DE TABELAS E FIGURAS

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Previsão dos valores mínimos ⁽¹⁾ indicativos da capacidade comercial de interligação.....	10
Tabela 2 - Balanços de capacidade na Ponta anual (Janeiro): Trajectória “Base”	11
Tabela 3 - Balanços de capacidade na Ponta de Verão (Julho): Trajectória “Base”	11
Tabela 4 - Excesso de produção em períodos de vazio: Trajectória “Base”	13
Tabela 5 - Balanços em Potência na Ponta anual (Janeiro): Trajectória “Base” - análise de sensibilidade	22
Tabela 6 - Balanços em Potência na Ponta de Verão (Julho): Trajectória “Base” - análise de sensibilidade	22
Tabela 7 - Excesso de produção em períodos de vazio: Trajectória “Base” - análise de sensibilidade	24

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da procura de electricidade até 2030: cenário Central	3
Figura 2 - Evolução do sistema electroprodutor até 2030: Trajectória “Base”	4
Figura 3 - Evolução previsional da potência instalada em PRE: Trajectória “Base”	4
Figura 4 - Cronograma de evolução das grandes centrais térmicas e hidroeléctricas: Trajectória “Base”	5
Figura 5 - Capacidade de recepção da RNT no horizonte 2022, considerada no PDIRT2012-2017 (2022)	7
Figura 6 - Capacidade comercial de interligação Portugal - Espanha verificada nos anos de 2004, 2007, 2010 e 2011.....	9
Figura 5 - Ponta agravada vs potência instalada líquida: Trajectória “Base”	11
Figura 6 - Índice de cobertura probabilístico na Ponta anual (Janeiro): Trajectória “Base”	12
Figura 7 - Necessidades de reserva operacional vs reserva secundária e reserva terciária instalada: Trajectória “Base”	12
Figura 8 - Evolução do LOLE e EENS: Trajectória “Base”	13
Figura 9 - Excesso de produção nos períodos de vazio de 2020 - probabilidade de ser superado: Trajectória “Base”	14
Figura 10 - Estrutura do abastecimento dos consumos na média dos regimes: Trajectória “Base”	15
Figura 11 - Estrutura da produção: Trajectória “Base”	16
Figura 12 - Contribuição da produção renovável para o abastecimento do consumo bruto de electricidade: Trajectória “Base”	17
Figura 13 - Consumo de combustíveis da produção termoeléctrica: Trajectória “Base”	18
Figura 14 - Emissões de CO ₂ das centrais termoeléctricas: Trajectória “Base”	18
Figura 15 - Factor de emissão médio de CO ₂ do sistema electroprodutor: Trajectória “Base”	18
Figura 16 - Utilização das centrais termoeléctricas por tipo de combustível: Trajectória “Base”	19
Figura 17 - Utilização da NTC (probabilidade de ser superada): Trajectória “Base”	20
Figura 18 - Evolução da procura de electricidade até 2030: cenário Superior	21
Figura 19 - Ponta agravada vs potência instalada líquida: Trajectória “Base” - análise de sensibilidade	22
Figura 20 - Índice de cobertura probabilístico: Trajectória “Base” - análise de sensibilidade	23
Figura 21 - Necessidades de reserva operacional vs reserva secundária e reserva terciária instalada: Trajectória “Base” - análise de sensibilidade	23

