

REN 

RELATÓRIO & CONTAS 2013

O FUTURO INSPIRA-NOS



RELATÓRIO DE GESTÃO
SUSTENTABILIDADE NA REN
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
GOVERNO SOCIETÁRIO



REN 

**RELATÓRIO
& CONTAS
2013**

ÍNDICE

01 MENSAGEM DE GESTÃO

01. MENSAGEM DO PRESIDENTE	07
----------------------------	----

02 REN NUM RELANCE

02. REN NUM RELANCE	10
2.1 PERFIL	10
2.2 ÓRGÃOS SOCIAIS E DIREÇÃO	12
2.3 ESTRUTURA ACIONISTA	14
2.4 MARCOS EM 2013	16
2.5 PRINCIPAIS INDICADORES DE DESEMPENHO	18
2.6 ATIVOS REGULADOS	23
2.7 INFRAESTRUTURAS TÉCNICAS	26

03 RELATÓRIO DE GESTÃO

03. RELATÓRIO DE GESTÃO	33
3.1 ENVOLVENTE	33
3.2 ELETRICIDADE	41
3.3 GÁS NATURAL	48
3.4 OUTROS NEGÓCIOS	54
3.5 DESEMPENHO FINANCEIRO	58
3.6 PERSPETIVAS 2014	69
3.7 PROPOSTA DE APLICAÇÃO DE RESULTADOS	69

O FUTURO INSPIRA-NOS

TRABALHAMOS PARA ANTECIPAR O AMANHÃ COM O OBJETIVO DE FORTALECER A CAPACIDADE DE TRANSPORTE,

a qualidade e garantia de abastecimento de energia para um mundo em constante evolução.

A continuar na primeira linha da inovação, promovendo novas soluções e abordagens para um crescimento inteligente, limpo, eficiente e um sistema de energia mais sustentável.

O futuro inspira-nos a fazer mais e melhor.

04 SUSTENTABILIDADE DA REN

04. SUSTENTABILIDADE DA REN	73
4.1 ABORDAGEM DE SUSTENTABILIDADE	73
4.2 PRINCIPAIS AÇÕES DESENVOLVIDAS	76
4.3 INDICADORES DE DESEMPENHO	77
4.4 RECONHECIMENTOS	109

05 CONTAS CONSOLIDADAS E INDIVIDUAIS

05. CONTAS CONSOLIDADAS E INDIVIDUAIS	111
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS	112
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS	210

06 GOVERNO SOCIETÁRIO

06. GOVERNO SOCIETÁRIO	265
6.1 INFORMAÇÃO SOBRE ESTRUTURA ACIONISTA, ORGANIZAÇÃO E GOVERNO DA SOCIEDADE	265
6.2 AVALIAÇÃO DO GOVERNO SOCIETÁRIO	319

ANEXOS

RELATÓRIO DE GESTÃO	327
GOVERNO SOCIETÁRIO	332
SUSTENTABILIDADE	333

GLOSSÁRIO

GLOSSÁRIO FINANCEIRO	348
GLOSSÁRIO TÉCNICO	349

CONTACTOS

CONTACTOS	363
-----------	-----



A QUALIDADE DE SERVIÇO

voltou a registar valores
extraordinariamente elevados,
ao nível dos melhores de sempre.

RUI CARTAXO

Presidente do Conselho de Administração
e da Comissão Executiva

REN REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS

01 MENSAGEM DO PRESIDENTE

“NUM ANO ESPECIALMENTE DIFÍCIL,
A NOSSA EMPRESA MOSTROU BEM
A RESILIÊNCIA DO SEU MODELO
DE NEGÓCIO.”

Luís Azeiteiro,

O exercício de 2013 apresentava-se como o mais difícil dos últimos anos em termos da envolvente económico-financeira da REN. A principal dificuldade residia na assimetria dos efeitos que as flutuações dos mercados financeiros têm na conta de resultados da REN.

Com efeito, a rápida redução das taxas de juro da dívida soberana, sendo em si uma boa notícia para o país e para a própria REN, produz, no entanto, um efeito negativo temporário sobre as contas da empresa, em virtude do modelo regulatório aplicado pela ERSE: enquanto os proveitos regulados respondem de imediato às variações da taxa de mercado da dívida soberana, os custos de financiamento da REN respondem com algum desfasamento, em virtude da rigidez do custo de alguns empréstimos mais antigos. Em consequência, já era expectável – e confirmou-se – que, em 2013, a redução dos proveitos seria mais rápida do que a redução do custo médio da dívida. Pelo contrário, em 2014 a redução do custo de financiamento da REN já se fará sentir fortemente, com um impacto muito positivo sobre o resultado antes de impostos.

Para mitigar a quebra da remuneração dos ativos regulados em 2013, a REN acelerou a redução dos custos operacionais através do

streamlining das suas operações e da estrutura organizativa. Assim, os custos OPEX apresentaram uma diminuição de 10,4%, enquanto os custos do chamado OPEX core (isto é, excluindo os custos decorrentes de imposições legislativas ou regulamentares que não dependem da empresa, e que são recuperados nas tarifas) baixaram em 7,1%.

O número de colaboradores da empresa no final do ano situava-se em 676, que compara com 735 no final do ano anterior. Com este esforço de eficiência, a REN conseguiu anular grande parte do impacto negativo de curto prazo da descida das taxas de juro, pelo que a redução do resultado líquido se limitou a 2,3 milhões de euros, ou 2% em relação ao resultado alcançado em 2012.

A qualidade de serviço voltou a registar valores extraordinariamente elevados, ao nível dos melhores de sempre. Na transmissão elétrica, o tempo de interrupção foi equivalente a cinco segundos a nível nacional, o segundo mais baixo de sempre, e no gás natural o tempo de interrupção voltou a ser igual a zero. É de destacar que as nossas infraestruturas de gás registaram este ano vários máximos de utilização apesar da situação macroeconómica. Assim, a procura de ponta da rede nacional de transporte atingiu o seu valor máximo no dia 9 de dezembro, e a utilização do terminal de Sines

teve números máximos de operações de cargas de camiões cisterna para distribuição no território e de operações de descarga (41 navios em 2013) e de operações de *transshipment* para exportação (seis navios).

No último Dia do Investidor, tínhamos apresentado ao mercado o nosso plano estratégico, com três pilares de criação de valor para os próximos anos. O primeiro desses pilares era a otimização da exploração das concessões em Portugal, na eletricidade e no gás natural. O segundo, a redução dos encargos financeiros e a melhoria das métricas de crédito. E o terceiro era o arranque de um processo de

internacionalização que permitirá à REN melhorar o perfil de risco do seu negócio e encontrar fontes de crescimento rentável, ultrapassando as limitações do mercado doméstico.

No que respeita ao primeiro pilar, os ganhos de eficiência no OPEX alcançados nos últimos anos colocam a REN no final de 2013 entre os mais eficientes operadores europeus de transporte de energia. Assim, em termos de EBITDA por colaborador, a REN situa-se em segundo lugar, e em termos de quilómetros de linha por colaborador em primeiro lugar entre os TSO europeus. Também ao nível do CAPEX a REN tem conseguido superar as exigentes metas de

“A INTERNACIONALIZAÇÃO É UMA CORRIDA DE FUNDO QUE A REN VAI VENCER!”



**“O NOSSO MAIOR
DESAFIO SERÁ
DAR NOVOS
PASSOS CONCRETOS
NO CRESCIMENTO
FORA DE PORTUGAL.”**

eficiência definidas pela entidade reguladora através dos custos-padrão.

Quanto ao segundo pilar, a REN conseguiu em 2013 reduzir muito os custos dos novos financiamentos, e o próprio custo médio da dívida começou a descer, movimento que irá acelerar ao longo de 2014. Também o perfil temporal da dívida e a diversificação das fontes de financiamento melhoraram substancialmente, quer através das emissões de obrigações no mercado dos eurobonds, quer através dos contratos de financiamento assinados com o China Development Bank e com o ICBC.

Finalmente, o terceiro pilar, a internacionalização, começou a tornar-se uma realidade concreta na REN. Em 2013 a empresa recebeu os primeiros dividendos da participação que detém na Hidroelétrica de Cahora Bassa e obteve a formalização do convite do governo da República de Moçambique para integrar o capital da Sociedade de Transporte de Electricidade (STE), em parceria com a State Grid Corporation of China, a ESKOM (África do Sul) e a EDM (Electricidade de Moçambique). Por outro lado, na América Latina a REN apresentou pela primeira vez uma proposta para um projeto importante de uma concessão de linhas de muito alta tensão no Peru, a qual, embora não tenho sido vencedora, foi um importante avanço na curva de aprendizagem que nos permitirá vencer em próximas oportunidades. No Dia do Investidor explicámos que a internacionalização é uma corrida de fundo que a REN vai vencer.

Num ano especialmente difícil, a nossa empresa mostrou bem a resiliência do seu modelo de

negócio. Conseguimos atravessar este ano subindo os resultados operacionais, graças sobretudo ao esforço de redução de custos. Em 2014 teremos a nosso favor a redução rápida do custo médio da dívida, ao mesmo tempo que continuaremos a reduzir custos operacionais. O nosso maior desafio será dar novos passos concretos no crescimento fora de Portugal, bem como minimizar o eventual impacto da contribuição extraordinária sobre o setor da energia prevista no Orçamento de Estado de 2014, através de esforços adicionais de aumento da eficiência operacional.

Não quero terminar sem acentuar que cada vez mais a sustentabilidade assume um papel preponderante em toda a atividade da REN. Multiplicaram-se em 2013 as iniciativas da nossa empresa no sentido de melhorar a qualidade de vida das comunidades locais em todo o território, a minimização do impacto ambiental das linhas nas áreas próximas dos centros urbanos, o apoio aos segmentos mais vulneráveis da população portuguesa, e a contribuição para a difusão da cultura sobretudo entre os jovens. Voltámos a ser internacionalmente reconhecidos por várias dessas iniciativas. A nível internacional mantemos o apoio à iniciativa Global Compact no âmbito das Nações Unidas.

Construir infraestruturas que são parte de um esforço global para reconciliar as necessidades crescentes de energia do mundo com a sustentabilidade do ambiente e a minimização das alterações climáticas é uma satisfação para todos os que trabalham na REN, que sentem que uma parte do benefício do seu trabalho vai ser colhido pelos mais jovens e pelas gerações futuras.



“ Cada vez mais a sustentabilidade assume um papel preponderante em toda a atividade da REN ”

02 REN NUM RELANCE

UM OLHAR SOBRE 2013

A REN, O SEU NEGÓCIO, E OS PRINCIPAIS MARCOS E INDICADORES DE DESEMPENHO.

2.1 PERFIL

Breve descrição da atividade da empresa

A REN tem como atividade principal a Gestão de Sistemas de Transporte de Energia, marcando presença nas áreas da eletricidade e do gás natural. Na Europa é um dos poucos operadores com esta característica:


- na eletricidade, através do transporte em Muito Alta Tensão (MAT) e da Gestão Técnica Global (GTG) do sistema elétrico nacional, na medida em que a REN - Rede Eléctrica, S.A., sociedade detida integralmente pela REN, é titular da concessão de serviço público por 50 anos, situação que vigora desde 2007; e
- no gás natural, através do transporte em Alta Pressão e da GTG do sistema nacional de gás natural, da receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito e do armazenamento subterrâneo de gás, a REN Gasodutos, S.A., a REN Atlântico - Terminal de GNL, S.A. e a REN Armazenagem, S.A. (respetivamente), sociedades do Grupo REN, são titulares de concessões de serviço público por 40 anos desde 2006.

A REN, através da REN Trading, S.A., promove a gestão da energia a adquirir a dois centros eletroprodutores, no âmbito de contratos de aquisição de energia que não foram objeto de cessação antecipada.

Desde 2002, a REN encontra-se também presente no setor das telecomunicações através da REN TELECOM - Comunicações, S.A., constituída com o propósito de explorar a capacidade excedentária das redes de telecomunicações de segurança, essenciais ao suporte do transporte de eletricidade e de gás natural.

Em outubro de 2010, o Estado Português atribuiu à Enondas - Energia das Ondas, S.A., sociedade detida integralmente pela REN, uma concessão para a produção de energia das ondas numa zona piloto a norte de S. Pedro de Moel. A concessão tem um prazo de 45 anos e inclui a autorização para a implantação das infraestruturas de ligação à rede elétrica pública.





A REN tem como atividade principal a gestão de sistemas de transporte de energia, marcando presença nas áreas da eletricidade e do gás natural.

TERMINAL GNL DE SINES

Um conjunto de funções de negócio do Grupo é executado pela REN Serviços, S.A. (REN Serviços) designadamente funções de apoio às concessões e de *back-office*. Para além destas ações de suporte, a REN Serviços funciona como extensão comercial da REN, prestando serviços de consultoria e/ou de engenharia, dentro do setor energético, a terceiros.

Participações societárias

Dando sequência ao acordo entre a República Portuguesa e o Reino da Espanha relativo à constituição de um mercado ibérico da energia elétrica, a REN detém uma participação de 35% no capital social do OMIP, SGPS, S.A. e de 10% do capital social do Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., a sociedade de direito

espanhol contraparte da OMIP SGPS, S.A..

Através destas participações no capital social do OMIP SGPS, S.A. e do Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A. – cujas participadas OMIP, SGMR, S.A. e OMI, Polo Español S.A. apoiam o mercado ibérico de eletricidade –, a REN promove o desenvolvimento do mercado da energia na Península Ibérica.

Para além das referidas parcerias com os novos acionistas, realça-se também a importância que outras parcerias estratégicas têm para a REN, como as que têm vindo a ser desenvolvidas com a Red Eléctrica Corporación, S.A. (sociedade com participação acionista na REN) e com a Enagás, S.A., sociedades nas quais a REN detém indirectamente 1% do capital social.

2.2 ÓRGÃOS SOCIAIS E DIREÇÃO

Mesa da Assembleia Geral

Pedro Canastra de Azevedo da Maia, presidente

Duarte Vieira Pestana de Vasconcelos, vice-presidente

Conselho de Administração

Rui Manuel Janes Cartaxo, presidente

João Caetano Faria Conceição, vogal

Gonçalo João Figueira Morais Soares, vogal

Guangchao Zhu, vice-presidente¹

Mengrong Cheng, vogal

Haibin Wan, vogal

Hilal Al Kharusi, vogal

Aníbal Durães dos Santos, vogal²

Filipe Maurício de Botton, vogal³

Manuel Melo Champalimaud, vogal⁴

José Folgado Branco, vogal⁵

José Luís Fazenda Arnaut Duarte, vogal⁶

José Luís Alvim Marinho, vogal

José Frederico Vieira Jordão, vogal

Emílio Rui Vilar, vogal

Comissão Executiva

Rui Manuel Janes Cartaxo, presidente

João Caetano Carreira Faria Conceição, vogal

Gonçalo João Figueira Morais Soares, vogal

Comissão de Auditoria

José Luís Alvim Marinho, presidente

José Frederico Vieira Jordão, vogal

Emílio Rui Vilar, vogal

Revisor Oficial de Contas

Deloitte & Associados, SROC, S.A., efetivo

Carlos Luís Oliveira de Melo Lourenço, ROC, suplente

Secretário da Sociedade

Pedro Cabral Nunes, efetivo

Mafalda Rebelo de Sousa, suplente

¹ Em representação da State Grid International Development Limited

² Designação pela Parpública - Participações Públicas (SGPS), S.A. em 27 de Março de 2012

³ Designação pela EGF, Gestão e Consultoria, S.A. em 15 de Junho de 2012

⁴ Designação pela Gestmin, SGPS, S.A. em 06 de Março de 2013

⁵ Designação pela Red Eléctrica Corporación, S.A.

⁶ Cooptação pelo Conselho de Administração em 22 de Junho de 2012

Comissão de Vencimentos

Carlos Adolfo Coelho Figueiredo Rodrigues, presidente
Rui Horta e Costa, vogal
Pedro de Sommer Carvalho, vogal

GOVERNO DA SOCIEDADE, DIRETORES GERAIS E RESPONSÁVEIS

Governo da Sociedade

Conselho de Administração⁷

Comissão Executiva⁷

Secretário da Sociedade⁷

Comissão de Auditoria⁷

Auditoria Interna: Gil Vicente Marcelino

CTO e Diretores Gerais:

Shewu Shan (CTO)

Maria José Clara

Jorge Borrego

Victor Baptista

Serviços de Apoio às Concessões

Estudos e Regulação: Pedro Furtado

Serviços Operacionais: Isabel Figueira

Agenda Europeia de Energia: Jamila Madeira

Funções de Suporte

Relações com o Investidor: Ana Fernandes

Desenvolvimento de Negócios: João Escobar Henriques

Comunicação e Sustentabilidade: Margarida Ferreirinha

Planeamento e Controlo de Gestão: João Escobar Henriques

Recursos Humanos: Elsa Carvalho

Sistemas de Informação: Tiago Azevedo

Serviços Jurídicos: Elvira Borges

Edifícios e Serviços Gerais: João Botelho

Gestão Financeira: Nuno Rosário

Contabilidade: Brígida Palma

Compras: Alexandra Reis

⁷ Descrição em "Órgãos Sociais".

UN Eletricidade

Planeamento e Engenharia: João Afonso
Investimento: António Albino Marques
Exploração: Albertino Meneses
Gestão do Sistema: José Amarante dos Santos
Grupo de Suporte SDC ENTSO-e: João Ricardo

UN Gás Natural

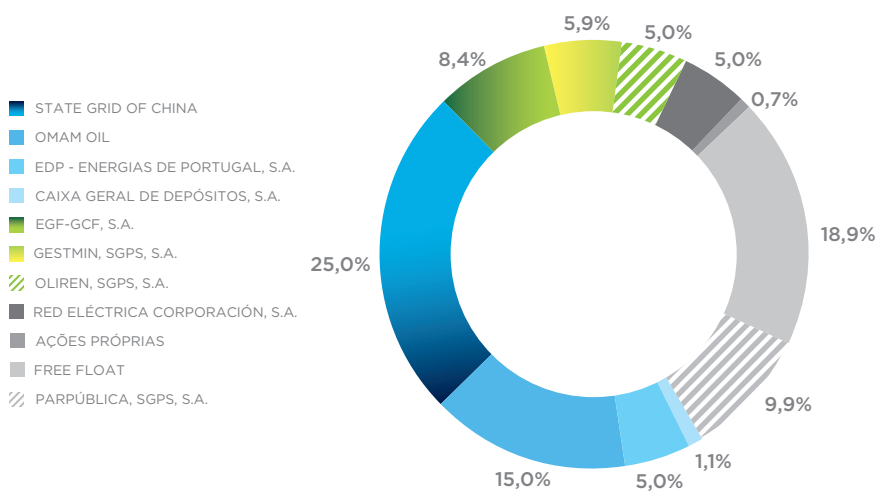
Gestão do Sistema: Rui Marmota
Planeamento e Gestão de Ativos: Rui Marmota
Investimento e Exploração: Luís Ferreira
Terminal GNL: Paulo Mestre

Outros Negócios

Enondas: Tiago Andrade e Sousa
REN Trading: Nelson Cardoso
REN TELECOM: Rui Franco
I&D: Nuno Souza e Silva

2.3
ESTRUTURA
ACIONISTA

ESTRUTURA ACIONISTA DA REN A 31 DE DEZEMBRO DE 2013





REN

2.4 MARCOS EM 2013

PRINCIPAIS ACONTECIMENTOS

DO GRUPO REN

€300 milhões NO MERCADO DAS EURO BONDS

REN emite 300 milhões de euros no mercado das euro *bonds*, ao abrigo do programa EMTN (European Medium Term Notes), com um prazo de vencimento de cinco anos e uma taxa de juro correspondente à *mid swap rate* a 5 anos, acrescida de 3,20%

A agência de *rating* Fitch inicia a cobertura da REN com uma notação de BBB, a mais alta atribuída a empresas nacionais, e dois níveis acima da avaliação da República Portuguesa.

JAN



JUL

RATING AAA EM CORPORATE GOVERNANCE

REN renova *rating* AAA em *corporate governance* da Universidade Católica

Início do período regulatório do gás natural julho 2013 - junho 2016

REN assume a liderança do System Development Committee, um dos quatro comités que compõem a Rede Europeia de Operadores de Transporte de Electricidade - ENTSO-E

Website da REN recebe troféu de prata na categoria de melhor *website* do ano nos Best in Biz Awards 2013

Standard & Poor's modifica o *outlook* do *rating* da REN de "estável" para "negativo"

R&D NESTER ACORDO ASSINADO COM A CEPRI

Assinado um acordo com a CEPRI - China Electric Power Research Institute (em representação da State Grid International Development), para a constituição de um centro de investigação e desenvolvimento em Portugal, na área da energia

FEV



AGO

MELHOR RELATÓRIO E CONTAS

Relatório e Contas da REN recebe Prémio de Prata na categoria de melhor Relatório e Contas no International Business Awards

Imprensa anuncia que a REN garante a participação de 14% no consórcio que irá construir a ligação em MAT entre Tete e Maputo

Website da REN recebe prémio de ouro nas categorias de melhor *website* de empresa de energia e melhor *website* na relação com investidores, e prémio de bronze para o melhor design de *website*, nos International Business Awards

NOTA BB+ DA STANDARD & POOR'S

A agência de *rating* norte-americana Standard & Poor's (S&P) subiu o *outlook* da REN de "negativo" para "estável" e manteve a nota de BB+

Primeira utilização do Terminal de Gás Natural Liquefeito de Sines por parte de um operador estrangeiro após a conclusão da expansão do Terminal da REN

MAR



SET

ENERGY ACADEMY

Lançamento do Energy Academy, programa de desenvolvimento de competências de liderança e gestão da REN.

Standard & Poor's coloca *rating* da REN de longo prazo em "credit watch"

GNL DE SINES

RECEBE NAVIO NÚMERO 300



Terminal de GNL de Sines recebe o navio n.º 300

REN assina contrato de financiamento com o China Development Bank (CDB) no montante de 400 milhões de euros

Realização da assembleia geral da REN com aprovação do Relatório e Contas de 2012

ABR



OUT

REN

CONCLUI PRIVATIZAÇÃO EM 2014

O Governo Português anuncia a proposta de orçamento para 2014, a qual inclui um conjunto de medidas com impacto nas atividades da REN, nomeadamente a contribuição para o setor energético, a redução da taxa de IRC e o anúncio da conclusão da privatização da REN em 2014

Conclusão da 1ª fase da ampliação para 400kV da subestação de Vermoim, situada no concelho da Maia, num investimento de cerca de 20 milhões de euros, que contribuiu para o reforço da rede elétrica na região do Grande Porto

REN emite instrumentos de dívida no valor de 400 milhões de euros, emissão no mercado das euro *bonds*, ao abrigo do Programa EMTN, com um prazo de vencimento de sete anos e com uma taxa de juro correspondente à *mid swap rate* a sete anos acrescida de 3,05%

PRÉMIO REN

REN APRESENTA NOVO JÚRI



Conferência de apresentação do novo júri e regulamento do Prémio REN

MAI



NOV

€160 milhões CONTRATO DE FINANCIAMENTO

Celebração de contrato de financiamento a cinco anos, no montante de 160 milhões de euros, com o ICBC – Industrial and Commercial Bank of China

Moody's mantém *rating* da REN em “Ba1” e revê *outlook* de “negativo” para “estável”

REN TELECOM conclui 1ª fase do projeto de prestação de serviços de telecomunicações à generalidade das operações da Iberdola em Portugal

WEBSITE REN

MELHOR WEBSITE INSTITUCIONAL



Website REN ganha prémio de bronze na categoria de melhor *Website* institucional no XV Festival do Clube de Criativos de Portugal (CCP)

REN renova parceria com o movimento ECO – Empresas contra os fogos

REN assina com a Jibe Electric Power Company, uma empresa da State Grid Corporation of China (SGCC), um contrato de consultoria técnica relacionado com integração de energias eólicas na rede de transmissão na China

Publicação do regulamento tarifário do setor do gás natural para o novo período regulatório de 2013-2016

Lançamento do *Share* – programa de voluntariado corporativo da REN

JUN



DEZ

GÁS NATURAL CONCLUSÃO DA 1ª FASE DA 3ª INTERLIGAÇÃO A ESPANHA

Conclusão da 1ª fase da 3ª interligação a Espanha (Zamora) do gasoduto que liga Mangualde, Celorico e Guarda, um investimento de cerca de 42 milhões de euros

Renovação de linha dupla Valdígem – Recarei a 220 kV e conclusão da linha Falagueira – Castelo Branco, um investimento que totalizou cerca de 21 milhões de euros

REN realiza o primeiro leilão de direitos financeiros de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha (denominado FTR - Financial Transmission Rights)

REN reembolsa emissões obrigacionistas no montante de 850 milhões de euros

Conclusão da subestação da Siderurgia Nacional da Maia 220kV/30kV, num investimento global de cerca de 11 milhões de euros, contribuindo para o aumento da qualidade de serviço a empresas industriais

Conclusão da subestação de Santa Maria da Feira, num investimento global de cerca de 33 milhões de euros, com o objetivo de reforçar a potência na rede regional a 60 kV

2.5 PRINCIPAIS INDICADORES DE DESEMPENHO

2.5.1 INDICADORES FINANCEIROS

RESULTADO DA EXPLORAÇÃO

'09 '10 '11 '12 '13

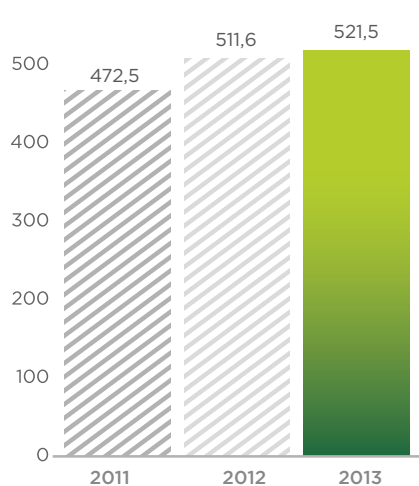
(MILHÕES DE EUROS)

	'09	'10	'11	'12	'13
EBITDA*	384,1	431,4	472,5	511,6	521,5
EBIT	258,7	250,5	283,2	314,2	320,3
RESULTADOS FINANCEIROS	-73,8	-83,9	-103,4	-136,0	-142,2
RESULTADO ANTES DE IMPOSTOS	184,9	166,6	179,8	178,5	178,0
RESULTADO LÍQUIDO	134,0	110,3	120,6	123,6	121,3
RESULTADO LÍQUIDO RECORRENTE*	108,2	119,8	131,0	120,2	120,7

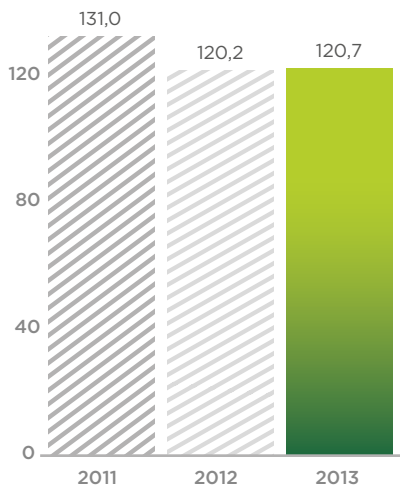
* O EBITDA apresentado em 2012 e 2013 reflete uma alteração ocorrida na metodologia de cálculo utilizada.

° O Resultado líquido recorrente de 2013 reflete o efeito do *cost of carry* do penhor do Banco Europeu do Investimento, considerado como item não recorrente, tendo sido ajustado o valor de 2012 para efeitos de comparabilidade, utilizando os mesmos critérios.

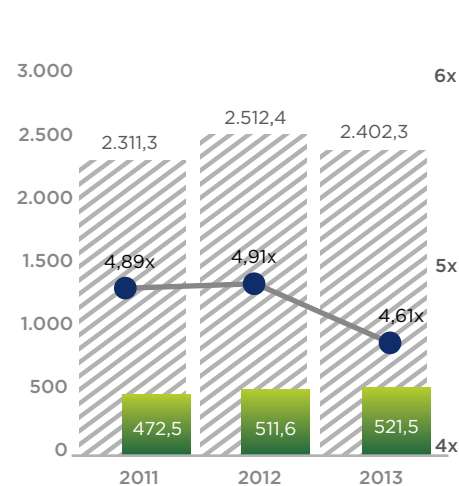
**EBITDA,
M€**



**RESULTADO LÍQUIDO RECORRENTE,
M€**



**DÍVIDA LÍQUIDA/EBITDA,
M€**



■ DÍVIDA LÍQUIDA
■ EBITDA
● DÍVIDA LÍQUIDA / EBITDA

ATIVO, INVESTIMENTO E DÍVIDA

'11 '12 '13

(MILHÕES DE EUROS)

TAXA MÉDIA REMUNERAÇÃO DO RAB, %	7,61%	8,79%	7,97%
INVESTIMENTO (CAPEX), MILHÕES DE EUROS	349,4	201,1	187,8
DÍVIDA LÍQUIDA, MILHÕES DE EUROS	2.311,3	2.512,3	2.402,3
DÍVIDA LÍQUIDA/EBITDA, X	4,89X	4,91X	4,61X

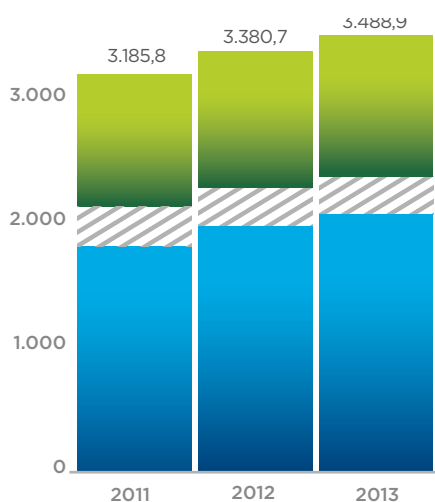
RAB MÉDIO
MILHÕES DE EUROS

3.488,9

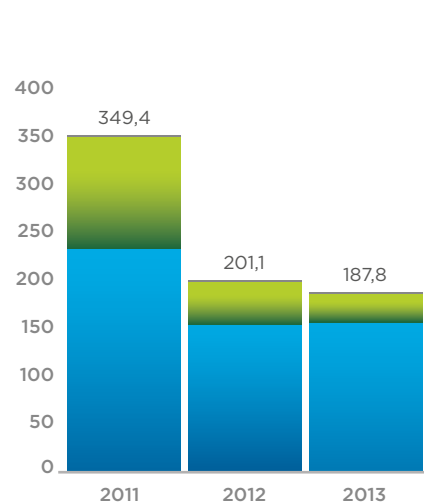
INVESTIMENTO
MILHÕES DE EUROS

187,8

RAB MÉDIO, M€



INVESTIMENTO, M€



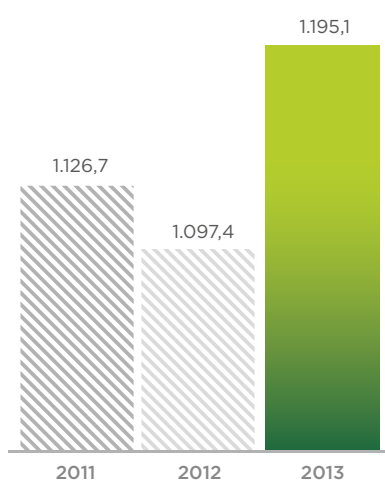
■ ELETRICIDADE ▨ TERRENOS ■ GÁS ■ ELETRICIDADE ■ GÁS ▨ OUTROS

AÇÃO REN

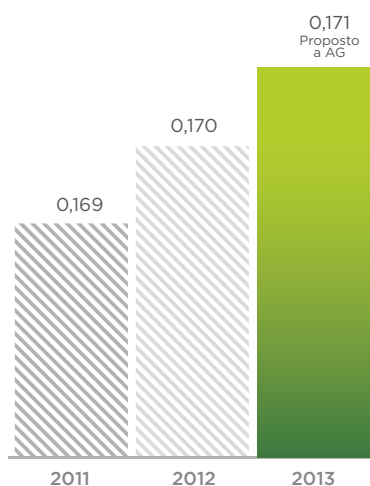
'11 '12 '13

COTAÇÃO NO FINAL DO ANO, EUROS	2,110	2,055	2,238
RETORNO TOTAL AO ACIONISTA (YTD), %	-12,6%	5,0%	17,2%
CAPITALIZAÇÃO BOLSISTA, MILHÕES DE EUROS	1.126,7	1.097,4	1.195,1
RESULTADO LÍQUIDO POR AÇÃO, EUROS	0,226	0,231	0,227
DIVIDENDO POR AÇÃO, EUROS	0,169	0,170	0,171
PAYOUT RATIO, %	74,8%	73,4%	75,3%
DIVIDEND YIELD, %	8,0%	8,3%	7,6%

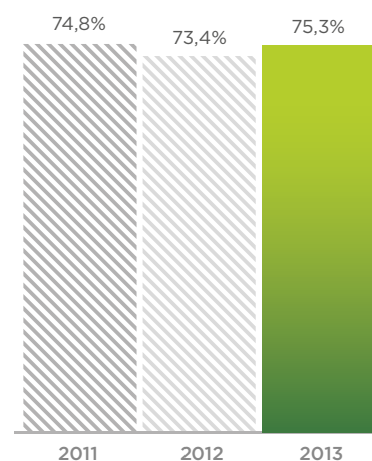
CAPITALIZAÇÃO BOLSISTA, M€



DIVIDENDO POR AÇÃO, EUROS



PAYOUT RATIO, %



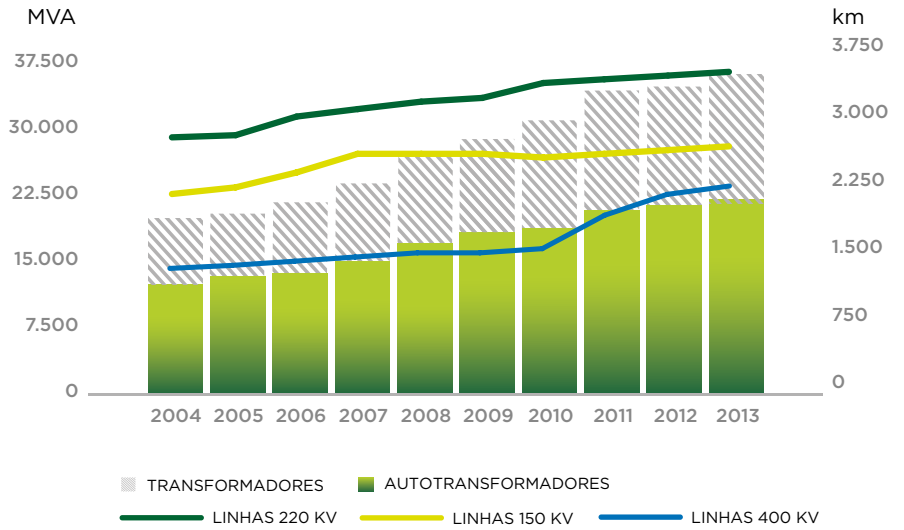
2.5.2 INDICADORES TÉCNICOS - ELETRICIDADE

	'09	'10	'11	'12	'13
CONSUMO, TWh	49,9	52,2	50,5	49,1	49,2
VARIAÇÃO ANUAL DO CONSUMO DE ELETRICIDADE, %	-1,4%	4,6%	-3,3%	-2,8%	0,2%
POTÊNCIA INSTALADA, MW	16.519	17.806	18.801	18.494	17.792
ENERGIA TRANSPORTADA NA RNT, TWh	42,5	42,6	42,2	41,0	41,5
PERDAS NO TRANSPORTE DE ENERGIA, %	1,37%	1,83%	1,54%	1,56%	1,75%
TEMPO DE INTERRUPÇÃO EQUIVALENTE, MINUTOS	0,42	1,15	0,27	0,00	0,09



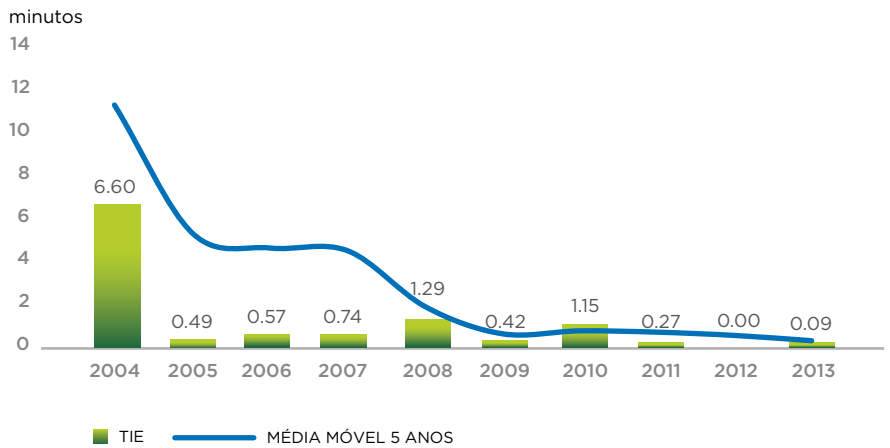
SUBESTAÇÃO
de Vermoim

COMPRIENTO DE LINHAS E POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO



TEMPO
DE INTERRUÇÃO EQUIVALENTE
eletricidade
0,09 minutos
em 2013.

EVOLUÇÃO DO TEMPO DE INTERRUÇÃO EQUIVALENTE (TIE), MINUTOS



CONSUMO
ENERGIA ELÉCTRICA
49,1 TWh

CAPACIDADE MÉDIA DE IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO, MW

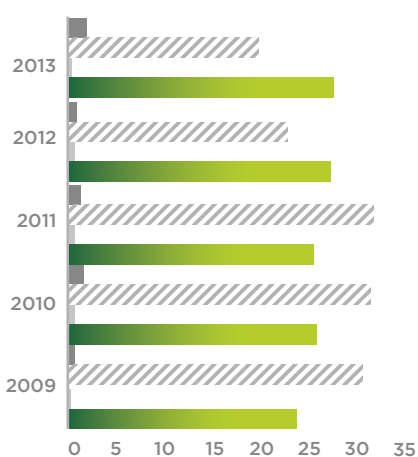


2.5.3 INDICADORES TÉCNICOS - GÁS NATURAL

	'09	'10	'11	'12	'13
VARIAÇÃO ANUAL DO CONSUMO DE GÁS NATURAL, %	-1,0%	9,1%	-0,5%	-13,0%	-5,0%
ENTRADAS NA RNTGN, TWh	54,3	58,3	58,1	50,3	48,8
SAÍDAS DA RNTGN, TWh	54,4	58,3	58,2	50,3	48,9
EXPANSÃO DA RNTGN, Km	1.267	1.296	1.298	1.298	1.375
CAPACIDADE DE ARMAZENAGEM SUBTERRÂNEA DE GÁS, Mm³ (*)	138,2	138,2	132,7	132,7	132,7

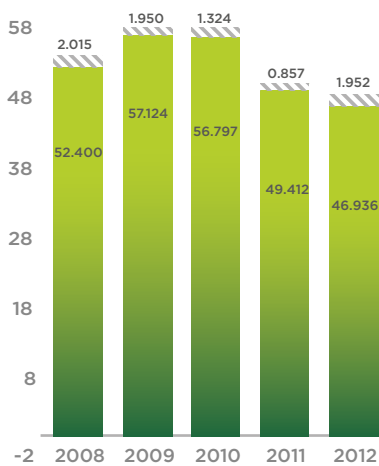
(*) O volume indicado expressa a capacidade máxima disponível para fins comerciais, a qual é condicionada pela termodinâmica específica da armazenagem de gás natural em alta pressão em cavidades salinas.

ENTRADAS NA RNTGN, TWh



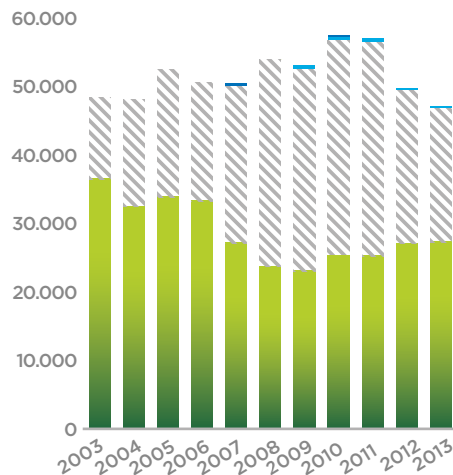
■ ARMAZENAMENTO - EXTRAÇÃO AS
 ▨ TERMINAL DE GNL
 ■ VALENÇA DO MINHO
 ■ CAMPO MAIOR

SAÍDAS DA RNTGN, TWh



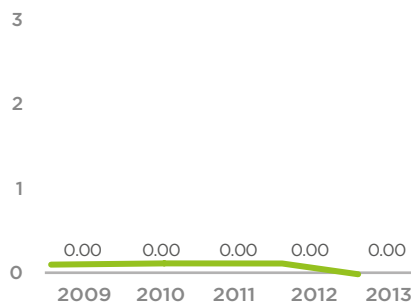
■ SAÍDAS AP
 ▨ ARMAZENAMENTO - INJEÇÃO AS
 ■ VALENÇA DO MINHO

SATISFAÇÃO DO CONSUMO (RNTGN), GWh



■ CAMPO MAIOR
 ▨ TERMINAL DE GNL
 ■ VALENÇA DO MINHO
 ■ AS - EXTRAÇÃO EFETIVA

TEMPO DE INTERRUÇÃO EQUIVALENTE (TIE), MINUTOS



■ TIE (min.) — MÉDIA 5 ANOS

2.6 ATIVOS REGULADOS

**EM 2013,
A TAXA BASE DE
REMUNERAÇÃO
FOI DE 8,06%**

2.6.1 ELETRICIDADE

Atividades na eletricidade

A REN S.A. exerce duas atividades reguladas: Gestão Global do Sistema (GGS) e Transporte de Energia Elétrica (TEE). Os proventos permitidos das atividades GGS e TEE são recuperados pela aplicação de duas tarifas reguladas: a tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) e a tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), respetivamente.

Ambas as tarifas são fixadas anualmente pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) com base em dados previsionais, respeitantes a procura, custos, proventos e investimentos.

Em 2012 iniciou-se um novo período regulatório sem alterações ao nível da forma de regulação, tendo havido apenas atualizações dos respetivos parâmetros. O fator de eficiência aplicado ao nível de custos de exploração da atividade de transporte de energia elétrica foi alterado para 3,5% (2013 e 2014) e a taxa de remuneração passou a estar indexada à evolução da cotação dos *credit default swap* a cinco anos da República Portuguesa. Foram ainda introduzidos limites à taxa de remuneração base para o período 2012-2014 entre 7,5% e 10,5%.

Regulação das atividades

A atividade de GGS é regulada por taxa de remuneração aplicada aos ativos afetos à atividade, líquidos de depreciações e subsídios e por custos operacionais aceites.

A atividade de TEE é regulada por incentivos: (i) ao investimento eficiente na rede de transporte, (ii) à eficiência nos custos de exploração através do estabelecimento de um limite máximo dos custos acrescido de uma componente em função do nível de atividade da empresa, (iii) à manutenção de equipamento em fim de vida útil e, (iv) ao aumento da disponibilidade dos elementos da Rede Nacional de Transporte (RNT).

O incentivo ao investimento pretende premiar, sob a forma de uma remuneração adicional, as eficiências obtidas nos investimentos sujeitos a custos de referência cujo valor se enquadre dentro dos parâmetros fixados.

O montante de custos de exploração fixado para o primeiro ano do período de regulação evolui, nos anos seguintes, com a taxa de variação do Índice de Preços implícito no Produto Interno Bruto e com a meta de eficiência determinada pela ERSE, que para 2013 e 2014 foi de 3,5%. A este montante acresce a variação do OPEX decorrente do crescimento anual da rede de transporte (em quilómetros de linhas e em número de painéis nas subestações), calculado com os correspondentes custos incrementais, também fixados pela ERSE.

O incentivo à manutenção do equipamento em fim de vida útil pretende estimular a continuidade em serviço de ativos que ainda apresentem condições técnicas de funcionamento mas que já se encontrem em final de vida útil económica. Para 2013, o valor deste incentivo foi de 8 milhões de euros.

O incentivo ao aumento da disponibilidade da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade, introduzido em 2009, tem como objetivo promover a eficiência da operação e manutenção da infraestrutura de rede, sendo calculado com base em valores ocorridos. Para 2013 o valor deste incentivo é de cerca de 1 milhão de euros.

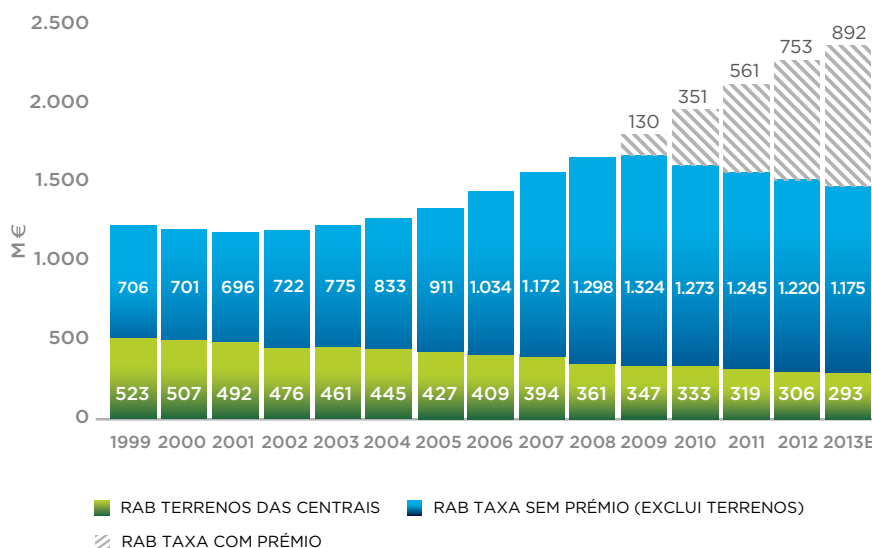
A Base de Ativos Regulados (RAB) da eletricidade compreende o ativo líquido de amortizações e subsídios afeto às atividades de TEE e de GGS. Para a atividade de TEE, e como anteriormente referido, com a publicação do Despacho ERSE n.º 14430/2010, de 15 de setembro, a base de ativos a remunerar contempla a aplicação do mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência com efeitos a 1 de janeiro de 2009. Assim, em 2013, o RAB médio sobre o qual incide a taxa com prémio, de 9,56%, é de 892 milhões de euros, sendo os restantes 1.132 milhões de euros remunerados à taxa sem prémio de 8,06%.

Na atividade de GGS, o princípio de valorização do RAB está assente numa base de custos históricos, sendo nestes casos aplicada a taxa de remuneração de 8,06%.

O RAB médio da atividade de GGS era, em 2013, de 43 milhões de euros. Ao ativo afeto a esta atividade pertencem ainda os terrenos do domínio público hídrico associados a aproveitamentos hidroelétricos cuja remuneração é dada pela taxa *swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, verificada no primeiro dia de cada período, divulgada pela Reuters, acrescida de 50 pontos base, nos termos da Portaria n.º 542/2010, de 21 de julho, a que correspondeu, em 2013, uma taxa de remuneração de 2,8% aplicada a um montante de 293 milhões de euros.

O gráfico seguinte apresenta o valor do RAB para os diferentes grupos de ativos:

EVOLUÇÃO DO RAB DESDE 1999 ATÉ 2013



As tarifas fixadas pela ERSE ref etem ainda desvios tarifários que, dois anos depois, reconciliam (na medida em que sejam justificáveis e aceites pela ERSE) valores previstos e ocorridos de custos e proveitos, e de desvios de procura.

Os ajustamentos decorrentes dos desvios são recuperados ou devolvidos, dois anos depois de ocorrerem, sendo esse valor remunerado a uma taxa regulada, igual à média da Euribor a 1 ano verificada em cada ano, acrescida de um spread publicado anualmente pela ERSE para o ano em referência.

O desvio gerado durante o ano de 2013, no montante de 18 milhões de euros a devolver pela REN, resultou essencialmente de uma subestimação dos consumos de energia reativa por parte do regulador da taxa de remuneração dos ativos e da aplicação da Portaria n.º 215 A/2013, de 1 de julho, relativa à interruptibilidade, a qual difere por um ano a repercussão nos proveitos permitidos da atividade de gestão global do sistema dos montantes pagos ao abrigo da mesma.

2.6.1.1 REN TRADING

A REN Trading desenvolve a atividade de compra e venda de energia elétrica do agente comercial, que consiste na atividade de *trading*, no âmbito do MIBEL, resultante em exclusivo da colocação nesse mercado da produção proveniente dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não cessados, relativos às centrais térmicas Tejo Energia e Turbogás.

Os proveitos resultantes do exercício da atividade de compra e venda de energia elétrica do agente comercial provêm dos incentivos definidos pela ERSE que têm

subjacente uma partilha com os consumidores de energia elétrica dos benefícios da otimização e gestão de ofertas destas centrais. O valor final dos incentivos resulta da atuação da empresa, relacionada quer com a otimização das vendas da energia das centrais, quer com a minimização dos custos de aquisição de combustível e de licenças de emissão de CO₂.

A diferença entre o custo contratual no âmbito dos CAE adicionado dos incentivos à otimização da sua gestão e à gestão eficiente das licenças de emissão de CO₂ e o proveito da venda em mercado da energia e serviços de sistema fornecidos pelas respetivas centrais é refletida na tarifa de Uso Global do Sistema.

O saldo da conta de desvios tarifários da atividade de compra e venda de energia elétrica, em 2013, é de 28 milhões de euros a recuperar das tarifas.

2.6.2 GÁS NATURAL

Atividades no gás natural

Estão sujeitas a regulação económica pela ERSE as seguintes atividades no gás natural:

- Transporte de gás natural em AP – exercida pela REN Gasodutos
- GTG do SNGN – exercida pela REN Gasodutos
- Receção, armazenamento e regaseificação de GNL – exercida pela REN Atlântico
- Armazenamento subterrâneo de gás natural – exercida pela REN Armazenagem
- Gestão do processo de mudança de comercializador – exercida pela REN Gasodutos

**AS METAS
DE EFICIÊNCIA
PARA O PERÍODO
REGULATÓRIO EM
CURSO VARIAM
ENTRE 1,5% E 3%
AO ANO**

Em julho de 2013 iniciou-se um novo período de regulação de três anos. As principais alterações introduzidas pelo regulador foram: (i) a indexação da taxa de remuneração à evolução do rendimento das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa, com uma maturidade de 10 anos e a introdução de limites à taxa de remuneração para o período 2013-2016 entre 7,33% e 11%, (ii) a introdução de um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no terminal de GNL, com vista a diminuir o impacto dos mesmos nas tarifas definidas anualmente para aquela atividade e (iii) a extensão da regulação por incentivos à atividade de armazenamento subterrâneo à semelhança das atividades de transporte de gás natural em alta pressão e de receção, armazenamento e regaseificação de GNL.

Atualmente, o nível de custos de exploração aceites (*cap*) para o cálculo dos proveitos nas atividades sujeitas a regulação por incentivos tem um valor máximo permitido e inclui uma parcela fixa, sujeita a uma abordagem regulatória do tipo proveito máximo (*revenue cap*) e uma ou mais parcelas sujeitas a uma abordagem do tipo preço máximo (*price cap*), indexadas às variáveis de custo relativas à dimensão característica das infraestruturas e à intensidade da sua utilização.

O valor aprovado para OPEX do primeiro ano do atual período de regulação evolui, nos anos seguintes, com as metas de eficiência estabelecidas e publicadas pela ERSE para esses anos e com a taxa de variação do Índice de Preços implícito no Produto Interno Bruto (PIB). A variável associada ao consumo de eletricidade no terminal de GNL (componente energia) evolui em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros, publicada pelo OMIP, e com a meta de eficiência estabelecida pela ERSE.

As metas de eficiência para o período regulatório em curso variam entre 1,5% e 3% ao ano.

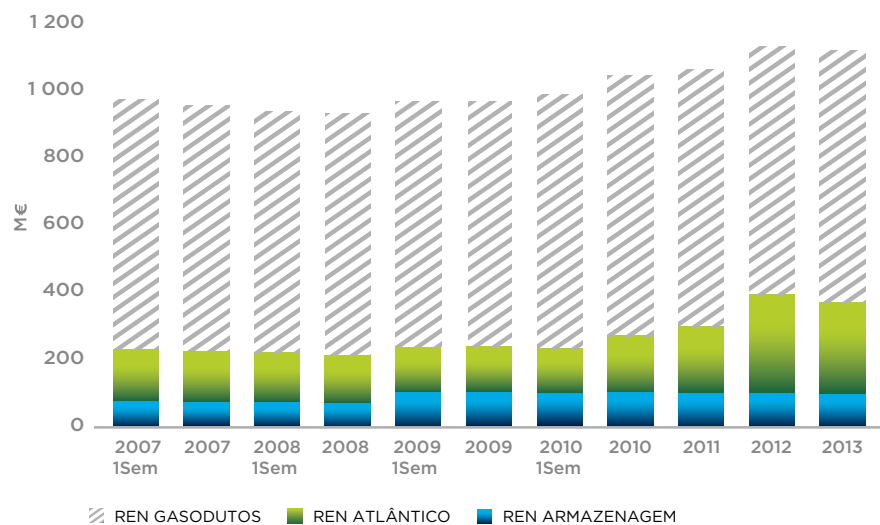
As atividades GTG do SNGN do processo de mudança de comercializador não estão sujeitas a metas de eficiência, assim como alguns gastos considerados não controláveis pela empresa.

Regulação das atividades

Os proveitos relativos ao capital investido decorrem da remuneração dos ativos fixos em exploração, líquidos de amortizações e subsídios (RAB), definida pela entidade reguladora no início de cada período de regulação, com a taxa média de 7,98% em 2013, adicionada das correspondentes amortizações.

A base de ativos regulados RAB semestral das empresas de gás natural teve a seguinte evolução até ao final de 2013:

EVOLUÇÃO DO RAB DESDE 2007 ATÉ 2013



As tarifas são fixadas em função das estimativas de quantidades e do total dos proveitos permitidos apurados para cada atividade. Tais proveitos incluem a remuneração dos ativos, a recuperação do valor das amortizações e os custos operacionais estabelecidos, por atividade, bem como os ajustamentos tarifários de anos anteriores.

Os ajustamentos são recuperados ou devolvidos de forma transitória em cada ano com base em estimativas. O valor real dos ajustamentos decorrentes dos desvios são recuperados ou devolvidos dois anos depois de ocorrerem, com base na comparação dos ajustamentos provisórios, sendo esse valor remunerado a uma taxa regulada, igual à média da Euribor a 12 meses verificada em cada ano, acrescida de um *spread* publicado anualmente pela ERSE para o ano em referência.

2.7 INFRAESTRUTURAS TÉCNICAS

2.7.1 ELETRICIDADE

Em finais de 2013, a RNT era constituída por 8.733 quilómetros de linhas, 67 subestações transformadoras e 13 postos de corte, de seccionamento e de transição.

A RNT garante o escoamento da energia elétrica desde os centros eletroprodutores até às subestações transformadoras, nas quais é entregue a 60 kV à Rede Nacional de Distribuição.

A RNT estabelece igualmente a ligação com a rede europeia de transporte através de nove interligações com a rede de transporte espanhola e efetua a entrega de energia diretamente a diversos consumidores em MAT.

O Centro de Despacho Nacional, sediado em Sacavém (Loures), coordena o funcionamento global e garante o equilíbrio do Sistema Elétrico Nacional. O Centro de Operação da Rede, sediado em Vermoim (Maia), permite a monitorização e operação remota dos equipamentos da RNT.

	2013-12-31	2012-12-31	VARIAÇÃO
COMPRIMENTO DE LINHAS EM SERVIÇO (Km)	8.733	8.534	199
400 kV	2.434	2.333	101
220 kV	3.565	3.521	44
150 kV	2.734	2.680	54
POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO EM SERVIÇO (MVA)	34.984	33.915	1.069
AUTOTRANSFORMAÇÃO	13.410	13.410	0
400/220 kV	6.750	6.300	450
400/150 kV	5.540	5.990	-450
220/150 kV	970	970	0
150/130 kV	150	150	0
TRANSFORMAÇÃO	21.574	20.505	1.069
400/60 kV	3.910	3.230	680
220/60 kV	11.512	11.443	69
150/60 kV	5.692	5.692	0
150/130 kV	140	140	0
220/30 kV	320	0	320

A rede corporativa de telecomunicações, em grande parte apoiada nas infraestruturas mencionadas (fibra ótica e feixes hertzianos), apoia a transmissão de dados, ordens de comando aos elementos de rede e permite as comunicações indispensáveis à exploração da RNT.

A interligação com a rede de transporte espanhola é assegurada por uma linha a 130 kV entre o Minho e a Galiza, três linhas a 220 kV no Douro Internacional e cinco linhas a 400 kV, duas entre o Minho e a Galiza, uma no Douro Internacional, uma no Tejo Internacional e uma entre o Alentejo e a Extremadura. Entre o Algarve e a Andaluzia já se encontra concluído o troço nacional de uma nova interligação, a 400 kV.

2.7.2 GÁS NATURAL

As infraestruturas de gás natural da REN compreendem:

- a Rede Nacional de Transporte de Gás Natural;
- o terminal de Gás Natural Liquefeito de Sines;
- as instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural no Carriço (três cavernas e uma estação de superfície).

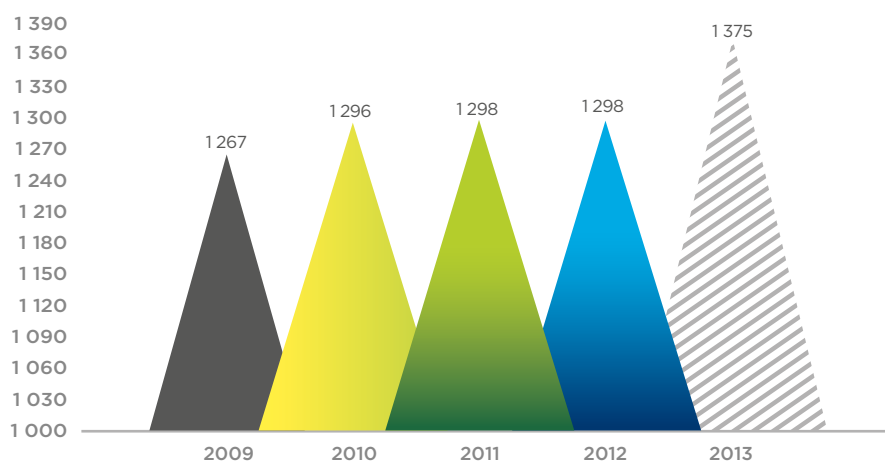
Em 2013, foi colocado em funcionamento o gasoduto Mangualde-Celorico-Guarda, com cerca de 76 quilómetros de extensão, que liga em anel os Lotes 5 (Monforte/Guarda) e 6 (Cantanhede/Mangualde), aumentando deste modo a segurança do abastecimento e potenciando a futura terceira interligação da RNTGN com Espanha.

Associado a este gasoduto, foi também concluída a construção de quatro novas estações, Arcozelo, Soeiro do Chão, Celorico da Beira e Avelãs de Ambom.

Assim, no final de 2013, as infraestruturas principais da RNTGN eram as seguintes:

- 1.375 quilómetros de gasodutos em alta pressão
- 65 estações de junção para derivação de ramais
- 46 estações de válvulas de seccionamento
- 5 estações de interligação com ramais em T
- 84 estações de regulação de pressão e medição de gás
- 2 estações de transferência de custódia

COMPRIENTO DOS GASODUTOS, KM



REDE NACIONAL

DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

		Ø (MM)	KM
LOTE 1	SETÚBAL - LEIRIA	700	173
LOTE 2	LEIRIA - GONDOMAR	700	164
	GONDOMAR - BRAGA	500	50
LOTE 3	CAMPO MAIOR - LEIRIA	700	220
LOTE 4	BRAGA - VALENÇA	500	74
LOTE 5	MONFORTE - GUARDA	300	184
LOTE 6	MEALHADA - VISEU	500	68
LOTE 7	SINES - SETÚBAL	800	87
LOTE 8	MANGUALDE-CELORICO-GUARDA	700/300	76
RAMAIS DE ALTA PRESSÃO		150-700	278
TOTAL			1.375

A 31 de dezembro de 2013, a capacidade disponível para fins comerciais dos pontos relevantes da RNTGN era a seguinte:

CAPACIDADE DISPONÍVEL PARA FINS COMERCIAIS DOS PONTOS RELEVANTES	GWH POR DIA	MM3(N) POR DIA
ENTRADA		
SINES	193	16,2
CARRIÇO (EXTRAÇÃO AS)	85	7,1
CAMPO MAIOR (IP39)	134	11,3
VALENÇA DO MINHO (IP40)	40	3,4
SAÍDA		
SINES	143	12,0
CARRIÇO (INJEÇÃO AS)	24	2,0
CAMPO MAIOR (IP39)	70	5,9
VALENÇA DO MINHO (IP40)	25	2,1
SAÍDAS POR GRMS (TOTAL)	707	59,4

Supervisionada a partir de um centro de despacho nacional de última geração e com recurso a sistemas de telecomunicações redundantes apoiados em tecnologia óptica, a RNTGN interliga as estações de gasoduto com o terminal de GNL de Sines e com o armazenamento subterrâneo no Carriço, em Pombal. Todos os sistemas dispõem de comunicação digital, em particular para leitura dos caudais de entrada e saída da rede, o que permite obter um grau de qualidade da informação e de resposta de supervisão ao nível das melhores práticas.

No ano de 2013, o terminal de GNL apenas realizou projetos de investimento de pequena dimensão. Deste modo, o terminal manteve as suas principais capacidades operacionais:

- Capacidade anual de regaseificação de gás natural de 8 bcm
- Capacidade de armazenagem de 390.000 m³
- Cais de acostagem adaptado para a recepção de navios metaneiros com capacidades entre 40.000 e 216.000 m³
- Emissão máxima, para a RNTGN, de 1.350.000 m³(n)/h
- Capacidade de carga de cisternas de 4.500 cargas/ano

O armazenamento subterrâneo é feito em cavidades salinas a grande profundidade, interligadas com uma estação de gás que permite gerir as quantidades armazenadas através da injeção com recurso a compressores de gás natural ou da extração com sistemas de desidratação do gás natural para injeção posterior na rede de transporte.

A estação de gás da REN interliga-se igualmente com as cavidades de outro concessionário. Para a construção das cavidades salinas, a REN possui uma estação de lixiviação que, associada a um sistema de captação de água e a um sistema de rejeição de salmoura no mar, permite a construção de mais cavidades.

No final de 2013, as instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural que integravam a concessão da REN Armazenagem tinham as seguintes características:

- três cavidades em operação
- capacidade máxima: 1,64 TWh <> 138 Mm³(n)
- capacidades nominais da estação de superfície:
 - injeção: 84.000 m³(n)/h (24 GWh/dia)
 - extração: 300.000 m³(n)/h (86 GWh/dia)
- operação da estação de superfície assegurada pela REN Armazenagem

UM PLANO ORIENTADO PARA O SUCESSO

Os resultados obtidos este ano provam que a REN continuou a crescer e a investir em Portugal. O sucesso do nosso plano estratégico motiva-nos agora a olhar para o exterior e a procurar novas fontes de criação de valor fora do nosso país, alavancadas por um percurso de elevada experiência e competência técnica.



PROPOSTA
DE DIVIDENDO

0,171 €

ELETRICIDADE

99,99 %

de qualidade de serviço na eletricidade



GÁS NATURAL

100 %

de qualidade de serviço no gás natural



03 RELATÓRIO DE GESTÃO

EBITDA

521,5 M€

LUCROS

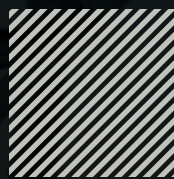
121,3 M€



2012



2013



2012



2013

CONSUMO
ENERGIA ELÉCTRICA

49,2 TWh



CONSUMO
GÁS NATURAL

47,9 TWh

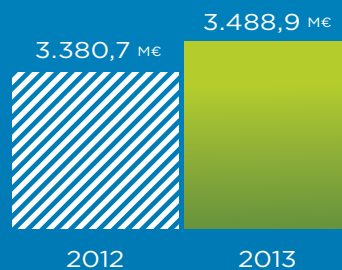


▼ A INTERNACIONALIZAÇÃO
É UM DOS PILARES FUNDAMENTAIS
DA ESTRATÉGIA DA REN. ▼▼

RAB MÉDIO
(A CUSTOS DE REFERÊNCIA)

3,2%

Aumento
da variação
face ao período
homólogo
de 2012



03 RELATÓRIO DE GESTÃO

O NEGÓCIO EM 2013

PRINCIPAIS ATIVIDADES DESENVOLVIDAS E SEU DESEMPENHO

3.1 ENVOLVENTE

3.1.1 ENVOLVENTE ECONÓMICA

Economia mundial¹

A recuperação da economia global continuou a desacelerar em 2013, esperando-se um crescimento da atividade económica de +2,8% (vs. +3,1% em 2012 e +3,9% em 2011). Esta desaceleração é sentida tanto nas economias desenvolvidas (+1,1% em 2013 vs + 1,4% em 2012) como nas economias emergentes e em desenvolvimento (+4,5% em 2013 vs + 4,9% em 2012).

Focando a análise nas economias desenvolvidas, de referir as melhorias sentidas na União Europeia (crescimento nulo em 2013), após uma contração do produto em 2012 (-0,4%). Para este desempenho contribui de forma decisiva a estabilização da Zona Euro, que saiu da mais longa recessão da sua história, e do bom desempenho de outros países da UE (como o Reino Unido, com um crescimento de +1,3% em 2013; +0,1% em 2012). O Japão deverá apresentar um crescimento semelhante a 2012 (+2,1% em 2013 vs +2,0% em 2012), enquanto nos Estados Unidos a incerteza política e a implementação de medidas de consolidação fiscal contribuíram para a redução do crescimento do PIB de +2,8% em 2012 para +1,6% em 2013.

As economias emergentes continuam igualmente a desacelerar, resultado dos desafios estruturais sentidos em muitas das principais economias deste grupo, como a transição em curso na China de um modelo económico baseado no investimento para um modelo baseado no consumo, ou a dependência da Rússia em matérias-primas. Olhando para as principais regiões, espera-se, em 2013, um crescimento na China de +7,5%, na África subsariana de +5,0% e na Índia de +2,9%. Já a América Latina (+2,6%) e a Rússia (+1,9%) deverão crescer abaixo da média mundial.

Zona Euro²

Após uma contração do PIB de -0,7% em 2012, a Zona Euro deverá contrair apenas -0,4% durante 2013. Para esta melhoria destaca-se a diminuição da incerteza em torno do futuro da Zona Euro, e o menor ritmo de consolidação orçamental nos vários países da moeda única. Como resultado, a quebra do consumo privado reduz-se a metade (-0,7% em 2013 vs -1,4% em 2012), o consumo público estabiliza em 2013 (após redução -0,5% em 2012) e as exportações líquidas continuam a contribuir positivamente para o crescimento (contribuição positiva de 0,6% em 2013). Pela negativa, é de referir o novo aumento do desemprego (de 11,4% em 2012 para 12,2% em 2013).

PIB ZONA EURO

-0,4 %

¹ Comissão Europeia: European Economic Forecast, Autumn 2013

² Comissão Europeia: European Economic Forecast, Autumn 2013 - Euro Zone

Taxas de juro^{3 4}

Durante o ano de 2013, o BCE desceu por duas vezes a sua taxa de referência, de 0,75% para 0,25%, enquanto a Reserva Federal dos Estados Unidos manteve a *Fed Funds Target Rate* no intervalo entre 0% e 0,25%. Adicionalmente à descida da taxa de referência, a diminuição da incerteza em torno da continuidade da moeda única manteve as taxas Euribor a níveis reduzidos. Assim, a 31 de dezembro de 2013, as taxas Euribor para os prazos de 3, 6 e 12 meses eram de 0,287% (que compara com 0,187% no final de 2012), 0,389% (vs. 0,320%) e 0,556% (vs. 0,542%).

Economia nacional^{5 6}

O ano de 2013 é marcado por uma recuperação do crescimento do PIB em termos homólogos e pelo fim da recessão no terceiro trimestre. Como resultado da recuperação da atividade ao longo de 2013, espera-se uma contração do PIB no final do ano de -1,5% (-3,2% em 2012). Esta evolução resulta das menores quebras do consumo privado (-2,0% em 2013, vs -5,4% em 2012), do consumo público (-1,5% em 2013, vs -4,8% em 2012) e do investimento (-8,4% em 2013, vs -14,3% em 2012). É de destacar o bom comportamento das exportações (+5,9%), superior ao crescimento das importações (+2,7%). Olhando para as contribuições para a variação do PIB em 2013, a procura interna deverá contribuir com -2,7% e as exportações líquidas com +1,1%, configurando-se, à semelhança de 2012, como a única contribuição positiva para a economia portuguesa. Por fim, de referir que embora as metas do défice público devam ser cumpridas, a dívida pública continua numa trajetória ascendente, devendo atingir os 127,8% do PIB em 2013 (face a 124,1% em 2012).

EXPORTAÇÕES

+5,9 %

IMPORTAÇÕES

+2,7 %

³ Taxas de Referência: ECB e FED (www.ecb.int; www.federalreserve.gov)

⁴ Banco de Portugal: Valores Euribor

⁵ Banco de Portugal: Boletim Económico Inverno 2013

⁶ Comissão Europeia: European Economic Forecast, Autumn 2013 – Portugal



3.1.2 ENVOLVENTE REGULAMENTAR

Política energética europeia

Durante 2013 a União Europeia desenvolveu diversas ações com vista à conclusão do mercado interno da energia da UE até 2014 e ao desenvolvimento de interligações a fim de pôr termo até 2015 a qualquer isolamento de estados-membros relativo às redes europeias de gás e eletricidade.

Em alguns casos, a intervenção do estado nos mercados de energia pode ser necessária para garantir a segurança de abastecimento e para alcançar objetivos climáticos. Para evitar a adição de custos adicionais para os consumidores e a distorção do funcionamento do mercado interno da eletricidade, a intervenção pública tem de ser estabelecida criteriosamente. Neste sentido a Comissão Europeia publicou o documento de orientação aos estados-membros sobre mecanismos de apoio às energias renováveis e de garantia de capacidade *Desenvolver o mercado interno de eletricidade otimizando a intervenção pública*.

Em março a Comissão Europeia deu um primeiro passo no estabelecimento de «Um quadro para as políticas de clima e de energia em 2030», adotando o Livro Verde que promove uma consulta pública sobre o conteúdo do quadro estratégico. Qual o tipo, natureza e o nível das metas climáticas e energéticas a estabelecer para 2030? Como assegurar a coerência dos diferentes instrumentos políticos? Como pode a UE melhorar a segurança do aprovisionamento energético, garantindo internamente o pleno e efetivo funcionamento do mercado interno da energia (por exemplo, através do desenvolvimento das interligações necessárias) e, externamente, diversificando as rotas do aprovisionamento energético? Como deveria o novo quadro assegurar uma repartição equitativa do esforço entre os estados-membros? Estas são algumas das questões abordadas na consulta, prevendo-se que o quadro estratégico seja aprovado em 2014.

No domínio das infraestruturas energéticas, foi publicado o Regulamento 347/2013, que estabelece orientações para o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade dos corredores e domínios prioritários das infraestruturas energéticas transeuropeias. Em outubro a Comissão Europeia publicou a lista de cerca de 250 projetos de infraestruturas energéticas, «projetos de interesse comum» (PIC), que beneficiarão de procedimentos acelerados de licenciamento e melhores condições regulamentares, podendo ser objeto de apoio financeiro do Mecanismo Interligar a Europa. Da lista global cerca de 140 projetos pertencem ao domínio do transporte e armazenagem de eletricidade, cerca de 100 ao domínio do transporte e armazenagem de gás e GNL e os restantes são relativos a petróleo e redes inteligentes.

Com a adoção da Diretiva Eficiência Energética (DEE) em 2012, existe agora, a nível da UE, um quadro legislativo abrangente que deve ser plenamente promovido e aplicado pelos estados-membros. O Conselho Europeu considera que as medidas no domínio da eficiência energética podem contribuir de forma significativa para inverter as atuais tendências dos preços e custos da energia, pelo que a implementação da Diretiva se reveste de fundamental importância.

Política energética nacional

Em Portugal, durante 2013, o XIX Governo Constitucional prosseguiu a implementação de um «modelo energético baseado na racionalidade económica e na sustentabilidade, através, por um lado, da conjugação entre a adoção de medidas de eficiência energética e a utilização de energia proveniente de fontes endógenas renováveis e, por outro lado, da redução dos sobrecustos que oneram os preços da energia».

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013 aprova o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016 (Estratégia para a Eficiência Energética - PNAEE 2016) e Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis para o período 2013-2020 (Estratégia para as Energias Renováveis - PNAER 2020).



Ao nível regulatório, destaque-se a criação de um mecanismo tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de custos de interesse económico geral (CIEG) da tarifa de Uso Global do Sistema (Decreto-Lei n.º74/2013). A Portaria 288/2013 estabelece o procedimento de elaboração do estudo sobre os impactos de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia e os seus efeitos redistributivos nas diversas rubricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica, e o mecanismo de repartição dos custos de interesse económico geral a suportar pelos produtores de energia em regime ordinário e outros produtores não enquadrados no regime de remuneração garantida.

A alteração do DL 240/2004 (DL 32/2013) prevê a possibilidade de redução dos encargos que integram a compensação atribuída aos produtores de eletricidade pela cessação antecipada dos respetivos CAE, de modo a possibilitar a redução, após proposta do produtor, dos encargos financeiros, com consequentes benefícios para os consumidores de energia elétrica em resultado da redução dos custos que oneram a respetiva fatura energética.

Durante 2013 o Governo procedeu a alterações ao regime remuneratório aplicável às centrais renováveis (instalações licenciadas ao abrigo dos Decretos-Lei n.ºs 189/88, de 27 de maio, e 312/2001, de 10 de dezembro), prevendo a possibilidade de adesão a um regime remuneratório alternativo.

Mercado liberalizado em Portugal

Eletricidade

Durante 2013, cerca de 1.200 mil clientes migraram para o mercado livre de eletricidade, totalizando em dezembro mais de 2.269 mil.

O consumo médio em 12 meses atribuído a clientes do mercado liberalizado no último dia de dezembro de 2013 ultrapassa os 32 GWh (face a cerca de 27 GWh em dezembro de 2012). Em termos globais o consumo do mercado liberalizado atingiu, em dezembro, mais de 72% do consumo total no país, o que representa um aumento superior a 12 p.p. face ao período homólogo de 2012.

A quase totalidade do consumo dos grandes consumidores está no mercado livre. No caso do consumo dos domésticos, apesar de se ter verificado um crescimento significativo durante 2013, apenas cerca de 40% do total do segmento está no mercado livre.

Gás natural

Desde o final de 2012 registou-se uma aceleração das migrações dos consumidores para o regime de mercado livre. No final de novembro de 2013 o número acumulado de clientes em atividade no mercado livre ultrapassava os 502 mil.

Em termos globais o mercado livre representa cerca de 94% do consumo global de gás natural. Sendo que os fornecimentos em mercado livre representam 100% do consumo do segmento, no caso dos grandes clientes, e cerca de 90% no caso dos consumidores industriais.

3.1.3 ENVOLVENTE SETORIAL

Num contexto global, o ano energético de 2013 ficou marcado pelas mudanças no mapa mundial da energia. A intensificação da produção de petróleo e gás não convencionais, o abandono progressivo da energia nuclear e a crescente implementação das energias renováveis têm vindo a alterar a compreensão da distribuição dos recursos energéticos mundiais. Os principais países importadores estão a tornar-se exportadores, enquanto países que durante muitos anos foram definidos como exportadores passam a assumir um papel importante na procura de energia.

A Agência Internacional de Energia (AIE) no Cenário Novas Políticas assume que, apesar dos recentes desenvolvimentos e das novas políticas, o impacto nas tendências de longo prazo para a energia e o clima será ainda marginal.

De acordo com as previsões da AIE - Cenário Novas Políticas -, a procura mundial de energia deverá crescer mais de 30% até 2035.

A longo prazo, a evolução das emissões de CO₂ relacionadas com a energia aponta para um incremento de 3,6°C da temperatura média (acima do objetivo de limitar o aumento médio global da temperatura a 2°C).

A AIE estima que as economias emergentes representem mais de 90% do incremento da procura de energia no horizonte 2035. A China lidera a procura de energia na Ásia durante esta década, até a Índia assumir essa posição a partir de 2020. Em breve a China será o maior importador de petróleo e, em 2020, a Índia o primeiro importador de carvão. O Médio Oriente emerge como uma zona de consumo crescente. Em 2020 será o segundo maior consumidor de gás e o terceiro maior consumidor de petróleo em 2030. Nos países da OCDE, o aumento da procura de energia será pouco significativo.

Nos próximos dez anos diminui temporariamente o papel dos países da OPEC como fonte de abastecimento de petróleo devido ao aumento da produção nos Estados Unidos, Canadá e Brasil. Todavia, em meados da década de 2020, a produção de petróleo dos países não OPEC começa a baixar e os países do Médio Oriente retomam o papel preponderante a nível mundial.

Quanto à utilização das diversas fontes de energia, e apesar do crescimento rápido das renováveis, continuará a predominância dos combustíveis fósseis, com tendência para uma redução da quota-parte no *mix* global dos atuais 82% para 76%, em 2035.

A flexibilidade e as vantagens ambientais do gás natural, face a outros combustíveis fósseis, apresentam-se como condições para o crescimento da sua utilização a longo prazo. A procura de gás natural cresce cerca de 50% no horizonte 2035, derivada do maior crescimento das economias emergentes. Novas fontes de gás, convencionais e não convencionais, vão contribuir para uma maior diversificação do aprovisionamento mundial de gás.

A procura mundial de eletricidade continuará a crescer, prevendo-se um acréscimo superior a dois terços no horizonte 2035. A AIE prevê que as energias renováveis venham a abastecer cerca de metade do aumento do consumo em 2035, representando as fontes de energia variáveis - eólica, solar e fotovoltaica - 45% dessa expansão. O carvão será o principal combustível fóssil, com um crescimento significativo nos países não OCDE. O gás natural apresenta o maior crescimento em termos absolutos, crescendo em todas as regiões. Globalmente a percentagem de fontes de energia renováveis na produção de eletricidade deverá ultrapassar 30% em 2035, à frente do gás natural mas sem atingir a quota do carvão. A energia nuclear, apesar de a taxa de construção de novas centrais diminuir devido a restrições regulamentares, mantém a quota de produção global em cerca de 12% em termos globais (devido à expansão em países como China, Coreia, Índia e Rússia).

Neste período, a AIE estima que o setor elétrico exigirá um investimento mundial de cerca de 17 biliões de dólares, sendo mais de 40% deste investimento dedicado às redes de transporte e distribuição de eletricidade.

Apesar da introdução de algumas medidas políticas na área da eficiência energética em diversas regiões, ainda estamos longe de atingir o potencial. No Cenário Novas Políticas da AIE, dois terços das economias possíveis decorrentes das medidas de eficiência energética permanecem inalteradas, apontando para a necessidade de medidas para eliminar as barreiras ao investimento neste domínio.

**A PROCURA
MUNDIAL
DE ELETRICIDADE
CONTINUARÁ
A CRESCER,
PREVENDO-SE
UM ACRÉSCIMO
SUPERIOR
A DOIS TERÇOS
NO HORIZONTE 2035**

CONSUMO
ENERGIA ELÉTRICA

49.2 TWh 

ENERGIA ELÉTRICA EM 2013
ABASTECIDA DA REDE PÚBLICA

Procura e produção de eletricidade

Em 2013 o consumo de energia elétrica abastecido a partir da rede pública totalizou 49,2 TWh, crescendo 0,2% face ao ano anterior. Esta variação é nula considerando os efeitos da temperatura e número de dias úteis. No entanto houve uma recuperação dos consumos que ocorreu fundamentalmente na segunda metade do ano, dado que no final do primeiro semestre se verificava ainda uma queda de 1,7%. Após dois anos de contração, o consumo verificado em 2013 fica ainda a 5,8% do máximo histórico de 2010.

TWH	CONSUMO	VARIAÇÃO	CORRIGIDO
2009	49,9	-1,4%	-1,8%
2010	52,2	4,6%	3,3%
2011	50,5	-3,3%	-2,3%
2012	49,1	-2,9%	-3,6%
2013	49,2	0,2%	0,0%

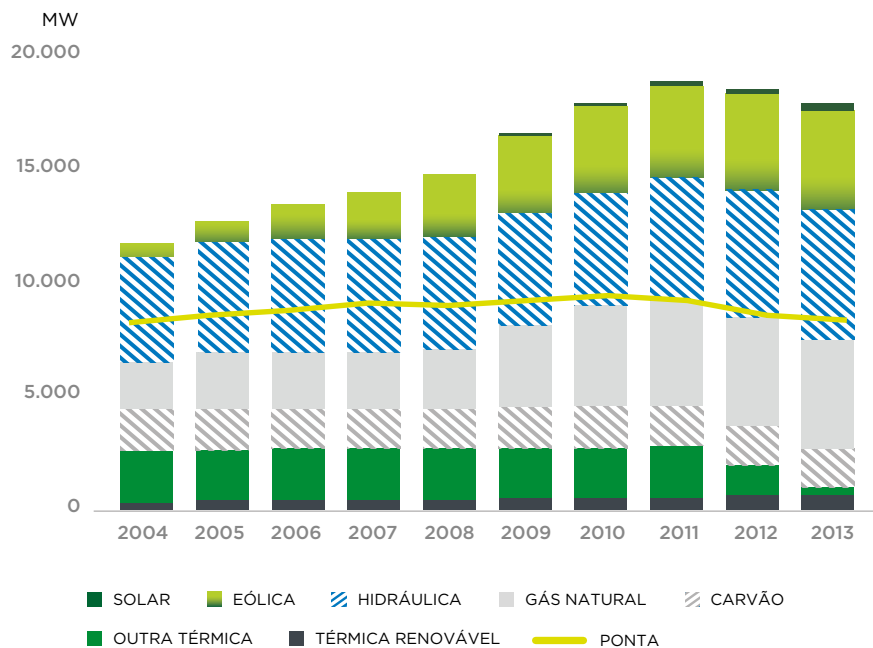
PRODUÇÃO
ELETRICIDADE

180 MW 

AUMENTO PRODUÇÃO
NOS PARQUES EÓLICOS

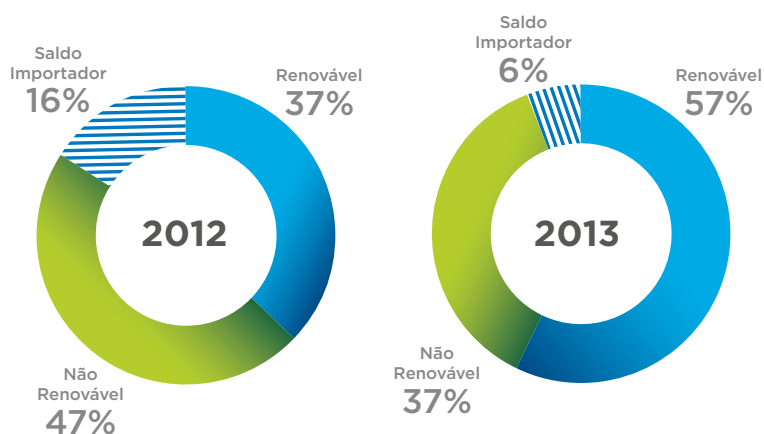
A potência máxima no sistema nacional ocorreu no dia 9 de dezembro, com 8.317 MW, cerca de 1.000 MW abaixo do máximo histórico registado em 2010. A potência instalada sofreu também uma redução em 2013 com a desclassificação da central a fuelóleo de Setúbal com 946 MW, que operou desde 1979. Com a desclassificação desta central, a produção térmica em grandes centrais ficou assegurada pelas duas centrais a carvão com 1.756 MW e pelas quatro centrais de ciclo combinado, a gás natural, com 3.829 MW. Na produção em regime especial, destaque-se o aumento de cerca de 180 MW nos parques eólicos e 60 MW em novas instalações fotovoltaicas.

EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA



Em 2013 verificaram-se condições particularmente favoráveis para a produção renovável com índices de produtividade de 1,17 nas centrais hidroelétricas e 1,18 nas centrais eólicas. No caso das eólicas, com 11 meses acima da média, tratou-se mesmo do regime mais favorável de sempre verificado no sistema nacional. Nestas condições, a produção de origem renovável atingiu 57% do consumo, face aos 37% do ano anterior, registados em condições hidrológicas muito

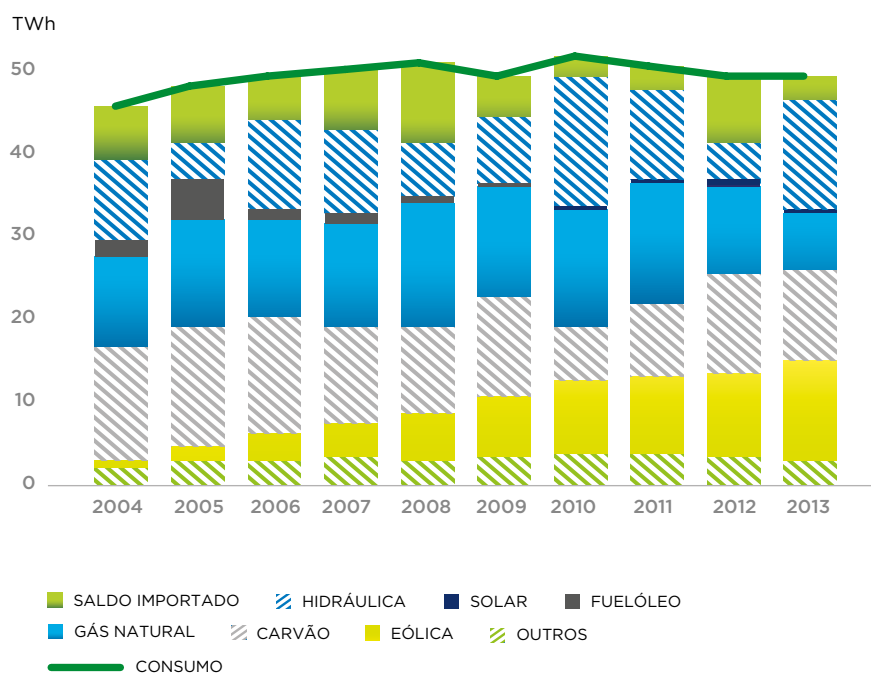
desfavoráveis. As centrais hídricas abasteceram 27% do consumo enquanto as eólicas abasteceram 24%, as centrais a biomassa 5% e as fotovoltaicas 1%.



As centrais térmicas a carvão tiveram ainda uma participação próxima dos valores habituais, abastecendo 22% do consumo, mas as centrais de ciclo combinado a gás natural representaram apenas 3% do consumo enquanto a cogeração com combustível não renovável, quase integralmente a gás natural, representou 11%.

O saldo importador reduziu-se a 6% do consumo, verificando-se mesmo saldos exportadores nos períodos mais húmidos do ano.

SATISFAÇÃO DO CONSUMO



Em 2013 entraram na rede de transporte 41,5 TWh, com um aumento de 1,2% face ao ano anterior. As perdas situaram-se em 728 GWh, correspondentes a 1,76% da energia entrada.

CONSUMO GÁS NATURAL

47.9 TWh

PROCURA DE
GÁS NATURAL EM 2013

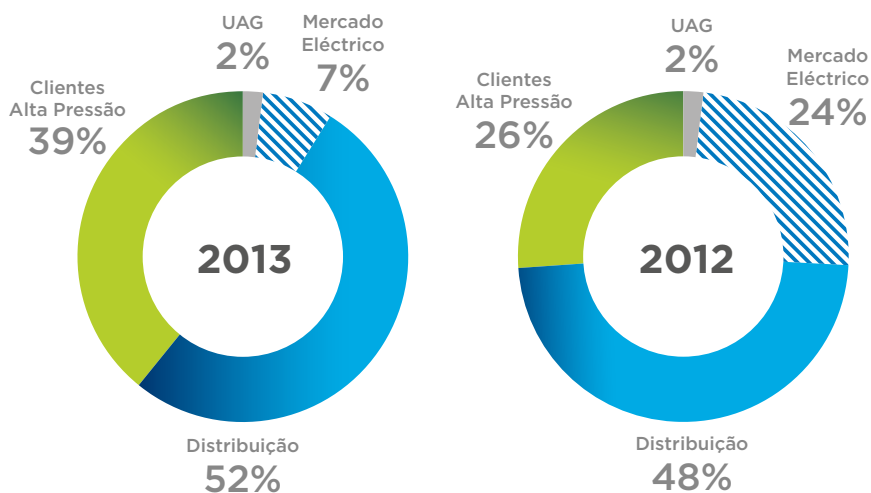


Procura e aprovisionamento de gás natural

Em 2013 a procura de gás natural totalizou 47,9 TWh, com uma redução de 4,6% face ao ano anterior. Trata-se do terceiro ano consecutivo de redução dos consumos, que acumula uma perda de 17% face ao máximo histórico atingido em 2010.

TWh	MERCADO CONVENCIONAL	VARIAÇÃO	MERCADO ELÉTRICO	VARIAÇÃO	CONSUMO TOTAL	VARIAÇÃO
2009	29,5	4,7%	23,5	-7,3%	53,0	-1,0%
2010	35,5	20,5%	22,3	-5,1%	57,8	9,1%
2011	36,2	2,0%	21,3	-4,4%	57,5	-0,5%
2012	38,3	5,7%	11,9	-44,0%	50,2	-12,7%
2013	44,5	16,2%	3,4	-71,3%	47,9	-4,6%

Esta evolução dos consumos deveu-se à forte retração do mercado de produção de energia elétrica, correspondente às quatro grandes centrais de ciclo combinado que operam em regime ordinário, que caiu 71% face ao ano anterior. Este segmento de mercado correspondeu apenas a 7% do consumo total de gás, tratando-se do valor mais baixo desde 1998. A utilização da capacidade disponível deste parque de centrais reduziu-se a 4%, influenciada pela falta de competitividade face ao carvão e pelas condições excecionais verificadas tanto na produção hidráulica como na eólica.



MERCADO CONVENCIONAL

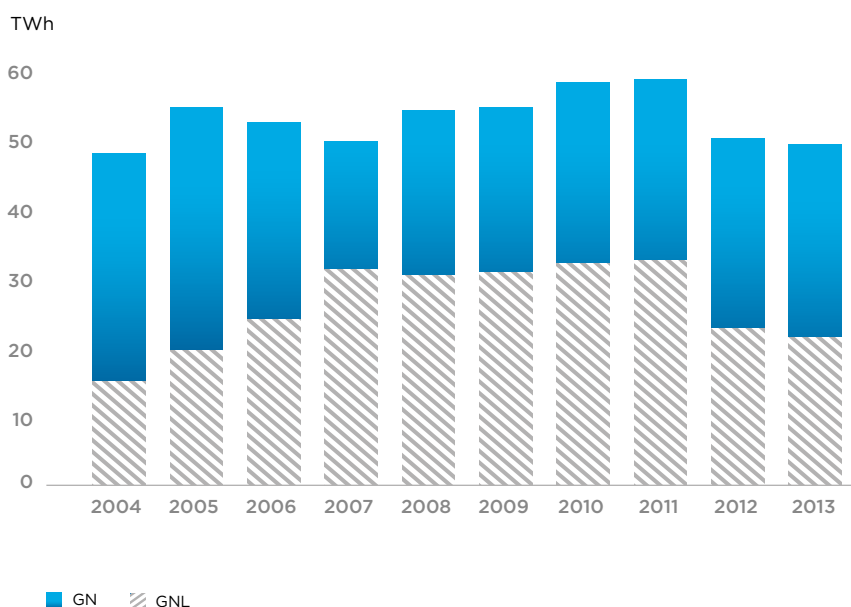
+16%

No mercado convencional registou-se um forte crescimento de 16%, atingindo 44,5 TWh, o valor mais elevado de sempre. Este aumento deveu-se ao segmento dos clientes de alta pressão, com uma variação de 47% por efeito ainda das novas cogerações que entraram em funcionamento em 2012. No segmento de distribuição o consumo ficou em linha com o ano anterior, enquanto nos clientes abastecidos a partir de unidades autónomas de regaseificação se verificou um crescimento de 23% devido à entrada em serviço de novos pontos de abastecimento.

UNIDADES
AUTÓNOMAS DE
REGASEIFICAÇÃO

+23 %

Em 2013 as interligações de Valença e Campo Maior asseguraram respetivamente 0,7% e 56,7% do aprovisionamento necessário para a satisfação da procura nacional, fundamentalmente com gás originário da Argélia, enquanto os restantes 42,6% foram provenientes do terminal de GNL de Sines e tiveram a Nigéria como origem dominante.



3.2 ELETRICIDADE

ENERGIA
NÃO FORNECIDA
8,6 MWh

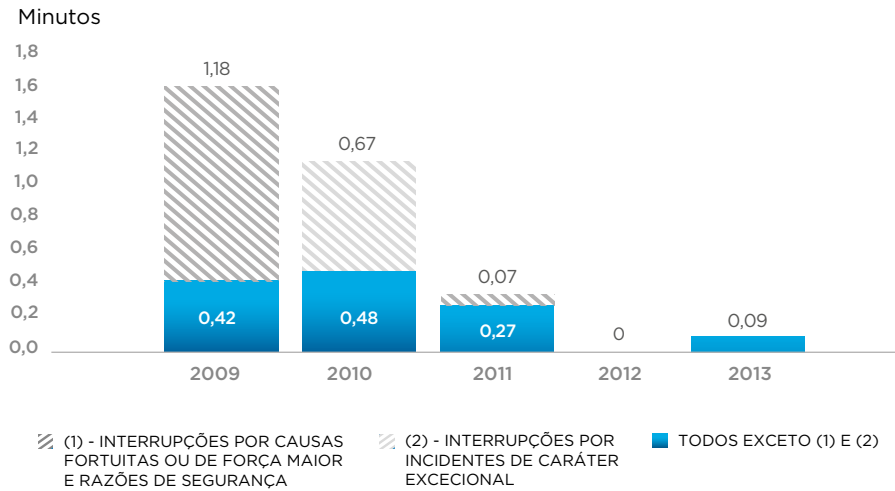
3.2.1 EXPLORAÇÃO DA RNT

Qualidade de serviço

A qualidade do serviço prestado pela REN, entendida como segurança e continuidade do abastecimento de energia elétrica com características técnicas adequadas, situou-se novamente a um nível elevado, mantendo e consolidando a tendência verificada em anos anteriores de uma progressiva e sustentada melhoria do desempenho da Rede Nacional de Transporte.

Os valores registados por três (ENF, TIE e SARI) dos cinco indicadores gerais de continuidade de serviço, estabelecidos no Regulamento de Qualidade de Serviço, foram os segundos melhores de sempre, posicionando deste modo a REN ao nível das melhores empresas congéneres mundiais. Os restantes dois indicadores (SAIFI e SAIDI) registaram o terceiro melhor valor de sempre. O Tempo de Interrupção Equivalente (TIE), indicador de desempenho global usualmente utilizado pela *utilities* elétricas, foi de 5,4 segundos, o segundo melhor valor de sempre, correspondendo a uma energia não fornecida de 8,6 MWh. O que quer dizer, que a REN alimentou de energia elétrica os diversos pontos de entrega aos consumidores em 99,99998% do tempo (cerca de 999 horas, 59 minutos e 59 segundos, por cada 1.000 horas).

EVOLUÇÃO DO TEMPO DE INTERRUPÇÃO EQUIVALENTE - TIE



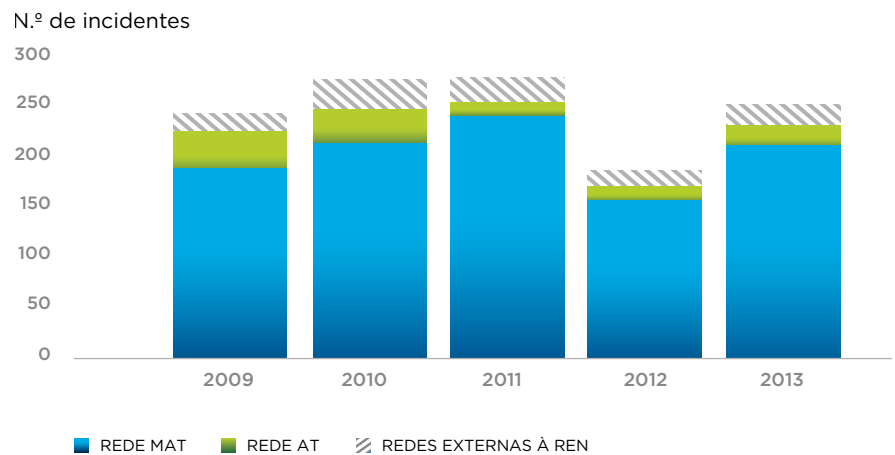
Em 2013, prosseguiu a monitorização da qualidade da onda de tensão na generalidade dos pontos de entrega e de interligação da RNT.

As medições efetuadas continuam a mostrar resultados que se enquadram, com um reduzido número de exceções em casos pontuais e localizados, nos valores recomendados no Regulamento da Qualidade de Serviço.

O nível global de qualidade da energia elétrica depende do número de incidentes registados, ou com impacto, na rede de transporte. Em 2013, o número de incidentes e interrupções foram 249 (mais 35% que em 2012), dos quais 208 tiveram origem na rede de muito alta tensão (MAT), 20 na rede de alta tensão (AT) e 21 em outras redes mas com impacto nas redes MAT e AT da REN. Este aumento foi sobretudo reflexo dos incidentes verificados no dia 19 de janeiro, no total de 33, devido a temporal e ventos fortes, ocorridos na zona da Grande Lisboa.

Apenas oito incidentes (3,2% do total) provocaram interrupções no abastecimento de energia elétrica aos clientes, tendo causado oito interrupções de consumo nos pontos de entrega.

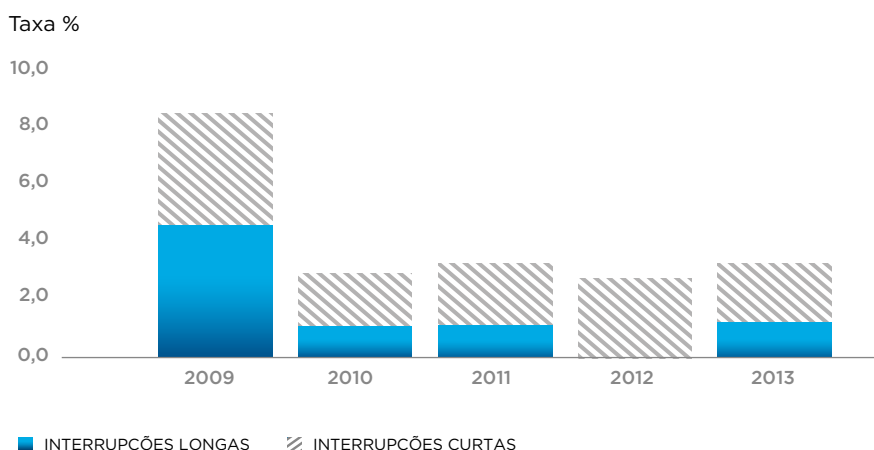
EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE INCIDENTES



Outro modo de evidenciar o desempenho da rede de transporte é através do indicador designado por “Vulnerabilidade”, que traduz a capacidade da rede de transporte de não cortar o abastecimento de energia elétrica aos consumidores na sequência de incidente, qualquer que seja a sua origem (inclui também os incidentes de causa fortuita ou força maior). Este indicador é um rácio entre o número de interrupções de abastecimento e o número de incidentes.

Em 2013, a rede de transporte registou em média 0,0120 interrupções longas (> 3 min) e 0,0201 interrupções curtas (entre 1 seg e 3 min) por incidente.

EVOLUÇÃO DA VULNERABILIDADE DA REDE DE TRANSPORTE



Comportamento das redes

Os principais congestionamentos que ocorreram na RNT em 2013 estiveram associados a indisponibilidades de elementos de rede, tendo os mesmos sido solucionados através da criação de restrições de geração ou de alterações topológicas introduzidas na rede. Neste campo merece particular destaque as indisponibilidades que ocorreram no corredor entre Recarei e Riba d’Ave que, para além de medidas topológicas, obrigaram à mobilização de geração na central da Tapada do Outeiro e redução de geração hídrica localizada na bacia do Cávado.

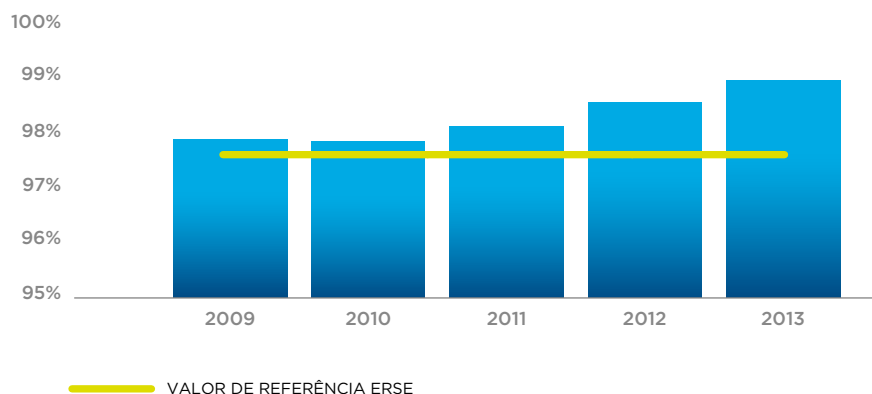
No ano de 2013 o consumo nacional de eletricidade manteve-se em valores idênticos aos que já se haviam registado em 2012, pelo que se mantiveram os excessos de reativa na RNT e, conseqüentemente, as dificuldades no controlo das tensões. As dificuldades referidas foram ultrapassadas através de medidas de recurso, tais como impor a utilização de grupos da central de Sines em sede de verificação técnica do mercado diário, limitar a sua saída em mercados intradiários subsequentes, o desligar de linhas MAT ou a solicitação ao operador da RND para desligar as suas baterias de condensadores.

Finalmente, refira-se que durante o ano de 2013 voltaram a registar-se novos máximos de produção eólica, tanto em termos de energia como de ponta, tendo uma vez mais o sistema eléctrico nacional conseguido albergar a totalidade dessa produção sem ter tido a necessidade de estabelecer reduções.

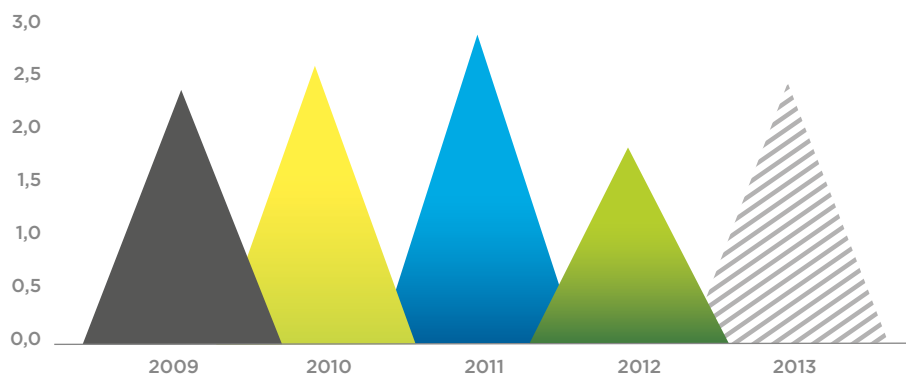
Disponibilidade

A Taxa Combinada de Disponibilidade, indicador regulatório introduzido pela ERSE em 2009, atingiu, em 2013, um novo máximo histórico, com o valor de 98,89%. A figura seguinte apresenta a evolução anual deste indicador nos últimos cinco anos. Ao revelar uma progressiva melhoria, torna evidente a evolução verificada ao nível da coordenação e programação das indisponibilidades da rede ao longo do período em causa.

**NO ANO 2013
O CONSUMO
NACIONAL
DE ELETRICIDADE
MANTEVE-SE
EM VALORES
IDÊNTICOS AOS
QUE JÁ SE HAVIAM
REGISTADO EM 2012**

TAXA COMBINADA DE DISPONIBILIDADE**Desempenho dos ativos da rede de transporte**

Em 2013, as linhas da RNT tiveram um desempenho global satisfatório, apesar das condições atmosféricas adversas verificadas no dia 19 janeiro. Neste dia registaram-se 41 defeitos em linhas, incluindo a queda de três apoios na região de Lisboa. O número de defeitos por 100 quilómetros de circuito traduziu, assim, um aumento de 33% face ao ano anterior. Sem os defeitos ocorridos neste dia, o valor seria próximo do registado em 2012 (+4,8%). O gráfico da figura seguinte ilustra o desempenho das linhas nos últimos cinco anos, no que respeita ao número de defeitos por 100 quilómetros de circuito.

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE DEFEITOS COM ORIGEM EM LINHAS DA RNT POR 100 QUILOMETROS DE CIRCUITO

A taxa global de disponibilidade dos circuitos de linha, incluindo os painéis terminais, foi de 99,02%, valor significativamente superior ao verificado no ano anterior (+0,45%).

De uma forma geral, as subestações registaram um comportamento favorável no seu desempenho em serviço. Apesar desse facto, verificou-se um ligeiro incremento no número de avarias em transformadores e disjuntores face ao verificado em 2012, embora, na maioria dos casos, sem consequências na exploração da rede. A taxa global de disponibilidade de transformadores e autotransformadores (incluindo os respetivos painéis) situou-se nos 98,48%, valor semelhante ao verificado em 2011 (+0,03%). Este indicador é afetado, sobretudo, por remodelações e substituições de equipamento AT e de transformadores, no decurso de 2013.

No Relatório da Qualidade de Serviço, publicado anualmente pela REN, estes assuntos são tratados com uma maior profundidade técnica.

3.2.2. INVESTIMENTO NA RNT

Projetos concluídos em 2013

Os projetos concluídos em 2013 na Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica contribuíram para o reforço da capacidade de receção de energia, nomeadamente da proveniente de fontes renováveis, para a melhoria das capacidades de troca internacionais com Espanha e para o reforço das condições de alimentação às redes de distribuição, bem como para a segurança e fiabilidade de funcionamento global do sistema.

Na região de Trás-os-Montes, para melhoria de alimentação aos consumos e escoamento da produção injetada na rede nesta zona, entrou em serviço a nova ligação entre as subestações de Valpaços e Vila Pouca de Aguiar, concluindo o fecho da malha a 220 kV do eixo transmontano entre Lagoaça e Valdigem.

No eixo do Douro e zona do Porto salientam-se as ligações a 400 kV Armamar-Recarei e Recarei-Vermoim, a par da introdução do nível de 400 kV na subestação de Vermoim, reforçando a segurança e fiabilidade de alimentação aos consumos do Grande Porto e melhorando a capacidade de interligação. Ainda na zona do Porto, ficou concluída e foi colocada em serviço a remodelação para 220 kV da instalação da Siderurgia da Maia, bem como o ramal que a alimenta.

Na região litoral a sul do Grande Porto entrou em serviço a nova subestação 400/60 kV da Feira, alimentando consumos nos concelhos de São João da Madeira, Feira e Arouca.

Na Beira Interior foi colocada em serviço a segunda ligação a 150 kV entre as subestações de Falagueira e Castelo Branco, permitindo reforçar nesta região interior a capacidade de receção de energias renováveis e a segurança global de operação da rede.

Na zona de Lisboa, para melhor garantia na alimentação aos consumos, destaca-se a construção do novo circuito subterrâneo a 220 kV entre as subestações de Alto de Mira e Sete Rios. Também para melhoria de alimentação aos consumos, foi concluída, na Península de Setúbal, a introdução do nível de 400 kV na subestação de Fernão Ferro.

Foram colocados em serviço sete novos transformadores, tendo a potência de transformação instalada aumentado em 1.069 MVA (dos quais 320 MVA na subestação Siderurgia da Maia).

Principais investimentos em curso

Reforço da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha

- Para reforço das capacidades de troca entre Portugal e Espanha, encontra-se previsto, no Minho, uma nova interligação a 400 kV, ligando as futuras instalações de Viana do Castelo, do lado português, e de Fontefria, do lado espanhol

Ligação à RNT de produtores regime especial (exceto a grande hídrica)

- Reforços de transformação em diversas subestações

Ligação à RNT de grandes centros produtores

- Colocação em serviço de um novo posto de corte a 400 kV em Vieira do Minho e implementação de duas ligações, também a 400 kV, entre este ponto e a subestação de Pedralva, para ligação dos reforços de potência dos centros eletroprodutores hídricos de Venda Nova (Venda Nova III) e Salamonde (Salamonde II)
- Construção de um novo eixo a 400 kV entre a região do Porto e a zona de Viana do Castelo, infletindo para nascente até à subestação de Pedralva. Este eixo, para além de se revelar importante para assegurar o escoamento dos elevados montantes de nova geração hídrica a instalar no Cávado/Alto Minho, possibilitará também facilitar as trocas internacionais ao fazer parte

integrante da nova interligação com Espanha nesta zona. Simultaneamente, potencia o reforço da segurança de abastecimento aos consumos no litoral minhoto, a partir da nova subestação da RNT de Vila Nova de Famalicão, inserida neste eixo

- Na zona Centro, para ligação da nova central hidroelétrica de Girabolhos, está prevista a construção de uma nova linha a 400 kV entre a subestação de Penela e a zona de Seia

Alimentação às redes de distribuição para melhorar a alimentação de grandes pólos de consumo

- No Minho, abertura de subestação 150/60 kV na zona de Fafe, servindo igualmente os concelhos limítrofes de Guimarães, Vizela e Felgueiras
- Na cidade de Lisboa, abertura da subestação 220/60 kV do Alto de São João, alimentada através de dois circuitos subterrâneos, oriundos um de Sacavém e o outro de Fanhões (Prior Velho)
- Na Península de Setúbal, conclusão da segunda linha a 150 kV entre as subestações de Fernão Ferro e Trafaria
- No Alentejo, construção da nova linha a 400 kV entre Estremoz e Divor

3.2.3 PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

A atividade da REN na coordenação dos processos de ligação e na integração de projetos de produção em regime especial (PRE) na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), particularmente os que se ligam à Rede Nacional de Transporte, de forma a garantir uma eficaz e segura integração de fontes de energias renováveis no Sistema Elétrico Nacional, tem-se desenvolvido em diversos domínios:

- no planeamento da capacidade de receção de nova produção, dos reforços de rede necessários e das condições técnicas de ligação;
- no desenvolvimento de projetos, no planeamento das obras, na execução dos trabalhos sob responsabilidade da REN e no acompanhamento das obras sob responsabilidade dos promotores;
- na participação e acompanhamento nas vistorias e na execução das ligações à rede; na definição dos sistemas: de proteção, de comunicação, de comando e controlo;
- na definição dos sistemas de contagem e de fronteira com os mercados e do controlo operacional da exploração e da execução dessa operação através dos centros de controlo de despacho;
- na previsão dos volumes de energia produzidos e na resolução dos problemas de gestão da produção elétrica necessária para satisfazer os consumos.

PARQUE EÓLICO

do Baixo Alentejo, Mértola Ligado aos 60 kV na subestação de Tavira da REN em 5 de novembro de 2013



No final do ano de 2013, a potência instalada de PRE (não contabilizando a grande hídrica) ligada à RESP totalizou um valor de cerca de 6.800 MW. Dentro deste montante, destaca-se o acréscimo, relativamente ao ano anterior, de 114 MW da potência eólica instalada em parques ligados à RNT, a qual se deveu essencialmente à ligação de novos parques eólicos e a situações de ampliação e remodelação de parques já em funcionamento.

Salienta-se ainda que o Decreto-Lei n.º 215 - A/2012, de 8 de outubro, reviu o conceito de produção em regime especial, passando o mesmo a ter a definição seguinte (conforme n.º1 do Artigo18º):

«Considera-se produção em regime especial a atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, tais como a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução, a miniprodução e a produção sem injeção de potência na rede, bem como a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial.»



3.3 GÁS NATURAL

3.3.1 EXPLORAÇÃO DA RNTIAT

Qualidade de serviço

O desempenho das infraestruturas de gás natural da REN, em termos de continuidade de service, voltou a ser excelente em 2013, uma vez que não ocorreu nenhuma interrupção de serviço e todos os indicadores das características do gás natural ficaram compreendidos entre os limites definidos no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS).

O indicador acumulado da frequência de ocorrência, de incidentes por ano, por cada 1.000 quilómetros de infraestrutura de transporte em alta pressão é atualmente 0,052, tomando em consideração o tempo total de exposição da infraestrutura, e 0,154, considerando apenas os últimos cinco anos. O valor do mesmo indicador publicado pelo European Gas Pipeline Incident Data Group (EGIG) para a totalidade dos TSO aderentes à iniciativa é de 0,162 para o período dos últimos cinco anos.

No que diz respeito à REN Armazenagem e à REN Atlântico e relativamente aos indicadores definidos no artigo 13º do setor do gás natural, para a qualidade de serviço, estes apresentaram os seguintes valores anuais:

INDICADORES GERAIS PARA A QUALIDADE DE SERVIÇO DA REN ARMAZENAGEM

CUMPRIMENTO DAS NOMEAÇÕES DE EXTRAÇÃO DE GÁS NATURAL	100,0%
CUMPRIMENTO DAS NOMEAÇÕES DE INJEÇÃO DE GÁS NATURAL	99,7%
CUMPRIMENTO ENERGÉTICO DE ARMAZENAMENTO	100,0%

Notas:

- Cumprimento das nomeações de extração de gás natural: quociente entre o número de nomeações cumpridas e o número total de nomeações
- Cumprimento das nomeações de injeção de gás natural: quociente entre o número de nomeações cumpridas e o número total de nomeações
- Cumprimento energético de armazenamento: determinado com base no erro quadrático médio da energia extraída e injetada no armazenamento subterrâneo nomeada relativamente à energia extraída e injetada

Indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Atlântico

A indisponibilidade total foi de 23 horas, das quais 11 foram planeadas, traduzindo estes valores uma disponibilidade da instalação de 99,76%.

Em termos internos, foram realizadas cerca de 62.301 horas trabalhadas com registo e um acidente sem baixa.

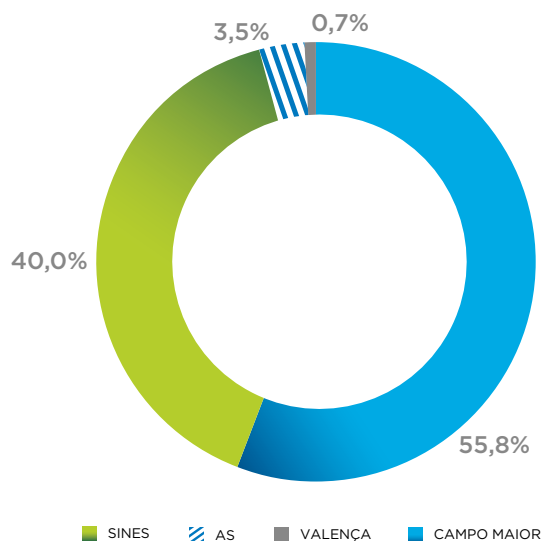
Relativamente aos trabalhadores subcontratados, registaram-se 33.304 horas trabalhadas, tendo também ocorrido um acidente sem baixa.

INDICADORES GERAIS PARA A QUALIDADE DE SERVIÇO DA REN ATLÂNTICO

CUMPRIMENTO DO SERVIÇO COMERCIAL (NOMEAÇÕES)	100,0%
INJEÇÃO DE GÁS NATURAL PARA A REDE (INJETADO/SOLICITADO)	99,54%
DISPONIBILIDADE DA INSTALAÇÃO	99,76%

Operação do sistema

Em 2013, as entradas de gás natural na infraestrutura explorada pela concessionária da RNTGN foram predominantemente efetuadas por Campo Maior (55,8%), que interliga com o gasoduto do Magrebe e abastece Portugal com gás oriundo sobretudo da Argélia, tendo a entrada proveniente da regaseificação de gás natural liquefeito no terminal de Sines da REN Atlântico contribuído com 40,0%. Os pontos de entrada na rede via armazenamento subterrâneo e Valença corresponderam a 3,5% e 0,7% do total das entradas no sistema nacional, respetivamente. O gráfico seguinte ilustra a desagregação das entradas no sistema.



Relativamente à utilização das capacidades máximas do sistema, em 2013 o valor de entrada máxima por Campo Maior foi de 110,4 GWh e de 150,2 GWh por Sines. Os picos assim registados corresponderam a uma utilização da capacidade máxima de 82,4% em Campo Maior e 78% em Sines. Relativamente à *interface* com o armazenamento subterrâneo, a extração máxima atingiu um valor de 85,1 GWh e a injeção registou um valor de 23,5 GWh, correspondendo a uma utilização de praticamente 100% da capacidade máxima da infraestrutura.

Ao longo de 2013 foi articulado pela operação do sistema o comissionamento e entrada em exploração da nova caverna do parque conjunto de cavernas de armazenamento subterrâneo, garantindo para tal a adequada disponibilidade, quer da estação de superfície, quer das condições operativas da RNTIAT.

No que respeita à supervisão do sistema nacional a partir do centro de despacho, foi concluído em dezembro de 2013 o *upgrade* do sistema de supervisão, controlo e aquisição de dados da REN Gasodutos, que implicou a envolvimento de várias equipas técnicas e coordenação das respetivas atividades para garantia da disponibilidade da supervisão e controlo do sistema de transporte de GN. Este projeto, abrangendo a totalidade das estações, tem por objetivo a disponibilização dos dados SCADA em tempo útil aos sistemas a jusante (*interfaces*) que dele dependem, para o correto funcionamento dos seus processos informáticos.

A passagem para o novo sistema SCADA (VS ICS) decorreu de uma forma gradual (estação a estação), disponibilizando aos utilizadores todas as suas anteriores funcionalidades num ambiente mais amigável e intuitivo, proporcionando ainda o recurso a novas funcionalidades tecnológicas, facilitadoras de acesso à informação e respetiva tomada de decisão. As regras impostas pelos novos códigos de rede europeus decorrentes do Regulamento CE 715/2009, alterando o paradigma de funcionamento dos sistemas internos de movimentação de GN, tiveram sobretudo maior impacto no que toca à atribuição de capacidades. Assim, tendo sido introduzido o conceito de leilões, foi necessário adequar as regras internas vigentes até então em Portugal, de forma a haver uma adaptação progressiva mas tão rápida quanto possível a esta nova realidade. Nesse sentido, a operação do sistema esteve diretamente envolvida na definição das regras e de produtos conducentes à publicação por parte da ERSE do Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas, MPAI, ocorrida em agosto de 2013, bom como na revisão do Manual de Procedimentos de Gestão Técnica Global. Paralelamente à definição destas regras foi necessário operacionalizá-las através da implementação da respectiva plataforma de acesso com o apoio da operação do sistema.

Ainda em relação com a introdução de novas regras na gestão do acesso às infraestruturas, refere-se a adoção de novos conceitos ao nível do sistema gasista português, com destaque para o caso dos *s/ots* operacionais a reservar pelos agentes de mercado no âmbito das operações de receção e expedição de GNL através de navios metaneiros no terminal de Sines, a que se encontra associado o também novo conceito de capacidade de armazenamento operacional relativo à capacidade dedicada em exclusivo para a realização dessas operações.

Operação do terminal de GNL de Sines

Relativamente à atividade de exploração, o terminal de GNL recebeu, em 2013, um total de 41 navios (32 descargas, três operações de arrefecimento e seis operações de carga), correspondentes a um total de energia descarregada de 26,16 TWh e emitiu para a rede 19,52 TWh. Neste mesmo período, foram carregadas 3.138 cisternas, todas para o mercado nacional, correspondentes a um total de energia de 956 GWh.

A empresa realizou seis auditorias, todas com resultados positivos, sendo duas no âmbito da diretiva Seveso, duas no âmbito da verificação do sistema integrado de gestão da qualidade, ambiente, segurança e saúde do trabalho, uma auditoria interna relativa ao Código ISPS e uma no âmbito do contrato de concessão da APS.

Foi realizado um simulacro, com participação de entidades externas, que testou a capacidade de resposta da REN Atlântico e demais entidades envolvidas no âmbito da proteção da instalação (ISPS) e segurança (PEI-Seveso).

Operação da REN Armazenagem

Na globalidade, em 2013 foram extraídos 1.351 GWh e injetados 290 GWh de gás natural nas cavernas da REN Armazenagem, com consumos na ordem dos 4 GWh. Ao nível da utilização das instalações de superfície, a movimentação total de gás natural cifrou-se em 3.671 GWh, repartidos em 1.719 GWh de extração e 1.952 GWh de injeção, correspondendo 1.587 GWh ao primeiro enchimento da cavidade TGC-2 da Transgás-Armazenagem. Os autoconsumos globais da estação de gás em 2013 corresponderam a 18 GWh.

No final do ano, e comparativamente com a situação verificada no final de 2012, observou-se o seguinte balanço de quantidades armazenadas:

EXISTÊNCIAS DE GÁS NATURAL NA REN ARMAZENAGEM (GWh)*

A 31 DE DEZEMBRO DE 2012	A 31 DE DEZEMBRO DE 2013	VARIAÇÃO 12/13 (ENERGIA)
1.509	443	- 71%

* Os valores indicados não incluem o *cushion gas*



NÍVEL MÉDIO DIÁRIO DE EXISTÊNCIAS DE GÁS NATURAL NA REN ARMAZENAGEM (GWh)*

2012	2013	VARIAÇÃO 12/13 (ENERGIA)
1.429	1.218	%

* Os valores indicados não incluem o *cushion gas*

As quantidades armazenadas no final de 2013 representam uma redução de 71% relativamente às registadas no final do ano transacto, justificadas pelas movimentações de gás ocorridas em novembro e dezembro.

A 31 de dezembro de 2013, as características nominais de capacidades das três cavidades da REN Armazenagem em operação apresentavam os seguintes valores:

CAPACIDADES DAS INFRAESTRUTURAS [GWh]

	'12	'13
CAPACIDADE MÁXIMA	1.659	1.642
CAPACIDADE MÁXIMA EFETIVA APÓS RESTRIÇÕES TÉCNICAS	1.483	1.478
CAPACIDADE COMERCIALMENTE DISPONÍVEL	1.403	1.398
GÁS TÉCNICO (<i>CUSHION GAS</i>)	1.591	1.591

Notas:

- *Cushion gas*: volume de gás imobilizado para garantir a pressão de estabilidade estrutural das cavidades
- Capacidade máxima: capacidade máxima, deduzido o valor do respetivo *cushion gas*
- Capacidade máxima efetiva após restrições técnicas: capacidade máxima deduzida do valor das restrições técnicas de utilização das cavidades
- Capacidade comercialmente disponível: capacidade máxima efetiva após restrições técnicas subtraída da capacidade atribuída ao gestor técnico global do SNGN para reservas operacionais

3.3.2 INVESTIMENTO NA RNTIAT

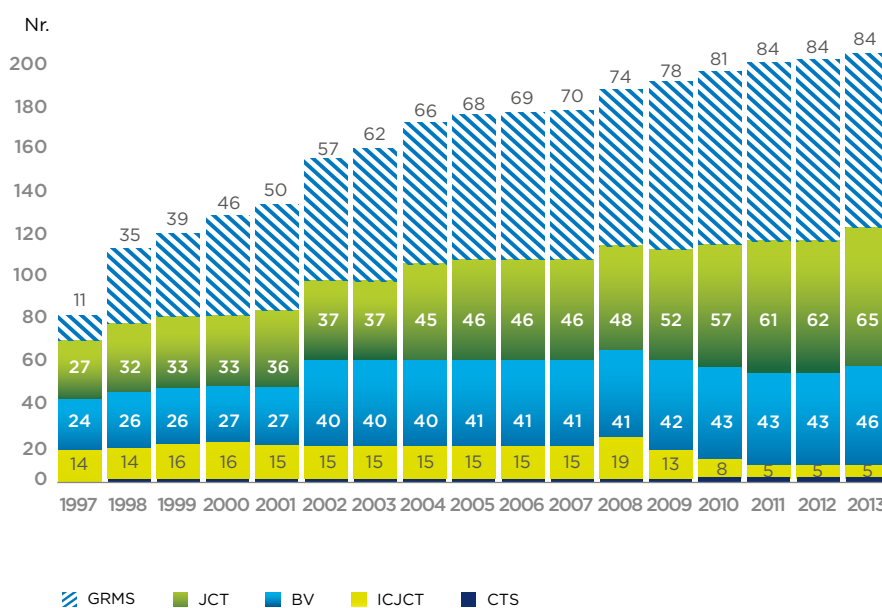
A REN prosseguiu a execução do plano de desenvolvimento e investimento na Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) durante o ano de 2013. Este plano, que incluiu projetos de desenvolvimento e expansão, de investimentos de reforço interno, de remodelação e de ligação à RNDGN e a clientes, representou, em 2013, um investimento na área do gás natural de 36,8 milhões de euros com as respetivas entradas em exploração a totalizarem 42,5 milhões de euros.

REN Gasodutos

No âmbito dos projetos de expansão da RNTGN, a REN Gasodutos colocou em exploração o gasoduto Mangualde-Celorico-Guarda, com cerca de 76 quilómetros de extensão, que liga em anel os Lotes 5 (Monforte/Guarda) e 6 (Cantanhede/Mangualde), aumentando deste modo a segurança do abastecimento e potenciando a futura terceira interligação da RNTGN com Espanha.

Com este gasoduto foram colocadas em exploração quatro novas estações, de um total de seis: Arcozelo, Soeiro do Chão, Celorico da Beira e Avelãs de Ambom. Este projeto foi considerado elegível no âmbito do Programa Energético Europeu (EEPR) - European Energy Programme for Recover.

ESTAÇÕES DA RNTGN



No seguimento do projeto de investimento, iniciado em 2012, de execução do upgrade tecnológico do sistema SCADA VS750 para o SCADA VSICS, decorreram até ao final de 2013 as atividades inerentes à fase de testes (com cada uma das 202 estações de gás), *interfaces* com os sistemas a jusante e formação dos utilizadores. O novo sistema entrou formalmente em operação no dia 16 de dezembro de 2013.

Com a evolução para o novo sistema SCADA, garantiu-se a continuidade de supervisão, controlo e aquisição de dados, suportada em tecnologia atual, mais amigável, possibilitando a evolução quer dos processos de transporte de GN, quer das tecnologias adjacentes (compatibilidade tecnológica).

REN Armazenagem

A REN Armazenagem desenvolveu em 2013 um conjunto de investimentos, tendo em vista a garantia de segurança de abastecimento e a capacidade de disponibilização do armazenamento de gás natural, nomeadamente:

- Continuação da construção da cavidade RENC-6, a qual esteve em fase de lixiviação durante todo o ano de 2013, tendo-se alcançado um volume acumulado de cerca de 467.000 m³, estimando-se um volume de cerca de 530.000 m³ em 2014, aquando da finalização da obra
- Na sequência do estudo de impacte ambiental e projeto de engenharia base da cavidade RENC-8, que instruiu o processo de licenciamento submetido à DGEG em junho de 2012, foi emitida a DIA - Declaração de Impacte Ambiental em março de 2013
- A instalação de variadores de velocidade nos motores elétricos do sistema de bombagem de alta pressão da estação de lixiviação, conforme recomendação de auditoria energética realizada no âmbito do Decreto-Lei 71/2008 Sistema de *Gestão de Consumos Intensivos de Energia* (SGCIE), visando a redução do consumo específico de energia, tema que se insere na aposta da empresa na eficiência energética
- De acordo com plano de ações recomendado no âmbito da certificação do sistema de gestão de segurança para a prevenção de acidentes graves, reforçou-se a rede de incêndios armada (RIA) na estação de gás com a instalação de canhões de água. Ampliação dos sistemas de comando e controlo e de emergência da estação de gás para a integração da cavidade TGC-2 da empresa Transgás Armazenagem

REN Atlântico

No ano de 2013, realizaram-se apenas pequenos projetos de investimento.

3.4 OUTROS NEGÓCIOS

3.4.1 REN TRADING - GESTÃO DE CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA (CAE)

Os contratos de aquisição de energia (CAE) não sujeitos a cessação antecipada em conformidade com o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, são geridos até ao seu termo pela REN Trading, uma empresa detida a 100% pela REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS.

Neste contexto, a REN Trading gere o CAE com a Tejo Energia, referente ao centro eletroprodutor térmico do Pego (576 MW), e o CAE com a Turbogás, para o centro eletroprodutor térmico da Tapada do Outeiro (990 MW). O objeto da empresa é a maximização dos proveitos com a venda de energia e serviços de sistema em mercado, aliada à minimização dos custos dos CAE, em conformidade com o Despacho n.º 11210/2008, alterado pela Directiva n.º 7/2011, de 22 de dezembro e pela Directiva n.º 1/2013, de 2 de janeiro, da ERSE.

No âmbito da gestão dos respetivos CAE, a REN Trading adquire a totalidade da energia e serviços de sistema às centrais do Pego e da Turbogás. Nesta atividade há também que acompanhar os mercados de combustíveis (carvão e gás natural) e seus indexantes, para além do acordo de gestão de consumos de gás natural (AGC) estabelecido com a Galp Gás Natural, S.A..

Durante 2013, procedeu-se a negociações pontuais com a Galp para redução dos quantitativos de gás a consumir obrigatoriamente na central da Turbogás no corrente ano, de modo a adaptar a produção da central às reais necessidades do mercado, com os ganhos que daí advieram na redução dos custos a suportar pelos consumidores.

No contexto da atuação no mercado europeu de licenças de emissão (ETS - Emissions Trading Scheme), houve uma participação mais ativa do que em anos anteriores na bolsa ICE (Intercontinental Exchange), bolsa de referência do mercado de futuros.

A VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA EM MERCADO É MAIORITARIAMENTE EFETUADA ATRAVÉS DA ATUAÇÃO NO MERCADO IBÉRICO DE ELETRICIDADE.

Cabe à REN Trading gerir as necessidades de licenças de emissão de CO₂ das duas centrais, uma vez que, com o início da fase 3 (2013-2020), não existem alocações gratuitas de licenças às centrais elétricas. Foi estabelecida uma estratégia de gestão destas obrigações ambientais, o que compreende a compra de licenças de emissão, nomeadamente EUA (European Unit Allowances) em mercado secundário, de futuros, na bolsa ICE. O ano 2013 continuou a ser marcado pela queda dos preços do mercado de carbono, fruto de diversos fatores.

A venda de energia elétrica em mercado é maioritariamente efetuada através da atuação no mercado ibérico de eletricidade (colocação de ofertas de venda e recompra diárias e intradiárias no OMIE) e no mercado de serviços de sistema, operado pelo gestor de sistema. Continuou ainda a registar-se uma participação ativa no mercado de serviços de sistema de Portugal, com bons resultados globais.

Para melhorar os resultados alcançados com as vendas, e como forma de diversificação de risco, a REN Trading participou nos diversos leilões CESUR realizados ao longo de 2013, tendo só havido contratação no primeiro trimestre com resultados finais positivos.

Através da sua área de produtos financeiros são acompanhadas as tendências dos mercados mais relevantes para o setor, com maior ênfase na energia e licenças de emissão de CO₂. São realizadas as operações de compra em futuros das licenças de CO₂ emitidas pelas centrais, coberturas a prazo (no mercado de derivados) e também são negociadas algumas operações puramente financeiras a título de prestação de serviços à REN SGPS.

Tratando-se duma empresa regulada, a ERSE estabeleceu no seu Despacho n.º 11210/2008, de 8 de abril, alterado pela Diretiva n.º 7/2011, de 22 de dezembro, e pela Diretiva n.º 1/2013, de 2 de janeiro, um conjunto de incentivos que definem métodos de partilha dos benefícios das atividades reguladas entre os consumidores de energia elétrica e a empresa. O valor final dos incentivos resulta da atuação nas diversas vertentes de atividade da empresa, relacionadas quer com a otimização das vendas da energia das centrais, quer com a minimização dos custos de aquisição de gás natural e de licenças de emissão de CO₂.

Os resultados operacionais da empresa em 2013 correspondem, assim, ao valor calculado para os incentivos definidos pela ERSE, que se identificam a seguir (tendo o ICO₂, incentivo relativo à eficiente gestão das licenças de emissão de CO₂, sido eliminado neste ano, bem como os *swaps*, pois já não existe alocação anual de EUA para troca):

- I1 - Incentivo relativo à eficiente oferta da energia da central da Turbogás no mercado diário (limitado a 1,5 milhões de euros totalmente atingido em 2013)
- I3 - Incentivo relativo à otimização da produção da central da Tejo Energia (limitado a 1,5 milhões de euros, totalmente atingido em 2013)

O total dos incentivos obtidos em 2013 é, assim, de 3,0 milhões de euros um valor inferior ao registado no ano anterior (devido à extinção dos incentivos relativos às licenças de emissão de CO₂).

3.4.2 REN TELECOM

O Grupo REN está presente no mercado das tecnologias de informação e comunicação através da REN TELECOM, uma empresa 100% pertencente ao grupo e certificada pela APCER de acordo com as normas NP EN ISO 9001, NP EN ISO 14001 e OHSAS 18001.

A REN TELECOM foi criada em 2002 com o principal objetivo de rentabilizar a capacidade excedentária da rede de telecomunicações de segurança da REN - Rede Eléctrica Nacional, tendo posteriormente alargado o âmbito da sua atividade às infraestruturas da REN Gasodutos aquando da integração desta empresa no Grupo REN, em 2006.

A oferta da REN TELECOM inclui infraestruturas (aluguer de fibra óptica e torres de telecomunicações), serviços de transmissão de dados, serviços de centro de dados, serviços de manutenção, projetos e consultoria.

Em 2013 a REN TELECOM consolidou a sua presença no mercado das tecnologias de informação, garantindo uma abordagem enfocada ao mercado nacional e internacional de empresas (peso de 70%) e operadores (peso de 30%).

Em 2013 a REN TELECOM continuou a desenvolver atividades comerciais também a nível internacional tendo na sua carteira oportunidades relacionadas com infraestruturas ibéricas e também relacionadas com redes de telecomunicações no continente africano.

3.4.3 ENONDAS

Breve descrição do negócio

A Enondas é uma sociedade vocacionada para o serviço público, titular de um contrato de concessão atribuído pelo concedente Estado Português, que visa apoiar o desenvolvimento da produção de energia a partir das ondas do mar, gerindo um espaço marítimo com cerca de 320 km² e dotando-a das infraestruturas necessárias ao desenvolvimento das energias marinhas.

Atividades da Enondas

Durante este último ano, a Enondas foi consolidando alguns dos projetos que estavam em fase de arranque no cumprimento do respetivo plano de desenvolvimento.

Por outro lado, os resultados do projeto de caracterização geofísica da zona piloto, concluídos em 2012, foram objeto de algumas ações de promoção e divulgação junto de potenciais clientes da Enondas, nomeadamente em fóruns nacionais e internacionais.

Na sequência da aprovação em 2012 do orçamento da Enondas por parte da ERSE, aguarda-se a todo o momento que o governo operacionalize a alteração 5/2008 e 238/2008, de forma a que o enquadramento legal esteja devidamente consolidado e estejam reunidas as condições para se poder avançar para a fase da construção das infraestruturas.

Sem prejuízo do processo legislativo pendente, a Enondas tem já em fase de conclusão alguns projetos vitais para o sucesso que se espera da zona piloto: o regulamento de acesso da zona piloto e a caracterização ambiental da mesma.

Como atrás se referiu, a atividade de maior relevância em 2013 foi a comercial, através de ações de divulgação e promoção no âmbito de participações em conferências, *workshops* e seminários, dos quais se destaca a participação no Fórum Empresarial para a Economia do Mar, a presença num *workshop* organizado pela Câmara do Comércio Luso-Belga-Luxemburguesa destinado à economia do mar, e na conferência anual promovida pela Wavec - Centro de Energia das Ondas. Também as deslocações da equipa da Enondas a França e Noruega para encontros com fabricantes, prestadores de serviço e promotores acabou por se revelar muito importante para a divulgação da zona piloto e potenciar a futura utilização da mesma.

Nesta atividade comercial, e em relação aos potenciais clientes com os quais os contactos se encontram em fase mais adiantada, e na sequência do referido no parágrafo anterior, tem a Enondas vindo a promover, para além dos serviços que irá disponibilizar aos seus clientes, a ligação a empresas do setor, nomeadamente estaleiros navais, empresas industriais, empresas de serviços marítimos e empresas de consultoria e serviços.

Principais investimentos

O ano de 2013 é marcado pela fase de conclusão do regulamento de acesso da zona piloto e do estudo da caracterização ambiental da mesma.

Perspetivas futuras

Procurar-se-á consolidar o projeto da infraestrutura (ligação elétrica e cabo submarino), prevendo-se que o projeto de engenharia esteja em estado avançado no final do ano de 2014.

Manter-se-á o esforço comercial, promovendo a zona piloto bem como as empresas nacionais e institutos de conhecimento nacionais necessários à cadeia logística dos seus clientes.

Fortemente dependente da interação com as entidades públicas responsáveis pelo licenciamento da atividade, a Enondas tem privilegiado uma plataforma aberta de contactos, devendo ser enaltecida a abertura e esforço, designadamente por parte da Direcção-Geral de Energia e Geologia, da Agência Portuguesa para o Ambiente, da Direcção Geral da Autoridade Marítima e da Direcção-Geral de Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos, para o sucesso deste projeto.

Da parte do governo, espera-se que o projeto continue a merecer a importância do ponto de vista da política económica, energética e de inovação, aguardando-se a aprovação dos diplomas legislativos pendentes que possam consolidar o enquadramento legal da Enondas.

3.4.4 DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS

Na sequência das alterações na sua estrutura acionista durante o ano de 2012, a REN fortaleceu as condições que contribuem para uma projeção internacional diferenciada e possui agora um leque alargado de vantagens competitivas que permitem uma efetiva internacionalização assente nas suas competências centrais.

Neste sentido, no ano de 2012, a REN revisitou o seu plano estratégico para o período 2013-2016, tendo identificado a internacionalização da sua atividade como um dos pilares fundamentais da estratégia futura da empresa.

Foi definido um conjunto de linhas orientadoras para o programa de internacionalização da REN, das quais se destaca o objetivo de, no âmbito das competências centrais da empresa, diluir a exposição a um único mercado regulado, através da diversificação de investimentos e de fontes de receita. Na execução do seu plano de internacionalização, a REN irá assegurar o correto equilíbrio no uso dos seus recursos entre oportunidades de M&A – projetos geradores de fluxos de caixa imediatos – e oportunidades *greenfield* – projetos com prazos de implementação longos. Considerando o risco associado e as circunstâncias competitivas dos mercados-alvo, a internacionalização será faseada no tempo e ponderada caso a caso, com uma atitude de prudência financeira, garantindo um retorno adequado nos investimentos realizados.

No âmbito do plano de internacionalização, foram identificadas prioridades geográficas de expansão e consolidação da presença internacional da empresa, nomeadamente: América do Sul, África Austral, países da Europa, Médio Oriente e Ásia, e ainda Estados Unidos da América (este último conjunto de geografias de acordo com uma lógica «oportunista»).

Durante os anos de 2012 e 2013, a REN conduziu várias missões de reconhecimento em algumas das zonas identificadas, tendo também encetado negociações para aquisições de participações e para a provisão de serviços de consultoria junto de empresas e governos detentores de infraestruturas energéticas. Em 2013, e no seguimento do trabalho exploratório desenvolvido, a REN participou pela primeira vez em processos formais de M&A e *greenfield* no segmento da transmissão de energia. Estas operações, apesar de não terem sido concluídas com êxito, representaram os primeiros passos do processo de internacionalização da REN, e permitiram obter uma visibilidade e experiência internacional bastante relevante, que se revelará proveitosa em futuros projetos.

A INTERNACIONALIZAÇÃO É UM DOS PILARES FUNDAMENTAIS DA ESTRATÉGIA FUTURA DA REN.

Como principais desenvolvimentos no âmbito do plano de internacionalização da REN, importa destacar:

América do Sul

- Identificação e monitorização de oportunidades de interesse estratégico com materialização no curto prazo, tanto oportunidades de consultoria como de M&A e *greenfield* (Colômbia e Peru)

África Austral

- Participação estratégica no consórcio de desenvolvimento do projeto Sociedade Transmissão de Energia (STE) em Moçambique, responsável pelo desenvolvimento, operação e manutenção da Rede Eléctrica Nacional de Transporte de Energia Eléctrica em Alta Tensão (o projeto “espinha dorsal”) de cerca de 2.000 quilómetros com ligação à África do Sul e a futuros projetos de produção hidroelétrica e termoelétrica
- Identificação de oportunidades maioritariamente realizáveis no médio/longo prazo
- Aprofundamento das relações com *stakeholders* locais através da prestação de serviços de consultoria

Europa

- Identificação de potenciais oportunidades para aproveitamento do conhecimento técnico da REN no contexto energético europeu

Médio Oriente e Ásia

- Princípio de acordo para a realização de projetos de consultoria para apoio no projeto de redes energéticas e nos desafios de integração de renováveis

A REN irá assegurar uma lógica de sustentabilidade do grupo alavancando a sua eficiente e reconhecida experiência nacional como operador dos sistemas de transporte de eletricidade e gás natural, procurando:

- identificar parcerias com operadores de redes energéticas de referência a nível internacional que possam traduzir-se em acordos de cooperação operacional de intercâmbio técnico e avaliação de negócios de interesse comum;
- estabelecer e formalizar relacionamentos com as agências multilaterais internacionais de apoio ao desenvolvimento e ao financiamento em infraestruturas.

3.5 DESEMPENHO FINANCEIRO

No exercício de 2013, o **resultado líquido** do Grupo REN registou um decréscimo de 1,8% (-2,3 milhões de euros), situando-se nos 121,3 milhões de euros. A contribuir para este decréscimo esteve essencialmente a redução de 6,2 milhões de euros (-4,6%) nos resultados financeiros, motivada pela subida dos custos de financiamento devido ao aumento da dívida bruta média. Por outro lado, compensando parcialmente esta evolução, o EBITDA registou um crescimento de 9,9 milhões de euros (+1,9%) comparativamente ao ano de 2012, refletindo fundamentalmente um esforço de melhoria contínua do desempenho operacional do grupo.

De referir que, decorrente da adoção de alterações da norma IAS 19 – Benefícios dos empregados, a qual é de aplicabilidade obrigatória nos exercícios económicos iniciados em ou após 1 de janeiro de 2013 (ver Notas 3.1 e 21 do Capítulo 5 – Demonstrações financeiras consolidadas), os valores reportados referentes a 31 de dezembro de 2012 foram reexpressos, tendo-se passado a considerar a utilização de uma taxa de desconto única em conformidade com a nova redação da IAS 19, tendo como efeitos um acréscimo na rubrica de Gastos com pessoal da demonstração consolidada dos resultados de 2012 (e como tal uma redução do resultado líquido do exercício de 2012), por contrapartida da rubrica de *Resultados acumulados* em 31 de dezembro de 2012, no montante de 0,3 milhões de euros.

O **investimento** do grupo registou uma redução de 6,6% (-13,2 milhões de euros), como reflexo da conclusão do Projeto de Expansão do Terminal de Sines (23,5 milhões de euros) durante o ano de 2012, tendo os ativos transferidos para exploração refletido o mesmo efeito (-75,6 milhões de euros -23,6%). Apesar destas reduções, o valor médio do RAB (custos de referência) aumentou 3,2% face ao ano anterior.

As condições de acesso ao mercado de financiamento do grupo começaram a inverter durante o ano de 2013, tendo o **custo médio da dívida** ascendido a 5,54%, uma redução de 16 b.p. face ao exercício anterior, e a **dívida líquida** reduzido 110,1 milhões de euros (-4,4%) quando comparada com 2012.

PRINCIPAIS INDICADORES

(MILHÕES EUROS)

	'13	'12	VAR.%
EBITDA ⁷	521,5	511,6	1,9%
RESULTADO FINANCEIRO	-142,2	-136,0	-4,6%
RESULTADO LÍQUIDO	121,3	123,6	-1,8%
RESULTADO LÍQUIDO RECORRENTE ⁸	120,7	120,2	0,4%
CAPEX TOTAL	187,8	201,1	-6,6%
TRANSFERÊNCIAS PARA EXPLORAÇÃO (A CUSTOS HISTÓRICOS) ⁹	245,0	320,6	-23,6%
RAB MÉDIO (A CUSTOS DE REFERÊNCIA)	3.488,9	3.380,7	3,2%
DÍVIDA LÍQUIDA	2.402,3	2.512,4	-4,4%
CUSTO MÉDIO DA DÍVIDA	5,54%	5,70%	-0,16 p.p.

⁷ Registou-se em 2013 uma pequena alteração na metodologia utilizada no cálculo do EBITDA, tendo sido ajustado o valor de 2012 para efeitos de comparabilidade, utilizando os mesmos critérios.

⁸ O Resultado líquido recorrente de 2013 reflete o efeito do *cost of carry* do penhor do Banco Europeu do Investimento, considerado como item não recorrente, tendo sido ajustado o valor de 2012 para efeitos de comparabilidade, utilizando os mesmos critérios.

⁹ Inclui aquisições diretas (RAB related).

Resultado operacional - EBITDA

O **EBITDA** situou-se nos 521,5 milhões de euros, refletindo um aumento de 9,9 milhões de euros (+1,9%) em relação a 2012. Apesar do forte impacto nos proveitos da empresa, resultante da diminuição das taxas de remuneração dos ativos, salienta-se a evolução positiva verificada, fruto essencialmente do esforço realizado na redução dos custos operacionais.

EBITDA	'13	'12	VAR.%
(MILHÕES DE EUROS)			
1) PROVEITOS DE ATIVOS	475,7	493,1	-3,5%
REMUNERAÇÃO DO RAB	269,0	286,6	-6,2%
DIFERENÇAS DE ALISAMENTO E EFEITO DE NEUTRALIDADE (GÁS)	-11,5	-7,5	53,7%
REMUNERAÇÃO TERRENOS	8,3	9,7	-13,6%
RENDA DOS TERRENOS DA ZONA DE PROTEÇÃO	0,7	0,8	-1,1%
REMUNERAÇÃO ATIVOS FIM DE VIDA	8,3	7,9	4,6%
RECUPERAÇÃO AMORTIZAÇÕES (LÍQUIDAS DE SUBSÍDIOS AO INVESTIMENTO)	181,7	177,3	2,5%
AMORTIZAÇÃO DOS SUBSÍDIOS AO INVESTIMENTO	19,1	18,4	4,1%
2) PROVEITOS DE OPEX	104,6	110,4	-5,2%
3) OUTROS PROVEITOS	21,1	7,3	N.M.
4) TPE'S (CAPITALIZADOS NO INVESTIMENTO)	25,3	27,6	-8,4%
5) RENDIMENTOS DE CONSTRUÇÃO - ATIVOS CONCESSIONADOS	162,2	172,9	-6,2%
6) OPEX	110,7	123,5	-10,4%
CUSTOS COM PESSOAL	54,2	53,5	1,2%
CUSTOS EXTERNOS	56,5	70,0	-19,3%
7) GASTOS DE CONSTRUÇÃO - ATIVOS CONCESSIONADOS	162,2	172,9	-6,2%
8) PROVISÕES/(REVERSÃO)	-0,2	0,6	N.M.
9) IMPARIDADE DE DÍVIDAS A RECEBER/(REVERSÃO)	-5,3	2,6	N.M.
10) EBITDA (1+2+3+4+5-6-7-8-9)	521,5	511,6	1,9%
11) AMORTIZAÇÕES	201,2	197,4	2,0%
12) RESULTADOS FINANCEIROS	-142,2	-136,0	4,6%
13) IMPOSTO DO EXERCÍCIO	56,7	54,6	3,8%
14) RESULTADO LÍQUIDO (10-11+12-13)	121,3	123,6	-1,8%
15) ITENS NÃO RECORRENTES (14+15)	-0,6	-3,3	N.M.
16) RESULTADO LÍQUIDO RECORRENTE	120,7	120,2	0,4%

¹⁰ Inclui i) reclassificação de custos com formação e seminários e de combustíveis de empregados, de custos externos para custos com pessoal (0,9 milhões de euros em 2012 e 0,6 milhões de euros em 2013), e ii) provisão de 2 milhões de euros em 2012.

A contribuir positivamente para a evolução do EBITDA, destacam-se os seguintes fatores:

- Redução do **Opex** em 12,8 milhões de euros (-10,4%), destacando-se: i) redução de 5,5 milhões de euros em custos não core, dos quais -2,8 milhões de euros em limpeza das florestas e -3,3 milhões de euros em serviços de sistema e tarifa transfronteiriça; ii) diminuição de 8,0 milhões de euros em custos externos core, dos quais -4,4 milhões de euros na contratação de serviços especializados,

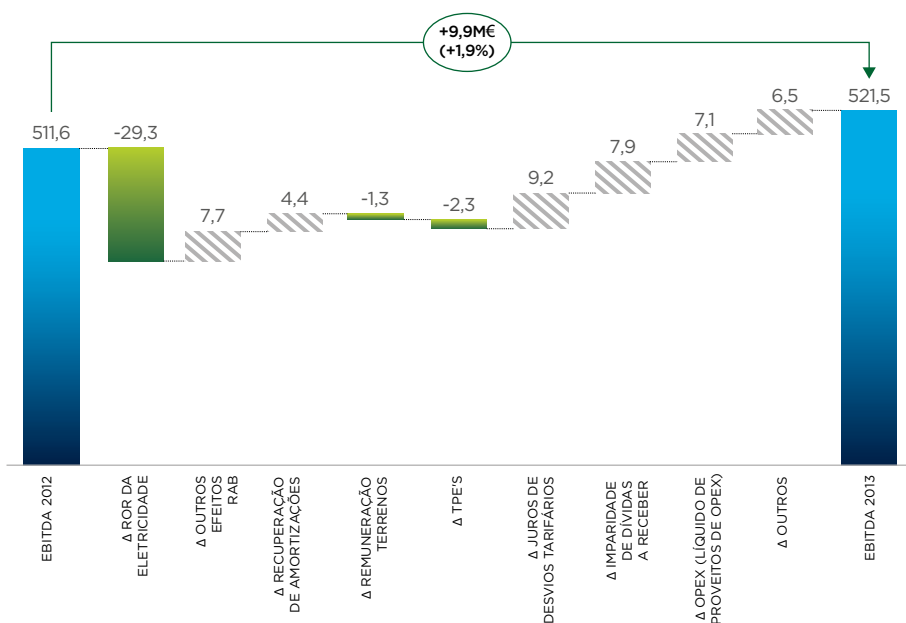
-1,0 milhões de euros em custos de manutenção e -0,9 milhões de euros em custos com publicidade;

- O crescimento verificado em **outros proveitos** (+13,8 milhões de euros), motivado fundamentalmente pelo aumento de 9,2 milhões de euros em **juros de desvios tarifários**, que se situaram em 2012 nos -6,5 milhões de euros (resultantes de desvios devolvidos à tarifa) e em 2013 nos 2,7 milhões de euros (resultantes de desvios recebidos da tarifa);
- Os proveitos de **recuperação de amortizações** que aumentaram 4,4 milhões de euros (+2,5%), em consonância com o aumento da base de ativos regulados;
- A variação de 7,9 milhões de euros em **imparidades de dívidas a receber**, resultante do registo de uma imparidade em 2012 (-2,6 milhões de euros), e da reversão em 2013 das imparidades acumuladas em anos anteriores no valor de 5,6 milhões de euros.

Estes efeitos positivos foram parcialmente anulados por:

- Redução de 17,6 milhões de euros (-6,2%) na **remuneração do RAB**, dos quais -19,6 milhões de euros na remuneração dos ativos da **eletricidade** (excluindo terrenos), justificada essencialmente pela redução da taxa base de remuneração, que passou de 9,55% para 8,06% (a taxa de remuneração dos ativos da eletricidade está indexada à evolução da média diária dos CDS a cinco anos da república portuguesa), compensada em parte pelo aumento do RAB médio (+94,6 milhões de euros; +4,8%), bem como pelo aumento do peso dos ativos com prémio, que passaram de 38% para 43% do total em 2013;
- Redução na **remuneração de terrenos hídricos**, que passou de 9,7 milhões de euros em 2012 para 8,3 milhões de euros em 2013 (-1,3 milhões de euros; -13,6%), devido à redução das taxas *swap* interbancárias¹¹
- Redução dos **proveitos de recuperação de Opex** (-5,7 milhões de euros; -5,2%), em consonância com a redução verificada nos gastos operacionais do grupo.

EVOLUÇÃO DO EBITDA 2012-2013



¹¹ Remuneração calculada com base na taxa *swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, acrescida de 0,5%.

Resultado líquido

Apesar do crescimento do EBITDA, o resultado líquido agravou-se em -2,3 milhões de euros (-1,8%), devido ao aumento das amortizações do grupo (+3,9 milhões de euros; +2,0%), consistente com o aumento da base de ativos, e à diminuição dos resultados financeiros (-6,2 milhões de euros; -4,6%). A redução dos resultados financeiros é explicada fundamentalmente pelo aumento da dívida bruta média (necessária para assegurar visibilidade de liquidez para efeitos de *rating*), pese embora a redução do custo médio de financiamento para 5,54% (-16 b.p.).

O **Resultado líquido recorrente** (i.e. Resultado líquido expurgado de itens não recorrentes) cresceu 0,4% (0,5 milhões de euros). Os itens não recorrentes considerados em 2013 e 2012 são os seguintes:

- Em 2013 - i) reversão das imparidades de dívidas a receber registadas em anos anteriores (5,3 milhões de euros; 3,8 milhões de euros líquido de impostos); e ii) efeito do *cost of carry* do penhor do Banco Europeu do Investimento (4,6 milhões de euros; 3,2 milhões de euros líquido de impostos)
- Em 2012 - i) correção do excesso de estimativa de imposto sobre o rendimento de -5,6 milhões de euros relativo ao reconhecimento como custo fiscal da provisão para a indemnização relativa ao processo Amorim Energia; ii) registo da provisão para imparidade de dívidas a receber no valor de 2,6 milhões de euros (1,8 milhões de euros líquido de impostos); e iii) efeito do *cost of carry* do penhor do Banco Europeu do Investimento, constituído em novembro de 2012 (0,7 milhões de euros; 0,5 milhões de euros líquido de impostos)

RESULTADO LÍQUIDO

(MILHÕES DE EUROS)

	'13	'12	VAR.%
EBITDA	521,5	511,6	1,9%
AMORTIZAÇÕES	201,2	197,4	2,0%
RESULTADO FINANCEIRO	-142,2	-136,0	4,6%
IMPOSTO DO EXERCÍCIO	56,7	54,6	3,8%
RESULTADO LÍQUIDO	121,3	123,6	-1,8%
ITENS NÃO RECORRENTES	-10,6	-3,3	N.M.
RESULTADO LÍQUIDO RECORRENTE	120,7	120,2	0,4%

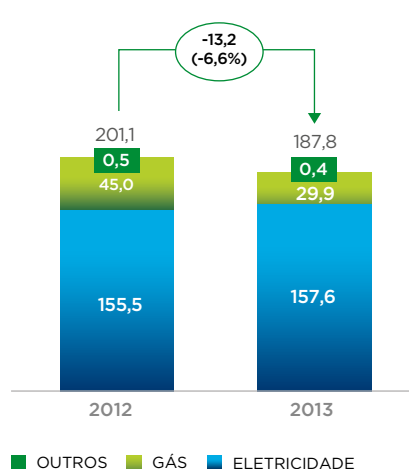
Capex e RAB Médio

O **Capex total** ascendeu a 187,8 milhões de euros, uma descida de 13,2 milhões de euros (-6,6%), da qual -15,1 milhões de euros no gás natural e +2,1 milhões de euros na eletricidade. Esta redução deve-se essencialmente à conclusão do projecto de expansão do terminal de Sines (23,5 milhões de euros) durante o ano de 2012.

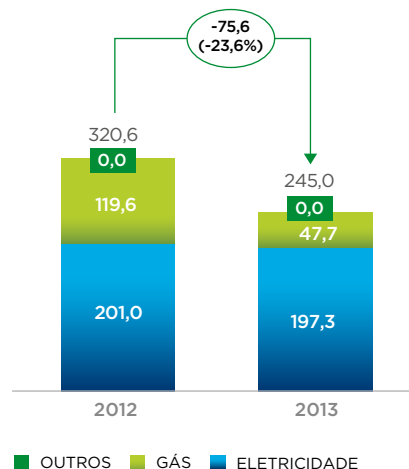
Seguindo o mesmo efeito o valor de **ativos transferidos para exploração** decresceu 75,6 milhões de euros (-23,6%), situando-se nos 245,0 milhões de euros. À semelhança do capex, este decréscimo é explicado pelo efeito da transferência para exploração do terminal de Sines em 2012 (106,9 milhões de euros).

O **RAB médio** cresceu 3,2% (+108,2 milhões de euros), situando-se nos 3.488,9 milhões de euros, do qual 81,0 milhões de euros no segmento da eletricidade e 27,2 milhões de euros do segmento do gás natural. Na eletricidade, o crescimento do RAB médio dá-se sobretudo nas categorias com maior taxa de retorno, sendo que do seu aumento, 139,4 milhões de euros verificaram-se na eletricidade com prémio (RoR de 9,6%), enquanto as categorias com menor taxa de retorno (terrenos hídricos, RoR de 2,8%, e eletricidade sem prémio, RoR de 8,1%) viram o valor do RAB médio diminuir 12,9 milhões de euros e 44,8 milhões de euros, respetivamente.

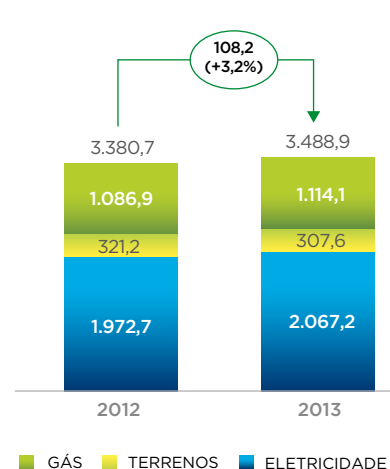
INVESTIMENTO (M€)



TRANSFERÊNCIA PARA EXPLORAÇÃO (M€)



RAB MÉDIO (M€)



Investimento

No segmento da eletricidade destacam-se os projetos associados ao reforço das condições de alimentação às redes de distribuição, à segurança e fiabilidade de funcionamento global do sistema, e ao reforço da capacidade de receção de energia, em particular de fontes renováveis.

Merecem destaque: o desenvolvimento da rede na zona de Trás-os-Montes, onde foram investidos 14 milhões de euros, o reforço da rede no eixo do Douro e região do Porto, onde se investiram 49 milhões de euros, da faixa litoral a sul do Porto (Feira) 17 milhões de euros, o desenvolvimento da rede na zona da Beira Interior (14 milhões de euros) e da zona de Lisboa e Península de Setúbal (33 milhões de euros).

No segmento do gás destacam-se os trabalhos de construção do gasoduto Mangualde-Celorico-Guarda, onde foram investidos cerca de 19,7 milhões de euros em 2013, e da cavidade C6 de armazenagem de gás natural, com um investimento de 4,5 milhões de euros.

PRINCIPAIS PROJETOS REALIZADOS EM 2013

ELETRICIDADE
(PROJETOS PRINCIPAIS)

48,5 M€	DESENVOLVIMENTO DA REDE NA ZONA DO PORTO E EIXO DO DOURO
32,9 M€	REFORÇOS DE REDE NA ZONA LISBOA / PENÍNSULA DE SETÚBAL
17,2 M€	REFORÇOS DA REDE NA FAIXA LITORAL A SUL DO PORTO
17,2 M€	REFORÇO DA REDE NA FAIXA LITORAL A SUL DO PORTO
14,1 M€	DESENVOLVIMENTO DA REDE NA ZONA DE TRÁS-OS-MONTES
14,2 M€	DESENVOLVIMENTO DA REDE NA ZONA DA BEIRA INTERIOR
30,6 M€	OUTROS PROJETOS

GÁS
(PROJETOS PRINCIPAIS)

19,7 M€	GASODUTO MANGUALDE - CELORICO - GUARDA [REN GASODUTOS]
4,5 M€	CAVIDADE 06 [REN ARMAZENAGEM]
3,4 M€	OUTROS PROJETOS

ELETRICIDADE 157,6M€

OUTROS NEGÓCIOS:0,4M€

GÁS 29,9M€

INVESTIMENTO DO GRUPO EM 2013: 187,8M€

Eletricidade

O investimento realizado na área da eletricidade foi de 157,6 milhões de euros (+1,3%) e as entradas em exploração ascenderam a 197,3M€ (-1,8%). Na região de Trás-os-Montes entrou em serviço a nova ligação a 220 kV Valpaços - Vila Pouca de Aguiar, concluindo o fecho da malha a 220 kV do eixo transmontano entre Lagoaça e Valdigem, para melhoria de alimentação aos consumos e escoamento da produção injectada na rede nesta zona.

No eixo do Douro e zona do Porto, entraram em serviço as ligações a 400 kV Armamar-Recarei e Recarei-Vermoim, a par da introdução do nível de 400 kV na subestação de Vermoim. Ainda na zona do Porto, ficou concluída a remodelação para 220 kV da instalação da Siderurgia Nacional da Maia e do respectivo ramal de alimentação.

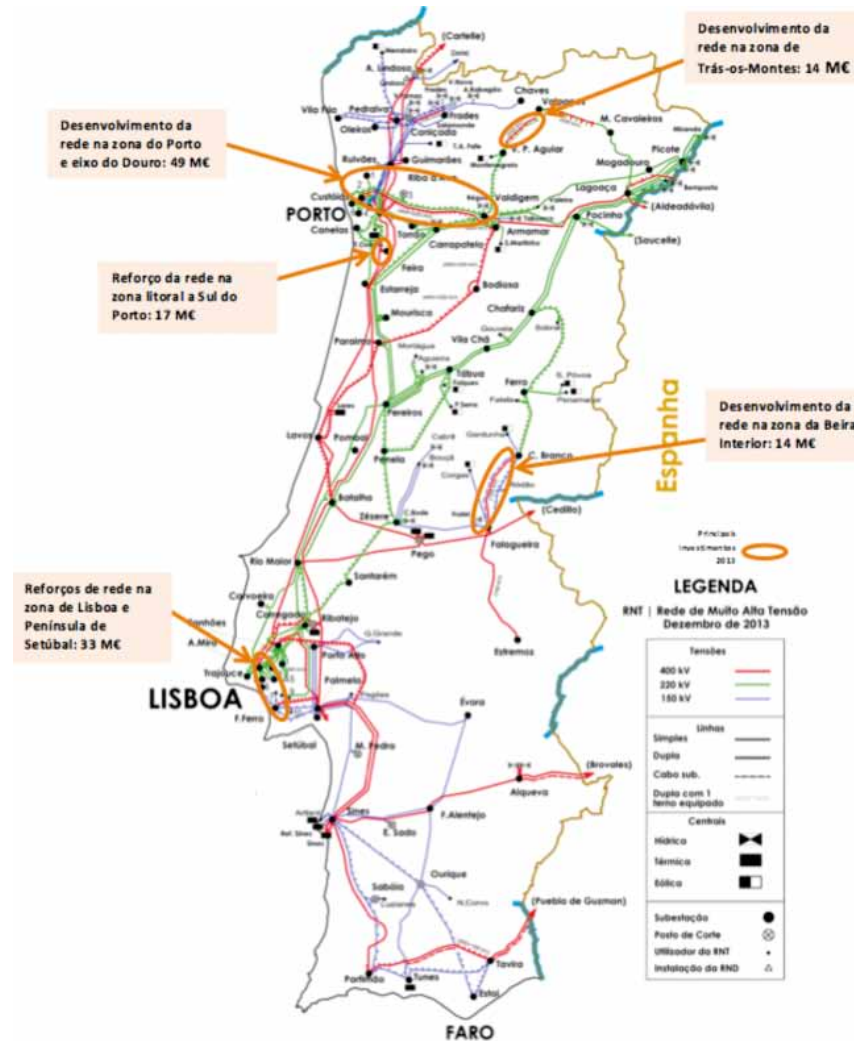
Na região litoral a sul do Grande Porto entrou em serviço a nova subestação 400/60 kV da Feira, alimentando consumos dos concelhos de São João da Madeira, Feira e Arouca.

Na Beira Interior entrou ao serviço a segunda ligação a 150 kV entre as subestações da Falagueira e de Castelo Branco, reforçando nesta região a capacidade de receção de energias renováveis e a segurança global de operação da rede.

Na zona de Lisboa e na Península de Setúbal, para melhoria da garantia na alimentação aos consumos, destaca-se a construção do novo circuito subterrâneo a 220 kV entre as subestações de Alto de Mira e de Sete Rios e a introdução do nível de 400 kV na subestação de Fernão Ferro.

Foram colocados em serviço sete novos transformadores, tendo a potência de transformação instalada aumentado em 1.069 MVA (dos quais 320 MVA na SN Maia).

PRINCIPAIS INVESTIMENTOS DO GRUPO - ELETRICIDADE



Gás natural

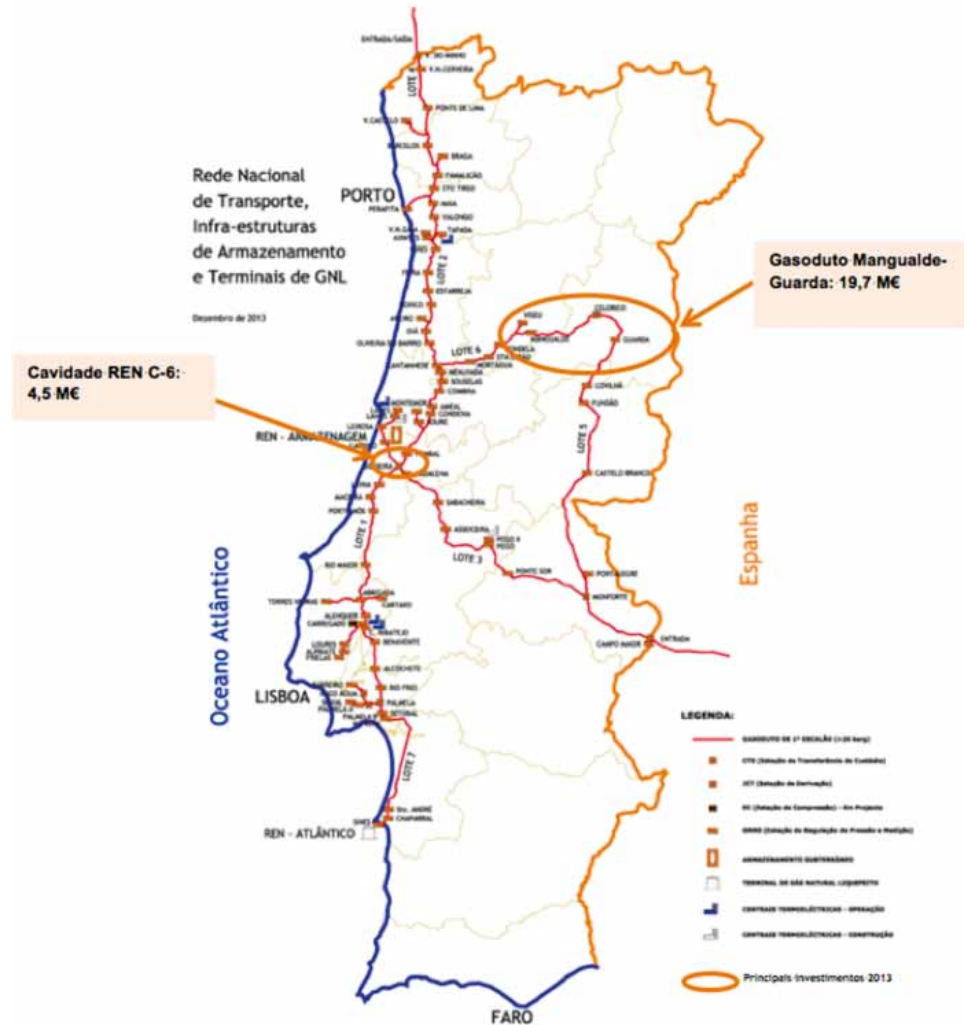
O investimento realizado na área do gás natural atingiu os 29,9 milhões de euros (-33,6%) e as entradas em exploração totalizaram 47,7 milhões de euros (-60,1%).

A REN Gasodutos prosseguiu a execução do plano de desenvolvimento e investimento na rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT) durante o ano de 2013. Este plano incluiu projetos de desenvolvimento e de expansão, de investimentos de reforço interno, de remodelação e de ligação à RNDGN e a clientes.

No âmbito dos projetos de expansão da RNTGN, a REN Gasodutos colocou em exploração o gasoduto Mangualde-Celorico-Guarda, com cerca de 76 quilómetros de extensão, que liga em anel os Lotes 5 (Monforte/Guarda) e 6 (Cantanhede/Mangualde), aumentando deste modo a segurança do abastecimento e potenciando a futura terceira interligação da RNTGN com Espanha. Com este gasoduto foram colocadas em exploração quatro novas estações, Arcozelo, Soeiro do Chão, Celorico da Beira e Avelãs de Ambom. Este projeto foi considerado elegível no âmbito do Programa Energético Europeu para o Relançamento (EEPR) da CE.

Na REN Armazenagem assinala-se a continuação da construção da cavidade RENC-6, a qual esteve em fase de lixiviação durante todo o ano de 2013, estimando-se um volume final de cerca de 530.000 m³. Foi realizado o primeiro enchimento com gás natural da cavidade TGC-2 da Transgás-Armazenagem.

PRINCIPAIS INVESTIMENTOS DO GRUPO – GÁS



3.5.1 FINANCIAMENTO E DÍVIDA

2013 ficou marcado por um regresso consistente dos emitentes portugueses ao mercado internacional de capitais, em claro contraste com o período de abril de 2011 a setembro de 2012, em que os mercados obrigacionistas se encontravam fechados. Esta disponibilidade crescente dos investidores internacionais foi, em 2013, naturalmente acompanhada por uma redução dos *spreads* exigidos aos emitentes nacionais. Conjugada esta realidade com um enquadramento de taxas de juro base historicamente muito baixas, criaram-se as condições para o sucesso de um conjunto alargado de emissões obrigacionistas internacionais realizadas por emitentes portugueses.

A REN aproveitou esta conjuntura para prosseguir a reorganização da sua dívida, assim como o reforço do seu perfil de liquidez e solidez financeira.

A reorganização da dívida da REN orientou-se por três princípios fundamentais:

- Diversificação das fontes de financiamento e da base de financiadores
- Redução do risco de refinanciamento
- Criação de condições para uma redução sustentada do custo médio da dívida

Em 2013 colocaram-se importantes desafios no âmbito da gestão financeira da REN, destacando-se o refinanciamento da emissão obrigacionista de 800 milhões de euros realizada em 2008, com vencimento em 10 de dezembro.

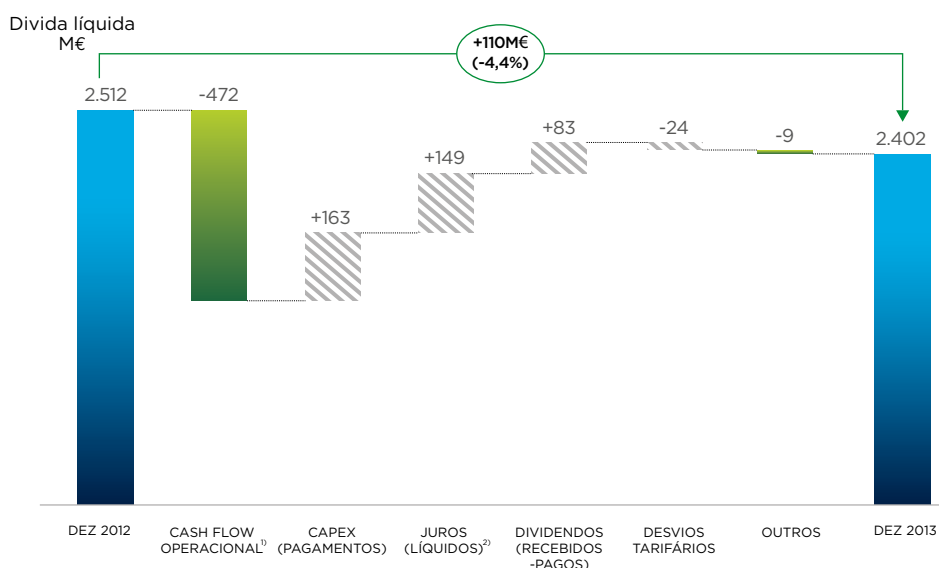
As obrigações emitidas no mercado internacional em janeiro e outubro, com montantes de 300 milhões e 400 milhões de euros, respetivamente, e a utilização de 100 milhões de euros ao abrigo da primeira tranche (400 milhões de euros) da linha de crédito do China Development Bank (CDB), asseguraram o refinanciamento da referida obrigação de 800 milhões de euros. Fruto das condições de mercado vigentes, este refinanciamento foi assegurado com taxas de juro bastante mais baixas.

Durante 2013 foram realizadas as seguintes operações de financiamento:

- Em janeiro, realizou-se uma emissão obrigacionista de 150 milhões de euros com um prazo de sete anos.
- Ainda em janeiro, efetuou-se a emissão obrigacionista internacional de 300 milhões de euros com um prazo de cinco anos.
- Em março, realizou-se um empréstimo bancário internacional de 75 milhões de euros com um prazo de três anos.
- Em abril, contratou-se uma linha de crédito de 400 milhões de euros com o CDB, com o prazo de oito anos. Tratou-se da primeira tranche do financiamento de 1000 milhões de euros, dando sequência ao compromisso assumido nesta matéria pela State Grid International Development no âmbito da segunda fase de reprivatização da REN.
- Em outubro, realizou-se a segunda emissão obrigacionista internacional com um montante de 400 milhões de euros e um prazo de sete anos.
- Em novembro, foi celebrada uma linha de crédito de 160 milhões de euros com o ICBC - Industrial and Commercial Bank of China com o prazo de cinco anos.
- Durante o ano foram ainda renegociados cinco programas de papel comercial, num valor global de 675 milhões de euros, visando sobretudo a extensão da sua maturidade e também a melhoria das condições financeiras.

O montante de operações de financiamento contratadas e renegociadas em 2013 atingiu aproximadamente 2.200 milhões de euros. A estrutura da dívida da REN foi, portanto, profundamente remodelada, visando criar as condições para dar cumprimento aos princípios definidos pela REN no âmbito da gestão da sua dívida e riscos financeiros. Nesse sentido, representaram ações decisivas: (i) o alargamento e diversificação da base de financiadores (a atual estrutura acionista veio permitir abrir opções de financiamento em geografias fora da Europa); (ii) a extensão do prazo médio da dívida; (iii) o alisamento temporal dos refinanciamentos, e (iv) a flexibilização de determinados instrumentos de financiamento.

EVOLUÇÃO DA DÍVIDA LÍQUIDA



1. EBITDA - Non cash items

2. Inclui acréscimos e diferimentos (-6,1 M€)

QUADRO 1 - DÍVIDA FINANCEIRA (€ MILHÕES)

(IFRS)	'13	'12	VARIÇÃO	
			ABSOL.	%
DÍVIDA BRUTA	2.680,4	2.705,9	-25,4	-0,9%
MENOS SWAPS DE COBERTURA	-12,0	15,1	-27,1	-179,1%
MENOS CAIXA E DEPÓSITOS BANCÁRIOS	181,8	61,2	120,7	197,1%
MENOS PENHOR FINANCEIRO	108,3	117,2	-8,9	-7,6%
DÍVIDA LÍQUIDA	2.402,3	2.512,4	-110,1	-4,4%

Os empréstimos obrigacionistas foram a principal fonte de financiamento durante 2013, representando cerca de 60% do total da dívida bruta, logo seguidos dos empréstimos bancários, com um peso de cerca de 32%.

QUADRO 3 - FONTES DE FINANCIAMENTO (€ MILHÕES)

(CAPITAL EM DÍVIDA)	'13	'12	VARIÇÃO		PESO	
			ABSOL.	%	'13	'12
EMPRÉSTIMOS OBRIGACIONISTAS	1.606,4	1.606,4	0,0	0,0%	59,6%	59,8%
EMPRÉSTIMOS BANCÁRIOS	855,2	736,2	119,0	16,2%	31,7%	27,4%
PAPEL COMERCIAL	230,0	343,0	-113,0	-32,9%	8,5%	12,8%
OUTROS	2,4	1,4	1,0	72,2%	0,1%	0,1%
TOTAL	2.694,0	2.687,0	7,0	0,3%	100,0%	100,0%

Os custos do financiamento líquido aumentaram 5,1 milhões de euros em relação a 2012, de 143,0 milhões de euros para 148,1 milhões de euros. Este aumento explica-se pelo significativo reforço da posição de liquidez levado a cabo pela REN, consubstanciado, em grande medida, pela constituição de uma reserva em depósitos bancários naturalmente remunerada a taxas inferiores às dos financiamentos realizados para o efeito.

O custo médio da dívida bruta em 2013 foi de 5,54%, menos 16 pontos-base do que em 2012.

A política de gestão do risco de taxa de juro manteve-se orientada para a redução da volatilidade dos encargos financeiros. A dívida da REN a taxa fixa representava 52,2% da dívida total.

No que respeita à posição de liquidez, as necessidades de financiamento da empresa encontravam-se plenamente cobertas até ao final de 2016.

No final de 2013, as notações de risco da REN nas agências, Fitch, S&P e Moody's eram, respetivamente, BBB, BB+ e Ba1.

3.6 PERSPETIVAS 2014

Durante o ano de 2014, a ERSE irá definir o modelo regulatório para a transmissão de eletricidade a vigorar no próximo ciclo plurianual. A REN já iniciou o habitual diálogo com a ERSE no sentido de assegurar que a nova regulação se mantém estável, equilibrada e contendo os adequados incentivos à eficiência.

A situação económica portuguesa tem dado sinais de alguma recuperação, acompanhando um movimento comum ao conjunto da zona euro. Sinal dessa recuperação é a evolução do consumo nacional de eletricidade, que a partir de maio de 2013 começou a dar ténues sinais de crescimento, que têm vindo a acentuar-se de mês para mês.

Em paralelo com os sinais de que o ponto mais baixo da recessão económica tinha ficado para trás, os mercados financeiros começaram a recuperar confiança em Portugal, assistindo-se a uma pronunciada descida dos prémios de risco da República e das nossas principais empresas. A REN irá beneficiar fortemente da redução do custo médio da sua dívida em 2014, tanto mais quanto os empréstimos obrigacionistas mais caros foram já reembolsados em 2013. Bastante desafiante será a minimização do eventual impacto da contribuição extraordinária sobre o setor da energia prevista no Orçamento de Estado de 2014, que será feita através de esforços adicionais de aumento da eficiência operacional.

Em 2014 a empresa irá manter sem abrandamento o seu esforço contínuo de aumento da eficiência operacional, completando o aligeiramento da sua organização interna, que deu frutos visíveis nos dois últimos anos. Naturalmente que esse esforço irá coexistir com a manutenção dos padrões de excelência na qualidade do serviço que os consumidores esperam e merecem. Exemplo dessa qualidade é a forma impecável como as redes da REN se comportaram durante o temporal de 9 de fevereiro deste ano.

Para lá da otimização das concessões em Portugal, prossegue o esforço de internacionalização e desenvolvimento de novos negócios iniciado em 2012, o qual já contribuiu, ainda que de uma forma modesta, para o resultado de 2013 através do dividendo recebido da HCB em Moçambique.

A equipa da REN está motivada para os novos desafios que o futuro apresenta, e a gestão continuará a investir fortemente no treino e formação das pessoas, que se mantem como aposta prioritária.

3.7 PROPOSTA DE APLICAÇÃO DE RESULTADOS

O resultado líquido consolidado da REN SGPS, S.A. no exercício de 2013 ascendeu a 121.303.275,23 euros (cento e vinte e um milhões, trezentos e três mil, duzentos e setenta e cinco euros e vinte e três cêntimos). Considerando o exposto, e nos termos e para os efeitos do disposto no n.º1 do artigo 28.º dos Estatutos da REN SGPS, e dos artigos 31.º a 33.º, na alínea f) do n.º 5 do artigo 66.º, nos artigos 294.º e 295.º e nos n.ºs 1, alínea b) e 2 do artigo 376.º, todos do Código das Sociedades Comerciais, o Conselho de Administração propõe que o resultado líquido do exercício de 2013, apurado nas demonstrações financeiras individuais, no aludido valor de 116.071.056,58 euros (cento e dezasseis milhões, setenta e um mil e cinquenta e seis euros e oito cêntimos), tenha a seguinte aplicação:

- Para reserva legal - 5.803.552,83 euros (cinco milhões oitocentos e três mil, quinhentos e cinquenta e dois euros e oitenta e três cêntimos);
- Para dividendos - 91.314.000,00 euros (noventa e um milhões trezentos e catorze mil euros), correspondente a uma distribuição de 75,277% do resultado consolidado da REN SGPS, S.A. no exercício de 2013, que ascende a 121.303.275,23 euros (cento e vinte e um milhões, trezentos e três mil, duzentos e setenta e cinco euros e vinte e três cêntimos), o que equivale à distribuição de um valor de dividendo bruto por ação de 0,171 euros;
- Para resultados transitados o montante de 18.953.503,75 euros (dezoito milhões novecentos e cinquenta e três mil, quinhentos e três euros e setenta e cinco cêntimos).

TRANSPORTAR ENERGIA DE MUDANÇA

A missão da REN é assegurar um fornecimento de eletricidade e gás natural sem interrupções. Mas é também procurar novas formas de proteger o meio ambiente, apoiar e valorizar os nossos colaboradores, promover o diálogo e o envolvimento com a comunidade, contribuindo com responsabilidade para um futuro mais sustentável orientado pelas melhores práticas ambientais e sociais.



PRÉMIO REN

18 ANOS

INVESTIMENTO EM I&D

0,9 M€



+85,7%

PROCESSO DE AVALIAÇÃO
DE IMPACTO AMBIENTAL

04 SUSTENTABILIDADE NA REN



2013
PRÉMIO REGIONAL
AWARD
DA INTERNATIONAL
ASSOCIATION FOR
IMPACT ASSESSMENT - IAIA,

426.500
ÁRVORES
PLANTADAS
DE 2010 A 2013



FORMAÇÃO
EM 2013

41.225
horas de formação



▼ A REN RESPEITA O COMPROMISSO, DECORRENTE DA ADESÃO EM 2005 À INICIATIVA UNITED NATIONS GLOBAL COMPACT (UNGC), DE FORNECER INFORMAÇÃO SOBRE O PROGRESSO DA IMPLEMENTAÇÃO DOS DEZ PRINCÍPIOS RELATIVOS A DIREITOS HUMANOS, PRÁTICAS LABORAIS, PROTEÇÃO AMBIENTAL E ANTICORRUPÇÃO. ▼▼

LANÇAMENTO DO

Share

PROGRAMA DE VOLUNTARIADO CORPORATIVO

Nº DE COLABORADORES EFETIVOS

651



Uma aposta na inovação

CRIAÇÃO DO R&D NESTER,
QUE COLOCA PORTUGAL
NO CENTRO DA INVESTIGAÇÃO
INTERNACIONAL

04 SUSTENTABILIDADE NA REN

CONSTRUIR UM FUTURO MELHOR

PRINCIPAIS AÇÕES DESENVOLVIDAS, INDICADORES DE DESEMPENHO E RECONHECIMENTOS OBTIDOS.

4.1 ABORDAGEM DE SUSTENTABILIDADE

A informação de sustentabilidade disponibilizada neste relatório anual é referente ao ano de 2013 e abrange a atividade das empresas do Grupo REN - Rede Eléctrica Nacional S.A., REN Gasodutos S.A., REN Armazenagem S.A., REN Atlântico S.A., REN Trading S.A., REN Serviços S.A., REN TELECOM S.A. e Enondas S.A..

Este relatório foi elaborado de acordo com a terceira versão das diretrizes da Global Reporting Initiative (GRI), com base nos protocolos de indicadores gerais e no suplemento setorial para o setor elétrico, tendo-se adotado e respondido de forma completa aos requisitos correspondentes ao nível de aplicação A+ da GRI.

	C	C+	B	B+	A	A+
AUTODECLARAÇÃO						✓
VERIFICAÇÃO POR ENTIDADE EXTERNA						✓

A REN respeita o compromisso, decorrente da adesão em 2005 à iniciativa United Nations Global Compact (UNGC), de fornecer informação sobre o progresso da implementação dos dez princípios relativos a direitos humanos, práticas laborais, proteção ambiental e anticorrupção. Mais informação sobre esta iniciativa pode ser consultada no *website* da REN¹.

Em anexo é apresentada a tabela de correspondência entre os conteúdos deste relatório e os referenciais GRI e UNGC.

Este documento foi sujeito a verificação externa independente pela PricewaterhouseCoopers & Associados - Sociedade de Revisores Oficiais de Contas, Lda (PwC SROC), de acordo com os princípios da norma ISAE 3000 (International Standard on Assurance Engagements), considerando igualmente os princípios da norma AA1000AS (AccountAbility Assurance Standard - 2008), e com referência ao GRI e à norma AA1000APS (AccountAbility Principles Standard - 2008).

¹ www.ren.pt veja em REN>Sustentabilidade>Abordagem da REN
Declaração Política Responsabilidade Social ver em www.ren.pt/sustentabilidade/abordagem_da_ren/

AA1000APS AccountAbility Principles Standard (2008)

A aplicação dos princípios da norma AA1000APS, que a seguir se apresenta de forma sintética, teve reflexos nos vetores estratégicos bem como nos conteúdos do presente relatório.

- Inclusão (participação das partes interessadas no desenvolvimento e implementação da estratégia de sustentabilidade): foram definidas metodologias e processos para envolvimento e participação das várias partes interessadas, tal como descrito no capítulo «Diálogo com as partes interessadas» do R&C 2011. Os resultados foram integrados na revisão da estratégia de sustentabilidade da REN, facto também mencionado no capítulo referido.
- Relevância (determinação dos temas relevantes para a REN e para as partes interessadas): para a identificação dos temas relevantes foi efetuada uma análise de *benchmark* a empresas de referência e às principais tendências do setor, sendo também considerados os resultados da consulta às partes interessadas, realizada em 2011, tal como descrito no capítulo «Diálogo com as partes interessadas» do R&C 2011.
- Resposta (resposta da REN aos temas relevantes, através das suas decisões, ações, desempenho e comunicação): a REN procura responder às expectativas e preocupações demonstradas especificamente por cada parte interessada, de forma individual ou global. Este relatório e o *website* da REN ² constituem, em termos globais, as principais formas de comunicação utilizadas para divulgação da estratégia da empresa, suas iniciativas e desempenho alcançado.



A REN PROCURA RESPONDER ÀS EXPECTATIVAS E PREOCUPAÇÕES DEMONSTRADAS ESPECIFICAMENTE POR CADA PARTE INTERESSADA, DE FORMA INDIVIDUAL OU GLOBAL.



4.1.1 PARTES INTERESSADAS

A REN realiza periodicamente o exercício de identificação e avaliação das suas partes interessadas relevantes, de acordo com os princípios da norma AA1000APS - 2008.

Em 2011 foi efetuada uma revisão do mapeamento das partes interessadas, bem como a sua auscultação para reavaliação dos temas materialmente relevantes para a REN. Este processo, que é renovado ciclicamente com uma cadência média de três anos, visa melhorar a integração dos diferentes aspetos da sustentabilidade nos processos de negócio da empresa.

Na identificação e hierarquização das principais partes interessadas da REN, tem-se em consideração o binómio impacto de cada grupo de partes interessadas no processo de tomada de decisão da REN versus impacto da REN na atividade e desempenho desse mesmo grupo.

No âmbito do desenho de uma nova estratégia de sustentabilidade, iniciado em 2013, está a ser feita uma nova auscultação às partes interessadas da REN para actualização do seu mapeamento bem como para a identificação dos temas relevantes.

Para informação detalhada sobre o último processo de revisão consulte o *website* da REN².

² www.ren.pt

³ [www.ren.pt/REN/Sustentabilidade/Partes Interessadas](http://www.ren.pt/REN/Sustentabilidade/Partes%20Interessadas).

4.2 PRINCIPAIS AÇÕES DESENVOLVIDAS

RATING AAA EM CORPORATE GOVERNANCE NUM ESTUDO REALIZADO PELA UNIVERSIDADE CATÓLICA

É ainda de referir que a REN faz regularmente uma avaliação da qualidade percebida e do grau de satisfação dos seus clientes, entendidos estes como os utilizadores das suas infraestruturas ou destinatários dos serviços que presta nos domínios da eletricidade e do gás natural. Para o efeito, realiza estudos alinhados com a metodologia do ECSI (*European Customer Satisfaction Index*). Os resultados do último estudo estão disponíveis no *website* da REN⁴.

4.2 PRINCIPAIS AÇÕES DESENVOLVIDAS

A REN, enquanto empresa socialmente responsável, promove a responsabilidade ambiental e a conservação da natureza. A biodiversidade é, por isso, um dos valores mais importantes para a REN na avaliação do impacto das suas infraestruturas no meio ambiente. Reflexo disso mesmo, na construção de linhas de muita alta tensão, a REN tem como preocupação minimizar o impacto sobre a avifauna, instalando regularmente dispositivos anticollisão de aves e plataformas para promover a nidificação em locais apropriados.

Ao nível da conservação da natureza, a REN defende ativamente a preservação da nossa floresta através da limpeza dos corredores de segurança das suas linhas e participando em iniciativas de sensibilização da sociedade civil como o Movimento Eco. Ainda neste campo, através do programa de reflorestação, a REN já plantou mais de 420 mil árvores nos últimos anos e tem como meta chegar às 875 mil até 2017.

A REN privilegia uma relação com as comunidades locais e parceiros e, para tal, promove regularmente iniciativas com as populações para uma intervenção equilibrada na gestão do território. Reflexo do compromisso neste campo, a REN está entre as empresas que melhor disponibilizam informação sobre as políticas e atividade da empresa no domínio das alterações climáticas. O seu papel pioneiro foi reconhecido com o Prémio Regional Award, da International Association for Impact Assessment - IAIA, uma organização que promove as melhores práticas ambientais em 120 países do mundo.

Enquanto empresa ética e socialmente responsável, a REN foi reconhecida internacionalmente como Best Corporate Citizen pelas melhores práticas de cidadania corporativa. Assim, está entre as empresas que melhor cumprem as recomendações relativas ao governo das sociedades e em 2013 foi novamente classificada com triplo A em *corporate governance*, num estudo realizado pela Universidade Católica. É membro fundador do projeto GestaoTransparente.org, que pretende sensibilizar o setor empresarial e a sociedade civil para os problemas associados ao fenómeno da corrupção, assim como para as vantagens advenientes de uma identificação prévia dos seus riscos e implementação de políticas e ações internas e externas de promoção da transparência e combate à corrupção.

O desenvolvimento das comunidades envolventes e a preservação do património histórico e cultural é uma prioridade para a REN, que apoia o empreendedorismo e projetos socialmente relevantes para um desenvolvimento sustentável eficaz.

A gestão sustentável dos recursos humanos é de extrema importância para a REN, sendo o equilíbrio entre géneros uma meta cada vez mais real. A empresa desenvolve ainda uma política de formação orientada para o desenvolvimento organizacional e individual dos colaboradores, com 41.225 horas de formação em 2013, promovendo também ações de formação internas e apoios financeiros para a formação externa.

A participação de colaboradores da REN em iniciativas e ações de voluntariado empresarial, incentivando o espírito solidário e o trabalho em prol da comunidade, são incentivados, tendo sido criado um programa específico para esse efeito, o Programa Share.

⁴ www.ren.pt REN>Sustentabilidade>Partes Interessadas>Clientes>Avaliação da Satisfação.

4.3 INDICADORES DE DESEMPENHO

4.3.1 DESEMPENHO SOCIAL

4.3.1.1 GESTÃO E DESENVOLVIMENTO DO CAPITAL HUMANO

O plano de atividades de 2013 visou a continuidade da estratégia de recursos humanos na aposta de desenvolvimento de um modelo de gestão integrado, sustentado e alinhado com as necessidades de negócio. Foram reforçados os seguintes pilares:

- Cultura organizacional, pela promoção de atividades transversais às direções como forma de promoção da Missão, de Valores e da Cultura REN
- Alinhamento e desenvolvimento organizacional, visando a promoção da eficiência nas diversas atividades, a adequação da estrutura ao desenvolvimento do negócio, internacionalização e competitividade no setor
- Promoção de políticas e programas de desenvolvimento e retenção do talento crítico da REN, adaptados às necessidades de desenvolvimento organizacional e individual dos seus colaboradores
- Reconhecimento do mérito organizacional e individual
- Promoção da consistência da atividade da REN no vetor pessoas, assegurando equidade e articulação entre a totalidade das políticas definidas

Caraterização dos recursos humanos

Número de colaboradores

No final de 2013, o número de colaboradores assinalou uma redução de 8,7% face a 2012. A idade média e a antiguidade média mantiveram-se estáveis.

NÚMERO DE COLABORADORES	'11	'12	'13
COLABORADORES A TERMO E SEM TERMO	734	733	671
ESTAGIÁRIOS PROFISSIONAIS	5	2	5
TOTAL	739	735	676

	'11	'12	'13
IDADE MÉDIA	44,4	44,6	44,4
ANTIGUIDADE MÉDIA	16,8	16,9	16,9

TAXA DE ROTATIVIDADE

11,5%

Taxa de rotatividade

TAXA DE ROTATIVIDADE	'11	'12	'13
HOMENS	2,9%	3,4%	9,1%
MULHERES	1,3%	1,3%	2,4%
TOTAL	4,3%	4,7%	11,5%

TAXA DE ROTATIVIDADE POR FAIXA ETÁRIA	'11	'12	'13
ATÉ 30 ANOS	1,2%	0,5%	1,4%
DE 30 A 50 ANOS	1,1%	1,2%	2,3%
ACIMA DE 50 ANOS	2,0%	3,0%	7,8%
TOTAL	4,3%	4,7%	11,5%

A taxa de rotatividade em 2013 cresceu significativamente face a 2012, como reflexo do programa de pré-reformas levado a cabo no âmbito do objetivo de rejuvenescimento da organização.

Relativamente às situações de reforma, a REN prevê que cerca de 16% dos colaboradores da empresa passem à situação de reforma nos próximos cinco anos e que este valor aumente para cerca de 31% nos próximos dez anos.

DIVERSIDADE	'11	'12	'13
HOMENS	580	576	527
MULHERES	159	159	149
TOTAL	739	735	676
RÁCIO HOMEM/MULHER	21,5%	21,6%	22,0%

DIVERSIDADE (DIREÇÃO)	'11	'12	'13
HOMENS	30	31	22
MULHERES	8	9	8
TOTAL	38	40	30
RÁCIO HOMEM/MULHER	21,1%	22,5%	26,7%

De salientar o peso crescente dos colaboradores do género feminino na REN nos últimos anos, nomeadamente em funções de direção, subindo 5,6 p.p. nos últimos três anos. Este resultado reflete a política de equilíbrio entre géneros nas funções de direção da REN como uma mais-valia para a gestão.

O quadro seguinte representa a distribuição de colaboradores por género e categoria profissional, onde se reforça o peso crescente do género feminino nas funções de direção e gestão.

Distribuição de colaboradores por género e categoria profissional

GRUPO FUNCIONAL	'11	'12	'13
DIREÇÃO	38	40	30
FEMININO	8	9	8
MASCULINO	30	31	22
GESTÃO	60	59	48
FEMININO	10	9	10
MASCULINO	50	50	38
COORDENAÇÃO TÉCNICA / OPERACIONAL	43	45	27
FEMININO	3	1	2
MASCULINO	40	44	25
QUADROS TÉCNICOS	298	299	306
FEMININO	79	83	80
MASCULINO	219	216	226
OPERACIONAIS	217	208	194
FEMININO	5	3	3
MASCULINO	212	205	191
ADMINISTRATIVOS	83	84	71
FEMININO	54	54	46
MASCULINO	29	30	25
TOTAL	739	735	676

DISTRIBUIÇÃO POR FAIXA ETÁRIA (DIREÇÃO)	'11	'12	'13
ATÉ 30 ANOS	0	0	0
DE 30 A 50 ANOS	13	17	14
ACIMA DE 50 ANOS	25	23	16
TOTAL	38	40	30

DISTRIBUIÇÃO POR FAIXA ETÁRIA (GESTÃO)	'11	'12	'13
ATÉ 30 ANOS	0	1	1
DE 30 A 50 ANOS	34	36	29
ACIMA DE 50 ANOS	26	22	18
TOTAL	60	59	48

DISTRIBUIÇÃO POR FAIXA ETÁRIA (RESTANTES COLABORADORES)

'11 '12 '13

	'11	'12	'13
ATÉ 30 ANOS	86	80	72
DE 30 A 50 ANOS	318	318	316
ACIMA DE 50 ANOS	237	238	210
TOTAL	641	636	598

De acordo com a tendência global, é nas funções de gestão de topo (direção) que a faixa etária se concentra nos níveis mais elevados. O esforço de rejuvenescimento tem impacto sobretudo nos colaboradores de funções de gestão intermédia e restantes, que estão maioritariamente entre os 30 e os 50 anos.

NÚMERO DE COLABORADORES

'11 '12 '13

	'11	'12	'13
EFETIVOS	696	692	651
CONTRATO A TERMO	38	41	20
ESTAGIÁRIOS	5	2	5
TOTAL	739	735	676

A política de contratação da REN, bem como a consistência e maturidade da atividade, reflete-se no tipo de relação contratual, sendo que a maioria dos colaboradores da REN são efetivos.

PROGRAMAS DE RECURSOS HUMANOS

A REN oferece oportunidades de aprendizagem e aposta no desenvolvimento dos seus colaboradores



Qualificações académicas

QUALIFICAÇÕES ACADÉMICAS	'11	'12	'13
DOUTORAMENTO	1	1	1
FEMININO	0	0	0
MASCULINO	1	1	1
MESTRADO	59	67	78
FEMININO	15	17	23
MASCULINO	44	50	55
LICENCIATURA	318	322	294
FEMININO	90	91	83
MASCULINO	228	231	211
BACHARELATO	27	26	22
FEMININO	2	1	1
MASCULINO	25	25	21
SECUNDÁRIO	225	223	207
FEMININO	31	30	28
MASCULINO	194	193	179
3º CICLO	74	63	49
FEMININO	17	16	11
MASCULINO	57	47	38
2º CICLO	18	18	15
FEMININO	4	4	3
MASCULINO	14	14	12
1º CICLO	17	15	10
FEMININO	0	0	0
MASCULINO	17	15	10
TOTAL	739	735	676
LICENCIADOS	55%	56%	58%
NÃO LICENCIADOS	45%	44%	42%

O nível de qualificação da REN continua a aumentar de forma sustentada pela aposta na integração de quadros superiores, de acordo com as novas necessidades de negócio e desafios da REN.

4.3.1.2 DESENVOLVIMENTO PESSOAL E PROFISSIONAL

Programa Trainee REN

Em 2013, a REN deu continuidade ao Programa Trainee REN, o qual visa dotar a empresa dos melhores e mais adequados recursos humanos. Este é composto por estágios profissionais, académicos e de verão, tendo os estagiários sempre a oportunidade de desenvolver projetos específicos e que sejam criadores de valor para as áreas e formativos para os próprios.

No âmbito dos estágios profissionais em *job rotation*, é lançado anualmente um desafio extra ao seu plano de estágio. Em 2013 o desafio foi o desenvolvimento do edifício e dos conteúdos da REN na plataforma virtual externa Talent City.

TOTAL DE ESTÁGIOS

36

Testemunho:

«Uma empresa que ofereça diversas oportunidades de aprendizagem e que aposta no desenvolvimento dos seus colaboradores é o local indicado para se iniciar uma carreira. E na REN, os programas de estágio em regime de job rotation potenciam esses momentos de aprendizagem e permitem ter uma noção prática do que se realiza em cada área.»

Dianne Gomes (trainee REN 2013 - atual quadro técnico da direção de gestão financeira)

Dados relevantes do Programa Trainee 2013:

INDICADORES		'13
ESTÁGIOS PROFISSIONAIS		10*
ESTÁGIOS ACADÉMICOS		15
ESTÁGIOS DE VERÃO		11
TOTAL		36

* nove Estágios em *job rotation*

Programa viva

Ao longo dos três anos de existência do Programa Viva (Acolhimento e Integração), a REN faz um balanço positivo sobre as sete sessões realizadas, com taxas de participação e satisfação acima dos 85%. A participação é aberta a novos e a atuais colaboradores que queiram conhecer melhor a REN e as suas áreas de negócio, o que a empresa faz e como o faz, bem como proporcionar o contacto e *network* entre os colaboradores.

INDICADORES		'13
Nº SESSÕES		2
TAXA DE SATISFAÇÃO (%)		88%

FORMAÇÃO

+41
MIL HORAS

Programa formar

O Programa Formar da REN constitui um fator crítico para o sucesso da empresa. Este pretende assegurar a aprendizagem e o desenvolvimento permanentes dos colaboradores da empresa, de acordo com as necessidades transversais e específicas das funções e das áreas, em alinhamento com os valores e estratégia da empresa.

Como processo de desenvolvimento contínuo, a REN define um programa de formação anual, onde inclui ações transversais, específicas, comparticipação de formação, seminários, congressos e conferências. Em 2013, foi feita uma aposta clara na qualificação dos quadros técnicos, na formação técnica e na formação interna.

Em termos transversais, em 2013 é de destacar a implementação de dois novos programas de desenvolvimento alinhados com a estratégia organizacional e adaptados às necessidades dos Colaboradores: o Energy Academy e o Programa Geral de Gestão. Estes programas têm como objetivo o desenvolvimento de competências de gestão e liderança, fundamentais para assegurar a retenção e o desenvolvimento do talento na REN, proporcionando experiências que

inspirem os colaboradores a fazer mais e melhor. É objetivo da REN alargar e dar continuidade a este tipo de programas durante os próximos anos, nunca esquecendo as especificidades e características dos grupos abrangidos.

Outra ação com impacto transversal foi a realização dos Team Offsite. Estes tinham como objetivo alinhar e promover uma maior proximidade entre as equipas e os seus líderes, através de ações de *teambuilding* que pretenderam reforçar o espírito de equipa e criar uma atitude positiva nos colaboradores REN.

Testemunho:

«Havia muita curiosidade e, de uma forma geral, as atividades foram ao encontro dos interesses pessoais e do objetivo do encontro, que era partilhar a ideia da necessidade de melhorar continuamente a comunicação entre as diferentes áreas desta direção».

Isabel Fernandes (estudos e regulação)

Foram ainda realizados os habituais Encontros REN, em formato de conferências, com oradores de reconhecido mérito académico e profissional que partilharam a sua experiência sobre temas relevantes numa perspetiva de aprendizagem contínua e de transformação permanente.

Este ano foi também feita uma aposta clara na formação em formato *e-learning*, para cursos com temas transversais e do interesse de todos. A opção por este formato resultou do facto de se tratar de uma ferramenta de aprendizagem flexível ao nível de horários, datas e locais, bastando para tal um computador e uma ligação à internet.

Dados relevantes do Programa Formar 2013:

FORMAÇÃO	'11	'12	'13
Nº DE HORAS DE FORMAÇÃO	31.241	46.882	41.225
Nº DE PARTICIPANTES	2.256	3.324	3.576
Nº DE HORAS DE FORMAÇÃO POR COLABORADOR	41,9	63,1	61

ÁREA DE FORMAÇÃO (N.º DE HORAS)	'11	'12	'13
COMPORTAMENTAL	13.551	4.909	8.635
TÉCNICA	15.079	37.350	28.161
QAS	2.611	4.623	4.430
TOTAL	31.241	46.882	41.225

ÁREA DE FORMAÇÃO (N.º DE PARTICIPANTES)	'11	'12	'13
COMPORTAMENTAL	1.017	425	1.409
TÉCNICA	783	2.552	1.357
QAS	456	347	810
TOTAL	2.256	3.324	3.576

GRUPO FUNCIONAL (N.º DE HORAS)	'11	'12	'13
DIREÇÃO	1.869	1.751	1.502
GESTÃO	3.885	3.527	2.613
COORDENAÇÃO TÉCNICA / OPERACIONAL	2.088	2.340	1.405
QUADROS TÉCNICOS	11.406	22.920	25.423
OPERACIONAIS	9.421	13.244	7.366
ADMINISTRATIVOS	2.571	3.101	2.915
TOTAL	31.241	46.882	41.225

TAXA DE SATISFAÇÃO

88%

A REN faz a avaliação da satisfação e da eficácia de todas as formações realizadas, cujos resultados contribuem para o desenvolvimento de ações de formação futuras.

	'11	'12	'13
AVALIAÇÃO DA SATISFAÇÃO	83%	87%	88%
AVALIAÇÃO DE EFICÁCIA		81%	80%

A REN promoveu ainda 36 cursos de formação internos e concedeu 12 apoios financeiros para formação externa.

Programa STAR - Gestão do desempenho

O Programa Star - Gestão do Desempenho completou em 2013 o terceiro ciclo de avaliação, e de modo a refletir as mudanças que ocorreram na empresa nos últimos três anos ao nível de negócio, gestão, estrutura, mercado e ambição, foram feitas melhorias ao atual modelo de gestão de desempenho. Tais melhorias visam garantir que este continua a ser um instrumento fulcral no alinhamento entre os objetivos da REN, das direções e de cada colaborador, e no reconhecimento do desempenho e do potencial dos colaboradores. Passada a fase de revisão, 2014 será o ano de aplicação do novo modelo.

INDICADORES

AVALIAÇÃO

N.º DE COLABORADORES ABRANGIDOS	723
% AVALIAÇÕES CONCLUÍDAS	100%
MÉDIA - AVALIAÇÕES FINAIS	3,68
% PRÉMIOS CALCULADOS FACE AO N.º AVALIADOS	95%

Gestão do conhecimento

O Projeto de Gestão do Conhecimento, iniciado em 2011, com o intuito de implementar um programa de gestão integrada de talento, produziu os seus primeiros resultados em 2012, com o mapeamento dos talentos existentes na REN. Em 2013 a REN apostou na retenção e no desenvolvimento dos seus talentos, com a implementação dos programas de formação Energy Academy e Programa Geral de Gestão, com a duração de 18 e 12 meses, respetivamente, que abrangem cerca de 60 colaboradores.

Networx

A REN lançou em 2013 uma nova plataforma de colaboração multiplataforma que permite aos colaboradores da REN trabalhar dentro e fora da empresa, o NetworX. Agrega quatro ferramentas essenciais: a BOX, um espaço pessoal de acesso a documentos, que permite carregar ficheiros, editá-los e organizá-los; as Team Rooms, um espaço de partilha de trabalho em equipa, com acesso *online* e *offline*; o Search, um motor de busca que permite procurar dentro da plataforma toda a informação que seja necessária; e o Lync, uma plataforma de comunicações unificadas que permite enviar mensagens a todos os colaboradores da empresa, fazer chamadas, videoconferências ou fazer reuniões virtuais com apresentações. Esta funcionalidade permite aos colaboradores da REN trabalharem a partir de casa conciliando a sua vida pessoal com a sua vida profissional.

Benefícios e Diálogo social

Ainda em 2012, a REN tomou a decisão de propor aos sindicatos com representação na empresa um novo modelo de convenção coletiva. Durante 2013 iniciaram-se as negociações da nova convenção coletiva com oito organizações sindicais que manifestaram interesse na negociação, das quais duas apresentaram contraproposta formal.

Realizaram-se 60 reuniões de negociação com as organizações sindicais envolvidas, tendo as mesmas decorrido num clima de diálogo construtivo com a obtenção de acordos significativos que permitiram estreitar a negociação.

Com a negociação desta nova convenção coletiva, a REN tem por objetivos, implementar uma política global de RH que permita alargar a universalidade e equidade em matérias de organização do trabalho, benefícios, funções, carreiras e retribuição, com a perspetiva de proporcionar uma maior flexibilidade de gestão e propiciar um clima social e laboral favorável ao desenvolvimento do negócio garantindo a sua sustentabilidade. Em termos de benefícios, em 2013 foram aplicados os seguintes:

BENEFÍCIOS	ACORDO COLETIVO DE TRABALHO (ACT)	CONTRATO INDIVIDUAL DE TRABALHO (CIT)
SEGURO DE ACIDENTES DE TRABALHO	X	X
SEGURO DE ACIDENTES PESSOAIS	X	
PLANO DE SAÚDE	X	X
SEGURO DE VIDA		
FUNDO DE PENSÕES	X	
ELETRICIDADE A PREÇOS REDUZIDOS	X	

Ainda no âmbito da negociação da nova convenção coletiva, os trabalhadores do Grupo REN foram envolvidos pelas organizações sindicais na discussão das matérias em negociação através da realização de reuniões plenárias que tiveram adesão significativa e que decorreram num clima construtivo e de expectativa face à negociação em curso. Durante o ano de 2013 não se verificaram conflitos sociais ou greves na REN.

Na sua prática de gestão das relações com os parceiros sociais, a REN mantém a prática da realização de reuniões regulares com a Comissão de Trabalhadores. Em 2013 realizaram-se 10 reuniões formais e diversas reuniões informais sendo igualmente de notar também o clima de diálogo construtivo.

Temas de relevo para a organização, como a implementação de novas estruturas organizativas, o pedido de pareceres sobre regulamentos internos ou sobre a implementação de sistemas de vigilância e controlo com impacto na esfera do trabalhador, e a apresentação de novos projetos no âmbito da gestão de recursos humanos, inovação e comunicação, foram objeto de análise e debate com a Comissão de Trabalhadores e são exemplos do clima de diálogo que a REN tem vindo a promover.

Do universo de colaboradores da REN, em 2013, 54,6% estavam abrangidos por um acordo coletivo de trabalho (ACT), e 46,3% eram sindicalizados.

	'11	'12	'13
% SINDICALIZADOS	46,8%	47,3%	46,3%
% ACT	59,3%	57,1%	54,6%

4.3.1.3 SEGURANÇA E SAÚDE

A consciência de que um ambiente seguro e saudável constitui um fator determinante para a satisfação das várias partes interessadas conduz ao compromisso da REN numa gestão eficaz da segurança e saúde no trabalho.

O sistema de gestão da segurança e saúde no trabalho está certificado por uma entidade acreditada e abrange a maioria das empresas do Grupo. O seu principal objetivo é prevenir a ocorrência de acidentes e doenças profissionais que envolvam quer os trabalhadores da empresa, quer os trabalhadores dos empreiteiros e dos prestadores de serviços que com a REN colaboram.

Segurança

Na REN a gestão dos riscos com um nível de severidade elevado para a saúde e segurança dos seus colaboradores, bem como dos colaboradores dos seus empreiteiros e prestadores de serviços, merece especial atenção. Por esta razão, a REN empenha-se particularmente no desenvolvimento e promoção de medidas de prevenção ou mitigação destes mesmos riscos.

Com o objetivo de combater a sinistralidade, são implementadas políticas, seguidos procedimentos de segurança e asseguradas as melhores práticas nesta matéria, nomeadamente através da realização de inúmeras ações de formação e de rigoroso acompanhamento das atividades desenvolvidas de forma a garantir um exigente controlo operacional. A análise dos acidentes ocorridos permite que se proceda a uma avaliação dos riscos inerentes às atividades em que estes ocorreram, estabelecendo qual o nível de risco associado, bem como à sua reavaliação nos casos em que se verifique recorrência.

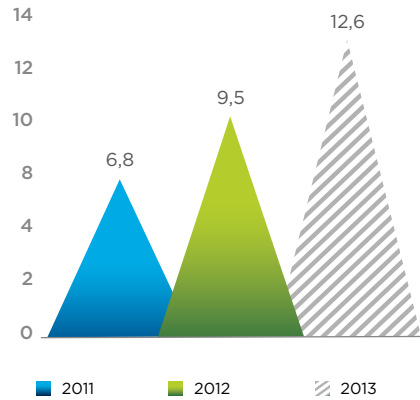
Em 2013, houve mais dois acidentes do que em 2012. Dos acidentes verificados em 2013, apenas cinco tiveram baixa associada, sendo que mais de metade ocorreram *in itinere*, onde se inclui o acidente mortal.

EMPRESA	N.º MÉDIO DE TRABALHADORES*	N.º HORAS TRABALHADAS	N.º DE ACIDENTES		DIAS PERDIDOS
			MORTAIS	N MORTAIS	
REN ELÉCTRICA	273	460.902	1(a)	4	10
REN SERVIÇOS	239	357.939	0	3	80
REN GASODUTOS	100	182.143	0	1	60
REN ATLÂNTICO	33	62.301	0	1	0
REN ARMAZENAGEM	8	13.267	0	0	0
REN TRADING	5	9.010	0	0	0
REN TELECOM	4	5.918	0	0	0
ENONDAS	2	2.255	0	0	0
REN SGPS	44	68.557	0	0	18
TOTAL REN	709	1.162.290	1	9	168
PRESTADORES SERVIÇO E EMPREITEIROS	1.443	2.628.459	0	44	1.508

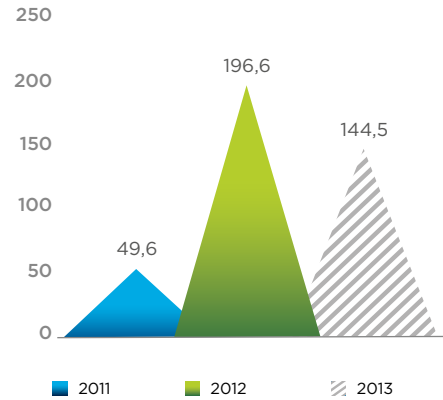
*Este é o número médio de trabalhadores e não o número efetivo a 31 de dezembro de 2013.

(a) o acidente mortal ocorreu *in itinere* (trajeto casa-trabalho-casa)

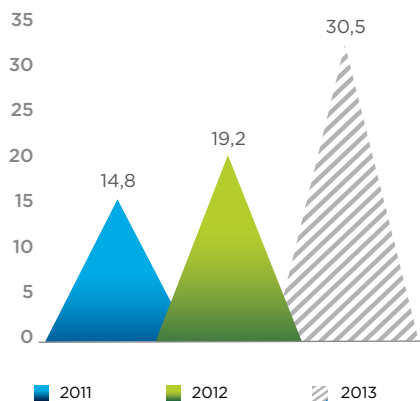
ÍNDICE DE INCIDÊNCIA - REN



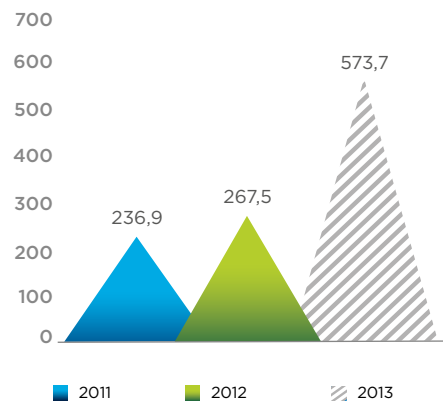
ÍNDICE DE GRAVIDADE - REN



ÍNDICE DE INCIDÊNCIA - PRESTADORES DE SERVIÇO



ÍNDICE DE GRAVIDADE - PRESTADORES DE SERVIÇO



O índice de gravidade da REN teve um decréscimo relativamente ao ano anterior, motivado pela diminuição dos dias perdidos (menos 70 perdidos face a 2012). Relativamente aos índices de sinistralidade dos empreiteiros e prestadores de serviço houve um aumento no número de acidentes (mais 16), tendo-se verificado igualmente um aumento do número de dias perdidos (mais 844).

Em 2013, aproximadamente 33% dos empreiteiros e prestadores de serviços da REN tinham sistemas de gestão de segurança implementados e certificados, segundo as normas OHSAS 18001/NP 4397.