Figura 22 - Evolução do LOLE e EENS: Trajectória “Base” - análise de sensibilidade.....	24
Figura 23 - Excesso de produção nos períodos de vazio de 2020 - probabilidade de ser superado: Trajectória “Base” - análise de sensibilidade	25
Figura 24 - Estrutura do abastecimento dos consumos na média dos regimes: Trajectória “Base” - análise de sensibilidade.....	26
Figura 25 - Estrutura da produção: Trajectória “Base” - análise de sensibilidade	26
Figura 26 - Contribuição da produção renovável para o abastecimento do consumo bruto de electricidade: Trajectória “Base” - análise de sensibilidade	27
Figura 27 - Consumo de combustíveis da produção termoeléctrica: Trajectória “Base” - análise de sensibilidade	28
Figura 28 - Emissões de CO ₂ das centrais termoeléctricas: Trajectória “Base” - análise de sensibilidade	29
Figura 29 - Factor de emissão médio de CO ₂ do sistema electroprodutor: Trajectória “Base” - análise de sensibilidade	29
Figura 30 - Utilização das centrais termoeléctricas por tipo de combustível: Trajectória “Base” - análise de sensibilidade.....	29
Figura 31 - Utilização da NTC (probabilidade de ser superada): Trajectória “Base” - análise de sensibilidade	30
Figura 32 - Evolução do sistema electroprodutor até 2030: Análise de “Rutura”.....	31
Figura 33 - Evolução previsional da potência instalada em PRE: Análise de “Rutura”	32
Figura 34 - Cronograma de evolução das grandes centrais térmicas e hidroeléctricas: Análise de “Rutura”	32
Figura 35 - Índice de cobertura probabilístico: Análise de “Rutura”	34

ANEXO 2

Relatório sobre Qualidade de Serviço de 2011

Introdução

O fornecimento de energia elétrica com um elevado nível de qualidade constitui uma necessidade essencial para a satisfação da sociedade em geral e, em particular, um suporte para sustentar o desenvolvimento das atividades económicas em condições competitivas num mercado cada vez mais global.

Pelo despacho nº 5255/2006 (2ª série), de 30 de dezembro, foi aprovado o Regulamento da Qualidade de Serviço que fixou os padrões mínimos de qualidade, de natureza técnica e comercial, a que deve obedecer o serviço prestado pelas entidades com atividades no Sistema Elétrico Nacional – SEN.

Os padrões de natureza técnica abrangem as questões relacionadas com a continuidade do fornecimento de energia elétrica bem como as questões que se prendem com a qualidade da onda de tensão que é colocada à disposição dos clientes.

De salientar que, no respeitante aos padrões de natureza comercial, que abrange a natureza e a qualidade dos serviços que são prestados aos consumidores de energia elétrica (condições gerais de atendimento, modalidades de atendimento, os centros de atendimento presencial, o atendimento telefónico, o cumprimento do dever de informar os clientes, a assistência técnica e a avaliação da satisfação dos clientes), é matéria cujas propostas regulamentares e respetivo acompanhamento são da competência da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE.

A Qualidade de Serviço Técnico debruça-se sobre os aspetos de continuidade de serviço e de qualidade da onda de tensão, e podem variar com as circunstâncias locais de acordo com a classificação das seguintes 3 zonas geográficas:

- Zona A – capitais de distrito e localidades com mais de 25.000 clientes;
- Zona B – localidades com um número de clientes compreendidos entre 2.500 e 25.000;
- Zona C – os restantes locais.

Os operadores da rede de transporte e das redes de distribuição devem manter vigilância sobre a evolução das perturbações nas respetivas redes, e são responsáveis perante os clientes ligados às redes pela qualidade de serviço técnica.

As entidades com instalações elétricas fisicamente ligadas às redes são responsáveis pelas perturbações por si causadas ao funcionamento daquelas, ou nos equipamentos de outras instalações elétricas, estando fixados no Anexo III do RQS a metodologia de cálculo dos respetivos limites máximos das seguintes perturbações da onda de tensão: tremulação (*flicker*), distorção harmónica e desequilíbrio do sistema trifásico de tensão.

O RQS define as características da onda de tensão a monitorizar pelos operadores da rede de transporte e das redes de distribuição. A qualidade da onda de tensão é apurada através da análise das ações de monitorização das seguintes características:

- Frequência;
- Valor eficaz da tensão;
- Cavas de tensão;
- Tremulação (*flicker*);
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensão;
- Distorção harmónica.

Continuidade de Serviço

Interrupções

O fornecimento de energia elétrica, bem como a prestação do serviço de transporte e de distribuição, podem ser interrompidos por casos fortuitos ou de força maior ou por acordo com o cliente, bem como por outras razões caracterizadas no Regulamento de Relações Comerciais.

Para efeitos de determinação dos indicadores gerais e individuais de continuidade de serviço só se consideram as interrupções de longa duração (superior a 3 minutos).

Os procedimentos a observar no registo e classificação das interrupções constam do Anexo II do RQS.

Indicadores gerais da continuidade de serviço

Tanto para a rede de transporte como para as redes de distribuição, os indicadores gerais só consideram as interrupções com origem nas redes do respetivo operador, excluindo-se aquelas com origem em instalações de clientes que não interrompam outros clientes.

Os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores gerais de continuidade de serviço constam do Anexo II ao RQS.

Indicadores gerais da continuidade de serviço do operador da rede de transporte

O operador da rede de transporte deve proceder anualmente à caracterização da sua rede, determinando os seguintes indicadores gerais:

- a) ENF – Energia não fornecida, em MWh.

A cada interrupção no fornecimento ou entrega de energia elétrica associa-se uma estimativa de energia não fornecida, efetuada com base na potência cortada no início da interrupção e na duração da interrupção. Como um cliente não ligado diretamente ao ponto da rede de transporte afetado, não pode ser ligado instantaneamente, verifica-se um atraso na ligação que depende do grau de automatização das subestações da rede de distribuição em AT e MT, pelo que a ENF é dividida em 3 parcelas, a primeira da responsabilidade direta do operador da rede de transporte, a segunda da responsabilidade indireta do operador da rede de transporte, e a terceira do operador da rede de transporte em AT e MT;

- b) TIE – Tempo de interrupção equivalente, em minutos.

O TIE representa o tempo de interrupção da potência média fornecida expectável num ano (no caso de não ter havido interrupções);

- c) SAIFI – Frequência média de interrupções do sistema.

O SAIFI representa o número médio de interrupções anuais verificadas nos pontos de entrega;

- d) SAIDI – Duração média das interrupções do sistema, em minutos.

O SAIDI representa a duração média das interrupções verificadas nos pontos de entrega num ano;

- e) SARI – Tempo médio de reposição de serviço, em minutos.

O SARI representa o tempo médio de reposição de serviço num ano.

Indicadores gerais da continuidade de serviço do operador das redes de distribuição de média tensão

O operador da rede de distribuição deve determinar, anualmente, e de acordo com a classificação das zonas geográficas (A, B e C) e com discriminação dos índices por interrupções previstas e acidentais, proceder à caracterização das suas redes, os seguintes indicadores gerais:

- a) TIEPI – Tempo de interrupção equivalente da potência instalada, em horas por ano.

O TIEPI representa o tempo de interrupção equivalente da potência por zona geográfica do operador da rede de distribuição;

- b) SAIFI – Frequência média de interrupções do sistema.

O SAIFI da rede de MT representa o número médio de interrupções verificadas por ano, por zona geográfica do distribuidor vinculado nos pontos de entrega (PTD ou PTC).

- c) SAIDI – Tempo médio das interrupções do sistema, em minutos.

O SAIDI da rede de MT representa a duração média anual das interrupções verificadas por zonas geográficas do operador da rede de distribuição nos pontos de entrega (PTD e PTC).

- d) END – Energia não distribuída, em MWh (este indicador é calculado globalmente e não por zonas geográficas).

O END representa o valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega, durante um ano, devido a interrupções de fornecimento.

Indicadores gerais da continuidade de serviço do operador das redes de distribuição em baixa tensão

O operador da rede de distribuição deve determinar, anualmente, e de acordo com a classificação das zonas geográficas (A, B e C) e com discriminação dos índices por interrupções previstas e acidentais, os seguintes indicadores gerais:

- a) SAIFI – Frequência média de interrupções do sistema.

O SAIFI da rede de BT representa o número médio de interrupções verificadas por zona geográfica do operador da rede de distribuição por ano, nos pontos de entrega (clientes BT).

- b) SAIDI – Tempo médio das interrupções do sistema, em minutos.

O SAIDI da rede de BT representa a duração média anual das interrupções verificadas por zonas de rede do operador da rede de distribuição nos pontos de entrega (clientes de BT).