Durante o ano de 2013, a REN promoveu ações de formação e sensibilização em segurança, envolvendo 133 empreiteiros e prestadores de serviço.

No âmbito dos procedimentos de segurança e resposta a situações de emergência, a REN promove e participa regularmente em exercícios e simulacros, com o objetivo de testar a eficácia e melhorar os seus procedimentos.

No dia 20 de dezembro realizou-se, no terminal de GNL de Sines, um simulacro com o objetivo de testar, treinar e melhorar os procedimentos de resposta a emergências e de proteção, bem como ensaiar e testar os meios de alerta, melhorar a eficiência da coordenação entre a brigada de primeira intervenção (BPI) do terminal e a equipa de intervenção da administração do porto de Sines (APS).

EM 2013, APROXIMADAMENTE 33% DOS EMPREITEIROS E PRESTADORES DE SERVIÇOS DA REN TINHAM SISTEMAS DE GESTÃO DE SEGURANÇA IMPLEMENTADOS E CERTIFICADOS, SEGUNDO AS NORMAS OHSAS 18001/NP 4397

A fim de treinar, testar os procedimentos do planos de emergência, verificar a adequação dos meios de comunicação e de combate a incêndios, e promover atitudes e perícias das equipas de resposta a emergências. Realizaram também, durante o ano, seis exercícios de treino para cada um dos seis cenários selecionados do PEI. Estes exercícios têm igualmente conduzido a melhorias internas, ou à solidificação das capacidades de resposta à emergência do terminal de GNL de Sines.

No dia 19 de dezembro, pelas 10 horas, realizou-se na REN Armazenagem no Carriço um simulacro com o objetivo de testar e treinar os procedimentos implementados para a resposta a emergências. Para o efeito, foi simulada uma situação anómala que obrigou à adoção das ações estabelecidas para resposta a situações desta natureza, as quais englobam a primeira e segunda intervenção de combate a incêndio e à regularização técnica para restabelecimento das condições normais de funcionamento das instalações.

Mais informação sobre este tema pode ser consultada no *website* da REN⁵.

TAXA DE ABSENTISMO

2,7%

Saúde

Todos os colaboradores efetivos da REN estão abrangidos por um sistema de saúde.

Sendo a garantia de boas condições e saúde no trabalho uma constante preocupação da REN, esta proporciona a realização de exames e análises clínicas complementares no âmbito da medicina do trabalho, de forma a possibilitar uma ação preventiva ao nível da saúde dos seus colaboradores.

Salientam-se os aspetos mais relevantes em 2013:

- Cumprimento do plano obrigatório de exames médicos
- 415 atos auxiliares de diagnóstico
- 445 atos médicos
- 415 atos de enfermagem
- Visitas dos médicos aos locais de trabalho

A taxa de absentismo tem-se mantido constante nos últimos anos, situando-se aproximadamente nos 3%.

	'11	'12	'13
TAXA DE ABSENTISMO	3,1%	2,9%	2,7%

INICIATIVAS

25

Programa Saudável

Após o lançamento do Programa Saudável em 2012, com o intuito de promover o bem-estar, a saúde e a melhoria da qualidade de vida dos colaboradores, 2013 foi o ano de consolidação do programa com o desafio de manter o nível de satisfação atingido.

Este programa contribuiu para um maior compromisso do colaborador para com a empresa e para o aumento/melhoria do clima e ambiente de trabalho, das relações humanas e da produtividade e desempenho das funções.

⁵ www.ren.pt veja em REN>Sustentabilidade>Partes Interessadas>Recursos Humanos>Segurança.

Este ano foram realizadas diferentes iniciativas de intervenção, entre as quais destacamos os *workshops*, a informação divulgada via *intranet* e as atividades diferenciadas de acordo com os locais de trabalho, nomeadamente as sessões de ginástica laboral e *chair massage*, que tiveram uma elevada taxa de participação e permitiram não só informar mas também colocar em prática alguns dos conhecimentos adquiridos nas sessões.

Os temas desenvolvidos foram diversos e transversais:

- A saúde da mulher
- Dia Nacional de Prevenção do Cancro da Mama
- Ginástica laboral
- *Chair massage*
- Curso de primeiros socorros pediátricos
- As famílias e as novas tecnologias
- Consultas de nutrição
- Dia Mundial da Alimentação
- Cozinha saudável e divertida
- Doação de sangue

Dados relevantes do Programa Saudável 2013:

INDICADORES

'13

N.º DE INICIATIVAS	25
N.º DE PARTICIPAÇÕES	215
TAXA DE SATISFAÇÃO	91%

PROPRIETÁRIOS CONTACTADOS

2.700

4.3.1.4 RELACIONAMENTO COM A COMUNIDADE

Proprietários

A relação com os proprietários é de extrema relevância para a REN. Em 2013 foram contactados 2.700 proprietários de terrenos atravessados por novos troços das redes de transporte de eletricidade de projetos em curso, inseridos nos planos de desenvolvimento e investimento da REN. Foram também adquiridas 23 propriedades para a instalação de outras infraestruturas elétricas e de gás natural. Com esta expansão, a base de dados de proprietários da REN continua, no final de 2013, cerca de 68.000 registos, o que, por si só, evidencia a importância deste grupo de partes interessadas da empresa, tendo em consideração a reduzida dimensão da área geográfica do país em comparação com a maior parte dos países europeus.

A REN atua sempre procurando compatibilizar quer a instalação quer a exploração das suas infraestruturas com os legítimos interesses das outras partes interessadas.

Mais informação sobre este tema pode ser consultada no *website* da REN⁶.

Apoio à comunidade

Consciente da sua responsabilidade no domínio da cidadania empresarial, e fiel ao compromisso de manter e aperfeiçoar um modelo de gestão ética e socialmente responsável, a REN apoiou em 2013 um conjunto de iniciativas relevantes da comunidade em diversos domínios: social, cultural, ambiental e desportivo.

⁶ www.ren.pt veja em REN>Sustentabilidade>Partes Interessadas>Comunidade>Proprietários de terrenos e servidões

Destaque para o desenvolvimento de competências através do Prémio REN (reformulado em 2013 de modo a abranger as várias áreas do conhecimento), que distingue as melhores teses de mestrado das universidades portuguesas, ou o apoio ao The Lisbon MBA, do qual a REN é membro fundador, e à Sociedade Portuguesa de Física, através do Projeto Medea IV. Realce ainda para a parceria com o The Next Big idea, programa televisivo de incentivo ao empreendedorismo que visa a promoção de ideias inovadoras, e ao Explorers Festival, o maior festival nacional de empreendedorismo, que juntou mais de 1000 participantes em Lisboa, vindos de todo o mundo.

Ainda no âmbito da sua política de proximidade em relação às comunidades locais onde existem infraestruturas da empresa, a REN procura atuar como entidade socialmente responsável, designadamente em matéria de preservação do ambiente e do património histórico e cultural, e manifesta, igualmente, compreensão pelos interesses legítimos das populações das áreas envolventes. Este trabalho é feito, quer através do apoio a iniciativas da sociedade civil, cuja concretização em muito depende deste tipo de contributo, quer do apoio e participação em projetos de preservação, inseridos no âmbito de medidas de minimização de impacto ambiental e patrimonial, ou, até mesmo, de ações promovidas pela empresa no domínio da divulgação e sensibilização ambiental. Exemplo disso mesmo é, entre outros, o plano de reflorestação, para o qual a REN já contribuiu com a plantação de mais de 400 mil árvores em Portugal, envolvendo sempre que possível alunos de escolas locais.

Numa perspetiva de apoio a causas de natureza social e de combate às desigualdades e aos problemas que mais afetam a sociedade, o espírito solidário da REN materializou-se de diversas formas. Destaque para o estabelecimento de parcerias com diversas instituições de solidariedade social, como por exemplo a Federação dos Bancos Alimentares, a adesão ao Movimento Zero Desperdício e, a nível internacional, a manutenção do apoio ao Alto Comissariado das Nações Unidas para os Refugiados. Uma nota ainda para o apoio concedido ao Comité Olímpico de Portugal, no âmbito do programa de preparação para os Jogos Olímpicos de 2016, e ao Comité Paralímpico de Portugal, no âmbito da preparação para os Jogos Paralímpicos Rio 2016 e do programa de preparação dos jogos Surdolímpicos Ancara 2017.

Destaque ainda para o lançamento do programa de voluntariado corporativo Share, assente em três eixos de atuação - educação, ambiente e solidariedade - e que visa colocar as competências e o tempo dos colaboradores ao serviço da comunidade, dos quais são exemplo a limpeza da Tapada Nacional de Mafra e ações mensais junto da Comunidade Vida e Paz.

Internamente, a REN desenvolveu várias iniciativas tendo em vista o desenvolvimento do clima organizacional, como por exemplo reportagens de equipa transversais a todas as áreas do negócio, reportagens sobre a vida dos colaboradores fora do âmbito profissional ou ações de incentivo a colaboradores.

Mais informação sobre este tema pode ser consultada no *website* da REN⁷.

LANÇAMENTO DO PROGRAMA SHARE VOLUNTARIADO CORPORATIVO

CRIADO CENTRO DE INVESTIGAÇÃO E DESENVOLVIMENTO EM ENERGIA - R&D NESTER

4.3.1.5 INOVAÇÃO, INVESTIGAÇÃO E TECNOLOGIA

Iniciativas

Criação do centro de investigação em energia ren-state grid

Em fevereiro de 2013, a REN - Redes Energéticas Nacionais assinou um acordo com o CEPRI⁸- China Electric Power Research Institute (em representação da State Grid International Development), para a constituição de um centro de investigação e desenvolvimento em Portugal, dedicado à área da energia.

⁷ www.ren.pt veja em REN>Sustentabilidade>Partes Interessadas>Comunidade>Apoio científico, cultural e social

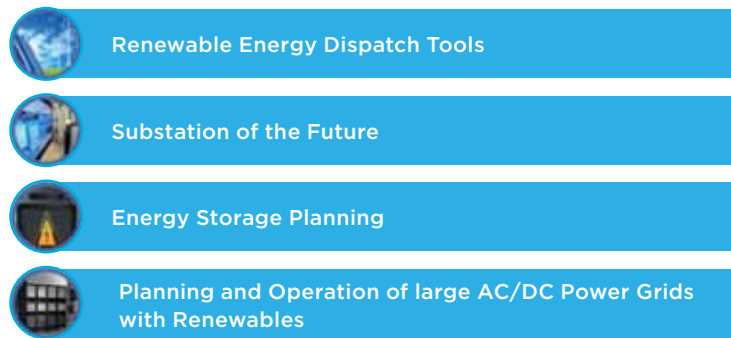
⁸ O CEPRI, criado em 1951, é um Instituto de investigação filiado à State Grid Corporation of China. Até final de julho de 2008, o CEPRI tinha 3.227 trabalhadores no total, incluindo 2.344 engenheiros, 151 funcionários com doutoramentos, 853 com mestrado, 98 bolsiros de investigação em engenharia, 373 engenheiros e 17 supervisores de doutoramentos.

Em maio foi formalmente criada a empresa Centro de Investigação em Energia REN-State Grid, S.A. e em junho, numa cerimônia pública, foi apresentada a marca do novo Centro de Investigação e Desenvolvimento em Energia – R&D Nester e respetivo *website*.

O centro, que contará com a colaboração de universidades de prestígio no setor da energia, indústria local e instituições de I&D internacionais, pretende tornar-se uma plataforma de conhecimento internacional de desenvolvimento de soluções e ferramentas inovadoras aplicadas à operação e planeamento das redes de transporte de energia, nomeadamente em quatro áreas: simulação de sistemas de energia; gestão da integração em redes de fontes de energia renovável; tecnologias para redes inteligentes; e economia e mercados de energia.

Desde julho que o Nester tem as suas atividades em curso, e conta já com uma equipa de 14 colaboradores de nacionalidades portuguesa e chinesa.

Centrada no desenvolvimento e gestão de projetos inovadores no setor energético, a atual equipa, liderada por Nuno Souza e Silva, integra cinco investigadores a tempo inteiro e cinco a tempo parcial, afetos ao desenvolvimento, de quatro projetos já em curso:



Investimento em I&D e candidaturas a programas de incentivos fiscais

Como medida altamente identificável na estratégia da empresa, a REN prossegue com atividades na área de I&D e com o desenvolvimento e implementação de novos projetos como uma alavanca no encontro de soluções prontas para o exercício pleno da atividade da empresa.

Em resultado das atividades e projetos desenvolvidos, foram publicados diversos artigos científicos e/ou efetuadas comunicações, tendo-se também participado ativamente em conferências internacionais e em inúmeros grupos de trabalho de organizações e associações sobre assuntos vanguardistas e em fóruns de debate nomeadamente para o setor de eletricidade e gás.

No âmbito das atividades de I&D desenvolvidas, e à semelhança de anos anteriores, o Grupo REN submeteu três candidaturas ao programa de financiamento SIFIDE (Sistema de Incentivos Fiscais à I&D Empresarial), respeitante às atividades de I&D que decorreram durante o exercício fiscal de 2012 nas empresas REN-Rede Eléctrica Nacional, REN Gasodutos e REN Serviços.

Neste contexto, foram identificados 17 projetos de I&D, representando um investimento para a empresa na ordem dos 0,9 milhões de euros. São projetos de âmbito nacional e europeu, visando sempre novas soluções diferenciadoras com impacto no desempenho das redes energéticas e que contou com a participação de um n.º elevado de colaboradores nas mais diversas funções. Destacam-se quatro projetos que foram, pela primeira vez, alvo de candidatura a este programa de financiamento, tendo sido avaliados pela comissão certificadora do SIFIDE como elegíveis em matéria de I&D.

PROJETOS DE I&D

17

A nível internacional e no âmbito do 7.º Programa Quadro:

1) Projeto e-Highway2050 - European Electricity Highway System 2050 -

Aprovado em 2012 pela Comissão Europeia e com uma duração prevista de três anos, tem por objetivo desenvolver as bases de uma expansão modular e robusta das redes pan-europeias de transmissão de energia elétrica entre 2020 e 2050, atentos aos três pilares da política energética europeia.

2) Projeto iTESLA - Innovative Tools for Electrical System security within Large

Areas - Tem por objetivo desenvolver e validar uma toolbox flexível que, no horizonte 2015, permita apoiar a futura operação das redes pan-europeias de transmissão de energia elétrica, promovendo o aumento da coordenação/harmonização dos procedimentos de operação entre os operadores das redes. Com início em 2012, estima-se a sua conclusão em 2015.

A nível Nacional:

3) Na área de planeamento de redes de transporte de electricidade, o Projeto REN_EECT - Estudo de estabilidade transitória e de controlo de tensão da RNT no horizonte 2014,

decorreu durante o ano 2012 em parceria com o INESC Porto. Teve como questões centrais a garantia de segurança e de estabilidade da RNT e a necessidade de proporcionar condições para a ligação de novos centros eletroprodutores eólicos. Nesse sentido, no projeto avaliou-se a necessidade da colocação de uma classe específica de dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission Systems) sobre a RNT. Estes dispositivos permitem controlar a tensão e suportar potência reativa em regime permanente, bem como prestar um suporte de tensão na sequência de curto-circuitos que possam ocorrer na RNT. Desta forma é possível reduzir ou evitar cortes de potência eólica e contribuir para a melhoria das condições de estabilidade da rede.

4) Na área de gestão de ativos das redes de transportes de gás, iniciou-se em 2012 o Projeto REN-MICPC - Modelo para injeção de corrente em sistema de proteção catódica, com vista ao desenvolvimento de um modelo matemático para controlar em tempo real toda a infraestrutura da RNTGN, visando otimizar o sistema de proteção catódica, prevendo e antecipando pontos de corrosão. Prevê-se que este projeto tenha a duração de quatro anos.

Em 2013 a REN procedeu à refundação e alargamento do Prémio REN, tendo para o efeito realizado um *roadshow* de apresentação do novo regulamento, em seis instituições de prestígio científico e académico, designadamente Instituto Superior Técnico, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, Instituto Superior de Economia e Gestão, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa e Programa MIT Portugal.

Volvidos cerca de 18 anos desde o início do Prémio REN, a empresa decidiu refundá-lo no sentido de renovar a aposta na inovação dos sistemas de energia, assim como abranger candidatos provenientes de um espectro mais alargado de áreas. Desta forma, a nova edição do Prémio REN resultará seguramente num processo mais participado, mas também mais diversificado tematicamente.

Para sedimentar a nova edição do Prémio REN, foi constituído um novo júri e o regulamento foi atualizado. Como é apanágio da REN, a ligação ao sistema científico e tecnológico português assume uma importância estratégica, materializada na elevada qualidade dos membros do júri deste prémio. Espera-se que, uma vez mais, a qualidade do ensino superior em Portugal se vá refletir na qualidade dos trabalhos apresentados.

Parcerias com instituições de I&D

Como tem sido hábito, faz da parte da política da REN o desenvolvimento de projetos em parceria com instituições académicas e organismos de I&D nacionais e/ou internacionais, nomeadamente com entidades reconhecidas pelo Sistema Científico e Tecnológico Nacional (SCTN), conseguindo-se assim uma salutar partilha de experiências e *know-how* entre o meio empresarial e o académico.

A exemplo disso, durante 2012 estabeleceu-se uma parceria com o INESC Porto (Projeto REN_EECT - Estudo de Estabilidade Transitória e de Controlo de Tensão da RNT no Horizonte 2014; Projeto REN_RNT- Recepção de potência nos nós da RNT), com o IST - Instituto Superior Técnico, da Universidade de Lisboa (Projeto REN - Smart DIP, Previsão estocástica da magnitude e duração de cavas de tensão em redes de transporte de energia eléctrica), com a FFUL - Faculdade de Farmácia da Universidade de Lisboa (Projeto REN-CEM campos electromagnéticos) e com o Instituto Superior Técnico, da Universidade de Aveiro (Projeto REN-PPE previsão da produção eólica).

Colaboração em programas nacionais e internacionais no âmbito da I&D e da inovação

Em 2013, a REN manteve o seu empenhamento no sucesso do EnergyIN (Pólo de Competitividade e Tecnologia da Energia), tendo reeleito o seu representante para o respetivo Conselho Diretivo.

No âmbito da participação da REN como associada da **COTEC Portugal**⁹- Associação Empresarial para a Inovação, no decurso do ano transato, destaca-se a representação da empresa no encontro ibérico da COTEC, realizado em Madrid, e a participação numa das últimas iniciativas promovidas por esta associação na área de gestão de conhecimento. Este projeto segue o modelo de uma comunidade de práticas que tem como objetivos principais potenciar a partilha de informação sobre um domínio crítico na gestão da inovação e iniciar uma nova forma de relacionamento entre a associação e os seus associados.

Nesta temática e a nível europeu, a REN continua com uma participação ativa na ENTSO-E, nomeadamente como membro do Research and Development Committee (RDC) e do respetivo Working Group - MKS (*Monitoring and Knowledge Sharing*).



A REN MANTÉM PARTICIPAÇÃO ATIVA NA ENTSO-E E NA ENTSO-G

Participação em grupos de trabalho internacionais

ENTSO's

A implementação do terceiro pacote legislativo da UE sobre o setor energético tem continuado a exigir uma intensa presença e cooperação da REN junto das associações europeias dos operadores de redes de transporte (ENTSO-E e ENTSO-G), nomeadamente mediante a participação dos seus quadros nas mais variadas atividades destas duas entidades.

Entso-e (european network of transmission system operators for electricity):

No quadro do Regulamento (CE) 714/2009, a REN tem prosseguido a sua participação nas atividades da associação europeia dos operadores de redes de transporte de eletricidade (ENTSO-E), designadamente pela presença constante e ativa nos vários comités e grupos desta instituição: System Development Committee, System Operations Committee, Market Committee, Research and Development Committee e Legal and Regulatory Group. Em particular, refere-se que a REN assumiu a presidência do referido System Development Committee em junho de 2013. Adicionalmente tem também prosseguido a sua colaboração na intensa elaboração dos dez códigos de rede europeus nas áreas de planeamento, operação e mercados, tanto no comentário às linhas orientadoras que provêm do ACER como na redação dos referidos códigos. Como realizações

⁹ Associação sem fins lucrativos que tem como principal missão «promover o aumento da competitividade das empresas localizadas em Portugal, através do desenvolvimento e difusão de uma cultura e de uma prática de inovação, bem como do conhecimento residente no país».

mais importantes destacam-se a entrega na Comissão Europeia de três códigos para comitologia: Alocação de Capacidades e Gestão de Congestionamentos (CACM NC), Requisitos para a Ligação de Geradores (RfG NC) e para a Ligação de Consumidores (DCC).

Em paralelo, e no seguimento do trabalho que desenvolve na ENTSO-E, a REN deu continuidade ao seu papel pioneiro entre os seus pares europeus na divulgação dos códigos de rede elétricos junto dos diversos *stakeholders* nacionais e regionais, dinamizando e organizando sessões de trabalho e *workshops* destinados à divulgação e esclarecimento do conteúdo dos códigos que se encontram na fase final da sua redação. Refira-se que em 2013 foram realizadas sessões sobre os códigos de Alocação de Capacidade a Prazo (NC FCA), Equilíbrio Elétrico (NC EB) e de Operação sobre Reservas (NC LFCR), estando assim concluídas oito sessões de um total de 10 códigos previstos.

ENTSO-G (European Network of Transmission System Operators for Gas):

A associação europeia dos operadores de redes de transporte de gás natural – ENTSO-G – continuou a sua intensa atividade durante o ano de 2013 através dos grupos de trabalho que integram as suas três áreas de negócio principais, designadamente Market, System Development e System Operation. Como realizações mais importantes destacam-se a publicação em jornal oficial do Código de Rede dos Mecanismos de Atribuição de Capacidade (CAM NC) e a aprovação do Código de Rede de Balanço / compensação do equilíbrio das redes de transporte de gás (BAL NC), que em breve será oficialmente publicado.

Refira-se ainda que a REN reforçou a sua participação na ENTSO-G. Tem agora presença regular no Liaison Group e na Legal Team da associação, grupos de trabalho através dos quais participa no tratamento transversal e jurídico dos principais temas da política energética europeia que têm impactos junto dos operadores das redes de transporte de gás. Suplementarmente a REN passou a integrar, no final do ano de 2013, a *small team* de auditoria da ENTSO-G, tendo ainda nomeado correspondentes para a representação da empresa em todas as áreas de negócio e grupos de trabalho desta associação.

Também no seguimento do trabalho desenvolvido na ENTSO-G, a REN, em paralelo, deu continuidade à divulgação dos códigos de rede de gás junto dos diversos *stakeholders* nacionais e regionais, dinamizando e organizando sessões de trabalho e *workshops* destinados à divulgação e esclarecimento do conteúdo dos códigos que se encontram na fase final da sua redação. Refira-se que, em 2013, a REN organizou sessões sobre os seguintes códigos de rede: Interoperabilidade (NC INT), Mecanismos de Atribuição de Capacidade (CAM NC) e Balanço/compensação do equilíbrio das redes de transporte de gás (BAL NC).

Grupos de trabalho presididos pela comissão europeia

No quadro da proposta legislativa sobre as linhas para a implementação das infraestruturas energéticas europeia prioritárias, a REN prosseguiu com a sua participação ativa nos Western Europe Electricity Working Group e Western Europe Gas Working Group, ambos presididos pela Comissão Europeia, destinados à implementação *ad-hoc* e informal da referida proposta legislativa e à identificação e seleção de projetos de infraestruturas energéticas de interesse comum (PCI). Em resultado desta participação a REN integrou quatro projetos – dois em *cluster* de reforço de ligações internas e outros dois de interligações de gás e eletricidade –, a que correspondem três PCI que constam da lista final destes projetos de interesse comum aprovada por via legislativa da União Europeia.

MED-TSO, Medgrid e Friends of the Supergrid

No ano de 2013 a REN reforçou a sua participação na Med-TSO, tendo integrado um seu elemento no Supervisory Team desta associação de operadores da rede de transporte de eletricidade do mediterrâneo, da qual é membro fundador. Neste contexto assegurou sempre a sua representação no Regional Group West desta associação. Igualmente, participou ativamente na elaboração do *master plan* desta região, que primeiramente se destina a planear o reforço da segurança e integração dos sistemas elétricos do Mediterrâneo.

Neste mesmo ano, a REN deu continuidade e reforçou a sua participação na MedGrid, para cujo Conselho de Orientação nomeou um seu elemento que assim é também Vice-Presidente desta sociedade. Mais ainda integrou também dois elementos em grupos de trabalho desta sociedade: um no grupo de trabalho de análise económica e outro no grupo de trabalho de planeamento de redes, que respetivamente irão elaborar o estudo económico e o planeamento de rede necessários à integração dos referidos sistemas elétricos do Mediterrâneo. A REN participou também na conferência anual da mesma sociedade, cujo tema foi, *European Union / Union for the Mediterranean: common sustainable energy future*.

A MedGrid associa empresas de geração, transporte, distribuição e financiamento de infraestruturas elétricas da região do Mediterrâneo com o objetivo de promover o desenvolvimento das interligações entre o Norte, o Sul e o Este desta região.

Por fim, a REN deu também continuidade à sua participação na Friends of the Supergrid (FOSG), intervindo ativamente nos *working groups* desta associação responsáveis pela comunicação e pelas relações institucionais e regulatórias. Participou também na conferência anual da mesma, cujo tema foi, *No transition without transmission*, que abordou diversos temas relativos a uma maior integração de renováveis na UE e na qual a realidade do método de avaliação ambiental estratégica esteve também em foco por intermédio de um orador proposto pela REN.

A FOSG consiste numa associação de empresas e organizações que têm um interesse mútuo em promover e influenciar a política e o enquadramento regulatório necessário à interligação europeia em grande escala – a Supergrid. Esta associação procura prosseguir a promoção, desenvolvimento e realização da Supergrid através da associação de empresas de setores que desenvolvem as infraestruturas HVDC e tecnologia relacionadas, conjuntamente com empresas que irão desenvolver, instalar, deter e operar essas infraestruturas.

Conselho de Cooperação Económica (CCE), GIE (Gas Infrastructure Europe) e Florence School of Regulation (FSR):

A REN tem prosseguido a sua participação no CCE, nomeadamente intervindo nas diversas reuniões deste conselho e fornecendo múltiplas contribuições ao trabalho por este desenvolvido, concretamente na área da energia, da competitividade, das grandes infraestruturas críticas e do financiamento de longo prazo.

O CCE é uma organização sem fins lucrativos que age como conselho consultivo junto das instituições europeias com o alto patrocínio dos governos dos quatro países do Arco Latino (Espanha, França, Itália e Portugal).

Quanto ao GIE, a REN tem continuado a participar e acompanhar as atividades desta entidade, tendo também participado na sua conferência anual, que versou sobre a integração do mercado energético europeu e o financiamento das infraestruturas do transporte de gás, entre outros assuntos.

O GIE é uma associação representativa das empresas de infraestruturas de gás europeias junto das instituições europeias e de outros *stakeholders*.

No âmbito dos *open days of the regions* de 2013, a REN, em parceria com a rede elétrica de Espanha, promoveu em Bruxelas, um *workshop* com o objetivo de demonstrar o papel relevante de Portugal e Espanha nas energias renováveis e nos objetivos europeus para 2020.

Sob o tema *Iberian Peninsula: A Platform to Successfully Generate, Integrate and Deliver Renewable Energy for Europe*, este evento destinou-se a explorar uma linha de estratégia energética essencial para o desenvolvimento económico das economias do Sul da Europa e contou com a presença de representantes institucionais das políticas da EU, entidades regionais e autarquias, universidades e centros de investigação, consultoras, entre outros.

Por fim, a REN, enquanto associate donor da FSR, tem continuado a frequentar (por via presencial e em *webinars*) as variadas formações promovidas por esta escola de alto nível, cooperando com a instituição e patrocinando eventos nos quais também participa, acedendo aos estudos e informação de alto nível por esta produzida, como aconteceu na conferência anual da FSR sobre o tema *EU Energy & Climate Policy: where do we go from here?*.

A REN tem, assim, continuado a reforçar a sua presença nos mais variados forúns internacionais dos setores elétrico e do gás natural, participando na definição das políticas que os enquadram, em estudos de caráter técnico e no *lobby* das diversas entidades que aqui promovem as suas atividades, sendo esta presença uma das componentes que dá seguimento ao desígnio estratégico de internacionalização da empresa.

4.3.2 DESEMPENHO AMBIENTAL

Gestão ambiental

A minimização do impacto ambiental tem sido desde sempre uma preocupação da REN, quer na concretização de novos projetos de investimento quer nas atividades de operação e manutenção das diversas infraestruturas de transporte de eletricidade e de armazenamento e transporte de gás natural. Os temas relacionados com o ambiente significam para a REN muito mais do que o cumprimento das obrigações legais: representam um comprometimento e compatibilização de longo prazo com a envolvente.

A abordagem da empresa face a este tema pode ser consultada no *website* da REN¹⁰.

4.3.2.1 AVALIAÇÃO DE IMPACTO AMBIENTAL

Informação de detalhe sobre avaliação ambiental estratégica e avaliação ambiental de projetos pode ser consultada no *website* da REN¹¹.

4.3.2.2 AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA

A avaliação ambiental estratégica é um instrumento de política ambiental (Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho) que pretende assegurar uma avaliação das consequências ambientais de certos planos e programas e sua prévia adoção. Durante a fase de operação e manutenção da rede são realizadas ações de monitorização e supervisão para garantir o cumprimento dos objetivos e as metas definidas, quer pela REN, quer pela Declaração Impacto Ambiental.

A REN concluiu o segundo exercício equivalente, com a avaliação ambiental estratégica (AAE) do PDIRT 2012-2017 (2022). O relatório ambiental, resultante da realização da avaliação ambiental do novo PDIRT, foi submetido a consulta pública conjuntamente com o PDIRT. Nesta, foram recebidos 48 contributos, dos quais 43 foram pareceres de organismos da administração central e local e cinco participações de outras entidades. Verificou-se que a maioria dos comentários e pareceres recebidos incidiram sobre o tema «ordenamento do território» (48%) e que 11% dos comentários eram oriundos de promotores privados na área da produção em regime especial. Os contributos recebidos foram ponderados e, sempre que relevantes, integrados em conformidade na versão final do PDIRT.

¹⁰ www.ren.pt/sustentabilidade/abordagem_da_ren

¹¹ www.ren.pt/sustentabilidade/ambiente/avaliacao_ambiental/

Avaliação de projetos

A avaliação de Impacto ambiental (AIA) é uma ferramenta de avaliação aplicável a alguns dos projetos de infraestruturas de utilidade pública de que a REN é promotora. O processo AIA é composto por diversas etapas:



Dada a especificidade do setor, a REN elaborou em 2008 um guia metodológico para a AIA da Rede Nacional de Transporte de Electricidade - Linhas Aéreas. Este guia foi elaborado em parceria com a Agência Portuguesa do Ambiente e a Associação Portuguesa de Avaliação de Impactes e constitui um documento de referência para a elaboração de estudos de impacto ambiental deste tipo de infraestruturas e respetivos processos de AIA. Neste grupo de trabalho participaram diversas entidades intervenientes no processo de AIA, nomeadamente o Instituto Português de Arqueologia, o Instituto de Conservação da Natureza e Biodiversidade e as Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional.

Adicionalmente, e com o objetivo de harmonizar os procedimentos e metodologias associados aos processos de AIA, a REN publicou em 2011 outro guia metodológico, neste caso para a avaliação de impacto ambiental das subestações da RNT.

No âmbito das atividades de expansão e beneficiação das redes de transporte de energia, tem sido desenvolvido um conjunto significativo de processos de avaliação ambiental, em fase de projeto:

	'11	'12	'13
PROCESSOS DE AVALIAÇÃO DE IMPACTO AMBIENTAL	5	7	13
PROCESSOS PÓS-AVALIAÇÃO DE IMPACTO AMBIENTAL	0	0	1
DECLARAÇÕES DE IMPACTO AMBIENTAL EMITIDAS	6	2	9
ESTUDOS AMBIENTAIS DE PROJETO	8	5	3
ESTUDOS DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	3	5	7
RELATÓRIO DE CONFORMIDADE AMBIENTAL DO PROJETO DE EXECUÇÃO (RECAPE)	1	1	1

Em 2013 foram ainda desenvolvidas ações de monitorização em diversas infraestruturas da REN, abrangendo os seguintes descritores:

Nº DE OBRAS MONITORIZADAS DESCRITORES	'11	'12	'13
AVIFAUNA	5	12	12
AMBIENTE SONORO	0	7	9
RECURSOS HÍDRICOS	6	2	2
FLORA	8	2	1
LOBO IBÉRICO	0	0	1

Em 2013 foram sujeitas a supervisão e acompanhamento ambiental 15 obras da REN.

4.3.2.3 ALGUNS INDICADORES AMBIENTAIS

A REN monitoriza um conjunto de indicadores ambientais que traduzem o seu desempenho nessa matéria. Apresentam-se de seguida os que dizem respeito a consumos, efluentes e resíduos produzidos.

CONSUMO DE MATERIAIS ¹	'11	'12	'13
AZOTO (m ³)	1.127	885	634,30
ETILENO GLICOL (t)	4	0	0
ÓLEOS LUBRIFICANTES (t)	1,7	0,2	10,3
MASSAS LUBRIFICANTES (t)	0,01	0	0
ÓLEO PARA TRANSFORMADORES (t)	11	8	11
MINORADOR DE PH (H ₂ SO ₄ A 38%) (litros)	330	775	925
SODA CÁUSTICA (t)	0,1	0,3	0,13
HIPOCLORITO DE SÓDIO (t)	412	0,3	108,39
ODORANTE DO GÁS NATURAL (THT) (t)	54	57	56,5
ÓLEO REUTILIZADO (TRANSFORMADORES) (t)	4	0,6	1,95
TINTEIROS E TONERS (N.º)	1.092	1.080	358
PAPEL PARA CONSUMO ADMINISTRATIVO (t)	11,4	18,7	10,5
PAPEL RECICLADO PARA USO INTERNO ² (t)	0,7	2,5	0

¹ Os consumos de materiais em alguns casos correspondem a quantidades adquiridas para reposição de stock, podendo não corresponder aos consumos reais.

² O consumo de PAPEL inclui a aquisição de papel virgem, reciclado e estacionário (envelopes, papel de carta, etc.).

ÁGUA E EFLUENTES	'11	'12	'13
CONSUMO DE ÁGUA DA REDE PÚBLICA (m³)	86.784	102.563	109.780
CAPTAÇÃO DE ÁGUA DO MEIO HÍDRICO SUBTERRÂNEO (m³)	1.703.726	1.540.600	1.977.901
UTILIZAÇÃO DE ÁGUA DO MAR (m³) ³	75.976.708	61.176.762	54.196.445
REJEIÇÃO DE SALMOURA PARA O MAR (m³)	1.330.500	1.307.929	2.255.297
REJEIÇÃO DE SALMOURA PARA TRATAMENTO (m³) ⁴	270.639	233.571	193.079
CORO LIVRE - VALOR MÉDIO ANUAL (mg/l) ⁵	0,15	0,12	0,32

³ Captação e rejeição de água do mar utilizada no processo de regaseificação do gás natural liquefeito. A quantidade utilizada de água do mar do mês de março foi estimada.

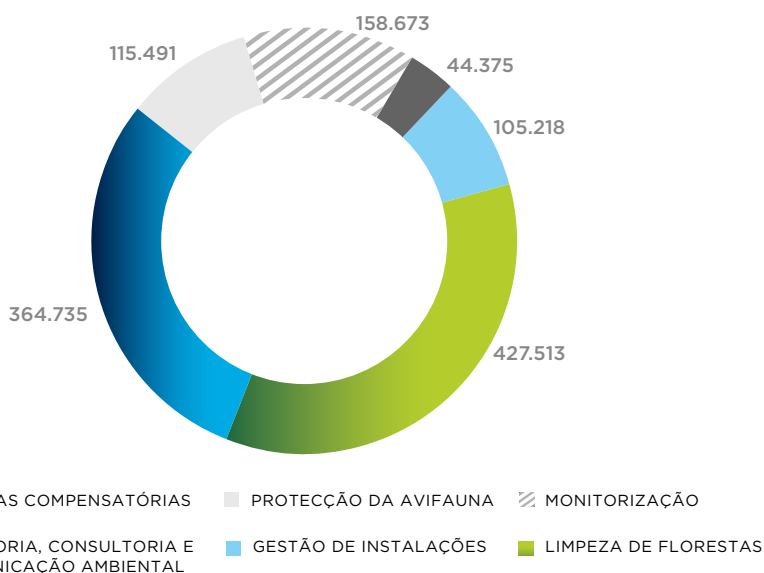
⁴ Rejeição de água resultante do processo de construção de cavidades salinas para armazenamento de gás natural.

⁵ Diz apenas respeito à REN Atlântico.

A utilização de água do mar nos vaporizadores para a regaseificação do GNL teve uma redução significativa motivada pela diminuição de nomeações dos agentes de mercado relativamente aos períodos homólogos.

Em 2013 foram encaminhados para destino final um total de 9.741 toneladas de resíduos dos quais apenas 2 % são perigosos. Cerca de 72 % dos resíduos foram encaminhados para operações de valorização de resíduos.

Apresenta-se no gráfico seguinte a discriminação dos custos ambientais de 2013 por tipologia.



4.3.2.4 ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS E DESAFIOS ENERGÉTICOS

A REN está entre as empresas que melhor disponibilizam informação sobre as políticas e atividade da empresa no domínio das alterações climáticas, segundo o Carbon Disclosure Project Iberia 125 Climate Change Report 2013.

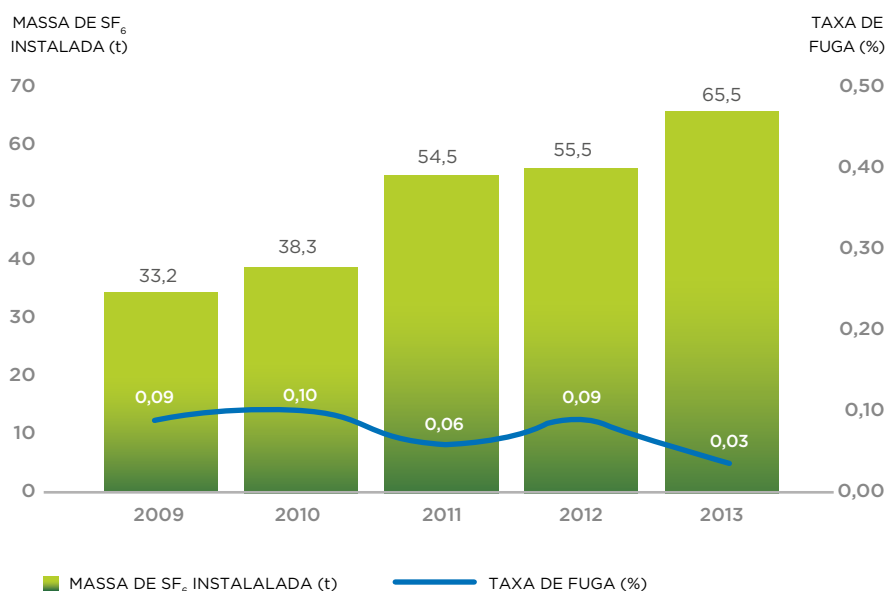
A REN ESTÁ ENTRE AS EMPRESAS QUE MELHOR DISPONIBILIZAM INFORMAÇÃO SOBRE POLÍTICAS E ATIVIDADE DA EMPRESA NO DOMÍNIO DAS ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS, SEGUNDO O CARBON DISCLOSURE PROJECT IBERIA 125 CLIMATE CHANGE REPORT 2013

A REN foi convidada a participar, pelo quinto ano consecutivo, no questionário anual do CDP. A empresa obteve uma pontuação de 80 pontos no que se refere à avaliação do nível de disponibilização de informação e de adesão às regras do guia de reporte. A empresa alcançou ainda a classificação de nível C no que se refere à avaliação do desempenho em matéria de combate às alterações climáticas.

O CDP é uma organização sem fins lucrativos que agrega informação sobre o desempenho das principais empresas mundiais em matéria de alterações climáticas, disponibilizando esta informação a um conjunto alargado de investidores institucionais, auxiliando-os a identificar potenciais riscos relacionados com os seus investimentos.

É de referir que, em termos de divulgação da informação, a resposta da REN encontra-se acima da média das respostas do índice Iberia 125 (a média das pontuações, no que se refere à divulgação da informação, foi de 78).

No domínio da prevenção e do controlo das emissões de gases de efeito de estufa, a REN tem vindo a implementar, ao longo dos últimos anos, um plano de ações para redução das suas emissões diretas, designadamente no que respeita a emissões de hexafluoreto de enxofre (SF_6), um gás utilizado como isolante elétrico (dielétrico) em diversos equipamentos de alta e muito alta tensão. No ano de 2013, apesar do aumento da massa instalada verificou-se uma diminuição da massa de fugas e, conseqüentemente, da taxa de fugas. O esforço realizado pela empresa para reduzir as fugas de SF_6 está materializado na evolução da taxa de fugas deste gás, com resultados considerados tecnicamente muito positivos à escala internacional.



EMISSÕES DE GASES COM EFEITO DE ESTUFA (tCO₂eq)

	'11	'12	'13
EMISSÕES DIRETAS	17.288	32.491	20.891
PURGAS DE GÁS NATURAL (CH ₄)	853	11.590	1.275
QUEIMA NA <i>FLARE</i>	1.030	4.685	4.243
AUTOCONSUMO DE CALDEIRAS	11.089	12.353	12.305
COGERAÇÃO	1.590	1.229	641
HEXAFLUORETO DE ENXOFRE (SF ₆)	780	1.133	468
GÁS NATURAL (EDIFÍCIOS)	7	55	483
GÁS PROPANO (EDIFÍCIOS)	5	12	11
GASÓLEO EQUIPAMENTOS	38	1	77
COMBUSTÍVEL DA FROTA	1.896	1.432	1.387
EMISSÕES INDIRETAS	171.988	164.972	132.832
ELETRICIDADE	16.885	17.070	11.162
PERDAS ELÉTRICAS NA REDE	153.402	147.541	121.165
VIAGENS DE AVIÃO	170 ¹	361	505

¹ O valor reportado em 2011 foi recalculado por se ter detetado uma dupla contabilização no valor anteriormente apresentado.

O aumento de emissões associadas ao hexafluoreto de enxofre corresponde ao aumento acima referido de fugas pontuais em algumas subestações.

Em 2013 o número de videoconferências tornou a sofrer um significativo aumento de 63% em relação ao ano anterior, algumas delas a nível internacional e com mais de duas localizações em simultâneo. Para além das videoconferências, desde o final de 2011 todos os colaboradores têm nos seus computadores uma aplicação de colaboração corporativa que permite a troca de mensagens instantâneas e a realização de videochamadas, o que constitui uma importante ferramenta de redução da pegada carbónica da empresa.

	'11	'12	'13
NÚMERO DE VIAGENS DE COMBOIO (LISBOA-PORTO)	780	974	1.028
NÚMERO DE VIDEOCONFERÊNCIAS	601	1.069	1.747

A REN continua a incentivar o uso de comboio em detrimento da utilização de viaturas ligeiras, em particular nas ligações Lisboa-Porto. Em 2013, o número de viagens de comboio aumentou cerca de 5% em relação a 2012.

Principais atividades relacionadas com as iniciativas redução de emissões de GEE, em particular SF₆, durante o ano 2013:

- 1) Realização de atividades de manutenção preventiva e melhorativa sobre disjuntores contendo SF₆:** durante o ano 2013 foram realizados recondiçionamentos de um conjunto de unidades de disjuntores tipo FL 170 de fabrico Efacec, responsáveis pela maioria de ocorrências de fugas de SF₆. O recondiçionamento de disjuntores inclui um conjunto de operações que visam a reabilitação da selagem dos invólucros, minimizando a probabilidade de ocorrência de fugas de SF₆ e resultando num aumento de fiabilidade e mitigação do impacto ambiental.
- 2) Manutenção corretiva** através da reparação de fugas em três disjuntores em exploração e substituição de dois pólos disjuntor de 60 kV.
- 3) Desativação de um conjunto de disjuntores de SF₆** substituídos no âmbito de obras de remodelação, de acordo com procedimentos técnicos ajustados às operações relacionadas com o fim de vida destes equipamentos. Todos os trabalhos de operação, montagem, manutenção e desativação são realizados com equipas internas REN especializadas, em que os seus técnicos se encontram nominalmente credenciados de acordo com a legislação em vigor.
- 4) Desenvolvimento e implementação de um projeto-piloto de monitorização contínua de SF₆ em edifícios de subestações blindadas (GIS):** Desde sempre que, na REN, a questão de se aceder às salas GIS na sequência de um alarme de fuga se revelou uma preocupação na vertente de segurança de pessoas, pelo facto de, embora o SF₆ não seja tóxico quando em boas condições, este gás ocupar o espaço do ar respirável constitui um potencial cenário de asfixia com potenciais consequências graves para o interveniente.

Para fazer face a este desafio, foi configurado um projeto para a implementação de um sistema de monitorização contínua de SF₆ nos edifícios GIS.

Em 2011 efetuou-se um contacto com uma *startup* tecnológica ligada ao *cluster* da Universidade de Coimbra, a empresa Eneida, com quem foi estabelecida uma parceria no sentido de se desenvolver um sistema de monitorização contínua das salas e galerias. Esta empresa, com o apoio da REN, desenvolveu o projeto-piloto concebido para instalar no setor de 60 kV da subestação de Ermesinde.

O sistema proposto permite obter uma monitorização contínua da presença de SF₆ no interior da subestação, sendo que, quando a presença desse gás se faça sentir, este sistema acionará alarmes luminosos e acústicos, junto das entradas principais da zona afeta e acionará também um sistema de ventilação que permitirá uma melhor evacuação do gás dentro da subestação.

Trata-se de um projeto de inovação desenvolvido pela Eneida, única empresa que nos últimos quatro anos de pesquisa no mercado apresentou interesse e capacidade técnica para desenvolver esta solução que constitui, tanto quanto se sabe, a primeira instalação de um sistema de monitorização de SF₆ na vertente de segurança de pessoas em Portugal.

Gestão das emissões de CO₂ das centrais com CAE

No âmbito da sua atividade regulada de agente comercial, a REN Trading é uma empresa ativa no tema das alterações climáticas, na medida em que é da sua responsabilidade a gestão das centrais que mantêm contratos de aquisição de energia (CAE), Tejo Energia e Turbogás, que está condicionada pelas regras do comércio europeu de licenças de emissão (CELE).

As regras que enquadram o CELE encontram-se espelhadas no ordenamento jurídico nacional, no Decreto-Lei n.º 233/2004, de 14 de dezembro, e legislação posterior, que surgiu na sequência da transposição do normativo comunitário, Diretiva n.º 2003/87/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de outubro.

Para o período pós-2012, o enquadramento legislativo foi alterado pela Directiva n.º 2009/29/CE, sendo que, em 2013 iniciou-se a terceira fase do CELE (2013-2020). A partir deste ano, o setor elétrico deixou de ter alocação gratuita, devendo comprar em leilão ou mercado secundário, as licenças de emissão equivalentes às emissões verificadas em cada ano.

Esta realidade é fruto de um processo internacional de negociação, que culminou em 1997, na assinatura de um tratado internacional, o Protocolo de Quioto, do qual Portugal é signatário como membro da UE. Visa-se, através da redução das emissões de gases com efeito de estufa, a mitigação das alterações climáticas, designadamente o aquecimento global.

O CELE foi, com início em 2005, a ferramenta adoptada na UE para o cumprimento dos objetivos de Quioto. Através da atribuição de um preço ao CO₂, pretende-se reduzir as emissões das principais instalações industriais, abrangendo setores como a produção de eletricidade com uso de combustíveis fósseis, a siderurgia, a cerâmica, a refinação de petróleo e a aviação (a partir de 2012) entre outros.

Tendo como objetivo a minimização do encargo anual com a aquisição de licenças de emissão, e assim também os encargos totais suportados pelos consumidores com a aquisição de energia elétrica, e sempre em cumprimento da regulamentação publicada pela ERSE, em 2013 a REN Trading atuou em mercado na qualidade de membro da ICE (Intercontinental Exchange), bolsa dominante do mercado de futuros e derivados de licenças de emissão. Cabe à REN Trading, na terceira fase do CELE, comprar as licenças de emissão de CO₂ em função das obrigações ambientais das duas centrais, o que implica a compra de licenças EUA (*European unit allowances*).

A tomada de decisão na REN Trading, no que toca à venda da produção das centrais, tem sempre em conta as suas emissões expectáveis e o seu custo associado, medido através do preço de mercado das licenças de emissão de CO₂. Exemplificando, pode acontecer em determinadas circunstâncias que a incorporação dos custos do CO₂ nos custos totais de produção da central do Pego (a carvão, um combustível mais poluente) possa alterar a sua posição na ordem de mérito da oferta do mercado elétrico, tornando-se mais cara, determinando pois a sua substituição por outra menos poluente, como por exemplo a Turbogás (a gás natural). No fundo, através do mecanismo criado pelo CELE, afeta-se o funcionamento do mercado ibérico de eletricidade, verificando-se uma influência deste mecanismo europeu nas emissões das centrais e no programa de exploração elétrica do país.

Em 2013 verificou-se um aumento de atividade relativamente ao ano anterior. A REN Trading transacionou no mercado de futuros, com operações de compra, cerca de 2,9 milhões de toneladas de CO₂. Este aumento de atividade decorre necessariamente, da alteração da alocação de licenças de emissão, já mencionada.

Em resultado do cenário macroeconómico adverso e do abrandamento económico registado na Europa, criou-se um excedente de licenças de emissão que contribuiu para descidas muito significativas dos preços de mercado (na ordem dos 40% entre o preço médio de 2013 e o de 2012).

Para corrigir este efeito, obteve-se, no final de 2013, um acordo a nível europeu para a retirada de licenças de emissão do início da terceira fase do CELE e sua reintrodução total ou parcialmente no final da mesma (*backloading*), com a consequente redução da oferta, de forma temporária ou permanente.

Espera-se que esta redução possa dar um suporte ao preço de mercado e reforçar o bom funcionamento do CELE, contribuindo para a criação de um sinal económico com reflexo nas decisões de produção e investimento, contribuindo para atingir o objetivo de uma sociedade menos intensiva em carbono.

Entidade emissora de garantias e certificados de origem

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, onde se procede à adaptação do regime da atividade da cogeração em Portugal, estabelecendo o respetivo regime jurídico e remuneratório, definem-se, entre outras, as regras para a emissão das garantias e certificados de origem da eletricidade produzida em cogeração e atribuem-se à concessionária da RNT as competências relativas à entidade emissora de garantia de origem (EEGO).

Durante o ano de 2013, com a publicação do Decreto-Lei n.º 39/2013, de 18 de março, são estendidas as competências da REN no âmbito da EEGO à produção de eletricidade e energia para aquecimento e arrefecimento através de fontes de energias renovável, nomeadamente:

- a) implementação e gestão de um sistema de garantias de origem da eletricidade produzida a partir de fontes de energia renovável, compreendendo o registo, emissão, transferência, anulação e cancelamento eletrónico dos respetivos comprovativos;
- b) realização, diretamente ou através de auditores externos, de ações de auditoria e monitorização das instalações e equipamentos de produção a partir de fontes de energia renovável, assim como dos equipamentos de medição de energia que permitam e assegurem a correta qualificação das instalações e a garantia ou certificação de origem da eletricidade e de energia para aquecimento e arrefecimento produzidas;
- c) disponibilização para consulta pública, nomeadamente através de um *website* da informação relevante e não confidencial relativa à emissão de garantias e de certificados de origem.

A EEGO iniciou a sua atividade em outubro de 2012, tendo-se já inscrito 143 instalações de cogeração, 40 das quais já transitaram para o regime remuneratório estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 23/2010. Neste período foram emitidas 412.549 garantias de origem associadas à produção de energia elétrica em cogeração de elevada eficiência e 13.013 certificados de origem associados à produção de energia elétrica em cogeração eficiente. Cada garantia ou certificado de origem corresponde a um valor facial de 1 MWh.

Durante ao ano de 2013, a REN, no seguimento das competências que lhe foram atribuídas no âmbito da EEGO, promoveu a realização de 11 auditorias a instalações de cogeração.

Consumo intensivo de energia

No que se refere às medidas de racionalização do consumo de energia, implementadas no âmbito do SGCIE, durante o ano de 2013 e para a REN Atlântico - Terminal de GNL, importa referir o seguinte.

Em junho de 2013 foi emitido o relatório de execução e progresso, relativo ao biênio de 2011 - 2012.

À semelhança do que já se tinha verificado em 2012, o ano de 2013 foi caracterizado por longos períodos com reduzido caudal de emissão de GN e mesmo paragens totais (emissão zero) para a rede de transporte de GN.

Este facto deveu-se, essencialmente, aos seguintes fatores:

- Baixa significativa do consumo de GN destinado ao mercado elétrico, devida ao incremento de produção de energia eléctrica de origem renovável (hídrica e eólica) e também da quebra de competitividade do GN face a outras fontes de energia, nomeadamente o carvão
- Elevado preço do GNL face ao GN proveniente do gasoduto, situação ainda decorrente pela crise energética do Japão, iniciada com o *tsunami* de março de 2011

DURANTE O ANO DE 2013, A REN, NO SEGUIMENTO DAS COMPETÊNCIAS QUE LHE FORAM ATRIBUÍDAS NO ÂMBITO DA EEGO, PROMOVEU A REALIZAÇÃO DE 11 AUDITORIAS A INSTALAÇÕES DE COGERAÇÃO

Esta situação inviabilizou o cumprimento da principal recomendação do relatório de execução e progresso de 2011-2012, que estipulava precisamente um incremento nos regimes de utilização da instalação (emissão mínima de 174.000 m³(n)/h), de modo a melhorar a eficiência energética da instalação.

Ainda assim, foi uma vez mais reafirmado o compromisso da REN Atlântico de, em coordenação com o gestor técnico do sistema, continuar a perseguir este objetivo, dado que este poderá representar melhorias de eficiência consideráveis, caso os condicionalismos verificados em 2013 deixem de existir.

As medidas de racionalização do consumo de energia ficaram concluídas em dezembro 2013, neste momento ainda não temos resultados. Só durante o ano de 2014 começará a existir condições para a apresentação de resultados.

Gestão de consumos

CONSUMO DE ENERGIA (GJ)	'11	'12	'13
ENERGIA ELÉTRICA DAS INFRAESTRUTURAS E EDIFÍCIOS	259.733	268.748	240.978
GÁS NATURAL (COGERAÇÃO, CALDEIRAS, PILOTOS E QUEIMAS CONTROLADAS)	242.902	325.620	306.402
GÁS PROPANO	81	187	178
GÁS NATURAL	130	987	8.024
COMBUSTÍVEL DA FROTA REN	25.916	19.616	18.807
PERDAS NA REDE DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE	2.360.030	2.306.602	2.616.509
PERDAS NA REDE DE TRANSPORTE DE GÁS (PURGAS)	2.221	32.755	3.603
ENERGIA PRODUZIDA/ VENDIDA (GJ)	'11	'12	'13
ENERGIA PRIMÁRIA PRODUZIDA (COGERAÇÃO)	8.447	10.173	5.519
ENERGIA PRIMÁRIA VENDIDA (COGERAÇÃO)	5.806	6.930	6.927

4.3.2.5 BIODIVERSIDADE E GESTÃO DE ECOSISTEMAS

A biodiversidade¹² é um dos descritores ambientais mais relevantes considerados na avaliação sistemática dos eventuais impactos das atividades da REN nas várias fases do ciclo de vida das suas infraestruturas.

Apesar da preocupação constante com a proteção e promoção da biodiversidade, uma pequena percentagem das infraestruturas da REN está integrada em áreas sensíveis do território nacional: sítios da Rede Natura 2000, Zonas de Proteção Especial e outras áreas protegidas que incluem parques nacionais, reservas, parques e monumentos naturais.

¹² www.ren.pt/sustentabilidade/ambiente/biodiversidade_e_gestao_dos_ecossistemas/

OCUPAÇÃO EM ÁREAS SENSÍVEIS	ÁREA/COMPRIMENTO	% OCUPAÇÃO SOBRE O TOTAL
ESTAÇÕES/INSTALAÇÕES	0,37 KM ²	10%
EXTENSÃO DE GASODUTOS/LINHAS	1.202 KM	12 %

A ocupação destas áreas pelas infraestruturas da REN deve-se fundamentalmente a razões históricas (a integração das infraestruturas no terreno foi anterior à classificação destas áreas protegidas), mas também à necessidade de permitir ou reforçar o escoamento da energia com origem renovável de centros produtores situados nestas áreas sensíveis. Sempre que estas instalações são objeto de modificações, como alterações do traçado de linhas e de gasodutos, é garantida a sua otimização de forma a reduzir os impactos na biodiversidade.

Atualmente, os locais onde se situam as infraestruturas da Rede Nacional de Transporte são potencialmente ocupados por espécies classificadas na Lista Vermelha da International Union for Conservation Nature (IUCN), nas seguintes categorias:

CLASSIFICAÇÃO IUCN	'11	'12 ¹	'13
CRITICAMENTE AMEAÇADO	3	6	4
AMEAÇADO	4	4	6
VULNERÁVEL	17	24	19

¹Inclui o levantamento das espécies potencialmente existentes em habitats afetados pela obra em curso de construção do gasoduto Mangualde-Celorico-Guarda.

A informação sobre as medidas compensatórias desenvolvidas durante 2013 pode ser consultada no *website* da REN¹³.

4.3.2.6 FLORA E USO DO SOLO

A REN, em resultado das atividades de construção e manutenção, produz impactos diretos na flora e no uso do solo. Estes impactos verificam-se, por exemplo, aquando da criação ou manutenção das faixas de proteção associadas às suas infraestruturas lineares (linhas elétricas e gasodutos). Como forma de compensar estes impactos tem vindo, desde 2007, a realizar diversos projetos de arborização no âmbito da construção de novas instalações e em 2013, alargou-se essa metodologia às linhas já em operação.

No âmbito da construção do gasoduto Mangualde-Celorico-Guarda foi implementado um projeto de florestação, numa área de 25 hectares do perímetro florestal da Serra da Estrela, como medida compensatória pelo abate de azinheiras e outras espécies florestais, que superam em larga escala as áreas afectadas pela construção do gasoduto e o exigido por lei. Neste projeto foram seguidas as melhores práticas florestais e ambientais atendendo à sua localização sensível, sendo uma missão que se irá prolongar pelos próximos 22 anos.

A REN, através do seu programa de reflorestação das faixas de servidão, nos últimos anos já plantou mais de 420.000 árvores numa área superior a 600 hectares.

A REN, ATRAVÉS DO SEU PROGRAMA DE REFLORESTAÇÃO DAS FAIXAS DE SERVIDÃO, NOS ÚLTIMOS ANOS JÁ PLANTOU MAIS DE 420.000 ÁRVORES NUMA ÁREA SUPERIOR A 600 HECTARES

¹³ www.ren.pt/sustentabilidade/ambiente/avaliacao_ambiental/medidas_compensatorias/

Em 2013, além do projeto associado ao gasoduto Mangualde-Celorico-Guarda, procedeu-se à plantação de um total de 130.000 árvores, numa área superior a 200 hectares, destacando-se as seguintes infraestruturas:

INFRAESTRUTURAS	ÁREA (ha)	NÚMERO DE ÁRVORES
LINHA LARES-PARAIMO	85	40.058
LINHA MACEDO DE CAVALEIROS-VALPAÇOS	13	10.809
LINHA VILA NOVA-RIBA D'AVE (DUPLA 150/400KV)	23	19.559
LINHA PAMELA-SINES 3 PARA SE FANHÕES	39	32.399
LINHA BATALHA-PARAIMO (EM FASE DE OPERAÇÃO)	21	9.168

No decorrer de 2013, foram ainda desenvolvidas diversas atividades conducentes à futura gestão integrada da vegetação das faixas de servidão, da REN Eléctrica e da REN Gasodutos e, inserido nessa estratégia, estabeleceu-se um protocolo de colaboração com a associação ambientalista Quercus, com vista à associação do programa de florestação da REN ao programa Floresta Comum da Quercus.

A maioria das árvores ou arbustos da floresta autóctone, que o programa Floresta Comum pretende potenciar, são compatíveis com a exploração das nossas infraestruturas nas condições de segurança que nos são exigidas, não só em termos técnicos, mas também através das responsabilidades que são impostas por lei, no âmbito da defesa da floresta contra incêndios florestais, espaços onde as nossas infraestruturas maioritariamente se desenvolvem.

A REN tem assim pela frente um grande desafio, que é difundir a utilização destas espécies e as melhores práticas de gestão florestal sustentável pelos proprietários dos terrenos utilizados, demonstrando-lhes a forma de obterem rendimento, criando-se assim valor para todos os envolvidos: os proprietários, que conseguem tirar algum rendimento de espaços que anteriormente estavam abandonados; a Quercus, porque fomenta a utilização de práticas que contribuem para biodiversidade e de produção de serviços de ecossistema; a REN, porque estamos convencidos de que iremos a prazo poupar recursos na gestão da vegetação das faixas de servidão; e a sociedade no geral, quer por via dos serviços de ecossistema, quer na defesa da floresta contra os incêndios.

O programa de reflorestação ou reconversão das faixas de servidão é um daqueles exemplos em que se começou a pensar ao contrário. Quando antes se gastava dinheiro a efetuar o corte de árvores e a gerir o combustível existente nas nossas faixas de servidão, agora aplicamos parte desse dinheiro na alteração do uso ou da ocupação do solo, nomeadamente através da plantação de árvores ou arbustos compatíveis com a exploração das nossas infraestruturas. É o abandonar uma abordagem passiva, para uma abordagem mais ativa da gestão da vegetação, com a finalidade de redução dos custos de manutenção, através do aumento dos ciclos de intervenção e corresponsabilização dos proprietários.

4.3.2.7 AVIFAUNA

Medidas compensatórias

Uma área de atuação muito relevante da REN passa pela implementação de medidas compensatórias, decorrentes do processo de avaliação de impacto ambiental de novas infraestruturas. As medidas em curso e principais resultados encontram-se disponíveis para consulta no *website* da REN¹⁴.

¹⁴ www.ren.pt/sustentabilidade/ambiente/avaliacao_ambiental/medidas_compensatorias/

Compatibilização das infraestruturas com a população de cegonha-branca

A REN desenvolve há mais de dez anos o controlo da nidificação da população de cegonha-branca nas suas infraestruturas, criando condições para nidificação desta ave em *habitats* que lhe são favoráveis e instalando dispositivos que minimizam o risco de acidente de origem elétrica.

Comparativamente ao ano anterior, em 2013 foram realizadas menos intervenções, discriminadas de seguida por tipo:

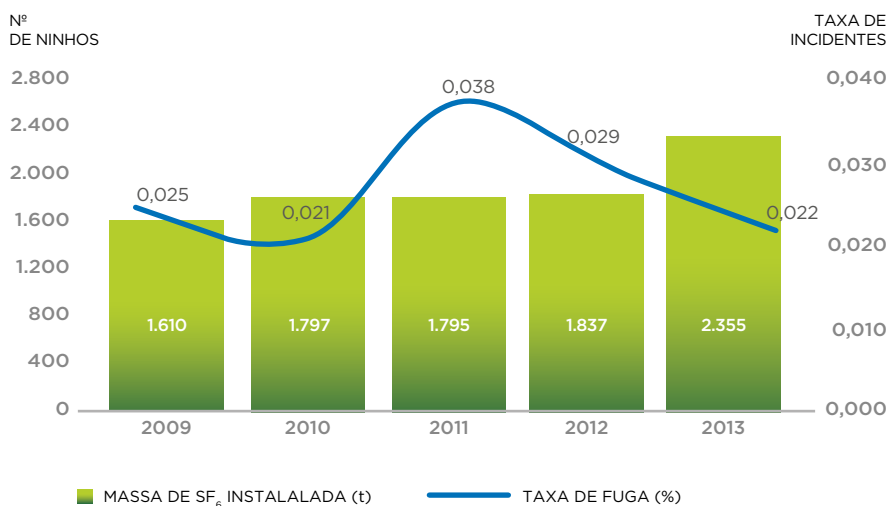
	'11	'12	'13
NÚMERO DE PLATAFORMAS INSTALADAS	150	155	97
NÚMERO DE DISPOSITIVOS DISSUASORES DE POISO INSTALADOS	481	975	649
NÚMERO DE NINHOS TRANSFERIDOS	43	51	51

Verificou-se, durante o ano em análise, uma ligeira diminuição da taxa de incidentes envolvendo cegonhas-brancas, em relação a 2012.

A montagem de ventoinhas e plataformas impede que a nidificação seja feita nos locais mais perigosos, com maior probabilidade de incidente, fazendo que o aumento de ninhos não se traduza em aumento de incidentes.

NINHOS TRANSFERIDOS

51



4.4 RECONHECIMENTOS

- Prata nos Best in Biz Awards 2013, na categoria de melhor *website* institucional
- Bronze nos ARC Awards, na categoria Relatório e Contas
- Bronze no XV Festival do Clube dos Criativos Portugal (CCP) para melhor *website* institucional
- Best Corporate Citizen - Portugal 2013, pela revista britânica *New Economy*
- Gold Stevie pelos International Business Awards, nas categorias de melhor *website* institucional e melhor *investor relations website*; Silver Stevie na categoria de melhor relatório & contas *online (Best Annual Report Online/Eletronic)*; Bronze Stevie na categoria de melhor *overall web design* do *website* institucional (Melhor *website*, melhor design, melhor *website* de Investidor e melhor Relatório e Contas são as quatro categorias que valeram à REN "Stevies" de Ouro, Prata e Bronze nos International Business Awards, também conhecidos por Stevie Awards.)

UM FUTURO DE ENERGIAS MAIS INTELIGENTES

A implementação do Centro I&D da REN/State Grid reforça um compromisso ativo com o futuro, através da aposta contínua na investigação, desenvolvimento e inovação de novas redes de transporte, mais eficientes e sustentáveis, capazes de assegurar as energias de amanhã.

EBITDA

521,5 M€

subida de 1,9%

CAPEX

187,8 M€

2.402,3 M€

DÍVIDA LÍQUIDA
DESCE EM 2013

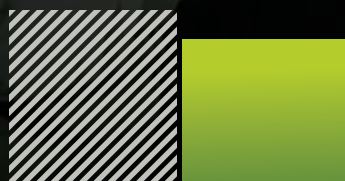
LUCROS DE

121,3 M€

05 CONTAS CONSOLIDADAS E INDIVIDUAIS

10,4%
CUSTOS
OPERACIONAIS

DIMINUIRAM
EM RELAÇÃO
AO PERÍODO
HOMÓLOGO
DE 2012



2012

2013

INVESTIMENTO
NAS REDES DE TRANSPORTE
DE ENERGIA

119,5 M€

Milhões de Euros



1. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

CONSOLIDADAS

Demonstrações consolidadas da posição financeira em 31 de dezembro de 2013 e 2012

(MONTANTES EXPRESSOS EM MILHARES DE EUROS - mEUROS)

31 DE DEZEMBRO

ATIVO	NOTAS	'13	'12
NÃO CORRENTE			
Ativos fixos tangíveis	8	934	827
Goodwill	9	3.774	3.774
Ativos intangíveis	8	3.877.420	3.891.464
Participações financeiras em associadas e empreendimentos conjuntos	10	12.155	9.382
Ativos disponíveis para venda	12 e 13	156.886	131.002
Instrumentos financeiros derivados	12 e 16	-	6.853
Outros ativos financeiros	12	102.274	112.583
Clientes e outras contas a receber	12 e 14	81.588	70.451
Ativos por impostos diferidos	11	67.800	61.215
		4.302.831	4.287.552
CORRENTE			
Inventários	15	1.880	2.920
Clientes e outras contas a receber	12 e 14	565.923	310.738
Imposto sobre o rendimento a receber	11 e 12	-	14.318
Instrumentos financeiros derivados	12 e 16	-	416
Outros ativos financeiros	12	22.728	8.864
Caixa e equivalentes de caixa	12 e 17	167.987	61.246
		758.518	398.503
Total do ativo	7	5.061.349	4.686.054
CAPITAL PRÓPRIO			
CAPITAL E RESERVAS ATRIBUÍVEIS AOS DETENTORES DE CAPITAL			
Capital social	18	534.000	534.000
Ações próprias	18	(10.728)	(10.728)
Reservas	19	271.634	231.753
Resultados acumulados		163.356	(a) 149.002
Resultado líquido consolidado do período atribuível a detentores de capital		121.303	(a) 123.561
Total capital próprio		1.079.566	1.027.589
PASSIVO			
NÃO CORRENTE			
Empréstimos obtidos	12 e 20	2.430.159	1.535.495
Obrigações de benefícios de reforma e outros	21	126.231	105.808
Instrumentos financeiros derivados	12 e 16	34.320	27.958
Provisões para outros riscos e encargos	22	4.690	4.801
Fornecedores e outras contas a pagar	23	370.298	360.895
Passivos por impostos diferidos	11	73.956	82.797
		3.039.654	2.117.755
CORRENTE			
Empréstimos obtidos	12 e 20	250.325	1.170.400
Provisões para outros riscos e encargos	22	1.213	2.419
Fornecedores e outras contas a pagar	23	642.973	367.081
Imposto sobre o rendimento a pagar	11 e 12	44.935	-
Instrumentos financeiros derivados	12 e 16	2.683	811
		942.129	1.540.711
Total passivo	7	3.981.783	3.658.465
Total do capital próprio e passivo		5.061.349	4.686.054

a) REEXPRESSIONE CONFORME REQUERIDO PELA IAS 19 (NOTAS 3.1 E 21)

AS NOTAS ANEXAS FAZEM PARTE INTEGRANTE DA DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DA POSIÇÃO FINANCEIRA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013.

O TÉCNICO OFICIAL DE CONTAS

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Demonstrações consolidadas dos resultados
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012

(MONTANTES EXPRESSOS EM MILHARES DE EUROS - mEUROS)

PERÍODO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO			
	NOTAS	'13	'12
Vendas	7 e 24	112	405
Prestações de serviços	7 e 24	575.886	588.568
Rendimentos de construção em ativos concessionados	7 e 25	187.464	200.507
Ganhos e perdas imputados de associadas e empreendimentos conjuntos	10	(361)	665
Outros rendimentos operacionais	26	25.744	21.143
Total dos rendimentos operacionais		788.845	811.287
Custo das vendas		(303)	(797)
Gastos de construção em ativos concessionados	25	(162.179)	(172.892)
Fornecimentos e serviços externos	27	(44.028)	(57.532)
Gastos com pessoal	28	(53.599)	(a) (50.671)
Depreciações e amortizações do exercício	8	(201.242)	(197.368)
Reversões / (reforços) de provisões	22	212	(2.636)
Imparidade de dívidas a receber (perdas/reversões)	14	5.296	(2.646)
Outros gastos operacionais	29	(12.750)	(12.512)
Total dos gastos operacionais		(468.593)	(497.053)
RESULTADO OPERACIONAL		320.252	314.234
Gastos de financiamento	30	(162.703)	(145.740)
Rendimentos financeiros	30	12.917	2.257
Dividendos de empresas participadas	13	7.558	7.461
Resultado financeiro		(142.228)	(136.023)
Resultado consolidado antes de impostos		178.024	178.211
Imposto sobre o rendimento	11	(56.721)	(54.650)
Resultado líquido consolidado do período		121.303	123.561
ATRIBUÍVEL A:			
Acionistas do Grupo REN		121.303	123.561
Interesses não controlados		-	-
Resultado líquido consolidado do período		121.303	123.561
Resultado por ação (básico e diluído) euros	31	0,23	0,23

a) REEXPRESSO CONFORME REQUERIDO PELA IAS 19 (NOTAS 3.1 E 21)

AS NOTAS ANEXAS FAZEM PARTE INTEGRANTE DA DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DA POSIÇÃO FINANCEIRA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013.

O TÉCNICO OFICIAL DE CONTAS

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Demonstrações consolidadas do rendimento integral
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012

(MONTANTES EXPRESSOS EM MILHARES DE EUROS - mEUROS)

	PERÍODO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO		
	NOTAS	'13	'12
Resultado líquido consolidado do período		121.303	123.561
OUTROS GANHOS E PERDAS RECONHECIDOS NOS CAPITAIS PRÓPRIOS:			
Itens que não serão reclassificados para resultados:			
Ganhos / (perdas) atuariais	21	(21.987)	(a) (53.469)
Efeito fiscal dos ganhos / (perdas) atuariais	11	8.955	15.602
Itens que poderão ser reclassificados para resultados:			
Reserva de cobertura (cobertura de fluxos de caixa)	16	12.069	(20.638)
Efeito fiscal da reserva de cobertura	11 e 16	(3.445)	4.529
Reserva de justo valor (ativos financeiros disponíveis para venda)	13	25.784	10.151
Efeito fiscal da reserva de justo valor	11 e 13	(805)	-
Variações do rendimento integral de associadas líquidas de imposto	10	223	-
Total do rendimento consolidado integral do período		142.097	79.736
ATRIBUÍVELA:			
Acionistas		142.097	79.736
Interesses não controlados		-	-
		142.097	79.736

a) REEXPRESSO CONFORME REQUERIDO PELA IAS 19 (NOTAS 3.1 E 21)

AS NOTAS ANEXAS FAZEM PARTE INTEGRANTE DA DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DA POSIÇÃO FINANCEIRA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013.

O TÉCNICO OFICIAL DE CONTAS

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Demonstrações consolidadas das alterações no capital próprio para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012

(MONTANTES EXPRESSOS EM MILHARES DE EUROS - mEUROS)

ATRIBUÍVEL AOS ACIONISTAS

MOVIMENTOS DO EXERCÍCIO	NOTAS	CAPITAL SOCIAL	ACÇÕES PRÓPRIAS	RESERVA LEGAL	RESERVA JUSTO VALOR (NOTA 13)	RESERVA COBERTURA (NOTA 16)	RESERVAS LIVRES	RESULTADOS ACUMULADOS	RESULTADO EXERCÍCIO	INTERESSES NÃO CONTROLADOS	TOTAL
A 1 de janeiro de 2012		534.000	(10.728)	79.809	(14.244)	(10.503)	160.339	178.189	120.576	-	1.037.439
Total do rendimento integral do período (a)		-	-	-	10.151	(16.109)	-	(37.867)	123.561	-	79.736
Distribuição de dividendos	32	-	-	-	-	-	-	(89.590)	-	-	(89.590)
Outras variações		-	-	-	-	-	4	-	-	-	4
Aplicação de resultados		-	-	5.628	-	-	16.679	98.270	(120.576)	-	-
A 31 de dezembro de 2012 (a)		534.000	(10.728)	85.437	(4.093)	(26.612)	177.022	149.002	123.561	-	1.027.589
A 1 de janeiro de 2013		534.000	(10.728)	85.437	(4.093)	(26.612)	177.022	149.002	123.561	-	1.027.589
Total do rendimento integral do período		-	-	-	24.979	8.624	223	(13.032)	121.303	-	142.097
Distribuição de dividendos	32	-	-	-	-	-	-	(90.120)	-	-	(90.120)
Aplicação de resultados		-	-	6.055	-	-	-	117.507	(123.561)	-	-
A 31 de dezembro de 2013		534.000	(10.728)	91.492	20.886	(17.989)	177.245	163.356	121.303	-	1.079.566

a) REEXPRESSO CONFORME REQUERIDO PELA IAS 19 (NOTAS 3.1 E 21)

AS NOTAS ANEXAS FAZEM PARTE INTEGRANTE DA DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DA POSIÇÃO FINANCEIRA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013.

O TÉCNICO OFICIAL DE CONTAS

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Demonstrações consolidadas dos fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012

(MONTANTES EXPRESSOS EM MILHARES DE EUROS - mEUROS)

	PERÍODO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO		
	NOTAS	'13	'12
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS:			
Recebimentos de clientes		(a) 2.056.635	(a) 2.289.659
Pagamentos a fornecedores		(a) (1.391.110)	(a) (1.822.096)
Pagamentos ao pessoal		(63.160)	(61.510)
Recebimento / (pagamento) do imposto sobre o rendimento		(8.510)	(13.687)
Outros recebimentos/(pagamentos) relativos à atividade operacional		(87.567)	(112.404)
Fluxos de caixa líquidos das atividades operacionais (1)		506.288	279.961
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO:			
Recebimentos provenientes de:			
Outros investimentos financeiros	3.18	207.264	-
Subsídios ao investimento		5.051	617
Juros e rendimentos similares		8.160	1.896
Dividendos	13	7.493	5.635
Pagamentos respeitantes a:			
Outros investimentos financeiros	3.18	(210.000)	(117.163)
Subscrição de capital de empresas associadas e empreendimentos conjuntos	10	(2.910)	-
Ativos disponíveis para venda	13	(100)	(38.800)
Ativos fixos tangíveis		(498)	(44)
Outros ativos intangíveis - ativos de concessão		(162.687)	(215.133)
Fluxos de caixa líquidos das atividades de investimento (2)		(148.227)	(362.991)
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO:			
Recebimentos provenientes de:			
Empréstimos obtidos		2.404.391	9.949.500
Juros e rendimentos similares		17	80
Pagamentos respeitantes a:			
Empréstimos obtidos		(2.403.135)	(9.632.363)
Juros e gastos similares		(163.334)	(151.709)
Dividendos	32	(90.120)	(89.590)
Fluxos de caixa líquidos das atividades de financiamento (3)		(252.180)	75.917
Aumento líquido / (diminuição) de caixa e seus equivalentes (1)+(2)+(3)		105.880	(7.112)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	17	61.246	68.358
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	17	167.126	61.246
DETALHE DA CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA			
Descobertos bancários	17	(861)	-
Depósitos bancários	17	167.987	61.246
		167.126	61.246

a) ESTES MONTANTES INCLUEM OS PAGAMENTOS E RECEBIMENTOS RELATIVOS A ATIVIDADES NA QUAL A EMPRESA ATUA COMO AGENTE, E CUJOS RENDIMENTOS E GASTOS SÃO ANULADOS NA DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DOS RESULTADOS.

AS NOTAS ANEXAS FAZEM PARTE INTEGRANTE DA DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DA POSIÇÃO FINANCEIRA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013.

O TÉCNICO OFICIAL DE CONTAS

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

2. ANEXO

ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

1 INFORMAÇÃO GERAL

A REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (referida neste documento como «REN» ou «Empresa» e conjuntamente com as suas subsidiárias designada por «Grupo» ou «Grupo REN»), com sede na Avenida Estados Unidos da América, 55, em Lisboa, resultou da cisão do grupo EDP, de acordo com os Decretos-Lei n.º 7/91, de 8 de janeiro e n.º 131/94, de 19 de maio, aprovados em assembleia geral em 18 de agosto de 1994, com o objeto de assegurar a gestão global do Sistema Elétrico de Abastecimento Público (SEP).

Até 26 de setembro de 2006, o Grupo REN tinha a sua atividade centrada no negócio da eletricidade, através da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.. Em 26 de setembro de 2006, decorrente da transação de *unbundling* do negócio do gás natural, o Grupo sofreu uma alteração significativa com a compra dos ativos e participações financeiras associados às atividades de transporte, armazenamento e regaseificação de gás natural, constituindo um novo negócio.

No início de 2007, a Empresa foi transformada na *holding* do Grupo e redenominada, após a transferência do negócio da eletricidade para uma nova empresa constituída em 26 de setembro de 2006, a REN - Serviços de Rede, S.A., que foi em simultâneo redenominada para REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A..

O Grupo detém, presentemente, duas áreas de negócio principais, a eletricidade e o gás, e uma área de negócio secundária, telecomunicações.

O negócio da eletricidade compreende as seguintes empresas:

- a) REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., constituída em 26 de setembro de 2006, cujas atividades são desenvolvidas no âmbito de um contrato de concessão atribuído por um período de 50 anos, que se iniciou em 2007 e que estabelece a gestão global do SEP
- b) REN Trading, S.A., constituída em 13 de junho de 2007, cuja função principal é a gestão dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) da Turbogás e da Tejo Energia que não cessaram em 30 de junho de 2007, data da entrada em vigor dos novos contratos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC). A atividade desta empresa compreende o comércio da eletricidade produzida e da capacidade de produção instalada, junto dos distribuidores nacionais e internacionais.
- c) Enondas, Energia das Ondas, S.A., constituída em 14 de outubro de 2010, cujo capital social é integralmente detido pela REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., e tem como atividade a gestão da concessão para a exploração de uma zona-piloto destinada à produção de energia elétrica a partir das ondas do mar

O negócio do gás engloba as seguintes empresas:

- a) REN Gás, S.A., constituída em 29 de março de 2011, com o objeto social de assegurar a promoção, o desenvolvimento e a condução de projetos e empreendimentos no setor do gás natural, bem como proceder à definição da estratégia global e à coordenação das sociedades em que detenha participação

b) REN Gasodutos, S.A., constituída, em 26 de setembro de 2006, cujo capital social foi realizado através da integração das infraestruturas de transporte de gás (rede, ligações e compressão)

c) REN Armazenagem, S.A., constituída em 26 de setembro de 2006, cujo capital social foi realizado pela integração dos ativos de armazenamento subterrâneo de gás

d) REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A., adquirida no âmbito da aquisição do negócio do gás, anteriormente designada por SGNL – Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito. A atividade desta empresa consiste no fornecimento de serviços de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito através do terminal marítimo de GNL, sendo responsável pela construção, utilização e manutenção das infraestruturas necessárias.

As atividades das empresas indicadas nas alíneas b) a d) acima são desenvolvidas no âmbito de três contratos de concessão atribuídos em separado, por um período de 40 anos com início em 2006.

O negócio das telecomunicações é gerido pela REN TELECOM Comunicações, S.A., cuja atividade consiste no estabelecimento, gestão e utilização dos sistemas e infraestruturas de telecomunicações, fornecendo serviços de comunicação e tirando proveito da capacidade excedentária de fibras óticas e instalações pertencentes ao Grupo REN.

A REN SGPS detém a 100% a empresa REN Serviços, S.A., cujo objeto social é a prestação de serviços em matéria energética e de serviços genéricos de apoio ao desenvolvimento do negócio, de forma remunerada, quer em empresas que com ela se encontrem em relação de grupo, quer a quaisquer terceiros, bem como a gestão de participações sociais que a sociedade detenha em outras sociedades.

Em 10 de maio de 2013 foi constituída a REN Finance, B.V., empresa totalmente detida pela REN SGPS, com sede na Holanda, cujo objeto social é participar, financiar, colaborar e conduzir a gestão de empresas relacionadas.

Adicionalmente, em 24 de maio de 2013, em conjunto com a China Electric Power Research Institute, sociedade do Grupo State Grid, foi constituído o Centro de Investigação em Energia REN – State Grid, S.A. (Centro de Investigação) em regime de *joint venture*, no qual o Grupo detém 1.500.000 ações representativas de 50% do respetivo capital.

O objeto social desta sociedade visa a implementação em Portugal de um centro de pesquisa e desenvolvimento, dedicado à pesquisa, desenvolvimento, inovação e demonstração nas áreas de transporte de eletricidade e gestão de sistemas, a prestação de serviços de consultoria e serviços de educação e formação no âmbito destas atividades, bem como a realização de todas as atividades conexas e a prestação de serviços complementares, conexas ou acessórios ao seu objeto social.

Em 31 de dezembro de 2013, a REN SGPS possui ainda:

a) Uma participação de 40% do capital da empresa OMIP - Operador do Mercado Ibérico (Portugal), SGPS, S.A. (OMIP SGPS), que tem por objeto social a gestão de participações noutras sociedades, como forma indireta do exercício de atividades económicas. Esta sociedade detém as participações no capital do OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Polo Português), SGMR, S.A. (OMIP), que assegura a gestão do Mercado de Derivados do MIBEL juntamente com a OMIClear (Câmara de compensação do Mercado Energético), uma empresa constituída e detida pelo OMIP, e cujo

2 INFORMAÇÃO SOBRE OS CONTRATOS DE CONCESSÃO ATRIBUÍDOS À REN

papel é o de câmara de compensação e de contraparte central das operações realizadas no mercado a prazo.

b) Uma participação de 10% do capital social do OMEL, Operador del Mercado Ibérico de Energia, S.A., polo espanhol do Operador Único

c) Uma participação de 1% nas empresas Enagás, S.A. e Red Eléctrica Corporación, S.A. (REE);

d) Uma participação de 5,45% na empresa MedGrid SAS e uma participação de 7,5% na empresa Hidroeléctrica de Cahora Bassa, S.A. (HCB).

2.1 CONTRATO DE CONCESSÃO DE ELETRICIDADE

A concessão para a utilização da Rede Nacional de Transporte (RNT) foi atribuída à REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN S.A.), conforme Decreto-Lei N.º 182/95 de 27 de julho de 1995 (art.º 64), com vista à gestão do SEP, à utilização da Rede Nacional de Transporte, bem como ao desenvolvimento das infraestruturas necessárias.

O objeto deste contrato de concessão consiste nas seguintes atividades:

i) Compra e venda de eletricidade

Nesta atividade, a REN, S.A. atuou, até 30 de junho de 2007, como intermediário (agente) entre os produtores e distribuidores vinculados de eletricidade.

A eletricidade era adquirida com base em contratos de compra de energia assinados com os produtores, e vendida de acordo com as tarifas definidas pelo regulador, ERSE - Entidade Reguladora de Serviços Energéticos. A REN intermediava na venda de excedentes de produção disponíveis. Dos ganhos obtidos nestas intermediações, a REN tinha direito a reter 50% dos ganhos comerciais obtidos.

A partir de 1 de julho de 2007, com o término da maioria dos contratos de aquisição de energia a REN gere os dois CAE remanescentes não cessados com a Tejo Energia (Central do Pego) e a Turbogás (Central da Tapada do Outeiro), através da REN Trading, colocando a energia desses dois produtores no mercado.

ii) Transporte de eletricidade

Esta atividade tem por objeto o transporte de eletricidade através da RNT para entrega aos distribuidores em MT (Média Tensão) e AT (Alta Tensão), aos consumidores ligados à RNT e às redes de MAT (Muito Alta Tensão) a que a RNT estiver ligada. Esta atividade inclui ainda o planeamento, construção, exploração e manutenção de todas as infraestruturas que integram a RNT e das interligações às redes a que esteja ligada, e das instalações necessárias para a sua operação.

iii) Gestão global do sistema

Esta atividade tem por objeto a gestão global do sistema de eletricidade que consiste na coordenação sistemática das instalações que constituem o SEN (Sistema Eléctrico Nacional), de forma a assegurar o seu funcionamento integrado e harmonizado e a segurança e continuidade do abastecimento de eletricidade.

A REN pode desenvolver outras atividades, de modo direto ou através de empresas associadas, quando autorizada pelo Governo, caso seja do melhor interesse para a concessão ou para os seus clientes.

A concessão da atividade de transporte de eletricidade que integra a gestão global do sistema é exercida em regime de concessão em serviço de

exclusividade mediante a exploração da RNT. A concessão foi atribuída por um período de 50 anos, com início em 15 de junho de 2007.

O modelo do contrato de concessão garante um equilíbrio contratual, nas condições de uma gestão eficiente, através do reconhecimento dos custos de investimento, de operação e manutenção e na adequada remuneração dos ativos afetos à concessão, a serem refletidos nas tarifas aplicáveis à concessionária.

Consideram-se como bens afetos à concessão as redes de muito alta tensão, as interligações e as instalações do gestor do sistema, que incluem:

- as linhas, subestações, postos de seccionamento e instalações anexas;
- as instalações afetas ao despacho centralizado e à gestão global do SEP, incluindo todo o equipamento indispensável ao seu funcionamento, designadamente as instalações do Despacho Nacional;
- os sítios para instalação dos centros eletroprodutores, cuja propriedade ou posse pertença à REN; e
- as instalações de telecomunicações, telemedida e telecomando afetas ao transporte e à coordenação do sistema eletroprodutor.

Adicionalmente, são também considerados como ativos afetos à concessão:

- os imóveis pertencentes à REN em que se implantem os bens referidos no número anterior, assim como as servidões constituídas;
- outros bens móveis ou imóveis necessários ao desempenho das atividades objeto da concessão; e
- as relações jurídicas diretamente relacionadas com a concessão, nomeadamente laborais, de empreitada, de locação, de prestação de serviços, de receção e entrega de energia elétrica, bem como os direitos de utilização do domínio hídrico e de transporte através de redes situadas no exterior da área de concessão.

A REN tem a obrigação de, durante o prazo de vigência da concessão, manter o bom estado de funcionamento, conservação e segurança dos ativos e meios a ela afetos, efetuando todas as reparações, renovações e adaptações necessárias para a manutenção dos ativos nas condições técnicas requeridas.

A REN mantém o direito de explorar os ativos afetos à concessão até à extinção desta. Os ativos afetos à concessão apenas podem ser utilizados para o fim previsto na concessão. Na data da extinção da concessão, os bens a ela afetos revertem para o Estado nos termos previstos no presente contrato, o qual compreende o recebimento de uma indemnização correspondente ao valor líquido contabilístico dos bens afetos à concessão.

A concessão pode ser extinta por acordo entre as partes por rescisão, por resgate e pelo decurso do prazo. A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado dos bens e meios a ela afetos.

O contrato de concessão poderá ser rescindido pelo concedente se ocorrer qualquer uma das situações a seguir descritas, com impacto significativo nas operações da concessão: afastamento dos princípios da concessão; oposição à supervisão e desobediência às deliberações do concedente; recusa em efetuar reparações e manutenções nos ativos da concessão, bem como o seu desenvolvimento; aplicação de tarifas mais elevadas do que as definidas pelo regulador; e a transmissão da concessão ou subconcessão não autorizada.

O concedente pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam 10 anos sobre a data do início do respetivo prazo. Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização que deve atender ao valor contabilístico à data do resgate dos bens revertidos, bem como ao valor de eventuais lucros cessantes.

Se, no termo da concessão, esta não tiver sido renovada ou não tiver sido decidido quanto ao novo modo ou entidade encarregada da gestão da concessão, o presente contrato de concessão pode ser prolongado pelo período máximo de um ano, como uma prestação de serviços ou qualquer outro título jurídico público-contratual.

Decorrente do Despacho n.º 11/2010 da ERSE, de 7 de setembro de 2010, a REN S.A. passou a estar sujeita a um novo mecanismo de remuneração para o segmento de eletricidade denominado por preços de referência, o qual é aplicável para os investimentos em linhas e subestações cuja entrada em exploração ocorre a partir de 1 de janeiro de 2009.

2.2 TRANSPORTE DE GÁS E GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

A concessão para utilização da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) foi atribuída à REN – Gasodutos, S.A., pelo prazo de 40 anos, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 de julho de 2006, tendo como objeto a gestão do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), a operação da rede de transporte de gás em alta pressão e o desenvolvimento das infraestruturas necessárias, sob o regime de prestação de serviço público.

O objeto do contrato de concessão da REN Gasodutos, S.A. compreende as seguintes atividades:

i) Gestão global do sistema do gás

A REN – Gasodutos, S.A., no âmbito da atividade de gestão técnica global do sistema do gás, gere o SNGN, através da coordenação das ligações nacionais e internacionais à RNTGN, o planeamento e a preparação da expansão necessária da rede de transporte de gás de alta pressão, e o controlo das reservas de segurança de gás natural. Os operadores que exerçam qualquer atividade que integra o SNGN, assim como os utilizadores, ficam sujeitos a esta atividade.

ii) Transporte de gás

A concessão da atividade de transporte de gás natural em alta pressão tem por objeto o recebimento, o transporte, os serviços de sistema e a entrega de gás natural através da rede de alta pressão, bem como a construção, manutenção, operação e exploração de todas as infraestruturas que integram a RNTGN e das interligações às redes e infraestruturas a que esteja ligada, bem como das instalações que são necessárias para a sua operação.

O modelo do contrato de concessão garante um equilíbrio contratual nas condições de uma gestão eficiente, através do reconhecimento dos custos de investimento, de operação e manutenção e na adequada remuneração dos ativos afetos à concessão, a serem refletidos nas tarifas aplicáveis à concessionária.

Os bens e meios afetos à concessão incluem:

- os gasodutos de alta pressão, utilizados no transporte de gás, tubos e antenas associados;

- as infraestruturas relacionadas com a compressão, transporte e redução de pressão do gás para entrega nos gasodutos de média pressão;
- equipamentos relacionados com a gestão técnica global do SNGN; e
- infraestruturas de telecomunicações, telemetria e de controlo remoto usados para gerir a rede de receção, transporte e entrega, incluindo equipamento de telemetria colocado nas instalações dos utilizadores.

Adicionalmente, são também considerados como bens e meios afetos à concessão:

- os imóveis detidos pela REN Gasodutos, S.A. onde os supra mencionados equipamentos se encontram instalados, assim como as servidões constituídas;
- outros ativos necessários para o desenvolvimento operacional das atividades da concessão;
- quaisquer direitos intelectuais ou industriais, propriedade da REN Gasodutos, S.A.; e
- as relações e posições jurídicas diretamente relacionadas com a concessão, tais como: laborais, de empreitada, de locação e prestação de serviços.

A REN Gasodutos, S.A. tem a obrigação de, durante o prazo de vigência da concessão, manter o bom estado de funcionamento, conservação e segurança dos bens e meios a ela afetos, efetuando todas as reparações, renovações e adaptações necessárias para a manutenção dos ativos nas condições técnicas requeridas.

A REN Gasodutos, S.A. mantém o direito de explorar os bens afetos à concessão até à extinção desta. Os ativos apenas podem ser utilizados para o fim previsto na concessão. Na data da extinção da concessão, os bens a ela afetos reverterem para o Estado nos termos previstos no presente contrato, o qual compreende o recebimento de uma indemnização correspondente ao valor líquido contabilístico dos bens afetos à concessão.

A concessão pode ser extinta por acordo entre as partes, por rescisão, por resgate e pelo decurso do prazo. A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado dos bens e meios a ela afetos.

O contrato de concessão poderá ser rescindido pelo concedente se ocorrer qualquer uma das situações a seguir descritas, com impacto significativo nas operações da concessão: afastamento dos princípios da concessão; suspensão ou interrupção injustificadas da atividade objecto da concessão; oposição à supervisão e desobediência às deliberações do concedente; recusa em efetuar reparações e manutenções nos ativos da concessão, bem como o seu desenvolvimento; aplicação de tarifas mais elevadas do que as definidas pelo regulador; e a transmissão da concessão ou subconcessão não autorizada.

O concedente pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam pelo menos 15 anos sobre a data do início do respetivo prazo. Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização que deve atender ao valor contabilístico à data do resgate dos bens revertidos, bem como ao valor de eventuais lucros cessantes.

Se, no termo da concessão, esta não tiver sido renovada ou não tiver sido decidido quanto ao novo modo ou entidade encarregada da gestão da concessão, o presente contrato de concessão pode ser prolongado pelo período máximo de um ano, como uma prestação de serviços ou qualquer outro título jurídico público-contratual.

2.3 RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO (GNL)

A concessão da atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, em terminal GNL, foi atribuída à REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A. pelo prazo de 40 anos, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho de 2006, para a realização das seguintes atividades, sob o regime de prestação de serviço público:

- i) Receção, armazenamento, tratamento e regaseificação de gás natural liquefeito
- ii) Injeção de gás natural de alta pressão na Rede Nacional de Transporte de Gás Natural ou a sua expedição através de camiões especializados para o efeito
- iii) Construção, utilização, manutenção e expansão das infraestruturas do terminal GNL (edifícios, tanques, gasodutos, etc.)

O modelo do contrato de concessão garante um equilíbrio contratual nas condições de uma gestão eficiente, através do reconhecimento dos custos de investimento, de operação e manutenção e na adequada remuneração dos ativos afetos à concessão, a serem refletidos nas tarifas aplicáveis à concessionária.

Os bens e meios afetos à concessão incluem:

- o terminal GNL e as infraestruturas associadas, instaladas no porto de Sines;
- as infraestruturas utilizadas para a receção, armazenagem, tratamento e regaseificação do GNL, incluindo todo o equipamento necessário para controlo, regulação e medição das restantes infraestruturas e da atividade do terminal GNL;
- as infraestruturas utilizadas na injeção do gás natural na RNTGN ou no carregamento e expedição do GNL através de camiões ou barcos metaneiros; e
- as infraestruturas relacionadas com telecomunicações, telemetria e controlo remoto, usadas na gestão de todas as infraestruturas do terminal GNL.

Adicionalmente, são também considerados ativos da concessão:

- os imóveis detidos pela REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A. onde os supra referenciados equipamentos estão instalados, assim como as servidões constituídas;
- outros ativos necessários ao desenvolvimento da atividade da concessão;
- quaisquer direitos intelectuais ou de propriedade industrial da REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.; e
- as relações e posições jurídicas diretamente relacionadas com a concessão, tais como: laborais, de empreitada, de locação e prestação de serviços.

A REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A. tem a obrigação de, durante o prazo de vigência da concessão, manter o bom estado de funcionamento, conservação e segurança dos bens e meios a ela afetos, efetuando todas as reparações, renovações e adaptações necessárias para a manutenção dos ativos nas condições técnicas requeridas.

A REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A. mantém o direito de explorar os ativos afetos à concessão até à extinção desta. Os ativos apenas podem ser utilizados para o fim previsto na concessão. Na data da extinção da concessão, os bens a ela afetos reverterem para o Estado nos termos previstos no presente contrato, o

qual compreende o recebimento de uma indenização correspondente ao valor líquido contabilístico dos bens afetos à concessão.

A concessão pode ser extinta por acordo entre as partes por rescisão, por resgate e pelo decurso do prazo. A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado dos bens e meios a ela afetos.

O contrato de concessão poderá ser rescindido pelo concedente se ocorrer qualquer uma das situações a seguir descritas, com impacto significativo nas operações da concessão: afastamento dos princípios da concessão; suspensão ou interrupção injustificadas da atividade objeto da concessão; oposição à supervisão e desobediência às deliberações do concedente; recusa em efetuar reparações e manutenções nos ativos da concessão, bem como o seu desenvolvimento; aplicação de tarifas mais elevadas do que as definidas pelo regulador; e a transmissão da concessão ou subconcessão não autorizada.

O concedente pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam pelo menos 15 anos sobre a data do início do respetivo prazo. Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indenização que deve atender ao valor contabilístico à data do resgate dos bens revertidos, bem como ao valor de eventuais lucros cessantes.

Se, no termo da concessão, esta não tiver sido renovada ou não tiver sido decidido quanto ao novo modo ou entidade encarregada da gestão da concessão, o presente contrato de concessão pode ser prolongado pelo período máximo de um ano, como uma prestação de serviços ou qualquer outro título jurídico público-contratual.

2.4 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

A concessão da atividade de armazenamento subterrâneo foi atribuída à REN Armazenagem, S.A. por um período de 40 anos, ao abrigo do Decreto-Lei 140/2006, de 26 de julho de 2006, para a realização das seguintes atividades, sob o regime de prestação de serviço público:

- i) Receção, injeção, armazenamento subterrâneo, extração, tratamento e entrega do gás natural de modo a criar ou manter as reservas de segurança de gás natural ou para entrega na RNTGN
- ii) Construção, utilização, manutenção e expansão das cavidades de armazenamento subterrâneo

O modelo do contrato de concessão garante um equilíbrio contratual nas condições de uma gestão eficiente, através do reconhecimento dos custos de investimento, de operação e manutenção e na adequada remuneração dos ativos afetos à concessão, a serem refletidos nas tarifas aplicáveis à concessionária.

Os bens e meios afetos à concessão incluem:

- as cavidades subterrâneas de gás natural adquiridas ou construídas durante o período de vigência do contrato de concessão;
- infraestruturas utilizadas para injeção, extração, compressão, secagem e redução de pressão do gás, usado para ser distribuído na RNTGN, incluindo todo o equipamento necessário para controlo, regulação e medição das restantes infraestruturas;

- infraestruturas e equipamento para operações de lixiviação; e
- infraestruturas necessárias para telecomunicações, telemetria e controlo remoto, usadas na gestão de todas as infraestruturas e cavidades subterrâneas.

Adicionalmente, são também considerados ativos afetos à concessão:

- os imóveis detidos pela REN Armazenagem, S.A. onde os supra referenciados equipamentos estão instalados, assim como as servidões constituídas;
- outros ativos necessários ao desenvolvimento da atividade de concessão;
- direitos de construção ou aumento das cavidade subterrâneas;
- o *cushion gas* afeto a cada cavidade;
- quaisquer direitos intelectuais ou de propriedade industrial da REN Armazenagem, S.A.;
- as relações e posições jurídicas diretamente relacionadas com a concessão, tais como: laborais, de empreitada, de locação e prestação de serviços.

A REN Armazenagem, S.A. tem a obrigação de, durante o prazo de vigência da concessão, manter o bom estado de funcionamento, conservação e segurança dos bens e meios a ela afetos, efetuando todas as reparações, renovações e adaptações necessárias para a manutenção dos ativos nas condições técnicas requeridas.

A REN Armazenagem, S.A. mantém o direito de explorar os ativos afetos à concessão até à extinção desta. Os ativos apenas podem ser utilizados para o fim previsto na concessão. Na data da extinção da concessão, os bens a ela afetos reverterem para o Estado nos termos previstos no presente contrato, o qual compreende o recebimento de uma indemnização correspondente ao valor líquido contabilístico dos bens afetos à concessão.

A concessão pode ser extinta por acordo entre as partes por rescisão, por resgate e pelo decurso do prazo. A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado dos bens e meios a ela afetos.

O contrato de concessão poderá ser rescindido pelo concedente se ocorrer qualquer uma das situações a seguir descritas, com impacto significativo nas operações da concessão: afastamento dos princípios da concessão; suspensão ou interrupção injustificadas da atividade objeto da concessão; oposição à supervisão e desobediência às deliberações do concedente; recusa em efetuar reparações e manutenções nos ativos da concessão, bem como o seu desenvolvimento; aplicação de tarifas mais elevadas do que as definidas pelo regulador; e a transmissão da concessão ou subconcessão não autorizada.

O concedente pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam pelo menos 15 anos sobre a data do início do respetivo prazo. Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização que deve atender ao valor contabilístico à data do resgate dos bens revertidos bem como ao valor de eventuais lucros cessantes.

Se, no termo da concessão, esta não tiver sido renovada ou não tiver sido decidido quanto ao novo modo ou entidade encarregada da gestão da concessão, o presente contrato de concessão pode ser prolongado pelo período máximo de um ano, como uma prestação de serviços ou qualquer outro título jurídico público-contratual.

2.5 EXPLORAÇÃO DA ZONA-PILOTO DA ENERGIA DAS ONDAS DO MAR

O Estado Português atribuiu, nos termos do disposto no n.º 3 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro e do Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro, a concessão para a exploração de uma zona-piloto destinada à produção de energia elétrica a partir das ondas do mar, à Enondas, Energia das Ondas, S.A. (Enondas ou Concessionária), sociedade cujo capital social é integralmente detido pela REN.

Nos termos do Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro, a concessão em causa tem a duração de 45 anos, e inclui a autorização para a implantação das infraestruturas para ligação à rede elétrica pública e a utilização de recursos hídricos do domínio público hídrico, a fiscalização da utilização por terceiros dos recursos hídricos necessários à produção de energia elétrica a partir da energia das ondas, bem como a competência para a atribuição das licenças de estabelecimento e de exploração da atividade de produção de energia elétrica e respetiva fiscalização.

Ao abrigo do contrato de concessão e da legislação aplicável, é garantida à concessionária a remuneração adequada da concessão através do reconhecimento dos custos de investimento e dos custos de operação e de manutenção, desde que aprovados previamente pelo membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer vinculativo da ERSE.

ADENDA AOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

Em 21 de fevereiro de 2012, foram assinadas as adendas aos seguintes contratos de concessão em vigor entre o Estado Português e as empresas do Grupo, designadamente: i) o contrato de concessão da atividade de transporte de eletricidade através da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade, celebrado com a REN-Rede Eléctrica Nacional, S.A.; ii) o contrato de concessão da atividade de transporte de gás natural através da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, celebrado com REN Gasodutos, S.A.; iii) o contrato de concessão da atividade de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito ao terminal de Sines, celebrado com a REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.; e iv) o contrato de concessão da atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural, celebrado com a REN Armazenagem, S.A..

Os referidos contratos de concessão foram alterados com as finalidades principais de: i) detalhar as funções das operadoras das redes nacionais de transporte de eletricidade e gás natural; ii) desenvolver o regime de acompanhamento e supervisão das atividades das concessionárias pelo Estado Português; e iii) precisar os termos aplicáveis à prestação de informação por cada uma das concessionárias, ajustando ainda o respetivo clausulado contratual às disposições legais e regulamentares em vigor, em particular os Decretos-Lei n.º77/2011 e n.º78/2011, ambos de 20 de junho.

3 PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTABILÍSTICAS

As principais políticas contabilísticas adotadas pelo Grupo na preparação das demonstrações financeiras consolidadas são as que abaixo se descrevem. Estas políticas foram aplicadas de forma consistente nos períodos apresentados.

3.1 BASES DE APRESENTAÇÃO

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas no pressuposto da continuidade das operações, a partir dos livros e registos contabilísticos das empresas incluídas na consolidação (Nota 6), mantidos de acordo com as normas contabilísticas em vigor em Portugal, ajustados no processo de consolidação de modo a que as demonstrações financeiras consolidadas estejam de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro, tal como adotadas pela União Europeia, em vigor para exercícios económicos iniciados em 1 de janeiro de 2013.

Devem entender-se como fazendo parte daquelas normas, quer as Normas Internacionais de Relato financeiro (IFRS – International Financial Reporting Standards) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), quer as Normas Internacionais de Contabilidade (IAS), emitidas pelo International Accounting Standards Committee (IASC) e respetivas interpretações – SIC e IFRIC, emitidas pelo International Financial Reporting Interpretation Committee (IFRIC) e Standard Interpretation Committee (SIC), que tenham sido adotadas na União Europeia. De ora em diante, o conjunto daquelas normas e interpretações serão designados genericamente por IFRS.

A preparação das demonstrações financeiras em conformidade com as IFRS requer o uso de estimativas, pressupostos e julgamentos críticos no processo da determinação das políticas contabilísticas adotadas pela REN, com impacto significativo no valor contabilístico dos ativos e passivos, assim como nos rendimentos e gastos reconhecidos no período de reporte financeiro.

Apesar de estas estimativas serem baseadas na melhor experiência da administração e nas suas melhores expectativas em relação aos eventos e ações correntes e futuras, os resultados atuais e futuros podem diferir destas estimativas. As áreas que envolvem um maior grau de julgamento ou complexidade, ou áreas em que pressupostos e estimativas sejam significativos para as demonstrações financeiras consolidadas, são apresentadas na Nota 5.

Estas demonstrações financeiras consolidadas estão apresentadas em milhares de euros, arredondadas ao milhar mais próximo.

Estas demonstrações financeiras consolidadas foram aprovadas pelo Conselho de Administração, na reunião de 6 de março de 2014. É da opinião do Conselho de Administração que estas demonstrações financeiras consolidadas refletem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira do conjunto das empresas incluídas na consolidação, o resultado consolidado das suas operações, o rendimento integral consolidado, as alterações no seu capital próprio consolidado e os seus fluxos de caixa consolidados, em conformidade com as Normas Internacionais de Relato Financeiro, tal como adotadas pela União Europeia (IFRS).