Qualidade de Onda de Tensão

As características da onda de tensão, de alimentação nos pontos de energia, em condições normais de exploração, devem respeitar:

- Em MAT e AT, o disposto no anexo IV do RQS;
- Em MT e BT o disposto na NP EN 50160 e os procedimentos de caracterização das cavas de tensão estabelecidas no Anexo IV do RQS.

Os operadores das redes de transporte e de distribuição devem proceder à caracterização da tensão nas redes, devendo efetuar medições das seguintes características da tensão:

- Frequência, valor eficaz, cavas, tremulação, desequilíbrio do sistema trifásico e distorção harmónica.

O operador da rede de transporte deve efetuar a medição da qualidade da onda de tensão em todos os pontos de entrega em MAT e AT, num período máximo de 2 anos.

Os operadores da rede de distribuição devem efetuar a medição da qualidade da onda de tensão:

- Nas redes de AT e MT, em todos os barramentos de MT de todas as subestações AT/MT, num período máximo de 4 anos;
- Nas redes de BT, nos barramentos de BT de pelo menos 2 postos de transformação de cada concelho, num período de 4 anos.

Os operadores das redes de transporte e de distribuição podem declarar a existência de dificuldades pontuais para o cumprimento dos padrões de qualidade geral ou individuais fixados no RQS, submetendo à aprovação da DGEG um plano de melhoria da qualidade de serviço, o qual, depois de aprovado, ouvida a ERSE, é fiscalizado por esta entidade reguladora.

Qualidade de serviço na rede de transporte

No quadro seguinte, indicam-se os valores dos indicadores registados na RNT no ano de 2011, comparando com 2010 e com os valores médios dos últimos 5 anos.

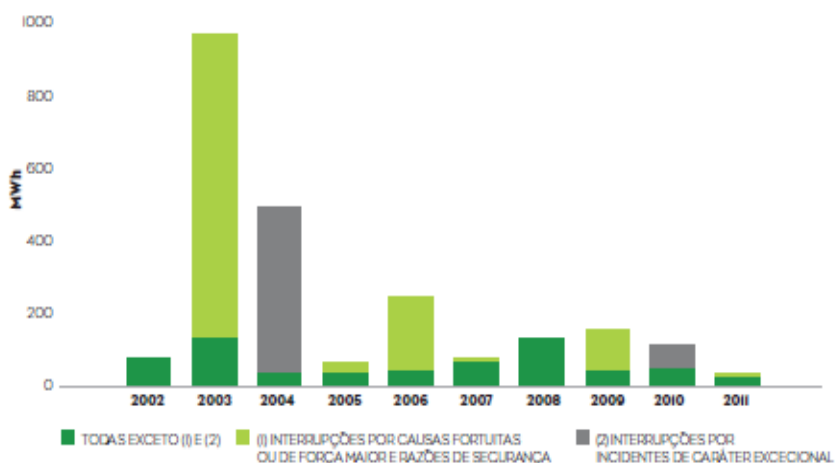
CONTINUIDADE DE SERVIÇO	2010	2011	2011 VS. 2010	2011 VS. MÉDIA DOS ÚLTIMOS 5 ANOS	
INTERRUPÇÕES PRÓPRIAS LONGAS (> 3 MINUTOS)					
NÚMERO DE INTERRUPÇÕES LONGAS (DURAÇÃO SUPERIOR A 3 MINUTOS)	3	2	-33%	-72%	↑
DURAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES LONGAS (min)	43,4	13,4	-69%	-75%	↑
INDICADORES CERAIS					
ENF - ENERGIA NÃO FORNECIDA (MWh)	114,9	25,6	-78%	-67%	↑
TIE - TEMPO DE INTERRUPÇÃO EQUIVALENTE (min)	1,15	0,27	-77%	-68%	↑
SAIFI - FREQUÊNCIA MÉDIA DE INTERRUPÇÃO DO SISTEMA	0,04	0,03	-25%	-71%	↑
SAIDI - DURAÇÃO MÉDIA DAS INTERRUPÇÕES DO SISTEMA (min)	0,57	0,17	-70%	-78%	↑
SARI - TEMPO MÉDIO DE REPOSIÇÃO DE SERVIÇO DO SISTEMA (min)	14,47	6,70	-54%	-10%	↑
↑ Melhor que a média dos últimos 5 anos ↓ Pior que a média dos últimos 5 anos					