ADOÇÃO DE NORMAS E INTERPRETAÇÕES NOVAS, EMENDADAS OU REVISTAS

As seguintes normas, interpretações, emendas e revisões foram aprovadas (*endorsed*) pela União Europeia e são de aplicação obrigatória pela primeira vez no exercício findo em 31 de dezembro de 2013:

- IAS 1 Apresentação de demonstrações financeiras (alteração) (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2013) – Esta alteração consubstancia-se no seguinte: (i) os itens que compõem o Outro rendimento Integral e que futuramente serão reconhecidos em resultados do exercício passam a ser apresentados separadamente; e (ii) a Demonstração do resultado integral passa também a denominar-se Demonstração dos resultados e de outro rendimento integral. O formato de apresentação da demonstração consolidada do rendimento integral foi alterado, em conformidade com a nova redação da IAS 1, incluindo para o período comparativo. A aplicação retrospectiva desta emenda não teve impacto ao nível do resultado integral.
- IFRIC 20 Custos de descobertura na fase de produção de uma mina a céu aberto (nova) (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2013) – Esta interpretação visa fornecer orientações sobre a forma como as entidades devem registar certos custos incorridos na fase de produção de uma mina a céu aberto. Desta alteração não resultaram quaisquer impactos nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
- IAS 12 Impostos sobre o rendimento (alteração) (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2013) – Esta emenda fornece uma presunção de que a recuperação de propriedades de investimento mensuradas ao justo valor de acordo com a IAS 40 será realizada através da venda. Desta alteração não resultaram quaisquer impactos nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
- IFRS 13 Justo valor: mensuração e divulgação (nova) (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2013) – Esta norma institui uma definição única e transversal do conceito de justo valor, estabelecendo orientações sobre o cálculo do justo valor de ativos e passivos, financeiros e não financeiros. A IFRS 13 pretende constituir-se como a principal fonte dos requisitos de mensuração e apresentação de divulgações relativas ao justo valor. A IFRS 13 prevê a aplicação prospectiva a partir do período iniciado em 1 de janeiro de 2013. Da adoção desta norma não decorreram impactos significativos nas demonstrações financeiras consolidadas.
- IFRS 7 Instrumentos financeiros: divulgações (alteração) (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2013) – Esta alteração vem exigir divulgações adicionais ao nível de instrumentos financeiros, nomeadamente, informações em relação àqueles sujeitos a acordos de compensação e similares. Desta alteração não decorreram impactos significativos nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
- IFRS 1 Adoção pela primeira vez das normas internacionais de relato financeiro (alteração) (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2013) – A IFRS 1 foi objecto de duas alterações: (i) a primeira alteração introduz uma isenção para as entidades que operaram numa economia hiperinflacionada e adotam pela primeira vez as normas IFRS, permitindo utilizar o justo valor como custo considerado nos itens da demonstração da posição financeira de abertura no âmbito das IFRS. Acresce a substituição da referência a datas fixas pela data de transição; (ii) a segunda alteração cria uma exceção à aplicação retrospectiva dos recursos definidos na IAS 20 para a aplicação a empréstimos governamentais concedidos a taxas de juro bonificadas. Desta alteração não resultaram quaisquer impactos nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.

- Melhoramentos das normas internacionais de relato financeiro (ciclo 2009 – 2011) (alteração) (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2013) – Ciclicamente são introduzidos melhoramentos que visam clarificar e simplificar a aplicação do normativo internacional. Em específico para o presente exercício foram introduzidas alterações, nomeadamente, nas normas IAS 1 (informação comparativa), IAS 16 (equipamento de serviços), IAS 32 (efeito fiscal da distribuição de instrumentos de capital próprio), IAS 34 (informação por segmentos) e IFRS 1 (aplicação repetida da norma). Desta alteração não decorreram impactos significativos nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
- IAS 19 Benefícios dos empregados (alteração) (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2013) – Esta revisão vem introduzir algumas alterações relacionadas com o relato sobre os planos de benefícios definidos, nomeadamente: (i) os ganhos/perdas atuariais passam a ser reconhecidos na totalidade em reservas (deixa de ser permitido o método do corredor); (ii) passa a ser aplicada uma única taxa de juro à responsabilidade e aos ativos do plano. A diferença entre o retorno real dos ativos do fundo e a taxa de juro única é registada como os ganhos/perdas atuariais; (iii) os gastos registados em resultados correspondem apenas ao custo do serviço corrente e aos gastos líquidos com juros; e (iv) introdução de novas exigências em termos de divulgação.

Da aplicação retrospectiva das emendas à IAS 19 ao exercício de 2012, resultou um acréscimo na rubrica de Gastos com pessoal da demonstração consolidada dos resultados, por contrapartida da rubrica de Resultados acumulados, no montante de 331 milhares de euros. Este impacto refere-se à aplicação de uma única taxa de juro às responsabilidades e aos ativos do plano.

As seguintes normas, interpretações, emendas e revisões foram aprovadas (*endorsed*) pela União Europeia e apenas são de aplicação obrigatória em exercícios económicos futuros:

- IFRS 10 Demonstrações financeiras consolidadas (nova) (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2014) – Esta norma vem estabelecer os requisitos relativos à apresentação de demonstrações financeiras consolidadas por parte da empresa-mãe substituindo, quanto a estes aspetos, a norma IAS 27 – Demonstrações financeiras consolidadas e separadas e a SIC 12 – Consolidação – Entidades com finalidade especial. Esta norma introduz ainda novas regras no que diz respeito à definição de controlo e à determinação do perímetro de consolidação. Da futura adoção desta norma não se estima que decorram impactos significativos nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
- IFRS 11 Acordos conjuntos (nova) (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2014) – Esta norma substitui a IAS 31 – Empreendimentos conjuntos e a SIC 13 – Entidades conjuntamente controladas e vem (i) alterar a definição de «acordo conjunto», enfatizando os direitos e obrigações inerentes em vez da sua forma legal; (ii) reduzir os tipos de acordos conjuntos, permanecendo os seguintes: «operações conjuntas» e «empreendimentos conjuntos»; e (iii) vem eliminar a possibilidade de utilização do método de consolidação proporcional em «empreendimentos conjuntos». Da futura adoção desta norma não se estima que decorram impactos significativos nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
- IFRS 12 Divulgações de interesses noutras entidades (nova) (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2014) – Esta norma

vem aumentar o nível de exigência em matéria de divulgação para as subsidiárias, acordos conjuntos, associadas e entidades não consolidadas. Da futura adoção desta norma não se estima que decorram impactos significativos nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.

- IAS 27 Demonstrações financeiras separadas (revisão) (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2014) – Esta norma foi revista na sequência da emissão da IFRS 10 e vem restringir o âmbito de aplicação da IAS 27 às demonstrações financeiras separadas. A futura adoção desta norma não terá impacto nas demonstrações financeiras consolidadas do Grupo REN.
- IAS 28 Investimentos em associadas e empreendimentos conjuntos (revisão) (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2014) – A IAS 28 foi revista na sequência da emissão da IFRS 11 e IFRS 12 e estabelece o modo de aplicação do método de equivalência patrimonial nos investimentos em associadas e empreendimentos conjuntos. Da futura adoção desta norma não se estima que decorram impactos significativos nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
- IAS 32 Instrumentos financeiros: apresentação (alteração) (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2014) – Esta alteração clarifica os requisitos para uma entidade compensar ativos e passivos financeiros na demonstração da posição financeira. Da futura adoção desta norma não se estima que decorram impactos significativos nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
- IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12 (alteração) (a aplicar para os períodos que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2014) – Emendas às IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12 de modo a clarificar as regras do processo de transição para as referidas normas. Da futura adoção destas normas não se estima que decorram impactos significativos nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
- IFRS 10, IFRS 12 e IAS 27 (alteração) (a aplicar para os períodos que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2014) – A alteração à IFRS 10 clarifica, por um lado, o modelo de negócio das entidades de investimento (*Investment entities*) e, por outro lado, exige que as suas filiais sejam mensuradas pelo justo valor através de resultados, criando desta forma uma exceção à aplicação dos procedimentos de consolidação. Consequentemente, as normas IAS 27 e IFRS 12 são alteradas em conformidade, sendo eliminada a opção de mensuração pelo custo ou justo valor (estabelecida na IAS 27) e criado um conjunto de divulgações específicas para as entidades de investimento (através da IFRS 12).
- IAS 36 Imparidade de ativos (alteração) (a aplicar para os períodos que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2014) – Esta alteração elimina os requisitos de divulgação da quantia recuperável de uma unidade geradora de caixa com *goodwill* ou intangíveis com vida útil indefinida alocados nos períodos em que não foi registada qualquer perda por imparidade ou reversão de imparidade. Vem introduzir requisitos adicionais de divulgação para os ativos relativamente aos quais foi registada uma perda por imparidade ou reversão de imparidade e a quantia recuperável dos mesmos tenha sido determinada com base no justo valor menos custos para vender. Não são estimados impactos significativos nas demonstrações financeiras decorrentes da sua adoção.
- IAS 39 Instrumentos financeiros: reconhecimento e mensuração (alteração) (a aplicar para os períodos que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2014) – Esta alteração vem permitir, em determinadas circunstâncias, a continuação da contabilidade de cobertura quando um derivado designado como instrumento de cobertura é reformulado. Não são estimados impactos significativos nas demonstrações financeiras decorrentes da sua adoção.

A Empresa não procedeu à aplicação antecipada de qualquer destas normas nas demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2013.

As seguintes normas, interpretações, emendas e revisões, com aplicação obrigatória em exercícios económicos futuros, não foram, até à data de aprovação destas demonstrações financeiras, adoptadas (*endorsed*) pela União Europeia:

NORMA	APLICÁVEL NOS EXERCÍCIOS INICIADOS EM OU APÓS	RESUMO
IFRS 9 - Instrumentos financeiros (2009)	n/d	Esta norma estabelece os requisitos para a classificação e mensuração dos instrumentos financeiros.
Melhoramentos das normas internacionais de relato financeiro (ciclo 2010-2012)	Várias (01-jul-14)	Estas melhorias envolvem a revisão de diversas normas, nomeadamente a IAS 16, IFRS 3 e IFRS 8.
Melhoramentos das normas internacionais de relato financeiro (ciclo 2011-2013)	Várias (01-jul-14)	Estas melhorias envolvem a revisão de diversas normas, nomeadamente a IAS 40, IFRS 1 e IFRS 13.
IFRIC 21 - Pagamentos ao Estado	1-jan-14	Consiste numa interpretação à IAS 37 – Provisões, passivos contingentes e ativos. Tipifica as taxas do Governo e os eventos que dão origem à sua responsabilidade de pagamento, clarificando o momento em que estas devem ser reconhecidas.
IAS 19 - Benefícios dos empregados (Plano de benefícios definido: Contribuição dos empregados)	1-jul-14	Esta alteração vem clarificar em que circunstâncias as contribuições dos empregados para planos de benefícios pós-emprego constituem uma redução do custo com benefícios de curto prazo.

Estas normas não foram ainda adoptadas (*endorsed*) pela União Europeia e, como tal, não foram aplicadas pelo Grupo no exercício findo em 31 de dezembro de 2013.

3.2 PRINCÍPIOS DE CONSOLIDAÇÃO

Os métodos de consolidação adotados pelo Grupo são os seguintes:

a) PARTICIPAÇÕES FINANCEIRAS EM EMPRESAS DO GRUPO (SUBSIDIÁRIAS)

Subsidiárias são todas as entidades (incluindo as entidades com finalidades especiais) sobre as quais a REN tem o poder de decidir sobre as políticas financeiras ou operacionais, a que normalmente está associado o controlo, direto ou indireto, de mais de metade dos direitos de voto. A existência e o efeito de direitos de voto potenciais que sejam correntemente exercíveis ou convertíveis são considerados quando se avalia se a REN detém o controlo sobre uma entidade. As subsidiárias são consolidadas a partir da data em que o controlo é transferido para a REN, sendo excluídas da consolidação a partir da data em que esse controlo cessa. Os resultados das subsidiárias adquiridas ou alienadas durante o exercício são incluídos na demonstração consolidada dos resultados desde a data da sua aquisição ou até à data da sua alienação. As subsidiárias foram incluídas nestas demonstrações financeiras consolidadas pelo método de consolidação integral.

O capital próprio e o resultado líquido destas empresas correspondente à participação de terceiros nas mesmas são apresentados separadamente na demonstração consolidada da posição financeira e na demonstração consolidada dos resultados nas rubricas de Interesses não controlados.

O rendimento integral total é atribuído aos proprietários da empresa-mãe e dos interesses não controlados, mesmo que isso resulte num saldo deficitário ao nível dos interesses não controlados.

Sempre que necessário, são efetuados ajustamentos às demonstrações financeiras das subsidiárias para garantir que as políticas contabilísticas são aplicadas de forma consistente por todas as empresas do Grupo. As transações, saldos e dividendos distribuídos entre empresas do Grupo são eliminados no processo de consolidação.

As entidades que se qualificam como subsidiárias encontram-se listadas na Nota 6.

b) PARTICIPAÇÕES FINANCEIRAS EM EMPRESAS ASSOCIADAS, EMPREENDIMENTOS CONJUNTOS E PARTICIPADAS

Associadas

As participações financeiras em empresas associadas (empresas onde o Grupo exerce uma influência significativa, mas não detém quer o controlo quer o controlo conjunto das mesmas através da participação nas decisões financeiras e operacionais da empresa, normalmente quando detém entre 20% e 50% do capital de uma empresa) são registadas pelo método de equivalência patrimonial.

De acordo com o método da equivalência patrimonial, as participações financeiras em empresas associadas são inicialmente contabilizadas pelo custo de aquisição, o qual é acrescido ou reduzido do valor correspondente à proporção dos capitais próprios dessas empresas, reportados à data de aquisição ou da primeira aplicação do método da equivalência patrimonial. As participações financeiras são posteriormente ajustadas anualmente pelo valor correspondente à participação nos resultados líquidos das associadas por contrapartida de ganhos ou perdas do exercício.

Adicionalmente, os dividendos destas empresas são registados como uma diminuição do valor da participação, e a parte proporcional nas variações dos capitais próprios é registada como uma variação do capital próprio do Grupo.

O excesso do custo de aquisição face ao justo valor de ativos e passivos identificáveis da associada na data de aquisição é reconhecido como *goodwill* e é mantido no valor da participação financeira. Caso o diferencial entre o custo de aquisição e o justo valor dos ativos e passivos líquidos adquiridos seja negativo, o mesmo é reconhecido como um rendimento do exercício.

É efetuada uma avaliação dos investimentos em associadas quando existem indícios de que a participação possa estar em imparidade, sendo registadas como gastos na demonstração dos resultados as perdas por imparidade que se demonstre existir.

Quando a proporção do Grupo nos prejuízos acumulados da associada excede o valor pelo qual a participação se encontra registada, a participação financeira é registada ao valor nulo, exceto quando o Grupo tenha assumido compromissos

de cobertura de prejuízos da associada, casos em que as perdas adicionais determinam o reconhecimento de um passivo. Se, posteriormente, a associada relatar lucros, o Grupo retoma o reconhecimento da sua quota-parte nesses lucros somente após a sua parte nos lucros igualar a parte das perdas não reconhecidas.

Os ganhos não realizados em transações com associadas são eliminados proporcionalmente ao interesse do Grupo nas mesmas, por contrapartida da correspondente rubrica do investimento. As perdas não realizadas são similarmente eliminadas, mas somente até ao ponto em que a perda não resulte de uma situação em que o ativo transferido esteja em imparidade.

As participações financeiras em empresas associadas encontram-se detalhadas na Nota 10.

Empreendimentos conjuntos

As participações financeiras em empreendimentos conjuntos (*joint ventures*) são incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas pelo método de equivalência patrimonial. A quota parte do Grupo nos ganhos ou perdas da *joint venture* é reconhecida na demonstração dos resultados como resultado operacional e a quota parte nos movimentos de reservas da *joint venture*, caso ocorram, é reconhecida em reservas. Os ganhos e perdas não realizados em transações com empresas conjuntamente controladas são eliminados proporcionalmente ao interesse do Grupo na empresa conjuntamente controlada, por contrapartida do investimento nessa mesma entidade.

As políticas contabilísticas das *joint ventures* são uniformizadas, sempre que necessário, de forma a garantir que as mesmas são aplicadas de forma consistente nas demonstrações financeiras consolidadas do Grupo.

As participações financeiras em empreendimentos conjuntos encontram-se detalhadas na Nota 10.

Participadas

As participações financeiras em empresas participadas (empresas em que o Grupo não tem influência significativa nem controlo, normalmente quando detém menos de 20% do capital) são registados ao justo valor ou ao custo de aquisição, nos casos em que não têm capital cotado e o justo valor não pode ser mensurado com fiabilidade.

As participações financeiras em empresas participadas são classificadas como ativos disponíveis para venda em conformidade com a IAS 39, sendo apresentadas como ativos não correntes quando consideradas estratégicas para o Grupo.

As participações financeiras em empresas participadas, apresentadas como ativos financeiros disponíveis para venda, encontram-se detalhadas na Nota 13.

c) GOODWILL

As diferenças entre o custo de aquisição das participações financeiras em empresas do Grupo e o justo valor dos ativos e passivos identificáveis dessas empresas à data da sua aquisição ou durante um período de 12 meses após aquela data, se positivas, são registadas na rubrica de *goodwill* (caso se refira a empresas do Grupo). Se essas diferenças forem negativas, são registadas de imediato em resultados do exercício.

O *goodwill* gerado em aquisições posteriores a 1 de janeiro de 2004 (data da transição para IFRS) não é amortizado, mas sujeito pelo menos anualmente a um teste de imparidade para verificar se existem perdas.

Na análise de imparidade ao *goodwill*, o valor recuperável da unidade geradora de caixa é comparado com o valor escriturado, incluindo o *goodwill*, dessa unidade. Se este exceder o valor recuperável é registada imediatamente uma perda por imparidade na demonstração consolidada da posição financeira como dedução ao valor do ativo, por contrapartida da demonstração dos resultados consolidada, não sendo posteriormente revertida. O valor recuperável é determinado com base no valor de uso da unidade geradora de caixa, sendo o cálculo efetuado pela atualização dos fluxos de caixa estimados, atendendo aos riscos do negócio, ao valor temporal e às condições de mercado.

3.3 SALDOS E TRANSAÇÕES EM MOEDA ESTRANGEIRA

Os itens incluídos nas demonstrações financeiras de cada uma das empresas do Grupo REN estão mensurados na moeda do ambiente económico em que cada entidade opera (moeda funcional), o euro. As demonstrações financeiras consolidadas da REN e respetivas notas deste anexo são apresentadas em milhares de euros, salvo indicação explícita em contrário.

As transações em moedas diferentes do euro são convertidas na moeda funcional utilizando as taxas de câmbio em vigor na data das transações. Os ganhos ou perdas cambiais resultantes do pagamento/recebimento das transações bem como da conversão pela taxa de câmbio à data da demonstração da posição financeira, dos ativos e dos passivos monetários denominados em moeda estrangeira são reconhecidos na demonstração consolidada dos resultados, na rubrica de Gastos de financiamento, se relacionadas com empréstimos, ou em Outros ganhos ou perdas operacionais, para todos os outros saldos/transações.

As cotações de moeda estrangeira utilizadas para conversão de saldos expressos em moeda estrangeira foram como se segue:

DIVISA	'13	'12
Dólar dos Estados Unidos (USD)	1,38	1,32
Franco suíço (CHF)	1,23	1,21
Libra esterlina (GBP)	0,83	0,82
Real do Brasil (BRL)	3,26	2,70
Iene japonês (JPY)	144,72	113,61

3.4 ATIVOS FIXOS TANGÍVEIS E INTANGÍVEIS

Os ativos fixos tangíveis e intangíveis encontram-se valorizados ao custo de aquisição ou construção deduzido de amortizações/depreciações e perdas por imparidade acumuladas. Este custo inclui o custo considerado à data de transição para IFRS, e os custos de aquisição ou construção para ativos adquiridos/construídos após essa data.

O custo de aquisição/construção inclui o preço de compra do ativo, as despesas diretamente imputáveis à sua aquisição e os encargos suportados com a preparação do ativo para a sua entrada em funcionamento. Os custos financeiros incorridos durante o período da construção com empréstimos obtidos são reconhecidos como custo da aquisição/construção do ativo, sendo amortizados de acordo com o período de vida útil dos bens respetivos.

Os custos subsequentes incorridos com renovações e grandes reparações que façam aumentar a vida útil dos ativos são reconhecidos no custo do ativo, após o respetivo abate da componente substituída.

Os encargos com reparações e manutenção de natureza corrente são reconhecidos como um gasto do exercício em que são incorridos.

Os ativos fixos tangíveis e intangíveis são depreciados/amortizados de forma linear, pelo período da vida útil estimada dos bens a partir do momento em que os ativos estejam disponíveis para uso nas condições necessárias para operar de acordo com o pretendido pela gestão.

Sempre que existam indícios de perda de valor dos ativos fixos, são efetuados testes de imparidade, de forma a estimar o valor recuperável do ativo e, quando necessário, registar uma perda por imparidade. O valor recuperável é determinado como o mais elevado entre o preço de venda líquido e o valor de uso do ativo, sendo este último calculado com base no valor atual dos fluxos de caixa futuros estimados, decorrentes do uso continuado e da alienação do ativo no fim da sua vida útil.

As vidas úteis dos ativos são revistas no final do ano para cada ativo, para que as amortizações praticadas estejam em conformidade com os padrões de consumo dos ativos. Alterações às vidas úteis são tratadas como uma alteração de estimativa contabilística e são aplicadas prospetivamente.

Os ganhos ou perdas na alienação ou abate dos ativos fixos tangíveis e intangíveis são determinados pela diferença entre o valor de realização e o valor líquido contabilístico do ativo na data da alienação/abate, sendo reconhecidos na demonstração consolidada dos resultados.

ATIVOS DE CONCESSÃO - IFRIC 12 - ACORDOS DE CONCESSÃO DE SERVIÇOS

O Grupo tem: (i) quatro concessões para as atividades e desenvolvimento da RNT, para a gestão global do sistema elétrico nacional, bem como para a utilização e desenvolvimento da RNTGN, do terminal de GNL, do armazenamento subterrâneo de gás natural e da gestão global do sistema de gás natural; e (ii) uma concessão para a exploração de uma zona-piloto destinada à produção de energia elétrica a partir das ondas do mar. Os ativos adquiridos/construídos pelo Grupo REN, ao abrigo destes contratos de concessão, são referidos abaixo como ativos afetos à concessão.

A IFRIC 12 - Acordos de concessão de serviços foi emitida pelo IASB em novembro de 2006, para aplicação aos exercícios que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2008. A sua adoção pela União Europeia ocorreu em 25 de março de 2009, ficando estabelecida a sua aplicação obrigatória para exercícios que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2010.

A IFRIC 12 aplica-se a contratos de concessão de serviço público nos quais o concedente controla (regula):

- os serviços a serem prestados pela concessionária (mediante a utilização da infraestrutura), a quem e a que preço; e
- quaisquer interesses residuais sobre a infraestrutura no final do contrato.

A IFRIC 12 aplica-se a infraestruturas:

- construídas ou adquiridas pelo operador a terceiros;
- já existentes e às quais é dado acesso ao operador.

Desta forma, e atendendo ao acima descrito as concessões existentes no Grupo REN (“operador” ou “concessionária”) encontram-se abrangidas no âmbito desta IFRIC pelas seguintes razões:

(i) As empresas do Grupo REN (REN – Rede Elétrica Nacional, S.A., REN Gasodutos, S.A., REN Armazenagem, S.A., REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A. e a Enondas, Energia das Ondas, S.A.) possuem um contrato de concessão de serviço público celebrado com o Estado Português (Concedente) e por um período predefinido.

(ii) Estas empresas efetuam a prestação de serviços públicos de transporte, receção e armazenamento de gás e de transporte de eletricidade mediante a utilização de infraestruturas que são os gasodutos, ramais e cavernas subterrâneas, no caso do gás, e as linhas, estações e subestações, no caso da eletricidade.

(iii) O concedente controla os serviços prestados e as condições em que são prestados, através do regulador ERSE.

(iv) Os diversos ativos utilizados para a prestação dos serviços revertem para o concedente no final dos contratos de concessão.

Esta interpretação estabelece os princípios genéricos de reconhecimento e mensuração de direitos e obrigações ao abrigo de contratos de concessão com as características mencionadas anteriormente e define os seguintes modelos:

(i) Modelo do ativo financeiro – quando o operador tem um direito contratual incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do concedente, correspondente a montantes específicos ou determináveis, o operador deverá registar um ativo financeiro (conta a receber). Neste modelo, a entidade concedente dispõe de poucos ou nenhuns poderes discricionários para evitar o pagamento, em virtude de o acordo ser, em geral, legalmente vinculativo.

(ii) Modelo do ativo intangível – quando o operador recebe do concedente o direito de cobrar uma tarifa em função da utilização da infraestrutura, deverá reconhecer um ativo intangível.

(iii) Modelo misto – este modelo aplica-se quando a concessão inclui simultaneamente compromissos de remuneração garantidos pelo concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infraestruturas da concessão.

Atendendo à tipologia das concessões do Grupo REN, nomeadamente no que respeita ao enquadramento legal que abrange as suas concessões, foi entendimento da REN que o modelo que melhor se adequa à sua realidade em concreto é o modelo intangível em virtude, essencialmente, do risco de mudanças de enquadramento tarifário que vai sendo imposto pelo regulador (ERSE).

Nesse enquadramento e em relação ao valor residual dos ativos afetos às concessões (de acordo com os contratos de concessão, a REN tem o direito

de ser ressarcida no final da concessão com base no valor líquido contabilístico dos ativos concessionados), este foi integrado, igualmente, como uma parte do ativo intangível. Importa referir que os valores residuais dos ativos concessionados não apresentam expressão significativa em 31 de dezembro de 2013.

Atendendo ao enquadramento acima descrito, os ativos afetos à concessão (ativos intangíveis) encontram-se valorizados ao custo de aquisição ou de produção e incluem os encargos financeiros incorridos no período de construção. As reavaliações legais que foram registadas nos ativos afetos à concessão à data de transição para as IFRS fazem parte integrante do seu custo.

Para fins de amortização dos ativos afetos à concessão, o Grupo REN observou o descrito na IAS 38 – Ativos intangíveis que indica no seu parágrafo 98 que: «Pode ser usada uma variedade de métodos de amortização para imputar a quantia depreciável de um ativo numa base sistemática durante a sua vida útil. Estes métodos incluem o método da linha reta e o método da unidade de produção. O método usado é selecionado na base do modelo de consumo esperado dos futuros benefícios económicos incorporados no ativo e é aplicado consistentemente de período a período, a não ser que ocorra uma alteração no modelo de consumo esperado desses futuros benefícios económicos». Desta forma, e atendendo ao descrito a REN considera que o método de amortização que melhor reflete o padrão de consumo esperado dos benefícios económicos futuros deste ativo intangível é a amortização em função taxa de amortização das infraestruturas de gás e eletricidade durante o período de concessão definido e aprovado pelo regulador (ERSE), por ser esta a base do seu rendimento anual, ou seja, os ativos concessionados são amortizados em conformidade com o modelo de remuneração subjacente ao Regulamento Tarifário.

Importa ainda referir que, à luz da IFRIC 12 o direito atribuído no âmbito do contrato de concessão consiste na possibilidade de a REN cobrar tarifas em função dos custos incorridos com as infraestruturas. Contudo, e atendendo à metodologia de apuramento de tarifas da REN, a base de remuneração é apurada atendendo a cada item de ativo concessionado em específico, o que pressupõe a necessidade de componentização do direito. Consequentemente, e no caso das concessões da REN, considera-se que o direito é componentizável por partes distintas à medida que se vão concretizando as diversas bases de remuneração. Desta forma, o ativo intangível vai sendo:

(i) aumentado à medida que se vão concretizando os diversos projetos associados à concessão (aumento do direito de concessão), sendo registado com base no custo de aquisição/construção; e

(ii) diminuído à medida que se vão consumindo os benefícios económicos futuros.

De acordo com a IFRIC 12, a construção da infraestrutura pelo operador constitui um serviço que este presta ao concedente, distinto do serviço de operação e manutenção, e que, como tal, será por este remunerado. Contudo, e na aplicação da IFRIC 12 ao Grupo REN, é assumido que não existe margem na construção, mas apenas na operação. Não obstante, os rendimentos de construção e os gastos associados à construção são registados na demonstração consolidada dos resultados do exercício, atendendo ao disposto na IFRIC 12, nas rubricas Rendimentos de construção em ativos concessionados e Gastos de construção em ativos concessionados.

O Grupo REN procede a testes de imparidade relativamente aos ativos afetos a concessões sempre que eventos ou circunstâncias indiciam que o valor contabilístico excede o valor recuperável, sendo a diferença, caso exista,

reconhecida em resultados. As unidades geradoras de caixa definidas para o efeito encontram-se diretamente associadas a cada contrato de concessão, considerando-se que os ativos concessionados a estes afetos pertencem à mesma única unidade geradora de caixa.

De referir que os terrenos afetos aos centros eletroprodutores se encontram abrangidos pelo contrato de concessão celebrado entre a REN e o Estado Português e são remunerados com base na sua amortização, não sendo dissociáveis, como tal, dos demais ativos da concessão, sendo parte integrante de uma unidade geradora de caixa comum.

Relativamente aos subsídios ao investimento afetos aos ativos, estes são reconhecidos na demonstração dos resultados na mesma cadência da amortização dos ativos. A IAS 20 - Contabilização dos subsídios do governo e divulgação de apoios do governo, nos seus parágrafos 24 e 25, menciona que: «Os subsídios governamentais relacionados com ativos, incluindo os subsídios não monetários pelo justo valor, devem ser apresentados na demonstração da posição financeira, quer tomando o subsídio como rendimento diferido, quer deduzindo o subsídio para chegar à quantia escriturada do ativo.» Desta forma, dado existirem estas duas alternativas para apresentação dos subsídios nas demonstrações financeiras e sendo a IFRIC 12 omissa quanto ao tratamento dos subsídios ao investimento obtidos, a REN manteve os subsídios registados no passivo.

Neste enquadramento e decorrente da aplicação da IFRIC 12, o Grupo REN classifica os ativos afetos às concessões em conformidade com o modelo do Ativo Intangível, sendo amortizados de forma linear desde a data em que os mesmos se encontrem disponíveis para uso, de acordo com o modelo de consumo esperado dos futuros benefícios económicos, que corresponde ao período de vida regulatório aprovado pela ERSE, e atendendo a que, no final da concessão, o Grupo tem direito a receber o valor líquido contabilístico dos bens.

Os ativos intangíveis em curso refletem os ativos da concessão ainda em fase de construção, encontrando-se registados pelo custo de construção deduzidos de eventuais perdas de imparidade, amortizados a partir do momento em que os projetos de investimento estejam concluídos ou disponíveis para utilização.

3.5 LOCAÇÕES

As operações de locação são classificadas em locações financeiras ou operacionais em função da substância e não da forma legal do respetivo contrato.

As locações de ativos relativamente às quais o Grupo detém substancialmente todos os riscos e benefícios inerentes à propriedade do ativo são classificadas como locações financeiras. São igualmente classificadas como locações financeiras os acordos em que a análise de uma ou mais situações particulares do contrato aponte para tal natureza. Todas as outras locações são classificadas como locações operacionais.

As locações financeiras são capitalizadas no início da locação pelo menor entre o justo valor do ativo locado e o valor presente dos pagamentos mínimos da locação, cada um determinado à data de início do contrato. A dívida resultante de um contrato de locação financeira é registada líquida de encargos financeiros

na rubrica de Empréstimos. Os encargos financeiros incluídos na renda e a depreciação dos ativos locados são reconhecidos na demonstração dos resultados consolidados, no período a que respeitam.

Os ativos adquiridos através de locações financeiras são depreciados pelo menor entre o período de vida útil do ativo e o período da locação quando o Grupo não tem opção de compra no final do contrato, ou pelo período de vida útil estimado quando o Grupo tem a intenção de adquirir os ativos no final do contrato.

Nas locações consideradas operacionais, as rendas devidas são reconhecidas como gasto na demonstração dos resultados, durante o período da locação.

3.6 ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS

ATIVOS FINANCEIROS

O Conselho de Administração determina a classificação de investimentos em ativos financeiros, na data do reconhecimento inicial de acordo com o objetivo da sua compra.

Os investimentos em ativos financeiros podem ser classificados como:

- a) Ativos financeiros ao justo valor por via de resultados - incluem os ativos financeiros não derivados detidos para negociação respeitando a investimentos de curto prazo e ativos ao justo valor por via de resultados à data do reconhecimento inicial;
- b) Empréstimos concedidos e contas a receber - inclui os ativos financeiros não derivados com pagamentos fixos ou determináveis não cotados num mercado ativo;
- c) Investimentos detidos até à maturidade - incluem os ativos financeiros não derivados com pagamentos fixos ou determináveis e maturidades fixas, que a entidade tem intenção e capacidade de manter até à maturidade;
- d) Ativos financeiros disponíveis para venda - incluem os ativos financeiros não derivados que são designados como disponíveis para venda no momento do seu reconhecimento inicial ou não se enquadram nas categorias acima referidas. São reconhecidos como ativos não correntes exceto se houver intenção de alienar nos 12 meses seguintes à data do balanço.

As compras e vendas de investimentos em ativos financeiros são registadas na data da transação, ou seja, na data em que a REN se compromete a comprar ou a vender o ativo.

Ativos financeiros ao justo valor por via de resultados são reconhecidos inicialmente pelo justo valor, sendo os custos da transação reconhecidos em resultados. Estes ativos são mensurados subsequentemente ao justo valor, sendo os rendimentos e gastos resultantes da alteração do justo valor reconhecidos nos resultados do período na rubrica de Custos financeiros líquidos, onde se incluem também os montantes de rendimentos de juros e dividendos obtidos.

Ativos disponíveis para venda são reconhecidos inicialmente ao justo valor acrescido dos custos de transação. Nos períodos subsequentes, são mensurados ao justo valor sendo a variação do justo valor reconhecida na reserva de justo valor no capital próprio até o investimento ser vendido ou recebido ou até

que o justo valor do investimento se situe abaixo do seu custo de aquisição de forma prolongada, em que o ganho ou perda acumulada é registado(a) na demonstração dos resultados. Os dividendos e juros obtidos dos ativos financeiros disponíveis para venda são reconhecidos em resultados do período em que ocorrem, na rubrica de Rendimentos financeiros, quando o direito ao recebimento é estabelecido.

O justo valor de ativos financeiros cotados é baseado em preços de mercado (bid). Se não existir um mercado ativo, a REN estabelece o justo valor através de técnicas de avaliação. Estas técnicas incluem a utilização de preços praticados em transações recentes, desde que a condições de mercado, a comparação com instrumentos substancialmente semelhantes, e o cálculo de *cash-flows* descontados quando existe informação disponível, fazendo o máximo uso de informação de mercado em detrimento da informação interna da entidade visada.

Nas situações em que os investimentos sejam em instrumentos de capital próprio não admitidos à cotação em mercados regulamentados, e para os quais não é possível estimar com fiabilidade o seu justo valor, os mesmos são mantidos ao seu custo de aquisição deduzido de eventuais perdas de imparidade, sendo estas perdas por imparidade registadas por contrapartida de resultados.

Os investimentos detidos até à maturidade são mensurados pelo custo amortizado usando o método da taxa de juro efetiva.

Empréstimos concedidos e contas a receber são classificados na demonstração da posição financeira como Clientes e outras contas a receber e são reconhecidos inicialmente pelo justo valor e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado usando o método do juro efetivo, deduzidos de eventuais perdas por imparidade. O ajustamento pela imparidade de contas a receber é efetuado quando existe evidência objetiva de que o Grupo não terá a capacidade de receber os montantes em dívida de acordo com as condições iniciais das transações que lhe deram origem e é registado na demonstração dos resultados na rubrica de Imparidade de dívidas a receber.

Os ativos financeiros são desreconhecidos quando os direitos ao recebimento dos fluxos monetários originados por esses investimentos expiram ou são transferidos, assim como todos os riscos e benefícios associados à sua posse.

A rubrica de Caixa e equivalentes de caixa, na demonstração consolidada da posição financeira, inclui caixa, depósitos bancários, outros investimentos de curto prazo de liquidez elevada e com maturidades iniciais até três meses, e descobertos bancários. Os descobertos bancários são apresentados no passivo corrente na rubrica Empréstimos obtidos correntes na demonstração da posição financeira, e são considerados na elaboração da demonstração consolidada dos fluxos de caixa como Caixa e equivalentes de caixa.

PASSIVOS FINANCEIROS

Um instrumento financeiro é classificado como um passivo financeiro quando existe uma obrigação contratual por parte do emissor de liquidar capital e/ou juros, mediante a entrega de dinheiro ou de outro ativo financeiro, independentemente da sua forma legal.

A IAS 39 prevê a classificação dos passivos financeiros em duas categorias:

- (i) Passivos financeiros ao justo valor por via de resultados;
- (ii) Outros passivos financeiros

Os outros passivos financeiros incluem os empréstimos obtidos e os fornecedores e outras contas a pagar.

Os fornecedores e outras contas a pagar são reconhecidos inicialmente pelo seu justo valor e, subsequentemente, pelo custo amortizado usando o método do juro efetivo.

Os empréstimos obtidos são inicialmente reconhecidos ao justo valor, líquido de custos de transação incrementais que tenham sido incorridos. Os empréstimos são subsequentemente apresentados ao custo amortizado, sendo a diferença entre o valor nominal e o justo valor inicial reconhecida na demonstração dos resultados consolidados ao longo do período do empréstimo, utilizando o método do juro efetivo.

Os passivos financeiros são classificados no passivo corrente, exceto se o Grupo possuir um direito incondicional de diferir o pagamento do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data da demonstração da posição financeira, sendo neste caso classificados no passivo não corrente.

Os passivos financeiros são desreconhecidos quando as obrigações subjacentes se extinguem pelo pagamento, são canceladas ou expiram.

INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVADOS

Os instrumentos financeiros derivados são registados inicialmente ao justo valor na data da transação, sendo valorizados subsequentemente ao justo valor. O método do reconhecimento dos ganhos e perdas de justo valor depende da designação que é feita dos instrumentos financeiros derivados. Quando se trata de instrumentos financeiros derivados de negociação, os ganhos e perdas de justo valor são reconhecidos no resultado do exercício nas rubricas de gastos ou rendimentos financeiros. Quando são designados como instrumentos financeiros derivados de cobertura, o reconhecimento dos ganhos e perdas de justo valor depende da natureza do item que está a ser coberto, podendo tratar-se de uma cobertura de justo valor ou de uma cobertura de fluxos de caixa.

O justo valor dos instrumentos financeiros derivados corresponde ao seu valor de mercado. Na ausência de valor de mercado o justo valor é determinado por entidades externas e independentes através de técnicas de valorização aceites no mercado.

Os instrumentos financeiros derivados são reconhecidos na rubrica de Instrumentos financeiros derivados, sendo que caso apresentem justo valor positivo ou negativo, serão registados como ativos ou passivos financeiros, respetivamente.

Um instrumento financeiro derivado é apresentado como não corrente se a sua maturidade remanescente for superior a doze meses e não for expetável a sua realização ou liquidação no prazo de doze meses.

CONTABILIDADE DE COBERTURA

No âmbito da sua política de gestão dos riscos de taxa de juro e de taxa de câmbio, o Grupo contrata uma variedade de instrumentos financeiros derivados, nomeadamente *swaps*.

Os critérios para aplicação das regras de contabilidade de cobertura são os seguintes:

- Adequada documentação da operação de cobertura
- O risco a cobrir é um dos riscos descritos na IAS 39
- É esperado que as alterações de justo valor ou fluxos de caixa do item coberto, atribuíveis ao risco a cobrir, sejam praticamente compensadas, respetivamente, pelas alterações no justo valor ou fluxos de caixa, do instrumento de cobertura

No início da operação da cobertura, o Grupo documenta a relação entre o instrumento de cobertura e o item coberto, os seus objetivos e a sua estratégia de gestão do risco. Adicionalmente, é avaliado, tanto na data de início da operação da cobertura como a cada data de reporte contabilístico, se os instrumentos derivados designados como instrumentos de cobertura são altamente eficazes na compensação das alterações do justo valor ou fluxos de caixa dos respetivos itens cobertos.

O justo valor dos instrumentos financeiros derivados contratados e os movimentos de cobertura nas reservas encontram-se divulgados na Nota 16.

Numa operação de cobertura de justo valor de um ativo ou passivo (*fair value hedge*), o valor na demonstração da posição financeira desse ativo ou passivo, determinado com base na respetiva política contabilística, é ajustado de forma a refletir a variação do seu justo valor atribuível ao risco coberto. As variações do justo valor dos derivados de cobertura são reconhecidas em resultados conjuntamente com as variações de justo valor dos ativos ou dos passivos cobertos atribuíveis ao risco coberto.

Numa operação de cobertura da exposição à variabilidade de fluxos de caixa futuros de elevada probabilidade (*cash flow hedge*), a parte eficaz das variações de justo valor do derivado de cobertura são reconhecidas em reservas de cobertura, sendo transferidas para resultados nos períodos em que o respetivo item coberto afeta resultados. A parte ineficaz da cobertura é registada em resultados no momento em que ocorre.

Qualquer montante registado na rubrica Outras reservas - reservas de cobertura apenas é reclassificado em resultados quando a posição coberta afeta resultados. Quando a posição coberta consistir numa transação futura e não for exetável que a mesma ocorra, qualquer montante registado na rubrica Outras reservas - reservas de cobertura é de imediato reclassificado em resultados.

A contabilidade de cobertura é descontinuada quando se revoga a relação de cobertura, quando o instrumento de cobertura expira, é vendido, ou é exercido, ou quando um instrumento de cobertura deixa de se qualificar para a contabilidade de cobertura.

3.7 ENCARGOS FINANCEIROS COM EMPRÉSTIMOS OBTIDOS

Os encargos financeiros com empréstimos obtidos são registados como custo financeiro de acordo com o princípio da especialização dos exercícios.

Os encargos financeiros de empréstimos obtidos diretamente relacionados com a aquisição, construção ou produção de ativos fixos tangíveis e intangíveis são capitalizados, fazendo parte do custo do ativo, quando estes necessitem de um período substancial de tempo para estarem preparados para o seu uso pretendido. A capitalização destes encargos começa após o início da preparação das atividades de construção ou desenvolvimento do ativo e é interrompida após o início de utilização ou final de produção ou construção do ativo, ou quando o projeto em causa se encontra suspenso.

Os eventuais rendimentos por juros obtidos com empréstimos diretamente relacionados com o financiamento de ativos em construção são deduzidos aos encargos financeiros capitalizáveis.

3.8 SUBSÍDIOS DO ESTADO E OUTROS

Estes subsídios referem-se a subsídios recebidos pelo investimento em ativos reconhecidos como ativos intangíveis e são reconhecidos como um rendimento diferido na rubrica de Fornecedores e outras contas a pagar.

Os subsídios recebidos do Estado Português e da União Europeia são reconhecidos apenas quando existe uma certeza razoável de que o subsídio será recebido.

Os ativos de exploração entregues à REN por novos produtores ligados à RNT ou outras entidades são também registados como subsídios recebidos.

Os subsídios são subsequentemente creditados na demonstração dos resultados consolidados numa base sistemática de acordo com a amortização dos ativos a que estão associados.

Os subsídios à exploração são reconhecidos na demonstração dos resultados consolidados no mesmo período em que os gastos associados são incorridos.

3.9 IMPARIDADE DE ATIVOS, EXCETO *GOODWILL*

ATIVOS FINANCEIROS

A REN avalia a cada data de relato se existe evidência de que um ativo financeiro ou grupo de ativos financeiros se encontram em imparidade, nomeadamente do qual resulte um impacto adverso nos fluxos de caixa estimados do ativo financeiro ou grupo de ativos financeiros e sempre que possa ser medido de forma fiável.

Para os ativos financeiros mensurados ao custo amortizado, a perda por imparidade a reconhecer corresponde à diferença entre a quantia escriturada do ativo e o valor presente na data de relato dos novos fluxos de caixa futuros estimados descontados à respetiva taxa de juro efetiva original.

No caso das participações de capital classificadas como disponíveis para venda, um decréscimo significativo ou prolongado do justo valor abaixo do seu custo é considerado como um indicador de que o ativo financeiro está em situação de imparidade. Se existir evidência de perda de valor para ativos financeiros disponíveis para venda, a perda acumulada – calculada pela diferença entre o custo de aquisição e o justo valor atual, menos qualquer perda de imparidade desse ativo financeiro reconhecida previamente em resultados – é retirada do capital próprio e reconhecida na demonstração dos resultados consolidados.

As perdas de imparidade de instrumentos de capital reconhecidas em resultados não são revertíveis na demonstração dos resultados consolidados.

ATIVOS NÃO FINANCEIROS

Sempre que existam indícios de perda de valor dos ativos fixos, são efetuados testes de imparidade, de forma a estimar o valor recuperável do ativo e, quando necessário, registrar uma perda por imparidade. Uma perda por imparidade é reconhecida pelo montante do excesso da quantia contabilística do ativo face ao seu valor recuperável. O valor recuperável é determinado como o mais elevado entre o justo valor de um ativo deduzido dos custos de venda e o valor de uso do ativo. O valor de uso é calculado com base no valor atual dos fluxos de caixa futuros estimados, decorrentes do uso continuado e da alienação do ativo no fim da sua vida útil, utilizando uma taxa de desconto antes de impostos que reflete as avaliações correntes do mercado do valor temporal do dinheiro e os riscos específicos do ativo em questão.

O Grupo REN procede a testes de imparidade relativamente aos ativos afetos a concessões sempre que eventos ou circunstâncias indiciam que o valor contabilístico excede o valor recuperável, sendo a diferença, caso exista, reconhecida em resultados. As unidades geradoras de caixa definidas para o efeito encontram-se diretamente associadas a cada contrato de concessão, considerando-se que os ativos concessionados a estes afetos pertencem à mesma única unidade geradora de caixa.

Os ativos com vida útil indefinida não estão sujeitos a amortização, mas são objeto de testes de imparidade anuais. Os ativos com vida útil finita são revistos quanto à imparidade sempre que eventos ou alterações nas condições envolventes indiquem que o valor pelo qual se encontram registados nas demonstrações financeiras consolidadas possa não ser recuperável.

Assim, sempre que o justo valor seja inferior ao valor contabilístico dos ativos, o Grupo deve avaliar se esta situação de perda assume um carácter permanente e definitivo, e se sim deve registrar a respetiva imparidade. Nos casos em que a perda não seja considerada permanente e definitiva, devem ser divulgadas as razões que fundamentam essa conclusão.

Os ativos não financeiros, exceto o *goodwill*, para os quais tenham sido reconhecidas perdas por imparidade são avaliados, a cada data de relato, sobre a possível reversão das perdas por imparidade.

A reversão das perdas por imparidade é reconhecida na demonstração dos resultados. Contudo, a reversão da perda por imparidade é efetuada até ao limite da quantia que estaria reconhecida (líquida de amortização ou depreciação) caso a perda por imparidade não se tivesse registada em exercícios anteriores.

A amortização e a depreciação dos ativos são recalculadas prospetivamente de acordo com o valor recuperável ajustado da imparidade reconhecida.

3.10 BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

A REN concede complementos de pensões de reforma e sobrevivência (doravante designado de plano de pensões), assegura aos seus reformados e pensionistas um plano de assistência médica e atribui outros benefícios como prémio de antiguidade, prémio de reforma, pré-reforma e subsídio de morte.

i) Plano de pensões da REN - Rede Elétrica Nacional, S.A.

Os complementos de reforma e sobrevivência atribuídos aos empregados constituem um plano de benefícios definidos, com fundo autônomo constituído para o qual são transferidas a totalidade das responsabilidades e entregues as dotações necessárias para cobrir os respetivos encargos que se vão vencendo em cada um dos períodos.

Os trabalhadores que satisfaçam determinadas condições de idade e antiguidade predefinidas e que optem por passar à situação de reforma antecipada, assim como aqueles que acordem com a Empresa a passagem à pré-reforma, são igualmente incluídos nos planos.

As responsabilidades assumidas pelo Grupo são estimadas anualmente por atuários independentes, sendo utilizado o método da unidade de crédito projetada. O valor presente da obrigação do benefício definido é determinado pelo desconto dos pagamentos futuros dos benefícios utilizando uma taxa de desconto apropriada. O passivo é reconhecido deduzido, quando aplicável, pelo custo dos serviços passados.

A fonte utilizada para o apuramento da taxa de desconto teve por base as obrigações consideradas de notação de risco de crédito de elevada qualidade (Aa - notação de risco de crédito dada pela Bloomberg). A notação de risco de crédito é atribuída por quatro agências de rating, sendo a abordagem consistente com o modelo da curva de rendimentos para cada grupo de maturidade. A taxa de desconto utilizada resulta da conversão da curva de taxa de juro numa taxa spot.

O passivo reconhecido na demonstração consolidada da posição financeira relativamente a responsabilidades com benefícios de reforma corresponde ao valor presente da obrigação do benefício determinado à data de relato, deduzido do justo valor dos ativos do plano, juntamente com ajustamentos relativos a custos de serviços passados, se aplicável.

Os ganhos e perdas atuariais apurados num exercício para cada plano de benefícios concedidos, resultantes dos ajustamentos nos pressupostos atuariais, ajustamento de experiência ou no esquema de benefícios, são registados diretamente no capital próprio.

O gasto com benefícios de reforma é apurado tendo em conta: i) custo do serviço corrente, o qual corresponde ao aumento do valor atual da responsabilidade em resultado do serviço do empregado no período em curso; ii) custo do serviço passado, variação do valor atual da responsabilidade pelo serviço do empregado em períodos anteriores (em resultado de alterações ao plano ou redução significativa do número de empregados abrangidos pelo plano curtailments); iii) qualquer ganho ou perda na liquidação; e iv) juro líquido sobre o passivo (ativo) líquidos de benefícios definidos, aplicação de uma taxa de desconto às responsabilidades líquida do plano.

ii) Plano de assistência médica (cuidados médicos) e outros benefícios da REN - Rede Elétrica Nacional, S.A.

As responsabilidades assumidas referentes aos cuidados médicos e outros benefícios não se encontram fundeadas, estando cobertas por uma provisão específica.

A mensuração e reconhecimento das responsabilidades com o plano de assistência médica e outros benefícios são idênticos ao referido para o benefício de complementos de reforma apresentado acima, exceto no que se refere aos ativos do plano.

A REN reconhece todos os ganhos e perdas atuariais apurados de todos os planos em vigor diretamente no capital próprio.

iii) Contratos de seguros de vida

As empresas do Grupo garantem aos seus funcionários benefícios relativos a seguro de vida. Os custos são assumidos durante o período em que os mesmos se encontram no ativo. Estas responsabilidades estão cobertas por uma provisão específica.

Os ganhos e perdas atuariais apurados no exercício são registados diretamente no capital próprio.

3.11 PROVISÕES, PASSIVOS E ATIVOS CONTINGENTES

As provisões são reconhecidas quando a REN tem: i) uma obrigação presente legal ou construtiva resultante de eventos passados; ii) para a qual é mais provável do que não que venha a ocorrer um dispêndio de recursos internos no pagamento dessa obrigação; e iii) o montante possa ser estimado com fiabilidade. Sempre que um dos critérios não seja cumprido ou a existência da obrigação esteja condicionada à ocorrência (ou não-ocorrência) de determinado evento futuro, a REN divulga tal facto como um passivo contingente, salvo se a avaliação da exigibilidade da saída de recursos para pagamento do mesmo seja considerada remota.

As provisões para reestruturação apenas são reconhecidas quando o Grupo desenvolveu um plano formal detalhado de reestruturação e iniciou a implementação do mesmo ou anunciou as suas principais componentes aos afetados pelo mesmo. Na mensuração da provisão para reestruturação são apenas considerados os dispêndios que resultam diretamente da implementação do correspondente plano, não estando, conseqüentemente, relacionados com as atividades correntes do Grupo.

As provisões são mensuradas ao valor presente dos dispêndios estimados para liquidar a obrigação utilizando uma taxa antes de impostos que reflete a avaliação de mercado para o período do desconto e para o risco da provisão em causa.

Os ativos contingentes são possíveis ativos, cuja probabilidade de se tornarem efetivos depende da ocorrência de um ou mais acontecimentos futuros incertos, os quais não são totalmente controláveis pela Empresa. A probabilidade de o influxo do benefício económico fluir para a Empresa é, assim, contingente à ocorrência, a *posteriori*, de tais acontecimentos.

O Grupo procede à divulgação dos ativos contingentes quando seja estimado como provável o influxo do benefício económico. Não obstante, em situações excepcionais que a REN estime a probabilidade como virtualmente certa, o rendimento e o respetivo ativo são reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas.

3.12 INVENTÁRIOS

Os inventários encontram-se registados ao menor do custo de aquisição ou do valor líquido de realização. Os inventários referem-se a materiais utilizados nas atividades internas de manutenção e conservação. Os inventários são reconhecidos inicialmente ao custo de aquisição, o qual inclui todas as despesas suportadas com a compra. Os consumos de inventários são determinados com base no método do custo médio ponderado.

O gás existente nos gasodutos e o gás armazenado no terminal GNL e cavernas subterrâneas são propriedade dos utilizadores das infraestruturas. O Grupo REN não compra, vende ou detém inventários de gás.

3.13 CAPITAL SOCIAL E AÇÕES PRÓPRIAS

As ações ordinárias são classificadas no capital próprio. Os custos diretamente atribuíveis à emissão de novas ações ou opções são apresentados no capital próprio como uma dedução, líquida de impostos, ao montante emitido.

As ações próprias adquiridas através de contrato ou diretamente no mercado são reconhecidas como uma dedução ao capital próprio na rubrica Ações próprias. De acordo com o Código das Sociedades Comerciais, a REN SGPS tem de garantir a cada momento a existência de reservas no capital próprio para cobertura do valor das ações próprias, limitando o valor das reservas disponíveis para distribuição.

As ações próprias são registadas ao custo de aquisição, se a compra for efetuada à vista, ou ao justo valor estimado se a compra for diferida.

3.14 IMPOSTO SOBRE O RENDIMENTO

A REN encontra-se abrangida pelo regime de tributação pelo lucro consolidado (atualmente designado por regime especial de tributação dos grupos de sociedades), o qual abrange todas as empresas em que a REN participa, direta ou indiretamente, em pelo menos 90% do respetivo capital social e que, simultaneamente, sejam residentes em Portugal e tributadas em sede de Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRC).

O imposto sobre rendimento do exercício compreende os impostos correntes e os impostos diferidos. Os impostos sobre o rendimento são registados na demonstração dos resultados consolidada, exceto quando estão relacionados com itens que sejam reconhecidos diretamente no capital próprio. O valor de imposto corrente a pagar é determinado com base no resultado antes de impostos, ajustado de acordo com as regras fiscais das várias entidades incluídas no perímetro de consolidação.

O lucro tributável difere do resultado contabilístico, uma vez que exclui diversos gastos e rendimentos que apenas serão dedutíveis ou tributáveis em exercícios subsequentes, bem como gastos e rendimentos que nunca serão dedutíveis ou tributáveis de acordo com as regras fiscais em vigor.

Os impostos diferidos referem-se às diferenças temporárias entre os montantes dos ativos e passivos para efeitos de relato contabilístico e os respetivos montantes para efeitos de tributação.

Os impostos diferidos são calculados com base na taxa de imposto em vigor ou substancialmente já comunicada, à data da demonstração da posição financeira e que se estima que seja aplicável na data da realização dos impostos diferidos ativos ou na data do pagamento dos impostos diferidos passivos.

Os ativos por impostos diferidos são reconhecidos na medida em que seja provável que existam lucros tributáveis futuros disponíveis para utilização da diferença temporária. Os passivos por impostos diferidos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis, exceto as relacionadas com: i) o reconhecimento inicial do *goodwill*; ou ii) o reconhecimento inicial de ativos e passivos que não resultem de uma concentração de atividades e que, à data da transação, não afetem o resultado contabilístico ou fiscal. Contudo, no que se refere às diferenças temporárias tributáveis relacionadas com investimentos em subsidiárias, estas não devem ser reconhecidas na medida em que: i) a empresa mãe tem capacidade para controlar o período da reversão da diferença temporária; e ii) é provável que a diferença temporária não reverta num futuro próximo.

3.15 ESPECIALIZAÇÃO DOS EXERCÍCIOS

Os rendimentos e gastos são registados no período a que se referem, independentemente do seu pagamento ou recebimento, de acordo com o princípio contabilístico da especialização dos exercícios. As diferenças entre os montantes recebidos e pagos e os correspondentes rendimentos e gastos são reconhecidas como ativos ou passivos, se se qualificarem como tal.

3.16 RÉDITO

O rédito é mensurado pelo justo valor da contraprestação recebida ou a receber. O rédito a reconhecer é deduzido do montante estimado de devoluções, descontos e outros abatimentos. O rédito reconhecido não inclui IVA e outros impostos liquidados relacionados com a venda.

O rédito proveniente da venda de bens é reconhecido quando todas as seguintes condições são satisfeitas:

- Os riscos e vantagens significativos associados à propriedade dos bens foram transferidos para o comprador.
- O Grupo não mantém qualquer controlo sobre os bens vendidos.
- O montante do rédito pode ser mensurado com fiabilidade.
- É provável que benefícios económicos futuros associados à transação fluam para o Grupo.
- Os custos incorridos ou a incorrer com a transação podem ser mensurados com fiabilidade.

O rédito proveniente da prestação de serviços de atividades não concessionadas é reconhecido com referência à fase de acabamento da transação/serviço à data de relato, desde que todas as seguintes condições sejam satisfeitas:

- O montante do rédito pode ser mensurado com fiabilidade
- É provável que benefícios económicos futuros associados à transação fluam para o Grupo
- Os custos incorridos ou a incorrer com a transação podem ser mensurados com fiabilidade e
- A fase de acabamento da transação/serviço à data de relato pode ser mensurada com fiabilidade

O rédito de juros é reconhecido utilizando o método do juro efetivo, desde que seja provável que benefícios económicos fluam para o Grupo e o seu montante possa ser mensurado com fiabilidade.

O rédito proveniente de dividendos deve ser reconhecido quando for estabelecido o direito de o Grupo receber o correspondente montante.

Os rendimentos provenientes de prestação de serviços relativa a atividades concessionadas são reconhecidos na demonstração dos resultados consolidados de acordo com os critérios definidos pela IFRIC 12, a qual se encontra descrita na Nota 3.4 Ativos fixos tangíveis e intangíveis, e pelo exposto relativamente a cada um dos segmentos de negócio.

Segmento da eletricidade

O reconhecimento do rédito para as atividades concessionadas é efetuado com base na informação da eletricidade transmitida para os distribuidores e dos serviços implicitamente prestados, considerando as tarifas definidas anualmente pelo regulador para as atividades de transporte de eletricidade e gestão global do sistema.

Relativamente à atividade de agente comercial, exercida pela empresa do Grupo, a REN Trading, entidade responsável pela gestão da energia elétrica produzida pelos dois CAE não cessados (Tejo Energia e Turbogás), esta é remunerada através de um mecanismo de incentivo.

Para incentivar a atividade de trading do agente comercial, a ERSE, no início de 2008, fixou o mecanismo de otimização da gestão dos CAE, o mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂, assim como os valores dos parâmetros a vigorarem no cálculo dos incentivos estabelecidos. Os réditos obtidos com a aplicação destes mecanismos constituem a principal parcela dos resultados da atividade do agente comercial.

Os réditos obtidos destas atividades são regulados pela ERSE, a entidade reguladora para a eletricidade. De acordo com o regulamento tarifário, as tarifas a serem aplicadas aos clientes finais (domésticos, industriais e outros) são fixadas anualmente para cada componente do sistema, tais como produção; transporte e distribuição. Os resultados da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. referem-se maioritariamente ao transporte de eletricidade e à gestão global do sistema elétrico.

A tarifa para o transporte de eletricidade tem a finalidade de recuperar:

- (i) a amortização dos ativos da concessão classificados como equipamento de transporte da eletricidade;
- (ii) um retorno no valor médio contabilístico dos ativos associados à atividade, de acordo com as taxas definidas anualmente pelo regulador; e
- (iii) custos operacionais (associados à atividade, remunerações e outros), deduzidos dos resultados obtidos com o transporte de eletricidade imputados a terceiros.

A tarifa para a gestão global do sistema tem a finalidade de recuperar:

- (i) a amortização dos ativos da concessão associados à gestão global do sistema;
- (ii) a amortização dos ativos da concessão relativos aos sítios dos centros eletroprodutores;

- (iii) a remuneração do valor líquido contabilístico médio dos sítios (terrenos) dos centros eletroprodutores;
- (iv) a remuneração do valor líquido contabilístico médio dos ativos associados à atividade, de acordo com as taxas definidas anualmente pelo regulador;
- (v) custos operacionais (associados à atividade, remunerações e outros); e
- (vi) custos operacionais da entidade reguladora.

Segmento do gás

O rédito das atividades resultantes da concessão do gás é determinado com base: i) na informação sobre o descarregamento e regaseificação de unidades de gás no terminal GNL; ii) nas unidades de gás injetado, armazenado e extraído das câmaras subterrâneas; e iii) na capacidade usada e unidades de gás transportadas pela rede de alta pressão. O rédito é calculado de acordo com as tarifas determinadas pelo regulador a partir de 1 de julho de 2007. Até 30 de junho de 2007, o rédito foi determinado de acordo com os acordos de transição assinados com a Transgás, S.A. (atualmente designada Galp Gás Natural), o principal utilizador da capacidade dos ativos do gás detidos pelo Grupo REN.

Segmento das telecomunicações

O rédito do segmento de telecomunicações resulta dos serviços prestados pela empresa do Grupo REN TELECOM, com o aluguer da fibra ótica, beneficiando da capacidade excedentária dos equipamentos instalados. Nesta área são ainda prestados serviços de gestão de redes privadas de voz. O rédito é reconhecido no período em que o serviço é prestado, com referência à percentagem de conclusão de cada transação específica, avaliada tendo em conta os serviços já prestados e o total dos serviços a prestar.

DESVIOS TARIFÁRIOS

Os regulamentos tarifários dos setores da eletricidade e do gás, emitidos pela ERSE, definem a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas e contemplam nessa fórmula de cálculo o apuramento dos desvios tarifários que são recuperados até ao segundo ano após a data em que os mesmos são gerados, encontrando-se assim definido o período no qual estes desvios serão recuperados.

Desta forma o Grupo REN apura, em cada data de relato e de acordo com os critérios definidos pelo regulamento tarifário publicado pela ERSE, os desvios apurados entre os proveitos permitidos e os reais.

Atendendo à legislação e enquadramento regulatório em vigor acima descrito, os desvios tarifários apurados pela REN em cada exercício cumprem um conjunto de características (fiabilidade de mensuração, direito à sua recuperação, transmissibilidade dos mesmos, identificabilidade do devedor e incidência de juros) que suportam o seu reconhecimento como rédito, e como ativo, no ano em que são apurados, nomeadamente por serem fiavelmente mensuráveis e por ser virtualmente certo que os benefícios económicos associados à(s) transação(ões) fluam para o Grupo. Tal racional é igualmente válido quando são apurados desvios tarifários a entregar, os quais são configuráveis como passivos e como menos rédito.

Importa ainda referir que apesar de as IFRS serem omissas quanto ao registo de desvios tarifários, por supletividade e atendendo ao parágrafo 12 da IAS 8, o normativo internacional SFAS 71 - *Accounting for the effects of certain types of regulation* vem reforçar o registo de desvios tarifários ativos e passivos nas condições em que o enquadramento regulatório da eletricidade e do gás se encontram estabelecidos para a REN.

O Decreto-Lei nº 165/2008, de 21 de agosto, para o segmento da eletricidade e o Decreto-Lei nº 87/2011, de 18 de julho, para o segmento do gás natural, vêm reforçar o exposto, na medida em que estabelecem o regime aplicável ao reconhecimento e transmissão dos ajustamentos tarifários, no âmbito dos contratos de concessão detidos pelo Grupo.

3.17 RELATO POR SEGMENTOS

Um segmento operacional é uma componente de uma entidade:

- a) que desenvolve atividades de negócio de que pode obter réditos e incorrer em gastos (incluindo réditos e gastos relacionados com transações com outros componentes da mesma entidade);
- b) cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelo principal responsável pela tomada de decisões operacionais da entidade para efeitos da tomada de decisões sobre a imputação de recursos ao segmento e da avaliação do seu desempenho; e
- c) relativamente à qual esteja disponível informação financeira distinta.

Os segmentos operacionais são reportados de forma consistente com o modelo interno de informação de gestão providenciado ao principal responsável pela tomada de decisões operacionais da entidade.

A REN identificou como responsável pela tomada de decisões operacionais, a Comissão Executiva. É a Comissão Executiva que revê a informação interna preparada de forma a avaliar o desempenho das atividades do Grupo e a afetação de recursos.

O Grupo REN encontra-se organizado em dois segmentos de negócio principais - a eletricidade e o gás e um segmento secundário (telecomunicações). O segmento da eletricidade inclui as atividades de transporte de eletricidade em muita alta tensão, a gestão global do sistema elétrico de abastecimento público, a gestão dos contratos de aquisição de energia não cessados em 30 de junho de 2007 e a gestão da concessão para a exploração de uma zona-piloto destinada à produção de energia elétrica a partir das ondas do mar. O segmento do gás inclui o transporte de gás em muito alta pressão, a gestão global do sistema nacional de abastecimento de gás natural, a operação de regaseificação no terminal GNL e o armazenamento subterrâneo de gás natural.

O segmento das telecomunicações é apresentado separadamente embora não se qualifique para divulgação.

Na coluna com a designação de «Outros» estão incluídas as operações da REN SGPS, REN Serviços e REN Finance, BV.

A informação financeira relativa aos segmentos de negócio identificados é incluída na Nota 7.

3.18 DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA

A demonstração dos fluxos de caixa é preparada segundo o método direto, sendo divulgados os recebimentos e pagamentos de caixa em atividades operacionais, de investimento e de financiamento.

O Grupo classifica os juros e dividendos recebidos como atividades de investimento e os juros e dividendos pagos como atividades de financiamento.

A demonstração dos fluxos de caixa inclui, em 31 de dezembro de 2013, as rubricas de Outros recebimentos e Pagamentos de investimentos financeiros nos montantes de 207.264 mil euros e 210.000 milhões de euros respetivamente, que se referem, essencialmente, a aplicações em depósitos bancários com maturidade superior a três meses.

3.19 PAGAMENTOS COM BASE EM AÇÕES

Os benefícios concedidos ao abrigo da política de remuneração variável de médio prazo são registados de acordo com as disposições da IFRS 2 – Pagamento com base em ações (IFRS 2)

Os pagamentos liquidados mediante a entrega em dinheiro ou equivalentes (*cash settled*), que têm por base a cotação de ações, dão origem ao reconhecimento de uma responsabilidade mensurada inicialmente pelo justo valor, determinada na data em que os correspondentes benefícios são atribuídos. Os benefícios concedidos são registados como custo com pessoal à medida que os beneficiários prestarem o serviço por contrapartida do passivo. O justo valor da responsabilidade é revisto em cada data de relato, sendo os efeitos de qualquer alteração registados em resultados do período.

Os pagamentos com base em ações não assumem montantes materialmente relevantes para efeitos de divulgação em nota no anexo às demonstrações financeiras consolidadas.

3.20 EVENTOS SUBSEQUENTES

Os acontecimentos após a data da demonstração da posição financeira que proporcionem informação adicional sobre condições que existiam à data da demonstração da posição financeira (*adjusting events* ou acontecimentos após a data da demonstração da posição financeira que dão origem a ajustamentos) são refletidos nas demonstrações financeiras consolidadas. Os eventos após a data da demonstração da posição financeira que proporcionem informação sobre condições que ocorram após a data da demonstração da posição financeira (*non adjusting events* ou acontecimentos após a data do balanço que não dão origem a ajustamentos) são divulgados nas demonstrações financeiras consolidadas se forem considerados materiais.

As políticas de gestão de risco encontram-se simultaneamente descritas num ponto específico para esta matéria no Relatório de Gestão.

4.1 FATORES DO RISCO FINANCEIRO

As atividades do Grupo estão expostas a uma variedade de factores de risco financeiro: risco de crédito, risco de liquidez e risco de fluxos de caixa associado à taxa de juro, entre outros.

O Grupo desenvolveu e implementou um programa de gestão do risco que, conjuntamente com a monitorização permanente dos mercados financeiros, procura minimizar os potenciais efeitos adversos no seu desempenho financeiro.

A gestão do risco é conduzida pela direção de gestão financeira com base em políticas aprovadas pela Administração. A direção gestão financeira identifica, avalia e realiza operações com vista à minimização dos riscos financeiros em estrita cooperação com as unidades operacionais do Grupo. A administração

define os princípios para a gestão do risco como um todo e políticas que cobrem áreas específicas, como o risco cambial, o risco de taxa de juro, risco de crédito, o uso de derivativos e outros instrumentos financeiros não derivativos, bem como o investimento do excesso de liquidez.

i) Risco de taxa de câmbio

Dada a natureza das suas operações o Grupo apresenta uma exposição ao risco cambial limitada. O risco de flutuação das taxas de câmbio inerente à emissão obrigacionista de 10.000 milhões de ienes (JPY) encontra-se totalmente coberto por via da contratação de um *cross currency swap* com o mesmo nacional.

Um aumento de 5% no câmbio do euro face ao iene, com referência a 31 de dezembro de 2013, e mantendo todas as outras variáveis constantes, originaria uma diminuição dos capitais próprios do Grupo em 836 mil euros (em 31 de dezembro de 2012 o valor era de 1.126 mil euros), enquanto um decréscimo daquela taxa de câmbio resultaria num incremento de 928 milhares de euros nos capitais próprios (em 31 de dezembro o valor era de 1.243 mil euros).

ii) Risco de crédito

A exposição ao risco de crédito não é significativa por os serviços prestados serem, em grande medida, faturados aos distribuidores de eletricidade e de gás natural no âmbito de mercados regulados. Adicionalmente, os contratos com os clientes preveem, na sua maioria, a prestação de garantias (Nota 33.4), que se destinam a cobrir o risco de não pagamento por fornecimento de serviços.

No que respeita aos depósitos bancários, investimentos financeiros e instrumentos financeiros derivados, o risco de contraparte é mitigado pela seleção de instituições financeiras internacionais com uma sólida notação de risco de crédito e de instituições nacionais de primeira linha.

iii) Risco de liquidez

A gestão do risco de liquidez do Grupo é efetuada através de uma gestão dinâmica e flexível de linhas de crédito e de papel comercial, com compromisso de tomada firme, que permitam não só assegurar as necessidades de tesouraria correntes do Grupo mas também a agilidade e flexibilidade para satisfazer necessidades de curto prazo. Para esse efeito destacam-se os 545 milhões de euros disponíveis em programas de papel comercial (dos quais 475 milhões de euros com compromisso de tomada firme), 150 milhões de euros disponíveis da linha de financiamento do Industrial and Commercial Bank of China, e 700 milhões de euros disponíveis da linha de financiamento do China Development Bank (Nota 20).

A tabela seguinte apresenta as responsabilidades do Grupo por intervalos de maturidade residual contratual e inclui os instrumentos financeiros derivados cuja liquidação financeira dos fluxos associados é efetuada pelo valor líquido. Os montantes apresentados na tabela são os fluxos de caixa contratuais não descontados pelo que não correspondem aos respetivos valores contabilísticos, incluindo os juros vencidos.

31 DE DEZEMBRO '13

	MENOS DE 1 ANO	ENTRE 1 A 5 ANOS	MAIS DE 5 ANOS	TOTAL
EMPRÉSTIMOS OBTIDOS				
Empréstimos bancários	91.694	436.321	439.449	967.463
Empréstimos obrigacionistas	230.351	1.046.814	661.791	1.938.957
Papel comercial	39.271	210.038	-	249.309
Outros	795	1.768	-	2.563
	362.110	1.694.941	1.101.240	3.158.292
Instrumentos financeiros derivados	4.916	(2.033)	(7.544)	(4.661)
Fornecedores e contas a pagar	595.861	28.058	-	623.919

31 DE DEZEMBRO '12

	MENOS DE 1 ANO	ENTRE 1 A 5 ANOS	MAIS DE 5 ANOS	TOTAL
EMPRÉSTIMOS OBTIDOS				
Empréstimos bancários	79.912	273.792	427.457	781.161
Empréstimos obrigacionistas	951.898	815.521	87.291	1.854.710
Papel comercial	253.052	93.966	-	347.018
Outros	695	771	-	1.466
	1.285.558	1.184.050	514.748	2.984.356
Instrumentos financeiros derivados	9.151	22.752	-	31.903
Fornecedores e contas a pagar	309.074	6.822	-	315.896

A tabela seguinte apresenta o instrumento financeiro derivado de cobertura cuja liquidação financeira dos fluxos associados ocorre pelo valor bruto.

31 DE DEZEMBRO '13

	MENOS DE 1 ANO	ENTRE 1 A 5 ANOS	MAIS DE 5 ANOS	TOTAL
<i>Cross currency interest rate swap</i>				
<i>Outflows</i>	(4.169)	(16.686)	(83.446)	(104.301)
<i>Inflows</i>	1.873	7.490	79.398	88.761
	(2.296)	(9.196)	(4.048)	(15.540)

31 DE DEZEMBRO '12

	MENOS DE 1 ANO	ENTRE 1 A 5 ANOS	MAIS DE 5 ANOS	TOTAL
<i>Cross currency interest rate swap</i>				
<i>Outflows</i>	(4.169)	(16.686)	(87.359)	(108.214)
<i>Inflows</i>	2.385	9.541	103.525	115.452
	(1.783)	(7.144)	16.166	7.238

iv) Risco de taxa de juro

O risco associado à flutuação da taxa de juro tem essencialmente dois impactos significativos nas contas do Grupo: na remuneração dos ativos do Grupo, conforme o regulamento tarifário, e no serviço da dívida contratada.

Uma vez que parte significativa dos ativos do Grupo REN tem um rendimento garantido através de tarifas, cuja definição depende, em parte, do nível de taxas de juro do mercado, os seus fluxos de caixa operacionais são substancialmente afetados pelas alterações da taxa de juro de mercado. Acréscimos desta taxa determinam aumentos substanciais dos fluxos de caixa e vice-versa.

Ao nível dos passivos financeiros, o Grupo apresenta exposição ao risco de taxa de juro, principalmente por via dos empréstimos obtidos.

Os financiamentos a taxa variável expõem o Grupo ao risco associado a variações nos fluxos de caixa decorrentes de alterações na taxa de juro. Os empréstimos emitidos a taxa fixa expõem o Grupo ao risco de justo valor, decorrente de alterações na taxa de juro. A gestão deste risco é efetuada de uma forma centralizada com o objetivo de reduzir a volatilidade dos gastos financeiros utilizando para isso instrumentos derivados simples como *swaps* de taxa de juro. Neste tipo de operações, o Grupo REN troca com contrapartes bancárias, em datas específicas e com periodicidade definida, a diferença entre as taxas fixas contratuais e as taxas variáveis, com referência aos montantes nominais contratados. Todas as operações realizadas com este fim configuram, na sua quase totalidade, coberturas perfeitas do risco de taxa de juro.

Foi efetuada uma análise de sensibilidade com base na dívida total do Grupo subtraída das aplicações de fundos e das disponibilidades, com referência a 31 de dezembro de 2013 e 2012, com os seguintes pressupostos:

- Alterações nas taxas de juro do mercado afetam rendimentos ou despesas de juros de instrumentos financeiros variáveis
- Alterações nas taxas de juro de mercado apenas afetam os resultados ou capitais próprios em relação a instrumentos financeiros com taxas de juro fixas se estes estiverem reconhecidos a justo valor (ou remensurados pelo risco de taxa de juro numa cobertura de justo valor)
- Alterações nas taxas de juro de mercado afetam o justo valor de instrumentos financeiros derivados e outros ativos e passivos financeiros
- Alterações no justo valor de instrumentos financeiros derivados e outros ativos e passivos financeiros são estimados descontando os fluxos de caixa líquidos futuros, utilizando taxas de mercado do final do ano

Sob estes pressupostos, uma subida paralela de 0,25% na estrutura temporal das taxas de juro de mercado para todas as moedas às quais o Grupo tem

empréstimos e instrumentos financeiros derivados resultaria numa diminuição do lucro antes de imposto de cerca de 3.221 mil euros dos quais 360 mil euros correspondem ao impacto em derivados financeiros (em 31 de dezembro de 2012 era de 1.941 mil euros).

O aumento nos capitais próprios resultante de uma subida das taxas de juro de 0,25% seria de cerca de 1.550 milhares de euros, impacto esse totalmente imputado aos instrumentos derivados (em 31 de dezembro de 2012 correspondia a um aumento de 1.778 milhares de euros).

A análise de sensibilidade é meramente ilustrativa e não representa perda ou ganho real presente, nem outras variações reais nos resultados ou capital próprio.

v) Risco de preço

A exposição da REN ao risco de preço resulta essencialmente dos seus investimentos na REE e Enagás. Em 31 de dezembro de 2013, uma variação de 10% na cotação das ações da REE e Enagás representaria um impacto de 11.102 mil euros em capital próprio (2012: 8.904 mil euros).

vi) Riscos da atividade regulada

Os ganhos registados em cada exercício pelo Grupo REN resultam essencialmente dos pressupostos considerados pelo regulador ERSE na definição das tarifas reguladas para os setores da eletricidade e do gás.

4.2 GESTÃO DO RISCO DE CAPITAL

No âmbito da gestão do risco de capital, o Grupo utiliza um conceito mais amplo do que o capital próprio apresentado na demonstração da posição financeira, tendo como objetivo a manutenção de uma estrutura de capital otimizada, através da utilização prudente de dívida.

A contratação de dívida é analisada periodicamente através da ponderação das necessidades financeiras da empresa e da sua posição de liquidez.

O Grupo monitoriza ainda o seu capital total com base no rácio de *gearing*, o qual é determinado pelo quociente entre a dívida financeira líquida e o capital total. A dívida líquida é calculada como o montante total de empréstimos (incluindo os saldos correntes e não correntes conforme divulgado na demonstração da posição financeira) ajustado pelos montantes de caixa e equivalentes de caixa e pelos montantes dos derivados de cobertura cambial. O capital total é calculado através da soma dos capitais próprios (como divulgado na demonstração da posição financeira) acrescido da dívida líquida. O rácio de *gearing* do Grupo cumpre confortavelmente os limites definidos contratualmente, estando em 31 de dezembro de 2013 acima do valor mínimo em 86% (em 31 de dezembro de 2012 encontrava-se 76% acima do limite).

5 PRINCIPAIS ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS APRESENTADOS

As estimativas e os julgamentos com impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN são continuamente avaliados, representando à data de cada relato a melhor estimativa da administração, tendo em conta o desempenho histórico, a experiência acumulada e as expectativas sobre eventos futuros que, nas circunstâncias em causa, se acreditam serem razoáveis.

A natureza intrínseca das estimativas pode levar a que o reflexo real das situações que haviam sido alvo de estimativa possam, para efeitos de relato financeiro, vir a diferir dos montantes estimados. As estimativas e os julgamentos

que apresentam um risco significativo de originar um ajustamento material no valor contabilístico de ativos e passivos no decurso do exercício seguinte são as que seguem.

ESTIMATIVAS CONTABILÍSTICAS RELEVANTES

5.1 PROVISÕES

O Grupo REN analisa de forma periódica eventuais obrigações que resultem de eventos passados e que devam ser objeto de reconhecimento ou divulgação.

A subjetividade inerente à determinação da probabilidade e montante de recursos internos necessários para o pagamento das obrigações poderá conduzir a ajustamentos significativos, quer por variação dos pressupostos utilizados, quer pelo futuro reconhecimento de provisões anteriormente divulgadas como passivos contingentes.

5.2 PRESSUPOSTOS ATUARIAIS

A determinação das responsabilidades com complementos de reforma e outros benefícios requer a utilização de pressupostos e estimativas, de natureza demográfica e financeira, que podem condicionar significativamente os montantes de responsabilidades apurados em cada data de relato. As variáveis mais sensíveis referem-se à taxa de atualização das responsabilidades e dos ativos do fundo e das tabelas de mortalidade.

5.3 ATIVOS FIXOS TANGÍVEIS E INTANGÍVEIS

A determinação das vidas úteis dos ativos, bem como o método e amortizações a aplicar, é essencial para determinar o montante das depreciações e amortizações a reconhecer na demonstração dos resultados consolidados de cada exercício.

Estes dois parâmetros são definidos de acordo com o melhor julgamento da administração para os ativos e negócios em questão.

5.4 IMPARIDADE

A determinação de uma eventual perda por imparidade pode ser identificada pela ocorrência de diversos eventos, muitos dos quais fora da esfera de influência do Grupo REN, tais como: a disponibilidade futura de financiamento; o custo de capital; ou a manutenção da atual estrutura regulatória do mercado, bem como por quaisquer outras alterações, quer internas quer externas ao Grupo REN.

A identificação dos indicadores de imparidade, a estimativa de fluxos de caixa futuros e a determinação do justo valor de ativos implicam um elevado grau de julgamento por parte da administração no que respeita à identificação e avaliação dos diferentes indicadores de imparidade, fluxos de caixa esperados, taxas de desconto aplicáveis, vidas úteis e valores residuais.

No que se refere às atividades específicas da REN, existem outros fatores a considerar no teste da imparidade uma vez que os compromissos de aumentar a rede de infraestruturas, as alterações de tarifa expectáveis ou a atual estratégia dos participantes no capital da REN, conjuntamente com outros fatores, poderão levar a alterações no padrão ou montante dos fluxos de caixa futuros.

6 PERÍMETRO DE CONSOLIDAÇÃO

As empresas incluídas no perímetro consolidação, suas sedes sociais, proporção do capital e principais atividades em 31 de dezembro de 2013 e 2012 são as seguintes:

DESIGNAÇÃO / SEDE	PRINCIPAL ATIVIDADE	'13		'12	
		% DE CAPITAL DETIDO		% DE CAPITAL DETIDO	
		GRUPO	INDIVIDUAL	GRUPO	INDIVIDUAL
EMPRESA MÃE:					
REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.	Sociedade gestora de participações sociais	-	-	-	-
SUBSIDIÁRIAS:					
Segmento da eletricidade:					
REN - Rede Elétrica Nacional, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 - Lisboa	Operador da Rede Nacional de Transporte em muito alta tensão	100%	100%	100%	100%
REN Trading, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 - Lisboa	Compra, venda, importação e exportação de eletricidade e de gás natural	100%	100%	100%	100%
Enondas Energia das Ondas, S.A. Mata do Urso - Guarda Norte - Carriço-Pombal	Gestão da concessão para a exploração de uma zona-piloto destinada à produção de energia elétrica a partir das ondas do mar	100%	100%	100%	100%
Segmento de telecomunicações:					
REN TELECOM - Comunicações S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 - Lisboa	Operador da rede de telecomunicações	100%	100%	100%	100%
Outros segmentos:					
REN - Serviços, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 - Lisboa	Back office e gestão de participações sociais	100%	100%	100%	100%
REN Finance, B.V. Prins Bernhardplein 200, 1097 JB Amsterdam, The Netherlands	Participar, financiar, colaborar, conduzir a gestão de empresas relacionadas com o Grupo REN.	100%	100%	-	-
Segmento do gás natural:					
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A. Terminal de GNL - Sines	Participar, financiar, colaborar, conduzir a gestão de empresas relacionadas com o Grupo REN	100%	100%	100%	100%
DETIDA PELA REN SERVIÇOS, S.A.:					
REN Gás, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55, 12º - Lisboa	Gestão de projetos e empreendimentos no setor do gás natural	100%	-	100%	-
DETIDAS PELA REN GÁS, S.A.:					
REN - Armazenagem, S.A. Mata do Urso - Guarda Norte - Carriço - Pombal	Desenvolvimento, manutenção e utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural	100%	-	100%	-
REN - Gasodutos, S.A. Estrada Nacional 116, km 32,25 - Vila de Rei - Bucelas	Operador RNTGN e gere o negócio do gás natural	100%	-	100%	-

7 INFORMAÇÃO POR SEGMENTOS

O Grupo está organizado em dois principais segmentos de negócios, a eletricidade e o gás, e dois segmentos secundários. O segmento da eletricidade inclui as atividades de transporte de eletricidade em muito alta tensão, a gestão global do sistema elétrico de abastecimento público, a gestão dos contratos de aquisição de energia não cessados em 30 de junho de 2007 e a gestão da concessão para a exploração de uma zona piloto destinada à produção de energia elétrica a partir das ondas do mar. O segmento do gás inclui o transporte de gás em muito alta pressão, a gestão global do sistema nacional de abastecimento de gás natural, a operação de regaseificação no terminal GNL e o armazenamento subterrâneo de gás natural.

Embora as atividades do terminal GNL e do armazenamento subterrâneo possam ser vistas como distintas da atividade decorrente do transporte de gás e da gestão global do sistema nacional de gás natural, uma vez que estas atividades prestam serviços a um único utilizador, o qual é também o principal utilizador da rede de transporte de gás em alta pressão, considerou-se que as mesmas estão sujeitas aos mesmos riscos e benefícios.

O segmento de telecomunicações é também apresentado separadamente, embora não se qualifique para divulgação.

A gestão dos financiamentos externos encontra-se centralizada na REN SGPS, S.A., tendo a Empresa optado pela apresentação das rubricas do ativo e do passivo separadas das eliminações efetuadas no âmbito da preparação das demonstrações financeiras consolidadas, tal como utilizado pelo principal responsável pela tomada de decisões operacionais.

Os resultados por segmento para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013 são como se segue:

	ELETRICIDADE	GÁS	TELECOMU- NICAÇÕES	OUTROS	ELIMINAÇÕES	GRUPO
Vendas e prestação de serviços	399.175	172.043	5.575	42.024	(42.819)	575.998
Intersegmentos	944	125	157	41.593	(42.819)	-
Externas	398.231	171.918	5.418	432	-	575.998
Rendimentos de construção em ativos concessionados	157.581	29.883	-	-	-	187.464
Gastos de construção em ativos concessionados	(137.210)	(24.969)	-	-	-	(162.179)
Interesses em associadas e empreendimentos conjuntos	-	-	-	(361)	-	(361)
Fornecimentos e serviços externos	(48.678)	(26.057)	(1.789)	(20.905)	53.402	(44.028)
Gastos com pessoal	(23.729)	(8.212)	(256)	(21.401)	-	(53.599)
Outros gastos e rendimentos operacionais	18.974	2.983	(18)	1.334	(10.583)	12.691
Cash flow operacional	366.113	145.670	3.513	691	-	515.986
Rendimentos de participação capital	-	-	-	7.558	-	7.558
Gastos não reembolsáveis						
Depreciações e amortizações	(141.974)	(59.013)	(20)	(235)	-	(201.242)
Reversões / (reforços) de provisões	439	(76)	-	(150)	-	212
Reversão de imparidade de dívidas a receber	5.296	-	-	-	-	5.296
Resultados de financiamento						
Rendimentos financeiros	578	16.061	141	149.945	(153.807)	12.917
Gastos de financiamento	(72.940)	(36.923)	(1)	(206.645)	153.807	(162.703)
Resultado antes de impostos	157.511	65.718	3.633	(48.837)	-	178.024
Imposto sobre o rendimento	(48.317)	(19.455)	(1.030)	12.081	-	(56.721)
Resultado líquido do exercício	109.194	46.263	2.602	(36.756)	-	121.303

Os resultados por segmento para o exercício findo em 31 de dezembro de 2012 são como se segue:

	ELETRICIDADE	GÁS	TELECOMU- NICAÇÕES	OUTROS	ELIMINAÇÕES	GRUPO
Vendas e prestação de serviços	411.003	192.243	6.262	39.996	(60.532)	588.973
Intersegmentos	974	20.054	802	38.702	(60.532)	-
Externas	410.029	172.190	5.460	1.294	-	588.973
Rendimentos de construção em ativos concessionados	155.494	45.012	-	-	-	200.507
Gastos de construção em ativos concessionados	(132.539)	(40.353)	-	-	-	(172.892)
Interesses em associadas	-	-	-	665	-	665
Fornecimentos e serviços externos	(54.679)	(45.602)	(2.418)	(23.111)	68.279	(57.532)
Gastos com pessoal (a)	(21.527)	(8.457)	(223)	(20.464)	-	(50.671)
Outros gastos e rendimentos operacionais	14.201	4.679	(200)	(622)	(10.223)	7.835
Cash flow operacional	371.953	147.523	3.421	(3.535)	(2.476)	516.885
Rendimentos de participação capital	-	-	-	7.461	-	7.461
Gastos não reembolsáveis						
Depreciações e amortizações	(137.523)	(62.128)	(20)	(173)	2.476 (1)	(197.368)
Reversões / (reforços) de provisões	(1.018)	(447)	-	(1.172)	-	(2.636)
Imparidade de dívidas a receber	(2.646)	-	-	-	-	(2.646)
Resultados de financiamento						
Rendimentos financeiros	1.200	16.191	115	144.133	(159.382)	2.257
Gastos de financiamento	(82.054)	(36.262)	(2)	(186.804)	159.382	(145.740)
Resultado antes de impostos	149.911	64.877	3.514	(40.091)	-	178.211
Imposto sobre o rendimento	(49.540)	(19.728)	(995)	15.613	-	(54.650)
Resultado líquido do exercício	100.371	45.149	2.519	(24.478)	-	123.561

(1) RECLASSIFICAÇÃO PARA AMORTIZAÇÕES DO RECONHECIMENTO DO SUBSÍDIO RELATIVO AOS DIREITOS DO GASODUTO CAMPO-MAIOR-LEIRIA BRAGA, S.A. E GASODUTO BRAGA-TUY, S.A. a) REEXPRESSO CONFORME REQUERIDO PELA IAS 19 (NOTAS 3.1 E 21)

As transações intersegmentos são efetuadas a condições e termos de mercado, equiparáveis às transações efetuadas com entidades terceiras.

O rédito incluído no segmento «Outros» refere-se, essencialmente, à prestação de serviços de administração e de *back office* a entidades do Grupo e a terceiras entidades.

Os ativos e passivos por segmento, bem como os investimentos em ativos fixos tangíveis e intangíveis para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013, são como se segue:

	ELETRICIDADE	GÁS	TELECOMU- NICAÇÕES	OUTROS	ELIMINAÇÕES	GRUPO
ATIVOS DO SEGMENTO						
Participações financeiras	-	541.564	-	1.456.412	(1.997.976)	-
Ativos fixos tangíveis e intangíveis	2.660.102	1.217.353	24	875	-	3.878.354
Outros ativos	618.935	448.016	5.505	3.931.271	(3.822.824)	1.180.902
Total do ativo	3.279.037	2.206.933	5.529	5.388.558	(5.820.800)	5.059.257
Total do passivo	2.654.491	995.035	1.825	4.151.164	(3.822.824)	3.979.691
Total do investimento no exercício	157.584	29.883	-	374	-	187.841
Investimento em ativos fixos tangíveis	3	-	-	374	-	377
Investimento em ativos intangíveis - ativos de concessão	157.581	29.883	-	-	-	187.464
Investimentos em associadas	-	-	-	10.610	-	10.610
Investimentos em empreendimentos conjuntos	-	-	-	1.545	-	1.545

Os ativos e passivos por segmento, bem como os investimentos em ativos fixos tangíveis e intangíveis para o exercício findo em 31 de dezembro de 2012, são como se segue:

	ELETRICIDADE	GÁS	TELECOMU- NICAÇÕES	OUTROS	ELIMINAÇÕES	GRUPO
ATIVOS DO SEGMENTO						
Participações financeiras	-	538.663	-	1.390.905	(1.929.567)	-
Ativos fixos tangíveis e intangíveis	2.645.016	1.246.494	45	736	-	3.892.291
Outros ativos	375.953	445.691	5.960	3.378.040	(3.411.881)	793.763
Total do ativo	3.020.969	2.230.849	6.005	4.769.680	(5.341.448)	4.686.054
Total do passivo	2.399.515	1.027.041	2.510	3.641.281	(3.411.881)	3.658.465
Total do investimento no exercício	155.519	45.012	-	523	-	201.054
Investimento em ativos fixos tangíveis	24	-	-	523	-	547
Investimento em ativos intangíveis - ativos de concessão	155.494	45.012	-	-	-	200.507
Investimentos em associadas	-	-	-	9.382	-	9.382

Os passivos incluídos no segmento «Outros» correspondem, essencialmente, a financiamentos externos obtidos diretamente pela REN SGPS, S.A. e REN Finance, B.V. para financiamento das diversas atividades do Grupo REN.

As rubricas da demonstração da posição financeira e da demonstração dos resultados para cada segmento de negócio resultam dos montantes registados diretamente nas demonstrações financeiras individuais das empresas que constituem o Grupo incluídas no perímetro de cada segmento, corrigidas da anulação das transações intrasegmentos.

8 ATIVOS TANGÍVEIS E ATIVOS INTANGÍVEIS

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2013, os movimentos reconhecidos nos ativos fixos tangíveis e intangíveis foram como se segue:

	1 DE JANEIRO DE 2013			MOVIMENTOS		
	CUSTO DE AQUISIÇÃO	DEPRECIACÕES ACUMULADAS	ATIVO LÍQUIDO	ADIÇÕES	ALIENAÇÕES E ABATES	TRANSFERÊNCIAS
ATIVOS FIXOS TANGÍVEIS:						
Equipamento básico	103	(83)	19	-	-	-
Equipamento de transporte	1.170	(502)	668	358	(142)	-
Equipamento administrativo	222	(102)	120	18	(10)	-
Ativos fixos tangíveis em curso	20	-	20	1	-	-
	1.515	(688)	827	377	(151)	-

	1 DE JANEIRO DE 2013			MOVIMENTOS		
	CUSTO DE AQUISIÇÃO	AMORTIZAÇÕES ACUMULADAS	ATIVO LÍQUIDO	ADIÇÕES	ALIENAÇÕES, RECLASSIFICAÇÕES E ABATES	TRANSFERÊNCIAS
ATIVOS INTANGÍVEIS						
Ativos de concessão	6.563.836	(2.814.944)	3.748.892	4.454	(2.389)	240.521
Ativos intangíveis em curso - ativos de concessão	142.572	-	142.572	183.011	-	(240.521)
	6.706.408	(2.814.944)	3.891.464	187.464	(2.389)	-
Total do ativo fixo tangível e intangível	6.707.923	(2.815.632)	3.892.291	187.841	(2.541)	-

MOVIMENTOS		31 DE DEZEMBRO DE 2013		
DEPRECIÇÃO DO EXERCÍCIO	DEPRECIÇÃO - ALIENAÇÕES, TRANSFERÊNCIAS, ABATES E OUTRAS RECLASSIFICAÇÕES	CUSTO DE AQUISIÇÃO	DEPRECIACÕES ACUMULADAS	ATIVO LÍQUIDO
(13)	-	103	(96)	6
(219)	142	1.386	(579)	806
(38)	9	231	(131)	100
-	-	21	-	21
(270)	151	1.740	(806)	934

MOVIMENTOS		31 DE DEZEMBRO DE 2013		
AMORTIZAÇÃO - EXERCÍCIO	AMORTIZAÇÃO - ALIENAÇÕES, TRANSFERÊNCIAS, ABATES E OUTRAS RECLASSIFICAÇÕES	CUSTO DE AQUISIÇÃO	AMORTIZAÇÕES ACUMULADAS	ATIVO LÍQUIDO
(200.973)	1.854	6.806.422	(3.014.064)	3.792.358
-	-	85.062	-	85.062
(200.973)	1.854	6.891.483	(3.014.064)	3.877.420
(201.242)	2.004	6.893.224	(3.014.870)	3.878.354

Durante o exercício decorrido findo em 31 de dezembro de 2012, os movimentos reconhecidos nos ativos fixos tangíveis e intangíveis são como se segue:

	1 DE JANEIRO DE 2012				MOVIMENTOS	
	CUSTO DE AQUISIÇÃO	DEPRECIACÕES ACUMULADAS	ATIVO LÍQUIDO	ADIÇÕES	ALIENAÇÕES E ABATES	TRANSFERÊNCIAS
ATIVOS FIXOS TANGÍVEIS:						
Equipamento básico	103	(71)	32	-	-	-
Equipamento de transporte	678	(341)	336	492	-	-
Equipamento administrativo	187	(68)	120	35	-	-
Ativos fixos tangíveis em curso	-	-	-	20	-	-
	967	(480)	488	547	-	-

	1 DE JANEIRO DE 2012				MOVIMENTOS	
	CUSTO DE AQUISIÇÃO	AMORTIZAÇÕES ACUMULADAS	ATIVO LÍQUIDO	ADIÇÕES	ALIENAÇÕES, RECLASSIFICAÇÕES E ABATES	TRANSFERÊNCIAS
ATIVOS INTANGÍVEIS:						
Ativos de concessão	6.244.879	(2.619.393)	3.625.486	9.984	(1.652)	310.626
Ativos intangíveis em curso - ativos de concessão	262.675	-	262.675	190.523	-	(310.626)
	6.507.554	(2.619.393)	3.888.161	200.507	(1.652)	-
Total do ativo fixo tangível e intangível	6.508.521	(2.619.873)	3.888.649	201.054	(1.652)	-

MOVIMENTOS			31 DE DEZEMBRO DE 2012	
DEPRECIÇÃO DO EXERCÍCIO	DEPRECIÇÃO - ALIENAÇÕES, TRANSFERÊNCIAS, ABATES E OUTRAS RECLASSIFICAÇÕES	CUSTO DE AQUISIÇÃO	DEPRECIÇÕES ACUMULADAS	ATIVO LÍQUIDO
(13)	-	103	(83)	19
(161)	-	1.170	(502)	668
(34)	-	222	(102)	120
-	-	20	-	20
(208)	-	1.515	(688)	827

MOVIMENTOS			31 DE DEZEMBRO DE 2012	
AMORTIZAÇÃO - EXERCÍCIO	AMORTIZAÇÃO - ALIENAÇÕES, TRANSFERÊNCIAS, ABATES E OUTRAS RECLASSIFICAÇÕES	CUSTO DE AQUISIÇÃO	AMORTIZAÇÕES ACUMULADAS	ATIVO LÍQUIDO
(197.160)	1.609	6.563.836	(2.814.944)	3.748.892
-	-	142.572	-	142.572
(197.160)	1.609	6.706.408	(2.814.944)	3.891.464
(197.368)	1.609	6.707.923	(2.815.632)	3.892.291

As adições registadas no decurso dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012, referem-se essencialmente aos direitos subjacentes aos investimentos na construção/renovação e expansão das redes de transporte de eletricidade e gás natural.

As principais adições verificadas nos exercícios de 2013 e 2012 detalham-se como se segue:

	'13	'12
SEGMENTO ELETRICIDADE		
Construção de linhas de 220 kV	64.462	33.137
Construção de linha de 400 kV	708	29.622
Construção de outras linhas	6.072	7.522
Construção de novas subestações	19.011	11.735
Ampliação de subestações	53.918	55.767
Outras remodelações em subestações	3.363	5.373
Melhorias no sistema de informação e telecomunicações	6.949	11.182
Construção de zona-piloto - energia das ondas	394	1.158
Remodelação de edifícios afetos à concessão	1.172	-
Outros activos	1.534	24
SEGMENTO GÁS		
Projetos de expansão e melhoramento da rede de transporte de gás natural	23.288	9.377
Projeto de construção de cavidade de armazenamento subterrâneo de gás natural em Pombal	5.645	6.968
Projetos construção e upgrade de operacionalidade - instalações de GNL	950	28.667
SEGMENTO OUTROS		
Outros ativos	374	523
Total das adições	187.841	201.054

As principais transferências nos exercícios de 2013 e 2012 detalham-se como se segue:

	'13	'12
SEGMENTO ELETRICIDADE		
Construção de linhas de 220 kV	71.044	51.044
Construção de linha de 400 kV	289	46.135
Construção de outras linhas	6.652	16.123
Subestações novas	32.576	8.275
Ampliação de subestações	71.762	60.941
Outras remodelações em subestações	6.226	4.870
Outros ativos	5.090	8.634
SEGMENTO GÁS		
Projetos de expansão e melhoramento da rede de transporte de gás natural	44.920	4.676
Projeto de construção de cavidade de armazenamento subterrâneo de gás natural em Pombal	1.273	2.690
Projetos construção e upgrade de operacionalidade - instalações de GNL	689	107.238
Total das transferências	240.521	310.626

Os ativos intangíveis em curso em 31 de dezembro de 2013 e 2012 são conforme se segue:

	'13	'12
SEGMENTO ELETRICIDADE		
Projetos de linhas 150 kV / 220 kV e 400 kV	16.281	24.983
Ampliação e remodelação de subestações	22.000	42.631
Projetos de novas estações	10.001	23.566
Outros projetos	4.411	3.266
Remodelação de edifícios afetos à concessão	2.046	-
SEGMENTO GÁS		
Projetos de expansão e melhoramento da rede de transporte de gás natural	7.172	29.530
Projeto de construção de cavidade de armazenamento subterrâneo de gás natural em Pombal	22.925	18.596
Projetos construção e upgrade de operacionalidade - instalações de GNL	226	-
Total do activo em curso	85.062	142.572

Os encargos financeiros capitalizados em ativos intangíveis em curso, no exercício findo em 31 de dezembro de 2013, ascenderam a 9.126 mil euros (13.132 mil euros em 31 de dezembro de 2012), enquanto os encargos de estrutura e de gestão ascenderam a 16.160 mil euros (14.483 mil euros em 31 de dezembro de 2012 [Nota 25]). A taxa média mensal de capitalização dos encargos financeiros ascendeu a 0,4683%.

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012, o valor líquido dos ativos intangíveis que foram financiados através de contratos de locação financeira é como se segue:

	'13	'12
Valor bruto	4.270	3.719
Amortizações e depreciações acumuladas	(1.750)	(2.395)
Valor líquido	2.521	1.324

9 GOODWILL

A rubrica de *Goodwill* representa a diferença entre o montante pago na aquisição e o justo valor da situação patrimonial da REN Atlântico - Terminal de GNL, S.A.. À data da aquisição do negócio do gás natural e em 31 de dezembro de 2013 é conforme se segue:

SUBSIDIÁRIAS	ANO DE AQUISIÇÃO	CUSTO DE AQUISIÇÃO	PROPORÇÃO DO CAPITAL PRÓPRIO ADQUIRIDO À DATA DE AQUISIÇÃO		MOVIMENTO DO GOODWILL			'13
			%	MONTANTE	'12	AUMENTOS	DIMINUIÇÕES	
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	2006	32.580	100%	28.806	3.774	-	-	3.774

TESTE DE IMPARIDADE AO GOODWILL

A REN efetuou o teste de imparidade ao *goodwill* em 31 de dezembro de 2013 e 2012, ao nível da unidade geradora de caixa a que corresponde, a REN Atlântico. A atividade desta empresa está sujeita a um contrato de concessão e à regulação tarifária, pelo que o valor recuperável foi determinado com base no valor de uso. As projeções de *cash flow* efetuadas tomam em consideração as condições regulatórias expeáveis para o período de concessão remanescente (concessão por um período de 40 anos com início 26 de setembro de 2006), sendo que os influxos de caixa associados à unidade geradora de caixa correspondem à remuneração regulatória sobre o valor líquido dos investimentos subjacentes, a qual é decrescente ao longo das projeções a partir do final do exercício de 2014 até ao final da concessão.

Os *cash flows* foram descontados, considerando a taxa atual de remuneração regulatória sobre o valor líquido dos investimentos subjacentes, de 7,98% (taxa de desconto após impostos de 5,79%, em 2012 foi de 5,68%).

UNIDADE GERADORA DE CAIXA	MODELO DE AVALIAÇÃO	FLUXOS DE CAIXA	FATOR DE CRESCIMENTO	PRESSUPOSTO
				TAXAS DE DESCONTO
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	DFC (<i>Discounted Cash Flow</i>)	Fluxos operacionais orçamentados para o período de concessão remanescente	Taxa decrescente em função da taxa média de amortização dos ativos	7,98% (antes impostos) 5,79% (após impostos)

De acordo com os pressupostos definidos, não se verificam perdas por imparidade na rubrica de *Goodwill*.

Foram efetuadas análises de sensibilidade considerando a variação de 10% na taxa de remuneração dos ativos, das quais não resultaram igualmente quaisquer imparidades.

10 PARTICIPAÇÕES FINANCEIRAS EM ASSOCIADAS E EMPREENDIMENTOS CONJUNTOS

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012 a informação financeira relativa às participações financeiras detidas detalha-se da seguinte forma:

EMPRESA	ATIVIDADE	SEDE SOCIAL	INFORMAÇÃO FINANCEIRA					FRAÇÃO DE CAPITAL DETIDA	
			ATIVO	PASSIVO	RENDIMENTOS	RESULTADO LÍQUIDO	%	VALOR ESCRITURADO	PROPORÇÃO NO RESULTADO
MÉTODO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL:									
Associada									
OMIP - Operador do Mercado Ibérico (Portugal), SGPS, S.A.	Gestão de participações	Lisboa	30.318	2.971	1.356	744	40	10.610	(405)
Empreendimento conjunto									
Centro de Investigação em Energia REN - STATE GRID, S.A.	Investigação e desenvolvimento	Lisboa	7.599	4.509	841	90	50	1.545	45
								12.155	(361)

EMPRESA	ATIVIDADE	SEDE SOCIAL	INFORMAÇÃO FINANCEIRA					FRAÇÃO DE CAPITAL DETIDA	
			ATIVO	PASSIVO	RENDIMENTOS	RESULTADO LÍQUIDO	%	VALOR ESCRITURADO	PROPORÇÃO NO RESULTADO
MÉTODO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL:									
Associada									
OMIP - Operador do Mercado Ibérico (Portugal), SGPS, S.A.	Gestão de participações	Lisboa	26.904	99	2.274	1.899	35	9.382	665

Associadas

O movimento ocorrido na rubrica de Participações financeiras em empresas associadas no exercício findo em 31 de dezembro de 2013 foi o seguinte:

PARTICIPAÇÕES FINANCEIRAS EM ASSOCIADAS

A 1 de janeiro de 2013	9.382
Resultado apropriado pela aplicação do método da equivalência patrimonial	(405)
Compra de 5% OMIP, SGPS, SA (maio 2013)	1.410
Variação no capital próprio da associada	223
A 31 de dezembro de 2013	10.610

O Grupo detém atualmente 40% do capital da OMIP, SGPS, S.A. (35% em 31 de dezembro de 2012) tendo, no decorrer de 2013, reforçado a sua posição acionista em 5%.

O valor proporcional do resultado na OMIP, SGPS inclui o efeito do ajustamento proveniente de alterações às demonstrações financeiras do ano anterior, efetuadas após aplicação do método de equivalência patrimonial. Esta participação encontra-se classificada como associada.

Em conformidade com o acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha relativo à constituição de um mercado ibérico de energia elétrica, a REN deverá alienar mais 30% do capital social da OMIP, SGPS, S.A. de modo a que a posição acionista final da REN nesta empresa seja de 10% do respetivo capital social. Complementarmente, refira-se que embora exista um quadro de intenções entre as partes envolvidas no referido acordo ibérico, não foram identificados, de forma concreta, potenciais compradores que permitam realizar tal operação.

EMPREENDIMENTOS CONJUNTOS

O movimento ocorrido na rubrica de Participações financeiras em empreendimentos conjuntos no exercício findo em 31 de dezembro de 2013 foi o seguinte:

PARTICIPAÇÕES FINANCEIRAS EM EMPREENDIMENTOS CONJUNTOS

A 1 de janeiro de 2013	-
Capital subscrito	1.500
Resultado apropriado pela aplicação do método da equivalência patrimonial	45
A 31 de dezembro de 2013	1.545

Na sequência de um acordo conjunto de parceria tecnológica entre a REN - Redes Energéticas Nacionais e a State Grid International Development (SGID), foi criado em maio de 2013 um centro de I&D em Portugal dedicado aos sistemas de energia denominado - Centro de Investigação em Energia REN - State Grid, S.A., controlado conjuntamente pelas duas entidades.

O referido centro de investigação pretende tornar-se uma plataforma de conhecimento internacional, catalisadora de soluções e ferramentas inovadoras, aplicadas à operação e planeamento das redes de transporte de energia.

11 IMPOSTO SOBRE RENDIMENTO

A REN é tributada de acordo com o regime especial de tributação dos grupos de sociedades, do qual fazem parte as empresas localizadas em Portugal em que detém, direta ou indiretamente, pelo menos 90% do seu capital e que cumprem os requisitos previstos no artigo 69.º do Código do IRC.

De acordo com a legislação em vigor, as declarações fiscais estão sujeitas a revisão e correção por parte das autoridades fiscais durante um período de quatro anos (cinco anos para a Segurança Social), exceto quando tenham havido prejuízos fiscais, tenham sido concedidos benefícios fiscais, ou estejam em curso inspeções, reclamações ou impugnações, casos estes em que, dependendo das circunstâncias, os prazos são alargados ou suspensos. Deste modo, as declarações fiscais da Empresa dos anos de 2010 a 2013 poderão vir ainda ser sujeitas a revisão.

A administração entende que as eventuais correções resultantes de revisões/inspeções por parte das autoridades fiscais àquelas declarações de impostos não terão um efeito significativo nas demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2013 e 2012.

No exercício de 2013 o Grupo é tributado em sede de Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas à taxa base de 25%, que será acrescida de (i) uma derrama municipal de até um máximo de 1,5% sobre a matéria coletável, (ii) uma derrama estadual de 3,0% aplicável sobre o lucro tributável entre 1,5 milhões de euros e 7,5 milhões de euros, e de (iii) 5,0% aplicável sobre lucro tributável que exceda 7,5 milhões de euros, resultando numa taxa máxima agregada de, aproximadamente, 31,5%.

O cálculo do imposto diferido, no exercício findo em 31 de dezembro de 2013, foi atualizado em conformidade com a Lei n.º 2/2014, de 16 de janeiro, que institui uma taxa de base de imposto sobre o rendimento das pessoas coletivas de 23% e uma derrama municipal até um máximo de 1,5% sobre a matéria coletável, e uma derrama estadual correspondente à aplicação de uma taxa adicional de (i) 3% sobre a parte do lucro tributável superiores a 1,5 milhões de euros e até 7,5 milhões de euros, (ii) de 5% para lucros tributáveis superior a 7,5 milhões de euros e até 35 milhões de euros; e (iii) de 7% para lucros tributáveis superiores a 35 milhões de euros. As taxas referidas aplicam-se aos lucros tributáveis referentes aos períodos de tributação que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2014.

Consequentemente, a taxa de imposto utilizada na valorização das diferenças temporárias tributáveis e dedutíveis em 31 de dezembro de 2013, foi atualizada para cada empresa pertencente ao perímetro de consolidação utilizando uma taxa média face às perspetivas futuras do lucro tributável de cada empresa recuperável nos próximos exercícios.

Os impostos sobre o rendimento reconhecidos nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 são detalhados como se segue:

	'13	'12
Imposto corrente	67.941	22.128
Ajustamentos relativos ao imposto de exercícios anteriores	(499)	(5.374)
Imposto diferido	(10.721)	37.896
Imposto sobre o rendimento	56.721	54.650

A reconciliação do montante de imposto calculado à taxa nominal e o imposto reconhecido na demonstração dos resultados é conforme se segue:

	'13	'12
Resultado antes de impostos	178.024	178.211
DIFERENÇAS PERMANENTES:		
Variações patrimoniais negativas	(139)	(139)
Gastos não dedutíveis	223	1.054
Rendimentos não tributáveis	(800)	(2.145)
DIFERENÇAS TEMPORÁRIAS:		
Desvios tarifários	31.752	(130.675)
Provisões	(6.211)	3.882
Reavaliações (incluídas no custo considerado dos ativos intangíveis)	6.675	6.681
Obrigações de benefícios de reforma e outros	(1.566)	(3.101)
Instrumentos financeiros derivados	(156)	(166)
Outros	-	(136)
Lucro tributável	207.803	53.466
Impostos sobre o rendimento apurado à taxa de 25%	51.901	13.449
Derrama estadual sobre o lucro tributável	11.770	6.034
Derrama - 1,5%	3.834	2.161
Tributações autônomas	437	484
Imposto corrente	67.941	22.128
Imposto diferido	(10.721)	37.896
Imposto diferido	(10.721)	37.896
Ajustamentos relativos ao imposto de exercícios anteriores	(499)	(5.374)
Gasto com impostos sobre o rendimento	56.721	54.650
Taxa efetiva de imposto	31.86%	30.67%

IMPOSTO SOBRE O RENDIMENTO

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012, o detalhe da rubrica Imposto sobre o rendimento a pagar e a receber é detalhada no quadro seguinte:

	'13	'12
IMPOSTO SOBRE O RENDIMENTO DO EXERCÍCIO:		
Imposto estimado	-	(18.995)
Pagamentos por conta	-	31.414
Retenções na fonte por terceiros	-	1.565
Imposto a recuperar do exercício anterior	-	334
Imposto a receber	-	14.318
Imposto estimado	(67.941)	-
Pagamentos por conta	19.987	-
Retenções na fonte por terceiros	3.020	-
Imposto a pagar	(44.935)	-

IMPOSTOS DIFERIDOS

O detalhe dos impostos diferidos reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas é como se segue:

	'13	'12
IMPACTO NA DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS:		
Ativos por impostos diferidos	1.076	(21.974)
Passivos por impostos diferidos	9.645	(15.922)
	10.721	(37.896)
IMPACTOS NO CAPITAL PRÓPRIO:		
Ativos por impostos diferidos	5.509	20.131
Passivos por impostos diferidos	(805)	-
	4.705	20.131
Impacto líquido dos impostos diferidos	15.425	(17.765)

Os movimentos ocorridos nos impostos diferidos, por natureza, são como se segue:

EVOLUÇÃO DOS ATIVOS POR IMPOSTOS DIFERIDOS - DEZEMBRO 2013

	PROVISÕES E IMPARIDADES	PENSÕES	DESVIOS TARIFÁRIOS	INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVADOS	OUTROS	TOTAL
A 1 de janeiro de 2013	3.483	30.684	18.185	8.858	5	61.215
Aumento/reversão por capital	-	8.955	-	(3.445)	-	5.509
Reversão por resultados	(1.775)	(1.519)	(726)	(39)	(2)	(4.062)
Aumento por resultados	41	1.009	4.088	-	-	5.138
Movimento do período	(1.735)	8.444	3.362	(3.484)	(2)	6.585
A 31 de dezembro de 2013	1.749	39.128	21.548	5.373	2	67.800

EVOLUÇÃO DOS ATIVOS POR IMPOSTOS DIFERIDOS - DEZEMBRO 2012

	PROVISÕES E IMPARIDADES	PENSÕES	DESVIOS TARIFÁRIOS	INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVADOS	OUTROS	TOTAL
A 1 de janeiro de 2012	2.388	15.982	39.412	4.383	892	63.057
Aumento/reversão por capital	-	15.602	-	4.529	-	20.131
Reversão por resultados	(290)	(1.248)	(21.227)	(54)	(887)	(23.707)
Aumento por resultados	1.386	347	-	-	-	1.733
Movimento do período	1.096	14.702	(21.227)	4.474	(887)	(1.843)
A 31 de dezembro de 2012	3.483	30.684	18.185	8.858	5	61.215

Em 31 de dezembro de 2013 os ativos por impostos diferidos referem-se maioritariamente às obrigações com os planos de benefícios atribuídos aos empregados e aos desvios tarifários a entregar à tarifa nos próximos exercícios.

**EVOLUÇÃO DOS PASSIVOS
POR IMPOSTOS DIFERIDOS - DEZEMBRO 2013**

	DESVIOS TARIFÁRIOS	REAVALIAÇÕES AO ABRIGO DE DIPLOMAS LEGAIS (INCLUÍ- DAS NO CUSTO CONSIDERADO)	JUSTO VALOR DE ATIVOS DISPONÍVEIS PARA VENDA	TOTAL
A 1 de janeiro de 2013	52.373	30.424	-	82.797
Aumento/reversão por capital	-	-	805	805
Aumento por resultados	-	-	-	-
Reversão por resultados	(7.708)	(1.937)	-	(9.645)
Movimentos do período	(7.708)	(1.937)	805	(8.840)
A 30 de dezembro de 2013	44.666	28.486	805	73.956

**EVOLUÇÃO DOS PASSIVOS
POR IMPOSTOS DIFERIDOS - DEZEMBRO 2012**

	DESVIOS TARIFÁRIOS	REAVALIAÇÕES AO ABRIGO DE DIPLOMAS LEGAIS (INCLUÍDAS NO CUSTO CONSIDERADO)	TOTAL
A 1 de janeiro de 2012	34.345	32.531	66.875
Aumento/reversão por capital	-	-	-
Aumento por resultados	18.029	-	18.029
Reversão por resultados	-	(2.107)	(2.107)
Movimentos do período	18.029	(2.107)	15.922
A 31 de dezembro de 2012	52.373	30.424	82.797

Os passivos por impostos diferidos relativos a reavaliações resultam de reavaliações efetuadas em exercícios anteriores ao abrigo de diplomas legais. O efeito destes impostos diferidos reflete a não dedução fiscal de 40% das amortizações das reavaliações efetuadas (incluídas no custo considerado dos ativos aquando da transição para as IFRS).

Os diplomas legais na base das reavaliações foram os seguintes:

DIPLOMAS LEGAIS (REAVALIAÇÕES)

SEGMENTO ELETRICIDADE	SEGMENTO GÁS NATURAL
Decreto-Lei n.º 430/78	Decreto-Lei n.º 140/2006
Decreto-Lei n.º 399-G/81	
Decreto-Lei n.º 219/82	
Decreto-Lei n.º 171/85	
Decreto-Lei n.º 118-B/86	
Decreto-Lei n.º 111/88	
Decreto-Lei n.º 7/91	
Decreto-Lei n.º 49/91	
Decreto-Lei n.º 264/92	

12 CLASSIFICAÇÃO DE ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS DE ACORDO COM A IAS 39

As políticas contabilísticas para instrumentos financeiros de acordo com as categorias da IAS 39 foram aplicadas aos seguintes ativos e passivos financeiros:

'13

	NOTAS	CLIENTES E OUTRAS CONTAS A RECEBER	JUSTO VALOR - INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVADOS DE COBERTURA	JUSTO VALOR - DERIVADOS DE NEGOCIAÇÃO
ATIVOS				
Caixa e equivalentes de caixa	17	167.987	-	-
Clientes e outras contas a receber	14	645.418	-	-
Outros investimentos financeiros	12 e 33	-	-	-
Ativos financeiros disponíveis para venda	13	-	-	-
Total ativos financeiros		813.405	-	-
PASSIVOS				
Empréstimos obtidos	20	-	-	-
Fornecedores e outras contas a pagar	23	-	-	-
Imposto sobre o rendimento a pagar	11	-	-	-
Instrumentos financeiros derivados	16	-	36.661	342
Total passivos financeiros		-	36.661	342

'12

	NOTAS	CLIENTES E OUTRAS CONTAS A RECEBER	JUSTO VALOR - INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVADOS DE COBERTURA	JUSTO VALOR - DERIVADOS DE NEGOCIAÇÃO
ATIVOS				
Caixa e equivalentes de caixa	17	61.246	-	-
Clientes e outras contas a receber	14	381.189	-	-
Outros investimentos financeiros		-	-	-
Ativos financeiros disponíveis para venda	13	-	-	-
Imposto sobre o rendimento a receber	11	14.318	-	-
Instrumentos financeiros derivados	16	-	6.853	416
Total ativos financeiros		456.753	6.853	416
PASSIVOS				
Empréstimos obtidos	20	-	-	-
Fornecedores e outras contas a pagar	23	-	-	-
Instrumentos financeiros derivados	16	-	27.958	811
Total passivos financeiros		-	27.958	811

'13

ATIVOS FINANCEIROS DISPONÍVEIS PARA VENDA	ATIVOS FINANCEIROS AO JUSTO VALOR POR VIA DE RESULTADOS	OUTROS ATIVOS/PASSIVOS FINANCEIROS	QUANTIA ESCRITURADA	JUSTO VALOR
-	-	-	167.987	167.987
-	-	-	645.418	645.418
-	2.839	122.163	125.002	125.002
156.886	-	-	156.886	156.886
156.886	2.839	122.163	1.095.293	1.095.293
-	-	2.680.483	2.680.483	2.807.253
-	-	679.279	679.279	679.279
-	-	44.935	44.935	44.935
-	-	-	37.003	37.003
-	-	3.404.698	3.441.701	3.568.470

'12

ATIVOS FINANCEIROS DISPONÍVEIS PARA VENDA	ATIVOS FINANCEIROS AO JUSTO VALOR POR VIA DE RESULTADOS	OUTROS ATIVOS/PASSIVOS FINANCEIROS	QUANTIA ESCRITURADA	JUSTO VALOR
-	-	-	61.246	61.246
-	-	-	381.189	381.189
-	4.285	117.163	121.447	121.447
131.002	-	-	131.002	131.002
-	-	-	14.318	14.318
-	-	-	7.269	7.269
131.002	4.285	117.163	716.471	716.471
-	-	2.705.895	2.705.895	2.913.965
-	-	383.952	383.952	383.952
-	-	-	28.769	28.769
-	-	3.089.847	3.118.616	3.326.686

A rubrica de Ativos financeiros ao justo valor por via de resultados, no montante de 2.839 mil euros, corresponde ao investimento financeiro do Grupo no fundo fechado Luso Carbon Fund, com um prazo de maturidade de dez anos.

A rubrica Outros ativos financeiros inclui um depósito de garantia a favor do BEI (Nota 33.3) de 108.299 mil euros e um depósito bancário com maturidade superior a três meses, no montante de 13.864 mil euros.

Os Empréstimos obtidos, tal como referido na Nota 3.6, são mensurados no reconhecimento inicial ao justo valor e subsequentemente ao custo amortizado, exceto relativamente aos quais tenha sido contratado derivado de cobertura de justo valor (Nota 16), que se encontram mensurados ao justo valor. Não obstante, a REN procede à divulgação do justo valor da rubrica de Empréstimos obtidos na sua totalidade, tendo por base um conjunto de dados observáveis relevantes, os quais se enquadram no nível 2 da hierarquia do justo valor.

O justo valor dos Empréstimos obtidos e derivados são calculados pelo método dos cash flows descontados, utilizando a curva de taxa de juro da data da demonstração da posição financeira, de acordo com as características de cada empréstimo.

O intervalo de taxas de mercado utilizado para cálculo do justo valor varia entre 0,446% e 2,840% (maturidades de um dia semana e 20 anos, respetivamente).

O justo valor dos empréstimos contraídos pelo Grupo a 31 de dezembro de 2013 é de 2.807.253 mil euros (em 31 de dezembro de 2012 era de 2.913.965 mil euros), dos quais 391.841 mil euros se encontram parte registados a custo amortizado, e inclui um elemento de justo valor resultante de movimentos na taxa de juro.

ESTIMATIVA DE JUSTO VALOR – ATIVOS E PASSIVOS MENSURADOS AO JUSTO VALOR

A tabela seguinte apresenta os ativos e passivos do Grupo mensurados ao justo valor em 31 de dezembro de 2013, de acordo com os seguintes níveis de hierarquia de justo valor:

- Nível 1: justo valor de instrumentos financeiros é baseado em cotações de mercados líquidos ativos à data de referência do balanço
- Nível 2: o justo valor de instrumentos financeiros não é determinado com base em cotações de mercado ativo, mas sim com recurso a modelos de avaliação
- Nível 3: o justo valor de instrumentos financeiros não é determinado com base em cotações de mercado ativo, mas sim com recurso a modelos de avaliação, cujos principais *inputs* não são observáveis no mercado

		NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS					
Ativos financeiros disponíveis para venda	Participações	111.015	42.205	-	153.219
Ativos financeiros ao justo valor	Derivados de cobertura de <i>cash flows</i>	-	-	-	-
Ativos financeiros ao justo valor reconhecidos em resultados	Derivados de negociação	-	-	-	-
Outros investimentos financeiros	Fundo de Tesouraria	2.839	-	-	2.839
		113.854	42.205	-	156.059
PASSIVOS					
Passivos financeiros ao justo valor	Empréstimos obtidos	-	391.841	-	391.841
Passivos financeiros ao justo valor	Derivados de cobertura de <i>cash flows</i>	-	29.185	-	29.185
Passivos financeiros ao justo valor	Derivados de cobertura de <i>fair value</i>	-	7.476	-	7.476
Passivos financeiros ao justo valor reconhecidos em resultados	Derivados de negociação	342	-	-	342
		342	428.502	-	428.844

A REN procedeu no decorrer do exercício findo em 31 de dezembro de 2013 à valorização da participação na Hidroelétrica de Cahora Bassa, S.A. (HCB), a qual se encontra classificada como ativo financeiro disponível para venda (Nota 13). O justo valor deste ativo reflete o preço pelo qual o ativo seria vendido numa operação ordenada. Para este efeito, a REN optou por uma abordagem do rendimento, a qual reflete as expectativas atuais do mercado relativamente às quantias futuras. Os dados utilizados no cálculo do preço, embora não cotados, são informações observáveis no mercado. O justo valor da participação ascendeu, no período findo em 31 de dezembro de 2013, a 42.205 mil euros.

QUALIDADE DOS ATIVOS FINANCEIROS

A qualidade de crédito dos ativos financeiros que não estão vencidos ou em imparidade podem ser avaliados com referência aos *ratings* de crédito divulgados pela Standard & Poor's ou com base na informação histórica das entidades a que se referem:

	'13	'12
CLIENTES E OUTROS DEVEDORES		
A-	-	-
BBB	-	-
BB+	410.227	108.754
Outros sem <i>rating</i>	235.191	272.435
Total de créditos e valores a receber	645.418	381.189
CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
AAA a AA-	-	-
A+ a A-	1.268	37
BBB+ a BBB-	2.579	2
BB+ a B-	164.122	61.192
Sem <i>rating</i>	18	15
Total de caixa e equivalentes de caixa	167.987	61.246

Os créditos a receber de clientes e outros devedores referem-se essencialmente a transações de prestação de serviços no âmbito das atividades reguladas nos negócios de eletricidade e gás.

As principais transações são efetuadas com os distribuidores autorizados para cada um dos negócios, como a EDP, a Galp e alguns distribuidores europeus.

Em 31 de dezembro de 2013, os créditos vencidos ou em imparidade são:

- (i) 822 mil euros (Nota 14), na rubrica de Créditos a receber estão ajustados por imparidade, existindo um processo judicial em curso referente ao mesmo;
- (ii) existem créditos com alguma antiguidade referentes a transações com empresas do Grupo EDP cujo risco de recuperação é considerado nulo.

Relativamente aos saldos de Contas a receber e Contas a pagar correntes o seu valor líquido contabilístico constitui uma razoável aproximação ao justo valor.

As contas a pagar e receber não correntes referem-se, essencialmente, aos desvios tarifários cujos valores são publicados pela ERSE e o seu valor líquido contabilístico constitui uma razoável aproximação ao justo valor, na medida em que os mesmos incorporam um efeito financeiro associado ao valor temporal do dinheiro, sendo incorporados nas tarifas nos dois anos subsequentes.

13 ATIVOS DISPONÍVEIS PARA VENDA

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012, os ativos reconhecidos nesta rubrica referem-se a instrumentos de capital próprio detidos em entidades consideradas estratégicas pelo Grupo. Esta rubrica refere-se às seguintes participações:

	SEDE SOCIAL			VALOR CONTABILÍSTICO	
	LOCALIDADE	PAÍS	% DETIDA	'13	'12
OMEL - Operador del Mercado Ibérico de Energia (Polo Espanhol)	Madrid	Espanha	10,00%	3.167	3.167
Red Eléctrica Corporación, S.A. (REE)	Madrid	Espanha	1,00%	65.654	50.493
Enagás, S.A.	Madrid	Espanha	1,00%	45.360	38.542
Med Grid SAS	Paris	França	5,45%	500	400
Hidroeléctrica de Cahora Bassa	Maputo	Moçambique	7,50%	42.205	38.400
				156.886	131.002

Os movimentos registados nesta rubrica foram os seguintes:

	OMEL	MEDGRID	HCB	REE	ENAGÁS	TOTAL
1 de janeiro de 2012	3.167	-	-	44.760	34.125	82.051
Aquisições	-	400	38.400	-	-	38.800
Ajustamento de justo valor	-	-	-	5.733	4.418	10.151
31 de dezembro de 2012	3.167	400	38.400	50.493	38.542	131.002
1 de janeiro de 2013	3.167	400	38.400	50.493	38.542	131.002
Aquisições	-	100	-	-	-	100
Ajustamento de justo valor	-	-	3.805	15.161	6.818	25.784
31 de dezembro de 2013	3.167	500	42.205	65.654	45.360	156.886

As participações na REE e Enagás estão registadas ao justo valor determinado com base nas cotações bolsistas das participações financeiras à data de 31 de dezembro de 2013.

A Red Eléctrica Corporación, S.A. é a entidade responsável pela gestão da rede elétrica em Espanha. O Grupo adquiriu 1% de ações da REE como parte de um acordo celebrado entre os governos de Portugal e Espanha. A REE está listada na Bolsa de Madrid integrando o índice IBEX 35 e o ativo financeiro foi registado na data da demonstração da posição financeira de acordo com a cotação em 31 de dezembro de 2013.

A Enagás é a entidade responsável pelo transporte e gestão do sistema de gás natural em Espanha. O Grupo adquiriu 1% de ações da Enagás como parte de um acordo de parceria estratégica. A Enagás está listada na Bolsa de Madrid, integrando o índice IBEX 35, tendo o ativo sido registado na data da demonstração da posição financeira de acordo com a cotação de 31 de dezembro de 2013.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2013, a REN reforçou a sua participação no capital da Medgrid, SAS, tendo subscrito, para o efeito, 2.000 ações adicionais. Através desta operação, o Grupo ficou detentor de 5,45% do capital social. Este projeto é um consórcio internacional que promove e facilita o desenvolvimento das redes de interligação do Mediterrâneo, permitindo o transporte para a Europa de eletricidade renovável produzida em África.

A REN é detentora de 2.060.661.943 ações representativas de 7,5 % do capital social e direito de voto da Hidroeléctrica de Cahora Bassa, S.A., sociedade de direito moçambicano, transmitidas na sequência do preenchimento das

condições do contrato celebrado em 9 de abril de 2012, entre a REN a Parpública – Participações Públicas, SGPS, S.A., a CEZA – Companhia Eléctrica do Zambeze, S.A. e a EDM – Electricidade de Moçambique, EP. Esta participação foi inicialmente registada pelo seu custo de aquisição (38.400 mil euros) e posteriormente ajustada para o seu justo valor (Nota 12).

No âmbito do processo de criação do Operador Único do Mercado Ibérico de Eletricidade (OMI) em 2011, e em conformidade com o que estava previsto no acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha relativo à constituição de um mercado ibérico de energia elétrica, a Empresa adquiriu 10% do capital social do OMEL, Operador del Mercado Ibérico de Energia, S.A., polo espanhol do Operador Único, pelo valor global de 3.167 mil euros.

Na medida em que não existe um preço de mercado disponível para os investimentos referidos (MedGrid e OMEL) e não sendo possível determinar o justo valor no período recorrendo a transações comparáveis, estas participações encontram-se refletidas contabilisticamente ao custo de aquisição deduzido de perdas por imparidade, tal como descrito na Nota 3.6, não existindo na data de relato quaisquer indícios de imparidade.

Os ajustamentos ao justo valor dos ativos financeiros disponíveis para venda são registados em capital próprio na rubrica Reserva de justo valor que em 31 de dezembro de 2013 e 2012 apresenta os seguintes montantes:

RESERVA DE JUSTO VALOR (NOTA 19)

1 de janeiro de 2012	(14.244)
Variação de justo valor	10.151
31 de dezembro de 2012	(4.093)
1 de janeiro de 2013	(4.093)
Variação de justo valor	25.784
Efeito fiscal	(805)
31 de dezembro de 2013	20.886

O montante total de dividendos reconhecidos de associadas e participadas no decorrer do exercício findo em 31 de dezembro de 2013, na demonstração consolidada dos resultados, foi de 7.558 mil euros relativo a dividendos de entidades participadas, dos quais 7.493 mil euros foram incluídos na demonstração dos fluxos de caixa.

O detalhe dos dividendos por entidade é apresentado no quadro seguinte:

	'13	'12
Red Eléctrica Corporación, S.A.	3.266	3.911
Enagás, S.A.	2.836	3.393
Hidroeléctrica de Cahora Bassa, S.A	1.405	-
OMEL - Operador del Mercado Ibérico de Energia (Polo Espanhol)	50	157
	7.558	7.461

14 CLIENTES E OUTRAS CONTAS A RECEBER

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012, o detalhe da rubrica de Clientes e outras contas a receber é o seguinte:

	'13			'12		
	CORRENTE	NÃO CORRENTE	TOTAL	CORRENTE	NÃO CORRENTE	TOTAL
Clientes e outras contas a receber	488.794	155	488.949	191.321	155	191.476
Imparidade de clientes e contas a receber	(822)	-	(822)	(822)	-	(822)
Clientes - valor líquido	487.972	155	488.127	190.499	155	190.654
Desvios tarifários	74.631	81.432	156.063	100.554	75.592	176.146
Imparidade de clientes e contas a receber	-	-	-	-	(5.296)	(5.296)
Estado e outros entes públicos	3.320	-	3.320	19.685	-	19.685
Clientes e outras contas a receber	565.923	81.588	647.510	310.738	70.451	381.189

Na composição dos saldos das contas a receber de clientes assume particular relevância o montante em dívida da EDP - Distribuição de Energia, S.A., o qual ascende a 398.712 mil euros (82.624 mil euros em 31 de dezembro de 2012), e o da Galp, de 20.216 mil euros (10.473 mil euros em 31 de dezembro de 2012).

O saldo em dívida da EDP - Distribuição de Energia, S.A. inclui a faturação de acerto dos CMEC de 2012, no montante de 299.917 mil euros, também refletidos na rubrica de Fornecedores e outras contas a pagar (Nota 23) pela fatura da EDP Gestão da Produção de Energia, S.A.. Esta transação configura-se como um *pass-through* na demonstração consolidada dos resultados da REN, facto pelo qual se encontra compensada nessa demonstração.

Os movimentos ocorridos na rubrica de Imparidade de clientes e outras contas a receber detalham-se como se segue:

	'13	'12
Saldo inicial	(6.118)	(3.472)
Aumentos	-	(2.646)
Utilizações	-	-
Reversões	5.296	-
Saldo final	(822)	(6.118)

No decorrer do exercício de 2013, o Grupo REN registou a reversão da perda de imparidade relativa à totalidade dos juros do défice tarifário de 2008, no montante de 5.296 mil euros, pelo facto de terem existido desenvolvimentos no primeiro semestre de 2013, nomeadamente o compromisso assumido formalmente pelo Governo Português com vista à liquidação daquele montante. Este montante foi recebido pela REN em 3 de janeiro de 2014.

O *ageing* relativo aos saldos de clientes, líquido de imparidades, é como se segue:

ANTIGUIDADE DOS DÉBITOS	'13	'12
Até 30 dias	484.051	188.321
Até 60 dias	1.099	907
Até 90 dias	212	61
até 120 dias	79	156
Mais de 120 dias	2.686	1.209
	488.127	190.654

15 INVENTÁRIOS

O detalhe de inventários em 31 de dezembro de 2013 e 2012 é como se segue:

	'13	'12
Material diversos	1.880	2.920
Inventários	1.880	2.920

16 INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVADOS

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012, o Grupo REN tinha os seguintes instrumentos financeiros derivados contratados:

	31 DE DEZEMBRO DE 2013				
	NOCIONAL	ATIVO		PASSIVO	
		CORRENTE	NÃO CORRENTE	CORRENTE	NÃO CORRENTE
Derivados designados como cobertura de fluxos de caixa					
Swaps de taxa de juro	425.000.000 EUR	-	-	2.341	15.997
Swap de taxa de câmbio e de juro	10.000.000.000 JPY	-	-	-	10.847
Derivados designados como cobertura de justo valor					
Swaps de taxa de juro	400.000.000 EUR	-	-	-	7.476
				2.341	34.320
Derivados de negociação		-	-	342	-
Instrumentos financeiros derivados		-	-	2.683	34.320
	31 DE DEZEMBRO DE 2012				
	NOCIONAL	ATIVO		PASSIVO	
		CORRENTE	NÃO CORRENTE	CORRENTE	NÃO CORRENTE
Derivados designados como cobertura de fluxos de caixa					
Swaps de taxa de juro	350.000.000 EUR	-	-	-	23.337
Swaps de taxa de juro	75.000.000 EUR	-	-	-	4.621
Swap de taxa de câmbio e de juro	10.000.000.000 JPY	-	6.853	-	-
			6.853	-	27.958
Derivados de negociação		416	-	811	-
Instrumentos financeiros derivados		416	6.853	811	27.958

A valorização da carteira de instrumentos financeiros derivados é baseada em avaliações de justo valor efetuadas por entidades externas especializadas.

O valor reconhecido nesta rubrica refere-se a oito contratos *swap* de taxa de juro e um *cross currency swap*, contratados pela REN SGPS com o objetivo de cobrir o risco de flutuação das taxas de juro e câmbio futuras (Nota 4.1).

Estão incluídos nos valores apresentados o valor dos juros corridos, a receber ou a pagar à data de 31 de dezembro de 2013, relativos a estes instrumentos financeiros, no montante líquido a pagar de 1.781 mil euros (à data de 31 de dezembro de 2012 era de 951 mil euros).

As características dos instrumentos financeiros derivados contratados associados a operações de financiamento em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram as seguintes:

	NOCIONAL	MOEDA	REN PAGA	REN RECEBE	VENCIMENTO	JUSTO VALOR EM 31.12.2013	JUSTO VALOR EM 31.12.2012
Derivados designados como cobertura de fluxos de caixa							
Swaps de taxa de juro	425 000 mEuros	EUR	[1,89%; 2,77%]	[0,28%;0,34%] taxas variáveis	[Out-2014; Set-2017]	(18.338)	(27.958)
Swap de taxa de câmbio e de juro	10 000 000 000 JPY / 72 899 mEuros	EUR/JPY	5,64% (taxa variável a partir de 2019)	2,71%	2024	(10.847)	6.853
						(29.185)	(21.105)
Derivados designados como cobertura de fair value							
Swaps de taxa de juro	400 000 mEuros	EUR	[0,67%;0,74%] taxas variáveis	1,72%	2020	(7.476)	-
						(7.476)	-
					Total	(36.661)	(21.105)

A periodicidade dos fluxos pagos e recebidos da carteira de instrumentos financeiros derivados é trimestral e semestral para os contratos de cobertura da variabilidade dos fluxos de caixa e semestral e anual para os derivados designados como de cobertura de *fair value*.

O escalonamento do *notional* de referência dos derivados de cobertura de fluxos de caixa e de justo valor é apresentado no quadro seguinte:

	2014	2015	2016	2017	2018	ANOS SEGUINTE	TOTAL
Swaps de taxa de juro (cobertura de fluxos de caixa)	150.000	5.769	205.769	63.492	-	-	425.000
Swaps de taxa de juro e câmbio (cobertura de fluxos de caixa)	-	-	-	-	-	72.899	72.899
Swaps de taxa de juro (cobertura de justo valor)	-	-	-	-	-	400.000	400.000
Total	150.000	5.769	205.769	63.462	-	472.899	897.899

SWAPS:

COBERTURA DE FLUXOS DE CAIXA

O Grupo procede à cobertura de uma parcela de pagamentos futuros de juros de empréstimos e de emissões obrigacionistas através da designação de *swaps* de taxa de juro em que paga uma taxa fixa e recebe uma taxa variável, com um notional de 425 milhões de euros (em 31 de dezembro de 2012 era de 425 milhões de euros). Esta é uma cobertura do risco de taxa de juro associado aos pagamentos de juros à taxa variável decorrentes de passivos financeiros

reconhecidos. O risco coberto é o indexante da taxa variável ao qual estão associados os juros dos financiamentos. O objetivo desta cobertura é transformar os empréstimos de taxa de juro variável em taxa de juro fixa, sendo que o risco de crédito não se encontra coberto. O justo valor dos swaps de taxa de juro, em 31 de dezembro de 2013, é de 18.338 mil de euros negativos (em 31 de dezembro de 2012 era de 27.958 mil euros negativos).

Adicionalmente, o Grupo procede à cobertura da sua exposição ao risco de fluxos de caixa da sua emissão obrigacionista de 10 mil milhões de JPY, decorrente do risco cambial, através de um *cross currency swap* com as características principais equivalentes às da dívida emitida. O mesmo instrumento de cobertura é utilizado para uma cobertura de justo valor do risco de taxa de juro da referida emissão obrigacionista através da componente *forward start swap* que só terá início em junho de 2019. As variações de justo valor do instrumento de cobertura encontram-se igualmente diferidas em reservas de cobertura. A partir de junho de 2019, o objetivo será o de cobrir a exposição a JPY e o risco de taxa de juro, transformando a operação numa cobertura de justo valor, passando a registar-se as alterações de justo valor da dívida emitida decorrente dos riscos cobertos em resultados. O risco de crédito não se encontra coberto.

De referir que são registados na demonstração dos resultados os montantes decorrentes do instrumento de cobertura quando a transação coberta afeta os resultados do exercício.

O justo valor do *cross currency swap* a 31 de dezembro de 2013 é de 10.847 mil euros negativos (em 31 de dezembro de 2012 era de 6.853 mil euros positivos). A variação cambial do subjacente (empréstimo) no exercício de 2013, no montante de 18.921 mil euros, é compensada pelo efeito do instrumento de cobertura na demonstração dos resultados do exercício. A componente ineficaz relativa à cobertura de justo valor foi de 926 mil euros negativos (em 31 de dezembro de 2012 foi de 156 mil euros).

O valor registado em reservas referente às coberturas de fluxos de caixa acima referidas é de 23.362 mil euros (em 31 de dezembro de 2012 era de 35.431 mil euros).

Os movimentos registados na reserva de cobertura (Nota 19) foram os seguintes:

	JUSTO VALOR	IMPACTO IMPOSTO DIFERIDO	RESERVA COBERTURA
1 de janeiro de 2012	(14.793)	4.290	(10.503)
Variação de justo valor e ineficácia	(20.638)	4.529	(16.109)
31 de dezembro de 2012	(35.431)	8.819	(26.612)
1 de janeiro de 2013	(35.431)	8.819	(26.612)
Variação de justo valor e ineficácia	12.069	(3.445)	8.624
31 de dezembro de 2013	(23.362)	5.373	(17.989)

COBERTURA DE JUSTO VALOR

O Grupo procedeu, durante o exercício de 2013, a uma emissão de dívida de 400 milhões de euros a taxa fixa. De forma a gerir as variações de justo valor dessa emissão, a Empresa contratou dois *swaps* de taxa de juro em que paga uma taxa variável e recebe uma taxa fixa, com um nocional de 400 milhões de euros. Esta é uma cobertura do risco de taxa de juro associado aos pagamentos de juros a taxa fixa decorrentes da emissão de dívida efetuada. O risco coberto corresponde à variação do justo valor da emissão de dívida atribuíveis a movimentos nas taxas de juro de mercado. O objetivo desta cobertura é transformar os empréstimos de taxa de juro fixa em taxa de juro variável, sendo que o risco de crédito não se encontra coberto. O justo valor destes *swaps* de taxa de juro, em 31 de dezembro de 2013, é de 7.476 mil euros negativos.

As alterações de justo valor da dívida emitida decorrente do risco de taxa de juro são reconhecidas em resultados, de forma a compensar a variação de justo valor do instrumento de cobertura na demonstração dos resultados do exercício. No exercício de 2013, a alteração de justo valor da emissão de dívida relativa ao risco de taxa de juro reconhecida em resultados foi de 8.159 mil euros positivos, resultando numa componente ineficaz de cerca de 368 mil euros positivos.

Futuros:

A REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., através da sua participada REN Trading, S.A., tem vindo a realizar algumas operações financeiras no mercado de futuros de energia, carvão e licenças de emissão de CO₂, quer através da celebração de contratos estandardizados pela International Swaps and Derivatives Association Inc. (ISDA), quer pela participação em bolsas de negociação de futuros.

A REN SGPS e a REN Trading formalizaram por meio de acordo os termos ao abrigo dos quais a REN Trading promove a gestão desses contratos de derivados financeiros, por conta e em benefício da REN SGPS, assegurando assim uma clara e transparente separação desses negócios, sempre numa lógica previamente definida e continuamente monitorizada de baixa exposição ao risco.

Esta contratação de derivados financeiros no mercado de futuros não implica qualquer liquidação física dos ativos subjacentes, sendo uma atividade de natureza puramente financeira, enquadrável como mera gestão financeira de ativos, não se confundindo com a atividade regulada do agente comercial.

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012, o justo valor dos contratos de futuros de energia e de licenças de CO₂ é conforme se segue:

	2013	
	ATIVO CORRENTE	PASSIVO CORRENTE
Licenças de CO ₂	-	342
Justo valor em 31 de dezembro de 2013	-	342

	2012	
	ATIVO CORRENTE	PASSIVO CORRENTE
Contratos financeiros no mercado de energia para 2013	416	-
Licenças de CO ₂	-	811
Justo valor em 31 de dezembro de 2012	416	811

As variações do justo valor dos derivados de negociação reconhecidas em resultados foram de 1.469 mil euros positivos em dezembro de 2013 (443 mil euros negativos em dezembro de 2012).

17 CAIXA E SEUS EQUIVALENTES

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012, a rubrica de Caixa e equivalentes de caixa é como se segue:

	'13	'12
Caixa	-	-
Depósitos bancários	167.987	61.246
Caixa e equivalentes de caixa na demonstração da posição financeira	167.987	61.246
Descobertos bancários (Nota 20)	(861)	-
Caixa e equivalentes de caixa nos fluxos de caixa	167.126	61.246

18 CAPITAL SOCIAL E AÇÕES PRÓPRIAS

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012, o capital social da REN encontra-se totalmente subscrito e realizado, sendo representado por 534.000.000 ações com o valor nominal de 1 euro cada:

	NÚMERO DE AÇÕES	CAPITAL SOCIAL
Capital Social	534.000.000	534.000

Em 31 de dezembro de 2013, a REN SGPS detinha as seguintes ações em carteira

	NÚMERO DE AÇÕES	PERCENTAGEM DE CAPITAL SOCIAL	VALOR
Ações próprias	3.881.374	0,73%	(10.728)

Não houve aquisição ou venda de ações próprias nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012.

De acordo com o Código das Sociedades Comerciais, a REN SGPS tem de garantir em cada momento a existência de reservas no capital próprio para cobertura do valor das ações próprias, limitando o valor das reservas disponíveis para distribuição.

19 RESERVAS E RESULTADOS ACUMULADOS

A rubrica de Reservas inclui:

- Reservas legais - De acordo com a legislação comercial em vigor, pelo menos 5% do resultado líquido anual, se positivo, tem de ser destinado ao reforço da reserva legal até que esta represente 20% do capital. Esta reserva não é distribuível a não ser em caso de liquidação da Empresa, mas pode ser utilizada para absorver prejuízos depois de esgotadas as outras reservas, ou incorporada no capital.
- Reserva de justo valor - inclui as variações de justo valor dos ativos financeiros detidos para venda (20.886 mil euros positivos), conforme detalhado na Nota 13
- Reserva de cobertura - inclui as variações do justo valor dos instrumentos financeiros derivados de cobertura na parte em que a cobertura dos fluxos de caixa é efetiva (17.989 mil euros negativos), os quais encontram-se detalhados na Nota 16.
- Reservas livres - Esta rubrica é movimentada pela aplicação dos resultados dos exercícios, sendo passível de distribuição aos acionistas, exceto quanto à limitação definida pelo Código das Sociedades Comerciais no que respeita às ações próprias (Nota 18).

De acordo com a legislação em vigor em Portugal, os incrementos decorrentes da adoção de justo valor (reservas de justo valor e reservas de cobertura) apenas poderão ser distribuídos aos acionistas quando os elementos ou direitos que lhe deram origem sejam alienados, exercidos, extintos, liquidados ou quando se verifique o seu uso.

20 EMPRÉSTIMOS OBTIDOS

A alocação dos empréstimos quanto à sua maturidade (corrente e não corrente) e por natureza de empréstimo, em 31 de dezembro de 2013 e 2012, é como se segue:

	'13			'12		
	CORRENTE	NÃO CORRENTE	TOTAL	CORRENTE	NÃO CORRENTE	TOTAL
Empréstimos obrigacionistas	150.000	1.444.440	1.594.440	850.000	771.676	1.621.676
Empréstimos bancários	71.194	784.042	855.236	66.123	670.085	736.208
Papel comercial	30.000	200.000	230.000	250.000	93.000	343.000
Descobertos bancários (Nota 17)	861	-	861	-	-	-
Locações financeiras	719	1.676	2.395	643	734	1.377
	252.774	2.430.159	2.682.933	1.166.766	1.535.495	2.702.261
Juros a pagar - empréstimos	24.778	-	24.778	18.816	-	18.816
Juros pagos (antecipação)	(27.227)	-	(27.227)	(15.183)	-	(15.183)
Empréstimos	250.325	2.430.159	2.680.483	1.170.400	1.535.495	2.705.895

Os empréstimos obtidos apresentavam o seguinte plano de reembolso previsto:

	2014	2015	2016	2017	2018	ANOS SEGUINTEs	TOTAL
Dívida - não corrente	-	342.038	673.626	88.766	398.821	926.909	2.430.159
Dívida - corrente	252.774	-	-	-	-	-	252.774
	252.774	342.038	673.626	88.766	398.821	926.909	2.682.933

O grupo detém seis programas de papel comercial no valor de 775 milhões de euros, estando disponíveis 545 milhões de euros. Do valor total dos programas de papel comercial, 675 milhões de euros têm garantia de colocação.

O detalhe dos empréstimos obrigacionistas em 31 de dezembro de 2013 era o seguinte:

31 DE DEZEMBRO DE 2013				
DATA DA EMISSÃO	DATA DE REEMBOLSO	MONTANTE	TAXA DE JURO	PERIODICIDADE DE PAGAMENTO DE JUROS
EMISSÕES PRIVADAS REN SGPS				
27/04/2011	27/10/2014	EUR 100.000 (i)	Taxa variável (ii)	Semestral
12/07/2011	12/07/2014	EUR 50.000 (i)	Taxa variável (ii)	Semestral
14/03/2012	14/03/2015	EUR 20.000 (i)	Taxa variável	Semestral
EMISSÕES AO ABRIGO DO PROGRAMA EURO MEDIUM TERM NOTES				
26/06/2009	26/06/2024	JPY 10.000.000 (i)	Taxa fixa (ii)	Semestral
08/03/2012	09/03/2015	EUR 63.500 (i)	Taxa fixa	Semestral
21/09/2012	21/09/2016	EUR 300.000	Taxa fixa EUR 6,25%	Semestral
28/09/2012	28/09/2015	EUR 50.000 (i)	Taxa fixa	Anual
10/12/2012	10/12/2015	EUR 100.000 (i)	Taxa fixa	Semestral
16/01/2013	16/01/2020	EUR 150.000 (i)	Taxa variável	Trimestral
31/01/2013	31/01/2018	EUR 300.000	Taxa fixa EUR 4,125%	Anual
17/10/2013	16/10/2020	EUR 400.000 (ii)	Taxa fixa EUR 4,75%	Anual

⁽ⁱ⁾ Estas emissões correspondem a colocações privadas.

⁽ⁱⁱ⁾ Estas emissões têm associados swaps de taxa de juro e/ou de taxa de câmbio.

Os empréstimos bancários são constituídos, na sua maioria (609.239 mil de euros), por empréstimos do BEI – Banco Europeu de Investimento.

No seguimento da parceria estratégica com a State Grid International Development Ltd., no âmbito da segunda fase de reprivatização da REN, foram acordadas com o China Development Bank as condições financeiras irreversíveis para um financiamento de 800 milhões de euros (montante correspondente a 80% do compromisso global de 1.000 milhões de euros acordado). Este financiamento divide-se em duas tranches de 400 milhões de euros cada, tendo sido a primeira tranche assinada em 2013 (tendo sido já utilizados 100 milhões de euros) e a segunda encontrava-se, em 31 de dezembro de 2013, em processo de finalização.

O Grupo contratou em 2013 uma linha de financiamento junto do Industrial and Commercial Bank of China no valor 160 milhões de euros, tendo já desembolsado 10 milhões de euros.

O Grupo tem ainda 81,500 milhões de euros em linhas de crédito contratadas e não utilizadas com vencimentos até um ano, sendo renováveis periodicamente de forma automática (caso não sejam denunciadas nos período contratualmente estipulado para o efeito).

Decorrente da cobertura de justo valor efetuada sobre a emissão de dívida de 400 milhões de euros, realizada em 2013, foi reconhecida a alteração de justo valor dessa emissão relativa ao risco de taxa de juro diretamente em resultados, no montante de 8.159 mil euros positivos (Nota 16).

Os passivos financeiros do Grupo apresentam os seguintes covenants principais: *cross default*, *pari passu*, *negative pledge*, *gearing* (rácio que relaciona o capital próprio total consolidado com o valor total dos ativos concessionados do Grupo). Os financiamentos celebrados com o BEI incluem ainda covenants relacionados com notações de *rating* em que o Grupo pode ser chamado a prestar uma garantia aceitável para o BEI, no caso de verificação de notações *rating* abaixo dos níveis estipulados (ver Nota 33.3).

Segundo normas legais relativas à concorrência, termos contratuais e práticas usuais de mercado, nem a REN nem as suas contrapartes em contratos de financiamento estão autorizadas a divulgar outras informações relativamente às características das respetivas operações de financiamento.

A REN e as suas subsidiárias são parte em alguns contratos de financiamento e emissões de dívida que incluem cláusulas de alteração de controlo típicas neste tipo de transações (abrangendo, ainda que de forma não expressa, alterações de controlo em resultado de ofertas públicas de aquisição) e essenciais para a concretização de tais transações no respetivo contexto de mercado. Em qualquer caso, a aplicação prática destas cláusulas é limitada considerando as restrições legais à titularidade de ações da REN.

A exposição dos empréstimos do Grupo às alterações das taxas de juro nos períodos contratuais de fixação de taxas são como se segue:

	'13	'12
Até 6 meses	1.081.350	1.482.241
6 a 12 meses	150.000	281
1 a 5 anos	1.288.500	1.031.500
Superior a 5 anos	166.882	172.962
	2.686.732	2.686.984

Na medida em que existe cobertura cambial, a avaliação cambial do empréstimo foi excluída da análise da maturidade apresentada no quadro anterior.

As taxas de juro médias dos empréstimos obtidos, incluindo comissões e outros encargos, foram de 5,54% em 2013 e 5,70% em 2012.

LOCAÇÕES

Os pagamentos mínimos das locações financeiras e o valor atual do passivo das locações financeiras em 31 de dezembro de 2013 e 2012 são detalhados conforme se segue:

	'13	'12
Locações financeiras - pagamentos mínimos da locação		
Até 1 ano	795	695
Entre 1 e 5 anos	1.768	771
	2.563	1.466
Custos financeiros futuros das locações financeiras	(168)	(89)
Valor atual do passivo das locações financeiras	2.395	1.377

	'13	'12
Valor atual das locações financeiras		
Até 1 ano	719	643
Entre 1 e 5 anos	1.676	734
	2.395	1.377

21 OBRIGAÇÕES DE BENEFÍCIOS DE REFORMA E OUTROS

Conforme mencionado na Nota 3.10, a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. concede complementos de pensões de reforma, pré-reforma e sobrevivência (daqui em diante, referido como plano de pensões) e assegura aos seus reformados e pensionistas, em condições similares aos trabalhadores no ativo, um plano de cuidados médicos concedendo, ainda, outros benefícios como prémios de antiguidade, de reforma e subsídio de morte (descrito como «Outros benefícios» na Nota 21.2). O Grupo atribui aos empregados planos de seguro de vida. Não se verificaram quaisquer alterações nos benefícios atribuídos aos empregados, relativamente a 31 de dezembro de 2012.

Decorrente da adoção de alterações da norma IAS 19 – Benefícios dos empregados, a qual é de aplicabilidade obrigatória nos exercícios económicos iniciados em ou após 1 de janeiro de 2013 (Nota 3.1), os valores reportados referentes a 31 de dezembro de 2012 foram reexpressos, tendo-se passado a considerar a utilização de uma taxa de desconto única em conformidade com a nova redação da IAS 19, tendo como efeitos um acréscimo na rubrica de Gastos com pessoal da demonstração consolidada dos resultados de 2012 (e como tal uma redução do resultado líquido do exercício de 2012), por contrapartida da rubrica de Resultados acumulados em 31 de dezembro de 2012, no montante de 331 mil euros.

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012 o Grupo tinha registado os seguintes montantes relativos a responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios:

	'13	'12
Obrigações na demonstração da posição financeira		
Plano de pensões	90.579	68.208
Cuidados médicos e outros benefícios	35.514	37.477
Plano de seguro de vida	138	123
	126.231	105.808

Durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012, foram reconhecidos os seguintes gastos operacionais, relativos a planos de benefícios com os empregados:

	'13	'12
Gastos na demonstração dos resultados (Nota 28)		
Plano de pensões	4.742	2.064
Cuidados médicos e outros benefícios	1.838	1.005
Plano de seguro de vida	5	15
Total de gastos na demonstração dos resultados	6.585	3.084 8

Os pressupostos atuariais utilizados no cálculo dos benefícios pós-emprego, são os considerados pelo Grupo REN e pela entidade especializada em estudos atuariais como aqueles que melhor satisfazem os compromissos estabelecidos no plano de pensões e as respetivas responsabilidades com benefícios de reforma, são os seguintes:

	'13	'12
Taxa anual de desconto	3,25%	3,25%
Percentagem expetável de ativos elegíveis para reforma antecipada (mais de 60 anos e 36 anos de serviço) - ao abrigo do ACT	20,00%	20,00%
Percentagem expetável de ativos elegíveis para reforma antecipada por atos de gestão	20,00%	20,00%
Taxa anual de crescimento dos salários	3,30%	3,30%
Taxa anual de crescimento das pensões	1,70%	2,00%
Taxa anual de crescimento das pensões da Segurança Social	-	2,00%
Taxa de inflação	2,00%	2,00%
Taxa anual de crescimento de custos com saúde	3,50%	3,50%
Despesas de gestão (por funcionário/ano)	219€	215€
Taxa de crescimento das despesas de gestão	2,00%	2,20%
Idade de reforma (número de anos)	66	65
Tábua de mortalidade	TV 88/90	TV 88/90

A avaliação atuarial de 31 de dezembro de 2013 reflete a alteração do pressuposto da idade de reforma pelo Regime Geral de Segurança Social dos 65 anos para os 66 anos de idade em conformidade com o Decreto-Lei nº167-E/2013 de 31 de dezembro e Portaria 378-G/2013 de 31 de dezembro.

A taxa anual de desconto de 3,25%, utilizada na avaliação das responsabilidades, foi obtida através de uma análise das taxas de rendimento das obrigações consideradas adequadas e alinhada com a duração das responsabilidades associadas aos diferentes planos de benefícios (ver metodologia de determinação da taxa de desconto na Nota 3.10).

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Se aplicada uma taxa de desconto de 4,25% e 2,25% às responsabilidades com o plano de pensões, plano de cuidados médicos e outros benefícios, as variações seriam como se segue:

	TAXA DE DESCONTO PARA EFEITOS DE ANÁLISE DE SENSIBILIDADE		
	2,25%	3,25%	4,25%
PLANO DE PENSÕES			
Responsabilidades	145.702	133.883	123.815
Impacto nas responsabilidades	11.819	-	(10.068)
ATOS MÉDICOS			
Responsabilidades	23.699	20.445	17.857
Impacto nas responsabilidades	3.254	-	(2.588)
OUTROS BENEFÍCIOS			
Responsabilidades	18.148	15.069	12.721
Impacto nas responsabilidades	3.079	-	(2.348)

A evolução da população elegível para o plano de pensões, plano de cuidados médicos e outros benefícios é como se segue:

	'13	'12
Ativos	376	434
Pré-reformas e reformas antecipadas	195	159
Reformados	592	581

21.1 PLANO DE PENSÕES

Para cobertura das responsabilidades para complementos de pensões de reforma, a REN contribui para um fundo de pensões autónomo.

No decurso dos exercícios findo em 31 de dezembro de 2013 e 2012 não foram efetuadas contribuições para o fundo de pensões REN. Estima-se que no próximo exercício não sejam efetuadas contribuições para o fundo.

O plano de pagamentos esperado, atendendo à sua maturidade, das obrigações do plano de pensões é conforme o quadro seguinte:

	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023
Pagamentos esperados dos benefícios	11.896	13.062	13.163	13.096	12.771	48.170

A duração média ponderada da obrigação no plano de pensões ascende a sete anos.

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012, o património do fundo de pensões REN apresentava a seguinte composição por natureza, de acordo com informação facultada pela sociedade gestora:

PLANO DE PENSÕES	'13	%	'12	%
Obrigações	37.105	86%	37.866	86%
Ações	5.904	14%	5.649	13%
Depósitos à ordem	116	0%	279	1%
Outros	179	0%	-	-
Total	43.304	100%	43.794	100%

A taxa de retorno real dos ativos do fundo de pensões em 2013 foi de 3,9% (8,1% em 2012).

A evolução do património relativo ao fundo de pensões durante os exercícios de 2013 e 2012 foi a seguinte:

EVOLUÇÃO PATRIMONIAL DO FUNDO	'13	'12
A 1 de janeiro	43.794	42.338
Ganhos / (perdas) atuariais	268	1.290
Benefícios pagos	(2.146)	(1.902)
Rendimento dos ativos do fundo (i)	1.388	2.068
A 31 de dezembro	43.304	43.794

⁽ⁱ⁾ taxa única aplicada às responsabilidades e aos ativos do plano de pensões

Os trabalhadores que satisfaçam determinadas condições de idade e antiguidade predefinidas e que optem por passar à situação de reforma antecipada, assim como aqueles que acordem com a Empresa a passagem à pré-reforma, são igualmente incluídos nos planos.

As responsabilidades e os correspondentes custos anuais são determinados através de cálculos atuariais anuais, utilizando o método de crédito da unidade projetada (PUC), efetuados por atuário especializado e independente, baseados em pressupostos que refletem as condições demográficas da população coberta pelo plano e as condições económicas e financeiras prevaletentes no momento do cálculo.

O montante da obrigação reconhecida na demonstração consolidada da posição financeira é determinado como se segue:

	'13	'12
Valor atual da obrigação	(133.883)	(112.002)
Justo valor dos ativos do plano	43.304	43.794
	(90.579)	(68.208)

A reconciliação da remensuração do passivo líquido de benefícios é como se segue:

	'13	'12
A 1 de janeiro	68.208	25.416
Custo dos serviços correntes	2.644	945
Custo dos juros (<i>net</i>) nas responsabilidades líquidas	2.098	1.119
Ganhos / (perdas) atuariais	24.645	46.437
Pagamento de benefícios	(7.016)	(5.708)
A 31 de dezembro	90.579	68.208

O movimento ocorrido no valor atual da obrigação subjacente ao plano de pensões foi o seguinte:

RECONCILIAÇÃO DA OBRIGAÇÃO DO PLANO DE PENSÕES

	'13	'12
A 1 de janeiro	112.002	67.754
Custo dos serviços correntes	2.644	945
Custo dos juros	3.486	3.187
Pagamento de benefícios	(9.162)	(7.610)
(Ganhos / perdas atuariais	24.913	47.727
A 31 de dezembro	133.883	112.002

Os impactos do ano na demonstração consolidada dos resultados são como se segue:

PENSÕES	'13	'12
Custo dos serviços correntes	2.644	945
Custo dos juros (<i>net</i>) nas responsabilidades líquidas	2.098	1.119
Total incluído em gastos com pessoal	4.742	2.064

ANÁLISE HISTÓRICA DOS GANHOS E PERDAS ATUARIAIS NO PLANO DE PENSÕES

Os ganhos e perdas atuariais resultantes dos ajustamentos nos pressupostos atuariais, ajustamento de experiência (diferenças entre os pressupostos atuariais e o que realmente aconteceu) ou no esquema de benefícios para o exercício e para exercício anterior são como se segue:

	'13	'12
Taxa de desconto	3,25%	3,25%
Valor das responsabilidades	(133.883)	(112.002)
Valor do fundo	43.304	43.794
Ganhos / (perdas) atuariais no exercício nas responsabilidades	(24.913)	(47.727)
- por alterações de pressupostos	(22.938)	(44.212)
- por ajustamentos de experiência	(1.975)	(3.515)
Ganhos / (perdas) atuariais nos ativos do fundo	268	1.290

21.2 PLANO DE CUIDADOS MÉDICOS E OUTROS BENEFÍCIOS

O plano de cuidados médicos e outros benefícios não tem fundo constituído, sendo a respetiva responsabilidade coberta por uma provisão específica.

O montante da responsabilidade reconhecida na demonstração da posição financeira é como se segue:

	'13	'12
Valor presente da obrigação	35.514	37.476
Obrigação na demonstração da posição financeira	35.514	37.476

O movimento reconhecido no valor atual da obrigação relativa ao plano de cuidados médicos e outros benefícios foi o seguinte:

	'13	'12
Em 1 de janeiro	37.476	29.586
Custo dos serviços correntes	641	441
Custo dos juros	1.197	1.447
Pagamento de benefícios	(1.276)	(1.164)
(Ganhos) / perdas atuariais	(2.670)	7.032
Outros benefícios	145	134
Em 31 de dezembro	35.514	37.476

Os impactos do plano na demonstração dos resultados consolidados são como se segue:

	'13	'12
Custo dos serviços correntes	641	441
Custo dos juros	1.197	1.447
Utilização de atos médicos	-	(883)
Total incluído em gastos com pessoal	1.838	1.005

TAXA DE TENDÊNCIA DOS CUSTOS MÉDICOS RELATIVO AO PLANO MÉDICO

A taxa de crescimento dos custos médicos adotada pela Grupo, com base em taxas históricas de sinistralidade, foi de 3,5%.

O efeito de um aumento de um ponto percentual nas taxas de crescimento dos custos médicos assumidos implica um acréscimo de 12% nas responsabilidades, enquanto o efeito da descida de um ponto percentual nas taxas de crescimento dos custos médicos resulta num decréscimo de 10% nas responsabilidades, como se pode observar no quadro abaixo:

	TAXA DE CRESCIMENTO PARA EFEITOS DE ANÁLISE DE SENSIBILIDADE		
	2,50%	3,50%	4,50%
Custo dos serviços correntes e dos juros	831	953	1.109
Impacto nos custos dos serviços correntes e custos dos juros	(122)	-	156
Responsabilidades por serviços passados	18.398	20.445	22.963
Impacto nas responsabilidades por serviços passados	(2.047)	-	2.518

ANÁLISE HISTÓRICA DOS GANHOS E PERDAS ATUARIAIS NOS CUIDADOS MÉDICOS E OUTROS BENEFÍCIOS

Os ganhos e perdas atuariais resultantes dos ajustamentos nos pressupostos atuariais, ajustamento de experiência (diferenças entre os pressupostos atuariais e o que realmente acontece) ou no esquema de benefícios são como se segue:

	'13	'12
Taxa de desconto	3,25%	3,25%
Valor das responsabilidades	(35.514)	(37.476)
Ganhos / (perdas) atuariais nas responsabilidades	2.670	(7.032)
- por alterações de pressupostos	(191)	(8.600)
- por ajustamentos de experiência	2.860	1.568

O plano de pagamentos esperado, atendendo à sua maturidade, das obrigações dos cuidados médicos e outros benefícios é conforme o quadro seguinte:

	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023
Pagamentos esperados dos benefícios	1.324	1.397	1.443	1.483	1.540	8.250

A duração média ponderada da obrigação ascende a 14 anos para os cuidados médicos e 18 anos para os outros benefícios.

21.3 SEGURO DE VIDA

O montante da obrigação reconhecida na demonstração consolidada da posição financeira é determinado como se segue:

	'13	'12
Provisão de cobertura	138	123
Responsabilidades totais	138	123

O impacto do plano de seguro de vida na demonstração consolidada dos resultados é como se segue:

	'13	'12
Aumento da provisão para responsabilidade	5	15
Total incluído em gastos com pessoal	5	15

ANÁLISE HISTÓRICA DOS GANHOS E PERDAS ATUARIAIS NOS SEGUROS DE VIDA

Os ganhos e perdas atuariais resultantes dos ajustamentos nos pressupostos atuariais, ajustamento de experiência (diferenças entre os pressupostos atuariais e o que realmente acontece) ou no esquema de benefícios são como se segue:

	'13	'12
Taxa de desconto	3,25%	3,25%
Valor das responsabilidades	(138)	(123)
Ganhos / (perdas) atuariais nas responsabilidades	(11)	-

22 PROVISÕES PARA OUTROS RISCOS E ENCARGOS

A evolução das provisões durante os períodos apresentados é a seguinte:

	'13	'12
Saldo inicial	7.220	32.314
Aumentos	226	2.833
Reversão	(438)	(197)
Utilizações	(1.105)	(27.730)
Saldo final	5.903	7.220
Provisão corrente	1.213	2.419
Provisão não corrente	4.690	4.801
	5.903	7.220

Em 31 de dezembro de 2013 a rubrica de Provisões refere-se à estimativa de pagamentos a serem efetuados pela REN decorrentes de processos judiciais em curso por danos causados a terceiros e uma provisão para reestruturação no montante de 1.213 mil euros relativa ao processo de reestruturação do Grupo em curso.

As utilizações em 2012 advêm, essencialmente, do pagamento de 27.837 mil euros, em janeiro de 2012, relativo à indemnização contratual referente ao processo com a Amorim Energia B.V., acrescida de juros de mora incorridos até à data do referido pagamento, tendo sido utilizada a provisão existente para este processo no montante de 27.730 mil euros, e à utilização de uma provisão de 153 mil euros para um processo judicial em curso.

23 FORNECEDORES E OUTRAS CONTAS A PAGAR

A rubrica de Fornecedores e outras contas a pagar em 31 de dezembro de 2013 e 2012 apresenta o seguinte detalhe:

	'13			'12		
	CORRENTE	NÃO CORRENTE	TOTAL	CORRENTE	NÃO CORRENTE	TOTAL
FORNECEDORES						
Fornecedores conta corrente (Nota 12)	436.441	-	436.441	146.588	-	146.588
OUTROS CREDORES						
Credores diversos (Nota 12)	50.456	28.058	78.514	78.596	6.822	85.418
Desvios tarifários (Nota 12)	23.265	29.459	52.724	32.106	30.900	63.006
Fornecedores de investimento (Nota 12)	83.065	-	83.065	83.890	-	83.890
ESTADO E OUTROS ENTES PÚBLICOS (NOTA 12) ⁽¹⁾	25.898	-	25.898	-	-	-
PROVEITOS DIFERIDOS						
Subsídios ao investimento	19.119	312.781	331.901	20.851	323.173	344.024
ACRÉSCIMOS DE CUSTOS						
Férias e subsídios e outros encargos férias (Nota 12)	4.728	-	4.728	5.050	-	5.050
Fornecedores e outras contas a pagar	642.972	370.298	1.013.272	367.081	360.895	727.977

⁽¹⁾ Os saldo de estado e outros entes públicos referem-se a valores a liquidar de IVA, IRS e outros impostos

O saldo da rubrica de Fornecedores conta corrente inclui o acerto dos CMEC de 2012 faturado pela EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A., no montante de 299.917 mil euros, também refletidos na rubrica de Clientes e outras contas a receber (Nota 14) através da fatura emitida à EDP - Distribuição de Energia, S.A.. Esta transação configura um *pass-through* na demonstração consolidada dos resultados da REN, facto pelo qual se encontra compensada nessa demonstração.

A rubrica Credores diversos inclui, em 31 de dezembro de 2013, um montante de 4.505 mil euros (4.642 mil euros em 31 de dezembro de 2012), referente ao contrato de concessão de uso privativo de terrenos do terminal de Sines.

O *ageing* relativo aos saldos de Fornecedores conta corrente, Credores diversos e Fornecedores de investimentos é como se segue:

ANTIGUIDADE DOS CRÉDITOS	'13	'12
Até 30 dias	466.460	267.983
Até 60 dias	103.126	33.871
Até 90 dias	55	640
Até 120 dias	-	705
Mais de 120 dias	28.380	12.697
	598.021	315.896

O movimento da rubrica de Subsídios ao investimento corrente e não corrente, nos períodos findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012, foi como se segue:

SUBSÍDIOS AO INVESTIMENTO

Saldo em 1 de janeiro de 2012	361.730
Aumentos	658
Reconhecimento do subsídio em resultados (Nota 26)	(18.364)
Diminuições	-
Saldo em 31 de dezembro de 2012	344.024
Aumentos	7.010
Reconhecimento do subsídio em resultados (Nota 26)	(19.119)
Diminuições	(15)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	331.901

24 VENDAS E PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS

O montante de vendas e prestação de serviços reconhecido na demonstração consolidada dos resultados é detalhado como se segue:

	'13	'12
VENDAS DE MATERIAIS		
Mercado interno	112	405
	112	405
PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS - MERCADO INTERNO		
Transporte de eletricidade e gestão global do sistema	393.972	408.296
Transporte de gás natural	121.939	122.647
Regaseificação	36.692	35.865
Armazenamento de gás natural	13.192	13.502
Rede de telecomunicações	5.401	5.231
Margem do agente comercial - REN Trading	3.927	1.633
Outros	764	1.393
	575.886	588.568
Total das vendas e prestações de serviços	575.998	588.973

25 RENDIMENTOS E GASTOS DE CONSTRUÇÃO

No âmbito dos contratos de concessão enquadráveis na IFRIC 12, a atividade de construção é subcontratada externamente a entidades especializadas. Por conseguinte, o Grupo REN não tem qualquer margem na construção dos ativos afetos à concessão segue-se o detalhe do rédito e dos encargos com a aquisição dos ativos concessionados nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012.

	'13	'12
RENDIMENTOS DE CONSTRUÇÃO - ATIVOS DE CONCESSÃO		
- Aquisições	162.179	172.892
- Trabalhos para a própria empresa:		
Encargos financeiros (Nota 8)	9.126	13.132
Encargos de estrutura e gestão (Nota 8)	16.160	14.483
	187.464	200.507
GASTOS DE CONSTRUÇÃO - ATIVOS DE CONCESSÃO		
- Aquisições	162.179	172.892
	162.179	172.892

26 OUTROS RENDIMENTOS OPERACIONAIS

A rubrica de Outros rendimentos operacionais é apresentada como se segue:

	'13	'12
Reconhecimento de subsídios ao investimento (Nota 23)	19.119	18.364
Proveitos suplementares	1.823	1.686
Contratos financeiros i)	1.469	369
Alienação de materiais inutilizados	2.729	315
Outros	604	408
	25.744	21.143

ⁱ⁾ A rubrica Contratos financeiros refere-se a ganhos em operações financeiras no mercado de futuros de energia, carvão e licenças de emissão de CO₂, quer através da celebração de contratos estandardizados pela International Swaps and Derivatives Association Inc., quer pela participação em bolsas de negociação de futuros. As operações são meramente financeiras não envolvendo entregas físicas.

27 FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS

A rubrica de Fornecimentos e serviços externos para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 apresentava o seguinte detalhe:

	'13	'12
Subcontratos de transporte de gás	2.849	2.419
Custos de manutenção	10.507	14.781
Comissões a entidades externas i)	10.809	15.143
Custos de interligação - <i>cross border</i> ii)	1.573	4.732
Custos com energia elétrica	4.555	4.904
Custos com seguros	2.816	2.795
Custos de reserva de capacidade iii)	1.359	1.471
Custos com publicidade e comunicação	1.616	2.486
Vigilância e segurança	1.757	1.947
Outros (inferiores a 1.000 mil euros)	6.185	6.854
Fornecimentos e serviços externos	44.028	57.532

ⁱ⁾ As comissões pagas a entidades externas referem-se a trabalhos especializados e honorários pagos pela REN por prestação de serviços contratualizados e estudos especializados.

ⁱⁱ⁾ Os custos de interligação - *cross border* - representam o custo das trocas comerciais transfronteiriças. A diminuição verificada em dezembro de 2013, quando comparado com o período homólogo, reflete a diminuição do fluxo de energia importada.

ⁱⁱⁱ⁾ Os custos de reserva de capacidade respeitam a custos suportados pela REN referentes à capacidade de produção disponível exigida aos produtores, para manter a todo o tempo a operacionalidade do sistema. Estes custos são reconhecidos na atividade de gestão global do sistema da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., de acordo com o modelo regulatório atualmente em vigor.

Nesta rubrica encontram-se incluídos os serviços de auditoria e revisão de contas, bem como prestação de serviços de consultoria efetuados pelas empresas de auditores que foram registados como gasto em 2013, conforme se segue:

	'13	'12
Auditoria e revisão de contas	276	246
Outros serviços de fiabilidade	106	239
Consultoria fiscal	17	76
Outros serviços que não de auditoria e revisão legal das contas	106	28
	505	589

28 GASTOS COM PESSOAL

A rubrica de Gastos com o pessoal decompõe-se da seguinte forma:

	'13	'12
REMUNERAÇÕES		
Órgãos sociais	2.130	2.509
Pessoal	34.945	34.328
	37.074	36.837
ENCARGOS SOCIAIS E OUTROS GASTOS		
Custos com benefícios de reforma e outros (Nota 21)	6.585	3.084
Encargos sobre remunerações	7.494	7.670
Custos de ação social	1.944	2.656
Outros	502	424
	16.525	13.834
Total de gastos com o pessoal	53.599	50.671

As remunerações dos órgãos sociais incluem as remunerações do Conselho de Administração da REN SGPS e as remunerações auferidas pela mesa da Assembleia Geral.

O número médio de empregados do Grupo em 2013 foi de 702 (em 2012 foi de 739).

29 OUTROS GASTOS OPERACIONAIS

O detalhe da rubrica de Outros gastos operacionais é como se segue:

	'13	'12
Custos de funcionamento da ERSE i)	8.761	8.761
Donativos	195	370
Impostos	1.141	1.513
Outros (inferiores a 700 milhares de euros)	2.653	1.868
	12.750	12.512

ⁱ⁾ A rubrica de Custos de funcionamento da ERSE refere-se a débitos efetuados pela ERSE a recuperar através das tarifas de eletricidade e do gás.

30 GASTOS DE FINANCIAMENTO E RENDIMENTOS FINANCEIROS

O detalhe dos gastos incorridos com financiamentos e rendimentos financeiros obtidos é como se segue:

	'13	'12
GASTOS DE FINANCIAMENTO		
Empréstimos obrigacionistas	130.984	88.759
Papel comercial	7.637	27.711
Outros empréstimos	21.461	27.889
Outros gastos financeiros	1.650	-
Outros investimentos financeiros	971	1.382
	162.703	145.740
RENDIMENTOS FINANCEIROS		
Juros obtidos	10.989	2.166
Instrumentos financeiros derivados	1.928	90
	12.917	2.257

31 RESULTADO POR AÇÃO

Os resultados por ação atribuíveis aos detentores do capital do Grupo foram calculados como se segue:

		'13	'12
Resultado líquido consolidado considerado no cálculo do resultado por ação	(1)	121.303	123.561
N.º de ações ordinárias em circulação no período (Nota 18)	(2)	534.000.000	534.000.000
Efeito das ações próprias (Nota 18)		3.881.374	3.881.374
N.º de ações no período	(3)	530.118.626	530.118.626
Resultado básico por ação (euro por ação)	(1)/(3)	0,23	0,23

Pelo facto de não existirem situações que originem diluição, o resultado líquido por ação diluído é igual ao resultado por ação básico.

32 DIVIDENDOS POR AÇÃO

No dia 30 de abril de 2013 foi aprovada em Assembleia Geral a distribuição de dividendos aos acionistas, em função do resultado de exercício de 2012, no montante de 90.780 mil euros (0,17 euros por ação). O dividendo atribuível às ações próprias ascendeu a 660 milhares de euros, tendo sido pago aos acionistas o montante de 90.120 mil euros.

Os dividendos pagos durante o exercício de 2012, apurados em função do resultado do exercício de 2011, ascenderam a 90.246 mil euros (0,169 euros por ação).

33 ATIVOS E PASSIVOS CONTINGENTES

33.1 COMPROMISSOS

Os compromissos assumidos pelo Grupo e que não constam na demonstração consolidada da posição financeira no exercício findo em 31 de dezembro de 2013 e 2012, referentes a investimentos contratados e ainda não ocorridos, são detalhados como se segue:

	'13	'12
Linhas	3.726	19.643
Subestações	26.328	67.471
Gasodutos	294	17.609
Terminal de receção de gás em Sines	12.513	220
Cavidades de armazenagem subterrânea de gás	269	10.812
	43.130	115.755

33.2 GARANTIAS PRESTADAS

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012, o Grupo tem garantias prestadas às seguintes entidades:

BENEFICIÁRIO	OBJETO	'13	'12
Ministério da Economia e da Inovação	Garantir a liquidação da dívida exequenda	-	1
Comunidade Europeia	Dar cumprimento aos requisitos contratuais no âmbito do contrato de financiamento	-	3
EP - Estradas de Portugal	Garantir o bom e integral funcionamento das obrigações que decorrem de obras	84	84
Autoridade Tributária e Aduaneira	Garantir a suspensão de processo de execução fiscal	205	193
Norscut - Concessionária de Auto-estradas, S.A.	Assegurar o cumprimento das obrigações assumidas, decorrentes de obras	200	200
Euroscut Norte - Sociedade Concessionária da SCUT do Norte Litoral, S.A.	Assegurar o cumprimento das obrigações assumidas, decorrentes de obras	-	250
Fortia - Energia para Grandes Consumidores	Contratos financeiros no âmbito do contrato ISDA (International Swaps and Derivatives Association, Inc.)	1.000	1.000
Operador Mercado Ibérico	Garantir a liquidação da dívida exequenda	2.000	2.000
Câmara Municipal de Silves	Garantia de processos em curso	352	-
Câmara Municipal de Odivelas	Garantia de processos em curso	1.119	-
Câmara Municipal de Aveiro	Garantia de processos em curso	43	-
Câmara Municipal do Seixal	Garantia de processos em curso	4.079	4.469
Câmara Municipal de Vila Nova de Gaia	Garantir a suspensão do Processo de Execução n.º 412/13	2	-
Juiz de Direito do Tribunal de Comarca	Caucionar a expropriação de terrenos	5.549	5.681
Direção Geral de Geologia e Energia	Cumprimento das obrigações de contratos de concessão	20.500	20.500
BEI	Para garantir empréstimos	318.225	359.022
		353.359	393.403

As garantias prestadas apresentam as seguintes maturidades:

	31 DE DEZEMBRO DE 2013			TOTAL
	MENOS DE 1 ANO	ENTRE 1 A 5 ANOS	MAIS DE 5 ANOS	
Empréstimos bancários	49.964	164.880	103.382	318.225
Outros	-	-	35.133	35.133
	49.964	164.880	138.515	353.359

	31 DE DEZEMBRO DE 2012			TOTAL
	MENOS DE 1 ANO	ENTRE 1 A 5 ANOS	MAIS DE 5 ANOS	
Empréstimos bancários	-	209.760	149.262	359.022
Outros	-	-	34.381	34.381
	-	209.760	183.643	393.403

33.3 ATIVOS DADOS COMO COLATERAIS

Em novembro de 2012 foi constituída uma garantia a favor do BEI, na forma de penhor financeiro de um depósito bancário, no montante de 117.163 mil euros. À data de 31 de dezembro de 2013, e na sequência da diminuição do capital em dívida ao BEI, o valor do penhor financeiro é de 108.299 mil euros.

Esta garantia é exigível até ao restabelecimento dos níveis de notação financeira de *investment grade* ou por substituição por outra garantia igualmente aceitável para o BEI (incluindo garantias bancárias prestadas por instituições financeiras aceites pelo BEI).

33.4 GARANTIAS RECEBIDAS

A REN possui garantias colaterais relativas a contas a receber, nomeadamente garantias bancárias, cujo valor em 31 de dezembro de 2013 é de, aproximadamente, 48.214 mil euros (19.171 mil euros em 31 de dezembro de 2012).

34 PARTES RELACIONADAS

PRINCIPAIS ACIONISTAS E AÇÕES DETIDAS PELOS MEMBROS DOS ÓRGÃOS SOCIAIS

Com referência a 31 de dezembro de 2013 e 2012, a estrutura acionista do Grupo REN é a seguinte:

	'13		'12	
	NÚMERO DE AÇÕES	%	NÚMERO DE AÇÕES	%
State Grid Europe Limited (Grupo State Grid)	133.500.000	25,00%	133.500.000	25,00%
Mazoon B.V. (Grupo Oman Oil Company S.A.O.C.)	80.100.000	15,00%	80.100.000	15,00%
EGF - CGF, S.A.	45.019.666	8,43%	45.019.666	8,43%
Parpública - Participações Públicas (SGPS), S.A.	52.871.340	9,90%	52.871.340	9,90%
Gestmin, SGPS, S.A.	31.326.951	5,87%	31.046.951	5,81%
Oliren, SGPS, S.A.	26.700.000	5,00%	26.700.000	5,00%
EDP - Energias de Portugal, S.A.	26.707.335	5,00%	26.707.335	5,00%
Red Eléctrica Corporación, S.A.	26.700.000	5,00%	26.700.000	5,00%
Columbia Wanger	-	0,00%	10.703.317	2,00%
Caixa Geral de Depósitos, S.A.	6.290.967	1,18%	6.118.772	1,15%
Ações próprias	3.881.374	0,73%	3.881.374	0,73%
Free float	100.902.367	18,90%	90.651.245	16,98%
	534.000.000	100,00%	534.000.000	100,00%

O número de ações da REN, SGPS detidas pelos membros de órgãos sociais em 31 de dezembro de 2013 e 2012 encontram-se detalhadas no relatório de gestão.

REMUNERAÇÕES DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da REN, SGPS foi considerado, de acordo com a IAS 24, o único «elementos-chave» da gestão do Grupo.

Durante o exercício findo em 31 dezembro de 2013, as remunerações auferidas pelo Conselho de Administração da REN, SGPS ascenderam a 2.130 mil euros (2.503 mil euros em 31 de dezembro de 2012), conforme o quadro seguinte:

	'13	'12
Remuneração e outros benefícios de curto prazo	1.395	1.345
Indemnização por cessação antecipada de mandato	-	362
Prémio de gestão (estimativa)	735	796
	2.130	2.503

AQUISIÇÃO DE AÇÕES POR MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Em fevereiro de 2013 o vogal do Conselho de Administração, Manuel Carlos de Melo Champalimaud adquiriu 35.700 ações REN.

Além da situação acima referida, não ocorreram outras situações de transações efetuadas por membros dos órgãos sociais, face às demonstrações financeiras consolidadas da REN, em 31 de dezembro de 2012.

TRANSAÇÕES COM SOCIEDADES EM RELAÇÃO DE DOMÍNIO OU DE GRUPO

No exercício da sua atividade, a REN realiza transações com entidades do Grupo ou com entidades em relação de domínio. Os termos e condições praticados entre a REN e as suas partes relacionadas são substancialmente idênticos aos que normalmente seriam contratados, aceites e praticados entre entidades independentes em operações comparáveis.

No processo de consolidação, os montantes relativos às transações realizadas e os saldos por liquidar são eliminados (Nota 3.2) nas demonstrações financeiras consolidadas.

As principais transações realizadas entre empresas do Grupo REN foram: (i) financiamentos e suprimentos concedidos pela Empresa-mãe, no âmbito da gestão corrente dos mesmos; e (ii) serviços partilhados pelo Grupo, nomeadamente, serviços jurídicos, administrativos e de informática.

SALDOS E TRANSAÇÕES COM ACIONISTAS, EMPRESAS ASSOCIADAS E OUTRAS PARTES RELACIONADAS

Durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012, o Grupo REN efetuou as seguintes transações com acionistas de referência, detentores de participações qualificadas e entidades associadas:

RENDIMENTOS

	'13	'12
VENDAS E PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS		
Faturação emitida - EDP	1.520.092	1.361.316
Faturação emitida - OMIP	18	15
Faturação emitida - State Grid	-	137
Faturação emitida - North China International Power (Grupo State Grid)	20	-
Faturação emitida - REE	3	-
Faturação emitida - Centro de Investigação em Energia REN - State Grid	108	-
RENDIMENTOS FINANCEIROS		
Juros de aplicações - CGD	1.156	286
DIVIDENDOS		
REE	3.266	3.911
	1.524.663	1.369.214

Os valores apresentados como faturação emitida referem-se essencialmente à faturação da tarifa do Uso Global do Sistema (UGS) e Transporte de Energia Eléctrica (TEE) que incluem montantes que se configuram como um *pass-through*, cujos rendimentos e gastos se encontram compensados na demonstração consolidada dos resultados.

GASTOS

	'13	'12
FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS		
Faturação recebida - EDP	693.186	523.733
Faturação recebida - OMIP	349	348
Faturação recebida - REE	43	-
Faturação recebida - Norfin - Serviços, S.A. ¹	1	-
Faturação recebida - CMS Rui Pena & Arnaut ²	94	-
GASTOS DE FINANCIAMENTO		
Juros de financiamentos - CGD	302	3.550
Comissões de papel comercial e outros empréstimos - CGD	1.222	3.474
Instrumentos financeiros derivados - CGD	2.594	1.293
	697.791	532.399

¹ Entidades relacionadas com o administrador Filipe Maurício de Botton

² Entidade relacionada com o administrador José Luis Arnaut

Os valores apresentados como faturação recebida são relativos ao papel de intermediário da REN na compra e venda de eletricidade, cujos rendimentos e gastos são compensados na demonstração consolidada dos resultados, por se configurar como uma operação de «agente» do ponto de vista de reconhecimento do rédito.

SALDOS

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012, os saldos resultantes de transações efetuadas com partes relacionadas são como se segue:

	'13	'12
CLIENTES E OUTRAS CONTAS A RECEBER		
EDP - Clientes	408.798	107.487
EDP - Outros devedores	1.429	1.267
OMIP - Clientes	-	2
OMIP - Outros devedores	915	920
OMIP - Cauções	1.173	-
Oman Oil - Outros devedores	1	1
Centro de Investigação em Energia REN - State Grid - Outros devedores	186	-
Centro de Investigação em Energia REN - State Grid - Clientes	301	-
REE - Clientes	3	-
CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
CGD - Depósitos bancários	1.710	551
	414.517	110.227
FORNECEDORES E OUTRAS CONTAS A PAGAR		
EDP - saldo em Fornecedores	304.178	3.937
OMIP - Outras contas a pagar	1.128	889
OMIP - Cauções recebidas	27	-
Centro de Investigação em Energia REN - State Grid - Outros credores	15	-
Norfin Sociedade Gestora de Fundos - Cauções recebidas ¹	9	-
Norfin Serviços, S.A. ¹	5	-
CMS - Rui Pena & Arnaut - saldo em Fornecedores ²	27	-
EMPRÉSTIMOS		
CGD - Empréstmos (papel comercial)	30.000	93.000
CGD - Empréstimos (locação financeira)	1.841	1.001
	337.230	98.827

¹ Entidades relacionadas com o administrador Filipe Maurício de Botton

² Entidade relacionada com o administrador José Luis Arnaut

35 EVENTOS SUBSEQUENTES

Não existem eventos subsequentes para fins de divulgação.

DECLARAÇÃO PREVISTA NO ARTIGO 245.º, N.º 1, ALÍNEA C) DO CÓDIGO DOS VALORES MOBILIÁRIOS

Nos termos e para os efeitos do disposto no artigo 245.º, n.º 1, alínea c) do Código dos Valores Mobiliários, cada um dos membros do Conselho de Administração da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., identificados nominativamente na página seguinte, subscreveu a declaração que a seguir se transcreve¹⁾:

«Declaro, nos termos e para os efeitos previstos no artigo 245.º, n.º 1, alínea c) do Código de Valores Mobiliários que, tanto quanto é do meu conhecimento, atuando na qualidade e no âmbito das funções que se me encontram atribuídas e com base na informação que me foi disponibilizada no seio do Conselho de Administração e/ou da Comissão Executiva, consoante aplicável, as demonstrações financeiras condensadas foram elaboradas em conformidade com as normas contabilísticas aplicáveis, dando uma imagem verdadeira e apropriada do ativo e do passivo, da situação financeira e dos resultados da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. e das empresas incluídas no seu perímetro da consolidação, e que o relatório de gestão relativo ao exercício social de 2013 expõe fielmente os acontecimentos importantes ocorridos naquele período e o impacto nas respetivas demonstrações financeiras, contendo igualmente uma descrição dos principais riscos e incertezas para o exercício seguinte.»

Lisboa, 6 de Março de 2014

¹⁾ Os originais das declarações individuais referidas encontram-se disponíveis para consulta na sede da sociedade.

O Técnico Oficial de Contas

Maria Teresa Martins

O Conselho de Administração**Rui Manuel Janes Cartaxo**

(Presidente do Conselho de Administração e da Comissão Executiva)

Aníbal Durães dos Santos

(Vogal do Conselho de Administração designado pela Parpública - Participações Públicas (SGPS), S.A.)

João Caetano Carreira Faria Conceição

(Vogal do Conselho de Administração e Membro da Comissão Executiva)

Filipe Maurício de Botton

(Vogal do Conselho de Administração designado pela EGF - Gestão e Consultoria Financeira, S.A.)

Gonçalo Morais Soares

(Vogal do Conselho de Administração e Membro da Comissão Executiva)

Manuel Carlos Mello Champalimaud

(Vogal do Conselho de Administração designado pela Gestmin, SGPS, S.A.)

Guangchao Zhu

(Vice-Presidente do Conselho de Administração designado pela State Grid International Development Limited)

José Luís Folgado Blanco

(Vogal do Conselho de Administração designado pela Red Eléctrica Corporación, S.A.)

Mengrong Cheng

(Vogal do Conselho de Administração)

José Luis Arnaut

(Vogal do Conselho de Administração)

Haibin Wan

(Vogal do Conselho de Administração)

José Luís Alvim Marinho

(Vogal do Conselho de Administração e Presidente da Comissão de Auditoria)

Hilal Ali Saif Al-Kharusi

(Vogal do Conselho de Administração)

José Frederico Vieira Jordão

(Vogal do Conselho de Administração e Membro da Comissão de Auditoria)

Emílio Rui Vilar

(Vogal do Conselho de Administração e Membro da Comissão de Auditoria)

REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.

RELATÓRIO E PARECER DA COMISSÃO DE AUDITORIA

CONTAS CONSOLIDADAS

No âmbito das competências que lhe estão atribuídas, a Comissão de Auditoria acompanhou a evolução da actividade da REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A. e empresas participadas, zelou pela observância da lei, regulamentos e contrato de sociedade, supervisionou o cumprimento das políticas e práticas contabilísticas e fiscalizou o processo de preparação e divulgação da informação financeira, a revisão legal de contas, a eficácia dos sistemas de controlo interno e a gestão de riscos. Fiscalizou ainda a actividade do Revisor Oficial de Contas e Auditor Externo, incluindo a sua independência e isenção.

A Comissão de Auditoria examinou igualmente a informação financeira consolidada contida no Relatório de gestão e as demonstrações financeiras consolidadas anexas do exercício findo em 31 de Dezembro de 2013 da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. e subsidiárias, as quais compreendem a Demonstração da Posição Financeira Consolidada que evidencia um total de 5.061.349 milhares de Euros e um capital próprio de 1.079.566 milhares de Euros, incluindo um resultado líquido consolidado de 121.303 milhares de Euros, as Demonstrações Consolidadas dos Resultados, do Rendimento Integral, das Alterações no Capital Próprio e dos Fluxos de Caixa do exercício findo naquela data e o correspondente Anexo.

A Comissão de Auditoria analisou a Certificação Legal das Contas e o Relatório de Auditoria sobre a informação financeira consolidada, elaborado pelo Revisor Oficial de Contas e Auditor Externo, o qual mereceu o seu acordo.

No âmbito das análises efectuadas, a Comissão de Auditoria procedeu ainda à supervisão do cumprimento e adequação das políticas, procedimentos e práticas contabilísticas e dos critérios valorimétricos adoptados, bem como da regularidade e qualidade da informação contabilística da Sociedade.

Face ao exposto, a Comissão de Auditoria é de opinião que as Demonstrações Financeiras Consolidadas e o Relatório Consolidado de Gestão, bem como a proposta nele expressa, estão de acordo com as disposições contabilísticas, legais e estatutárias aplicáveis, pelo que recomenda a sua aprovação em Assembleia Geral de Accionistas.

Lisboa, 6 de Março de 2014

José Luís Alvim (Presidente)

José Frederico Jordão (Vogal)

Emílio Rui Vilar (Vogal)

CERTIFICAÇÃO LEGAL DAS CONTAS E RELATÓRIO DE AUDITORIA CONTAS CONSOLIDADAS

Introdução

1. Nos termos da legislação aplicável, apresentamos a Certificação Legal das Contas e Relatório de Auditoria sobre a informação financeira consolidada contida no Relatório de Gestão e nas demonstrações financeiras consolidadas anexas do exercício findo em 31 de Dezembro de 2013 da REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A. (“Empresa”) e subsidiárias (“Grupo”), as quais compreendem a Demonstração da Posição Financeira Consolidada que evidencia um total de 5.061.349 milhares de Euros e um capital próprio de 1.079.566 milhares de Euros, incluindo um resultado líquido consolidado de 121.303 milhares de Euros, as Demonstrações Consolidadas dos resultados, do Rendimento Integral, de Alterações no Capital Próprio e dos Fluxos de Caixa do exercício findo naquela data e o correspondente Anexo.

Responsabilidades

2. É da responsabilidade do Conselho de Administração: (i) a preparação de demonstrações financeiras consolidadas que apresentem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira do conjunto das empresas incluídas na consolidação, os resultados e o rendimento integral consolidado das suas operações, as alterações no seu capital próprio consolidado e os seus fluxos consolidados de caixa; (ii) que a informação financeira histórica seja preparada de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro tal como adoptadas pela União Europeia e que seja completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários; (iii) a adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados e a manutenção de um sistema de controlo interno apropriado; e (iv) a informação de qualquer facto relevante que tenha influenciado a sua actividade e a actividade do conjunto das empresas incluídas na consolidação, a sua posição financeira ou o seu rendimento integral.
3. A nossa responsabilidade consiste em examinar a informação financeira contida nos documentos de prestação de contas acima referidos, incluindo a verificação se, para os aspectos materialmente relevantes, é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários, competindo-nos emitir um relatório profissional e independente baseado no nosso exame.

Âmbito

4. O exame a que procedemos foi efectuado de acordo com as Normas Técnicas e as Directrizes de Revisão / Auditoria da Ordem dos Revisores Oficiais de Contas, as quais exigem que este seja planeado e executado com o objectivo de obter um grau de segurança aceitável sobre se as demonstrações financeiras consolidadas estão isentas de distorções materialmente relevantes. Este exame incluiu a verificação, numa base de amostragem, do suporte das quantias e informações divulgadas nas demonstrações financeiras e a avaliação das estimativas, baseadas em juízos e critérios definidos pelo Conselho de Administração, na sua preparação. Este exame incluiu, igualmente, a verificação das operações de consolidação e de terem sido apropriadamente examinadas as demonstrações financeiras das empresas incluídas na consolidação, a apreciação sobre se são adequadas as políticas contabilísticas adoptadas, a sua aplicação uniforme e a sua divulgação, tendo em conta as circunstâncias, a verificação da aplicabilidade do princípio da continuidade das operações, a apreciação sobre se é adequada, em termos globais, a apresentação das demonstrações financeiras consolidadas, e a apreciação, para os aspectos materialmente relevantes, se a informação financeira é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita. O nosso exame abrangeu também a verificação da concordância da informação financeira constante do Relatório de Gestão com os restantes documentos de prestação de contas, bem como as verificações previstas nos números 4 e 5 do artigo 451º do Código das Sociedades Comerciais. Entendemos que o exame efectuado proporciona uma base aceitável para a expressão da nossa opinião.

Opinião

5. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas referidas no parágrafo 1 acima, apresentam de forma verdadeira e apropriada, em todos os aspectos materialmente relevantes, a posição financeira consolidada da REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A. e suas subsidiárias em 31 de Dezembro de 2013, os resultados e o rendimento integral consolidado das suas operações, as alterações no seu capital próprio consolidado e os seus fluxos consolidados de caixa no exercício findo naquela data, em conformidade com as Normas Internacionais de Relato Financeiro tal como adoptadas pela União Europeia e que a informação financeira nelas constante é, nos termos das definições incluídas nas directrizes mencionadas no parágrafo 4 acima, completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

Relato sobre outros requisitos legais

6. É também nossa opinião que a informação financeira constante do Relatório de Gestão é concordante com as demonstrações financeiras (individuais e consolidadas) do exercício e o relato sobre as práticas de governo societário inclui os elementos exigíveis à Empresa nos termos do artigo 245º-A do Código dos Valores Mobiliários.

Lisboa, 6 de Março de 2014



Deloitte & Associados, SROC S.A.

Representada por Jorge Carlos Batalha Duarte Catulo



3. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS

Balanços em 31 de dezembro de 2013 e 2012

(MONTANTES EXPRESSOS EM MILHARES DE EUROS - mEUROS)

ATIVO	NOTAS	'13	'12
ATIVO NÃO CORRENTE:			
Ativos fixos tangíveis	5 e 6	642	564
Participações financeiras - método da equivalência patrimonial	7	879.938	815.832
Ativos financeiros disponíveis para venda	11	45.871	131.002
Outras contas a receber	9	2.232.287	1.514.427
Outros ativos financeiros	9	102.274	112.583
Instrumentos financeiros derivados	10	-	6.853
Ativos por impostos diferidos	8	5.414	8.973
Total do ativo não corrente		3.266.427	2.590.235
ATIVO CORRENTE:			
Clientes	9	329	368
Estado e outros entes públicos	16	-	14.318
Outras contas a receber	9	470.800	1.122.491
Diferimentos	12	78	101
Instrumentos financeiros derivados	10	-	416
Outros ativos financeiros	9	8.864	8.864
Caixa e depósitos bancários	4	158.002	54.929
Total do ativo corrente		638.073	1.201.486
Total do ativo		3.904.500	3.791.721
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO			
CAPITAL PRÓPRIO:			
Capital realizado	13	534.000	534.000
Ações próprias	13	(10.728)	(10.728)
Reserva legal	13	91.492	85.437
Outras reservas	13	166.005	149.484
Ajustamentos em ativos financeiros	13	14.137	(3.167)
Resultados transitados		247.172	222.252
		1.042.078	977.277
Resultado líquido do período		116.071	121.095
Total do capital próprio		1.158.149	1.098.372
PASSIVO			
PASSIVO NÃO CORRENTE			
Provisões	14	134	-
Financiamentos obtidos	15	2.354.797	1.418.254
Responsabilidades por benefícios pós-emprego		5	3
Instrumentos financeiros derivados	10	34.320	27.958
Total do passivo não corrente		2.389.390	1.446.215
PASSIVO CORRENTE:			
Provisões	14	40	1.372
Fornecedores	15	2.299	6.189
Estado e outros entes públicos	16	45.642	816
Instrumentos financeiros derivados	10	2.683	811
Financiamentos obtidos	15	246.294	1.163.243
Outras contas a pagar	15	59.563	73.556
Diferimentos	17	574	1.147
Total do passivo corrente		357.095	1.247.134
Total passivo		2.746.351	2.693.348
Total do capital próprio e passivo		3.904.500	3.791.721

O ANEXO FAZ PARTE INTEGRANTE DO BALANÇO DO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013.

O TÉCNICO OFICIAL DE CONTAS

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Demonstrações dos Resultados por natureza
dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012

(MONTANTES EXPRESSOS EM MILHARES DE EUROS - mEUROS)

RENDIMENTOS E GASTOS	NOTAS	'13	'12
Serviços prestados	18	14.663	14.203
Ganhos / perdas imputados de subsidiárias e associadas	7 e 19	121.709	125.831
Fornecimentos e serviços externos	20	(8.280)	(12.592)
Gastos com o pessoal	21	(6.544)	(7.072)
Provisões (aumentos / reduções)	14	(115)	(440)
Outros rendimentos e ganhos	22	16.096	476
Outros gastos e perdas	23	(987)	(1.189)
Resultado antes de depreciações, gastos de financiamento e impostos		136.543	119.218
Gastos / reversões de depreciações	5	(158)	(124)
Resultado operacional (antes de gastos de financiamento e impostos)		136.385	119.094
Juros e rendimentos similares obtidos	24	130.766	132.233
Juros e gastos similares suportados	24	(164.057)	(146.628)
Dividendos de empresas participadas	25	6.578	7.461
Resultado antes de impostos		109.671	112.159
Imposto sobre o rendimento do período	8	6.400	8.936
Resultado líquido do período		116.071	121.095
Resultado por ação básico		0,22	0,23

O ANEXO FAZ PARTE INTEGRANTE DA DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS POR NATUREZAS DO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013.

O TÉCNICO OFICIAL DE CONTAS

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Demonstrações das alterações no capital próprio nos exercícios de 2013 e 2012

(MONTANTES EXPRESSOS EM MILHARES DE EUROS - mEUROS)

											'12
	NOTAS	CAPITAL REALIZADO	ACÇÕES (QUOTAS) PRÓPRIAS	RESERVA LEGAL	RESERVA DE COBERTURA (NOTA 10)	RESERVA DE JUSTO VALOR (NOTA 11)	OUTRAS RESERVAS	RESULTADOS TRANSITADOS	AJUSTAMENTOS EM ATIVOS FINANCEIROS (NOTA 7)	RESULTADO LÍQUIDO DO PERÍODO	TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO
Posição no início do período 2012		534.000	(10.728)	79.809	(10.503)	(14.244)	163.510	221.596	(3.171)	112.553	1.072.823
ALTERAÇÕES NO PERÍODO:											
Variações de justo valor	10 e 11	-	-	-	(16.109)	10.151	-	-	-	-	(5.958)
Aplicação do resultado do ano anterior	13	-	-	5.627	-	-	16.679	656	-	(22.963)	-
Ajustamentos em ativos financeiros	7	-	-	-	-	-	-	-	4	-	4
		-	-	5.627	(16.109)	10.151	16.679	656	4	(22.963)	(5.955)
OPERAÇÕES COM DETENTORES DE CAPITAL NO PERÍODO:											
Distribuição de dividendos	13	-	-	-	-	-	-	-	-	(89.590)	(89.590)
		-	-	-	-	-	-	-	-	(89.590)	(89.590)
Resultado líquido do período										121.095	121.095
Resultado integral		-	-	-	(16.109)	10.151	-	-	-	121.095	115.137
Posição no fim do período 2012		534.000	(10.728)	85.437	(26.612)	(4.093)	180.189	222.252	(3.167)	121.095	1.098.372

											'13
	NOTAS	CAPITAL REALIZADO	ACÇÕES (QUOTAS) PRÓPRIAS	RESERVA LEGAL	RESERVA DE COBERTURA (NOTA 10)	RESERVA DE JUSTO VALOR (NOTA 11)	OUTRAS RESERVAS	RESULTADOS TRANSITADOS	AJUSTAMENTOS EM ATIVOS FINANCEIROS (NOTA 13)	RESULTADO LÍQUIDO DO PERÍODO	TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO
Posição no início do período 2013		534.000	(10.728)	85.437	(26.612)	(4.093)	180.189	222.252	(3.167)	121.095	1.098.372
ALTERAÇÕES NO PERÍODO:											
Variações de justo valor	10 e 11	-	-	-	8.624	22.285	-	-	-	-	30.909
Alienação de ativos disponíveis para venda	11	-	-	-	-	(14.387)	-	-	-	-	(14.387)
Aplicação do resultado do ano anterior	13	-	-	6.055	-	-	-	24.920	-	(30.975)	-
Ajustamentos em ativos financeiros	7 e 13	-	-	-	-	-	-	-	17.304	-	17.304
		-	-	6.055	8.624	7.898	-	24.920	17.304	(30.975)	33.826
OPERAÇÕES COM DETENTORES DE CAPITAL NO PERÍODO:											
Distribuição de dividendos	13	-	-	-	-	-	-	-	-	(90.120)	(90.120)
		-	-	-	-	-	-	-	-	(90.120)	(90.120)
Resultado líquido do período										116.071	116.071
Resultado integral		-	-	-	8.624	22.285	-	-	-	116.071	146.980
Posição no fim do período 2013		534.000	(10.728)	91.492	(17.989)	3.805	180.189	247.172	14.137	116.071	1.158.149

O ANEXO FAZ PARTE INTEGRANTE DA DEMONSTRAÇÃO DAS ALTERAÇÕES NO CAPITAL PRÓPRIO DO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013.

Demonstrações dos fluxos de caixa dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012

(MONTANTES EXPRESSOS EM MILHARES DE EUROS - mEUROS)

	NOTAS	'13		'12	
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS:					
Recebimentos de clientes		28.390		20.452	
Pagamentos a fornecedores		(22.047)		(14.370)	
Pagamentos ao pessoal		(6.510)		(5.883)	
Caixa gerada pelas operações		(168)		199	
Recebimento / (pagamento) do imposto sobre o rendimento		14.069		43.945	
Outros recebimentos / (pagamentos)	4	(4.338)		(30.175)	
Fluxos das atividades operacionais [1]			9.563		13.969
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO:					
Pagamentos respeitantes a:					
Participações financeiras	7	(44.730)		-	
Financiamentos concedidos		(800.000)		(668.500)	
Outros ativos financeiros	4 e 9	(210.000)		(117.162)	
Ativos financeiros disponíveis para venda	11	(100)		(38.800)	
Ativos tangíveis		(20)	(1.054.851)	(41)	(824.503)
Recebimentos provenientes de:					
Ativos financeiros disponíveis para venda	11	107.516		-	
Outros ativos financeiros	9	207.264		-	
Prestações suplementares	7	-		2.000	
Financiamentos concedidos		884.147		99.155	
Juros e rendimentos similares		127.560		128.853	
Dividendos	7 e 25	125.645	1.452.131	120.156	350.163
Fluxos das atividades de investimento [2]			397.280		(474.340)
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO:					
Recebimentos provenientes de:					
Financiamentos obtidos		2.444.001		10.320.502	
Juros e rendimentos similares		-	2.444.001	63	10.320.565
Pagamentos respeitantes a:					
Financiamentos obtidos		(2.511.166)		(9.625.009)	
Juros e gastos similares		(160.349)		(150.833)	
Dividendos	13	(90.120)	(2.761.634)	(89.590)	(9.865.431)
Fluxos das atividades de financiamento [3]			(317.633)		455.134
Variação de caixa e seus equivalentes [4]=[1]+[2]+[3]			89.209		(5.237)
Caixa e seus equivalentes no início do período	4		54.929		60.166
Caixa e seus equivalentes no fim do período	4		144.138		54.929

O ANEXO FAZ PARTE INTEGRANTE DA DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA NO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013.

O TÉCNICO OFICIAL DE CONTAS

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

4. ANEXO

ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

1 NOTA INTRODUTÓRIA

A REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (referida neste documento como «REN SGPS» ou «Empresa»), com sede social na Avenida Estados Unidos da América, 55, Lisboa, resultou da transformação, em 5 de janeiro de 2007, da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. numa sociedade gestora de participações financeiras.

Em simultâneo com a operação de transformação, foi efetuada a cisão do negócio da eletricidade, que estava atribuído à REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., para a empresa do grupo REN - Serviços de Rede, S.A., posteriormente redenominada para REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A..

A REN SGPS é a empresa *holding* do Grupo REN, que está organizada em dois segmentos de negócio principais, a eletricidade e o gás, e uma área de negócio secundária, na área das telecomunicações.

O negócio da eletricidade compreende as seguintes empresas:

- a) REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., constituída em 26 de setembro de 2006, cujas atividades são desenvolvidas no âmbito de um contrato de concessão atribuído por um período de 50 anos, que se iniciou em 2007 e que estabelece a gestão global do sistema elétrico de abastecimento público (SEP);
- b) REN Trading, S.A. constituída em 13 de junho de 2007, cuja função principal é a gestão dos contratos de aquisição de energia (CAE) da Turbogás e da Tejo Energia que não cessaram em 30 de junho de 2007, data da entrada em vigor dos novos contratos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC). A atividade desta empresa compreende o comércio da eletricidade produzida e da capacidade de produção instalada, junto dos distribuidores nacionais e internacionais.
- c) Enondas, Energia das Ondas, S.A., constituída em 14 de outubro de 2010, cujo capital social é integralmente detido pela REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., e tem como atividade a gestão da concessão para a exploração de uma zona-piloto destinada à produção de energia elétrica a partir das ondas do mar. O Estado Português atribuiu-lhe, nos termos do disposto no n.º 3 do artigo 5.º do Decreto - Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro e do Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro, a concessão para a exploração de uma zona-piloto destinada à produção de energia elétrica a partir das ondas do mar. Nos termos do Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro, a concessão em causa tem a duração de 45 anos, e inclui a autorização para a implantação das infraestruturas para ligação à rede elétrica pública e a utilização de recursos hídricos do domínio público hídrico, a fiscalização da utilização por terceiros dos recursos hídricos necessários à produção de energia elétrica a partir da energia das ondas, bem como a competência para a atribuição das licenças de estabelecimento e de exploração da atividade de produção de energia elétrica e respetiva fiscalização.

O negócio do gás engloba as seguintes empresas:

- a) REN Gás, S.A., constituída em 29 de março de 2011, com o objeto social de assegurar a promoção, o desenvolvimento e a condução de projetos

e empreendimentos no setor do gás natural, bem como proceder à definição da estratégia global e à coordenação das sociedades em que detenha participação;

- b) REN Gasodutos, S.A., constituída em 26 de setembro de 2006, cujo capital social foi realizado através da integração das infraestruturas de transporte de gás (rede, ligações e compressão). A Empresa tem por objeto o transporte de gás natural em alta pressão e a gestão técnica global do sistema nacional de gás natural, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento de gás natural no território do continente. Caberá, em especial, proceder à gestão e exploração da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, compreendendo o transporte de gás natural, o planeamento, a construção, a manutenção e a operação das infraestruturas e instalações necessárias para o efeito, de acordo com a lei e a concessão de serviço público de que é titular, bem como quaisquer outras atividades correlacionadas;
- c) REN Armazenagem, S.A., constituída em 26 de setembro de 2006, cujo capital social foi realizado pela integração dos ativos de armazenamento subterrâneo de gás. O objeto social consiste no armazenamento subterrâneo de gás natural e a construção, exploração e manutenção das infraestruturas e instalações necessárias para o efeito, de acordo com a lei e a concessão de serviço público de que é titular, bem como quaisquer outras atividades correlacionadas;
- d) REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A., adquirida no âmbito da aquisição do negócio do gás, anteriormente designada por SGNL – Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito. A atividade desta empresa consiste no fornecimento de serviços de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito através do terminal marítimo de GNL, sendo responsável pela construção, utilização e manutenção das infraestruturas necessárias.

As atividades das empresas indicadas nas alíneas b) a d) acima são desenvolvidas no âmbito de três contratos de concessão atribuídos em separado, por um período de 40 anos com início em 26 de setembro de 2006.

O **negócio das telecomunicações** é gerido pela REN TELECOM Comunicações, S.A., cuja atividade consiste no estabelecimento, gestão e utilização dos sistemas e infraestruturas de telecomunicações, fornecendo serviços de comunicação e tirando proveito da capacidade excedentária de fibras óticas e instalações pertencentes ao Grupo REN.

A REN SGPS detém a 100% a empresa REN Serviços, S.A., cujo objeto social é a prestação de serviços em matéria energética e de serviços genéricos de apoio ao desenvolvimento do negócio, de forma remunerada, quer em empresas que com ela se encontrem em relação de grupo, quer a quaisquer terceiros, bem como a gestão de participações sociais que a sociedade detenha em outras sociedades.

As subsidiárias REN Gás, S.A., REN Gasodutos e REN Armazenagem S.A., são detidas indiretamente pela REN SGPS a 100% através da sua subsidiária REN Serviços, S.A. (detida pela REN SGPS a 100%).

Em 10 de maio de 2013 foi constituída a REN Finance, BV, empresa totalmente detida pela REN SGPS, com sede na Holanda, cujo objeto social é participar, financiar, colaborar e conduzir a gestão de empresas relacionadas.