Fonte: REN

INDICADORES CERAIS

A energia não fornecida total associada às 2 interrupções longas por causa própria foi estimada em 25,6 MWh (mínimo histórico). Incluindo a interrupção classificada de força maior totalizou 32,2 MWh

ENERGIA NÃO FORNECIDA - ENF



Fonte: REN

O TIE mantém a tendência sustentada de descida, sendo o valor de 2011 (0,27 minutos), o melhor valor de sempre.

$$TIE = \frac{ENF}{Pme}$$

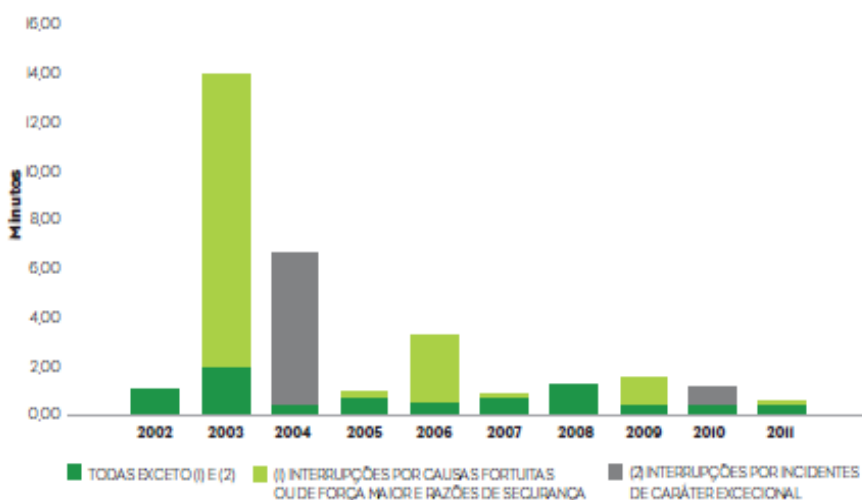
Sendo

$$Pme = \frac{EF + ENF}{T}$$

EF – Energia Fornecida

T – Tempo

TEMPO DE INTERRUPÇÃO EQUIVALENTE – TIE



Fonte: REN

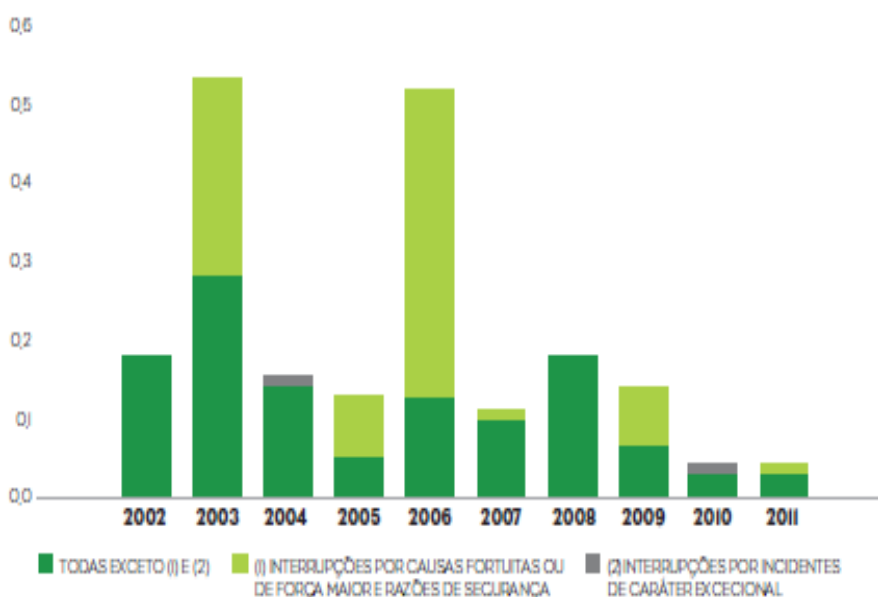
O SAIFI desceu em 25%, relativamente a 2010.

O valor de 2011 (0,03) é o melhor valor de sempre

SAIFI:

Nº interrupções de duração superior 3 min/ Nº de pontos de entrega

FREQUÊNCIA MÉDIA DE INTERRUPÇÕES LONGAS DO SISTEMA – SAIFI



Fonte: REN

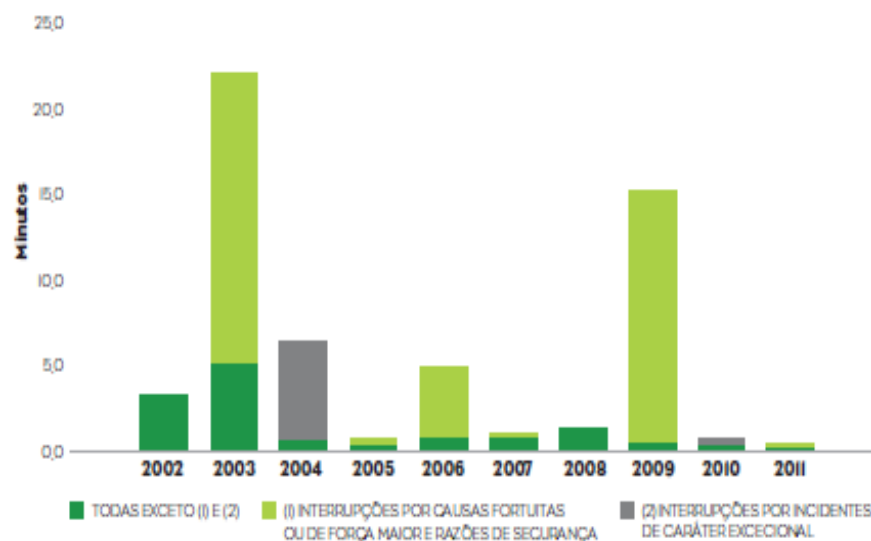
O valor do SAIDI traduz a duração média anual das interrupções por ponto de entrega.

O valor de 2011, 0,17 minutos (0,28 minutos considerando o caso fortuito ou de força maior), é o novo mínimo histórico do indicador.

SAIDI:

Duração total das interrupções de tempo superior a 3 min/ N^o de pontos de entrega

DURAÇÃO MÉDIA DAS INTERRUPÇÕES DO SISTEMA - SAIDI



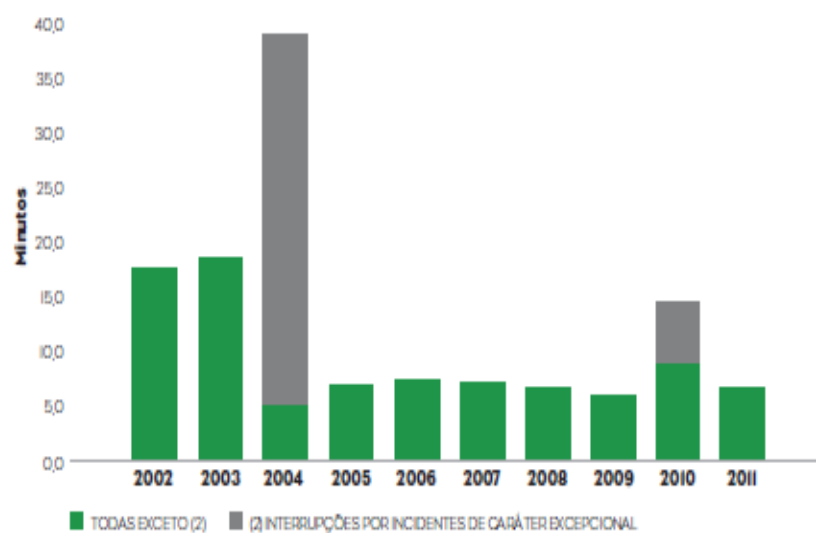
Fonte: REN

O SARI indica o tempo médio de reposição de serviço na sequência das interrupções ocorridas nos pontos de entrega. O valor de 2011 (6,7 minutos) é o terceiro melhor de sempre, só ultrapassado nos anos de 2008 e 2009.