Adicionalmente, em 24 de maio de 2013, em conjunto com a China Electric Power Research Institute, sociedade do Grupo State Grid, foi constituído o Centro de Investigação em Energia REN - State Grid, S.A. (Centro de Investigação) em regime de *joint venture* no qual a REN SGPS detém 1.499.997 ações representativas de 49,99% do respetivo capital. O objeto social desta sociedade visa a implementação em Portugal de um centro de pesquisa e desenvolvimento, dedicado à pesquisa, desenvolvimento, inovação e demonstração nas áreas de transporte de eletricidade e gestão de sistemas, a prestação de serviços de consultoria e serviços de educação e formação no âmbito destas atividades, bem como a realização de todas as atividades conexas e a prestação de serviços complementares, conexos ou acessórios ao seu objeto social.

Em 31 de dezembro de 2013 a REN SGPS possui ainda:

- a) uma participação de 40% do capital da empresa OMIP - Operador do Mercado Ibérico (Portugal), SGPS, S.A. (OMIP SGPS), que tem por objeto social a gestão de participações noutras sociedades, como forma indireta do exercício de atividades económicas. Esta sociedade detém as participações no capital do OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Polo Português), SGMR, S.A. (OMIP), que assegura a gestão do Mercado de Derivados do MIBEL juntamente com a OMIClear (Câmara de compensação do Mercado Energético), uma empresa constituída e detida pelo OMIP, e cujo papel é o de câmara de compensação e de contraparte central das operações realizadas no mercado a prazo;
- b) uma participação de 10% do capital social do OMEL, Operador del Mercado Ibérico de Energia, S.A., polo espanhol do Operador Único;
- c) uma participação de 5,45% na empresa MedGrid SAS;
- d) uma participação de 7,5% na empresa Hidroeléctrica de Cahora Bassa, S.A. (HCB).

As demonstrações financeiras anexas foram aprovadas pelo Conselho de Administração, na reunião de 6 de março de 2014. Contudo, as mesmas estão ainda sujeitas a aprovação pela Assembleia Geral de Acionistas, nos termos da legislação comercial em vigor em Portugal.

É da opinião do Conselho de Administração que estas demonstrações financeiras refletem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira da Empresa, o resultado das suas, as alterações nos seus capitais próprios e os seus fluxos de caixa.

2 REFERENCIAL CONTABILÍSTICO DE PREPARAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As demonstrações financeiras anexas foram preparadas no quadro das disposições em vigor em Portugal, em conformidade com o Decreto-Lei n.º 158/2009, de 13 de julho, de acordo com a estrutura conceptual, normas contabilísticas e de relato financeiro e normas interpretativas aplicáveis (princípios contabilísticos geralmente aceites em Portugal).

As demonstrações financeiras anexas são apresentadas em milhares de euros.

3 PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTABILÍSTICAS

As principais políticas contabilísticas adotadas na preparação das demonstrações financeiras anexas são as seguintes:

3.1 BASES DE APRESENTAÇÃO

As demonstrações financeiras foram preparadas no pressuposto de a continuidade das operações partir dos livros e registos contabilísticos da Empresa, de acordo com os princípios contabilísticos geralmente aceites em Portugal.

Estas demonstrações financeiras refletem apenas as contas individuais da Empresa, preparadas nos termos legais para aprovação em Assembleia Geral de Acionistas. Conforme mencionado na Nota 3.2, as participações financeiras encontram-se registadas pelo método da equivalência patrimonial.

De acordo com as disposições previstas no Decreto Lei n.º 158/2009, de 13 de julho, a Empresa preparou também demonstrações financeiras consolidadas, de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro tal como adotadas pela União Europeia (IFRS), para aprovação em separado, as quais refletem em 31 de dezembro de 2013, relativamente às contas individuais, as seguintes diferenças:

Total de ativo líquido	(1.154.741)
Total do passivo	(1.233.325)
Resultado líquido do período	(5.232)
Rendimentos totais	(525.377)
Total do capital próprio	78.584

Em 31 de dezembro de 2013, as diferenças entre o resultado líquido e os capitais próprios (contas individuais e consolidadas) resultam essencialmente: (i) do facto de as subsidiárias se encontrarem a registar os ganhos e perdas atuariais relativos a benefícios dos empregados de acordo com a metodologia “corridor”, sendo este efeito apropriado pela Empresa na aplicação do método de equivalência patrimonial na valorização das participações financeiras naquelas subsidiárias nas contas individuais, enquanto nas contas consolidadas, preparadas de acordo com as IFRS, os ganhos e perdas atuariais daqueles benefícios aos empregados são registados diretamente no capital próprio; e (ii) do facto de a participação da associada OMIP SGPS nas contas consolidadas, preparadas de acordo com as IFRS, ter sido revalorizada em 2011, na sequência da perda de controlo, passando de subsidiária a associada.

3.2 PARTICIPAÇÕES FINANCEIRAS EM SUBSIDIÁRIAS E ASSOCIADAS

As participações financeiras em subsidiárias e associadas são registadas pelo método da equivalência patrimonial. De acordo com o método da equivalência patrimonial, as participações financeiras são registadas inicialmente pelo seu custo de aquisição e posteriormente ajustadas em função das alterações

verificadas após a aquisição, na quota-parte da Empresa nos ativos líquidos das correspondentes entidades. Os resultados da Empresa incluem a parte que lhe corresponde nos resultados dessas entidades. Adicionalmente, os dividendos recebidos destas empresas são registados como uma diminuição ao valor das participações financeiras.

O excesso do custo de aquisição face ao justo valor de ativos e passivos identificáveis de cada entidade adquirida na data de aquisição é reconhecido como *goodwill* e é mantido no valor da participação financeira. Caso o diferencial entre o custo de aquisição e o justo valor dos ativos e passivos líquidos adquiridos seja negativo, o mesmo é reconhecido como um rendimento do exercício.

É feita uma avaliação das participações financeiras quando existem indícios de que o ativo possa estar em imparidade, sendo registadas como gastos na demonstração dos resultados, as perdas por imparidade que se demonstre existir.

Quando a proporção da Empresa nos prejuízos acumulados da subsidiária ou associada excede o valor pelo qual o investimento se encontra registado, o investimento é relatado por valor nulo, exceto quando a Empresa tenha assumido compromissos de cobertura de prejuízos da subsidiária ou associada, casos em que as perdas adicionais determinam o reconhecimento de um passivo. Se posteriormente a associada relatar lucros, a Empresa retoma o reconhecimento da sua quota-parte nesses lucros somente após a sua parte nos lucros igualar a parte das perdas não reconhecidas.

Os ganhos não realizados em transações com subsidiárias e associadas são eliminados proporcionalmente ao interesse da Empresa nas mesmas, por contrapartida da correspondente rubrica de participações financeiras. As perdas não realizadas são similarmente eliminadas, mas somente até ao ponto em que a perda não resulte de uma situação em que o ativo transferido esteja em imparidade.

3.3 ATIVOS FIXOS TANGÍVEIS

Os ativos fixos tangíveis encontram-se valorizados ao custo deduzido de depreciações e perdas por imparidade acumuladas.

O custo de aquisição inclui o preço de compra do ativo, as despesas diretamente imputáveis à sua aquisição e os encargos suportados com a preparação do ativo para a sua entrada em funcionamento.

Os encargos com reparações e manutenção de natureza corrente são reconhecidos como um gasto do período em que são incorridos.

Os ativos fixos tangíveis são depreciados de forma linear desde a data em que os mesmos se encontram disponíveis para uso, pelo período de vida útil estimada.

As vidas úteis estimadas para os ativos fixos tangíveis são conforme se segue:

	Anos
Equipamento de transporte	Entre 4 a 6 anos
Equipamento administrativo	Entre 3 a 10 anos

As vidas úteis dos ativos são revistas anualmente. Alterações às vidas úteis são tratadas como uma alteração de estimativa contábilística, sendo aplicadas prospectivamente.

Os ganhos (ou perdas) na alienação dos ativos são determinados pela diferença entre o valor de venda e o valor líquido contábilístico do ativo, sendo reconhecidos na demonstração dos resultados, no período em que ocorre a alienação.

3.4 LOCAÇÕES

As operações de locação são classificadas em locações financeiras ou operacionais em função da substância e não da forma legal do respetivo contrato.

As locações de ativos relativamente às quais a Empresa detém substancialmente todos os riscos e benefícios inerentes à propriedade do ativo são classificadas como locações financeiras. São igualmente classificadas como locações financeiras os acordos em que a análise de uma ou mais situações particulares do contrato aponte para tal natureza. Todas as outras locações são classificadas como locações operacionais.

As locações financeiras são capitalizadas no início da locação pelo menor entre o justo valor do ativo locado e o valor presente dos pagamentos mínimos da locação, cada um determinado à data de início do contrato. A dívida resultante de um contrato de locação financeira é registada líquida de encargos financeiros na rubrica de Empréstimos. Os encargos financeiros incluídos na renda e a depreciação dos ativos locados são reconhecidos na demonstração dos resultados, no período a que respeitam.

Os ativos adquiridos através de locações financeiras são depreciados pelo menor entre o período de vida útil do ativo e o período da locação quando a Empresa não tem opção de compra no final do contrato, ou pelo período de vida útil estimado quando a Empresa tem a intenção de adquirir os ativos no final do contrato.

Nas locações consideradas operacionais, as rendas devidas são reconhecidas como gasto na demonstração dos resultados, durante o período da locação.

3.5 ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS

A Empresa optou por aplicar integralmente a IAS 32 - Instrumentos financeiros: Apresentação, a IAS 39 - Instrumentos financeiros, reconhecimento e mensuração e a IFRS 7 - Instrumentos financeiros: Divulgação de informações, face ao disposto no parágrafo 2 da Norma Contábilística de Relato Financeiro (NCRF) 27.

O Conselho de Administração determina a classificação de investimentos em ativos financeiros, na data do reconhecimento inicial de acordo com o objetivo da sua compra.

ATIVOS FINANCEIROS

Os investimentos em ativos financeiros podem ser classificados como:

- (i) ativos financeiros ao justo valor por via de resultados - incluem os ativos financeiros não derivados detidos para negociação respeitando a investimentos de curto prazo e ativos ao justo valor por via de resultados à data do reconhecimento inicial;
- (ii) empréstimos concedidos e contas a receber - inclui os ativos financeiros não derivados com pagamentos fixos ou determináveis não cotados num mercado ativo;
- (iii) investimentos detidos até à maturidade - incluem os ativos financeiros não derivados com pagamentos fixos ou determináveis e maturidades fixas, que a entidade tem intenção e capacidade de manter até à maturidade;
- (iv) ativos financeiros disponíveis para venda - incluem os ativos financeiros não derivados que são designados como disponíveis para venda no momento do seu reconhecimento inicial ou não se enquadram nas categorias acima referidas. São reconhecidos como ativos não correntes exceto se houver intenção de alienar nos 12 meses seguintes à data do balanço.

As compras e vendas de investimentos em ativos financeiros são registadas na data da transação, ou seja, na data em que a Empresa se compromete a comprar ou a vender o ativo.

Os ativos financeiros ao justo valor por via de resultados são reconhecidos inicialmente pelo justo valor, sendo os custos da transação reconhecidos em resultados. Estes ativos são mensurados subsequentemente ao justo valor, sendo os rendimentos e gastos resultantes da alteração do justo valor reconhecidos nos resultados do período na rubrica de Gastos financeiros líquidos, onde se incluem também os montantes de rendimentos de juros e dividendos obtidos.

Os empréstimos concedidos e contas a receber são classificados no balanço como Clientes e outras contas a receber e são reconhecidos inicialmente pelo justo valor e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado usando o método do juro efetivo, deduzidos de eventuais perdas por imparidade. O ajustamento pela imparidade de contas a receber é efetuado quando existe evidência objetiva de que a Empresa não terá a capacidade de receber os montantes em dívida de acordo com as condições iniciais das transações que lhe deram origem e é registado na demonstração de resultados na rubrica de Imparidade de dívidas a receber.

Os investimentos detidos até à maturidade são mensurados pelo custo amortizado usando o método da taxa de juro efetiva.

Os ativos financeiros disponíveis para venda são reconhecidos inicialmente ao justo valor acrescido dos custos de transação, caso existam. Nos períodos subsequentes, são mensurados ao justo valor sendo a variação do justo valor reconhecida na reserva de justo valor no capital próprio até o investimento ser vendido ou recebido ou até que o justo valor do investimento se situe abaixo do seu custo de aquisição de forma prolongada, em que o ganho ou perda acumulada é registado(a) na demonstração dos resultados. Os dividendos e juros obtidos dos ativos financeiros disponíveis para venda são reconhecidos em resultados do período em que ocorrem, na rubrica de Rendimentos financeiros, quando o direito ao recebimento é estabelecido.

O justo valor de ativos financeiros cotados é baseado em preços de mercado (bid). Se não existir um mercado ativo, a Empresa estabelece o justo valor através de técnicas de avaliação. Estas técnicas incluem a utilização de preços praticados em transações recentes, desde que a condições de mercado, a comparação com instrumentos substancialmente semelhantes e o cálculo de *cash-flows* descontados quando existe informação disponível, fazendo o máximo uso de informação de mercado em detrimento da informação interna da entidade visada.

Nas situações de investimento em instrumentos de capital próprio não admitidos à cotação em mercados regulamentados, e para os quais não é possível estimar com fiabilidade o seu justo valor, os mesmos são mantidos ao seu custo de aquisição deduzido de eventuais perdas de imparidade, sendo estas registadas por contrapartida de resultados.

Os ativos financeiros são desreconhecidos quando os direitos ao recebimento dos fluxos monetários originados por esses investimentos expiram ou são transferidos, assim como todos os riscos e benefícios associados à sua posse.

IMPARIDADE DE ATIVOS FINANCEIROS

Os ativos financeiros incluídos na categoria «ao custo ou custo amortizado» são sujeitos a testes de imparidade em cada data de relato. Tais ativos financeiros encontram-se em imparidade quando existe uma evidência objetiva de que, em resultado de um ou mais acontecimentos ocorridos após o seu reconhecimento inicial, os seus fluxos de caixa futuros estimados são afetados.

Para os ativos financeiros mensurados ao custo amortizado, a perda por imparidade a reconhecer corresponde à diferença entre a quantia escriturada do ativo e o valor presente na data de relato dos novos fluxos de caixa futuros estimados descontados à respetiva taxa de juro efetiva original.

Para os ativos financeiros mensurados ao custo, a perda por imparidade a reconhecer corresponde à diferença entre a quantia escriturada do ativo e a melhor estimativa do justo valor do ativo na data de relato.

As perdas por imparidade são registadas em resultados na rubrica Perdas por imparidade no período em que são determinadas.

Subsequentemente, se o montante da perda por imparidade diminui e tal diminuição pode ser objetivamente relacionada com um acontecimento que teve lugar após o reconhecimento da perda, esta deve ser revertida por resultados. A reversão deve ser efetuada até ao limite da quantia que estaria reconhecida (custo amortizado) caso a perda não tivesse sido inicialmente registada. A reversão de perdas por imparidade é registada em resultados na rubrica Reversões de perdas por imparidade.

No caso de participações de capital classificadas como disponíveis para venda, um decréscimo significativo ou prolongado do justo valor abaixo do seu custo é considerado como um indicador de que o ativo financeiro está em situação de imparidade. Se existir evidência de perda de valor para ativos financeiros disponíveis para venda, a perda acumulada - calculada pela diferença entre o custo de aquisição e o justo valor atual, menos qualquer perda de imparidade desse ativo financeiro reconhecida previamente em resultados - é retirada do capital próprio e reconhecida na demonstração dos resultados. As perdas de

imparidade de instrumentos de capital reconhecidas em resultados não são reversíveis na demonstração dos resultados.

CAIXA E DEPÓSITOS BANCÁRIOS

Os montantes incluídos na rubrica de Caixa e depósitos bancários correspondem aos valores de caixa, depósitos bancários e depósitos a prazo e outras aplicações de tesouraria vencíveis a menos de doze meses.

Estes ativos são mensurados ao custo amortizado. Usualmente, o custo amortizado destes ativos financeiros não difere do seu valor nominal.

PASSIVOS FINANCEIROS

Um instrumento financeiro é classificado como um passivo financeiro quando existe uma obrigação contratual por parte do emissor de liquidar capital e/ou juros, mediante a entrega de dinheiro ou de outro ativo financeiro, independentemente da sua forma legal.

A IAS 39 prevê a classificação dos passivos financeiros em duas categorias:

- (i) Passivos financeiros ao justo valor por via de resultados
- (ii) Outros passivos financeiros

Os outros passivos financeiros incluem empréstimos obtidos, fornecedores e outras contas a pagar.

Os fornecedores e outras contas a pagar são reconhecidos inicialmente pelo seu justo valor e, subsequentemente, são mensurados ao custo amortizado utilizando o método do juro efetivo.

Os empréstimos obtidos são inicialmente reconhecidos ao justo valor, líquido de custos de transação incrementais que tenham sido incorridos. Os empréstimos são subsequentemente mensurados ao custo amortizado, sendo a diferença entre o valor nominal e o justo valor inicial reconhecida na demonstração dos resultados ao longo do período do empréstimo, utilizando o método do juro efetivo.

Os passivos financeiros são classificados no passivo corrente, exceto se a Empresa possuir um direito incondicional de diferir o pagamento do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço, sendo neste caso classificados no passivo não corrente.

Os passivos financeiros são desreconhecidos quando as obrigações subjacentes se extinguem pelo pagamento, são canceladas ou expiram.

3.6 INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVADOS E CONTABILIDADE DE COBERTURA

INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVADOS

Os instrumentos financeiros derivados são registados inicialmente ao justo valor na data da transação, sendo valorizados subsequentemente ao justo valor. O método do reconhecimento dos ganhos e perdas de justo valor depende da designação que é feita dos instrumentos financeiros derivados. Quando se trata

de instrumentos financeiros derivados de negociação, os ganhos e perdas de justo valor são reconhecidos no resultado do exercício nas rubricas de gastos ou rendimentos financeiros. Quando são designados como instrumentos financeiros derivados de cobertura, o reconhecimento dos ganhos e perdas de justo valor depende da natureza do item que está a ser coberto, podendo tratar-se de uma cobertura de justo valor ou de uma cobertura de fluxos de caixa.

O justo valor dos instrumentos financeiros derivados corresponde ao seu valor de mercado. Na ausência de valor de mercado o justo valor é determinado por entidades externas e independentes através de técnicas de valorização aceites no mercado.

Os instrumentos financeiros derivados são reconhecidos na rubrica de Instrumentos financeiros derivados, sendo que caso apresentem justo valor positivo ou negativo serão registados como ativos ou passivos financeiros, respetivamente.

Um instrumento financeiro derivado é apresentado como não corrente se a sua maturidade remanescente for superior a doze meses e não for expetável a sua realização ou liquidação no prazo de 12 meses.

CONTABILIDADE DE COBERTURA

No âmbito da sua política de gestão dos riscos de taxa de juro e de taxa de câmbio, a Empresa contrata uma variedade de instrumentos financeiros derivados, nomeadamente *swaps*.

Os critérios para aplicação das regras de contabilidade de cobertura são os seguintes:

- Adequada documentação da operação de cobertura
- O risco a cobrir é um dos riscos descritos na IAS 39
- É esperado que as alterações de justo valor ou fluxos de caixa do item coberto, atribuíveis ao risco a cobrir, sejam praticamente compensadas, respetivamente, pelas alterações no justo valor ou nos fluxos de caixa, do instrumento de cobertura.

No início da operação da cobertura, a Empresa documenta a relação entre o instrumento de cobertura e o item coberto, os seus objetivos e a sua estratégia de gestão do risco. Adicionalmente, é avaliado, tanto na data de início da operação da cobertura como a cada data de reporte contabilístico, se os instrumentos derivados designados como instrumentos de cobertura são altamente eficazes na compensação das alterações do justo valor ou dos fluxos de caixa dos respetivos itens cobertos.

O justo valor dos instrumentos derivados contratados e os movimentos nas reservas de cobertura encontram-se divulgados na Nota 10.

Numa operação de cobertura de justo valor de um ativo ou passivo (*fair value hedge*), o valor de balanço desse ativo ou passivo, determinado com base na respetiva política contabilística, é ajustado de forma a refletir a variação do seu justo valor atribuível ao risco coberto.

As variações do justo valor dos derivados de cobertura são reconhecidas em resultados conjuntamente com as variações de justo valor dos ativos ou dos passivos cobertos atribuíveis ao risco coberto.

Numa operação de cobertura da exposição à variabilidade de fluxos de caixa futuros de elevada probabilidade (*cash flow hedge*), a parte eficaz das variações de justo valor do derivado de cobertura são reconhecidas em reservas de cobertura, sendo transferidas para resultados nos períodos em que o respetivo item coberto afeta resultados. A parte ineficaz da cobertura é registada em resultados no momento em que ocorre.

A contabilidade de cobertura é descontinuada quando se revoga a relação de cobertura, quando o instrumento de cobertura expira, é vendido ou é exercido, ou quando um instrumento de cobertura deixa de se qualificar para a contabilidade de cobertura.

Qualquer montante registado na rubrica de Outras reservas - reservas de cobertura apenas é reclassificado para resultados quando a posição coberta afeta resultados. Quando a posição coberta consistir numa transação futura e não for expetável que a mesma ocorra, qualquer montante registado em Outras reservas - reservas de cobertura é de imediato reclassificado para resultados.

3.7 RÉDITO

O rédito é mensurado pelo justo valor da contraprestação recebida ou a receber. O rédito está deduzido do montante de impostos, descontos, devoluções e outros abatimentos.

O rédito relativo a prestação de serviços refere-se aos débitos efetuados às empresas subsidiárias, relativamente a custos de gestão.

O rédito relativo a investimentos em subsidiárias e associadas é reconhecido pelo método da equivalência patrimonial.

O rédito dos juros é reconhecido utilizando o método do juro efetivo desde que seja provável que benefícios económicos fluam para a empresa e o seu montante possa ser mensurado com fiabilidade.

O rédito proveniente de dividendos deve ser reconhecido quando for estabelecido o direito de receber o correspondente montante.

3.8 JUÍZOS DE VALOR CRÍTICOS E PRINCIPAIS FONTES DE INCERTEZA ASSOCIADAS A ESTIMATIVAS

Na preparação das demonstrações financeiras anexas foram efetuados juízos de valor e estimativas e utilizados diversos pressupostos que afetam as quantias relatadas de ativos e passivos, assim como as quantias relatadas de rendimentos e gastos do período.

As estimativas e os pressupostos subjacentes foram determinados por referência à data de relato com base no melhor conhecimento existente à data de aprovação das demonstrações financeiras dos eventos e transações em curso, assim como na experiência de eventos passados e/ou correntes. Contudo, poderão ocorrer situações em períodos subsequentes que, não sendo previsíveis à data de aprovação das demonstrações financeiras, não foram consideradas nessas estimativas. As alterações às estimativas que ocorram posteriormente à data das demonstrações financeiras serão corrigidas de forma prospetiva. Por este motivo e dado o grau de incerteza associado, os resultados reais das transações em questão poderão diferir das correspondentes estimativas.

ESTIMATIVAS CONTABILÍSTICAS RELEVANTES

3.8.1 PROVISÕES

As provisões são reconhecidas quando a Empresa tem: i) uma obrigação presente legal ou construtiva resultante de eventos passados; ii) para a qual é mais provável do que não que venha a ocorrer um dispêndio de recursos internos no pagamento dessa obrigação; e iii) o montante possa ser estimado com fiabilidade. Sempre que um dos critérios não seja cumprido ou a existência da obrigação esteja condicionada à ocorrência (ou não ocorrência) de determinado evento futuro, a Empresa divulga tal facto como um passivo contingente, salvo se a avaliação da exigibilidade da saída de recursos para pagamento do mesmo seja considerada remota.

As provisões para reestruturação apenas são reconhecidas quando a Empresa desenvolveu um plano formal detalhado de reestruturação e iniciou a implementação do mesmo ou anunciou as suas principais componentes aos afetados pelo mesmo. Na mensuração da provisão para reestruturação são apenas considerados os dispêndios que resultam diretamente da implementação do correspondente plano, não estando, conseqüentemente, relacionados com as atividades correntes da Empresa.

As provisões são mensuradas ao valor presente dos dispêndios estimados para liquidar a obrigação utilizando uma taxa antes de impostos, que reflete a avaliação de mercado para o período do desconto e para o risco da provisão em causa.

3.8.2 JUSTO VALOR

O justo valor de ativos financeiros cotados é baseado em preços de mercado (*bid*). Se não existir um mercado ativo, a Empresa estabelece o justo valor através de técnicas de avaliação. Estas técnicas incluem a utilização de preços praticados em transações recentes, desde que a condições de mercado, a comparação com instrumentos substancialmente semelhantes e o cálculo de *cash-flows* descontados quando existe informação disponível, fazendo o máximo uso de informação de mercado em detrimento da informação interna da entidade visada.

O justo valor dos instrumentos financeiros derivados corresponde ao seu valor de mercado. Na ausência de valor de mercado o justo valor é determinado por entidades externas e independentes através de técnicas de valorização aceites no mercado.

3.9 IMPOSTO SOBRE O RENDIMENTO

O imposto sobre o rendimento do exercício registado na demonstração dos resultados corresponde à soma dos impostos correntes com os impostos diferidos. Os impostos correntes e os impostos diferidos são registados em resultados, salvo quando os impostos diferidos se relacionam com itens registados diretamente no capital próprio, caso em que são registados no capital próprio.

O imposto corrente a pagar é calculado com base no lucro tributável da Empresa. O lucro tributável difere do resultado contabilístico, uma vez que exclui diversos gastos e rendimentos que apenas serão dedutíveis ou tributáveis em outros exercícios, bem como gastos e rendimentos que nunca serão dedutíveis ou tributáveis.

Os impostos diferidos referem-se às diferenças temporárias entre os montantes dos ativos e passivos para efeitos de relato contabilístico e os respetivos montantes para efeitos de tributação. Os ativos e passivos por impostos diferidos são mensurados utilizando as taxas de tributação que se espera estarem em vigor à data de reversão das correspondentes diferenças temporárias, com base nas taxas de tributação (e legislação fiscal) que estejam formalmente emitidas na data do relato.

Os passivos por impostos diferidos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias tributáveis e os ativos por impostos diferidos são reconhecidos para as diferenças temporárias dedutíveis para as quais existem expectativas razoáveis de lucros fiscais futuros suficientes para utilizar esses ativos por impostos diferidos, ou diferenças temporárias tributáveis que se revertam no mesmo período de reversão das diferenças temporárias dedutíveis. Em cada data de relato é efetuada uma revisão dos ativos por impostos diferidos, sendo os mesmos ajustados em função das expectativas quanto à sua utilização futura.

3.10 TRANSAÇÕES E SALDOS EM MOEDA ESTRANGEIRA

As transações em moedas diferentes do euro são convertidas para a moeda funcional utilizando as taxas de câmbio à data das transações. Os ganhos ou perdas cambiais resultantes da liquidação das transações bem como da conversão pela taxa de câmbio à data do balanço, dos ativos e dos passivos monetários denominados em moeda estrangeira, são reconhecidos na demonstração dos resultados, na rubrica de Gastos de financiamento, se relacionadas com empréstimos ou em Outros ganhos ou perdas operacionais, para todos os outros saldos/transações.

3.11 ESPECIALIZAÇÃO DE EXERCÍCIOS

A Empresa regista os seus rendimentos e gastos de acordo com o princípio da especialização de exercícios, pelo qual os rendimentos e gastos são reconhecidos à medida que são gerados, independentemente do momento do respetivo recebimento ou pagamento. As diferenças entre os montantes recebidos e pagos e os correspondentes rendimentos e gastos gerados são registadas como ativos ou passivos.

3.12 DISTRIBUIÇÃO DE DIVIDENDOS

A distribuição de dividendos aos detentores de capital é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Empresa no período em que os dividendos são aprovados pelos acionistas e até ao momento da sua liquidação.

3.13 CAPITAL SOCIAL E AÇÕES PRÓPRIAS

As ações ordinárias são classificadas no capital próprio. Os custos diretamente atribuíveis à emissão de novas ações ou opções são apresentados no capital próprio como uma dedução, líquida de impostos, ao montante emitido.

As ações próprias adquiridas através de contrato ou diretamente no mercado são reconhecidas como uma dedução ao capital próprio. De acordo com o Código das Sociedades Comerciais, a REN SGPS tem de garantir a cada momento a existência de reservas no capital próprio para cobertura do valor das ações próprias, limitando o valor das reservas disponíveis para distribuição.

As ações próprias são registadas ao custo de aquisição, se a compra for efetuada à vista, ou ao justo valor estimado se a compra for diferida.

3.14 DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA

O caixa e equivalentes de caixa inclui caixa, depósitos bancários, outros investimentos de curto prazo, de liquidez elevada e com maturidades iniciais até três meses, e descobertos bancários. Os descobertos bancários são apresentados no passivo corrente na rubrica Empréstimos obtidos, e são considerados na elaboração da demonstração dos fluxos de caixa como caixa e equivalentes de caixa.

A demonstração dos fluxos de caixa é preparada segundo o método direto, sendo divulgados os recebimentos e pagamentos em atividades operacionais, de investimento e de financiamento.

A Empresa classifica os juros e dividendos recebidos como atividades de investimento e os juros e dividendos pagos como atividades de financiamento.

3.15 ENCARGOS FINANCEIROS COM EMPRÉSTIMOS OBTIDOS

Os encargos financeiros relacionados com empréstimos obtidos são reconhecidos como gastos à medida que são incorridos.

3.16 POLÍTICAS DE GESTÃO DE RISCO FINANCEIRO

FATORES DE RISCO FINANCEIRO

As atividades da Empresa estão expostas a uma variedade de fatores de risco financeiro: risco de crédito, risco de liquidez e risco de fluxos de caixa associado à taxa de juro, entre outros.

A Empresa desenvolveu e implementou um programa de gestão do risco que, conjuntamente com a monitorização permanente dos mercados financeiros, procura minimizar os potenciais efeitos adversos no seu desempenho financeiro.

A gestão do risco é conduzida pela direção de gestão financeira com base em políticas aprovadas pela administração. A direção de gestão financeira identifica, avalia e realiza operações com vista à minimização dos riscos financeiros. A administração define os princípios para a gestão do risco como um todo e políticas que cobrem áreas específicas, como o risco cambial, o risco de taxa de juro, o risco de crédito, o uso de derivados e outros instrumentos financeiros não derivados, bem como o investimento do excesso de liquidez.

i) Risco de taxa de câmbio

A Empresa apresenta uma exposição ao risco cambial limitada dada a natureza das operações. O risco de flutuação das taxas de câmbio inerente à emissão obrigacionista de 10 mil milhões de ienes encontra-se totalmente coberto por via da contratação de um cross currency swap com o mesmo notional. Um aumento de 5% no câmbio do euro face ao iene, com referência a 31 de dezembro de 2013 e mantendo todas as outras variáveis constantes, originaria uma diminuição dos capitais próprios da Empresa em 836 mil euros (em 31 de dezembro de 2012 o valor era de 1.126 mil euros), enquanto um decréscimo daquela taxa de câmbio

resultaria num incremento de 928 mil euros nos capitais próprios (em 31 de dezembro de 2012 o valor era de 1.243 mil euros).

ii) Risco de crédito

A exposição ao risco de crédito não é significativa pelo facto de os serviços prestados serem em grande medida faturados a empresas do Grupo.

No que respeita aos depósitos bancários, investimentos financeiros e instrumentos financeiros derivados, o risco de contraparte é mitigado pela seleção de instituições financeiras internacionais com uma sólida notação de risco de crédito e de instituições nacionais de primeira linha.

iii) Risco de liquidez

A REN SGPS gere o risco de liquidez do Grupo (com exceção da REN Atlântico) através da gestão centralizada de tesouraria. Todas as necessidades e excedentes de tesouraria de cada uma das empresas são canalizados para a REN SGPS, que por sua vez gere os saldos consolidados junto de instituições financeiras.

De modo a assegurar as necessidades de tesouraria correntes do Grupo, mas também a agilidade e flexibilidade para satisfazer necessidades de curto prazo, a Empresa possui, a 31 de dezembro de 2013, linhas de crédito contratadas e não utilizadas no valor de 71,5 milhões de euros e seis programas de papel comercial, no valor de 775 milhões de euros, estando disponíveis 545 milhões de euros e utilizados 230 milhões de euros. Do valor total dos programas de papel comercial, 675 milhões de euros possuem garantia de colocação.

A tabela seguinte apresenta as responsabilidades da Empresa por intervalos de maturidade residual contratual e inclui os instrumentos financeiros derivados nos quais a liquidação financeira dos fluxos a eles associados é efetuada pelo valor líquido. Os montantes apresentados na tabela são os fluxos de caixa contratuais não descontados, que incluem os juros vincendos não descontados, pelo que não correspondem aos respetivos valores contabilísticos.

31 DE DEZEMBRO 2013

	MENOS DE 1 ANO	ENTRE 1 E 5 ANOS	MAIS DE 5 ANOS	TOTAL
EMPRÉSTIMOS OBTIDOS				
Empréstimos bancários	74.584	308.201	297.746	680.531
Empréstimos obrigacionistas	238.519	1.138.513	718.342	2.095.374
Papel comercial	40.732	250.355	-	291.088
Outros	186	305	-	491
	354.022	1.697.374	1.016.088	3.067.483
Instrumentos financeiros derivados	4.916	(2.033)	(7.544)	(4.661)
Fornecedores e contas a pagar	61.862	-	-	61.862
TOTAL	420.800	1.695.340	1.008.544	3.124.684

31 DE DEZEMBRO 2012

	MENOS DE 1 ANO	ENTRE 1 E 5 ANOS	MAIS DE 5 ANOS	TOTAL
EMPRÉSTIMOS OBTIDOS				
Empréstimos bancários	68.469	226.769	325.644	620.882
Empréstimos obrigacionistas	951.898	815.521	87.291	1.854.710
Papel comercial	253.052	93.966	-	347.018
Outros	145	338	-	483
	1.273.564	1.136.594	412.935	2.823.093
Instrumentos financeiros derivados	9.151	22.752	-	31.903
Fornecedores e contas a pagar	79.745	-	-	79.745
TOTAL	1.362.459	1.159.346	412.935	2.934.740

A tabela seguinte apresenta os instrumentos financeiros derivados cuja liquidação financeira dos fluxos a eles associados ocorre pelo valor bruto.

31 DE DEZEMBRO 2013

	MENOS DE 1 ANO	ENTRE 1 E 5 ANOS	MAIS DE 5 ANOS	TOTAL
CROSS CURRENCY INTEREST RATE SWAP				
Outflows	(4.169)	(16.686)	(83.446)	(104.301)
Inflows	1.873	7.490	79.398	88.761
	(2.296)	(9.196)	(4.048)	(15.540)

31 DE DEZEMBRO 2012

	MENOS DE 1 ANO	ENTRE 1 E 5 ANOS	MAIS DE 5 ANOS	TOTAL
CROSS CURRENCY INTEREST RATE SWAP				
Outflows	(4.169)	(16.686)	(87.359)	(108.214)
Inflows	2.385	9.541	103.525	115.452
	(1.783)	(7.144)	16.166	7.238

iv) Risco de taxa de juro

A Empresa apresenta exposição ao risco de taxa de juro principalmente por via dos empréstimos obtidos.

Os financiamentos a taxa variável expõem a Empresa ao risco associado a variações nos fluxos de caixa decorrentes de alterações na taxa de juro. Os empréstimos emitidos a taxa fixa expõem a Empresa ao risco de justo valor, decorrente de alterações na taxa de juro. A gestão deste risco é efetuada de

uma forma centralizada com o objetivo de reduzir a volatilidade dos gastos financeiros, utilizando para isso instrumentos derivados simples como *swaps* de taxa de juro. Neste tipo de operações a Empresa troca, com contrapartes bancárias, em datas específicas e com periodicidade definida, a diferença entre as taxas fixas contratuais e as taxas variáveis, com referência aos montantes nocionais contratados. Todas as operações realizadas com este fim configuram, na sua quase totalidade, coberturas perfeitas do risco de taxa de juro.

Foi efetuada uma análise de sensibilidade com base na dívida total da Empresa líquida das aplicações de fundos e das disponibilidades, com referência a 31 de dezembro de 2013 e 2012, com os seguintes pressupostos:

- Alterações nas taxas de juro do mercado afetam rendimentos ou despesas de juros de instrumentos financeiros variáveis
- Alterações nas taxas de juro de mercado apenas afetam os resultados ou capitais próprios em relação a instrumentos financeiros com taxas de juro fixas se estes estiverem reconhecidos a justo valor (ou remensurados pelo risco de taxa de juro numa cobertura de justo valor)
- Alterações nas taxas de juro de mercado afetam o justo valor de instrumentos financeiros derivados e outros ativos e passivos financeiros
- Alterações no justo valor de instrumentos financeiros derivados e outros ativos e passivos financeiros são estimados descontando os fluxos de caixa líquidos futuros, utilizando taxas de mercado do final do ano

Sob estes pressupostos, uma subida paralela de 0,25% na estrutura temporal das taxas de juro de mercado para todas as moedas às quais a Empresa tem empréstimos e instrumentos financeiros derivados, resultaria numa diminuição do lucro antes de imposto de cerca de 3.374 mil euros dos quais 360 mil euros correspondem ao impacto em derivados financeiros (em 31 de dezembro de 2012 era de 1.941 mil euros).

O aumento nos capitais próprios resultante de uma subida das taxas de juro de 0,25% seria de cerca de 1.550 mil euros, impacto esse totalmente imputado aos instrumentos derivados (em 31 de dezembro de 2012 correspondia a um aumento de 1.778 mil euros).

A análise de sensibilidade é meramente ilustrativa e não representa perda ou ganho real presente, nem outras variações reais nos resultados ou capital próprio.

3.17 PAGAMENTOS COM BASE EM AÇÕES

Os benefícios concedidos ao abrigo da política de remuneração variável de médio prazo são registados de acordo com as disposições da IFRS 2 – Pagamento com base em ações (IFRS 2).

Os pagamentos liquidados mediante a entrega em dinheiro ou equivalentes (*cash settled*), que têm por base a cotação de ações dão origem ao reconhecimento de uma responsabilidade mensurada inicialmente pelo justo valor, determinada na data em que os correspondentes benefícios são atribuídos. Os benefícios concedidos são registados como custo com pessoal à medida que os beneficiários prestem o serviço por contrapartida do passivo. O justo valor da responsabilidade é revisto em cada data de relato, sendo os efeitos de qualquer alteração registados em resultados do período.

Os pagamentos com base em ações não assumem montantes materialmente relevantes para efeitos de divulgação em nota no anexo às demonstrações financeiras.

3.18 ACONTECIMENTOS SUBSEQUENTES

Os acontecimentos após a data do balanço que proporcionam informação adicional sobre condições que existiam à data do balanço (*adjusting events* ou acontecimentos após a data do balanço que dão origem a ajustamentos) são refletidos nas demonstrações financeiras. Os eventos após a data do balanço que proporcionam informação sobre condições ocorridas após a data do balanço (*non adjusting events*) ou acontecimentos após a data do balanço que não dão origem a ajustamentos) são divulgados nas demonstrações financeiras, se forem considerados materiais.

4 FLUXOS DE CAIXA

Para efeitos da demonstração dos fluxos de caixa a rubrica, Caixa e seus equivalentes inclui numerário, depósitos bancários imediatamente mobilizáveis (de prazo inferior ou igual a três meses) e aplicações de tesouraria no mercado monetário, líquidos de descobertos bancários e de outros financiamentos de curto prazo equivalentes.

A rubrica Caixa e seus equivalentes nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 detalha-se conforme se segue:

	'13	'12
Depósitos bancários imediatamente mobilizáveis	4.138	1.629
Depósitos a prazo até 3 meses	140.000	53.300
Caixa e equivalentes de caixa	144.138	54.929
Depósitos a prazo superiores a 3 meses	13.864	-
Caixa e depósitos bancários em balanço	158.002	54.929

A demonstração dos fluxos de caixa em 31 de dezembro de 2012 inclui na rubrica Outros recebimentos/pagamentos o pagamento de 27.837 mil euros em janeiro de 2012 referente ao processo Amorim (Nota 14).

5 ATIVOS FIXOS TANGÍVEIS

Durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012, o movimento ocorrido no montante dos ativos fixos tangíveis, bem como nas respectivas depreciações acumuladas e perdas por imparidade, foi o seguinte:

'13

	EQUIPAMENTO DE TRANSPORTE	EQUIPAMENTO ADMINISTRATIVO E INFORMÁTICO	TOTAL
ATIVOS			
Saldo inicial	825	189	1.014
Aquisições	220	16	236
Alienações e abates	(142)	(8)	(150)
Saldo final	904	196	1.100
DEPRECIAÇÕES ACUMULADAS E PERDAS POR IMPARIDADE			
Saldo inicial	364	85	449
Depreciações do exercício	125	33	158
Alienações e abates	(142)	(8)	(150)
Saldo final	348	110	457
Ativos líquidos	556	86	642

'12

	EQUIPAMENTO DE TRANSPORTE	EQUIPAMENTO ADMINISTRATIVO E INFORMÁTICO	TOTAL
ATIVOS			
Saldo inicial	459	157	616
Aquisições	366	32	398
Saldo final	825	189	1.014
DEPRECIAÇÕES ACUMULADAS E PERDAS POR IMPARIDADE			
Saldo inicial	271	55	326
Depreciações do exercício	94	30	124
Saldo final	364	85	450
Ativos líquidos	461	103	564

6 LOCAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012, a Empresa mantém os seguintes bens em regime de locação financeira:

	'13		'12	
	CUSTO	DEPRECIAÇÕES	QUANTIA ESCRITURADA	QUANTIA ESCRITURADA
Equipamento de transporte	788	(235)	553	461
	788	(235)	553	461

Os pagamentos mínimos das locações financeiras em 31 de dezembro de 2013 e 2012 são detalhados conforme se segue:

	VALORES PRESENTES DOS PAGAMENTOS MÍNIMOS		PAGAMENTOS MÍNIMOS	
	'13	'12	'13	'12
Até 1 ano (Nota 15)	171	131	186	145
Entre 1 ano e 5 anos (Nota 15)	291	322	305	338
	462	452	491	483

7 PARTICIPAÇÕES FINANCEIRAS EM SUBSIDIÁRIAS E ASSOCIADAS

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012, as participações financeiras da Empresa tinham a seguinte composição:

ENTIDADE	SEDE SOCIAL	31 DE DEZEMBRO DE 2013				FRAÇÃO DE CAPITAL DETIDA			
		ATIVO	PASSIVO	RENDIMENTOS	RESULTADO LÍQUIDO	%	PARTICIPAÇÃO FINANCEIRA	VALOR PROPORCIONAL NO RESULTADO (NOTA 19)	
MÉTODO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL:									
Subsidiárias:									
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	Lisboa	3.222.384	2.516.570	420.929	101.874	100	705.814	101.874	
REN Trading, S.A.	Lisboa	55.990	53.880	4.330	2.023	100	2.109	2.023	
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	Sines	359.812	227.316	46.477	2.501	100	(i) 86.271	2.501	
REN TELECOM - Comunicações, S.A.	Lisboa	5.839	2.134	5.575	2.602	100	3.704	2.602	
REN Serviços, S.A.	Lisboa	977.867	944.796	71.384	27.177	100	33.071	(ii) 12.789	
Enondas, Energia das Ondas, S.A.	Pombal	2.611	2.265	333	66	100	346	66	
Ren Finance, B.V.	Amesterdão	551.765	510.730	705	215	100	41.035	215	
							872.349	122.070	
Associadas:									
OMIP - Operador do Mercado Ibérico (Portugal), SGPS, S.A.	Lisboa	30.318	2.971	1.298	744	40	6.044	(iii) (405)	
Centro de Investigação em Energia REN - STATE GRID, S.A.	Lisboa	7.599	4.509	841	90	50	1.544	45	
							7.588	(361)	
							879.938	121.709	

(i) Em 31 de Dezembro de 2013 e 2012, a participação financeira na REN Atlântico compreende um *goodwill* no montante de 3.774 milhares de Euros.

(ii) O valor proporcional do resultado na REN Serviços encontra-se deduzido da anulação de ganhos entre empresas do grupo no montante de 14.387 milhares de euros.

(iii) O valor proporcional do resultado na OMIP, SGPS inclui o efeito do ajustamento proveniente de alterações às Demonstrações Financeiras do ano anterior daquela associada, efectuadas após aplicação do método de equivalência patrimonial pela Empresa.

31 DE DEZEMBRO DE 2012

FRAÇÃO DE CAPITAL DETIDA

ENTIDADE	SEDE SOCIAL	ATIVO	PASSIVO	RENDIMENTOS	RESULTADO LÍQUIDO	%	PARTICIPAÇÃO FINANCEIRA	PROVISÃO (NOTA 14)	VALOR PROPORCIONAL NO RESULTADO (NOTA 19)
MÉTODO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL:									
Subsidiárias:									
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	Lisboa	2.936.098	2.238.087	430.715	99.022	100	698.011	-	99.022
REN Trading, S.A.	Lisboa	94.891	95.805	1.977	(1.180)	100	-	(913)	(1.180)
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	Sines	367.573	287.578	41.317	1.913	100	83.770	-	1.913
REN TELECOM - Comunicações, S.A.	Lisboa	6.005	2.510	6.262	2.519	100	3.495	-	2.519
REN Serviços, S.A.	Lisboa	900.204	875.316	69.152	22.829	100	24.888	-	22.829
Enondas, Energia das Ondas, S.A.	Pombal	2.140	1.861	99	63	100	280	-	63
							810.442	(913)	125.166
Associadas:									
OMIP - Operador do Mercado Ibérico (Portugal), SGPS, S.A.	Lisboa	26.904	99	1.408	1.899	35	5.390	-	665
							815.832	(913)	125.831

O movimento ocorrido nestas rubricas em 2013 e 2012 foi como se segue:

‘13

PARTICIPAÇÕES FINANCEIRAS - MÉTODO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL

	PROPORÇÃO NO CAPITAL PRÓPRIO (ATIVO)	GOODWILL	PROPORÇÃO NO CAPITAL PRÓPRIO - PROVISÕES (NOTA 14)	TOTAL
Saldo inicial	812.059	3.774	(913)	814.919
Resultado apropriado pela aplicação do método da equivalência patrimonial (Nota 19)	120.796	-	913	121.709
Subscrição do capital da REN Finance	20	-	-	20
Prestações suplementares REN Finance	40.800	-	-	40.800
Compra 5% ações OMIP SGPS (maio 2013)	837	-	-	837
Subscrição do capital do Centro de Investigação em Energia REN - STATE GRID	1.500	-	-	1.500
Prestações suplementares REN Trading	1.000	-	-	1.000
Apropriação das variações patrimoniais de participações financeiras	17.304	-	-	17.304
Distribuição de dividendos pelas subsidiárias e associadas	(118.151)	-	-	(118.151)
Saldo final	876.165	3.774	-	879.938

‘12

PARTICIPAÇÕES FINANCEIRAS - MÉTODO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL

	PROPORÇÃO NO CAPITAL PRÓPRIO (ATIVO)	GOODWILL	PROPORÇÃO NO CAPITAL PRÓPRIO - PROVISÕES (NOTA 14)	TOTAL
Saldo inicial	801.832	3.774	-	805.605
Resultado apropriado pela aplicação do método da equivalência patrimonial (Nota 19)	126.744	-	(913)	125.831
Distribuição de dividendos pelas subsidiárias e associadas	(114.520)	-	-	(114.520)
Apropriação das variações patrimoniais das subsidiárias	4	-	-	4
Recebimento de prestações suplementares- REN Trading	(2.000)	-	-	(2.000)
Saldo final	812.059	3.774	(913)	814.919

Em 10 de maio de 2013 foi constituída a REN Finance, BV, empresa totalmente detida pela REN SGPS, com sede na Holanda, cujo objeto social é participar, financiar, colaborar e conduzir a gestão de empresas relacionadas.

Na sequência de um acordo conjunto de parceria tecnológica entre a REN - Redes Energéticas Nacionais e a State Grid International Development (SGID), foi criado em maio de 2013 um centro de I&D, em Portugal, dedicado aos sistemas de energia denominado Centro de Investigação em Energia REN - State Grid, S.A. (Centro de Investigação), controlado conjuntamente pelas duas entidades.

O referido Centro de Investigação pretende tornar-se uma plataforma de conhecimento internacional, catalisadora de soluções e ferramentas inovadoras, aplicadas à operação e planeamento das redes de transporte de energia.

A participação financeira na REN Atlântico compreende um *goodwill* no montante de 3.774 mil euros.

O *goodwill* representa a diferença entre o montante pago na aquisição e o justo valor da situação patrimonial da REN Atlântico, S.A. à data da aquisição no âmbito do unbundling do negócio do gás natural e em 31 de dezembro de 2013 e 2012 é conforme se segue:

ENTIDADE	ANO DE AQUISIÇÃO	CUSTO DE AQUISIÇÃO	PROPORÇÃO DO CAPITAL PRÓPRIO ADQUIRIDO À DATA DE AQUISIÇÃO		'12	'13
			%	MONTANTE		
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	2006	32.580	100%	28.806	3.774	3.774

Teste de imparidade ao *goodwill*

A REN efetuou o teste de imparidade ao *goodwill* em 31 de dezembro de 2013, ao nível da unidade geradora de caixa a que corresponde, a REN Atlântico. A atividade desta empresa está sujeita a um contrato de concessão e à regulação tarifária, pelo que o valor recuperável foi determinado com base no valor de uso. As projeções de *cash-flow* efetuadas tomam em consideração as condições regulatórias expetáveis para o período de concessão remanescente (concessão por um período de 40 anos com início 26 setembro de 2006), sendo que os fluxos de caixa associados à unidade geradora de caixa correspondem à remuneração regulatória sobre o valor líquido dos investimentos subjacentes, a qual é decrescente ao longo das projeções a partir do final do exercício de 2014 até ao final da concessão.

Os *cash-flows* foram descontados, considerando a taxa atual de remuneração regulatória sobre o valor líquido dos investimentos subjacentes, de 7,98% (taxa de desconto após impostos de 5,79%, em 2012: 5,68%).

PRESSUPOSTOS

UNIDADE GESTORA DE CAIXA	MODELO DE AVALIAÇÃO	FLUXOS DE CAIXA	FATOR DE CRESCIMENTO	TAXAS DE DESCONTO
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	DFC (<i>discounted cash flow</i>)	Fluxos operacionais orçamentados para o período de concessão remanescente	Taxa decrescente em função da taxa média de amortização dos ativos	7,98% (antes impostos) 5,79% (após impostos)

8 IMPOSTOS SOBRE O RENDIMENTO

De acordo com os pressupostos definidos não se verificam perdas por imparidade na rubrica de *Goodwill*.

Foram efetuadas análises de sensibilidade considerando a variação de 10% na taxa de remuneração dos ativos, das quais não resultaram igualmente quaisquer imparidades.

As empresas do grupo REN pertencem ao regime de tributação especial de grupos de sociedades (RETGS) em sede de IRC. Em consequência, a estimativa de imposto sobre o rendimento, as retenções efetuadas por terceiros e os pagamentos por conta são registados no balanço como contas a pagar e a receber da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. em conformidade com os movimentos efetuados pelas suas subsidiárias.

De acordo com a legislação em vigor, as declarações fiscais estão sujeitas a revisão e correção por parte das autoridades fiscais durante um período de quatro anos (cinco anos para a Segurança Social), exceto quando tenham havido prejuízos fiscais, tenham sido concedidos benefícios fiscais, ou estejam em curso inspeções, reclamações ou impugnações, casos estes em que, dependendo das circunstâncias, os prazos são alargados ou suspensos. Deste modo, as declarações fiscais da Empresa dos anos de 2010 a 2013 poderão vir ainda ser sujeitas a revisão.

A administração da Empresa entende que as eventuais correções resultantes de revisões/inspeções por parte das autoridades fiscais àquelas declarações de impostos não terão um efeito significativo nas demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2013 e 2012.

A Empresa é tributada em sede de Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas à taxa base de 25%, que será acrescida de (i) uma derrama municipal de até um máximo de 1,5% sobre a matéria coletável, e (ii) uma derrama estadual de 3,0% aplicável sobre o lucro tributável entre 1,5 milhões de euros e 7,5 milhões de euros e de (iii) 5,0% aplicável sobre lucro tributável que exceda 7,5 milhões de euros, resultando numa taxa máxima agregada de, aproximadamente, 31,5%.

O cálculo do imposto diferido, no exercício findo em 31 de dezembro de 2013, foi atualizado em conformidade com a Lei n.º 2/2014 de 16 de janeiro, que institui uma taxa de base de imposto sobre o rendimento das pessoas coletivas de 23% e uma derrama municipal até um máximo de 1,5% sobre a matéria coletável, e uma derrama estadual correspondente à aplicação de uma taxa adicional de (i) 3% sobre a parte do lucro tributável superiores a 1,5 milhões de euros e até 7,5 milhões de euros, (ii) de 5% para lucros tributáveis superiores a 7,5 milhões de euros e até 35 milhões de euros; e (iii) de 7% para lucros tributáveis superiores a 35 milhões de euros.

As taxas referidas aplicam-se aos lucros tributáveis referentes aos períodos de tributação que se iniciem em ou após 1 de janeiro de 2014.

Consequentemente, a taxa de imposto utilizada na valorização das diferenças temporárias tributáveis e dedutíveis em 31 de dezembro de 2013 foi calculada utilizando uma taxa média face às perspetivas futuras do lucro tributável da Empresa recuperáveis nos próximos exercícios.

O crédito/gasto do imposto sobre o rendimento nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 é detalhado conforme se segue:

	'13	'12
Imposto corrente	6.727	3.504
Ajustamentos relativos ao imposto de exercícios anteriores	(214)	5.378
Impostos diferidos	(113)	55
Crédito / (gasto) com impostos sobre o rendimento	6.400	8.936

A reconciliação do imposto corrente 2013 e em 2012 é detalhada conforme se segue:

	'13	'12
RESULTADO ANTES DE IMPOSTOS	109.671	112.159
Variações patrimoniais negativas	(131)	(131)
DIFERENÇAS PERMANENTES:		
Gastos não dedutíveis	69	359
Rendimentos não tributáveis	(136.419)	(126.963)
DIFERENÇAS TEMPORÁRIAS:		
Provisão para seguros de vida	2	2
Provisão para outros riscos e encargos	(284)	440
Instrumentos financeiros derivados	(156)	(166)
Lucro tributável	(27.247)	(14.302)
Gasto / (crédito) com impostos sobre o rendimento apurado à taxa de 25%	(6.812)	(3.576)
Tributações autônomas	85	72
Imposto corrente	(6.727)	(3.504)
Imposto diferido	113	(55)
Ajustamentos relativos ao imposto de exercícios anteriores	214	(5.378)
Gasto com impostos sobre o rendimento	6.400	8.936

Os rendimentos não tributáveis respeitam essencialmente a ganhos obtidos decorrentes da aplicação do método de equivalência patrimonial na valorização de participações financeiras em subsidiárias e associadas.

IMPOSTOS DIFERIDOS

O detalhe dos ativos e passivos por impostos diferidos em 31 de dezembro de 2013 e 2012, de acordo com as diferenças temporárias que os geraram, é conforme se segue:

NATUREZA	31 DE DEZEMBRO					
	'13		'12		AUMENTO / (REDUÇÃO) DO PERÍODO	
	BASE	IMPOSTO DIFERIDO	BASE	IMPOSTO DIFERIDO	RESULTADOS	CAPITAL PRÓPRIO (NOTA 10)
ATIVOS POR IMPOSTOS DIFERIDOS:						
Provisão para processos judiciais	134	31	19	5	26	-
Provisão para reestruturação	40	9	440	110	(101)	-
Provisão para seguros de vida	5	1	3	1	-	-
Instrumentos financeiros derivados	23.362	5.373	35.431	8.858	(39)	(3.446)
	23.541	5.414	35.892	8.973	(114)	(3.446)

9 ATIVOS FINANCEIROS

CLIENTES E OUTRAS CONTAS A RECEBER

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012 as contas a receber da Empresa apresentavam a seguinte composição:

	'13	'12
NÃO CORRENTE:		
Outras contas a receber:		
Empresas do grupo - Suprimentos (Nota 26)	2.232.287	1.514.427
CORRENTE:		
Cientes	329	368
Outras contas a receber:		
Empresas do grupo - Suprimentos (Nota 26)	84.147	884.147
Empresas do grupo - Gestão de tesouraria (Nota 26)	278.522	163.339
Empresas do grupo - RETGS (Nota 26)	80.155	41.349
Empresas do grupo - Outros devedores (Nota 26)	4.138	5.286
Empresas do grupo - Juros a receber de suprimentos (Nota 26)	23.559	27.296
Outros	280	1.075
	470.800	1.122.491
	2.703.416	2.637.285

À data de 31 de dezembro de 2013 o valor de suprimentos concedidos ascendia a 2.316.434 mil euros, cujas condições financeiras se encontram em linha com as condições de mercado.

A Empresa celebrou um acordo de gestão centralizada de tesouraria. Este acordo é válido por períodos anuais, com condições financeiras em linha com as condições de mercado.

A rubrica de Outras contas a receber - Empresas do grupo - RETGS, inclui o débito do imposto sobre o rendimento às subsidiárias relacionado com o regime de tributação de grupos de sociedades.

OUTROS ATIVOS FINANCEIROS

A rubrica de Outros ativos financeiros apresenta o seguinte detalhe em 31 de dezembro de 2013 e 2012:

	'13	'12
CORRENTE:		
Depósito bancário penhorado	8.864	8.864
NÃO CORRENTE:		
Depósito bancário penhorado	99.435	108.298
Fundo Luso Carbon	2.839	4.285
	102.274	112.583
Outros ativos financeiros	111.138	121.447

O Fundo Luso Carbon corresponde ao investimento financeiro de 126 unidades de participação no fundo fechado Luso Carbon Fund, com um prazo de maturidade de 10 anos. Este investimento encontra-se registado ao justo valor através de resultados utilizando o valor da unidade de participação do fundo. Em outubro de 2013 foi efetuada uma amortização parcial de capital no montante de 474 mil euros.

A rubrica Depósito bancário penhorado inclui, essencialmente, uma garantia constituída em novembro de 2012 a favor do BEI, na forma de penhor financeiro de um depósito bancário, no montante de 117.162 mil euros. À data de 31 de dezembro de 2013, e na sequência da diminuição do capital em dívida ao BEI, o valor do penhor financeiro é de 108.299 mil euros. Esta garantia é exigível até ao restabelecimento dos níveis de notação financeira de investment grade ou por substituição por outra garantia igualmente aceitável para o BEI (incluindo garantias bancárias prestadas por instituições financeiras aceites pelo BEI).

10 INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVADOS

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012 a Empresa tinha os seguintes instrumentos financeiros derivados contratados:

	NOCIONAL	31 DE DEZEMBRO DE 2013			
		ATIVO		PASSIVO	
		CORRENTE	NÃO CORRENTE	CORRENTE	NÃO CORRENTE
Derivados designados como cobertura de fluxos de caixa					
<i>Swaps</i> de taxa de juro	425.000.000 EUR	-	-	2.341	15.997
<i>Swap</i> de taxa de câmbio e de juro	10.000.000.000 JPY	-	-	-	10.847
		-	-	2.341	26.844
Derivados designados como cobertura de fair value					
<i>Swaps</i> de taxa de juro	400.000.000 EUR	-	-	-	7.476
		-	-	-	7.476
Derivados de negociação		-	-	342	-
Instrumentos financeiros derivados		-	-	2.683	34.320

	NOCIONAL	31 DE DEZEMBRO DE 2012			
		ATIVO		PASSIVO	
		CORRENTE	NÃO CORRENTE	CORRENTE	NÃO CORRENTE
Derivados designados como cobertura de fluxos de caixa					
<i>Swaps</i> de taxa de juro	350.000.000 EUR	-	-	-	23.337
<i>Swaps</i> de taxa de juro	75.000.000 EUR	-	-	-	4.621
<i>Swap</i> de taxa de câmbio e de juro	10.000.000.000 JPY	-	6.853	-	-
		-	6.853	-	27.958
Derivados de negociação		416	-	811	-
Instrumentos financeiros derivados		416	6.853	811	27.958

A valorização da carteira de instrumentos financeiros derivados é baseada em cotações emitidas por entidades externas.

O valor reconhecido nesta rubrica refere-se a oito contratos *swap* de taxa de juro e um *cross currency swap*, contratados pela REN SGPS com o objetivo de cobrir o risco de flutuação das taxas de juro e câmbio futuras, cujas contrapartes são instituições financeiras internacionais e nacionais com uma sólida notação de risco de crédito.

Estão incluídos nos valores apresentados o valor de juros corridos, a receber ou a pagar à data de 31 de dezembro de 2013, relativos a estes instrumentos financeiros, no montante líquido a pagar de 1.781 mil euros (à data de 31 de dezembro de 2012 era de 951 mil euros).

As características dos instrumentos financeiros derivados contratados associados a operações de financiamento em 31 de dezembro de 2013 e 2012 eram as seguintes:

	NOCIONAL DE REFERÊNCIA	MOEDA	REN PAGA	REN RECEBE	VENCIMENTO	JUSTO VALOR EM 31.12.2013	JUSTO VALOR EM 31.12.2012
Derivados designados como cobertura de fluxos de caixa							
Swaps de taxa de juro	425.000.000 EUR	EUR	[1,89%; 2,77%]	[0,28%;0,34%] taxas variáveis	[Out-2014; Set-2017]	(18.338)	(27.958)
Swap de taxa de câmbio e de juro	10.000.000.000 JPY / 72.899.000 EUR	EUR/JPY	5,64% (taxa variável a partir de 2019)	2,71%	2024	(10.847)	6.853
Derivados designados como cobertura de fair value							
Swaps de taxa de juro	400.000.000 EUR	EUR	[0,67%;0,74%] taxas variáveis	1,72%	2020	(7.476)	-
Total						(36.661)	(21.105)

A periodicidade dos fluxos pagos e recebidos da carteira de instrumentos financeiros derivados é trimestral e semestral para os contratos de cobertura da variabilidade dos fluxos de caixa e semestral e anual para os derivados designados como de cobertura de *fair value*.

O escalonamento do *notional* de referência dos derivados de cobertura de fluxos de caixa e de *fair value* é apresentado no quadro seguinte:

	2014	2015	2016	2017	2018	ANOS SEGUINTE	TOTAL
Swaps de taxa de juro (cobertura de fluxos de caixa)	150.000	5.769	205.769	63.492	-	-	425.000
Swaps de taxa de juro e câmbio (cobertura de fluxos de caixa)	-	-	-	-	-	72.899	72.899
Swaps de taxa de juro (cobertura de justo valor)	-	-	-	-	-	400.000	400.000
Total	150.000	5.769	205.769	63.462	-	472.899	897.899

SWAPS:

COBERTURA DE FLUXOS DE CAIXA

A Empresa procede à cobertura de uma parcela de pagamentos futuros de juros de empréstimos e de emissões obrigacionistas, através da designação de *swaps* de taxa de juro em que paga uma taxa fixa e recebe uma taxa variável, com um notional de 425 milhões de euros (em 31 de dezembro de 2012 era de 425 milhões de euros). Esta é uma cobertura do risco de taxa de juro associado aos pagamentos de juros à taxa variável decorrentes de passivos financeiros reconhecidos. O risco coberto é o indexante da taxa variável ao qual estão associados os juros dos financiamentos. O objetivo desta cobertura é transformar os empréstimos de taxa de juro variável em taxa de juro fixa, sendo que o risco de crédito não se encontra a ser coberto. O justo valor dos *swaps* de taxa de juro, em 31 de dezembro de 2013, é de 18.338 mil euros negativos (em 31 de dezembro de 2012 era de 27.958 mil euros negativos).

Adicionalmente, a Empresa procede à cobertura da sua exposição ao risco de fluxos de caixa da sua emissão obrigacionista de 10 mil milhões de JPY, decorrente do risco cambial, através de um *cross currency swap* com as características principais equivalentes às da dívida emitida. O mesmo instrumento de cobertura é utilizado para uma cobertura de justo valor do risco de taxa de

juro da referida emissão obrigacionista através da componente *forward start swap*, que só terá início em junho de 2019. As variações de justo valor do instrumento de cobertura encontram-se igualmente diferidas em reservas de cobertura. A partir de junho de 2019, o objetivo será o de cobrir a exposição a JPY e o risco de taxa de juro, transformando a operação numa cobertura de justo valor, passando a registar-se as alterações de justo valor da dívida emitida decorrente dos riscos cobertos em resultados. O risco de crédito não se encontra coberto.

É de referir que são registados na demonstração dos resultados os montantes decorrentes do instrumento de cobertura quando a transação coberta afeta os resultados do exercício.

O justo valor do *cross currency swap* em 31 de dezembro de 2013 é de 10.847 mil euros negativos (em 31 de dezembro de 2012 era de 6.853 milhares de euros positivos). A variação cambial do subjacente (empréstimo) no exercício de 2013 no montante de 18.921 mil euros é compensada pelo efeito do instrumento de cobertura na demonstração dos resultados do exercício. A componente ineficaz relativa à cobertura de justo valor foi de 926 mil euros negativos (em 31 de dezembro de 2012 foi de 156 mil euros positivos).

O valor registado em reservas referente às coberturas de fluxos de caixa acima referidas é de 23.362 mil euros (em 31 de dezembro de 2012 era de 35.431 mil euros).

Os movimentos registados na reserva de cobertura foram os seguintes:

	JUSTO VALOR	IMPACTO IMPOSTO DIFERIDO	RESERVA COBERTURA
1 de janeiro de 2012	(14.793)	4.290	(10.503)
Variação de justo valor e ineficácia	(20.638)	4.529	(16.109)
31 de dezembro de 2012	(35.431)	8.819	(26.612)
1 de janeiro de 2013	(35.431)	8.819	(26.612)
Variação de justo valor e ineficácia	12.069	(3.446)	8.624
31 de dezembro de 2013	(23.362)	5.373	(17.989)

COBERTURA DE JUSTO VALOR

A Empresa procedeu, durante o exercício de 2013, a uma emissão de dívida de 400 milhões de euros a taxa fixa. De forma a gerir as variações de justo valor dessa emissão, a Empresa contratou dois *swaps* de taxa de juro em que paga uma taxa variável e recebe uma taxa fixa, com um nocional de 400 milhões de euros. Esta é uma cobertura do risco de taxa de juro associado aos pagamentos de juros a taxa fixa decorrentes da emissão de dívida efetuada. O risco coberto corresponde à variação do justo valor da emissão de dívida atribuíveis a movimentos nas taxas de juro de mercado. O objetivo desta cobertura é transformar os empréstimos de taxa de juro fixa em taxa de juro variável, sendo que o risco de crédito não se encontra coberto. O justo valor destes *swaps* de taxa de juro, em 31 de dezembro de 2013, é de 7.476 mil euros negativos.

As alterações de justo valor da dívida emitida decorrente do risco de taxa de juro são reconhecidas em resultados, de forma a compensar a variação de justo valor do instrumento de cobertura na demonstração dos resultados do exercício. No exercício de 2013, a alteração de justo valor da emissão de dívida relativa ao risco de taxa de juro reconhecida em resultados foi de 8.159 mil euros (positivos), resultando numa componente ineficaz de cerca de 368 mil euros (positivos).

Futuros:

A Empresa, através da sua subsidiária REN Trading, S.A., tem vindo a realizar algumas operações financeiras no mercado de futuros de energia, carvão e licenças de emissão de CO₂, quer através da celebração de contratos

estandardizados pela International Swaps and Derivatives Association Inc. (ISDA), quer pela participação em bolsas de negociação de futuros.

A Empresa e a REN Trading formalizaram por meio de acordo os termos ao abrigo dos quais a REN Trading promove a gestão desses contratos de derivados financeiros, por conta e em benefício da Empresa, assegurando assim uma clara e transparente separação desses negócios, sempre numa lógica previamente definida e continuamente monitorizada de baixa exposição ao risco.

Esta contratação de derivados financeiros no mercado de futuros não implica qualquer liquidação física dos ativos subjacentes, sendo uma atividade de natureza puramente financeira, enquadrável como mera gestão financeira de ativos, não se confundindo com a atividade regulada do agente comercial.

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012, o justo valor dos contratos de futuros de energia e de licenças de CO₂ é conforme segue:

	2013	
	ATIVO CORRENTE	PASSIVO CORRENTE
Licenças de CO ₂	-	342
Justo valor em 31 de dezembro de 2013	-	342

	2012	
	ATIVO CORRENTE	PASSIVO CORRENTE
Contratos financeiros no mercado de energia para 2013	416	-
Licenças de CO ₂	-	811
Justo valor em 31 de dezembro de 2012	416	811

As variações do justo valor dos derivados de negociação foram reconhecidas em resultados, e ascenderam a 53 mil euros positivos em dezembro de 2013 (443 mil euros negativos em dezembro de 2012). É de referir que estes ganhos encontram-se registados na rubrica de Outros rendimentos e ganhos na mesma rubrica dos ganhos realizados (Nota 22).

11 ATIVOS FINANCEIROS DISPONÍVEIS PARA VENDA

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012, os ativos reconhecidos nesta rubrica referem-se essencialmente a instrumentos de capital detidos em entidades estratégicas do mercado elétrico e do gás, e detalham-se como se segue:

	SEDE SOCIAL		% DETIDA		VALOR CONTABILÍSTICO	
	LOCALIDADE	PAÍS	'13	'12	'13	'12
OMEL - Operador del Mercado Ibérico de Energia (Polo Espanhol)	Madrid	Espanha	10,0%	10,0%	3.167	3.167
Red Eléctrica Corporación, S.A.	Madrid	Espanha	-	1,0%	-	50.493
Enagás, S.A.	Madrid	Espanha	-	1,0%	-	38.542
Med Grid SAS	Paris	França	5,5%	5,5%	500	400
Hidroeléctrica de Cahora Bassa	Maputo	Moçambique	7,5%	7,5%	42.205	38.400
					45.871	131.002

Os movimentos registados nesta rubrica foram os seguintes:

	OMEL	MEDGRID	HCB	REE	ENAGÁS	TOTAL
1 de janeiro de 2012	3.167	-	-	44.760	34.125	82.051
Aquisições	-	400	38.400	-	-	38.800
Ajustamento de justo valor	-	-	-	5.733	4.418	10.151
31 de dezembro de 2012	3.167	400	38.400	50.493	38.542	131.002
1 de janeiro de 2013	3.167	400	38.400	50.493	38.542	131.002
Aquisições	-	100	-	-	-	100
Ajustamento de justo valor	-	-	3.805	12.630	5.851	22.285
Alienações	-	-	-	(63.123)	(44.393)	(107.516)
31 de dezembro de 2013	3.167	500	42.205	-	-	45.871

Em 19 de dezembro de 2013 as participações da REN SGPS na REE e Enagás foram vendidas à empresa do Grupo REN Serviços, S.A. ao seu valor de mercado a essa data. Esta venda gerou uma mais-valia de 14.387 mil euros (Nota 22), cuja valorização se encontrava previamente refletida na rubrica de Reserva de justo valor.

A REN SGPS detém ações representativas de 7,5% do capital social da Hidroeléctrica de Cahora Bassa, S.A., sociedade de direito moçambicano, transmitidas na sequência do preenchimento das condições do contrato celebrado em 9 de abril de 2012 entre a REN, a Parpública – Participações Públicas, SGPS, S.A., a CEZA – Companhia Eléctrica do Zambeze, S.A. e a EDM – Electricidade de Moçambique, EP para aquisição à Parpública de 2.060.661.943 ações representativas de 7,5% do capital social e direitos de voto da HCB. Esta participação foi inicialmente registada pelo seu custo de aquisição (38.400 milhares de euros) e posteriormente ajustada para o seu justo valor (Nota 28).

Em 31 de dezembro de 2013 a REN SGPS detém ainda os seguintes instrumentos de capital próprio de empresas não cotadas:

- (i) MedGrid, S.A.: Em 2012, a REN SGPS tornou-se acionista da MedGrid tendo adquirido, para o efeito, 5.000 ações representativas de 5,45% do capital social, no montante de 500 mil euros. Este projeto é um consórcio internacional que promove e facilita o desenvolvimento das redes de interligação do Mediterrâneo, permitindo o transporte para a Europa de eletricidade renovável produzida em África.
- (ii) OMEL, Operador del Mercado Ibérico de Energia, S.A., (OMEL): No âmbito do processo de criação do Operador Único do Mercado Ibérico de Eletricidade (OMI) em 2011, e em conformidade com o que estava previsto no acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha relativo à constituição de um mercado ibérico de energia elétrica, a REN SGPS adquiriu 10% do capital social do OMEL pelo valor global de 3.167 mil euros.

Na medida em que não existe um preço de mercado disponível para os investimentos referidos (MedGrid e OMEL) e não sendo possível determinar o justo valor no período recorrendo a transações comparáveis, estas participações encontram-se refletidas contabilisticamente ao custo de aquisição deduzido de perdas por imparidade, não existindo na data de relato quaisquer indícios de imparidade relativamente a estas participações.

Os ajustamentos ao justo valor dos ativos financeiros disponíveis para venda são registados em capital próprio na rubrica Reserva de justo valor, que em 31 de dezembro de 2013 e 2012 apresenta os seguintes montantes:

RESERVA DE JUSTO VALOR	
1 de janeiro de 2012	(14.244)
Variação de justo valor	10.151
31 de dezembro de 2013	(4.093)
1 de janeiro de 2013	(4.093)
Variação de justo valor	22.285
Alienação de ativos disponíveis para venda	(14.387)
31 de dezembro de 2013	3.805

Os dividendos distribuídos encontram-se detalhados na Nota 25.

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012 as rubricas do ativo corrente Diferimentos apresentavam a seguinte composição:

12 DIFERIMENTOS ATIVOS

	'13	'12
DIFERIMENTOS ATIVOS		
Seguros pagos antecipadamente	51	56
Outros gastos	27	44
	78	101

13 INSTRUMENTOS DE CAPITAL PRÓPRIO

CAPITAL SOCIAL

Em 31 de dezembro de 2013, o capital social da Empresa encontrava-se totalmente subscrito e realizado, sendo representado por 534.000.000 ações com o valor nominal de 1 euro cada.

O detalhe do capital social em 31 de dezembro de 2013 e 2012 é como se segue:

	NÚMERO DE AÇÕES	CAPITAL SOCIAL
	534.000.000	534.000.000
Capital social	534.000.000	534.000.000

Os principais acionistas, em 31 de dezembro de 2013 e 2012, são como segue:

	'13		'12	
	NÚMERO DE AÇÕES	%	NÚMERO DE AÇÕES	%
State Grid Europe Limited (Empresa do grupo State Grid)	133.500.000	25%	133.500.000	25%
Mazoon B.V. (Empresa grupo Oman Oil Company S.A.O.C.)	80.100.000	15%	80.100.000	15%
EGF - CGF, S.A.	45.019.666	8%	45.019.666	8%
Parública - Participações Públicas (SGPS), S.A.	52.871.340	10%	52.871.340	10%
Gestmin, SGPS, S.A.	31.326.951	6%	31.046.951	6%
Oliren, SGPS, S.A.	26.700.000	5%	26.700.000	5%
EDP - Energias de Portugal, S.A.	26.707.335	5%	26.707.335	5%
Red Eléctrica Corporación, S.A.	26.700.000	5%	26.700.000	5%
Columbia Wanger	-	0%	10.703.317	2%
Caixa Geral de Depósitos, S.A.	6.290.967	1%	6.118.772	1%
Ações próprias	3.881.374	1%	3.881.374	1%
Free float	100.902.367	19%	90.651.245	17%
	534.000.000	100%	534.000.000	100%

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012 a Empresa detinha as seguintes ações próprias em carteira:

	NÚMERO DE AÇÕES	PERCENTAGEM DE CAPITAL	VALOR
Ações próprias	3.881.374	0,7268%	10.728

Não houve aquisição ou venda de ações próprias no exercício findo em 31 de dezembro de 2013.

De acordo com o Código das Sociedades Comerciais, a REN SGPS tem de garantir em cada momento a existência de reservas no capital próprio para cobertura do valor das ações próprias, limitando o valor das reservas disponíveis para distribuição.

RESERVA LEGAL

De acordo com a legislação comercial em vigor, pelo menos 5% do resultado líquido anual, se positivo, tem de ser destinado ao reforço da reserva legal até que esta represente 20% do capital. Esta reserva não é distribuível a não ser em caso de liquidação da Empresa, mas pode ser utilizada para absorver prejuízos depois de esgotadas as outras reservas, ou incorporada no capital.

Em 31 de dezembro de 2013 a Reserva legal ascende 91.492 mil euros (85.437 mil euros em 2012).

OUTRAS RESERVAS

A rubrica de Outras reservas inclui as variações de justo valor dos ativos detidos para venda e dos instrumentos financeiros derivados de cobertura de fluxos de caixa e as reservas livres.

De acordo com a legislação em vigor em Portugal, os incrementos decorrentes da adoção de justo valor apenas poderão ser distribuídos aos acionistas quando os elementos ou direitos que lhe deram origem sejam alienados, exercidos, extintos, liquidados ou quando se verifique o seu uso. Em 31 de dezembro de 2013, a Empresa apenas tem no seu capital próprio o montante de 14.184 mil euros negativos (30.705 mil euros negativos em 2012) referente a reduções decorrentes da aplicação do justo valor.

As Reservas livres ascendem a 180.189 mil euros. Esta rubrica é movimentada pela aplicação dos resultados dos exercícios, sendo passível de distribuição aos acionistas, exceto quanto à limitação definida pelo Código das Sociedades Comerciais no que respeita às ações próprias.

AJUSTAMENTO DE ATIVOS FINANCEIROS

A rubrica Ajustamento de ativos financeiros reflete as variações nos capitais próprios da empresas participadas apurados aquando da aplicação do método de equivalência patrimonial.

Em 31 de dezembro de 2013 esta rubrica ascende a 14.137 mil euros e inclui, essencialmente, o efeito da correção pelo método de equivalência patrimonial da alienação à REN Serviços das participações na REE e na Enagás no montante de 14.387 mil euros.

DISTRIBUIÇÃO DE DIVIDENDOS

No dia 30 de abril de 2013 foi aprovada em assembleia geral a distribuição de dividendos aos acionistas, em função do resultado do exercício de 2012, no montante de 90.780 mil euros (0,17 euros por ação). O dividendo atribuível às ações próprias ascendeu a 660 mil euros, tendo sido pago aos acionistas o montante de 90.120 mil euros.

Os dividendos pagos durante o exercício de 2012, apurados em função do resultado do exercício de 2011, ascenderam a 89.590 mil euros (0,169 euros por ação).

14 PROVISÕES, PASSIVOS CONTINGENTES E ATIVOS CONTINGENTES

GARANTIAS PRESTADAS

As garantias bancárias prestadas pela Empresa em 31 de dezembro de 2013 e 2012 são conforme se segue:

BENEFICIÁRIO	OBJETO	'13	'12
Direção Geral de Geologia e Energia	Cumprimento das obrigações de contratos de concessão	10.000	10.000
Fortia - Energia para Grandes Consumidores (International Swaps and Derivatives Association, Inc.)	Contratos financeiros no âmbito do contrato ISDA	1.000	1.000
Município de Vila Nova de Gaia	Garantir a suspensão do Processo de Execução n.º 412/13	2	-
BEI	Para garantir empréstimos	214.844	249.760
		225.846	260.760

O detalhe do capital social em 31 de dezembro de 2013 e 2012 é como se segue:

	31 DE DEZEMBRO DE 2013			
	MENOS DE 1 ANO	ENTRE 1 A 5 ANOS	MAIS DE 5 ANOS	TOTAL
Garantias sobre empréstimos bancários	49.964	164.880	-	214.844
Outras garantias	-	-	11.002	11.002
	49.964	164.880	11.002	225.846

PROVISÕES

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012 a rubrica de Provisões apresenta a seguinte composição:

	'13			'12		
	OUTRAS PROVISÕES	PROVISÃO PARA PARTICIPAÇÕES (NOTA 7)	TOTAL	OUTRAS PROVISÕES	PROVISÃO PARA PARTICIPAÇÕES (NOTA 7)	TOTAL
Saldo inicial	458	913	1.372	27.749	-	27.749
Aumentos	115	-	115	440	913	1.353
Utilizações	(399)	-	(399)	(27.730)	-	(27.730)
Diminuições	-	(913)	(913)	-	-	-
Saldo final	174	-	174	458	913	1.372

As utilizações de 399 mil euros no exercício findo em 2013 referem-se a utilizações da provisão constituída no exercício de 2012, no montante de 440 mil euros, no âmbito do processo de reestruturação da Empresa em curso.

As utilizações no exercício findo em 2012 advêm, essencialmente, do pagamento de 27.837 mil euros, em janeiro de 2012, relativo à indemnização contratual referente ao processo com a Amorim Energia B.V., acrescida de juros de mora incorridos até à data do referido pagamento, tendo sido utilizada a provisão existente para este processo no montante de 27.730 mil euros.

Os gastos relativos ao pagamento e o rendimento associado à reversão da provisão não são visíveis na demonstração dos resultados apresentada, pelo facto de terem sido registados na mesma rubrica, seguindo a recomendação das normas contabilísticas, de forma a não sobreavaliar os gastos e os rendimentos.

15 PASSIVOS FINANCEIROS

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012 as rubricas de Fornecedores e de Outros contas a pagar apresentavam a seguinte composição:

	'13	'12
CORRENTE		
Fornecedores:		
Grupo (Nota 26)	126	137
Nacionais	1.339	2.038
Estrangeiros	834	4.014
	2.299	6.189
OUTRAS CONTAS A PAGAR		
Fornecedores de investimento	1	1
Empresas do Grupo - RETGS (Nota 26)	5.553	18.930
Empresas do Grupo - Gestão de tesouraria (Nota 26)	50.167	50.501
Acréscimos de gastos:		
Remunerações	377	420
Outros	1.978	2.811
Outros credores (Nota 26)	1.488	892
	59.563	73.556
	61.862	79.745

A Empresa celebrou um acordo de gestão centralizada de tesouraria com as restantes empresas do Grupo REN. Este acordo é válido por períodos anuais, com condições financeiras em linha com as condições de mercado.

FINANCIAMENTOS OBTIDOS

A repartição dos empréstimos quanto ao prazo (corrente e não corrente) e por natureza de empréstimo, em 31 de dezembro de 2013 e 2012, é como se segue:

	'13	'12
NÃO CORRENTE		
Papel comercial	200.000	93.000
Empréstimos obrigacionistas	1.044.440	771.676
Empréstimos bancários	564.216	553.256
Locações financeiras (Nota 6)	291	322
Empresas do Grupo - Papel comercial (Nota 26)	35.850	-
Empresas do Grupo - Empréstimos obrigacionistas (Nota 26)	510.000	-
	2.354.797	1.418.254
CORRENTE		
Papel comercial	30.000	250.000
Empréstimos obrigacionistas	150.000	850.000
Empréstimos bancários	64.191	59.504
Locações financeiras (Nota 6)	171	131
Empresas do Grupo - Juros e outros gastos similares a pagar (Nota 26)	4.866	220
Juros e outros gastos similares a pagar	23.788	18.941
Juros e outros rendimentos similares a receber	(26.723)	(15.552)
	246.294	1.163.243
	2.601.091	2.581.497

No decurso de 2013, a Empresa procedeu ao refinanciamento de um conjunto de financiamentos obtidos, tendo aumentado a maturidade dos financiamentos obtidos, aumentando desta forma as responsabilidades não correntes e reduzindo as responsabilidades correntes.

Em 31 de dezembro de 2013, a Empresa tinha emitido papel comercial no valor de 35.850 mil euros e contratado empréstimos obrigacionistas no valor de 510 milhões de euros, subscritos dentro do Grupo. As condições financeiras destes empréstimos estão em linha com as condições de mercado.

Decorrente da cobertura de justo valor efetuada sobre a emissão de dívida de 400 milhões de euros realizada em 2013 (Nota 10), foi reconhecida a alteração de justo valor dessa emissão relativa ao risco de taxa de juro diretamente em resultados, no montante de 8.159 mil euros (positivos).

Os empréstimos externos obtidos apresentavam o seguinte plano de reembolso previsto:

	2014	2015	2016	2017	2018	ANOS SEGUINTE	TOTAL
Dívida - Não corrente	-	326.625	650.296	65.083	365.045	401.898	1.808.947
Dívida - Corrente	244.362	-	-	-	-	-	244.362
	244.362	326.625	650.296	65.083	365.045	401.898	2.053.309

Em 31 de dezembro de 2013 a Empresa detém seis programas de papel comercial, no valor de 775 milhões de euros, estando disponíveis 545 milhões de euros e utilizados 230 milhões de euros. Do valor total dos programas de papel comercial, 675 milhões de euros têm garantia de colocação. Os empréstimos bancários são constituídos na sua maioria (515.256 mil euros) por empréstimos do BEI - Banco Europeu de Investimento.

A Empresa detém ainda 71,5 milhões de euros em linhas de crédito contratadas e não utilizadas com vencimentos até um ano, sendo renováveis periodicamente de forma automática (caso não sejam denunciadas no período contratualmente estipulado para o efeito), sendo que do total, 10 mil milhares de euros dizem respeito a uma linha grupada que pode ser utilizada na sua totalidade e alternadamente pelas diversas empresas do grupo, nomeadamente: REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., REN Gasodutos, S.A.; REN Gás, S.A.; REN Serviços, S.A.; REN TELECOM, S.A.; REN Trading S.A.; REN Armazenagem S.A. e Enondas, S.A..

Em função das linhas de crédito e financiamentos já contratados e ainda não utilizados o refinanciamento da dívida corrente encontra-se garantido para o exercício de 2014.

O detalhe dos empréstimos obrigacionistas à data de 31 de dezembro de 2013 era o seguinte:

31 DE DEZEMBRO DE 2013

DATA DA EMISSÃO	DATA DE REEMBOLSO	MONTANTE	TAXA DE JURO	PERIODICIDADE DE PAGAMENTO DE JUROS
EMISSÕES PRIVADAS REN SGPS				
27/04/2011	27/10/2014	EUR 100.000 (i)	Taxa variável (ii)	Semestral
12/07/2011	12/07/2014	EUR 50.000 (i)	Taxa variável (ii)	Semestral
14/03/12	14/03/2015	EUR 20.000 (i)	Taxa variável	Semestral
EMISSÕES AO ABRIGO DO PROGRAMA EURO MEDIUM TERM NOTES				
26/06/2009	26/06/2024	JPY 10.000.000 (i)	Taxa fixa (ii)	Semestral
08/03/2012	09/03/2015	EUR 63.500 (i)	Taxa fixa	Semestral
21/09/2012	21/09/2016	EUR 300.000	Taxa fixa EUR 6,25%	Semestral
28/09/2012	28/09/2015	EUR 50.000 (i)	Taxa fixa	Anual
10/12/2012	10/12/2015	EUR 100.000 (i)	Taxa fixa	Semestral
16/01/2013	16/01/2020	EUR 150.000 (i)	Taxa variável	Trimestral
31/01/2013	31/01/2018	EUR 300.000	Taxa fixa EUR 4,125%	Anual

⁽ⁱ⁾ Estas emissões correspondem a colocações privadas.

⁽ⁱⁱ⁾ Estas emissões têm associados *swaps* de taxa de juro e/ou de taxa de câmbio.

Os passivos financeiros da Empresa apresentam os seguintes *covenants* principais: *Cross default*, *Pari Passu*, *Negative Pledge*, *Gearing* (rácio que relaciona o capital próprio total consolidado com o valor total dos ativos concessionados do Grupo). Os financiamentos celebrados com o BEI incluem ainda *covenants* relacionados com notações de *rating* em que a Empresa pode ser chamada a prestar uma garantia aceitável para o BEI no caso de verificação de notações de *rating* abaixo dos níveis estipulados (Nota 9).

16 ESTADO E OUTROS ENTES PÚBLICOS

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012 as rubricas de Fornecedores e de Outros contas a pagar apresentavam a seguinte composição:

	'13	'12
ATIVO CORRENTE		
Imposto sobre o rendimento	-	14.318
Estado e outros entes públicos - Ativo	-	14.318

	'13	'12
PASSIVO CORRENTE		
Imposto sobre o rendimento	44.930	-
IVA a pagar	452	571
Retenção de impostos sobre o rendimento	167	114
Contribuições para a segurança social	93	131
Estado e outros entes públicos - Passivo	45.642	816

As empresas do grupo REN pertencem ao regime de tributação especial do grupo de sociedades (RETGS), em sede de IRC (Nota 8).

17 DIFERIMENTOS PASSIVOS

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012 as rubricas do passivo corrente Diferimentos apresentavam a seguinte composição:

	'13	'12
DIFERIMENTOS PASSIVOS		
Outros rendimentos a reconhecer	574	1.147
	574	1.147

18 RÉDITO

O rédito reconhecido pela Empresa em 31 de dezembro de 2013 e 2012 é detalhado conforme se segue:

	'13	'12
PRESTAÇÕES DE SERVIÇOS		
Gestão técnica e administrativa para O Grupo REN (Nota 26)	14.663	14.203
	14.663	14.203

19 GANHOS E PERDAS EM SUBSIDIÁRIAS E ASSOCIADAS

Os ganhos em subsidiárias nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 são detalhados conforme se segue:

	'13	'12
SUBSIDIÁRIAS		
REN Rede Eléctrica Nacional, S.A.	101.874	99.022
REN Atlântico, S.A.	2.501	1.913
Rentelcom - Comunicações, S.A.	2.602	2.519
REN Serviços, S.A.	12.789	22.829
Enondas – Energia das ONDAS, S.A.	66	63
REN Trading, S.A.	2.023	(1.180)
REN Finance, B.V.	215	-
ASSOCIADAS		
OMIP, SGPS, S.A.	(405)	665
Centro de Investigação em Energia REN-State Grid, S.A.	45	-
	121.709	125.831

20 FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS

A rubrica de Fornecimentos e serviços externos nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 é detalhada conforme se segue:

	'13	'12
Serviços especializados	3.299	7.691
Serviços de empresas do Grupo (Nota 26)	2.991	2.101
Publicidade	561	1.553
Deslocações e estadas	673	598
Outros serviços	756	648
	8.280	12.592

21 GASTOS COM O PESSOAL

O detalhe da rubrica de Gastos com o pessoal nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 é conforme se segue:

	'13	'12
Remunerações dos órgãos sociais	2.130	2.509
Remunerações do pessoal	3.383	3.495
Encargos sobre remunerações	930	817
Outros gastos com o pessoal	27	184
Seguros	74	67
	6.544	7.072

As remunerações dos órgãos sociais incluem as remunerações do Conselho de Administração da REN SGPS e as remunerações auferidas pela mesa da Assembleia Geral.

PESSOAL AO SERVIÇO DA EMPRESA

O número médio de pessoas ao serviço da Empresa durante os exercícios de 2013 e 2012 foi de 43 empregados.

22 OUTROS RENDIMENTOS E GANHOS

O detalhe da rubrica de Outros rendimentos e ganhos nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 é conforme se segue:

	'13	'12
Contratos financeiros de energia	1.469	370
Rendimentos suplementares	161	62
Mais valia venda ações REE e ENAGÁS (Nota 11)	14.387	-
Outros rendimentos	79	44
	16.096	476

A rubrica Contratos financeiros de energia refere-se aos ganhos realizados nos contratos financeiros de energia, no montante de 1.416 mil euros em dezembro de 2013 e ganhos potenciais de 53 mil euros nestes contratos (Nota 10).

23 OUTROS GASTOS E PERDAS

O detalhe da rubrica de Outros gastos e perdas nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e em 2012 é conforme se segue:

	'13	'12
Donativos	195	350
Quotizações	181	215
Impostos	599	501
Outros gastos	12	123
	987	1.189

24 JUROS E OUTROS RENDIMENTOS E GASTOS SIMILARES

Os juros e gastos de financiamento e os juros e rendimentos similares obtidos reconhecidos no decurso dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 são detalhados conforme se segue:

	'13	'12
JUROS E GASTOS SIMILARES SUPORTADOS		
Empréstimos obrigacionistas	126.577	88.759
Empréstimos bancários	19.777	23.316
Papel comercial	7.637	27.711
Gestão centralizada de tesouraria (Nota 26)	2.611	5.013
Papel comercial - Empresas do Grupo (Nota 26)	227	-
Empréstimos obrigacionistas - Empresas do Grupo (Nota 26)	4.926	-
Outros ativos financeiros Luso Carbon	971	1.382
Outros gastos financeiros	1.331	448
	164.057	146.628
JUROS E RENDIMENTOS SIMILARES OBTIDOS		
Juros de suprimentos (Nota 26)	112.046	118.509
Juros de gestão centralizada de tesouraria (Nota 26)	5.946	11.741
Juros de depósitos bancários	10.805	1.892
Instrumentos financeiros derivados	1.928	-
Outros rendimentos	41	90
	130.766	132.233

Os fluxos de juros associados a instrumentos financeiros derivados (*swaps*) são apresentados líquidos dos fluxos relacionados com rubricas de empréstimos que se encontram cobertos.

25 DIVIDENDOS

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 a Empresa obteve os seguintes dividendos de ativos disponíveis para venda:

	'13	'12
DIVIDENDOS RECEBIDOS		
REE	2.286	3.911
Enagás	2.836	3.393
HCB	1.405	-
OMEL	50	157
	6.578	7.461

O montante total de dividendos recebidos de subsidiárias, associadas e participadas incluído na demonstração dos fluxos de caixa no montante de 125.645 mil euros inclui 7.493 mil euros, que contem 915 mil euros de dividendos atribuídos no ano de 2012.

26 PARTES RELACIONADAS

No decurso dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 foram efetuadas as seguintes transações com partes relacionadas:

GRUPO

ENTIDADE	SERVIÇOS PRESTADOS (NOTA 18)	JUROS E RENDIMENTOS SIMILARES OBTIDOS - SUPRIMENTOS (NOTA 24)	JUROS E RENDIMENTOS SIMILARES OBTIDOS - GESTÃO DE TESOURARIA (NOTA 24)	FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS (NOTA 20)	JUROS E GASTOS SIMILARES SUPORTADOS - GESTÃO DE TESOURARIA (NOTA 24)	JUROS E GASTOS SIMILARES SUPORTADOS - PAPEL COMERCIAL (NOTA 24)	JUROS E GASTOS SIMILARES SUPORTADOS - EMPRÉSTIMOS OBRIGACIONISTAS (NOTA 24)
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	8.029	74.712	644	1.079	575	-	-
REN Trading, S.A.	186	-	1.466	390	-	-	-
Enondas, S.A.	7	-	69	-	-	-	-
REN Serviços, S.A.	1.893	35.319	2.277	817	-	-	-
REN TELECOM - Comunicações, S.A.	123	-	-	-	141	-	-
REN Gás, S.A.	-	-	-	-	1.709	-	-
REN Gasodutos, S.A.	3.051	-	461	-	186	-	-
REN Armazenagem, S.A.	308	-	1.029	-	-	-	-
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	1.067	2.015	-	-	-	-	-
REN Finance, B.V.	-	-	-	705	-	227	4.926
	14.663	112.046	5.946	2.991	2.611	227	4.926

'13

'12

ENTIDADE	SERVIÇOS PRESTADOS (NOTA 18)	JUROS E RENDIMENTOS SIMILARES OBTIDOS - SUPRIMENTOS (NOTA 24)	JUROS E RENDIMENTOS SIMILARES OBTIDOS - GESTÃO DE TESOURARIA (NOTA 24)	FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS (NOTA 20)	JUROS E GASTOS SIMILARES SUPOSTADOS - GESTÃO DE TESOURARIA (NOTA 24)
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	7.820	77.303	6.020	890	115
REN Trading, S.A.	180	-	354	330	1.075
Enondas, S.A.	7	-	40	-	-
REN Serviços, S.A.	1.752	38.641	1.528	702	46
REN TELECOM - Comunicações, S.A.	123	-	-	180	115
REN Gás, S.A.	-	-	-	-	2.204
REN Gasodutos, S.A.	2.978	-	2.613	-	1.460
REN Armazenagem, S.A.	303	-	1.187	-	-
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	1.041	2.565	-	-	-
	14.203	118.509	11.741	2.101	5.013

OUTRAS PARTES RELACIONADAS

	'13	'12
RENDIMENTOS FINANCEIROS		
Juros de aplicações - CGD	1.156	286
	1.156	286
DIVIDENDOS RECEBIDOS		
REE	2.286	3.911
GASTOS DE FINANCIAMENTO		
Juros de financiamentos - CGD	278	3.555
Comissões de papel comercial e empréstimos - CGD	1.141	3.347
Instrumentos financeiros derivados - CGD	2.594	1.293
	4.013	8.196
FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS		
CMS - Ruí Pena & Arnaut ¹	53	-

¹ Entidade relacionada com o administrador José Luis Arnaut

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012 a Empresa apresentava os seguintes saldos com partes relacionadas:

GRUPO

13

ENTIDADE	ATIVO CORRENTE					ATIVO NÃO CORRENTE
	OUTRAS CONTAS A RECEBER - SUPRIMENTOS (NOTA 9)	OUTRAS CONTAS A RECEBER - GESTÃO DE TESOURARIA (NOTA 9)	OUTRAS CONTAS A RECEBER - JUROS A RECEBER DE SUPRIMENTOS (NOTA 9)	OUTRAS CONTAS A RECEBER - CONSOLIDADO FISCAL (NOTA 9)	OUTROS DEVEDORES (NOTA 9)	OUTRAS CONTAS A RECEBER - SUPRIMENTOS (NOTA 9)
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	19.231	32.031	7.863	59.533	2.025	1.461.538
REN Trading, S.A.	-	3.280	-	1.517	112	-
REN Serviços, S.A.	64.916	175.102	15.521	-	729	679.928
REN Gasodutos, S.A.	-	36.189	-	13.209	821	-
REN Armazenagem, S.A.	-	29.798	-	1.681	158	-
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	-	-	176	2.783	248	90.820
REN Gás, S.A.	-	-	-	431	-	-
ENONDAS, S.A.	-	2.121	-	-	8	-
REN TELECOM - Comunicações, S.A.	-	-	-	1.002	34	-
REN Finance, B.V.	-	-	-	-	4	-
	84.147	278.522	23.559	80.155	4.138	2.232.287

13

ENTIDADE	PASSIVO CORRENTE					PASSIVO NÃO CORRENTE		
	OUTRAS CONTAS A PAGAR - GESTÃO DE TESOURARIA (NOTA 15)	OUTRAS CONTAS A PAGAR - CONSOLIDADO FISCAL (NOTA 15)	OUTRAS CONTAS A PAGAR - JUROS DE EMPRÉST. OBRIGACIO. (NOTA 15)	OUTRAS CONTAS A PAGAR - JUROS A PAGAR DE PAPEL COMERCIAL (NOTA 15)	OUTRAS CREDITORES (NOTA 15)	FORNECEDORES (NOTA 15)	OUTRAS CONTAS A PAGAR - PAPEL COMERCIAL (NOTA 15)	OUTRAS CONTAS A PAGAR - EMPÉST. OBRIGACIO. (NOTA 15)
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	-	-	-	-	177	-	-	-
REN Trading, S.A.	-	-	-	-	467	-	-	-
REN Serviços, S.A.	-	5.522	-	-	3	126	-	-
REN Gasodutos, S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-
REN Gás, S.A.	46.574	-	-	-	127	-	-	-
ENONDAS, S.A.	-	31	-	-	-	-	-	-
REN TELECOM - Comunicações, S.A.	3.592	-	-	-	9	-	-	-
REN Finance, B.V.	-	-	4.643	223	705	-	35.850	510.000
	50.167	5.553	4.643	223	1.488	126	35.850	510.000

'12

ENTIDADE	ATIVO CORRENTE					ATIVO NÃO CORRENTE
	OUTRAS CONTAS A RECEBER - SUPRIMENTOS (NOTA 9)	OUTRAS CONTAS A RECEBER - GESTÃO DE TESOURARIA (NOTA 9)	OUTRAS CONTAS A RECEBER - JUROS A RECEBER DE SUPRIMENTOS (NOTA 9)	OUTRAS CONTAS A RECEBER - CONSOLIDADO FISCAL (NOTA 9)	OUTROS DEVEDORES (NOTA 9)	OUTRAS CONTAS A RECEBER - SUPRIMENTOS (NOTA 9)
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	819.231	46.076	7.953	26.116	2.675	680.769
REN Trading, S.A.	-	47.600	-	-	288	-
REN Serviços, S.A.	64.916	38.302	19.175	-	742	744.844
REN Gasodutos, S.A.	-	4.805	-	11.386	1.001	-
REN Armazenagem, S.A.	-	25.226	-	2.247	213	-
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	-	-	167	33	319	88.814
REN Gás, S.A.	-	-	-	602	-	-
ENONDAS, S.A.	-	1.330	-	-	8	-
REN TELECOM - Comunicações, S.A.	-	-	-	965	38	-
	884.147	163.339	27.296	41.349	5.286	1.514.427

'12

ENTIDADE	PASSIVO CORRENTE				
	OUTRAS CONTAS A PAGAR - GESTÃO DE TESOURARIA (NOTA 9)	OUTRAS CONTAS A PAGAR - CONSOLIDADO FISCAL (NOTA 15)	OUTRAS CONTAS A PAGAR - JUROS A PAGAR DE SUPRIMENTOS (NOTA 15)	OUTRAS CREDORES (NOTA 15)	FORNECEDORES (NOTA 15)
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	-	-	-	365	-
REN Trading, S.A.	-	12.392	-	293	-
REN Serviços, S.A.	-	6.534	220	2	137
REN Gasodutos, S.A.	-	-	-	1	-
REN Armazenagem, S.A.	-	-	-	-	-
REN Gás, S.A.	46.883	-	-	205	-
ENONDAS, S.A.	-	4	-	-	-
REN TELECOM - Comunicações, S.A.	3.618	-	-	26	-
	50.501	18.930	220	892	137

OUTRAS PARTES RELACIONADAS

	'13	'12
ATIVO		
CGD - Depósitos bancários	2.544	-
EDP - Clientes	-	29
Outros devedores - OMIP	8	17
Outros devedores - Oman Oil	1	1
Outros devedores - Centro de investigação em energia REN - State Grid, S.A.	178	-
	2.731	47
PASSIVO		
Empréstimos		
CGD - Empréstimos (papel comercial)	30.000	93.000
CGD - Empréstimos (locação financeira)	462	452
Fornecedores		
EDP	1	1
CMS - Rui Pena & Arnaut ¹	2	-
	30.465	93.454

¹Entidade relacionada com o administrador José Luis Arnaut

TRANSAÇÕES DE AÇÕES POR MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Em fevereiro de 2013 o vogal do Conselho de Administração, Manuel Carlos de Melo Champalimaud, adquiriu 35.700 ações REN.

Além da situação acima referida, não ocorreram outras situações de transações efetuadas por membros dos órgãos sociais, face às demonstrações financeiras consolidadas da REN, em 31 de dezembro de 2012.

27 REMUNERAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINIS- TRAÇÃO

O Conselho de Administração da REN SGPS foi considerado de acordo com NCRF 5, como sendo o único «elemento-chave» da gestão da Empresa. Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2013 e 2012, as remunerações auferidas pelo Conselho de Administração da REN SGPS foram as seguintes:

	'13	'12
Remuneração e outros benefícios de curto prazo	1.395	1.345
Indemnização por cessação antecipada de mandato	-	362
Prémio de gestão (estimativa)	735	796
	2.130	2.503

Não existem empréstimos concedidos aos membros do Conselho de Administração.

28 CLASSIFICAÇÃO DE ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS DE ACORDO COM A IAS 39

As políticas contabilísticas para instrumentos financeiros de acordo com as categorias da IAS 39, foram aplicadas aos seguintes ativos e passivos financeiros:

	NOTAS	CLIENTES E OUTRAS CONTAS A RECEBER	JUSTO VALOR - INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVADOS DE COBERTURA	JUSTO VALOR - DERIVADOS DE NEGOCIAÇÃO	ATIVOS FINANCEIROS DISPONÍVEIS PARA VENDA	ATIVOS FINANCEIROS AO JUSTO VALOR POR VIA DE RESULTADOS	OUTROS ATIVOS/ PASSIVOS FINANCEIROS	QUANTIA ESCRITURADA	JUSTO VALOR
ATIVOS									
Caixa e equivalentes de caixa	4	158.002	-	-	-	-	-	158.002	158.002
Clientes e outras contas a receber	9	2.703.416	-	-	-	-	-	2.703.416	2.703.416
Outros ativos financeiros	9 e 12	-	-	-	-	2.839	108.377	111.216	111.216
Ativos financeiros disponíveis para venda	11	-	-	-	45.871	-	-	45.871	45.871
Total ativos financeiros		2.861.418	-	-	45.871	2.839	108.377	3.018.506	3.018.506
PASSIVOS									
Empréstimos obtidos	15	-	-	-	-	-	2.601.091	2.601.091	2.742.393
Fornecedores e outras contas a pagar	15 e 17	-	-	-	-	-	62.436	62.436	62.436
Estado e outros entes públicos	16	-	-	-	-	-	45.642	45.642	45.642
Instrumentos financeiros derivados	10	-	36.661	342	-	-	-	37.003	37.003
Total passivos financeiros		-	36.661	342	1.394.749	-	2.709.169	2.746.172	2.887.474

12

	NOTAS	CLIENTES E OUTRAS CONTAS A RECEBER	JUSTO VALOR - INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVADOS DE COBERTURA	JUSTO VALOR - DERIVADOS DE NEGOCIAÇÃO	ATIVOS FINANCEIROS DISPONÍVEIS PARA VENDA	ATIVOS FINANCEIROS AO JUSTO VALOR POR VIA DE RESULTADOS	OUTROS ATIVOS/ PASSIVOS FINANCEIROS	QUANTIA ESCRITURADA	JUSTO VALOR
ATIVOS									
Caixa e equivalentes de caixa	4	54.929	-	-	-	-	-	54.929	54.929
Cientes e outras contas a receber	9	2.637.285	-	-	-	-	-	2.637.285	2.637.285
Outros ativos financeiros	9 e 12	-	-	-	-	4.285	117.163	121.447	121.447
Ativos financeiros disponíveis para venda	11	-	-	-	131.002	-	-	131.002	131.002
Estado e outros entes públicos	16	14.318	-	-	-	-	-	14.318	14.318
Instrumentos financeiros derivados	10	-	6.853	416	-	-	-	7.270	7.270
Total ativos financeiros		2.706.532	6.853	416	131.002	4.285	117.163	2.966.251	2.966.251
PASSIVOS									
Empréstimos obtidos	15	-	-	-	-	-	2.581.497	2.581.497	2.767.010
Fornecedores e outras contas a pagar	15 e 17	-	-	-	-	-	79.745	79.745	79.745
Estado e outros entes públicos	16	-	-	-	-	-	816	816	816
Instrumentos financeiros derivados	10	-	27.958	811	-	-	-	28.769	28.769
Total passivos financeiros		-	27.958	811	-	-	2.662.058	2.690.827	2.876.340

ESTIMATIVA DE JUSTO VALOR - ATIVOS MENSURADOS AO JUSTO VALOR

A tabela seguinte apresenta os ativos e passivos do Grupo mensurados ao justo valor em 31 de dezembro de 2013, de acordo com os seguintes níveis de hierarquia de justo valor:

- Nível 1: justo valor de instrumentos financeiros é baseado em cotações de mercados líquidos ativos à data de referência do balanço
- Nível 2: o justo valor de instrumentos financeiros não é determinado com base em cotações de mercado ativo, mas sim com recurso a modelos de avaliação. Os principais inputs dos modelos utilizados são observáveis no mercado, sendo o intervalo de taxas utilizado para a curva euro de cerca de 0,446% a 2,84% (maturidades de uma semana e vinte anos respetivamente) relativamente aos instrumentos financeiros derivados
- Nível 3: o justo valor de instrumentos financeiros não é determinado com base em cotações de mercado ativo, mas sim com recurso a modelos de avaliação, cujos principais inputs não são observáveis no mercado

No decurso do exercício de 2013 não houve qualquer transferência de ativos e passivos financeiros entre hierarquias de justo valor.

		NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS					
Ativos financeiros disponíveis para venda	Ações	-	42.205	-	42.205
Outros investimentos financeiros	Fundo de tesouraria	2.839	-	-	2.839
PASSIVOS					
Passivos financeiros ao justo valor	Empréstimos obtidos	-	391.841	-	391.841
Passivos financeiros ao justo valor	Derivados de cobertura de <i>cash flows</i>	-	29.185	-	29.185
Passivos financeiros ao justo valor	Derivados de cobertura de <i>fair value</i>	-	7.476	-	7.476
Passivos financeiros ao justo valor reconhecidos em resultados	Derivados de negociação	342	-	-	342
		2.497	(386.297)	-	(383.800)

A Empresa procedeu no decorrer do exercício findo em 31 de dezembro de 2013 à valorização da participação na Hidroelétrica de Cahora Bassa, S.A. (HCB), a qual se encontra classificada como ativo financeiro disponível para venda (Nota 11). O justo valor deste ativo reflete o preço pelo qual o este ativo seria vendido numa operação ordenada. De forma a obter esse preço a REN optou por uma abordagem do rendimento, a qual reflete as expectativas atuais do mercado relativamente às quantias futuras. Os dados utilizados no cálculo do preço, embora não cotados, são informações observáveis no mercado.

QUALIDADE DOS ATIVOS FINANCEIROS

A qualidade de crédito dos ativos financeiros podem ser avaliados com referência aos *ratings* de crédito divulgados pela Standard & Poor's ou com base na informação histórica das entidades a que se referem:

	'13	'12
CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
A+ a A-	9.837	37
BBB+ a BBB-	2.578	2
BB+ a B-	145.568	54.875
Sem <i>rating</i>	18	15
Total de caixa e equivalentes de caixa	158.002	54.929

Relativamente aos saldos de contas a receber e contas a pagar representam essencialmente saldos com empresas do Grupo, conforme se pode verificar na Nota 9 e Nota 15, respetivamente.

Relativamente aos saldos de contas a receber e contas a pagar correntes o seu valor líquido contabilístico constitui uma razoável aproximação ao justo valor.

29 DIVULGAÇÕES EXIGIDAS POR DIPLOMAS LEGAIS

HONORÁRIOS FATURADOS PELO REVISOR OFICIAL DE CONTAS

A informação relativa aos honorários do revisor oficial de contas encontra-se divulgada no relatório e contas consolidado do Grupo REN.

30 EVENTOS SUBSEQUENTES

Não ocorreram eventos subsequentes após a data do balanço.

O Técnico Oficial de Contas N.º 30275

Maria Teresa Martins

O Conselho de Administração

Rui Manuel Janes Cartaxo

(Presidente)

Aníbal Durães dos Santos

(Vogal do Conselho de Administração designado pela Parpública - Participações Públicas (SGPS), S.A.)

João Caetano Carreira Faria Conceição

(Administrador Executivo)

Filipe Maurício de Botton

(Vogal do Conselho de Administração designado pela EGF - Gestão e Consultoria Financeira, S.A.)

Gonçalo Morais Soares

(Administrador Executivo)

Manuel Carlos Mello Champalimaud

(Vogal do Conselho de Administração designado pela Gestmin, SGPS, S.A.)

Guangchao Zhu

(Vice-Presidente do Conselho de Administração designado pela State Grid International Development Limited)

José Luís Folgado Blanco

(Vogal do Conselho de Administração designado pela Red Eléctrica Corporación, S.A.)

Mengrong Cheng

(Vogal do Conselho de Administração)

José Luis Arnaut

(Vogal do Conselho de Administração)

Haibin Wan

(Vogal do Conselho de Administração)

José Luís Alvim Marinho

(Vogal do Conselho de Administração e Presidente da Comissão de Auditoria)

Hilal Ali Saif Al-Kharusi

(Vogal do Conselho de Administração)

José Frederico Vieira Jordão

(Vogal do Conselho de Administração e Membro da Comissão de Auditoria)

Emílio Rui Vilar

(Vogal do Conselho de Administração e Membro da Comissão de Auditoria)

REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.
RELATÓRIO E PARECER DA COMISSÃO DE AUDITORIA
CONTAS INDIVIDUAIS

No âmbito das competências que lhe estão atribuídas, a Comissão de Auditoria acompanhou a evolução da actividade da REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A., zelou pela observância da lei, regulamentos e contrato de sociedade, supervisionou o cumprimento das políticas e práticas contabilísticas e fiscalizou o processo de preparação e divulgação da informação financeira, a revisão legal de contas, a eficácia dos sistemas de controlo interno e a gestão de riscos. Fiscalizou ainda a actividade do Revisor Oficial de Contas e Auditor Externo, incluindo a sua independência e isenção.

A Comissão de Auditoria examinou igualmente a informação financeira individual contida no Relatório de Gestão e as demonstrações financeiras anexas do exercício findo em 31 de Dezembro de 2013 da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., as quais compreendem o Balanço em 31 de Dezembro de 2013, que evidencia um total de 3.904.500 milhares de Euros e um capital próprio de 1.158.149 milhares de Euros, incluindo um resultado líquido de 116.071 milhares de Euros, as Demonstrações dos Resultados por Naturezas, das Alterações no Capital Próprio e dos Fluxos de Caixa do exercício findo naquela data e o correspondente Anexo.

A Comissão de Auditoria analisou a Certificação Legal das Contas e o Relatório de Auditoria sobre a informação financeira individual, elaborado pelo Revisor Oficial de Contas e Auditor Externo, o qual mereceu o seu acordo.

No âmbito das análises efectuadas, a Comissão de Auditoria procedeu ainda à supervisão do cumprimento e adequação das políticas, procedimentos e práticas contabilísticas e dos critérios valorimétricos adoptados, bem como da regularidade e qualidade da informação contabilística da Sociedade.

Face ao exposto, a Comissão de Auditoria é de opinião que as Demonstrações Financeiras Individuais e o Relatório de Gestão, bem como a proposta nele expressa, estão de acordo com as disposições contabilísticas, legais e estatutárias aplicáveis, pelo que recomenda a sua aprovação em Assembleia Geral de Accionistas.

Lisboa, 6 de Março de 2014

José Luís Alvim (Presidente)

José Frederico Jordão (Vogal)

Emílio Rui Vilar (Vogal)

CERTIFICAÇÃO LEGAL DAS CONTAS E RELATÓRIO DE AUDITORIA

Introdução

1. Nos termos da legislação aplicável, apresentamos a Certificação Legal das Contas e Relatório de Auditoria sobre a informação financeira contida no Relatório de Gestão e as demonstrações financeiras anexas do exercício findo em 31 de Dezembro de 2013 da REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A. (“Empresa”), as quais compreendem o Balanço em 31 de Dezembro de 2013 que evidencia um total de 3.904.500 milhares de Euros e um capital próprio de 1.158.149 milhares de Euros, incluindo um resultado líquido de 116.071 milhares de Euros, as Demonstrações dos Resultados por Naturezas, de Alterações no Capital Próprio e dos Fluxos de Caixa do exercício findo naquela data e o correspondente Anexo.

Responsabilidades

2. É da responsabilidade do Conselho de Administração: (i) a preparação de demonstrações financeiras que apresentem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira da Empresa, os resultados das suas operações, as alterações no seu capital próprio e os seus fluxos de caixa; (ii) que a informação financeira histórica seja preparada de acordo com os princípios contabilísticos geralmente aceites em Portugal e que seja completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários; (iii) a adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados e a manutenção de um sistema de controlo interno apropriado; (iv) a informação de qualquer facto relevante que tenha influenciado a sua actividade, posição financeira ou resultados.
3. A nossa responsabilidade consiste em examinar a informação financeira contida nos documentos de prestação de contas acima referidos, incluindo a verificação se, para os aspectos materialmente relevantes, é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários, competindo-nos emitir um relatório profissional e independente baseado no nosso exame.

Âmbito

4. O exame a que procedemos foi efectuado de acordo com as Normas Técnicas e as Directrizes de Revisão / Auditoria da Ordem dos Revisores Oficiais de Contas, as quais exigem que este seja planeado e executado com o objectivo de obter um grau de segurança aceitável sobre se as demonstrações financeiras estão isentas de distorções materialmente relevantes. Este exame incluiu a verificação, numa base de amostragem, do suporte das quantias e informações divulgadas nas demonstrações financeiras e a avaliação das estimativas, baseadas em juízos e critérios definidos pelo Conselho de Administração, utilizadas na sua preparação. Este exame incluiu, igualmente, a apreciação sobre se são adequadas as políticas contabilísticas adoptadas e a sua divulgação, tendo em conta as circunstâncias, a verificação da aplicabilidade do princípio da continuidade das operações, a apreciação sobre se é adequada, em termos globais, a apresentação das demonstrações financeiras, e a apreciação, para os aspectos materialmente relevantes, se a informação financeira é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita. O nosso exame abrangeu também a verificação da concordância da informação financeira constante do Relatório de Gestão com os restantes documentos de prestação de contas, bem como as verificações previstas nos números 4 e 5 do artigo 451º do Código das Sociedades Comerciais. Entendemos que o exame efectuado proporciona uma base aceitável para a expressão da nossa opinião.

Opinião

5. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras referidas no parágrafo 1 acima, apresentam de forma verdadeira e apropriada, em todos os aspectos materialmente relevantes, para os fins indicados no parágrafo 6 abaixo, a posição financeira da REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A. em 31 de Dezembro de 2013, o resultado das suas operações, as alterações no seu capital próprio e os seus fluxos de caixa no exercício findo naquela data, em conformidade com os princípios contabilísticos geralmente aceites em Portugal e a informação financeira nelas constante é, nos termos das definições incluídas nas directrizes mencionadas no parágrafo 4 acima, completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

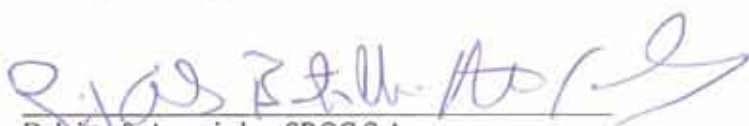
Ênfase

6. As demonstrações financeiras mencionadas no parágrafo 1 acima, referem-se à actividade da Empresa a nível individual e foram preparadas de acordo com os princípios contabilísticos geralmente aceites em Portugal, para aprovação e publicação nos termos da legislação em vigor. Conforme mencionado na Nota 3.2 do Anexo, as participações financeiras em subsidiárias e associadas encontram-se registadas de acordo com o método de equivalência patrimonial. A Empresa preparou nos termos da legislação em vigor, demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro tal como adoptadas pela União Europeia, para publicação em separado.

Relato sobre outros requisitos legais

7. É também nossa opinião que a informação financeira constante do Relatório de Gestão é concordante com as demonstrações financeiras (individuais e consolidadas) do exercício e o relato sobre as práticas de governo societário inclui os elementos exigíveis à Empresa nos termos do artigo 245º-A do Código dos Valores Mobiliários.

Lisboa, 6 de Março de 2014



Deloitte & Associados, SROC S.A.

Representada por Jorge Carlos Batalha Duarte Catulo



ALTA PERFORMANCE EM AÇÃO

A REN atingiu excelentes resultados de qualidade de serviço com 0,09 segundos de interrupção na rede elétrica e de 0 segundos de interrupção na rede gás natural. Uma performance que nos coloca entre os melhores do mundo, graças a uma equipa altamente especializada e a uma correta estratégia de gestão e investimento em infraestruturas ao longo dos anos.



PRÉMIOS

**REN
DISTINGUIDA
EM 2013**

RANKING AAA EM 2013

**EM CORPORATE
GOVERNANCE DA
UNIVERSIDADE CATÓLICA**

WEBSITE DA REN

**RECEBE PRÉMIO DE OURO NAS CATEGORIAS
DE MELHOR WEBSITE DE EMPRESA
DE ENERGIA E MELHOR WEBSITE
NA RELAÇÃO COM INVESTIDORES**

06
GOVERNO
SOCIETÁRIO



▼ A REN ADOTA AS RECOMENDAÇÕES ESTABELECIDAS NO CÓDIGO DO GOVERNO DAS SOCIEDADES DA CMVM, APROVADO EM 2013. ▼▼

RELATÓRIO

E CONTAS DA REN

recebe Prémio de Prata na categoria de melhor Relatório e Contas no International Business Awards

06 GOVERNO SOCIETÁRIO

ESTRUTURA ACIONISTA E GOVERNO DA SOCIEDADE

PRINCIPAIS FIGURAS DA ESTRUTURA DE CAPITAL, ÓRGÃOS SOCIAIS, COMISSÕES E ORGANIZAÇÃO INTERNA.

PARTE I

6.1 INFORMAÇÃO SOBRE ESTRUTURA ACIONISTA, ORGANIZAÇÃO E GOVERNO DA SOCIEDADE

6.1.1 ESTRUTURA ACIONISTA

I. ESTRUTURA DE CAPITAL

I.1. Estrutura de capital (capital social, número de ações, distribuição do capital pelos acionistas, etc.), incluindo indicação das ações não admitidas à negociação, diferentes categorias de ações, direitos e deveres inerentes às mesmas e percentagem de capital que cada categoria representa (Art. 245.º-A, n.º 1, al. a)).

O capital social da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, SA (REN ou sociedade), no valor de 534.000.000 euros, encontra-se integralmente realizado, sendo representado por 534.000.000 ações, com o valor nominal de 1 euro, sob a forma de representação escritural, na modalidade nominativa, das quais:

- 475.260.000 são ações da categoria A, correspondendo a 89% do capital social da REN;
- 58.740.000 são ações da categoria B, correspondendo a 11% do capital social da REN.

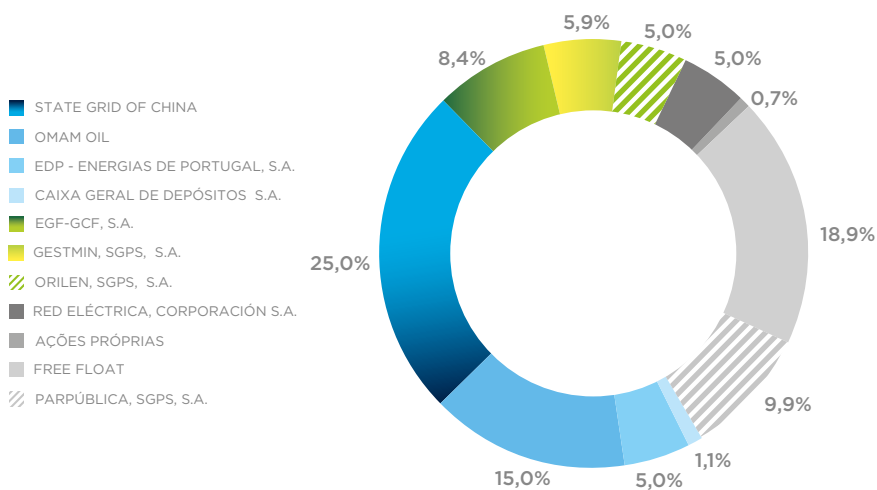
As ações da categoria A são ações ordinárias, pelo que não conferem direitos especiais aos seus titulares, para além dos direitos gerais inerentes à qualidade de acionista, nos termos da lei.

As ações da categoria B, não admitidas à negociação, são as ações a reprivatizar (código PTRELXAM0009) - detidas pela Parpública-Participações Públicas (SGPS) SA e pela Caixa Geral de Depósitos, SA - e têm como único direito especial a não-sujeição dos acionistas seus titulares, em nome próprio ou em representação, à limitação de voto prevista no artigo 12.º, n.º 3, do Contrato de Sociedade (vide II.5).

Por sua vez, nos termos do n.º 4 do artigo 4.º do Contrato de Sociedade, a transmissão de ações da categoria B para entes não públicos, por efeito de conclusão de uma fase do processo de reprivatização da REN, determina a conversão automática das ações de categoria B em ações de categoria A, sem que essa conversão necessite da aprovação dos respetivos titulares ou de deliberação de qualquer órgão da sociedade.

A 31 de dezembro de 2013, estava admitida à negociação na NYSE Euronext Lisbon (Eurolist by Euronext) a totalidade das ações da REN da categoria A, correspondentes ao código PTRELOAM0008, com exceção de 213.600.000 ações na titularidade da State Grid Europe Limited e da Mazoon BV.

ESTRUTURA ACIONISTA DA REN A 31 DE DEZEMBRO DE 2013



1.2. Restrições à transmissibilidade das ações, tais como cláusulas de consentimento para a alienação, ou limitações à titularidade de ações (Art. 245.º-A, n.º 1, al. b)).

Não existem limitações nem foram pela REN tomadas medidas que prejudiquem a transmissibilidade das ações representativas do capital social da REN, as quais são livremente transacionáveis em mercado regulamentado, sem prejuízo das limitações legais (*lock up*) estabelecidas no âmbito da segunda fase de reprivatização da REN e aplicáveis aos acionistas que adquiriram a sua participação nesse contexto.

No que respeita a limitações à titularidade de ações, nos termos legais, nenhuma entidade, incluindo entidades que exerçam atividade no respetivo setor em Portugal ou no estrangeiro, pode ser titular, direta ou indiretamente, de uma participação superior a 25% do capital social da REN¹.

Estas limitações à titularidade de ações da REN foram introduzidas na sequência da transposição de diretivas comunitárias aplicáveis aos setores da eletricidade e do gás natural em matéria de separação jurídica e de propriedade entre o operador de transporte daqueles bens e os operadores que realizem as demais atividades em cada um dos setores, destinadas a promover a concorrência no mercado e a igualdade de acesso dos operadores às infraestruturas de transporte.

Assim, as limitações à transmissibilidade e à titularidade de ações decorrem exclusivamente de imposições legais, que o Código de Governo das Sociedades da CMVM não pode ter a intenção de derrogar. Nesta sequência, a recomendação I.4. do Código de Governo das Sociedades da CMVM encontra-se cumprida.

No que respeita a limitações ao exercício de direitos de voto, vide I.5 infra, acerca das limitações estatutárias decorrentes do regime legal aplicável aos setores da eletricidade e do gás.

¹ Cfr. alínea i) do n.º 2 do artigo 25.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro (na sua redação atual), bem como alínea b) do n.º 3 do artigo 20.º-A e alínea h) do n.º 3 do artigo 21.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro (na sua redação atual).

I.3. Número de ações próprias, percentagem de capital social correspondente e percentagem de direitos de voto a que corresponderiam as ações próprias (Art. 245.º-A, n.º 1, al. a))

A REN possui 3.881.374 ações próprias, com o valor nominal de 10.728.000,00 euros, representativas de 0,7% do seu capital social. Estas ações corresponderiam a 0,7 % dos direitos de voto.

I.4. Acordos significativos de que a sociedade seja parte e que entrem em vigor, sejam alterados ou cessem em caso de mudança de controlo da sociedade na sequência de uma oferta pública de aquisição, bem como os efeitos respetivos, salvo se, pela sua natureza, a divulgação dos mesmos for seriamente prejudicial para a sociedade, exceto se a sociedade for especificamente obrigada a divulgar essas informações por força de outros imperativos legais (art. 245.º-A, n.º 1, al. j))

A REN e as suas subsidiárias são parte em alguns contratos de financiamento e emissões de dívida que incluem cláusulas de alteração de controlo típicas neste tipo de transações (abrangendo, ainda que de forma não expressa, alterações de controlo em resultado de ofertas públicas de aquisição) e essenciais para a concretização de tais transações no respetivo contexto de mercado.

Em qualquer caso, a aplicação prática destas cláusulas é limitada, considerando as restrições legais à titularidade de ações da REN referidas em I.2.

Não existem outros acordos significativos de que a REN seja parte e que entrem em vigor, sejam alterados ou cessem, em caso de transição de controlo da sociedade ou na sequência de uma oferta pública de aquisição.

Em suma, a REN não adotou quaisquer medidas destinadas a exigir pagamentos ou a assunção de encargos pela sociedade em caso de transição de controlo ou de mudança da composição do Conselho de Administração e que se afigurem suscetíveis de prejudicar a livre transmissibilidade das ações e a livre apreciação pelos acionistas do desempenho dos titulares do Conselho de Administração, sendo cumprida a recomendação da CMVM I.5.

I.5. Regime a que se encontre sujeita a renovação ou revogação de medidas defensivas, em particular aquelas que prevejam a limitação do número de votos suscetíveis de detenção ou de exercício por um único acionista de forma individual ou em concertação com outros acionistas

A única disposição constante do Contrato de Sociedade da REN que prevê a limitação de votos suscetíveis de detenção ou de exercício por um único acionista, de forma individual ou em concertação com outros acionistas, é o artigo 12.º, n.º 3.

Com efeito, este artigo prevê que não serão contados os votos inerentes às ações da categoria A, emitidos por qualquer acionista, em nome próprio ou como representante de outrem, que excedam 25% da totalidade dos votos correspondentes ao capital social da REN, considerando-se para o efeito os direitos de voto inerentes às ações da categoria A que, nos termos do n.º 1 do artigo 20.º do Código VM, lhe sejam imputáveis.

Não obstante, o n.º 3 do artigo 12.º do Contrato de Sociedade decorre da imposição legal descrita em I.2., não visando limitar o exercício do direito de voto, mas antes assegurar a existência de um regime sancionador da violação do limite legal de titularidade de ações acima referido.

Nesta sequência, não se encontra previsto no Contrato de Sociedade qualquer mecanismo de renovação ou revogação desta norma estatutária, por a existência da mesma se dever ao cumprimento de imposições legais, pelo que a recomendação I.4. do Código de Governo das Sociedades da CMVM se encontra cumprida.

Não existem quaisquer outras medidas defensivas.

I.6. Acordos parassociais que sejam do conhecimento da sociedade e possam conduzir a restrições em matéria de transmissão de valores mobiliários ou de direitos de voto (art. 245.º-A, n.º 1, al. g))

O Conselho de Administração não tem conhecimento da existência de acordos parassociais relativos à REN que possam conduzir a restrições em matéria de transmissão de valores mobiliários ou de exercício de direitos de voto.

II. PARTICIPAÇÕES SOCIAIS E OBRIGAÇÕES DETIDAS

II.7. Identificação das pessoas singulares ou coletivas que, direta ou indiretamente, são titulares de participações qualificadas (art. 245.º-A, n.º 1, als. c) e d) e art. 16.º), com indicação detalhada da percentagem de capital e de votos imputável e da fonte e causas de imputação

Considerando as comunicações efetuadas à sociedade, nos termos do disposto no artigo 447.º do Código das Sociedades Comerciais (CSC), no artigo 16.º do Código dos Valores Mobiliários (Código VM) e no artigo 14.º do Regulamento da CMVM n.º 5/2008, por referência a 31 de dezembro de 2013, os acionistas que detinham participações qualificadas representativas de, pelo menos, 2% do capital social da REN, calculadas de acordo com o disposto no artigo 20.º do Código VM, eram os seguintes:

LISTA DE TITULARES DE PARTICIPAÇÕES QUALIFICADAS (A 31.12.2013)	NÚMERO DE AÇÕES	CAPITAL (%)	DIREITOS DE VOTO (%)
STATE GRID OF CHINA	133.500.000 ²	25,0%	25,0%
OMAN OIL	80.100.000 ³	15,0%	15,0%
ESTADO PORTUGUÊS ⁴	59.162.307	11,1%	11,1%
EGF, GESTÃO E CONSULTORIA FINANCEIRA, S.A. ⁵	45.019.666 ⁶	8,4%	8,4%
GESTMIN, SGPS, S.A.	31.326.951 ⁷	5,9%	5,9%
EDP - ENERGIAS DE PORTUGAL, S.A.	26.707.335 ⁸	5,0%	5,0%
OLÍREN, SGPS, S.A.	26.700.000	5,0%	5,0%
RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN, S.A.	26.700.000	5,0%	5,0%

² Esta participação qualificada é imputável às sociedades (i) State Grid Europe Limited (SGEL), enquanto sua titular direta, (ii) State Grid International Development Limited (SGID), na qualidade de acionista dominante da SGEL e, por último, (iii) State Grid Corporation of China, enquanto sociedade que controla integralmente a SGEL.

³ Esta participação qualificada é imputável às sociedades (i) Mazoon BV, enquanto sua titular direta, e à (ii) Oman Oil Company SAOC, que detém totalmente a primeira.

⁴ Esta participação inclui: (i) a participação igualmente qualificada detida pela Párpública - Participações Públicas (SGPS), S.A., equivalente a 52.871.340 ações, correspondente a 9,9% do capital social e dos direitos de voto na REN; (ii) as participações imputáveis à Caixa Geral de Depósitos, S.A., que totalizam 6.290.967 ações (equivalentes a uma participação direta de 5.876.267 ações, 266.625 ações detidas pelo Fundo Pensões CGD e OEG, 30.000 ações detidas pela CPR - Companhia Portuguesa de Resseguros, S.A. e 118.075 ações detidas pela Fidelidade - Companhia de Seguros, S.A.).

⁵ Anteriormente denominada Logoplaste Gestão e Consultoria Financeira, S.A..

⁶ A participação qualificada da EGF, Gestão e Consultoria Financeira, S.A. (EGF) compreende (i) 33.999.783 ações detidas diretamente pela EGF, (ii) 10.933.393 ações detidas pela Logo Finance, S.A., sociedade integralmente detida pela EGF, (iii) 86.000 ações detidas, direta e indiretamente, pelo dr. Filipe Maurício de Botton, Presidente do Conselho de Administração da EGF e (iv) 490 ações detidas, direta e indiretamente, pelo dr. Alexandre Carlos de Mello, vogal do Conselho de Administração da EGF. Os direitos de voto inerentes às ações da REN detidas pela EGF são igualmente imputáveis à sociedade Nikky Investments, S.A., detentora da totalidade do capital da EGF, e ao dr. Filipe Maurício de Botton, detentor do controlo da sociedade Nikky Investments, S.A..

⁷ A presente participação qualificada da Gestmin, SGPS, S.A. compreende (i) 31.046.951 ações detidas diretamente e (ii) 280.000 ações detidas pelo Manuel Carlos de Melo Champalimaud, enquanto acionista maioritário daquela sociedade e Presidente do Conselho de Administração.

⁸ A EDP - Energias de Portugal, S.A. (EDP) detém 18.690.000 ações diretamente e 8.017.335 ações indiretamente através da EDP Pension Fund, sociedade em relação de grupo com a EDP.

II.8. Indicação sobre o número de ações e obrigações detidas por membros dos órgãos de administração e de fiscalização

Nos termos e para os efeitos do disposto no artigo 447.º do CSC, em particular o respetivo n.º 5, o número de ações detidas pelos membros dos órgãos de administração e de fiscalização da REN e pelas pessoas com estes relacionadas, nos termos do n.º 2 do referido artigo⁹, bem como, todas as suas aquisições, onerações ou cessações de titularidade, por referência ao exercício de 2013, são como se segue:

COMISSÃO DE AUDITORIA	AQUISIÇÕES	ONERAÇÕES	ALIENAÇÕES	N.º AÇÕES A 31.12.2013
JOSÉ LUÍS ALVIM	-	-	-	0 (ZERO)
JOSÉ FREDERICO JORDÃO	-	-	-	0 (ZERO)
EMÍLIO RUI VILAR	-	-	-	390

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	AQUISIÇÕES	ONERAÇÕES	ALIENAÇÕES	N.º AÇÕES A 31.12.2013
RUI CARTAXO	-	-	-	19.162 ¹⁰
GONÇALO MORAIS SOARES	-	-	-	0 (ZERO)
JOÃO FARIA CONCEIÇÃO	-	-	-	500
GUANGCHAO ZHU - EM REPRESENTAÇÃO DA STATE GRID INTERNATIONAL DEVELOPMENT LIMITED	-	-	-	133.500.000 ¹¹
MENGRONG CHENG	-	-	-	0 (ZERO)
HAIBIN WAN	-	-	-	0 (ZERO)
HILAL AL-KHARUSI	-	-	-	0 (ZERO)
ANÍBAL SANTOS - INDICADO PELA PARPÚBLICA - PARTICIPAÇÕES PÚBLICAS (SGPS), S.A.	-	-	-	10.250 ¹²
FILIPE BOTTON - INDICADO PELA EGF - GESTÃO E CONSULTORIA FINANCEIRA, S.A.	-	-	-	45.019.666 ¹³
MANUEL CHAMPALIMAUD - INDICADO PELA GESTMIN, SGPS, S.A.	35.700 ¹⁴	-	-	31.326.951 ¹⁵
JOSÉ FOLGADO BLANCO - INDICADO PELA RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN, S.A.	-	-	-	26.700.000 ¹⁶
JOSÉ LUÍS ARNAUT	-	-	-	0 (ZERO)

⁹ Compreende as ações dos membros do órgão de administração ou fiscalização da REN, assim como, se aplicável, (i) do cônjuge não separado judicialmente, seja qual for o regime matrimonial de bens; (ii) dos descendentes de menor idade; (iii) das pessoas em cujo nome as ações se encontrem, tendo sido adquiridas por conta do membro do órgão de administração ou fiscalização ou das pessoas referidas em (i) e (ii); e (iv) as pertencentes a sociedade de que o membro do órgão de administração ou fiscalização e as pessoas referidas em (i) e (ii) sejam sócios de responsabilidade ilimitada, exerçam a gerência ou cargos de administração ou fiscalização ou possuam, isoladamente ou em conjunto com pessoas referidas em (i) a (iii), pelo menos metade do capital social ou dos votos correspondentes a este.

¹⁰ Compreende (i) 18.672 ações detidas diretamente e (ii) 490 ações detidas pelo cônjuge.

¹¹ O dr. Guangchao Zhu é Presidente, CEO e membro do Conselho de Administração da State Grid International Development Limited e Administrador da State Grid Europe Limited, que detêm uma participação qualificada correspondente a 133.500.000 ações da REN.

¹² Compreende as seguintes ações: (i) 10.000 ações detidas diretamente e (ii) 250 ações detidas pelo cônjuge.

¹³ Compreende as seguintes ações imputáveis para efeitos do artigo 447.º do CSC: (i) 33.999.783 ações detidas diretamente pela EGF, (ii) 10.933.393 ações detidas pela Logo Finance, SA, sociedade integralmente detida pela EGF, (iv) 86.000 ações detidas, direta e indiretamente, pelo dr. Filipe Maurício de Botton, Presidente do Conselho de Administração da EGF e (v) 490 ações detidas, direta e indiretamente, pelo dr. Alexandre Carlos de Mello, vogal do Conselho de Administração da EGF.

¹⁴ Cfr. detalhes desta aquisição (incluindo montante das ações, data e contrapartida recebida) no Anexo 2 do presente documento.

¹⁵ Compreende 280.000 ações detidas diretamente e 31.046.951 ações detidas pela acionista Gestmin SGPS, SA, as quais, em virtude do exercício da função de Presidente do órgão de administração dessa sociedade e da detenção da maioria do respetivo capital social, lhe são imputáveis.

¹⁶ Corresponde às ações detidas pela Red Eléctrica Corporación, S.A., as quais lhe são imputáveis para efeitos do artigo 447.º do CSC, em virtude do exercício do cargo de Presidente do órgão de administração dessa sociedade.

A 31 de dezembro de 2013, os membros dos órgãos de administração e de fiscalização da REN detinham as seguintes obrigações emitidas pela REN:

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	AQUISIÇÕES	ONERAÇÕES	ALIENAÇÕES	N.º OBRIGAÇÕES A 31.12.2013
RUI CARTAXO	-	-	-	1

Sem prejuízo do referido no quadro anterior, em 31 de dezembro de 2013, os membros dos órgãos de administração e de fiscalização da REN e as pessoas com estes relacionadas nos termos do n.º 2 do artigo 447.º do CSC não detinham quaisquer outras obrigações emitidas pela REN nem ações ou obrigações emitidas por sociedades com esta em relação de domínio ou de grupo, nem realizaram durante o ano de 2013 quaisquer outras transações relativamente àqueles valores mobiliários, em ambos os casos nos termos e para os efeitos do disposto no mencionado artigo 447.º.

II.9. Poderes especiais do órgão de administração, nomeadamente no que respeita a deliberações de aumento do capital (art. 245.º-A, n.º 1, al. i), com indicação, quanto a estas, da data em que lhe foram atribuídos, prazo até ao qual aquela competência pode ser exercida, limite quantitativo máximo do aumento do capital social, montante já emitido ao abrigo da atribuição de poderes e modo de concretização dos poderes atribuídos

O Conselho de Administração tem as competências e poderes que lhe são conferidos pelo CSC e pelo Contrato de Sociedade¹⁷ (vide resumo destas competências e poderes em B.II.21), pelo que o órgão de administração não dispõe de poderes especiais.

Em particular, no que respeita a deliberações de aumento de capital, salienta-se que o Contrato de Sociedade da REN não autoriza o Conselho de Administração a aumentar o capital social da sociedade.

II.10. Informação sobre a existência de relações significativas de natureza comercial entre os titulares de participações qualificadas e a sociedade

Nos termos do regulamento interno sobre apreciação e controlo de transações com partes relacionada¹⁸ e prevenção de situações de conflito de interesses¹⁹, são consideradas transações significativas com partes relacionadas aquelas que:

- a) consubstanciem uma compra e/ou venda de bens, uma prestação de serviços ou uma empreitada com um valor económico superior a um milhão de euros;
- b) consubstanciem uma aquisição ou alienação de participações sociais;
- c) impliquem novos empréstimos, financiamentos e subscrição de investimentos financeiros que representem um valor agregado anual de endividamento superior a 100.000.000 euros, salvo quando se trate da mera renovação de situações já existentes ou de operações desenvolvidas no quadro de condições contratuais pré-existentes;
- d) não se encontrando verificado nenhum dos critérios de materialidade previstos nas alíneas anteriores, (i) tenham um valor económico superior a um milhão de euros ou (ii) sejam consideradas relevantes para este efeito pelo órgão de administração, em virtude da sua natureza ou da sua especial suscetibilidade de configurar uma situação de conflito de interesses.

¹⁷ Cfr. artigo 15.º do Contrato de Sociedade e ainda artigo 3.º do regulamento do Conselho de Administração.

¹⁸ A definição de parte relacionada nos termos deste regulamento inclui os titulares de participações qualificadas.

¹⁹ Cfr. secção II, parágrafo I., p. 3.

O Conselho de Administração encontra-se vinculado a submeter à apreciação prévia da Comissão de Auditoria as transações significativas com partes relacionadas (conceito que, nos termos daquele regulamento, inclui os titulares de participação qualificada nos termos do artigo 20.º do Código VM)²⁰. Com efeito, as transações consideradas significativas estão sujeitas a parecer prévio da Comissão de Auditoria, enquanto as restantes estão sujeitas apenas a apreciação subsequente.

Por outro lado, nos termos do regulamento interno do Conselho de Administração, as transações com partes relacionadas cujo montante exceda 500 mil euros ou, independentemente do montante, qualquer transação que possa ser considerada como não sendo executada com base em condições de mercado são matéria não delegável na Comissão Executiva.

Atendendo aos critérios supra mencionados – previstos no regulamento do Conselho de Administração e no Regulamento interno sobre apreciação e controlo de transações com partes relacionadas e prevenção de situações de conflito de interesse –, durante o ano de 2013, verificou-se apenas uma transação comercial significativa com partes relacionadas, a qual foi sujeita a controlo prévio pela Comissão de Auditoria, conforme mais bem descrito infra em I.90.

6.1.2 ÓRGÃOS SOCIAIS E COMISSÕES

I. ASSEMBLEIA GERAL

a) Composição da mesa da Assembleia Geral ao longo do ano de referência

I.11. Identificação e cargo dos membros da mesa da Assembleia Geral e respetivo mandato (início e fim)

Foram eleitos os seguintes membros da mesa da Assembleia Geral para o mandato 2012-2014:

NOME	CARGO	DATA DA 1.ª DESIGNAÇÃO	MANDATO EM CURSO
PEDRO MAIA	PRESIDENTE	27.03.2012	2012-2014
DUARTE VASCONCELOS	VICE-PRESIDENTE	24.10.2008	2012-2014

A reunião da assembleia geral anual de 27 de março de 2012 deliberou que o ano de 2012 fosse determinado como referência temporal para o início da contagem dos mandatos seguintes, o primeiro dos quais corresponde ao triénio 2012-2014.

No exercício das suas funções, o presidente da mesa da Assembleia Geral conta com o apoio do vice-presidente da mesa, bem como do secretário da sociedade, Dr. Pedro Cabral Nunes, no âmbito das respetivas competências legais.

b) Exercício do direito de voto

I.12. Eventuais restrições em matéria de direito de voto, tais como limitações ao exercício do voto dependente da titularidade de um número ou percentagem de ações, prazos impostos para o exercício do direito de voto ou sistemas de destaque de direitos de conteúdo patrimonial (art. 245.º-A, n.º 1, al. f)

Na esteira das melhores práticas em matéria de participação acionista nas assembleias gerais de sociedades com ações admitidas à negociação em mercado regulamentado, o Contrato de Sociedade da REN incorpora o princípio «uma ação, um voto».

²⁰ Cfr. secção III, p. 3 e secção VI, p.5.

Sem prejuízo do referido em I.2. e I.5., não existem quaisquer restrições em matéria de direito de voto, tais como limitações ao exercício do direito de voto dependente de um número ou percentagem de ações.

Quem for titular de uma ou mais ações, na «Data de Registo», pode assistir, participar e votar na Assembleia Geral da REN, desde que cumpra os seguintes requisitos:

- a) Os acionistas que pretendam participar na Assembleia Geral devem declarar essa intenção, por escrito, ao presidente da mesa da Assembleia Geral e ao intermediário financeiro junto do qual tenham aberto a conta de registo individualizado relevante, até ao dia anterior à «Data de Registo», podendo, para o efeito, fazê-lo por correio eletrónico²¹;
- b) Por sua vez, o referido intermediário financeiro deverá enviar ao presidente da mesa da Assembleia Geral, até ao fim do dia correspondente à «Data de Registo», informação sobre o número de ações registadas em nome do acionista por referência à referida data, podendo, para o efeito, fazê-lo por correio eletrónico²².

Os titulares de ações com direito de voto podem fazer-se representar na Assembleia Geral por pessoa com capacidade jurídica plena, mediante documento escrito, comunicando a designação do(s) representante(s), remetido ao presidente da mesa da Assembleia Geral, nos termos previstos na lei e na convocatória, podendo fazê-lo por correio eletrónico²³.

Os acionistas da REN que detenham, a título profissional, ações da sociedade em nome próprio, mas por conta de clientes, podem votar em sentido diverso com as suas ações, desde que apresentem ao presidente da mesa da Assembleia Geral, até à «Data de Registo», com recurso a meios de prova suficientes e proporcionais: (a) a identificação de cada cliente e o número de ações a votar por sua conta; (b) as instruções de voto, específicas para cada ponto da ordem do dia, dadas por cada cliente.

Os acionistas da REN podem exercer o seu voto por correspondência relativamente a cada assunto da ordem do dia, mediante carta com assinatura idêntica à constante do respetivo documento de identificação e acompanhada de fotocópia legível deste, se o acionista for uma pessoa singular, ou assinatura reconhecida do representante nessa qualidade, se o acionista for uma pessoa coletiva²⁴.

Esta carta deve ser dirigida ao presidente da mesa da Assembleia Geral e enviada por correio registado com aviso de receção, para a sede social da REN, pelo menos até ao terceiro dia útil anterior à data da reunião da Assembleia Geral, salvo se da própria convocatória para a Assembleia Geral relevante constar prazo diferente. Cabe ao presidente da mesa da Assembleia Geral verificar a autenticidade e a regularidade dos votos exercidos por correspondência, bem como assegurar a sua confidencialidade até ao momento da votação²⁵.

Estabelece-se, ainda, que os votos emitidos por correspondência deverão valer como votos negativos, no caso de propostas de deliberação apresentadas em momento posterior à data da respetiva emissão.

Tendo em vista facilitar o exercício do voto por correspondência, a REN disponibiliza no seu *website*²⁶ um modelo de boletim de voto que pode ser utilizado para o efeito, podendo remeter também aos acionistas que assim o requeiram, o boletim de voto acompanhado por um sobrescrito para envio postal.

²¹ Cfr. n.º 8, do artigo 12.º, do Contrato de Sociedade

²² Cfr. n.º 9, do artigo 12.º, do Contrato de Sociedade

²³ Cfr. n.º 10, do artigo 12.º, do Contrato de Sociedade

²⁴ Cfr. n.º 5, do artigo 12.º, do Contrato de Sociedade

²⁵ Cfr. n.ºs 5 e 6, do artigo 12.º, do Contrato de Sociedade

²⁶ www.ren.pt

Atualmente não se encontra prevista a possibilidade de exercício do voto por meios eletrónicos, pois a REN tem considerado que se encontra plenamente assegurada a participação dos seus acionistas nas assembleias gerais através do voto por correspondência e dos mecanismos de representação (conforme descrito acima). Acresce que, tendo em conta, em particular, a sua estrutura acionista, a reduzida dispersão de capital e o facto de nunca ter recebido quaisquer votos por correspondência nas últimas assembleias gerais, a REN tem considerado que o voto eletrónico não constituiria uma mais-valia para os seus acionistas.

Em suma, a REN considera que dispõe dos mecanismos necessários a incentivar os seus acionistas a participar e a votar nas assembleias gerais.

Os estatutos da REN não preveem qualquer sistema de destaque de direitos de conteúdo patrimonial e não existe qualquer mecanismo que tenha por efeito provocar o desfasamento entre os direitos ao recebimento de dividendos ou à subscrição de novos valores mobiliários e o direito de voto de cada ação.

I.13. Indicação da percentagem máxima dos direitos de voto que podem ser exercidos por um único acionista ou por acionistas que com aquele se encontrem em alguma das relações do n.º 1 do art. 20.º

Como referido em I.5 *supra*, a percentagem máxima de direitos de voto que podem ser exercidos por um único acionista ou por acionistas que com aquele se encontrem em alguma das relações do n.º 1 do artigo 20.º do Código VM, em nome próprio ou como representante de outrem, é de 25% da totalidade dos votos correspondentes ao capital social da REN.

I.14. Identificação das deliberações acionistas que, por imposição estatutária, só podem ser tomadas com maioria qualificada, para além das legalmente previstas, e indicação dessas maiorias

Para que a assembleia possa reunir e deliberar em primeira convocação, de acordo com o n.º 1 do artigo 11.º do Contrato de Sociedade, é indispensável a presença ou representação de acionistas que detenham, pelo menos, 51% do capital. De acordo com o n.º 2 do artigo 11.º do Contrato de Sociedade, o quórum deliberativo para a adoção de deliberações sobre alterações do Contrato de Sociedade, cisão, fusão, transformação ou dissolução é de dois terços dos votos emitidos, seja em primeira seja em segunda convocatória.

Em acréscimo, de acordo com o n.º 3 do mesmo artigo do Contrato de Sociedade, as deliberações de alteração que versem sobre o artigo 7.º-A, o n.º 3 do artigo 12.º e sobre o próprio artigo 11.º do Contrato de Sociedade carecem de ser aprovadas por três quartos dos votos emitidos.

A exigência de tais maiorias tem em vista assegurar uma adequada representatividade dos acionistas face à natureza das atividades prosseguidas pela sociedade e à sua estrutura acionista.

II. ADMINISTRAÇÃO E SUPERVISÃO

(CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO, CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO EXECUTIVO E CONSELHO GERAL E DE SUPERVISÃO)

a) Composição

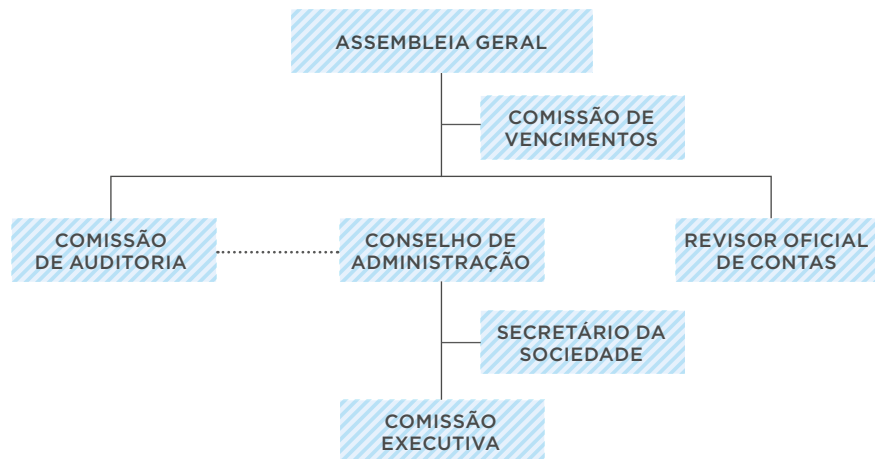
II.15. Identificação do modelo de governo adotado

A REN adota um modelo de governo societário de inspiração anglo-saxónica que integra os seguintes órgãos sociais eleitos pela Assembleia Geral²⁷: (i) o Conselho de Administração, como órgão de administração dos negócios sociais, o qual delega a gestão corrente da sociedade na Comissão Executiva²⁸, e (ii)

²⁷ Cfr. alínea b), do n.º 2, do artigo 8.º do Contrato de Sociedade.

²⁸ Cfr. n.º 1, do artigo 8.º, do regulamento do Conselho de Administração.

a Comissão de Auditoria e o revisor oficial de contas, como órgãos de fiscalização, sendo a Comissão de Auditoria composta exclusivamente por administradores não executivos²⁹.



II.16. Regras estatutárias sobre requisitos procedimentais e materiais aplicáveis à nomeação e substituição dos membros, consoante aplicável, do Conselho de Administração, do Conselho de Administração Executivo e do Conselho Geral e de Supervisão (art. 245.º-A, n.º 1, al. h))

Nos termos da lei e do Contrato de Sociedade³⁰, a eleição e destituição dos membros do Conselho de Administração é da competência da Assembleia Geral, sendo efetuada por listas de pessoas selecionadas pelo(s) acionista(s) proponente(s). Incidindo a votação sobre estas listas, os acionistas assumem um papel decisivo no respetivo processo de seleção de candidatos, sem qualquer intervenção dos administradores executivos neste processo. Cabe ainda à Assembleia Geral eleger o Presidente e Vice-Presidente do Conselho de Administração.

Segundo o Contrato de Sociedade³¹, uma minoria de acionistas que vote contra a proposta que fez vencimento na eleição dos administradores tem o direito de designar, pelo menos, um administrador, contanto que esta minoria represente, no mínimo, 10% do capital.

Aplicam-se as regras constantes do CSC³² no que respeita à substituição dos membros do Conselho de Administração, já que nem o Contrato de Sociedade nem o regulamento do Conselho de Administração preveem regras especiais relativamente a esta matéria. No caso de substituição de administradores em falta, por cooptação, tratando-se de uma competência indelegável do Conselho de Administração. Todos os administradores participam na deliberação de cooptação, salvo em caso de conflito de interesses.

O Contrato de Sociedade³³ dispõe que a falta não justificada de qualquer administrador a mais de metade das reuniões ordinárias do Conselho de Administração durante um exercício, quer se tratem de faltas seguidas ou interpoladas, equivale a falta definitiva desse administrador. A falta definitiva

²⁹ Cfr. n.º 3, do artigo 3.º, do regulamento da Comissão de Auditoria.

³⁰ Cfr. alínea b), do n.º 2, do artigo 8.º, e n.º 3, do artigo 14.º, ambos do Contrato de Sociedade; e n.º 1, do artigo 2.º, do regulamento do Conselho de Administração.

³¹ Cfr. n.º 2, do artigo 14.º.

³² Cfr. n.º 3, do artigo 393.º.

³³ Cfr. n.ºs 8 e 9, do artigo 19.º.

deve ser declarada pelo Conselho de Administração, devendo proceder-se à substituição do administrador em causa.

II.17. Composição, consoante aplicável, do Conselho de Administração, do Conselho de Administração Executivo e do Conselho Geral e de Supervisão, com indicação do número estatutário mínimo e máximo de membros, duração estatutária do mandato, número de membros efetivos, data da primeira designação e data do termo de mandato de cada membro

O Conselho de Administração, compreendendo a Comissão de Auditoria, é composto por um mínimo de sete e um máximo de quinze membros, fixados pela Assembleia Geral que os eleger³⁴.

Atualmente, o Conselho de Administração é composto por 15 membros, incluindo um total de 12 membros não executivos.

A 31 de dezembro de 2013, o Conselho de Administração da REN integra os seguintes membros, os quais foram nomeados para o mandato de 2012-2014:

NOME	CARGO	DATA DE ELEIÇÃO	ANO TERMO MANDATO
RUI CARTAXO	PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DA COMISSÃO EXECUTIVA	2007	2014
GONÇALO MORAIS SOARES	ADMINISTRADOR EXECUTIVO	2012	2014
JOÃO FARIA CONCEIÇÃO	ADMINISTRADOR EXECUTIVO	2009	2014
GUANGCHAO ZHU (EM REPRESENTAÇÃO DA STATE GRID INTERNATIONAL DEVELOPMENT LIMITED)	VICE-PRESIDENTE	2012	2014
MENGRONG CHENG	ADMINISTRADOR	2012	2014
HAIBIN WAN	ADMINISTRADOR	2012	2014
HILAL AL-KHARUSI	ADMINISTRADOR	2012	2014
ANÍBAL SANTOS (INDICADO PELA PARPÚBLICA - PARTICIPAÇÕES PÚBLICAS (SGPS), S.A.)	ADMINISTRADOR	2001	2014
FILIPE DE BOTTON (INDICADO PELA EGF - GESTÃO E CONSULTORIA FINANCEIRA, S.A.)	ADMINISTRADOR	2012	2014
MANUEL CHAMPALIMAUD (INDICADO PELA GESTMIN, SGPS, S.A.)	ADMINISTRADOR	2012	2014
JOSÉ FOLGADO BLANCO	ADMINISTRADOR	2012	2014
JOSÉ LUÍS ARNAUT	ADMINISTRADOR	2012	2014
JOSÉ LUÍS ALVIM	ADMINISTRADOR/ PRESIDENTE DA COMISSÃO DE AUDITORIA	2007	2014
JOSÉ FREDERICO JORDÃO	ADMINISTRADOR/ MEMBRO DA COMISSÃO DE AUDITORIA	2007	2014
EMÍLIO RUI VILAR	ADMINISTRADOR/ MEMBRO DA COMISSÃO DE AUDITORIA	2012	2014

Nos termos do Contrato de Sociedade³⁵, os membros dos órgãos sociais exercem as respetivas funções por períodos de três anos civis renováveis, contando-se como completo o ano civil da designação.

³⁴ Cfr. alínea b), do n.º 2, do artigo 8.º, e n.º 1, do artigo 14.º, ambos do Contrato de Sociedade.

³⁵ Cfr. artigo 27.º, n.º 1.

II.18. Distinção dos membros executivos e não executivos do Conselho de Administração e, relativamente aos membros não executivos, identificação dos membros que podem ser considerados independentes, ou, se aplicável, identificação dos membros independentes do Conselho Geral e de Supervisão

O Conselho de Administração inclui um número adequado de membros não executivos que garantem a efetiva capacidade de acompanhamento, supervisão, fiscalização e avaliação da atividade dos membros executivos, tendo em conta, em particular, a estrutura acionista e a dispersão de capital da REN. Assim, em 31 de dezembro de 2013 e nesta data, 12 dos 15 membros do Conselho de Administração da REN são administradores não executivos.

Atentos os critérios de aferição de independência previstos no n.º 5 do artigo 414.º do CSC relativamente aos membros da Comissão de Auditoria e em 18.1 do Regulamento 4/2013 da CMVM relativamente aos demais administradores não executivos e, com base na respetiva autoavaliação, o Conselho de Administração e a Comissão de Auditoria da REN consideraram independentes os seguintes administradores da sociedade:

NOME	CARGO
JOSÉ LUÍS ALVIM	PRESIDENTE DA COMISSÃO DE AUDITORIA
JOSÉ FREDERICO JORDÃO	MEMBRO DA COMISSÃO DE AUDITORIA
EMÍLIO RUI VILAR	MEMBRO DA COMISSÃO DE AUDITORIA
JOSÉ LUIS ARNAUT	ADMINISTRADOR

Ademais, todos os membros não executivos do Conselho de Administração (para além, naturalmente, dos administradores que integram a Comissão de Auditoria) cumpriram, se lhes fossem aplicáveis, todas as regras de incompatibilidade previstas no n.º 1 do artigo 414.º-A do CSC, com exceção das previstas nas alíneas b) e h).

Tendo em conta o modelo de governação adotado, a dimensão da sociedade, a sua estrutura acionista e o respetivo *free float* (de apenas 18,9% do capital social), a REN considera que a proporção de administradores independentes é adequada face ao número de administradores executivos e ao número total de administradores.

Atento o exposto, a REN cumpre plenamente as recomendações II.1.6 e II.1.7 da CMVM, uma vez que o Conselho de Administração inclui um número adequado de administradores não executivos e, de entre estes, de administradores independentes.

Acresce que o artigo 7.º-A regula o regime especial de incompatibilidades aplicável ao exercício de funções em qualquer órgão social da REN. Visa-se com esta disposição estabelecer um regime de incompatibilidades relacionadas com potenciais conflitos de interesses decorrentes do exercício, direto ou indireto, de atividades no setor elétrico ou no setor do gás natural, em Portugal ou no estrangeiro. Note-se que o regime previsto neste preceito não teve aplicação relativamente aos membros eleitos na mesma assembleia, prevendo-se a sua aplicação plena apenas para eleições futuras de membros de órgãos sociais.

Cumulação do cargo de presidente do conselho de administração e da comissão executiva

Rui Cartaxo acumula simultaneamente os cargos de Presidente do Conselho de Administração e da Comissão Executiva.

Nos termos do regulamento do Conselho de Administração, foram adotados diversos mecanismos destinados à eficiente coordenação dos trabalhos dos

membros com funções não executivas, em especial, com vista a facilitar o exercício do respetivo direito à informação, nos termos que se seguem³⁶.

- a) Sem prejuízo do desempenho das competências não delegadas na Comissão Executiva, os administradores com funções não executivas assumem uma função de supervisão da atuação da gestão executiva.
- b) Com vista à adoção de decisões independentes e informadas, os administradores não executivos poderão obter qualquer informação que julguem necessária ou conveniente ao exercício das respetivas funções, competências e deveres (em especial, informação relacionada com as competências delegadas na Comissão Executiva e com o seu desempenho), podendo solicitar tais informações a qualquer um dos membros da Comissão Executiva, devendo a resposta à sua solicitação ser prestada adequada e atempadamente.

Sempre que considerado por estes necessário ou conveniente, os administradores com funções não executivas realizam ainda reuniões *ad hoc*, com vista a proceder à apreciação da gestão da sociedade.

Em acréscimo, a documentação de suporte para as reuniões do Conselho de Administração é oportunamente comunicada aos membros não executivos do órgão de administração, encontrando-se as deliberações da Comissão Executiva e respetiva documentação de suporte sempre disponíveis para consulta³⁷.

Assim, através dos mecanismos acima descritos, encontram-se reunidas as condições necessárias para que os administradores com funções não executivas desempenhem as suas funções de forma independente e informada.

II.19. Qualificações profissionais e outros elementos curriculares relevantes de cada um dos membros, consoante aplicável, do Conselho de Administração, do Conselho Geral e de Supervisão e do Conselho de Administração Executivo

Rui Cartaxo

Licenciado em Economia pela Universidade Técnica de Lisboa. Foi administrador executivo da Galp Energia entre 2002 e 2006, e adjunto do ministro da Economia e Inovação entre 2006 e 2007. Entre 2007 e 2009, desempenhou o cargo de CFO da REN, tendo desde esta data vindo a exercer o cargo de Presidente do Conselho de Administração e Presidente da Comissão Executiva (CEO).

Gonçalo Morais Soares

Licenciado em Economia pela Universidade Nova de Lisboa, tendo concluído um MBA na Georgetown University (Washington) e um Advanced Management Program pela Kellogg Business School (Chicago) e pela Universidade Católica de Lisboa. Exerceu o cargo de administrador da ZON TV Cabo e da ZON Lusomundo Audiovisuais entre 2007 e 2012. Exerce o cargo de membro do Conselho de Administração e vogal da Comissão Executiva da REN desde 2012.

João Faria Conceição

Licenciado em Engenharia Aeroespacial pelo Instituto Superior Técnico, tendo completado mestrado em Aerodinâmica no Von Karman Institute for Fluid Dynamics (Bélgica) e concluído um MBA no Insead (França). Foi consultor, entre 2000 e 2007, na Boston Consulting Group, tendo entre 2007 e 2009 exercido o cargo de assessor do ministro da Economia e Inovação. Desde 2009 que exerce o cargo de membro do Conselho de Administração e de vogal da Comissão Executiva da REN.

³⁶ Cfr. artigo 11.º do regulamento do Conselho de Administração.

³⁷ Cfr. artigo 5.º do regulamento da Comissão de Executiva.

Guangchao Zhu

Licenciado em Proteção Relay pela Universidade Shandong (China), tendo concluído o mestrado em Sistemas Eléctricos e Automação na mesma faculdade. Posteriormente, concluiu um MBA na Universidade Baylor (EUA). Entre 2007 e 2009, exerceu o cargo de vice-presidente do grupo preparatório da National Grid Corporation of the Philippines, foi presidente consultivo, chief executive advisor e membro do Conselho de Administração da National Grid Corporation of the Philippines, em 2009, tendo desde essa data até 2010 desempenhado funções de diretor-geral do Departamento de Cooperação Internacional da State Grid Corporation of China. Entre 2010 e 2011, exerceu os cargos de vice-presidente executivo sénior e de membro do Conselho de Administração da State Grid Development Limited. Atualmente, exerce os cargos de Presidente, CEO e membro do Conselho de Administração da State Grid International Development Limited e de Presidente do Conselho de Administração da State Grid Brazil Holding S.A..

Mengrong Cheng

Licenciada em Literatura Inglesa pelo Instituto de Segunda Língua Estrangeira de Pequim, concluiu um mestrado em Gestão de Empresas pela Universidade Tsinghua (Pequim, China). Entre 2006 e 2011, Mengrong Cheng desempenhou funções de diretora-geral do departamento de cooperação internacional na State Grid Corporation of China. Atualmente, Mengrong Cheng é membro do comité chinês de IEC MSB; codiretora do departamento de cooperação internacional, e membro do comité de gestão do investimento estrangeiro na State Grid Corporation of China.

Haibin Wan

Licenciado em Engenharia de Automação pela Northeastern University (China), tendo concluído um mestrado em Engenharia de Automação pela mesma Universidade e um doutoramento pela Universidade de Bath (Reino Unido). Membro do Conselho de Administração da REN desde 2012 e diretor-geral adjunto do organismo europeu da State Grid. Entre 1997 e 2009, foi engenheiro chefe da State Grid International Development Limited, gestor de projetos de operações de rede da National Grid Company United Kingdom.

Hilal Al-Kharusi

Licenciado em GeoCiências/Geografia Económica, tendo concluído um MBA no Henley Management College (Reino Unido). A sua experiência profissional inclui o desenvolvimento, implementação e gestão de projetos locais e internacionais de petróleo e gás. Em 1991 iniciou a sua carreira profissional na Petroleum Development Oman. Em 2001 desempenhou funções na área de desenvolvimento de negócios da Shell International na Holanda, tendo desenvolvido a sua colaboração em projetos no Médio Oriente, CIS e África. Em 2003 desempenhou a função de diretor de projeto de vários projetos na Rússia e no Mar Cáspio. A sua colaboração com a Oman Oil Company teve início em 2005, tendo desempenhado funções de diretor do departamento de engenharia de petróleo e, posteriormente, de diretor de desenvolvimento de negócios, responsável pela gestão de investimentos upstream existentes e pelo desenvolvimento de novas oportunidades de negócio no setor da energia, com relevo para as áreas de refinação e petroquímica. Em 2011, foi nomeado Diretor do Grupo de Desenvolvimento de Negócios da Oman Oil Company, coordenando novos investimentos e negócios na área da energia. Em 2012, e na sequência da reestruturação da Oman Oil Company, foi nomeado Vice-Presidente, responsável pela área de negócios emergentes e pela gestão de investimentos, sendo igualmente membro da comissão executiva da Oman Oil Company.

Aníbal Santos

Licenciado em Finanças pelo ISCEF e doutorado em Economia pela Universidade Católica Portuguesa. Além de membro do Conselho de Administração da REN, exerce o cargo de membro do Conselho Diretivo da Elecpor, desde dezembro de 2006, e de membro do Conselho Consultivo da Portugal Telecom, SGPS, S.A..

Filipe de Botton

Licenciado em Gestão de Empresas pela Universidade Católica Portuguesa. Fundador da Logoplaste, passando a CEO em 1991. Está também envolvido no setor de hotelaria e resorts, bem como no da produção de vinho. Empresário do Ano de 2004 pelo Congresso Internacional de Empreendedorismo e Venture Capital, recebeu o prémio “Personalidade de Marketing Industrial 2004”. Faz ainda parte do Conselho Superior da Universidade de Évora, é membro do Conselho de Administração da COTEC (Associação Empresarial para a Inovação) e presidente da Comissão Executiva do CADin.

Manuel Champalimaud

Presidente do Conselho de Administração da Gestmin SGPS, SA, presidente do Conselho de Administração da Sogestão – Administração e Gerência, SA, gerente delegado da Sogolfe – Empreendimentos Turísticos, Sociedade Unipessoal, Lda., gerente delegado da Sociedade Agrícola São Barão – Unipessoal, Lda., gerente da sociedade Da Praia – Promoção Imobiliária, Lda., e vogal da Administração – Winreason, S.A..

José Folgado Blanco

Licenciado em Economia e doutorado em Economia pela Universidade Autónoma de Madrid. Atualmente é professor de Finanças Públicas e Sistemas Fiscais da Universidad Autónoma de Madrid, assessor do Conselho de Administração da Universidad Autónoma de Madrid e presidente do Conselho de Administração da Red Eléctrica Corporación, S.A.. Desempenhou funções como diretor do departamento de economia da CEOE, membro do Conselho Económico e Social, em representação das organizações empresariais, e foi secretário de Estado do Orçamento. Exerceu funções no Ministério das Finanças e no Ministério da Economia, foi secretário de Estado da Economia, da Energia, e das Pequenas e Médias Empresas, deputado pela Província de Zamora no Congresso dos Deputados e vice-presidente das Finanças. Foi ainda alcaide de Tres Cantos (Madrid).

José Luís Arnaut

Licenciado em Direito pela Universidade Lusíada de Lisboa, tendo obtido em 1999 o DESS (Diploma de Estudos Superiores Especializados) da Universidade Robert Schuman, de Estrasburgo. Tem centrado a sua atividade profissional como advogado predominantemente nas áreas do Direito da Propriedade Intelectual, com especial incidência no domínio do Direito das Patentes, Marcas, Nomes de Domínio, Novas Tecnologias e Direito da Concorrência. É, desde 1992, mandatário europeu de patentes junto do Instituto Europeu de Patentes (Munique) e, desde 1996, mandatário europeu de marcas junto do Instituto de Harmonização do Mercado Interno da União Europeia (Alicante) e agente oficial da propriedade industrial, junto do INPI – Instituto Nacional da Propriedade Industrial. Iniciou a sua atividade em 1989 na sociedade de advogados Pena, Machete & Associados. Sócio-fundador da Rui Pena, Arnaut & Associados, em 2002, onde é atualmente Managing Partner. É membro do Conselho de Administração da REN, do Conselho Consultivo da Goldman Sachs, do Conselho Consultivo da AON e do Conselho Assessor Português da BOGARIS, SA, vogal do Conselho de Administração da MOP, S.A., presidente do Subcomité LIDE Direito e Justiça e, desde dezembro de 2011, presidente da Assembleia Geral da Federação Portuguesa de Futebol. Em 1999, foi eleito secretário-geral do Partido Social Democrata, liderado por José Manuel Durão Barroso, e tornou-se membro do Parlamento português, onde presidiu à Comissão de Negócios Estrangeiros e à Comissão de Defesa Nacional. Foi ministro-adjunto do Primeiro-Ministro José Manuel Durão Barroso, no XV Governo Constitucional de Portugal. Foi ministro das Cidades, Administração Local, Habitação e Desenvolvimento Regional do XVI Governo Constitucional de Portugal. Foi comissário da Lisboa 94 - Capital Europeia da Cultura, em representação do governo, tendo sido nomeado em novembro de 1993. Em 1995, foi condecorado pelo Presidente da República com a Comenda da Ordem do Infante Dom Henrique; em 2004 foi agraciado pelo Presidente da República do Brasil com a Grã Cruz da Ordem Nacional do Cruzeiro do Sul; em 2005 foi agraciado com a Grã Cruz da Ordem do Infante Dom Henrique, pelo Presidente da República Portuguesa. Em 2006 foi condecorado com a insígnia de Chevalier de la Legion d’Honneur pelo Presidente da República Francesa e agraciado com a Grã Cruz da Ordem de Mérito pelo Presidente da República da Lituânia.

José Luís Alvim

Licenciado pela Faculdade de Economia do Porto. Exerce o cargo de gerente na sociedade JL Alvim - Consultoria Estratégica e Formação Avançada, Lda. desde 2011. Foi presidente do Conselho de Administração (não executivo) da Microprocessador - Sistemas Digitais, S.A. entre 2008 e maio de 2012, administrador (não executivo) da Microprocessador - Sistemas Digitais, S.A. entre maio e outubro de 2012 e Administrador (não executivo) da CUF SGPS entre 2007 e dezembro de 2012. É professor na Porto Business School.

José Frederico Jordão

Licenciado em Finanças pelo Instituto Superior de Ciências Económicas e Financeiras. Foi membro do Conselho de Administração da RAR (*Holding*) e presidente do Conselho de Administração da Iberholding, RAR Imobiliária, RAR Genève e RAR Londres. Desempenhou funções no Grupo CUF, Shell, Mobil e Dow Chemical. Exerce o cargo de membro do Conselho de Administração e membro da Comissão de Auditoria desde 2007.

Emílio Rui Vilar

Licenciado em Direito pela Faculdade de Coimbra e doutor *honoris causa* pela Universidade de Lisboa. Exerce os cargos de presidente do Conselho de Auditoria do Banco de Portugal (desde 1996), de administrador não executivo da Fundação Calouste Gulbenkian e da Partex Oil and Gas (Holdings) Corporation, e é advogado-consultor da PLMJ - Sociedade de Advogados (desde 2012). Foi presidente do Conselho de Administração da Fundação Calouste Gulbenkian de 2002 a 2012, tendo sido administrador desde 1996. Foi Presidente da Partex Oil and Gas (Holdings) Corporation de 2002 a 2012. Assegurou a presidência do Centro Europeu de Fundações (EFC), de 2008 a 2011, tendo presidido também ao Centro Português de Fundações entre 2006 e 2012. Foi fundador e presidente do Conselho Geral do Instituto Português de Corporate Governance entre 2007 e 2010.

O endereço profissional de cada um dos citados membros do Conselho de Administração é o da sede da REN, sita na Avenida Estados Unidos da América, n.º 55, freguesia de Alvalade, em Lisboa.

II.20. Relações familiares, profissionais ou comerciais, habituais e significativas, dos membros, consoante aplicável, do Conselho de Administração, do Conselho Geral e de Supervisão e do Conselho de Administração Executivo

NOME	DETENTOR DE PARTICIPAÇÃO QUALIFICADA	RELAÇÃO
RUI CARTAXO	RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN, S.A.	ADMINISTRADOR NÃO EXECUTIVO
GONÇALO MORAIS SOARES	-	-
JOÃO FARIA CONCEIÇÃO	-	-
GUANGCHAO ZHU (EM REPRESENTAÇÃO DA STATE GRID INTERNATIONAL DEVELOPMENT LIMITED)	STATE GRID OF CHINA	PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DE SOCIEDADES DO GRUPO STATE GRID (VIDE II.19 E 26)
MENGRONG CHENG	STATE GRID OF CHINA	CODIRETORA DO DEPARTAMENTO DE COOPERAÇÃO INTERNACIONAL E MEMBRO DO COMITÉ DE GESTÃO DO INVESTIMENTO ESTRANGEIRO DESTA SOCIEDADE
HAIBIN WAN	STATE GRID OF CHINA	DIRETOR-GERAL ADJUNTO DO ORGANISMO EUROPEU DA STATE GRID
HILAL AL-KHARUSI	OMAN OIL	CARGOS DE ADMINISTRAÇÃO EM VÁRIAS SOCIEDADES DO GRUPO OMAN OIL (VIDE II.19 E 26)
ANÍBAL SANTOS (INDICADO PELA PARPÚBLICA - PARTICIPAÇÕES PÚBLICAS (SGPS), S.A.)	-	-
FILIPE DE BOTTON (INDICADO PELA EGF - GESTÃO E CONSULTORIA FINANCEIRA, S.A.)	EGF, GESTÃO E CONSULTORIA FINANCEIRA, S.A.	PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DESTA SOCIEDADE E CARGOS DE GESTÃO EM OUTRAS SOCIEDADES DO GRUPO EGF (VIDE II.19 E 26)
MANUEL CHAMPALIMAUD (INDICADO PELA GESTMIN, SGPS, S.A.)	GESTMIN, SGPS, S.A.	PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA GESTMIN, SGPS, S.A. E CARGOS DE GESTÃO EM OUTRAS SOCIEDADES DO GRUPO GESTMIN (VIDE II.26)
JOSÉ FOLGADO BLANCO	RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN, S.A.	PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DESTA SOCIEDADE
JOSÉ LUÍS ARNAUT	-	-
JOSÉ LUÍS ALVIM	-	-
JOSÉ FREDERICO JORDÃO	-	-
EMÍLIO RUI VILAR	-	-

II.21. Organogramas ou mapas funcionais relativos à repartição de competências entre os vários órgãos sociais, comissões e/ou departamentos da sociedade, incluindo informação sobre delegações de competências, em particular no que se refere à delegação da administração quotidiana da sociedade

Conforme organograma constante do ponto II.15, a REN adota um modelo de governo societário de inspiração anglo-saxónica que integra os seguintes órgãos sociais eleitos pela Assembleia Geral³⁸: (i) o Conselho de Administração, como órgão de administração dos negócios sociais, o qual delega a gestão corrente da sociedade na Comissão Executiva³⁹, e (ii) a Comissão de Auditoria e o revisor oficial de contas, como órgãos de fiscalização, sendo a Comissão de Auditoria composta exclusivamente por administradores não executivos. A Assembleia Geral elege ainda uma Comissão de Vencimentos.

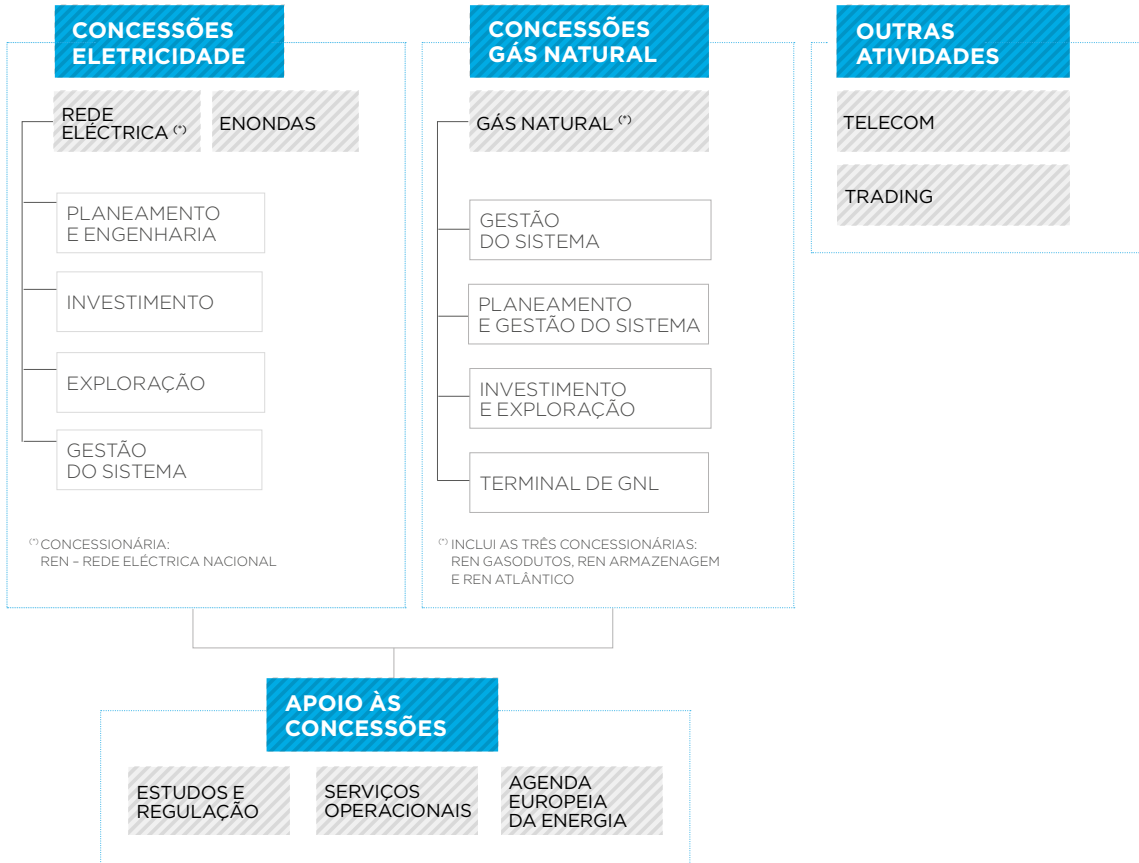
³⁸ Cfr. alínea b), do n.º 2, do artigo 8.º do Contrato de Sociedade.

³⁹ Cfr. n.º 1, do artigo 8.º, do regulamento do Conselho de Administração.

Para melhor compreensão da divisão de competências entre os diversos órgãos sociais inclui-se de seguida também o organograma funcional das unidades de negócio da REN.

GRUPO REN

UNIDADES DE NEGÓCIO



ESTRUTURAS CORPORATIVAS E DE SUPORTE



Assembleia Geral

A Assembleia Geral é o órgão social constituído pela universalidade dos acionistas da sociedade, ao qual compete, nomeadamente:

- a) apreciar o relatório do Conselho de Administração, discutir e votar o balanço, as contas e os pareceres da Comissão de Auditoria e do revisor oficial de contas e deliberar sobre a aplicação dos resultados do exercício;
- b) eleger os membros da mesa da Assembleia Geral, os administradores e o revisor oficial de contas;
- c) deliberar sobre quaisquer alterações dos estatutos;
- d) deliberar sobre as remunerações dos membros dos órgãos sociais, podendo, para o efeito, designar uma Comissão de Vencimentos; e
- e) deliberar sobre qualquer outro assunto que se integre na sua competência e para o qual tenha sido convocada.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração tem as competências e poderes que lhe são conferidos pelo CSC e pelo Contrato de Sociedade⁴⁰. De entre estes, salientam-se, em especial:

- a) definir os objetivos e as políticas de gestão da sociedade;
- b) elaborar os planos de atividade e financeiros anuais;
- c) gerir os negócios sociais e praticar todos os atos e operações relativos ao objeto social que não caibam na competência atribuída a outros órgãos da sociedade;
- d) representar a sociedade em juízo e fora dele, ativa e passivamente, podendo desistir, transigir e confessar em quaisquer pleitos, como celebrar convenções de arbitragem;
- e) adquirir, vender ou por outra forma alienar ou onerar direitos ou bens, móveis ou imóveis;
- f) constituir sociedades e subscrever, adquirir, onerar e alienar participações sociais;
- g) propor à Assembleia Geral a aquisição e alienação de ações próprias, dentro dos limites fixados na lei;
- h) estabelecer a organização técnico-administrativa da sociedade e as normas de funcionamento interno, designadamente relativas ao pessoal e sua remuneração;
- i) exercer as demais competências que lhe sejam atribuídas por lei ou pela Assembleia Geral.

De acordo com o regulamento do Conselho de Administração, aprovado em 27 de março de 2012⁴¹, não são suscetíveis de delegação na Comissão Executiva as matérias legalmente indelegáveis, incluindo, a cooptação de administradores, o pedido de convocação de assembleias gerais, a aprovação do relatório e contas anuais a submeter à Assembleia Geral, a prestação de cauções e garantias pessoais ou reais pela sociedade, a mudança da sede social, aumentos do capital social, e aprovação de projetos de fusão, cisão e transformação.

Por sua vez, a aquisição e a alienação de bens, direitos ou participações sociais de valor económico superior a 10% dos ativos fixos da Sociedade encontram-se sujeitas a aprovação prévia da Assembleia Geral⁴².

Comissão executiva

Em 27 de março de 2012, foram delegados numa Comissão Executiva os poderes de gestão corrente da sociedade que incluem as seguintes competências, a exercer ao abrigo e dentro dos limites fixados anualmente no orçamento

⁴⁰ Cfr. n.º 1 do artigo 15.º, n.º 1 do Contrato de Sociedade.

⁴¹ Cfr. n.º 3 e n.º 5 do artigo 3.º.

⁴² Cfr. n.º 2 do artigo 15.º do Contrato de Sociedade.

de exploração e no plano estratégico, aprovados, sob proposta da Comissão Executiva, pelo Conselho de Administração:

- a) Gerir a atividade normal da sociedade e praticar todos os atos compreendidos no seu objeto social que não caibam na competência exclusiva do Conselho de Administração
- b) Aprovar a alienação de ativos e os investimentos a efetuar pela sociedade e pelas suas participadas, cujo valor individual ou agregado seja igual ou inferior a 15 milhões de euros, ou aprovadas no orçamento anual e cujo valor individual ou agregado seja igual ou inferior a 25 milhões de euros
- c) Constituir sociedades e adquirir, onerar e alienar participações sociais quando se tratem de sociedades veículo para a realização de investimentos específicos em valor não superior a 7.500 milhões de euros ou já aprovadas no orçamento anual
- d) Indicar as pessoas a designar pela sociedade para os órgãos sociais dos dois operadores das redes de transporte e das sociedades veículo referidas no ponto anterior
- e) Estabelecer a organização técnico-administrativa da sociedade, as normas de funcionamento interno, designadamente as relativas aos recursos humanos e à sua remuneração
- f) Preparar e executar o orçamento anual, o plano de negócios e outros planos de desenvolvimento a médio e longo prazo
- g) Negociar, celebrar, modificar e promover a cessação de quaisquer contratos de valor igual ou inferior a 5 milhões de euros e contratos de financiamento de curto prazo (isto é, com maturidade igual ou inferior a três anos)
- h) Tomar ou dar de arrendamento quaisquer prédios ou frações de imóveis;
- i) Coordenar a atividade das sociedades que se encontrem em relação de grupo com a REN, podendo ainda, quanto às sociedades em relação de domínio total, dirigir instruções vinculativas, nos termos legais aplicáveis
- j) Deliberar a prestação de apoio técnico ou financeiro a sociedades participadas
- k) Representar a sociedade em juízo e fora dele, ativa ou passivamente, bem como propor e prosseguir quaisquer ações judiciais ou arbitrais, confessá-las e delas desistir ou transigir, bem como, celebrar convenções de arbitragem
- l) Abrir, movimentar e encerrar contas bancárias
- m) Constituir mandatários com os poderes que julgue convenientes

A delegação de competências na Comissão Executiva não exclui, no entanto, a competência do Conselho de Administração para tomar deliberações sobre as matérias objeto de delegação.

Em acréscimo, de acordo com o regulamento do Conselho de Administração⁴³, aprovado em 27 de março de 2012, não são suscetíveis de delegação na Comissão Executivas as seguintes matérias:

- a) As matérias legalmente indelegáveis, incluindo a cooptação de administradores, o pedido de convocação de assembleias gerais, a aprovação do relatório e contas anuais a submeter à Assembleia Geral, a prestação de cauções e garantias pessoais ou reais pela sociedade, a mudança da sede social, aumentos do capital social, a aprovação de projetos de fusão, cisão e transformação
- b) A definição da estratégia e políticas gerais, da estrutura empresarial do Grupo REN e dos objetivos e políticas de gestão da sociedade
- c) A aprovação do orçamento anual, o plano de negócios e outros planos de desenvolvimento a longo prazo

⁴³ Cfr. n.ºs 3 e 5, do artigo 3.º.

- d) A contração de dívida no mercado financeiro nacional ou internacional, sem prejuízo do previsto da delegação de poderes supra-referidos;
- e) A proposta à Assembleia Geral relativa à aquisição e alienação de valores mobiliários próprios
- f) A aprovação dos sistemas de controlo interno, de gestão de risco e de auditoria interna
- g) A designação do secretário da sociedade e respetivo suplente
- h) A designação do representante da REN nas assembleias gerais das sociedades participadas
- i) A indicação das pessoas a designar pela REN para integrarem as listas dos titulares dos órgãos sociais a eleger nas sociedades participadas, com exceção dos órgãos sociais dos dois operadores das redes de transporte e das sociedades veículo referidas no ponto l. infra
- j) A nomeação do chief technical officer da REN, mediante proposta da Comissão Executiva
- k) A aprovação das alienações de ativos e/ou direitos, de investimentos e a constituição de ónus a efetuar pela REN e/ou pelas sociedades participadas, cujo valor individual ou agregado seja superior a 15 milhões de euros salvo se já incluídas no orçamento anual da Sociedade e o respetivo valor individual ou agregado não exceder 25 milhões de euros
- l) A constituição de sociedades e a subscrição, aquisição, detenção, oneração e alienação de participações sociais, exceto nos casos em que aquelas sociedades sejam, ou as participações respeitem a, sociedades veículo para a realização de investimentos específicos com um valor individual ou agregado que não exceda 7.500 milhões de euros ou que tenham sido aprovados no âmbito do orçamento anual da sociedade
- m) A intervenção da sociedade ou de qualquer das suas participadas em atividades que não se incluam nas suas atividades principais
- n) A participação da REN ou de qualquer das sociedades por si participadas em joint ventures, parcerias ou acordos de cooperação estratégica e seleção dos parceiros relevantes
- o) A celebração de transações com partes relacionadas cujo montante exceda 500 milhões de euros ou que, independentemente do montante relevante, possam ser consideradas como não tendo sido executadas com base em condições de mercado
- p) As demais deliberações sobre matérias estratégicas, em particular devido à sua relação com acordos estratégicos, ao seu risco ou às suas características especiais

Compete, especialmente, ao Presidente da Comissão Executiva:

- a) coordenar a atividade da Comissão Executiva;
- b) convocar e dirigir as reuniões da Comissão Executiva e exercer o voto de qualidade;
- c) assegurar que seja prestada toda a informação aos demais membros do Conselho de Administração relativamente à atividade e às deliberações da Comissão Executiva;
- d) assegurar o cumprimento dos limites da delegação e da estratégia da sociedade.

Repartição de pelouros no conselho de administração

Tendo em vista a otimização da eficiência da gestão, os membros da Comissão Executiva repartiram entre si a responsabilidade pelo acompanhamento direto de áreas específicas de atuação da sociedade, nos termos que constam do diagrama seguinte:



Comissão de auditoria e revisor oficial de contas

A Comissão de Auditoria e o revisor oficial de contas são os órgãos de fiscalização da sociedade, encontrando-se as suas principais competências descritas em III.38.

Comissão de vencimentos

A Comissão de Vencimentos é responsável pela fixação das remunerações e pela apresentação de declaração anual sobre a política de remuneração dos membros dos órgãos de administração e de fiscalização.

Dentro das suas incumbências, a Comissão de Vencimentos tem igualmente participado ativamente na avaliação de desempenho, em particular para efeitos da fixação da remuneração variável dos administradores executivos.

b) Funcionamento

II.22. Existência e local onde podem ser consultados os regulamentos de funcionamento, consoante aplicável, do Conselho de Administração, do Conselho Geral e de Supervisão e do Conselho de Administração Executivo

O regulamento do Conselho de Administração - bem como o regulamento da Comissão Executiva - encontra-se disponível no *website*⁴⁴ da sociedade em português e na sua tradução para língua inglesa.

⁴⁴ www.ren.pt

II.23. Número de reuniões realizadas e grau de assiduidade de cada membro, consoante aplicável, do Conselho de Administração, do Conselho Geral e de Supervisão e do Conselho de Administração Executivo, às reuniões realizadas.

Conselho de Administração

As reuniões do Conselho de Administração são convocadas e dirigidas pelo respetivo Presidente. Compete ao Conselho de Administração fixar a periodicidade das suas reuniões ordinárias, sendo, no entanto, obrigatória uma reunião bimestral. Assim, o Conselho de Administração reúne ordinariamente com uma periodicidade mínima bimestral, em datas a fixar, em cada ano, pelos seus membros, salvo durante os 18 meses iniciais do seu mandato, período no qual as reuniões do Conselho de Administração devem ser mensais⁴⁵.

Acresce que o Conselho de Administração deve reunir extraordinariamente sempre que convocado pelo seu Presidente, por dois administradores, ou a pedido do revisor oficial de contas⁴⁶.

No ano de 2013, o Conselho de Administração realizou 12 reuniões, das quais foram elaboradas as respetivas atas.

O quadro seguinte identifica o número de reuniões do Conselho de Administração da REN em que os administradores estiveram presentes ou devidamente representados.

Assiduidade dos membros do conselho de administração às reuniões

NOME	ASSIDUIDADE
RUI CARTAXO	12
GONÇALO MORAIS SOARES	12
JOÃO FARIA CONCEIÇÃO	12
GUANGCHAO ZHU (EM REPRESENTAÇÃO DA STATE GRID INTERNATIONAL DEVELOPMENT LIMITED)	12
MENGRONG CHENG	12
HAIBIN WAN	12
HILAL AL-KHARUSI	12
ANÍBAL SANTOS (INDICADO PELA PARPÚBLICA - PARTICIPAÇÕES PÚBLICAS (SGPS), S.A.)	12
FILIPE DE BOTTON (INDICADO PELA EGF - GESTÃO E CONSULTORIA FINANCEIRA, S.A.)	11
MANUEL CHAMPALIMAUD (INDICADO PELA GESTMIN, SGPS, S.A.)	12
JOSÉ FOLGADO BLANCO	12
JOSÉ LUÍS ARNAUT	12
JOSÉ LUÍS ALVIM	12
JOSÉ FREDERICO JORDÃO	12
EMÍLIO RUI VILAR	12

⁴⁵ Cfr. artigo 19.º, n.º 1, do Contrato de Sociedade e artigo 4.º, n.ºs 1 e 3, do regulamento do Conselho de Administração.

⁴⁶ Cfr. artigo 19.º, n.º 1, do Contrato de Sociedade.

Comissão executiva

As reuniões da Comissão Executiva são convocadas e dirigidas pelo respetivo Presidente e realizam-se, em regra, uma vez por semana⁴⁷.

No ano de 2013, a Comissão Executiva realizou 42 reuniões, das quais foram elaboradas as respetivas atas.

O Presidente da Comissão Executiva (que, conforme já referido, desempenha igualmente o cargo de Presidente do Conselho de Administração) remete ao Presidente da Comissão de Auditoria as atas das reuniões da Comissão Executiva, assim como as respetivas convocatórias, quando aplicável. Por outro lado, sempre que solicitado por membros de outros órgãos sociais, a Comissão Executiva presta, em tempo útil e de forma adequada, as informações que sejam requeridas⁴⁸.

Assiduidade dos membros da comissão executiva às reuniões

NOME	ASSIDUIDADE
RUI CARTAXO	42
GONÇALO MORAIS SOARES	41
JOÃO FARIA CONCEIÇÃO	41

II.24 Indicação dos órgãos da sociedade competentes para realizar a avaliação de desempenho dos administradores executivos

A avaliação do desempenho dos membros da Comissão Executiva é realizada pelo conjunto dos administradores não executivos, de forma a criar um adequado equilíbrio interno e um desempenho efetivo das funções não executivas por todos os membros do Conselho de Administração e não apenas por alguns administradores. Dentro das suas incumbências, a Comissão de Vencimentos tem igualmente participado ativamente na avaliação de desempenho, em particular para efeitos da fixação da remuneração variável dos administradores executivos.

Em suma, a avaliação do desempenho dos membros da Comissão Executiva é levada a cabo pela Comissão de Vencimentos, com o apoio dos administradores não executivos da sociedade, destacando-se o papel desempenhado pela Comissão de Auditoria na verificação dos elementos quantitativos de avaliação.

II.25. Critérios predeterminados para a avaliação de desempenho dos administradores executivos

A avaliação anual do desempenho dos administradores executivos tem por base critérios predeterminados, nos termos explicitados em D.III.71 infra.

⁴⁷ Cfr. n.º 1, do artigo 2.º, do regulamento da Comissão Executiva.

⁴⁸ Cfr. artigo 5.º do regulamento da Comissão Executiva.

II.26. Disponibilidade de cada um dos membros, consoante aplicável, do Conselho de Administração, do Conselho Geral e de Supervisão e do Conselho de Administração Executivo, com indicação dos cargos exercidos em simultâneo em outras empresas, dentro e fora do grupo, e outras atividades relevantes exercidas pelos membros daqueles órgãos no decurso do exercício

Aqui se destacam as funções exercidas em órgãos de administração, de direção ou de fiscalização pelos membros do Conselho de Administração e Comissão de Auditoria da REN:

ADMINISTRADOR

FUNÇÕES EXERCIDAS EM ÓRGÃOS DE ADMINISTRAÇÃO, DE DIREÇÃO OU DE FISCALIZAÇÃO

RUI CARTAXO	PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL, S.A.
	PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN - GASODUTOS, S.A.
	PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN ATLÂNTICO - TERMINAL DE GNL, S.A.
	PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN - ARMAZENAGEM, S.A.
	PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN SERVIÇOS, S.A.
	PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN TELECOM - COMUNICAÇÕES, S.A.
	PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA ENONDAS, ENERGIA DAS ONDAS, S.A.
	PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN GÁS, S.A.
	ADMINISTRADOR NÃO EXECUTIVO DA RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN, S.A.
GONÇALO MORAIS SOARES	VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL, S.A.
	VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN - GASODUTOS, S.A.
	VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN ATLÂNTICO - TERMINAL DE GNL, S.A.
	VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN - ARMAZENAGEM, S.A.
	VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN SERVIÇOS, S.A.
	VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN TELECOM - COMUNICAÇÕES, S.A.
	VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA ENONDAS, ENERGIA DAS ONDAS, S.A.
	VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN GÁS, S.A.
PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN FINANCE BV	
JOÃO FARIA CONCEIÇÃO	VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL, S.A.
	VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN - GASODUTOS, S.A.
	VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN ATLÂNTICO - TERMINAL DE GNL, S.A.
	VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN - ARMAZENAGEM, S.A.
	VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN SERVIÇOS, S.A.
	VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA RENTELECOM - COMUNICAÇÕES, S.A.
	VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA ENONDAS, ENERGIA DAS ONDAS, S.A.
VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA REN GÁS, S.A.	

Funções dos administradores executivos

Conforme resulta do quadro supra, os administradores executivos da REN apenas exercem funções em órgãos de governo de subsidiárias e sociedades participadas, direta ou indiretamente, pela REN. Desta forma, a sua disponibilidade para desempenhar o cargo é total, procurando a cada momento desenvolver a atividade e prosseguir os interesses da sociedade e do Grupo em todo o seu potencial.

Ademais, note-se que, aquando da sua designação, os administradores executivos manifestaram a sua disponibilidade máxima para desempenho do cargo e para a prossecução dos objetivos estabelecidos, tendo esta sido confirmada pela sua assiduidade nas reuniões do Conselho de Administração e da Comissão Executiva e pelo trabalho desenvolvido no seio da REN.

Funções dos administradores não executivos não independentes⁴⁹

ADMINISTRADOR	FUNÇÕES EXERCIDAS EM ÓRGÃOS DE ADMINISTRAÇÃO, DE DIREÇÃO OU DE FISCALIZAÇÃO
GUANGCHAO ZHU	PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E CEO DA STATE GRID INTERNATIONAL DEVELOPMENT LIMITED PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA STATE GRID BRAZIL HOLDING S.A.
MENGRONG CHENG	MEMBRO DO COMITÉ CHINÊS DE IEC MSB CODIRETORA DO DEPARTAMENTO DE COOPERAÇÃO INTERNACIONAL NA STATE GRID CORPORATION OF CHINA MEMBRO DO COMITÉ DE GESTÃO DO INVESTIMENTO ESTRANGEIRO NA STATE GRID CORPORATION OF CHINA
HAIBIN WAN	DIRETOR-GERAL ADJUNTO DO ORGANISMO EUROPEU DA STATE GRID
HILAL AL-KHARUSI	PRESIDENTE DA OMAN ROLLING MILL COMPANY PRESIDENTE DA TAKAMUL INVESTMENT COMPANY PRESIDENTE DA OMAN TANK TERMINAL COMPANY PRESIDENTE DA OMAN GAS COMPANY VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA DUQM REFINING AND PETROCHEMICAL INDUSTRIES COMPANY LLC VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA OMAN TRADING INTERNATIONAL
ANÍBAL SANTOS	NÃO EXERCE FUNÇÕES DE ADMINISTRAÇÃO/FISCALIZAÇÃO NOUTRAS SOCIEDADES PARA ALÉM DAS FUNÇÕES EXERCIDAS NA REN
FILIFE DE BOTTON	PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA EGF - GESTÃO E CONSULTORIA FINANCEIRA, S.A. PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA LOGOINVESTE, SGPS, S.A. VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA NORFIN - SOCIEDADE GESTORA DE FUNDOS DE INVESTIMENTO IMOBILIÁRIO, S.A. GERENTE DA INVESFIN - ASSESSORES FINANCEIROS, LDA. GERENTE DA LOGOVINHA - SOCIEDADE AGRÍCOLA, LDA. GERENTE DA LOGOTEIS - CONSULTORIA E GESTÃO, LDA.
MANUEL CHAMPALIMAUD	PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA GESTMIN, SGPS, S.A. GERENTE DELEGADO DA AGRÍCOLA SÃO BARÃO, UNIPESSOAL, LDA. GERENTE DA DA PRAIA - PROMOÇÃO IMOBILIÁRIA, LDA. PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA SOGESTÃO - ADMINISTRAÇÃO E GERÊNCIA, S.A. GERENTE DELEGADO DA SOGOLFE - EMPREENDIMENTOS TURÍSTICOS, SOCIEDADE UNIPESSOAL, LDA. VOGAL DA ADMINISTRAÇÃO DA PRODIMED, S.A. VOGAL DA ADMINISTRAÇÃO DA WINREASON, S.A.
JOSÉ FOLGADO BLANCO	PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN, S.A.

Aquando da sua designação, os administradores não executivos acima identificados manifestaram ter a disponibilidade necessária para desempenho do cargo e para a prossecução dos objetivos estabelecidos. Esta disponibilidade tem sido confirmada pela sua assiduidade nas reuniões do Conselho de Administração e pelo trabalho desenvolvido no seio da REN.

⁴⁹ Nenhuma das sociedades identificadas pertence ao Grupo REN.

Funções dos administradores não executivos independentes⁵⁰

ADMINISTRADOR	FUNÇÕES EXERCIDAS EM ÓRGÃOS DE ADMINISTRAÇÃO, DE DIREÇÃO OU DE FISCALIZAÇÃO
JOSÉ LUÍS ARNAUT ⁵¹	VOGAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA MOP, SA PRESIDENTE DA ASSEMBLEIA GERAL DA FEDERAÇÃO PORTUGUESA DE FUTEBOL
JOSÉ LUÍS ALVIM	GERENTE DA SOCIEDADE JL ALVIM - CONSULTORIA ESTRATÉGICA E FORMAÇÃO AVANÇADA, LDA.
JOSÉ FREDERICO JORDÃO	NÃO EXERCE FUNÇÕES DE ADMINISTRAÇÃO/FISCALIZAÇÃO NOUTRAS SOCIEDADES PARA ALÉM DAS FUNÇÕES EXERCIDAS NA REN
EMÍLIO RUI VILAR	PRESIDENTE DO CONSELHO DE AUDITORIA DO BANCO DE PORTUGAL (DESDE 1996) MEMBRO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO (NÃO EXECUTIVO) DA FUNDAÇÃO CALOUSTE GULBENKIAN MEMBRO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO (NÃO EXECUTIVO) DA PARTEX OIL AND GAS (HOLDINGS) CORPORATION

Aquando da sua designação, os administradores não executivos e membros da Comissão de Auditoria (quando aplicável) acima identificados manifestaram ter a disponibilidade necessária para o desempenho do cargo e para a prossecução dos objetivos estabelecidos. Esta disponibilidade tem sido confirmada pela sua assiduidade nas reuniões dos órgãos de administração e fiscalização e pelo trabalho desenvolvido no seio da REN.

II.27. Identificação das comissões criadas no seio, consoante aplicável, do Conselho de Administração, do Conselho Geral e de Supervisão e do Conselho de Administração Executivo, e local onde podem ser consultados os regulamentos de funcionamento

O Conselho de Administração da REN não entende adequado às suas especificidades nem necessária a «criação, em sentido formal», de comissões especializadas com competências em matéria de avaliação de desempenho e de governo societário, ou outras, em particular considerando: (i) a composição do órgão de administração, com apenas três membros executivos de um total de 15 membros; (ii) o modelo de governo societário implementado, integrando uma Comissão de Auditoria no seio do Conselho de Administração exclusivamente composta por membros independentes; e (iii) a estrutura acionista da empresa, com a presença de diversos acionistas com conhecimento do setor e com a vocação de parceiros estratégicos. Ademais, tem-se entendido não se justificar a constituição de comissões especializadas, atenta a atividade de supervisão realizada pela Comissão de Auditoria e pelos membros não executivos do Conselho de Administração.

Durante o ano de 2013, os administradores não executivos da sociedade acompanharam os assuntos relacionados com (i) o modelo e os princípios de governo da sociedade, (ii) a avaliação do desempenho global do Conselho de Administração e a análise do perfil adequado ao exercício das funções de administrador da REN, bem como, (iii) a avaliação do desempenho dos administradores executivos, em apoio ao Conselho de Administração e à Comissão de Vencimentos, no exercício das competências a estes cometidas.

De igual modo, o conjunto dos administradores não executivos acompanha o desempenho global do Conselho de Administração e procede à reflexão sobre o funcionamento do sistema de governo societário.

⁵⁰ Nenhuma das sociedades identificadas pertence ao Grupo REN.

⁵¹ José Luis Arnaut foi nomeado para o conselho consultivo internacional do banco norte-americano Goldman Sachs, em janeiro de 2014.

Por outro lado, conforme referido *supra*⁵², os administradores executivos repartiram, entre si, a responsabilidade e o acompanhamento de áreas específicas de atuação.

II.28. Composição, se aplicável, da comissão executiva e/ou identificação de administrador(es) delegado(s)

Em 31 de dezembro de 2013, a Comissão Executiva integra os membros como tal indicados em II.17.

II.29. Indicação das competências de cada uma das comissões criadas e síntese das atividades desenvolvidas no exercício dessas competências

Conforme referido em II.27., não foram criadas no seio do Conselho de Administração da REN comissões especializadas com competências em matéria de avaliação de desempenho e de governo societário ou outras.

No que respeita à Comissão Executiva, vide II.21.

III. FISCALIZAÇÃO

(CONSELHO FISCAL, COMISSÃO DE AUDITORIA OU CONSELHO GERAL E DE SUPERVISÃO)

a) Composição

III.30. Identificação do órgão de fiscalização (Conselho Fiscal, Comissão de Auditoria ou Conselho Geral e de Supervisão) correspondente ao modelo adotado

Conforme referido *supra*⁵³, a REN adota um modelo de governo societário de inspiração anglo-saxónica, que integra como órgãos de fiscalização a Comissão de Auditoria e o revisor oficial de contas, sendo a Comissão de Auditoria composta exclusivamente por administradores não executivos⁵⁴ e independentes, com as competências adequadas ao desempenho das suas funções.

III.31. Composição, consoante aplicável, do Conselho Fiscal, Comissão de Auditoria, do Conselho Geral e de Supervisão ou da Comissão para as Matérias Financeiras, com indicação do número estatutário mínimo e máximo de membros, duração estatutária do mandato, número de membros efetivos, data da primeira designação e data do termo de mandato de cada membro

Em 31 de dezembro de 2013, a Comissão de Auditoria é composta pelos três membros como tal identificados em II.17., composição esta que se revela adequada ao eficiente desempenho das suas funções, tendo presente a dimensão e o negócio da sociedade e a complexidade dos riscos a este associados.

O Contrato de Sociedade da REN não prevê um número mínimo e máximo de membros para a Comissão de Auditoria.

Quanto à restante informação requerida, remetemos igualmente para a informação já constante do ponto II.17.

III.32. Identificação, consoante aplicável, dos membros do Conselho Fiscal, da Comissão de Auditoria, do Conselho Geral e de Supervisão ou da Comissão para as Matérias Financeiras que se considerem independentes, nos termos do art. 414.º, n.º 5 CSC

Vide II.18. *supra*.

⁵² Cfr. II.21.

⁵³ Vide II.15. *supra*.

⁵⁴ Cfr. n.º 3 do artigo 3.º do regulamento da Comissão de Auditoria.

III.33. Qualificações profissionais, consoante aplicável, de cada um dos membros do Conselho Fiscal, da Comissão de Auditoria, do Conselho Geral e de Supervisão ou da Comissão para as Matérias Financeiras e outros elementos curriculares relevantes

Vide II.19. *supra*.

b) Funcionamento

III.34. Existência e local onde podem ser consultados os regulamentos de funcionamento, consoante aplicável, do Conselho Fiscal, Comissão de Auditoria, Conselho Geral e de Supervisão ou da Comissão para as Matérias Financeiras

O regulamento da Comissão de Auditoria pode ser consultado no *website*⁵⁵ oficial da REN em português e na sua tradução para língua inglesa.

III.35. Número de reuniões realizadas e grau de assiduidade às reuniões realizadas, consoante aplicável, de cada membro do Conselho Fiscal, Comissão de Auditoria, Conselho Geral e de Supervisão e da Comissão para as Matérias Financeiras

As reuniões da Comissão de Auditoria são convocadas e dirigidas pelo respetivo presidente e realizam-se com periodicidade mensal. Para além das reuniões ordinárias, poderá a Comissão de Auditoria reunir sempre que convocada pelo respetivo presidente ou pelos dois vogais que a compõem⁵⁶.

No ano de 2013, a Comissão de Auditoria realizou 14 reuniões, das quais foram elaboradas as respetivas atas.

Assiduidade dos membros da comissão de auditoria às reuniões

NOME	ASSIDUIDADE
JOSÉ LUÍS ALVIM	14
JOSÉ FREDERICO JORDÃO	14
EMÍLIO RUI VILAR	14

III.36. Disponibilidade de cada um dos membros, consoante aplicável, do Conselho Fiscal, da Comissão de Auditoria, do Conselho Geral e de Supervisão ou da Comissão para as Matérias Financeiras, com indicação dos cargos exercidos em simultâneo em outras empresas, dentro e fora do grupo, e outras atividades relevantes exercidas pelos membros daqueles órgãos no decurso do exercício

Acerca desta matéria, vide o que foi referido em II.26.

c) Competências e funções

III.37. Descrição dos procedimentos e critérios aplicáveis à intervenção do órgão de fiscalização para efeitos de contratação de serviços adicionais ao auditor externo

De acordo com o regulamento da Comissão de Auditoria⁵⁷, esta aprova previamente a contratação pela sociedade, ao auditor externo, ou a qualquer entidade que com ele se encontre em relação de participação ou que integre a mesma rede, de serviços diversos dos serviços de auditoria (vide também ponto V.46).

⁵⁵ www.ren.pt

⁵⁶ Cfr. artigo 8.º, n.ºs 1 e 2, do regulamento da Comissão de Auditoria.

⁵⁷ Cfr. alínea I) do n.º 3 do artigo 6.º.

Em 2013, a contratação ao auditor externo e entidades referidas supra de serviços diversos dos serviços de auditoria pela REN e sociedades em relação de domínio ou de grupo foi previamente aprovada pela Comissão de Auditoria.

III.38. Outras funções dos órgãos de fiscalização e, se aplicável, da Comissão para as Matérias Financeiras

A Comissão de Auditoria é, ao lado do revisor oficial de contas, um órgão de fiscalização, sendo composta por administradores não executivos. Assim, é um órgão integrante do Conselho de Administração, mas constituído, exclusivamente, por membros independentes.

A Comissão de Auditoria desempenha as suas funções de supervisão e fiscalização da atividade de gestão com autonomia e independência. A dupla qualidade dos seus membros, enquanto membros do órgão de fiscalização e do órgão de administração, incrementa a transparência do processo de controlo, nomeadamente em virtude do acesso especial a informações e processos de tomada de decisão que é proporcionado aos membros da Comissão de Auditoria por essa participação.

A Comissão de Auditoria, enquanto órgão de fiscalização, dispõe dos poderes e encontra-se sujeita aos deveres estabelecidos na lei, no Contrato de Sociedade da REN e no seu regulamento, competindo-lhe, em especial⁵⁸:

- a) fiscalizar a administração da sociedade e vigiar a observância da lei, do Contrato de Sociedade e dos princípios de governo aplicáveis;
- b) elaborar relatório anual sobre a sua ação fiscalizadora e dar parecer sobre o relatório, contas e proposta de aplicação de resultados apresentados pela administração;
- c) fiscalizar a eficácia do sistema de gestão de riscos, do sistema de controlo interno e do sistema de auditoria interna;
- d) verificar a regularidade dos livros, registos contabilísticos e documentos que lhes servem de suporte;
- e) verificar, quando o julgue conveniente e pela forma que entenda adequada, a extensão da caixa e as existências de qualquer espécie dos bens ou valores pertencentes à REN ou por ela recebidos em garantia, depósito ou outro título;
- f) verificar se as políticas contabilísticas e os critérios valorimétricos adotados pela REN conduzem a uma correta avaliação do património e dos resultados;
- g) verificar a exatidão dos documentos de prestação de contas preparados pelo Conselho de Administração e fiscalizar a respetiva revisão;
- h) fiscalizar o processo de preparação e de divulgação de informação financeira;
- i) receber as comunicações de irregularidades apresentadas por acionistas, colaboradores da sociedade ou outros;
- j) propor à Assembleia Geral a nomeação do revisor oficial de contas (competindo-lhe, assim, propor o auditor externo e a respetiva remuneração);
- k) fiscalizar a independência do revisor oficial de contas, designadamente no tocante à prestação de serviços adicionais;
- l) fiscalizar a revisão de contas aos documentos de prestação de contas;
- m) contratar a prestação de serviços de peritos que coadjuvam um ou vários dos seus membros no exercício das suas funções;
- n) convocar a Assembleia Geral sempre que o presidente da respetiva mesa o não faça, devendo fazê-lo.

⁵⁸ Cfr. artigo 6.º do regulamento da Comissão de Auditoria.

A Comissão de Auditoria elabora anualmente um relatório sobre a sua atividade de fiscalização (incluindo referência a eventuais constrangimentos com que se tenha deparado) e apresenta um parecer sobre o relatório de gestão e as contas do exercício, bem como sobre o relatório de governo societário, sendo ambos disponibilizados conjuntamente com os documentos de prestação de contas no *website*⁵⁹ da REN, os quais se mantêm disponíveis por cinco anos.

A Comissão de Auditoria é o principal interlocutor e o primeiro destinatário dos relatórios do revisor oficial de contas e auditor externo, representando a sociedade perante este e zelando para que lhe sejam asseguradas, dentro da sociedade, as condições adequadas à prestação dos seus serviços.

Cabe à Comissão de Auditoria fazer o acompanhamento regular da atividade do revisor oficial de contas e auditor externo, nomeadamente através da análise dos respetivos relatórios periódicos e do acompanhamento da execução dos trabalhos de auditoria e revisão, procedendo também à avaliação de eventuais recomendações de alterações de procedimentos recomendados pelos auditores externos e pelo revisor oficial de contas⁶⁰.

Uma vez que a REN adota um modelo de governo societário de inspiração anglo-saxónica, sendo o órgão de fiscalização composto por administradores não executivos, que fazem parte do Conselho de Administração, a Comissão de Auditoria, enquanto órgão de fiscalização, além das competências supra referidas, tem também competências genéricas dos administradores não executivos.