SARI:

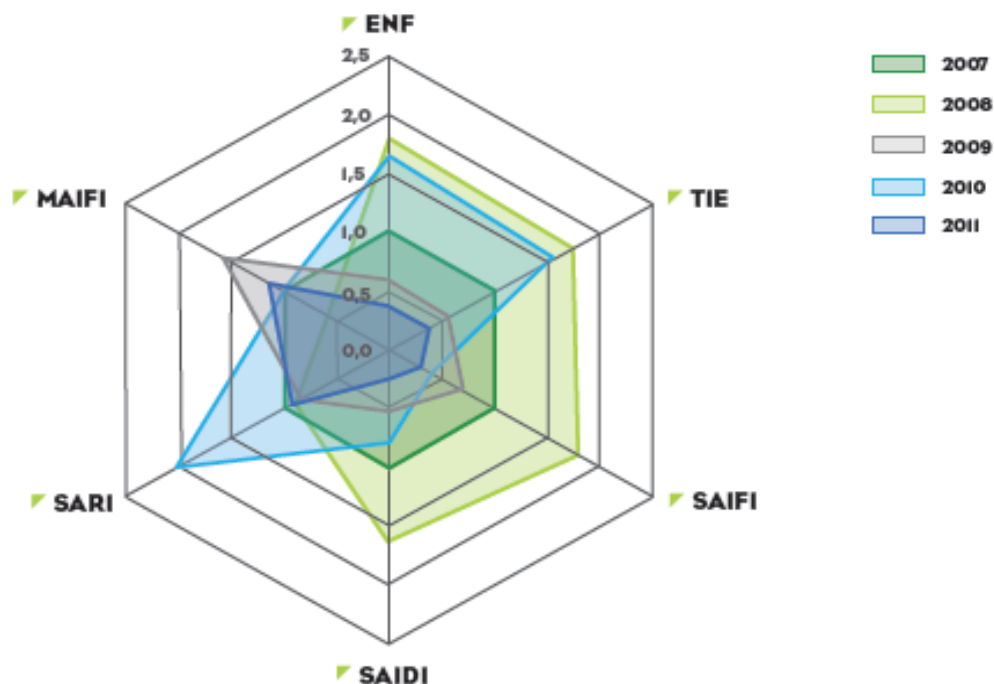
Duração total das interrupções de tempo superior a 3 min/ N^o de interrupções com tempo superior a 3 minutos.

TEMPO MÉDIO DE REPOSIÇÃO DE SERVIÇO DO SISTEMA - SARI



Fonte: REN

**EVOLUÇÃO DOS INDICADORES DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO NA RNT
(SEM INCIDENTES MOTIVADOS POR FORÇA MAIOR)**



Fonte: REN

Qualidade de serviço na rede de transporte - Conclusões

- Em termos de continuidade de serviço, no ano de 2011, a REN registou 2 interrupções longas de serviço, de que resultou numa ENF estimada em 25,6 MWh.
- Em 2011, a maioria das interrupções de serviço que ocorreram tem uma duração inferior a 30 minutos e está associada a um corte de potência que não ultrapassa os 100 MW (1% da ponta de consumo registada em 2011). A maioria (92%) dos pontos de entrega de energia elétrica da RNT não registaram, nos últimos cinco anos, qualquer interrupção de duração superior a 3 minutos. O ano de 2011 confirmou essa tendência, com 96% dos PdE sem qualquer interrupção.
- Em 2011, os indicadores ENF, TIE, SAIFI e SAIDI registaram os melhores valores do período em análise, enquanto o SARI registou o terceiro melhor resultado até à data verificado, devendo-se este resultado a um número reduzido de interrupções, fundamentalmente a incidentes causados por descargas atmosféricas.
- Em relação à qualidade da onda de tensão, e segundo a REN, os níveis médios das perturbações registadas são relativamente baixos, sendo cumpridos os limites regulamentares, salvo nalguns casos pontuais em que se verificaram desvios, em relação aos valores padrão, por margens ligeiras e, de modo geral, de forma não contínua. De acordo com a REN, as situações de incumprimento dos limites de tremulação (*flicker*) têm origem em clientes de MAT e na linha de interligação com Espanha a 400 kV (Alqueva-Brovaes).

Qualidade de serviço na rede de distribuição

É representada no quadro seguinte a evolução nos últimos dois anos, dos indicadores TIEPI MT, Energia Não Distribuída (END), Frequência e Duração Média das Interrupções (SAIFI e SIADI), para os incidentes com duração superior a 3 minutos considerando-se todos os incidentes, independente da sua origem:

Indicadores	2010	2011	Variação 11/10
TIEPI MT (min)	115,79	75,48	-34,8%
END (MWh)	7.772,82	5.103,22	-34,3%
SAIFI MT (nº)	3,61	2,40	-33,5%
SAIFI BT (nº)	3,95	2,47	-37,4%
SAIDI MT (min)	186,28	125,72	-32,5%
SAIDI BT (min)	222,07	134,05	-39,6%

Fonte: EDP Distribuição

No quadro seguinte, apresentam-se os indicadores discriminados por interrupções acidentais e previstas e por zonas A, B e C, para o ano de 2011:

Indicadores		Zona A	Zona B	Zona C
TIEPI MT (min)	Acidentais	34,58	61,24	111,69
	Previstas	0,27	0,44	1,75
END (MWh)	Acidentais	534,00	1.243,72	3 260,43
	Previstas	4,17	9,07	51,83
SAIFI MT (nº)	Acidentais	0,84	1,60	2,89
	Previstas	0,02	0,03	0,08
SAIFI BT (nº)	Acidentais	1,11	1,75	3,40
	Previstas	0,06	0,07	0,13
SAIDI MT (min)	Acidentais	37,29	80,56	155,45
	Previstas	0,43	0,70	2,84
SAIDI BT (min)	Acidentais	56,29	92,08	189,83
	Previstas	2,99	3,34	5,87

Fonte: EDP Distribuição

Consideraram-se todas as ocorrências acidentais e previstas de longa duração, com origem nos vários níveis de tensão, incluindo aquelas que, de acordo com o estipulado no RQS, estão abrangidas pelo nº 1 do seu artigo 14º (casos fortuitos ou de força maior; razões de interesse público; razões de serviço; razões de segurança; acordo com o cliente e facto imputável ao cliente).

Qualidade de serviço na rede de distribuição - Conclusões

- Na rede da EDP Distribuição, o valor de END foi de 5.103,22 MWh e o de TIEPI MT foi de 75,48 minutos. Em termos dos indicadores gerais de continuidade de serviço, no ano de 2011, verificou-se uma redução em relação ao ano anterior, no SAIFI MT e no SAIDI MT, de 33,5% e de 32,5%, respetivamente, e uma redução do TIEPI MT e da END de 34,8% e de 34,3%, respetivamente.
- Em 2011 verificou-se uma evolução favorável no indicador de frequência média (SAIFI BT) e no indicador de duração média (SAIDI BT) comparativamente ao ano de 2010.
- Nas redes da EDP Distribuição foram respeitados todos os valores padrão associados aos indicadores gerais de continuidade de serviço, nas diversas zonas geográficas de continuidade de serviço.
- Em 2011, em termos dos indicadores individuais da continuidade de serviço, o nº de incumprimentos foi de 16 254 (3 em AT, 125 em MT, 112 em BTE e os restantes em BTN), sendo que 25 foram devidos a número de interrupções. O número de incumprimentos pagos aos clientes foi de 12 543 e o dos transferidos para o fundo de reforço dos investimentos foi de 3 711.
- Os valores e indicadores mais representativos da qualidade da onda de tensão das instalações da EDP Distribuição podem ser considerados na sua generalidade aceitáveis, tendo-se registado uma melhoria no ano de 2011.