Por sua vez, nos termos do CSC⁶¹, compete ao revisor oficial de contas proceder ao exame e verificação necessários à revisão e certificação legais das contas. Compete-lhe, igualmente, verificar a regularidade dos livros, registos contabilísticos e documentos que lhe servem de suporte, a exatidão dos documentos de prestação de contas e se as políticas contabilísticas e os critérios valorimétricos adotados pela REN conduzem a uma correta avaliação do património e dos resultados.

O revisor oficial de contas e o auditor externo acompanham ainda a aplicação das políticas e sistemas de remunerações, a eficácia e o funcionamento dos mecanismos de controlo interno e está obrigado a reportar quaisquer deficiências significativas à Comissão de Auditoria da sociedade. O revisor oficial de contas procede também à verificação do relatório de governo societário, nos termos legais aplicáveis.

IV. REVISOR OFICIAL DE CONTAS

IV.39. Identificação do revisor oficial de contas e do sócio revisor oficial de contas que o representa

O cargo de revisor oficial de contas efetivo da sociedade é desempenhado pela sociedade de revisores oficiais de contas Deloitte & Associados, SROC S.A., inscrita na Ordem dos Revisores Oficiais de Contas sob o n.º 43 e registada na CMVM sob o n.º 231, representada por Jorge Carlos Batalha Duarte Catulo (ROC n.º 992), a qual desempenha também o cargo de auditor externo.

O revisor oficial de contas suplente da sociedade é Carlos Luís Oliveira de Melo Loureiro, inscrito na Ordem dos Revisores Oficiais de Contas sob o n.º 572.

⁵⁹ www.ren.pt

⁶⁰ Cfr. artigo 6.º, n.º 3, alínea j), do regulamento da Comissão de Auditoria.

⁶¹ Cfr. artigo 420.º.

IV.40. Indicação do número de anos em que o revisor oficial de contas exerce funções consecutivamente junto da sociedade e/ou grupo

O revisor oficial de contas da REN (Deloitte & Associados, SROC SA) foi inicialmente contratado para exercer essas funções em 2009.

IV.41. Descrição de outros serviços prestados pelo ROC à sociedade

Para além das competências do ROC referidas em III.38. foram prestados os serviços referidos em V.46.

V. AUDITOR EXTERNO**V.42. Identificação do auditor externo designado para os efeitos do art. 8.º e do sócio revisor oficial de contas que o representa no cumprimento dessas funções, bem como o respetivo número de registo na CMVM**

O auditor externo da REN, tal como o revisor oficial de contas, é a Deloitte & Associados, SROC SA inscrita na Ordem dos Revisores Oficiais de Contas sob o n.º 43 e registada na CMVM sob o n.º 231, representada por Jorge Carlos Batalha Duarte Catulo (ROC n.º 992).

V.43. Indicação do número de anos em que o auditor externo e o respetivo sócio revisor oficial de contas que o representa no cumprimento dessas funções exercem funções consecutivamente junto da sociedade e/ou do grupo

O auditor externo da REN (Deloitte & Associados, SROC SA), bem como o respetivo sócio, foram inicialmente contratados para exercer essas funções em 2009.

V.44. Política e periodicidade da rotação do auditor externo e do respetivo sócio revisor oficial de contas que o representa no cumprimento dessas funções

O auditor externo da REN (Deloitte & Associados, SROC SA) foi inicialmente contratado para exercer essas funções em 2009, pelo que não decorreu ainda o período correspondente a três mandatos, a partir do qual a sociedade deve promover a sua rotação de acordo com o previsto na recomendação IV.3. da CMVM.

Acresce que, de acordo com o regulamento da Comissão de Auditoria⁶², este órgão deverá emitir parecer fundamentado sobre a eventual renovação do contrato do auditor externo para o seu quarto mandato, no qual devem ser ponderadas, em particular, as condições de independência do auditor externo e as vantagens e custos da sua substituição.

V.45. Indicação do órgão responsável pela avaliação do auditor externo e periodicidade com que essa avaliação é feita

Compete à Comissão de Auditoria proceder a uma avaliação anual do auditor externo, sendo ainda a Comissão de Auditoria competente para propor a sua destituição à Assembleia Geral em caso de justa causa, bem como para propor a respetiva remuneração.

Neste âmbito cabe à Comissão de Auditoria o acompanhamento regular da atividade desenvolvida pelo auditor externo, nomeadamente, através da análise dos respetivos relatórios periódicos e do acompanhamento da execução dos trabalhos de auditoria e de revisão, procedendo também à avaliação de eventuais recomendações de alterações de procedimentos recomendados pelo auditor externo.

⁶² Cfr. artigo 6.º, n.º 3, do regulamento da Comissão de Auditoria.

A Comissão de Auditoria tem ainda competência para fiscalizar a independência do auditor externo e para aprovar previamente a contratação de serviços diversos dos serviços de auditoria ao auditor externo ou a qualquer entidade que com ele se encontre em relação de participação ou que integre a mesma rede.

A Comissão de Auditoria procedeu à avaliação da atividade desenvolvida pelo revisor oficial de contas e auditor externo da sociedade, com referência a 2013, tendo concluído que este prestou os seus serviços de modo satisfatório, tendo cumprido as normas e regulamentos aplicáveis, incluindo as normas internacionais de auditoria em vigor, tendo atuado com grande rigor técnico.

V.46. Identificação de trabalhos, distintos dos de auditoria, realizados pelo auditor externo para a sociedade e/ou para sociedades que com ela se encontrem em relação de domínio, bem como indicação dos procedimentos internos para efeitos de aprovação da contratação de tais serviços e indicação das razões para a sua contratação

Os trabalhos, distintos dos de auditoria, prestados pelo auditor externo / ROC à REN foram essencialmente serviços de tradução, consultoria fiscal e operacional.

No âmbito do cumprimento das regras de independência estabelecidas em relação ao auditor externo / ROC, a Comissão de Auditoria da REN acompanhou, no decurso de 2013, a prestação de serviços diversos dos serviços de auditoria (*non-audit services*) pela Deloitte & Associados, SROC, S.A., de modo a assegurar-se de que não se suscitavam situações de conflito de interesses, tendo aprovado a prestação destes mesmos serviços pelo auditor externo, por considerar que se tratavam de matérias em relação às quais o conhecimento específico da Sociedade em termos de auditoria, ou a sua complementaridade face aos serviços de auditoria, justificava essa adjudicação pela vantagem de controlo de custos associada.

A REN considera cumprir plenamente a recomendação IV.2. da CMVM, uma vez que não ultrapassa o limite de 30% de serviços diversos dos de auditoria, já que 76% do total de serviços contratados ao auditor externo são serviços de revisão legal de contas, auditoria e os denominados *audit related services*.

V.47. Indicação do montante da remuneração anual paga pela sociedade e/ou por pessoas coletivas em relação de domínio ou de grupo ao auditor e a outras pessoas singulares ou coletivas pertencentes à mesma rede e discriminação da percentagem respeitante aos seguintes serviços (para efeitos desta informação, o conceito de rede é o decorrente da Recomendação da Comissão Europeia n.º C (2002) 1873, de 16 de maio)

	EMPRESA ⁶³ (REN SGPS)	OUTRAS ⁶⁴ EMPRESAS	TOTAL	
AUDITORIA E REVISÃO LEGAL DAS CONTAS	32.858	242.742	275.600	54,6%
OUTROS SERVIÇOS DE GARANTIA DE FIABILIDADE	78.000	28.080	106.080	21%
SERVIÇOS DE CONSULTORIA FISCAL	-	17.248	17.248	3,4%
	110.858	288.070	398.928	
OUTROS SERVIÇOS	13.000	92.900	105.900	
	13.000	92.900	105.900	21%
			504.828	

⁶³ Incluindo contas individuais e consolidadas.

⁶⁴ Incluindo contas individuais e consolidadas.

6.1.3 ORGANIZAÇÃO INTERNA

I. ESTATUTOS

I.48. Regras aplicáveis à alteração dos estatutos da sociedade (art. 245.º-A, n.º 1, al. h))

A alteração do Contrato de Sociedade está sujeita às regras relevantes nesta matéria, constantes da lei⁶⁵ e do Contrato de Sociedade⁶⁶. A este propósito, vide o que já se deixou dito no ponto I.14.

II. COMUNICAÇÃO DE IRREGULARIDADES

II.49. Meios e política de comunicação de irregularidades ocorridas na sociedade

Os acionistas, membros dos órgãos sociais, colaboradores, prestadores de serviços, clientes, fornecedores e outros *stakeholders* da REN ou de sociedades do Grupo REN podem comunicar à Comissão de Auditoria quaisquer práticas irregulares de que tenham conhecimento ou fundadas dúvidas, de forma a prevenir, impedir ou permitir a sanção de irregularidades potencialmente causadoras de efeitos adversos no Grupo REN.

Este sistema abrange a comunicação de práticas irregulares de acionistas, membros dos órgãos sociais, colaboradores ou prestadores de serviços do Grupo REN.

A referida comunicação deve ser efetuada por escrito, sendo enviada para a sede social ou para o endereço eletrónico comissao.auditoria@ren.pt, de acesso reservado à Comissão de Auditoria, e conter todos os elementos e informações de que o autor disponha e que julgue necessários para a avaliação da irregularidade.

As comunicações terão um tratamento confidencial, salvo se o interessado pretender fazer constar a sua identificação da comunicação de irregularidade, a qual apenas será divulgada para efeitos de realização de diligências de averiguação caso o interessado expresse o seu consentimento para o efeito.

A Comissão de Auditoria deve apreciar a situação descrita e determinar ou propor as ações que, perante cada caso concreto, entenda serem convenientes, nos termos do regulamento interno aprovado pelo Conselho de Administração, sob proposta da Comissão de Auditoria.

O processo de apreciação pela Comissão de Auditoria inclui uma fase inicial de análise preliminar, com vista (i) a uma averiguação aprofundada, podendo recorrer à contratação de consultores externos, (ii) à rejeição da comunicação ou (iii) à apresentação de proposta de medidas corretivas ao Conselho de Administração ou à Comissão Executiva.

III. CONTROLO INTERNO E GESTÃO DE RISCOS

III.50. Pessoas, órgãos ou comissões responsáveis pela auditoria interna e/ou pela implementação de sistemas de controlo interno

Os órgãos de administração e fiscalização da sociedade têm atribuído crescente importância ao desenvolvimento e aperfeiçoamento dos sistemas de controlo interno e de gestão de riscos com impacto relevante nas atividades das empresas do Grupo REN, em linha com as recomendações formuladas a nível nacional e internacional, assim como a dimensão e o negócio da sociedade e a complexidade dos riscos a este associados.

A criação e o acompanhamento dos sistemas de controlo interno e de gestão de riscos, incluindo a fixação dos seus objetivos e os sistemas para o controlo do seu

⁶⁵ Cfr. artigo 383.º do CSC.

⁶⁶ Cfr. artigo 11.º do Contrato de Sociedade.

cumprimento, são levados a cabo pela Comissão Executiva e, em última instância, pelo Conselho de Administração.

À Comissão de Auditoria compete assessorar a Comissão Executiva na análise da integridade e eficiência dos sistemas de controlo interno e de gestão de riscos da REN, incluindo através da apresentação de propostas para a melhoria do seu funcionamento e ajustamentos às necessidades da REN⁶⁷. Assim, a Comissão de Auditoria contemplou, no seu plano de atividades para o exercício de 2013, a realização de diversas diligências de fiscalização e avaliação do funcionamento e adequação dos sistemas de controlo interno e de gestão de riscos, tendo realizado várias reuniões com o revisor oficial de contas e auditor externo e com os responsáveis pelas várias direções, nomeadamente: sistemas de informação; compras, planeamento e controlo de gestão, contabilidade, estudos e regulação, serviços operacionais, qualidade, ambiente e segurança.

O auditor externo verifica a eficácia e o funcionamento dos mecanismos de controlo interno, no âmbito dos seus trabalhos de revisão legal das contas, e reporta quaisquer deficiências significativas à Comissão de Auditoria.

Por deliberação da Comissão Executiva de 13 de maio de 2009, foi constituído o GSAD-AI (Auditoria Interna), o qual tem como missão verificar a existência, o funcionamento e a eficácia do modelo de controlo dos riscos de gestão e dos sistemas de controlo interno e de governação do Grupo REN, através de um acompanhamento objetivo, independente e sistemático.

De entre as várias atribuições do GSAD-AI, destacam-se as seguintes:

- Acompanhamento das políticas de gestão de riscos e de controlo interno em vigor
- Avaliação do grau de implementação do controlo interno (estrutura organizativa e de governação, delegação de competências, código de ética e de conduta, políticas e procedimentos)
- Realização de auditorias financeiras, informáticas, operacionais e de gestão nas diversas áreas do Grupo REN, confirmando a observância das políticas, normas, regulamentação e legislação (serviços de *compliance*)
- Definição, em conjunto com as diferentes áreas, de medidas corretivas para os pontos fracos e não-conformidades identificados nas auditorias
- Controlo da implementação das medidas de correção, através de relatórios de acompanhamento
- Suporte de gestão de topo na definição e/ou implementação de medidas de controlo e governação

Em complemento, o Comité de Gestão de Risco, criado em fevereiro de 2011, tem como missão apoiar o Conselho de Administração na monitorização dos riscos do Grupo REN, bem como assegurar a aplicação de políticas de gestão de risco comuns ao Grupo REN e divulgação interna das melhores práticas no que à gestão de riscos diz respeito. Para desempenhar esta missão, o Comité de Gestão de Risco tem cometidas as seguintes atribuições:

- Promover a identificação e a avaliação sistemática dos riscos empresariais e o respetivo impacto nos objetivos estratégicos da REN
- Hierarquizar e priorizar os riscos a tratar, bem como as correspondentes oportunidades de prevenção identificadas
- Identificar e definir os responsáveis pela gestão dos riscos
- Monitorizar os riscos significativos e o perfil de risco geral da REN
- Aprovar os mecanismos de reporte periódico de risco pelas diferentes áreas de negócio
- Aprovar, ou submeter à Comissão Executiva, recomendações de prevenção, alerta, mitigação, partilha ou transferência dos riscos significativos

⁶⁵Cfr. alínea a), do n.º 3, do artigo 6.º do regulamento da Comissão de Auditoria.

Assim, em 2013, o Comité de Gestão de Risco desenvolveu a sua atividade continuando a apoiar o Conselho de Administração na monitorização dos riscos do Grupo REN, bem como na aplicação de políticas de gestão de risco comuns a todo o Grupo e a divulgação interna das melhores práticas nesta matéria.

III.51. Explicitação, ainda que por inclusão de organograma, das relações de dependência hierárquica e/ou funcional face a outros órgãos ou comissões da sociedade

O GSAD-AI reporta funcional e hierarquicamente à Comissão de Auditoria, sem prejuízo da sua relação administrativa com a comissão executiva da sociedade.

No âmbito da sua função de fiscalização e das competências expressamente previstas no seu regulamento interno, a Comissão de Auditoria supervisiona o processo de auditoria interna, designadamente através da apresentação de propostas para a melhoria do seu funcionamento⁶⁸. Para este efeito, a Comissão de Auditoria aprecia os planos de trabalho e os recursos afetos ao GSAD-AI, supervisiona a sua atividade e tem acesso a todos os relatórios por este preparados, os quais incluem, entre outras, matérias relacionadas com prestação de contas, potenciais conflitos de interesses e a deteção de potenciais irregularidades.

O Comité de Gestão de Risco é coordenado pelo administrador executivo Gonçalo Morais Soares e é composto por vários responsáveis de primeira linha, reportando à Comissão Executiva.

III.52. Existência de outras áreas funcionais com competências no controlo de riscos

Não existem outras áreas funcionais com competência no controlo de riscos além das referidas em III.50.

III.53. Identificação e descrição dos principais tipos de riscos (económicos, financeiros e jurídicos) a que a sociedade se expõe no exercício da atividade

No desenvolvimento das suas atividades, a REN está sujeita, em cada uma das suas áreas de negócio ou das suas participadas, a uma multiplicidade de riscos, que se identificaram com o objetivo de os mitigar e controlar.

O «apetite pelo risco» reflete o nível de risco que a empresa está disposta a assumir ou a reter na prossecução dos seus objetivos. A REN adota uma postura prudente neste domínio.

Em 2013, o Comité de Gestão de Risco, com o apoio dos «donos do risco», procedeu à revisão dos vários riscos a que a REN se encontra exposta, tendo sido atualizado o perfil de risco do Grupo REN.

⁶⁸ Cfr. alíneas a), b) e m) no n.º 3 do artigo 6.º do regulamento da Comissão de Auditoria.

Os riscos de maior severidade para o Grupo REN são detalhados seguidamente, de acordo com a sua categoria e subcategoria.

#	CATEGORIA	SUBCATEGORIA	NATUREZA	EVENTO DE RISCO
1	MEIO ENVOLVENTE	CONTEXTO EXTERNO	REGULATÓRIO	ALTERAÇÃO DO MODELO E PARÂMETROS REGULATÓRIOS
2			MERCADOS FINANCEIROS	EVOLUÇÃO DO RATING DA REN
3				EVOLUÇÃO DAS TAXAS DE JURO
4	PROCESSOS OPERACIONAIS		INTERRUPÇÃO DO NEGÓCIO	OCORRÊNCIA DE INCIDENTE GENERALIZADO
5			PROJETOS DE INVESTIMENTO	NÃO APROVAÇÃO DOS PLANOS DE INVESTIMENTO
6				NÃO ENTRADA DE ATIVOS EM EXPLORAÇÃO NOS PRAZOS PREVISTOS DO PROJETO
7			SEGURANÇA E SAÚDE	OCORRÊNCIA DE ACIDENTES DE TRABALHO GRAVES
8			TECNOLOGIA DE INFORMAÇÃO	INDISPONIBILIDADE DOS SISTEMAS DE INFORMAÇÃO
9			PROJETOS DE INVESTIMENTO	INSOLVÊNCIA DOS FORNECEDORES
10		SEGURANÇA DE ATIVOS	CRITICIDADE DAS INSTALAÇÕES	

Alteração do modelo e parâmetros regulatórios

O risco da ocorrência de alterações ao modelo regulatório e/ou decisões do regulador pode afetar a capacidade da empresa de gerir eficientemente os seus negócios e está associado ao facto de a atividade desenvolvida pela REN ser regulada.

A REN efetua a gestão deste risco através do acompanhamento sistemático da evolução da estratégia regulatória bem como das tendências regulatórias europeias ao nível das atividades que a REN desenvolve.

Evolução do *rating* da ren

A evolução do *rating* da REN pode ter impacto ao nível do acesso ao financiamento e ao custo do mesmo.

A REN gere este risco através da construção de uma posição de liquidez sólida e da gestão eficiente das suas necessidades de financiamento conjugada com eficazes ações de comunicação ao mercado e aos diferentes agentes financeiros.

De referir que o nível do *rating* da empresa pode ser afetado com a deterioração do *rating* da República Portuguesa.

Evolução das taxas de juro

A flutuação das taxas de juro pode ter impacto na remuneração dos ativos regulados e no serviço da dívida da REN. A alteração dos indexantes relevantes das taxas de juro de mercado poderá traduzir-se em custos de financiamento mais onerosos para o Grupo REN.

A REN gere a exposição ao risco da evolução das taxas de juro através da contratação de derivados financeiros, com o objetivo de obter uma relação equilibrada entre taxa de juro fixa e variável e minimizar os encargos financeiros no médio e longo prazos.

Ocorrência de incidente generalizado

O desempenho da empresa poderá ser influenciado pela ocorrência de eventos que obrigam à interrupção do serviço de abastecimento de eletricidade e/ou de gás e pela eventual dificuldade de reposição atempada do serviço. As infraestruturas que suportam a atividade da REN encontram-se expostas a um conjunto de condições (poluição, condições atmosféricas, incêndios, aves, entre outros) que poderão provocar interrupções de serviço.

O plano de reposição de serviço após incidente generalizado implementado na REN e a realização de simulações para verificação da capacidade de reposição do serviço em caso de incidente são algumas das ações adotadas para gerir este risco.

Não-aprovação dos planos de investimento

A existência de atrasos na aprovação dos planos de investimento por parte da entidade concedente ou outras entidades responsáveis pode provocar defasamentos temporais significativos na entrada em exploração de novas infraestruturas e/ou perda do investimento realizado, com impacto ao nível da qualidade do serviço prestado.

A REN adota procedimentos de gestão deste risco, que se traduzem no acompanhamento das ações da entidade com responsabilidades na aprovação, assim como de outras entidades competentes no processo de autorização do investimento a realizar.

Não-entrada de ativos em exploração nos prazos previstos no projeto

As condições económicas e financeiras conjugadas com a dificuldade de obtenção de financiamento para os prestadores de serviços e fornecedores, e ainda outros factores de carácter operacional onde se incluem, por exemplo, os processos de autorização/licenciamento ambiental, podem comprometer entrada em exploração dos ativos nos prazos previstos.

A REN desenvolve um conjunto de acções que permitem monitorizar e mitigar em permanência todos os fatores que poderão aumentar este risco.

Ocorrência de acidentes de trabalho graves

O incumprimento dos procedimentos de segurança e operação de equipamentos poderá originar a ocorrência de acidentes de trabalho graves com danos físicos e humanos em obras promovidas pela REN.

A gestão deste risco por parte da REN é feita através do sistema de gestão de segurança, com a formação específica para operações que envolvam riscos e formação em conhecimentos de segurança para todos os colaboradores de prestadores de serviço da REN.

Indisponibilidade dos sistemas de informação

O desenvolvimento da atividade da REN está fortemente dependente dos sistemas e tecnologias de informação em funcionamento no Grupo REN. Assim, a disponibilidade dos sistemas de informação, bem como a sua adequabilidade às necessidades da empresa, é essencial para o bom desempenho da REN.

Para gerir este risco a REN mantém atualizados os sistemas de comunicações e os respetivos serviços de suporte, efetuando a revisão periódica das configurações de rede e de segurança. Simultaneamente, estão a ser implementadas medidas de continuidade para os sistemas considerados críticos, tais como a existência de comunicações redundantes e o isolamento destes sistemas relativamente ao tráfego potencialmente perigoso.

Insolvência dos fornecedores

A não-disponibilização ou disponibilização não atempada e/ou não eficiente de recursos/serviços providenciados por terceiros poderá influenciar a capacidade da REN em cumprir os seus objetivos.

Assim, tornou-se relevante aperfeiçoar o modelo de avaliação e qualificação de fornecedores e implementar mecanismos de acompanhamento e monitorização contínua do desempenho dos empreiteiros e prestadores de serviços ao longo da execução dos projetos, de forma a que a REN garanta a satisfação das necessidades dos clientes e a concretização dos objetivos de *performance* de qualidade, custo e tempo.

O sistema de qualificação e avaliação de fornecedores implementado na REN, a avaliação financeira dos fornecedores e empreiteiros durante o processo de consulta ao mercado e a monitorização da informação empresarial dos fornecedores e prestadores da REN são as ferramentas-chave utilizadas para gerir este risco.

Criticidade das instalações

A proteção e gestão eficiente dos ativos sempre foram uma prioridade da REN, tendo vindo, cada vez mais a tornar-se um fator preponderante na prossecução da sua atividade para garantir a qualidade de serviço e a geração de valor.

Para gerir este risco, a REN desenvolve novas metodologias que potenciem uma maior eficiência na gestão dos seus ativos e, igualmente, garantam a sua proteção física, através da implementação de sistemas integrados de gestão da segurança das instalações, evitando a ocorrência de situações imprevistas ou incidentes que ponham em causa a integridade das infraestruturas e equipamentos.

III.54. Descrição do processo de identificação, avaliação, acompanhamento, controlo e gestão de riscos

Considera-se que um sistema de controlo interno e de gestão de riscos – como é o caso do implementado pela REN – deve satisfazer, entre outros, os seguintes objetivos:

- Garantir e controlar o cumprimento dos objetivos traçados anteriormente pelo Conselho de Administração
- Identificar os fatores de risco, as consequências da ocorrência do risco e os mecanismos destinados ao seu tratamento e minimização
- Alinhar o risco admissível com a estratégia do Grupo REN
- Assegurar a fiabilidade e a integridade da informação
- Garantir a produção e o reporte de forma completa, fiável e tempestiva da informação contabilística e financeira, bem como a prossecução de um adequado sistema de informação de gestão
- Garantir a salvaguarda dos ativos
- Garantir a prudente e adequada avaliação dos ativos e das responsabilidades
- Melhorar a qualidade das decisões
- Promover a utilização racional e eficiente dos seus recursos

Com efeito, no âmbito da prossecução dos objetivos supra enunciados, o Comité de Risco da REN é competente para identificar e avaliar os riscos inerentes à atividade da REN enunciados em III. 53., procurando, igualmente, apoiar a monitorização dos riscos significativos e o perfil de risco geral da REN.

Quer isto significar que, numa primeira fase, o Comité de Risco, com a colaboração dos seus membros que são responsáveis pelas várias direções e com o auxílio de outros responsáveis por cada uma das direções da Empresa, analisou os aspetos relacionados com os negócios da REN que podem consubstanciar riscos para a sua atividade.

Posteriormente, o Comitê de Riscos procede à avaliação dos riscos existentes (gravidade e probabilidade de ocorrência dos potenciais riscos) e classificação desses riscos por ordem de importância e por categorias e subcategorias em que os mesmos se enquadram. A avaliação dos riscos inerentes à atividade da REN, bem como dos seus sistemas de controlo interno é efetuada, tendo por base os seguintes princípios:

- Reforço e melhoria da eficácia e da eficiência na utilização dos recursos
- Salvaguarda dos ativos
- Análise do sistema de processamento da informação
- Verificação da fiabilidade e exatidão da informação financeira, contabilística e outra
- Prevenção e deteção de fraudes e erros
- Verificação da conformidade das operações e negócios do Grupo REN com as disposições legais e regulamentares aplicáveis, bem como com as políticas gerais e os regulamentos da sociedade
- Promoção da eficácia e da eficiência operacionais

Posteriormente à identificação e avaliação dos riscos inerentes, o Comitê de Risco identifica as medidas adequadas para eliminar, mitigar ou controlar os riscos e comunica ao Conselho de Administração o resultado da sua análise. O Comitê de Risco procura ainda aplicar medidas de prevenção e de proteção, através da elaboração de um plano de prioridades, e divulga internamente as melhores práticas no que à gestão de riscos diz respeito.

A avaliação do risco é revista regularmente para assegurar que se mantém atualizada. Assim, no âmbito do sistema de gestão de riscos do Grupo REN, foram efetuadas em 2013 as seguintes atividades:

- Revisão e atualização das matrizes de riscos e das respetivas fichas de tratamento
- Revisão e atualização da lista de riscos de maior severidade
- Definição do plano de ação de mitigação dos riscos de maior severidade
- Definição dos indicadores-chave de risco (KRI)
- Desenvolvimento e entrada em funcionamento do Portal de Gestão de Risco

No âmbito do acompanhamento, controlo e gestão de riscos, notamos ainda que, o Conselho de Administração da REN aprovou, 8 de novembro de 2012, a atualização dos regulamentos *Apreciação e Controlo de Transações com Partes Relacionadas e Prevenção de Conflito de Interesses e Procedimentos Aplicáveis ao Tratamento de Comunicações de Irregularidades e à Averiguação de Irregularidades*.

Acresce referir que a REN tem vindo a implementar, nos seus sistemas de controlo interno e de gestão de riscos, as componentes previstas nas recomendações da CMVM, e tem como referencial no processo de gestão de risco o conjunto de normas da International Organization for Standardization (ISO).

Durante o ano de 2013 deu-se continuidade à aplicação de uma estratégia corporativa de gestão dos riscos homogénea e integrada, transversal a toda a organização, alinhada e estruturada em função das prioridades e características específicas de cada área da empresa.

III.55. Principais elementos dos sistemas de controlo interno e de gestão de risco implementados na sociedade relativamente ao processo de divulgação de informação financeira (art. 245.º-A, n.º 1, al. m))

A REN produz informação financeira com regularidade, para efetuar um acompanhamento rigoroso da sua atividade. Nesse sentido, toda a informação de gestão produzida, tanto para uso interno como para divulgação a outras entidades, é preparada com base em sofisticados sistemas informáticos.

A REN desenvolve ações que procuram a melhoria contínua dos processos e sistemas de informação de suporte que geram informação financeira e de gestão.

Cabe à Comissão de Auditoria fiscalizar o processo de preparação e de divulgação de informação financeira. Neste âmbito, a Comissão de Auditoria realizou reuniões de acompanhamento destes processos com os membros da Comissão Executiva, com o ROC e auditor externo e com os responsáveis pela contabilidade e pelo planeamento e controlo de gestão.

IV. APOIO AO INVESTIDOR

IV.56. Serviço responsável pelo apoio ao investidor, composição, funções, informação disponibilizada por esses serviços e elementos para contacto

O serviço responsável pelo apoio ao investidor é a Direção de Relações com o Investidor (DRI), criada em julho de 2007, e que se dedica em exclusivo à preparação, gestão e coordenação de todas as atividades necessárias para atingir os objetivos da REN nas suas relações com acionistas, investidores e analistas, assegurando uma comunicação que proporcione uma visão atual, coerente e integral da REN, contribuindo assim para facilitar o processo de decisão de investimento e a criação sustentada de valor para o acionista, prestando informações e esclarecimentos sobre a informação pública divulgada pela REN.

A DRI pode ser contactada pelas seguintes vias:

E-mail: ir@ren.pt
Ana Fernandes - Diretora: ana.fernandes@ren.pt
Alexandra Martins: alexandra.martins@ren.pt
Telma Mendes: telma.mendes@ren.pt

Morada: REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.
A/C: Gabinete de Relações com o Investidor

Avenida dos Estados Unidos da América, 55
1749-061 Lisboa - Portugal

Telefone: 21 001 35 46 | Fax: 21 001 31 50

As principais atribuições da DRI são as seguintes:

- a) Atuar como interlocutor da REN junto de acionistas, investidores do mercado de capitais e analistas financeiros, assegurando a igualdade de tratamento dos acionistas e prevenindo assimetrias informativas
- b) Assegurar a comunicação à Comissão Executiva do *feedback* recebido dos investidores institucionais
- c) Garantir o cumprimento pontual das obrigações junto da CMVM e de outras autoridades financeiras
- d) Coordenar, elaborar e divulgar toda a informação disponibilizada pelo Grupo REN, no que se refere à divulgação de informação privilegiada e outras comunicações ao mercado, e no que respeita à publicação das demonstrações financeiras periódicas
- e) Acompanhar de forma sistemática o conteúdo das pesquisas de analistas, com o objetivo de contribuir para uma correta avaliação da estratégia e dos resultados da sociedade
- f) Preparar e acompanhar continuamente o *benchmark* financeiro e operacional dos concorrentes e *peer group*
- g) Atrair o interesse de investidores institucionais potenciais, bem como de um maior número de analistas financeiros
- h) Elaborar um plano anual de atividades da DRI, incluindo *roadshows*, visitas a investidores e organização do *Investor Day*
- i) Desenvolver e manter a página de relação com investidores no *website*⁶⁹ da sociedade

⁶⁹www.ren.pt

IV.57. Representante para as relações com o mercado

Desde 28 de março de 2012, o representante para as relações com o mercado da REN é o administrador Gonçalo Morais Soares, executando também as funções de *chief financial officer* (CFO) do Grupo REN.

IV.58. Informação sobre a proporção e o prazo de resposta aos pedidos de informação entrados no ano ou pendentes de anos anteriores

As solicitações dos investidores foram respondidas em tempo útil, geralmente no próprio dia ou, nos casos em que o pedido implicou a solicitação de informação a terceiros, logo que esta foi recebida. Em 2013, foram respondidos cerca de 210 pedidos por via telefónica, 420 e-mails e presencialmente 190 contatos, quer em conferências, quer em *roadshows*, tanto com investidores de dívida como de ações.

Outro meio de contato com o mercado de capitais foi o recurso a *conference calls* de comentários aos resultados de cada trimestre do ano, em que participaram analistas bem como investidores institucionais.

Ainda relacionado com os deveres de informação, a REN publicou, dentro dos prazos estipulados, comunicados nos websites da CMVM e London Stock Exchange, entre outras entidades.

A REN mantém um registo atualizado dos pedidos de informação apresentados, assim como do tratamento que lhes foi dado.

V. SÍTIOS DE INTERNET

V.59. Endereço(s)

O *website*⁷⁰ da sociedade está disponível em português e inglês, de acordo com a recomendação VI.1. da CMVM.

V.60. Local onde se encontra informação sobre a firma, a qualidade de sociedade aberta, a sede e demais elementos mencionados no artigo 171.º do Código das Sociedades Comerciais

No *website* da REN⁷⁰, dentro do separador identificado como «investidores», encontramos um separador relativo a «informação da sociedade», onde se encontra publicada informação sobre a firma, a qualidade de sociedade aberta, a sede e demais elementos mencionados no artigo 171.º do CSC.

www.ren.pt/investidores/informacao_da_sociedade/

V.61. Local onde se encontram os estatutos e os regulamentos de funcionamento dos órgãos e/ou comissões

No *website* da REN, dentro do separador identificado como «investidores», encontramos um separador relativo a «governo da sociedade», dentro do qual, por sua vez, encontramos um separador relativo a «estatutos, regulamentos e relatórios», onde encontramos o Contrato de Sociedade, bem como, os seguintes regulamentos:

- Regulamento do Conselho de Administração
- Regulamento da Comissão de Auditoria
- Regulamento da Comissão Executiva
- Regulamento sobre transações com partes relacionadas
- Regulamento sobre transações de títulos mobiliários por dirigentes da REN

www.ren.pt/investidores/governo_da_sociedade/estatutos_regulamentos_e_relatorios/

⁷⁰ www.ren.pt

V.62. Local onde se disponibiliza informação sobre a identidade dos titulares dos órgãos sociais, do representante para as relações com o mercado, do gabinete de apoio ao investidor ou estrutura equivalente, respetivas funções e meios de acesso

No *website* da REN⁷¹, dentro do separador identificado como «investidores», encontramos um separador relativo ao «governo da sociedade», dentro do qual encontramos a composição dos órgãos sociais.

www.ren.pt/investidores/governo_da_sociedade/

Por outro lado, no *website* da REN⁷¹, dentro do separador identificado como «investidores», encontramos um separador relativo a «relações com investidores», onde se encontra publicada informação sobre a identidade do representante para as relações com o mercado e sobre a direção de relações com os investidores, bem como os contatos e atribuições dos mesmos.

www.ren.pt/investidores/relacoes_com_investidores/

V.63. Local onde se disponibilizam os documentos de prestação de contas, que devem estar acessíveis pelo menos durante cinco anos, bem como o calendário semestral de eventos societários, divulgado no início de cada semestre, incluindo, entre outros, reuniões da Assembleia Geral, divulgação de contas anuais, semestrais e, caso aplicável, trimestrais

No *website* da REN⁷¹, dentro do separador identificado como «investidores», encontramos um separador relativo a «resultados», onde são divulgados os documentos de prestação de contas, que permanecem acessíveis durante cinco anos.

www.ren.pt/investidores/resultados/

No mesmo *website*⁷¹, encontra-se também disponível o calendário de eventos societários.

V.64. Local onde são divulgados a convocatória para a reunião da Assembleia Geral e toda a informação preparatória e subsequente com ela relacionada

No *website* da REN⁷¹, dentro do separador identificado como «investidores», encontramos um separador relativo a «governo da sociedade», dentro do qual, por sua vez, encontramos um separador relativo a «assembleias gerais», onde encontramos a divulgação da convocatória, das propostas de deliberação e da ata da assembleia geral.

www.ren.pt/investidores/governo_da_sociedade/assembleias_gerais/

V.65. Local onde se disponibiliza o acervo histórico com as deliberações tomadas nas reuniões das assembleias gerais da sociedade, o capital social representado e os resultados das votações, com referência aos três anos antecedentes

A REN disponibiliza, no *website*⁷¹, extratos das atas das reuniões das assembleias gerais.

A REN mantém no *website*⁷¹ um acervo histórico das convocatórias, ordens de trabalhos e deliberações tomadas em reunião de Assembleia Geral, bem como informação sobre o capital social representado e os resultados das votações nas respetivas reuniões, com referência aos cinco anos antecedentes.

Vide V.64. quanto ao local onde se disponibiliza esta informação.

⁷¹www.ren.pt

6.1.4 REMUNERAÇÕES

I. COMPETÊNCIA PARA A DETERMINAÇÃO

I.66. Indicação quanto à competência para a determinação da remuneração dos órgãos sociais, dos membros da comissão executiva ou administrador delegado e dos dirigentes da sociedade

Compete à Assembleia Geral da REN nomear os membros da Comissão de Vencimentos⁷², a qual é responsável pela fixação das remunerações e pela apresentação de declaração anual sobre a política de remuneração dos membros dos órgãos de administração e de fiscalização. A Comissão de Vencimentos tem, assim, por função apresentar e propor aos acionistas os princípios da política de remunerações dos órgãos sociais e fixar as respetivas remunerações, incluindo os respetivos complementos⁷³. Acresce que a declaração proposta é objeto de apreciação e deliberação pelos acionistas na reunião da assembleia geral anual.

A referida declaração sobre a política de remunerações abrange todos os dirigentes da sociedade (na aceção do disposto no n.º 3 do artigo 248.º-B do Código VM), uma vez que o Conselho de Administração da REN entende que aqueles dirigentes correspondem apenas aos membros dos órgãos de administração e fiscalização da sociedade.

II. COMISSÃO DE REMUNERAÇÕES

II.67. Composição da comissão de remunerações, incluindo identificação das pessoas singulares ou coletivas contratadas para lhe prestar apoio e declaração sobre a independência de cada um dos membros e assessores

Em 31 de dezembro de 2013, os seguintes três membros, nomeados na reunião da assembleia geral anual de 27 de março de 2012, integram a Comissão de Vencimentos (triénio 2012-2014):

NOME	CARGO
CARLOS RODRIGUES	PRESIDENTE
RUI HORTA E COSTA	VOGAL
PEDRO DE SOMMER CARVALHO	VOGAL

A atual Comissão de Vencimentos é composta por membros independentes em relação à administração. Nesta medida, a Comissão de Vencimentos não inclui qualquer membro de outro órgão social para o qual defina a respetiva remuneração, não tendo os três membros em exercício qualquer relação familiar com membros desses outros órgãos sociais, enquanto seus cônjuges, parentes ou afins em linha reta até ao terceiro grau, inclusive.

Na assembleia geral anual de 2013, realizada no dia 30 de abril de 2013, esteve presente o presidente da comissão de vencimentos, dr. Carlos Rodrigues, enquanto representante desta comissão.

No desempenho das suas funções, a Comissão de Vencimentos obteve, durante o ano de 2013, aconselhamento em matéria remuneratória por parte do professor doutor Paulo Otero, sendo certo que este último não havia prestado, nos três anos anteriores, serviços a qualquer estrutura na dependência do órgão de administração, ao próprio órgão de administração da sociedade ou a qualquer estrutura que tenha relação atual com a sociedade ou com consultora da REN.

⁷² Cfr. alínea d) do n.º 2 do artigo 8.º do Contrato de Sociedade.

⁷³ Cfr. artigo 26.º do Contrato de Sociedade.

Acresce que, o professor doutor Paulo Otero não se encontrava relacionado por contrato de trabalho ou prestação de serviços com a sociedade ou com consultora da sociedade.

É de referir que, por carta datada de 29 de novembro de 2013, os membros da Comissão de Vencimentos apresentaram a sua renúncia, só produzindo esta efeitos aquando da nomeação dos novos membros da Comissão de Vencimentos, em reunião de assembleia geral ordinária a realizar em 2014.

II.68. Conhecimentos e experiência dos membros da comissão de remunerações em matéria de política de remunerações

Os membros da Comissão de Vencimentos dispõem do conhecimento necessário e adequado para refletir, tratar e decidir sobre todas as matérias da competência da Comissão de Vencimentos, tendo em conta o referido infra.

Todos os elementos da Comissão de Vencimentos têm formação académica específica nas áreas de finanças e economia e um dos seus membros possui um mestrado em planeamento estratégico, formação que lhes deu os conhecimentos teóricos necessários e adequados ao desempenho das suas funções.

Acresce referir que a Comissão de Vencimentos é composta por três elementos com vasta experiência profissional, nomeadamente no campo empresarial e nos setores bancário, financeiro, segurador e do mercado de capitais, em Portugal e no estrangeiro. Com efeito, os membros da Comissão de Vencimentos têm desempenhado com continuidade funções como (i) membros do órgão de administração de várias entidades, nacionais e internacionais, incluindo instituições financeiras, sociedades cotadas, empresas que atuam no setor energético e entidades reguladoras, e (ii) consultoras, na área de recursos humanos, consolidando assim conhecimentos práticos relevantes quanto à política remuneratória, sistemas de avaliação de desempenho e matérias conexas.

III. ESTRUTURA DAS REMUNERAÇÕES

III.69. Descrição da política de remuneração dos órgãos de administração e de fiscalização a que se refere o artigo 2.º da Lei n.º 28/2009, de 19 de junho

Na sua qualidade de sociedade emitente de ações admitidas à negociação em mercado regulamentado, a REN encontra-se sujeita à Lei n.º 28/2009, de 19 de junho, bem como às recomendações da CMVM.

Assim, por um lado, em benefício da transparência e da legitimação da política de remunerações (segundo o princípio *say-on-pay*, reconhecido internacionalmente em matéria de bom governo societário) e, por outro, para efeitos do cumprimento dos normativos legais e recomendatórios, a Comissão de Vencimentos submeteu à aprovação da assembleia geral anual uma declaração sobre a política remuneratória dos órgãos sociais para o mandato do triénio em curso, 2012-2014, cujos termos refletem a deliberação adotada por esta comissão nesta matéria.

A conclusão da segunda fase do processo de reprivatização da REN reduziu a participação das entidades estaduais no capital social, o que fez que a REN passasse de empresa pública a empresa participada e, conseqüentemente, deixe de lhe ser aplicável, na generalidade das circunstâncias, o regime do setor empresarial do Estado, com as especificidades e limitações dele decorrente.

Em face da circunstância de a REN ser uma sociedade de capitais maioritariamente privados e emitente de ações admitidas à negociação no mercado regulamentado Euronext Lisbon, a Comissão de Vencimentos procedeu a uma profunda revisão da política e condições remuneratórias aplicáveis aos membros do Conselho de Administração, da Comissão de auditoria e da mesa da Assembleia Geral da REN, para o mandato em curso correspondente ao triénio 2012-2014. Para esse efeito, a referida comissão realizou diversas

diligências, designadamente, análises de mercado e estudo do quadro legal e recomendatório aplicável em matéria remuneratória, levadas a cabo em conjunto com assessores especializados e independentes.

Na sequência destas diligências, a Comissão de Vencimentos da REN aprovou uma nova política de remuneração em vigor desde 1 de junho de 2012.

A 30 de abril de 2013 foi aprovada por unanimidade, na reunião da Assembleia Geral, a declaração da Comissão de Vencimentos sobre a política de remuneração dos membros dos órgãos sociais, a qual inclui os elementos descritos no artigo 2.º da Lei n.º 28/2009, de 19 de junho. Nos termos da recomendação da CMVM II.3.3, a referida declaração contém adicionalmente: (i) a identificação e explicitação dos critérios para a determinação da remuneração a atribuir aos membros dos órgãos sociais; e (ii) informação quanto à exigibilidade ou inexigibilidade de pagamentos relativos à destituição ou cessação de funções de administradores.

A política de remuneração de administradores executivos segue os seguintes princípios orientadores:

- Ser simples clara, transparente e alinhada com a cultura da REN
- Ser adequada e ajustada à dimensão, natureza, âmbito e especificidade da atividade da REN
- Assegurar uma remuneração total competitiva e equitativa que esteja alinhada com as melhores práticas e últimas tendências verificadas a nível nacional e europeu, em particular com os *peers* da REN
- Incorporar uma componente fixa ajustada às funções e responsabilidade dos administradores
- Incorporar uma componente variável globalmente razoável em relação à remuneração fixa, com uma componente de curto prazo e outra de médio prazo, ambas com limites máximos
- Estabelecer uma remuneração variável indexada à avaliação de desempenho individual e organizacional, de acordo com a realização de objetivos concretos, quantificáveis e alinhados com os interesses da sociedade e dos acionistas
- Estabelecer uma componente de remuneração variável de médio prazo indexada à evolução da valorização da REN, assegurando a vinculação da remuneração dos administradores executivos à sustentabilidade dos resultados e à criação de valor para os acionistas

Tendo em conta estes princípios, a remuneração dos administradores executivos é determinada, essencialmente, com base em quatro critérios gerais: (i) competitividade, tendo em consideração as práticas do mercado português; (ii) equidade, sendo que a prática remuneratória deve assentar em critérios uniformes, consistentes, justos e equilibrados; (iii) avaliação do desempenho efetivo, de acordo com as funções e com o nível de responsabilidade da pessoa em causa, assim como com assunção de níveis adequados de risco e cumprimento das regras aplicáveis à atividade da REN; e (iv) o alinhamento dos interesses dos administradores com o interesse da sociedade e com a sua sustentabilidade e criação de riqueza a longo prazo.

A remuneração dos administradores executivos integra uma componente fixa e uma componente variável, sendo esta constituída por uma parcela que visa remunerar a *performance* no curto prazo e por outra com a mesma finalidade aplicada à *performance* de médio prazo, conforme melhor descrito infra.

Os membros da Comissão de Auditoria, os administradores não executivos e o Vice-Presidente do Conselho de Administração auferem uma remuneração fixa, paga com periodicidade mensal e definida em linha com as melhores práticas verificadas em empresas de grande dimensão do mercado português.

A remuneração dos membros da Mesa da Assembleia Geral corresponde a um montante fixo anual.

Não existem atualmente quaisquer programas ou planos de remunerações variáveis aprovados, que consistam na atribuição de ações, de opções de aquisição de ações ou outro sistema de incentivos com base na variação de preço das ações, destinados a membros dos órgãos de administração ou de fiscalização (ou dirigentes na aceção do disposto no n.º 3 do artigo 248.º-B do Cód.VM), sem prejuízo da forma de cálculo da remuneração variável de médio prazo (RVMP), conforme descrito abaixo.

Não se encontra também previsto qualquer sistema de benefícios de reforma destinado aos membros dos órgãos de administração e fiscalização (ou dirigentes na aceção do disposto no n.º 3 do artigo 248.º-B do Cód.VM).

III.70. Informação sobre o modo como a remuneração é estruturada de forma a permitir o alinhamento dos interesses dos membros do órgão de administração com os interesses de longo prazo da sociedade, bem como sobre o modo como é baseada na avaliação do desempenho e desincentiva a assunção excessiva de riscos

Conforme referido em III.69 supra, a remuneração dos administradores não executivos (incluindo os membros da Comissão de Auditoria) é composta, exclusivamente, por uma componente fixa, paga em 12 prestações mensais durante o ano, não dependendo assim do desempenho ou valor da REN e indo ao encontro das recomendações aplicáveis a esta matéria.

A estrutura da remuneração dos administradores executivos é composta por uma componente fixa e uma componente variável, existindo entre ambas uma proporcionalidade adequada, conforme explicitado em III.69. *supra*.

De acordo com a política de remuneração aprovada para o mandato de 2012-2014 e descrita na declaração da Comissão de Vencimentos aprovada pela assembleia geral anual de 2013, a componente variável da remuneração referente ao ano de 2013 pode integrar uma parcela de curto prazo (RVCP) e uma parcela de médio prazo (RVMP), ambas baseadas numa avaliação do desempenho, tendo por base uma ponderação de indicadores-chave do desempenho individual do administrador e o desempenho da própria sociedade. Tais indicadores melhor descritos em III.71. *infra* visam aproximar os interesses dos administradores executivos dos interesses de longo prazo da REN e dos respetivos acionistas.

Em particular, a RVMP tem as seguintes características, que contribuem para o alinhamento dos interesses dos administradores executivos com os da REN e dos acionistas:

- A RVMP é fixada em Unidades Remuneratórias (UR) respeitantes a cada exercício do mandato em que cada administrador executivo tenha exercido funções
- Cada UR tem um valor correspondente à cotação da ação da REN à data da fixação da RVMP e esse valor tem uma evolução igual ao total *shareholder return* (TSR) da ação da REN

A proporcionalidade entre a componente fixa e variável e os limites à remuneração variável (isto é, entre 20% e 120% da remuneração fixa, de forma gradativa, sem prejuízo da evolução do valor das UR) têm por objetivo principal desincentivar a assunção excessiva de risco, estimulando a prossecução de uma estratégia adequada de gestão de riscos.

III.71. Referência, se aplicável, à existência de uma componente variável da remuneração e informação sobre eventual impacto da avaliação de desempenho nesta componente

Conforme já se deixou dito, a estrutura da remuneração da Comissão Executiva é composta por uma componente fixa e uma componente variável, sedo que, de acordo com a política de remuneração aprovada para o mandato de 2012-2014 e

descrita na declaração da Comissão de Vencimentos aprovada pela assembleia geral anual de 2013, a componente variável da remuneração referente ao ano de 2013 poderá integrar parcelas de curto e médio prazo – a RVCP e a RVMP⁷⁴.

A atribuição da RVCP e da RVMP encontra-se sujeita aos seguintes requisitos comuns:

- A atribuição da componente variável da remuneração só ocorre posteriormente à aprovação das contas de cada exercício, após a avaliação de desempenho relativa ao ano a que se refere e apenas no caso de se verificar o cumprimento de objetivos predefinidos, medidos com recurso a indicadores de desempenho individuais e da empresa indexados a métricas do plano estratégico da REN.
- O grau de consecução dos objetivos estabelecidos afere-se através da avaliação anual de desempenho, a qual assenta numa matriz predefinida. Assim, se o cumprimento dos objetivos se situar abaixo de 80% (nível mínimo de desempenho), não ocorre a atribuição de remuneração variável, por outro lado, se o cumprimento dos objetivos se situar entre 80% e 120% ou superior, a remuneração variável total atribuível correspondente situar-se-á, de forma gradativa, entre 20% e 120% da remuneração fixa.

A referida avaliação anual do desempenho, para efeitos da atribuição da RVCP e RVMP ao longo do mandato, é efetuada tendo em conta os seguintes *key performance indicators* (KPI) da REN numa base consolidada (peso de 80%) e a avaliação individual de desempenho (peso de 20%), a qual, sendo negativa, resulta na não atribuição da Remuneração Variável de Curto Prazo:

- i) *Average cost of debt*;
- ii) *Return on invested capital*;
- iii) *EBITDA abroad*;
- iv) *Earnings per share (compound annual growth rate – CAGR)*; e
- v) EBITDA CAGR.

Remuneração variável de curto prazo

- a) A RVCP é paga em numerário, em função da avaliação anual de desempenho, variando o seu montante de acordo com o grau de consecução dos objetivos relativos a determinados *Key Performance Indicators*.
- b) Assim, se a avaliação anual de desempenho se situar abaixo de 80% (nível mínimo de desempenho), não ocorre o pagamento da RVCP, sendo que, se a avaliação anual de desempenho se situar entre 80% e 120% ou superior, a RVCP correspondente a atribuir situar-se-á entre 10% e 60% da remuneração fixa.

Remuneração variável de médio prazo

- a) A RVMP serve o propósito de reforçar o alinhamento dos interesses dos administradores executivos da REN com os da sociedade e dos acionistas, variando em função da avaliação anual de desempenho (já especificada acima) e segundo a mesma matriz da RVCP.

III.72. Diferimento do pagamento da componente variável da remuneração, com menção do período de diferimento

A atribuição da RVCP corresponderá a um montante de até 50% da remuneração variável total atribuída relativamente a cada exercício em causa.

⁷⁴ Cfr. pontos III.69. e III.70. *supra*.

Por seu turno, a RVMP fixada em UR respeitantes a cada exercício do mandato, é estruturada de modo a assegurar o diferimento do seu pagamento e encontra-se condicionada à continuação do desempenho positivo, pelas seguintes vias:

- Cada UR tem um valor correspondente à cotação da ação da REN à data da fixação da RVMP e esse valor tem uma evolução igual ao TSR da ação da REN;
- O direito de cada administrador executivo à conversão das UR é de formação sucessiva, considerando-se consolidado quanto a um terço da respetiva quantidade no final do exercício a que respeitam, e quanto a cada um terço remanescente no final de cada um dos dois exercícios subsequentes, desde que o administrador exerça funções executivas no respetivo exercício (salvo se a cessação ocorrer na sequência de alteração de controlo acionista da REN);
- As UR serão automaticamente convertidas em numerário ou, caso a assembleia geral da REN o venha a deliberar (e nos termos e condições por esta estabelecidos), parcial ou totalmente em ações representativas do capital da própria REN, decorridos três anos sobre a data da sua atribuição.

Atento o exposto, o pagamento da RVMP respeitante a 2012 e atribuída em 2013 encontra-se diferido por um período de 3 anos.

III.73. Critérios em que se baseia a atribuição de remuneração variável em ações bem como sobre a manutenção, pelos administradores executivos, dessas ações, sobre eventual celebração de contratos relativos a essas ações, designadamente contratos de cobertura (*hedging*) ou de transferência de risco, respetivo limite, e sua relação face ao valor da remuneração total anual

Não existem, neste momento, quaisquer planos de atribuição de remuneração variável em ações, pelo que a REN considera que a recomendação III.6. da CMVM não lhe é aplicável.

Com efeito, apesar de a política de remuneração aprovada pela Comissão de Vencimentos para o mandato determinar que, no âmbito da RVMP, as UR poderão ser convertidas, total ou parcialmente, em ações representativas do capital da REN, caso a assembleia geral da sociedade assim o venha a deliberar, tal não sucedeu até ao momento. Caso a Assembleia Geral venha a deliberar nesse sentido, tal deliberação regulará as condições de atribuição das ações em causa, incluindo a potencial obrigação de manutenção das ações da sociedade ou parte delas até ao termo do mandato.

Em acréscimo, tendo em conta os objetivos prosseguidos pelo modelo de remuneração aqui previsto, os membros do órgão de administração da sociedade não celebraram contratos, quer com a sociedade, quer com terceiros, destinados a mitigar o risco inerente à variabilidade da sua remuneração.

III.74. Critérios em que se baseia a atribuição de remuneração variável em opções e indicação do período de diferimento e do preço de exercício

Não existem quaisquer programas ou planos de remuneração variável, que consistam na atribuição de opções de aquisição de ações ou outro sistema de incentivos com base na variação de preço das ações, destinados a membros dos órgãos de administração ou de fiscalização ou dirigentes, na acepção do n.º 3 do artigo 248.º-B do Código VM.

III.75. Principais parâmetros e fundamentos de qualquer sistema de prémios anuais e de quaisquer outros benefícios não pecuniários

Durante o ano de 2013 foi disponibilizada aos administradores executivos a utilização de viatura para o desempenho das suas funções, tendo sido também atribuído um seguro de saúde, seguro de vida e seguro de acidentes pessoais para o desempenho das suas funções. Estima-se que o valor destes benefícios seja de 20 mil euros/administrador.

Não se encontra previsto um sistema de prémios anuais ou quaisquer outros benefícios não pecuniários, para além da componente variável da remuneração supra descrita e do referido no parágrafo anterior.

III.76. Principais características dos regimes complementares de pensões ou de reforma antecipada para os administradores e data em que foram aprovados em Assembleia Geral, em termos individuais

Não existe qualquer sistema de benefícios de reforma ou pensões que abranja os membros dos órgãos de administração e fiscalização.

IV. DIVULGAÇÃO DAS REMUNERAÇÕES

IV.77. Indicação do montante anual da remuneração auferida, de forma agregada e individual, pelos membros dos órgãos de administração da sociedade, proveniente da sociedade, incluindo remuneração fixa e variável e, relativamente a esta, menção às diferentes componentes que lhe deram origem

As remunerações pagas, em 2013, aos membros do órgão de administração da REN, de forma individual e agregada, foram as seguintes:

NOME		REMUNERAÇÃO FIXA	REMUNE. VARIÁVEL	TOTAL
(VALORES EM EUROS)				
RUI CARTAXO	PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DA COMISSÃO EXECUTIVA	385.000 ⁽¹⁾	100.521	485.521
JOÃO FARIA CONCEIÇÃO	COMISSÃO EXECUTIVA	305.000	79.717	384.717
GONÇALO MORAIS SOARES	COMISSÃO EXECUTIVA	305.000	79.717	384.717
GUANGCHAO ZHU	VICE-PRESIDENTE CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	80.000		80.000
MENGRONG CHEN	CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	36.000		36.000
HAIBIN WAN	CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	36.000		36.000
HILAL AL-KHARUSI	CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	36.000		36.000
ANÍBAL SANTOS	CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	33.735		33.735
EGF, S.A.	CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	36.000		36.000
MANUEL CHAMPALIMAUD	CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	36.000		36.000
RED ELECTRICA CORPORACION, S.A.	CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	36.000		36.000
JOSÉ LUÍS ARNAUT	CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	36.000		36.000
JOSÉ LUIS ALVIM	COMISSÃO DE AUDITORIA	75.000		75.000
JOSÉ FREDERICO JORDÃO	COMISSÃO DE AUDITORIA	60.000		60.000
EMILÍO RUI VILAR	COMISSÃO DE AUDITORIA	60.000		60.000
TOTAL		1.555.735	259.955	1.815.69

⁽¹⁾ Esta verba inclui € 171.005,49 pagos pela participada Red Eléctrica Corporacion, S.A., sociedade de direito espanhol em que exerce, por inerência, o cargo de vogal do Conselho de Administração.

A RVCP paga em 2013, conforme indicada no quadro acima, diz respeito ao exercício de 2012. Aos membros da Comissão Executiva foi ainda atribuída uma parcela adicional de remuneração, a título de RVMP referente ao exercício de 2012, fixada em UR. Tendo em consideração a cotação da ação da REN à data de fixação da RVMP (30 de maio de 2013), ou seja, 2.239 euros, o número de UR a atribuir a cada membro da Comissão Executiva foi o seguinte:

- i) Rui Cartaxo – 44.895,4 UR;
- ii) João Faria Conceição – 35.603,7 UR;
- iii) Gonçalo Morais Soares – 35.603,7 UR.

IV.78. Montantes a qualquer título pagos por outras sociedades em relação de domínio ou de grupo ou que se encontrem sujeitas a um domínio comum

Não foram auferidas quaisquer quantias pelos membros dos órgãos sociais da REN pagas por outras sociedades em relação de domínio ou de grupo com aquela.

IV.79. Remuneração paga sob a forma de participação nos lucros e/ou de pagamento de prémios e os motivos por que tais prémios e ou participação nos lucros foram concedidos

Não se preveem pagamentos sob a forma de participação nos lucros da sociedade e/ou pagamento de prémios, para além da componente variável da remuneração acima descrita.

IV.80. Indemnizações pagas ou devidas a ex-administradores executivos relativamente à cessação das suas funções durante o exercício

Não são devidas nem foram pagas em 2013 quaisquer quantias a título de indemnização a administradores executivos relativamente à cessação das suas funções durante tal exercício.

IV.81. Indicação do montante anual da remuneração auferida, de forma agregada e individual, pelos membros dos órgãos de fiscalização da sociedade, para efeitos da Lei n.º 28/2009, de 19 de junho

Quanto aos membros da Comissão de Auditoria, vide IV.77. *supra*, e quanto à remuneração do revisor oficial de contas, vide V.47. *supra*.

IV.82. Indicação da remuneração no ano de referência do presidente da mesa da Assembleia Geral

Em 2013, o Presidente e o Vice-Presidente da Mesa da Assembleia Geral receberam, respetivamente, o montante fixo anual de 5.000 euros e de 3.000 euros, pelo exercício das respetivas funções.

V. ACORDOS COM IMPLICAÇÕES REMUNERATÓRIAS

V.83. Limitações contratuais previstas para a compensação a pagar por destituição sem justa causa de administrador e sua relação com a componente variável da remuneração

De acordo com a política remuneratória aprovada pela Comissão de Vencimentos respeitante ao exercício de 2013, em caso de cessação das funções de administração por acordo ou por destituição sem justa causa, não será paga qualquer compensação, além da legalmente devida, se a cessação ou destituição for devida a desadequado desempenho do administrador.

A compensação legalmente devida, em caso de destituição sem justa causa corresponde a indemnização pelos danos sofridos, sem que possa no entanto exceder o montante das indemnizações que presumivelmente receberia até ao final do período para que foi eleito.

V.84. Referência à existência e descrição, com indicação dos montantes envolvidos, de acordos entre a sociedade e os titulares do órgão de administração e dirigentes, na aceção do n.º 3 do artigo 248.º-B do Código dos Valores Mobiliários, que prevejam indemnizações em caso de demissão, despedimento sem justa causa ou cessação da relação de trabalho na sequência de uma mudança de controlo da sociedade. (art. 245.º-A, n.º 1, al. I))

Não existem quaisquer acordos entre a REN e os titulares do órgão de administração ou dirigentes (na aceção do disposto no n.º 3 do artigo 248.º-B do Código VM) que prevejam indemnizações em caso de demissão, despedimento sem justa causa ou cessação da relação de trabalho, na sequência de uma mudança de controlo da sociedade.

VI. PLANOS DE ATRIBUIÇÃO DE AÇÕES OU OPÇÕES SOBRE AÇÕES (STOCK OPTIONS)

VI.85. Identificação do plano e dos respetivos destinatários

Não existem quaisquer programas ou planos de remuneração variável que consistam na atribuição de ações, de opções de aquisição de ações ou outro sistema de incentivos com base na variação de preço das ações destinados a membros dos órgãos de administração ou de fiscalização ou dirigentes, na aceção do n.º 3 do artigo 248.º-B do Código VM.

Contudo, a política de remuneração aprovada pela Comissão de Vencimentos e que entrou em vigor a 1 de junho de 2012 determina que, no âmbito da RVMP, as UR poderão ser convertidas, total ou parcialmente, em ações representativas do capital da REN, caso a assembleia geral da sociedade assim o venha a deliberar (o que não sucedeu até ao momento).

VI.86. Caracterização do plano (condições de atribuição, cláusulas de inalienabilidade de ações, critérios relativos ao preço das ações e o preço de exercício das opções, período durante o qual as opções podem ser exercidas, características das ações ou opções a atribuir, existência de incentivos para a aquisição de ações e ou o exercício de opções)

Vide VI.85 *supra*.

VI.87. Direitos de opção atribuídos para a aquisição de ações (stock options) de que sejam beneficiários os trabalhadores e colaboradores da empresa

Vide VI.85 *supra*.

VI.88. Mecanismos de controlo previstos num eventual sistema de participação dos trabalhadores no capital na medida em que os direitos de voto não sejam exercidos diretamente por estes (art. 245.º-A, n.º 1, al. e))

Não existem sistemas de participação dos trabalhadores no capital social da sociedade.

6.1.5 TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

I. MECANISMOS E PROCEDIMENTOS DE CONTROLO

I.89. Mecanismos implementados pela sociedade para efeitos de controlo de transações com partes relacionadas (para o efeito remete-se para o conceito resultante da IAS 24)

De forma a prever os procedimentos de controlo pela Comissão de Auditoria das transações concluídas ou a concluir pela REN ou sociedades por esta participadas com partes relacionadas e a metodologia a adotar em caso de potencial conflito de interesses, a Comissão de Auditoria da REN propôs ao Conselho de Administração o regulamento interno de «Apreciação e Controlo de Transações com Partes Relacionadas e Prevenção de Situações de Conflito de Interesses», o qual foi aprovado pelo Conselho de Administração a 8 de novembro de 2012.

Nos termos do regulamento interno de «Apreciação e Controlo de Transações com Partes Relacionadas e Prevenção de Situações de Conflito de Interesses», o qual está em linha com a IAS 24 e a recomendação da CMVM V.2, as transações celebradas entre uma parte relacionada⁷⁵ e, por outro lado, a REN ou as sociedades participadas, que se encontrem compreendidas nas seguintes situações serão submetidas pelo órgão de administração a parecer prévio da Comissão de Auditoria⁷⁶:

- Compra e/ou venda de bens, prestação de serviços ou empreitada que tenha um valor económico superior a 1.000.000 euros;
- Aquisição ou alienação de participações sociais;
- Novos empréstimos, financiamentos e subscrição de investimentos financeiros que resultem num valor agregado anual de endividamento superior a 100.000.000 euros, salvo quando se trate da mera renovação de situações já existentes ou de operações desenvolvidas no quadro de condições contratuais pré-existentes;
- Qualquer transação que, não estando compreendida em nenhum dos critérios de materialidade anteriormente elencados, tenha um valor económico superior a 1.000.000 euros ou deva ser considerada relevante para este efeito pelo Conselho de Administração, em virtude da sua natureza ou da sua especial suscetibilidade de configurar uma situação de conflito de interesses.

Por sua vez, os negócios entre uma parte relacionada e a REN ou uma das sociedades participadas, que não se subsumam a nenhuma das situações elencadas supra, devem ser submetidos pelo órgão de administração à apreciação subsequente da Comissão de Auditoria⁷⁷.

No caso de a Comissão de Auditoria emitir parecer prévio desfavorável, a conclusão da transação depende de autorização do Conselho de Administração e deve ser especialmente fundamentada, no sentido de demonstrar que a conclusão do negócio se conforma com a prossecução do interesse social da REN ou das sociedades participadas e que as vantagens resultantes para aquelas contrabalançam positivamente as desvantagens identificadas pela Comissão de Auditoria⁷⁸.

Por último, a Comissão de Auditoria apresenta ainda recomendações ao Conselho de Administração no que respeita a medidas de prevenção e identificação de conflitos de interesses⁷⁹.

Por outro lado, nos termos do regulamento interno do Conselho de Administração, as transações com partes relacionadas cujo montante exceda 500.000 euros ou, independentemente do montante, qualquer transação que possa ser considerada como não sendo executada com base em condições de mercado são matéria não delegável na Comissão Executiva.

1.90. Indicação das transações que foram sujeitas a controlo no ano de referência

Em cumprimento do regulamento interno sobre apreciação e controlo de transações com partes relacionadas e prevenção de situações de conflito de interesses, a Comissão de Auditoria teve intervenção prévia no seguinte negócio,

⁷⁵ Isto é: a) um membro do órgão de administração/fiscalização da REN ou de qualquer sociedade que com ela se encontre em relação de domínio ou de grupo, nos termos do artigo 21.º do Código VM (Sociedades Participadas); ou b) qualquer pessoa singular que, pelo cargo desempenhado na REN ou nas sociedades participadas, exerça funções de chefia e de gestão, ou tenha acesso, regular ou ocasional, a informação privilegiada; c) um acionista detentor de participação qualificada de, pelo menos, 2% do capital social da REN ou das sociedades participadas, calculada nos termos do artigo 20.º do Código VM; d) uma entidade terceira, relacionada com um dirigente ou um acionista relevante por meio de qualquer interesse comercial ou pessoal relevante.

⁷⁶ Cfr. alínea a) do ponto II.I do referido regulamento interno.

⁷⁷ Cfr. alínea b) do ponto III do referido regulamento interno.

⁷⁸ Cfr. n.ºs 4 e 5 do ponto VI do referido regulamento interno.

⁷⁹ Cfr. alínea a) do n.º 1 do ponto IX do referido regulamento interno.

realizado entre a sociedade e o titular de participação qualificada ou entidade que com ele esteja em qualquer relação nos termos do artigo 20.º do Código VM, tendo emitido parecer prévio favorável à realização do mesmo:

Contrato de fornecimento de energia elétrica em baixa, média e alta tensão para as instalações da REN, conforme segue:

- a) **Objetivo:** Aquisição do fornecimento de energia elétrica em baixa média e alta tensão para as instalações da REN.
- b) **Data de aprovação:** 15 de maio de 2013, pelo Conselho de Administração da REN.
- c) **Critério material para a sua subsunção a apreciação:** Negócio celebrado entre uma parte relacionada, por um lado, a EDP Comercial – Comercialização de Energia, S.A. (EDP Comercial), e as seguintes empresas do Grupo REN: REN Serviços, S.A., REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., REN Gasodutos, S.A., REN Armazenagem, S.A. e REN Atlântico – Terminal de GNL, S.A.
- d) **Critério de seleção:** Preço mais baixo, após validação técnica.
- e) **Tipo de procedimento:** Ajuste direto com convite a várias entidades.
- f) **Fases de consulta:** Lançamento da consulta, recepção das propostas, negociação, relatório preliminar, audiência prévia e relatório final.
- g) **Fornecedores consultados:** EDP Comercial; EGL Energia Iberia S.L.; Endesa – Energia Sucursal Portugal; Iberdrola Generación – Energia e Serviços Portugal, Unipessoal, Lda.; Union Fenosa Comercial, S.L., Galp Power, S.A. e Nexus Energia, S.A..
- h) **Montante:** Valor global estimado de 5.426.467 euros, acrescido de tarifas reguladas de acesso às redes e do IVA à taxa legal aplicável.

I.91. Descrição dos procedimentos e critérios aplicáveis à intervenção do órgão de fiscalização para efeitos da avaliação prévia dos negócios a realizar entre a sociedade e titulares de participação qualificada ou entidades que com eles estejam em qualquer relação, nos termos do artigo 20.º do Código dos Valores Mobiliários

Vide I.89 *supra*. Os procedimentos e critérios aí descritos são aplicáveis às transações com titulares de participação qualificada ou entidades com estes em qualquer relação nos termos do artigo 20.º do Código VM, já que estes estão incluídos na definição de parte relacionada adotada pelo regulamento interno de «apreciação e controlo de transações com partes relacionadas e prevenção de situações de conflito de interesses».

II. ELEMENTOS RELATIVOS AOS NEGÓCIOS

II.92. Indicação do local dos documentos de prestação de contas onde está disponível informação sobre os negócios com partes relacionadas, de acordo com a IAS 24, ou, alternativamente, reprodução dessa informação

Encontram-se descritos na nota 34 do anexo às demonstrações financeiras do Relatório e Contas de 2013 os elementos principais dos negócios com partes relacionadas, de acordo com a IAS 24, incluindo os negócios e operações realizados entre a sociedade e os titulares de participações qualificadas e entidades associadas.

Os negócios celebrados entre a sociedade e titulares de participação qualificada ou entidades com estes em qualquer relação nos termos do artigo 20.º do Código VM foram realizados em condições normais de mercado, no decurso da normal atividade da REN, sendo, na sua maior parte, decorrentes de obrigações regulatórias, sendo, como tal, adotada a recomendação da CMVM V.1.

PARTE II

6.2 AVALIAÇÃO DO GOVERNO SOCIETÁRIO

1. IDENTIFICAÇÃO DO CÓDIGO DE GOVERNO DAS SOCIEDADES ADOTADO

Deverá ser identificado o Código de Governo das Sociedades a que a sociedade se encontre sujeita ou se tenha decidido voluntariamente sujeitar, nos termos e para os efeitos do art. 2.º do presente regulamento.

Deverá ainda ser indicado o local onde se encontram disponíveis ao público os textos dos códigos de governo das sociedades aos quais o emitente se encontre sujeito (art. 245.º-A, n.º 1, al. p))

Em 2013, o enquadramento regulamentar e recomendatório em matéria de governo societário foi objeto de uma revisão profunda.

Na sequência de tal revisão, e enquanto sociedade emitente de ações que se encontram admitidas à negociação no mercado regulamentado Euronext Lisbon, a REN encontra-se sujeita, em matéria de divulgação de informação sobre governo societário, ao regime estabelecido no Código VM, na Lei n.º 28/2009, de 19 de junho, e no regulamento da CMVM n.º 4/2013 (este último aprovado em 2013 e aplicável aos relatórios de governo referentes a este exercício).

De entre as alterações constantes do regulamento da CMVM n.º 4/2013 destaca-se a possibilidade de as sociedades emitentes optarem pela adoção do código de governo da CMVM ou de um código alternativo emitido por entidade vocacionada para o efeito.

Ainda neste âmbito, e no plano recomendatório, a CMVM e o Instituto Português de *Corporate Governance* (IPCG) aprovaram, respetivamente, em 2013 e 2014, novos Códigos de Governo das Sociedades, na sequência de um longo processo de discussão e consulta com os diferentes *players* do mercado.

Considerando este longo período de reflexão verificado durante o ano de 2013 e o facto de o mandato dos órgãos sociais da empresa em curso apenas terminar em 2014, durante 2013, a REN apenas teve por referência o Código de Governo das Sociedades da CMVM, à luz do qual os atuais órgãos de governo têm vindo a enquadrar a sua prática e princípios de atuação.

Assim, apenas em 2014, a REN ponderará a eventual adoção de um código alternativo, na medida em que possa contribuir para um reforço do seu modelo de governo, em especial considerando a iniciativa do IPCG. Em qualquer caso, a sociedade entende que o seu atual modelo e princípios de governo societário já se encontram em linha com um conjunto significativo de recomendações constantes do Código de Governo do IPCG.

Em suma, para efeitos do presente relatório, a REN decidiu adotar as recomendações estabelecidas no Código de Governo das Sociedades da CMVM, aprovado em 2013, que se encontra disponível para consulta em www.cmvm.pt.

2. ANÁLISE DE CUMPRIMENTO DO CÓDIGO DE GOVERNO DAS SOCIEDADES ADOTADO

Nos termos do art. 245.º-A n.º 1, al. o) deverá ser incluída declaração sobre o acolhimento do código de governo das sociedades ao qual o emitente se sujeite especificando as eventuais partes desse código de que diverge e as razões da divergência.

A informação a apresentar deverá incluir, para cada recomendação:

- a) Informação que permita aferir o cumprimento da recomendação ou remissão para o ponto do relatório onde a questão é desenvolvidamente tratada (capítulo, título, ponto, página);
- b) Justificação para o eventual não cumprimento ou cumprimento parcial;
- c) Em caso de não cumprimento ou cumprimento parcial, identificação de eventual mecanismo alternativo adotado pela sociedade para efeitos de prossecução do mesmo objetivo da recomendação.

Conforme referido *supra*, a REN decidiu adotar as recomendações estabelecidas no Código de Governo das Sociedades da CMVM, aprovado em 2013.

Neste contexto, a REN declara adotar integralmente as aludidas recomendações emitidas pela CMVM em matéria de governo societário e que constam do mencionado Código, com exceção das Recomendações I.1. (parcialmente), I.2., II.1.4. e II.3.3. (parcialmente), as quais não são cumpridas pelas razões abaixo descritas.

Na tabela que se segue identificam-se as recomendações da CMVM, mencionando-se, individualmente, aquelas que foram alvo de adoção integral ou de não-adoção pela REN e indicam-se os capítulos do presente relatório onde se descrevem as medidas adotadas com vista ao cumprimento das referidas recomendações da CMVM.

RECOMENDAÇÃO/CAPÍTULO ⁽⁸⁰⁾	INDICAÇÃO SOBRE A ADOÇÃO DA RECOMENDAÇÃO	CAPÍTULO DO RELATÓRIO
I. Votação e controlo da sociedade	<p>Parcialmente adotada</p> <p>(Atualmente não se encontra prevista a possibilidade de exercício do voto por meios eletrónicos, pois a REN tem considerado que se encontra plenamente assegurada a participação dos seus acionistas nas Assembleias Gerais através do voto por correspondência e dos mecanismos de representação - conforme descrito acima no capítulo em referência.</p> <p>Acréscimo que, tendo em conta, em particular, a sua estrutura acionista, a reduzida dispersão de capital e o facto de nunca ter recebido quaisquer votos por correspondência nas últimas Assembleias Gerais, a REN considera que o voto eletrónico não constituiria uma mais-valia para os seus acionistas.</p> <p>Em suma, a Sociedade considera que o voto por correspondência e a possibilidade de representação são mecanismos suficientes para cumprir o objetivo desta Recomendação, no sentido de promover uma participação acionista ativa nas assembleias gerais.)</p>	Parte 1, capítulo B.1.12.

⁸⁰ Por capítulo entende-se que a referência é feita ao Código do Governo das Sociedades da CMVM.

RECOMENDAÇÃO/CAPÍTULO ⁽⁸⁰⁾	INDICAÇÃO SOBRE A ADOÇÃO DA RECOMENDAÇÃO	CAPÍTULO DO RELATÓRIO
I.2. As sociedades não devem adotar mecanismos que dificultem a tomada de deliberações pelos seus acionistas, designadamente fixando um quórum deliberativo superior ao previsto por lei.	<p>Não adotada</p> <p>(O quórum constitutivo, em primeira convocação, é de 51% do capital. Em acréscimo, o quórum deliberativo para a adoção de deliberações sobre alterações do contrato de sociedade, cisão, fusão, transformação ou dissolução é de dois terços dos votos emitidos seja em primeira seja em segunda convocatória.</p> <p>Tais mecanismos previstos nos n.ºs 1 e 2 do artigo 11.º do Contrato de Sociedade, têm em vista assegurar uma adequada representatividade dos acionistas face à natureza das atividades prosseguidas pela Sociedade e à sua estrutura acionista. Nos termos do n.º 3 do mencionado artigo 11.º, as deliberações de alteração que versem sobre o artigo 7.º-A, o n.º 3 do artigo 12.º e sobre o próprio artigo 11.º do Contrato de Sociedade carecem de ser aprovadas por três quartos dos votos emitidos.</p> <p>Em síntese, as regras estatutárias em causa são aquelas que melhor se adequam às especificidades da Sociedade, tendo presente o objetivo que subjaz a esta Recomendação e que estamos perante uma matéria estritamente na esfera de decisão acionista.)</p>	Parte 1, capítulos B.I.14. e C.I.48.
I.3. As sociedades não devem estabelecer mecanismos que tenham por efeito provocar o desfasamento entre o direito ao recebimento de dividendos ou à subscrição de novos valores mobiliários e o direito de voto de cada ação ordinária, salvo se devidamente fundamentados em função dos interesses de longo prazo dos acionistas.	Adotada	Parte 1, capítulo B.I.12.
I.4. Os estatutos das sociedades que prevejam a limitação do número de votos que podem ser detidos ou exercidos por um único acionista, de forma individual ou em concertação com outros acionistas, devem prever igualmente que, pelo menos de cinco em cinco anos, será sujeita a deliberação pela assembleia geral a alteração ou a manutenção dessa disposição estatutária – sem requisitos de quórum agravado relativamente ao legal – e que, nessa deliberação, se contam todos os votos emitidos sem que aquela limitação funcione.	Adotada	Parte 1, capítulo A.I.5.
I.5. Não devem ser adotadas medidas que tenham por efeito exigir pagamentos ou a assunção de encargos pela sociedade em caso de transição de controlo ou de mudança da composição do órgão de administração e que se afigurem suscetíveis de prejudicar a livre transmissibilidade das ações e a livre apreciação pelos acionistas do desempenho dos titulares do órgão de administração.	Adotada	Parte 1, capítulos A.I.4.
II. Supervisão, Administração e Fiscalização		
II. 1. Supervisão e Administração		
II.1.1. Dentro dos limites estabelecidos por lei, e salvo por força da reduzida dimensão da sociedade, o conselho de administração deve delegar a administração quotidiana da sociedade, devendo as competências delegadas ser identificadas no relatório anual sobre o Governo da Sociedade.	Adotada	Parte 1, capítulo B.II.21.
II.1.2. O Conselho de Administração deve assegurar que a sociedade atua de forma consentânea com os seus objetivos, não devendo delegar a sua competência, designadamente, no que respeita a: i) definir a estratégia e as políticas gerais da sociedade; ii) definir a estrutura empresarial do grupo; iii) decisões que devam ser consideradas estratégicas devido ao seu montante, risco ou às suas características especiais.	Adotada	Parte 1, capítulo B.II.21.
II.1.3. O Conselho Geral e de Supervisão, além do exercício das competências de fiscalização que lhes estão cometidas, deve assumir plenas responsabilidades ao nível do governo da sociedade, pelo que, através de previsão estatutária ou mediante via equivalente, deve ser consagrada a obrigatoriedade de este órgão se pronunciar sobre a estratégia e as principais políticas da sociedade, a definição da estrutura empresarial do grupo e as decisões que devam ser consideradas estratégicas devido ao seu montante ou risco. Este órgão deverá ainda avaliar o cumprimento do plano estratégico e a execução das principais políticas da sociedade.	Não Aplicável (A presente recomendação não é aplicável face ao modelo de governo societário adotado pela REN)	Parte 1, capítulo B.II.15.

RECOMENDAÇÃO/CAPÍTULO ⁽⁸⁰⁾	INDICAÇÃO SOBRE A ADOÇÃO DA RECOMENDAÇÃO	CAPÍTULO DO RELATÓRIO
<p>II.1.4. Salvo por força da reduzida dimensão da sociedade, o Conselho de Administração e o Conselho Geral e de Supervisão, consoante o modelo adotado, devem criar as comissões que se mostrem necessárias para:</p> <p>a) Assegurar uma competente e independente avaliação do desempenho dos administradores executivos e do seu próprio desempenho global, bem assim como das diversas comissões existentes;</p> <p>b) Refletir sobre sistema estrutura e as práticas de governo adotado, verificar a sua eficácia e propor aos órgãos competentes as medidas a executar tendo em vista a sua melhoria.</p>	<p>Não adotada</p> <p>(Considerando a composição do órgão de administração, o modelo de governo e a estrutura acionista da empresa, o Conselho de Administração não entende adequada às suas especificidades nem necessária a “criação, em sentido formal”, de comissões especializadas com estas competências.</p> <p>Os processos de avaliação de desempenho, bem como de reflexão sobre o sistema de governo, têm sido levados a cabo, de forma adequada aos interesses da Sociedade, pelos Administradores Não Executivos da REN no seu conjunto e, em particular, pelos membros da Comissão de Auditoria (composta exclusivamente por Administradores independentes). Ademais, dentro das suas incumbências, a Comissão de Vencimentos tem igualmente participado ativamente na avaliação de desempenho dos Administradores.</p> <p>Assim, embora não constituindo uma “comissão, em sentido formal”, do Conselho de Administração, substancialmente estas matérias têm sido devidamente tratadas no seio da REN, tal como melhor descrito neste relatório.</p> <p>Atento o exposto, a REN dispõe de efetivos mecanismos destinados a assegurar o desempenho de uma função de supervisão dentro do órgão de administração, em especial nas matérias de governo societário, avaliação e remuneração – objetivo subjacente a esta Recomendação. Tais mecanismos são aqueles que melhor se adequam às especificidades da Sociedade e à estrutura do respetivo órgão de administração.)</p>	<p>Parte 1, capítulo B.II.27.</p>
<p>II.1.5. O Conselho de Administração ou o Conselho Geral e de Supervisão, consoante o modelo aplicável, devem fixar objetivos em matéria de assunção de riscos e criar sistemas para o seu controlo, com vista a garantia que os riscos efectivamente incorridos são consistentes com aqueles objetivos.</p>	<p>Adotada</p>	<p>Parte 1, capítulos C.III.50 a 55.</p>
<p>II.1.6. O Conselho de Administração deve incluir um número de membros não executivos que garanta efectiva capacidade de acompanhamento, supervisão e avaliação da atividade dos restantes membros do órgão de administração.</p>	<p>Adotada</p>	<p>Parte 1, capítulo B.II.18.</p>
<p>II.1.7. Entre os administradores não executivos deve contar-se uma proporção adequada de independentes, tendo em conta o modelo de governação adotado, a dimensão da sociedade e a sua estrutura acionista e o respetivo free float.</p> <p>A independência dos membros do Conselho Geral e de Supervisão e dos membros da Comissão de Auditoria afere-se nos termos da legislação vigente, e quanto aos demais membros do Conselho de Administração considera-se independente a pessoa que não esteja associada a qualquer grupo de interesses específicos na sociedade nem se encontre em alguma circunstância suscetível de afetar a sua isenção de análise ou de decisão, nomeadamente em virtude de:</p> <p>a. Ter sido colaborador da sociedade ou de sociedade que com ela se encontre em relação de domínio ou de grupo nos últimos três anos;</p> <p>b. Ter, nos últimos três anos, prestado serviços ou estabelecido relação comercial significativa com a sociedade ou com sociedade que com esta se encontre em relação de domínio ou de grupo, seja de forma direta ou enquanto sócio, administrador, gerente ou dirigente de pessoa coletiva;</p> <p>c. Ser beneficiário de remuneração paga pela sociedade ou por sociedade que com ela se encontre em relação de domínio ou de grupo além da remuneração decorrente do exercício das funções de administrador;</p> <p>d. Viver em união de facto ou ser cônjuge, parente ou afim na linha reta e até ao 3.º grau, inclusive, na linha colateral, de administradores ou de pessoas singulares titulares direta ou indiretamente de participação qualificada;</p> <p>e. Ser titular de participação qualificada ou representante de um acionista titular de participações qualificadas.</p>	<p>Adotada</p>	<p>Parte 1, capítulo B.II.18.</p>

RECOMENDAÇÃO/CAPÍTULO ⁽⁸⁰⁾	INDICAÇÃO SOBRE A ADOÇÃO DA RECOMENDAÇÃO	CAPÍTULO DO RELATÓRIO
II.1.8. Os administradores que exerçam funções executivas, quando solicitados por outros membros dos órgãos sociais, devem prestar, em tempo útil e de forma adequada ao pedido, as informações por aqueles requeridas.	Adotada	Parte 1, capítulos B.II.18. e 23.
II.1.9. O presidente do órgão de administração executivo ou da comissão executiva deve remeter, conforme aplicável, ao Presidente do Conselho de Administração, ao Presidente do Conselho Fiscal, ao Presidente da Comissão de Auditoria, ao Presidente do Conselho Geral e de Supervisão e ao Presidente da Comissão para as Matérias Financeiras, as convocatórias e as atas das respetivas reuniões.	Adotada	Parte 1, capítulo B.II. 23.
II.1.10. Caso o presidente do órgão de administração exerça funções executivas, este órgão deverá indicar, de entre os seus membros, um administrador independente que assegure a coordenação dos trabalhos dos demais membros não executivos e as condições para que estes possam decidir de forma independente e informada ou encontrar outro mecanismo equivalente que assegure aquela coordenação.	Adotada	Parte 1, capítulo B.II. 18.
II. 2. Fiscalização		
II.2.1. Consoante o modelo aplicável, o presidente do Conselho Fiscal, da Comissão de Auditoria ou da Comissão para as Matérias Financeiras deve ser independente, de acordo com o critério legal aplicável, e possuir as competências adequadas ao exercício das respetivas funções.	Adotada	Parte 1, capítulos B.II. 18; B.III. 30; e 38.
II.2.2. O órgão de fiscalização deve ser o interlocutor principal do auditor externo e o primeiro destinatário dos respetivos relatórios, competindo-lhe, designadamente, propor a respetiva remuneração e zelar para que sejam asseguradas, dentro da empresa, as condições adequadas à prestação dos serviços.	Adotada	Parte 1, capítulos B.III. 38. e B.V. 45.
II.2.3. O órgão de fiscalização deve avaliar anualmente o auditor externo e propor ao órgão competente a sua destituição ou a resolução do contrato de prestação dos seus serviços sempre que se verifique justa causa para o efeito.	Adotada	Parte 1, capítulo B.V. 45.
II.2.4. O órgão de fiscalização deve avaliar o funcionamento dos sistemas de controlo interno e de gestão de riscos e propor os ajustamentos que se mostrem necessários.	Adotada	Parte 1, capítulos B.III.38. e C.III. 50.
II.2.5. A Comissão de Auditoria, o Conselho Geral e de Supervisão e o Conselho Fiscal devem pronunciar-se sobre os planos de trabalho e os recursos afetos aos serviços de auditoria interna e aos serviços que velem pelo cumprimento das normas aplicadas à sociedade (serviços de compliance), e devem ser destinatários dos relatórios realizados por estes serviços pelo menos quando estejam em causa matérias relacionadas com a prestação de contas a identificação ou a resolução de conflitos de interesses e a deteção de potenciais ilegalidades.	Adotada	Parte 1, capítulo C.III. 51.
II. 3. Fixação de Remunerações		
II.3.1. Todos os membros da Comissão de Remunerações ou equivalente devem ser independentes relativamente aos membros executivos do órgão de administração e incluir pelo menos um membro com conhecimentos e experiência em matérias de política de remuneração.	Adotada	Parte 1, capítulos D.II. 67. e 68.
II.3.2. Não deve ser contratada para apoiar a Comissão de Remunerações no desempenho das suas funções qualquer pessoa singular ou coletiva que preste ou tenha prestado, nos últimos três anos, serviços a qualquer estrutura na dependência do órgão de administração, ao próprio órgão de administração da sociedade ou que tenha relação atual com a sociedade ou com consultora da sociedade. Esta recomendação é aplicável igualmente a qualquer pessoa singular ou coletiva que com aquelas se encontre relacionada por contrato de trabalho ou prestação de serviços.	Adotada	Parte 1, capítulo D.II. 67.

RECOMENDAÇÃO/CAPÍTULO ⁽⁸⁰⁾	INDICAÇÃO SOBRE A ADOÇÃO DA RECOMENDAÇÃO	CAPÍTULO DO RELATÓRIO
<p>II.3.3. A declaração sobre a política de remunerações dos órgãos de administração e fiscalização a que se refere o artigo 2.º da Lei n.º 28/2009, de 19 de Junho, deverá conter, adicionalmente:</p> <p>a) Identificação e explicitação dos critérios para a determinação da remuneração a atribuir aos membros dos órgãos sociais;</p> <p>b) Informação quanto ao montante máximo potencial, em termos individuais, e ao montante máximo potencial, em termos agregados, a pagar aos membros dos órgãos sociais, e identificação das circunstâncias em que esses montantes máximos podem ser devidos;</p> <p>d) Informação quanto à exigibilidade ou inexigibilidade de pagamentos relativos à destituição ou cessação de funções de administradores.</p>	<p>Parcialmente Adotada</p> <p>(A declaração sobre a política de remunerações dos órgãos de administração e fiscalização da REN submetida à última Assembleia Geral anual da REN não contém expressamente a indicação dos montantes potenciais exigidos pela alínea b) desta Recomendação.</p> <p>Sucedem que, tendo em conta a data de aprovação (30 de abril de 2013) desta declaração submetida à última Assembleia Geral anual, tais órgãos não tinham nem poderiam ter, ainda, conhecimento do Código de Governo da CMVM na sua versão publicada em julho de 2013, razão pela qual este elemento informativo não era aplicável à mencionada declaração.</p> <p>Em qualquer caso, e ainda que assim não se entenda, a REN considera que os montantes em causa, apesar de não expressamente declarados, poderiam já ser determinados na data da mencionada Assembleia Geral pelos acionistas (principais destinatários daquela declaração sujeita a aprovação) e mercado em geral, considerando o conteúdo do relatório anual de governo de 2012, o qual divulga as remunerações pagas em 2012 e a política remuneratória para o mandato 2012-2014. Tais documentos foram sujeitos a aprovação acionista e indicavam os valores das remunerações fixas e os critérios, limites e regras de determinação da RVCP e RVMP, em ambos os casos, numa base individual e agregada.</p> <p>Desta feita, o objetivo prosseguido por esta Recomendação encontra-se totalmente alcançado relativamente ao exercício de 2013.</p>	<p>Parte 1, capítulo D.III.69.</p>
<p>II.3.4. Deve ser submetida à Assembleia Geral a proposta relativa à aprovação de planos de atribuição de ações, e/ou de opções de aquisição de ações ou com base nas variações do preço das ações, a membros dos órgãos sociais. A proposta deve conter todos os elementos necessários para uma avaliação correta do plano.</p>	<p>Não aplicável</p>	<p>Parte 1, capítulo D.VI.85.</p>
<p>II.3.5. Deve ser submetida à Assembleia Geral a proposta relativa à aprovação de qualquer sistema de benefícios de reforma estabelecidos a favor dos membros dos órgãos sociais. A proposta deve conter todos os elementos necessários para uma avaliação correta do sistema.</p>	<p>Não aplicável</p>	<p>Parte 1, capítulos D.III.76.</p>
<p>III. Remunerações</p>		
<p>III.1. A remuneração dos membros executivos do órgão de administração deve basear-se no desempenho efetivo e desincentivar a assunção excessiva de riscos.</p>	<p>Adotada</p>	<p>Parte 1, capítulo D.III. 69. e 70.</p>
<p>III.2. A remuneração dos membros não executivos do órgão de administração e a remuneração dos membros do órgão de fiscalização não deve incluir nenhuma componente cujo valor dependa do desempenho da sociedade ou do seu valor.</p>	<p>Adotada</p>	<p>Parte 1, capítulos D.III. 69., 70. e 77.</p>
<p>III.3. A componente variável da remuneração deve ser globalmente razoável em relação à componente fixa da remuneração, e devem ser fixados limites máximos para todas as componentes.</p>	<p>Adotada</p>	<p>Parte 1, capítulo D.III. 69., 70. e 71.</p>
<p>III.4. Uma parte significativa da remuneração variável deve ser diferida por um período não inferior a três anos, e o direito ao seu recebimento deve ficar dependente da continuação do desempenho positivo da sociedade ao longo desse período.</p>	<p>Adotada</p>	<p>Parte 1, capítulo D.III. 72.</p>
<p>III.5. Os membros do órgão de administração não devem celebrar contratos, quer com a sociedade, quer com terceiros, que tenham por efeito mitigar o risco inerente à variabilidade da remuneração que lhes for fixada pela sociedade.</p>	<p>Adotada</p>	<p>Parte 1, capítulo D.III. 73.</p>
<p>III.6. Até ao termo do seu mandato devem os administradores executivos manter as ações da sociedade a que tenham acedido por força de esquemas de remuneração variável, até ao limite de duas vezes o valor da remuneração total anual, com exceção daquelas que necessitem ser alienadas com vista ao pagamento de impostos resultantes do benefício dessas mesmas ações.</p>	<p>Não aplicável</p>	<p>Parte 1, capítulo D.III. 73.</p>

RECOMENDAÇÃO/CAPÍTULO ⁽⁸⁰⁾	INDICAÇÃO SOBRE A ADOÇÃO DA RECOMENDAÇÃO	CAPÍTULO DO RELATÓRIO
III.7. Quando a remuneração variável compreender a atribuição de opções, o início do período de exercício deve ser diferido por um prazo não inferior a três anos.	Não aplicável	Parte 1, capítulos D.III.69. e 74.
III.8. Quando a destituição de administrador não decorra de violação grave dos seus deveres nem da sua inaptidão para o exercício normal das respetivas funções mas, ainda assim, seja reconduzível a um inadequado desempenho, deverá a sociedade encontrar-se dotada dos instrumentos jurídicos adequados e necessários para que qualquer indemnização ou compensação, além da legalmente devida, não seja exigível.	Adotada	Parte 1, capítulo D.V.83.
IV. Auditoria		
IV.1. O auditor externo deve, no âmbito das suas competências, verificar a aplicação das políticas e sistemas de remunerações dos órgãos sociais, a eficácia e o funcionamento dos mecanismos de controlo interno e reportar quaisquer deficiências ao órgão de fiscalização da sociedade.	Adotada	Parte 1, capítulos B.III.38 e C.III.50.
IV.2. A sociedade ou quaisquer entidades que com ela mantenham uma relação de domínio não devem contratar ao auditor externo, nem a quaisquer entidades que com ele se encontrem em relação de grupo ou que integrem a mesma rede, serviços diversos dos serviços de auditoria. Havendo razões para a contratação de tais serviços - que devem ser aprovados pelo órgão de fiscalização e explicitadas no seu Relatório Anual sobre o Governo da Sociedade - eles não devem assumir um relevo superior a 30% do valor total dos serviços prestados à sociedade.	Adotada	Parte 1, capítulo B.V.46.
IV.3. As sociedades devem promover a rotação do auditor ao fim de dois ou três mandatos, conforme sejam respetivamente de quatro ou três anos. A sua manutenção além deste período deverá ser fundamentada num parecer específico do órgão de fiscalização que pondere expressamente as condições de independência do auditor e as vantagens e os custos da sua substituição.	Adotada	Parte 1, capítulo B.V.44.
V. Conflitos de Interesses e Transações com Partes Relacionadas		
V.1. Os negócios da sociedade com acionistas titulares de participação qualificada, ou com entidades que com eles estejam em qualquer relação, nos termos do art. 20.º do Código dos Valores Mobiliários, devem ser realizados em condições normais de mercado.	Adotada	Parte 1, capítulo E.II.92.
V.2. O órgão de supervisão ou de fiscalização deve estabelecer os procedimentos e critérios necessários para a definição do nível relevante de significância dos negócios com acionistas titulares de participação qualificada - ou com entidades que com eles estejam em qualquer uma das relações previstas no n.º 1 do art. 20.º do Código dos Valores Mobiliários -, ficando a realização de negócios de relevância significativa dependente de parecer prévio daquele órgão.	Adotada	Parte 1, capítulos B.II. II e E.I.89.
VI. Informação		
VI.1. As sociedades devem proporcionar, através do seu sítio na Internet, em português e inglês, acesso a informações que permitam o conhecimento sobre a sua evolução e a sua realidade atual em termos económicos, financeiros e de governo.	Adotada	Parte 1, capítulo C.V.59. a 65.
VI.2 As sociedades devem assegurar a existência de um gabinete de apoio ao investidor e de contacto permanente com o mercado, que responda às solicitações dos investidores em tempo útil, devendo ser mantido um registo dos pedidos apresentados e do tratamento que lhe foi dado.	Adotada	Parte 1, capítulo C.IV.56. a 58.

3. OUTRAS INFORMAÇÕES

A sociedade deverá fornecer quaisquer elementos ou informações adicionais que, não se encontrando vertidas nos pontos anteriores, sejam relevantes para a compreensão do modelo e das práticas de governo adotadas.

A REN não dispõe de quaisquer elementos ou informações adicionais que sejam relevantes para a compreensão do modelo e das práticas de governo adotadas.

RELATÓRIO
& CONTAS
2013

O FUTURO INSPIRA-NOS



ANEXOS



01 RELATÓRIO DE GESTÃO

1.1 LEGISLAÇÃO SOBRE ENERGIA PUBLICADA EM 2013

1.1.1 ELETRICIDADE

Diretiva ERSE n.º 1/2013, de 2 de janeiro, DR n.º 1, série II

Altera o mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂.

Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, DR n.º 19, série I

Approva o regime sancionatório do setor energético.

Diretiva ERSE n.º 2/2013, de 1 de fevereiro, DR n.º 23, série II

Approva os perfis de perdas, perfis de consumo e perfis de produção aplicáveis em 2013.

Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro, DR n.º 40, série I

Prevê a possibilidade de redução dos encargos que integram a compensação atribuída aos produtores de eletricidade pela cessação dos respetivos contratos de aquisição de energia.

Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro, DR n.º 41, série I

Approva a nova taxa nominal aplicável ao cálculo da anuidade da parcela fixa dos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC).

Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, DR n.º 42, série 1.ª

Prevê a faculdade, por parte de alguns centros eletroprodutores eólicos, de adesão a um regime remuneratório alternativo, durante um período adicional, mediante a assunção de compromissos.

Decreto-lei n.º 38/2013, de 15 de março, DR n.º 53, série I

Cria o regime de comércio de licenças de emissão de gases com o efeito de estufa.

Decreto-Lei n.º 39/2013, de 18 de março, DR n.º 54, série I

Altera o regime jurídico da utilização de energia proveniente de fontes renováveis e estabelece, entre outros, o mecanismo de emissão de garantias de origem para a respetiva eletricidade.

Diretiva ERSE n.º 5/2013, de 22 de março, DR n.º 58, série II

Approva a revisão das regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica.

Portaria n.º 145/2013, de 9 de abril, DR n.º 69, série I

Approva a taxa anual de remuneração do diferimento dos sobrecustos com custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e com contratos de aquisição de energia (CAE).

Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril, DR n.º 70, série I

Aprova as Estratégias para a Eficiência Energética - PNAEE 2016 e para as Energias Renováveis - PNAER 2020, no âmbito dos respetivos planos nacionais.

Portaria n.º 172/2013, de 3 de maio, DR n.º 85, série I

Estabelece as modalidades de incentivos à garantia de potência que dependem, para efeitos da sua atribuição, do cumprimento de um coeficiente de disponibilidade final.

Diretiva n.º 8/2013, de 15 de maio, DR 93, série II

Aprova o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico.

Decreto-lei n.º 74/2013, de 4 de junho, DR n.º 107, série I

Prevê a criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de custos de interesse económico geral (CIEG) da tarifa de Uso Global do Sistema.

Regulamento (EU) n.º 543/2013 da Comissão, de 15 de junho, JOUE 163, série L

Estabelece o conjunto mínimo comum de dados relativos à produção, ao transporte e ao consumo de eletricidade que devem ser disponibilizados aos participantes no mercado.

Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, DR n.º 124, suplemento, série I

Altera os parâmetros e o limite máximo da remuneração do serviço de interruptibilidade. Estabelece ainda as regras aplicáveis à repercussão tarifária dos montantes pagos pelo operador da rede de transporte.

Diretiva n.º 13/2013, de 6 de agosto, DR n.º 150, série II

Determina as entidades habilitadas a integrar a unidade de desvio de comercialização nos termos do Manual de Procedimento da Gestão Global do Sistema.

Portaria n.º 243/2013, de 2 de agosto, DR n.º 148, série I

Estabelece o regime de atribuição da reserva de capacidade de injeção de potência na rede elétrica de serviço público (RESP), bem como do licenciamento da atividade de produção de energia elétrica no âmbito do regime especial de remuneração garantida.

(Retificação: Declaração de Retificação n.º 38-A/2013, de 1 de outubro, D.R. 189, Série I)

Despacho n.º 10244/2013, de 5 de agosto, DR n.º 149, série II

Aprova os termos de referência dos estudos a elaborar pela ERSE ao abrigo do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho.

Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto, DR n.º 165, série I

Aprova a lei-quadro das entidades administrativas independentes com funções de regulação da atividade económica dos setores privado, público e cooperativo.

Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro, DR n.º 182, série I

Estabelece o procedimento de elaboração do estudo sobre os impactos de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia e os seus efeitos redistributivos nas diversas rubricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica.

Despacho n.º 12955-A/2013, de 10 de outubro, DR 196, série II

Define o valor do pagamento pelos centros eletroprodutores, no âmbito da tarifa de uso global do sistema, dos custos de interesse económico geral (CIEG), no período compreendido entre 11 de outubro e 31 de dezembro de 2013.

Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro, DR n.º 198, série I

Altera a remuneração anual dos terrenos que integram o domínio público hídrico e que estão afetos à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade.

Diretiva n.º 21/2013, de 22 de novembro, DR 227, série II

Fixa os prazos para a classificação de eventos excecionais e para o envio de informação à ERSE no âmbito do regulamento da qualidade de serviço para o setor elétrico.

Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro, DR 227, série II

Aprova os parâmetros de regulação da qualidade de serviço do setor elétrico.

Regulamento n.º 455/2013, de 29 de novembro, DR n.º 232, série II

Aprova o regulamento de qualidade de serviço do setor elétrico.

Diretiva ERSE n.º 24/2013, de 13 de dezembro

Altera o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

Diretiva n.º 26/2013, de 17 de dezembro, DR n.º 251, série II

Regime de equilíbrio concorrencial do mercado grossista.

Diretiva ERSE n.º 27/2013, de 30 de dezembro

Determina as entidades habilitadas a integrar a unidade de desvio de comercialização nos termos do Manual de Procedimento de Gestão Global do Sistema.

Regulamento n.º 474/2013, de 20 de dezembro, DR 247, série II

Altera o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações e do respetivo Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

Diretiva n.º 25/2013, de 26 de dezembro, DR 250, série II

Aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2014.

Diretiva n.º 26/2013, de 27 de dezembro, DR n.º 251, série II

Aprova o regime de equilíbrio concorrencial de mercado grossista.

Diretiva ERSE n.º 31-A/2013, de 30 de dezembro

Perfis de perdas, perfis de consumo e perfis de produção aplicáveis em 2014.

Regulamento n.º 489/2013, de 31 de dezembro, DR n.º 253, série II

Aprova o aditamento ao Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico.

1.1.2 GÁS NATURAL**Diretiva ERSE n.º 4/2013, de 12 de março, DR n.º 50, série II**

Transferência de capacidade utilizada entre pontos de entrada da RNTGN.

Regulamento n.º 139-A/2013, de 16 de abril, DR n.º 74, suplemento, série II

Aprova o novo Regulamento de Qualidade de Serviço do Setor do Gás Natural.

Regulamento n.º 139-B/2013, de 16 de abril, DR n.º 74, suplemento, série II

Aprova o novo Regulamento de Operação das Infraestruturas do Setor do Gás Natural.

Regulamento n.º 139-C/2013, de 16 de abril, DR n.º 74, suplemento, série II

Aprova o novo Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do Setor do Gás Natural.

Regulamento n.º 139-D/2013, de 16 de abril, DR n.º 74, suplemento, série II

Aprova o novo Regulamento de Relações Comerciais do Setor do Gás Natural.

Regulamento n.º 139-E/2013, de 16 de abril, DR n.º 74, suplemento, série II

Aprova o novo Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural.

Regulamento (EU) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, JOUE n.º L 115, de 25 de abril

Estabelece orientações para o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade dos corredores e domínios prioritários das infraestruturas energéticas transeuropeias.

Portaria n.º 201/2013, de 6 de junho, DR n.º 109, série I

Procede ao primeiro aditamento à Portaria n.º 137/2011, de 5 de abril, que aprova o Regulamento do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, DR n.º 120, série I

Altera os Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

Diretiva ERSE n.º 10/2013, DR n.º 121, de 26 de junho, D.R. n.º 121, série II

Aprova as tarifas e preços de gás natural para o ano-gás 2013-2014 e os parâmetros para o período de regulação 2013-2016.

Diretiva ERSE n.º 11/2013, de 26 de junho, DR n.º 121, série II

Mecanismo de incentivo à existência de trocas reguladas de GNL.

Diretiva n.º 12/2013, de 12 de julho, DR n.º 133, Série II

Aprova os perfis de consumo de gás natural e consumos médios diários para vigorarem no ano-gás 2013-2014.

Diretiva ERSE n.º 15/2013, de 3 de setembro, DR n.º 169, Série II

Aprova o Manual de Procedimento de Acesso às Infraestruturas do setor do gás natural.

Diretiva ERSE n.º 24/2013, de 6 de dezembro, DR n.º 237, Série II

Aprova as margens comerciais dos agentes de mercado.

Diretiva ERSE n.º 29/2013, de 20 de dezembro

Revisão das tarifas transitórias de gás natural para vigorar a partir de 1 de janeiro de 2014.

02 GOVERNO SOCIETÁRIO

Durante 2013, a REN foi informada de que o Administrador Manuel Champalimaud, Vogal do Conselho de Administração da REN, realizou as seguintes transações relativamente a ações da REN, relevantes para efeitos do artigo 14.º do Regulamento 5/2008 da CMVM:

TIPO DE TRANSAÇÃO	LOCAL	QUANTIDADE	PREÇO	DATA DA TRANSAÇÃO
Compra	Euronext Lisbon	40	€ 2.324	19-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	100	€ 2.329	19-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	100	€ 2.329	19-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	100	€ 2.329	19-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	187	€ 2.328	19-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	200	€ 2.324	19-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	200	€ 2.329	19-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	200	€ 2.329	19-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	230	€ 2.324	19-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	230	€ 2.324	19-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	220	€ 2.326	19-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	400	€ 2.324	19-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	400	€ 2.328	19-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	513	€ 2.328	19-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	600	€ 2.328	19-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	10	€ 2.325	20-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	60	€ 2.330	20-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	144	€ 2.325	20-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	156	€ 2.325	20-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	230	€ 2.330	20-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	487	€ 2.330	20-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	490	€ 2.325	20-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	500	€ 2.311	20-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	1.210	€ 2.330	20-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	2.172	€ 2.322	20-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	25.000	€ 2.330	20-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	7	€ 2.314	21-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	490	€ 2.314	21-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	490	€ 2.314	21-Fev-13
Compra	Euronext Lisbon	534	€ 2.314	21-Fev-13

03 SUSTENTABILIDADE

3.1 TABELA DE CORRESPONDÊNCIA GRI

INDICADOR	GC	LOCALIZAÇÃO - AVALIAÇÃO
ESTRATÉGIA E ANÁLISE		
1.1		Pág. 7-8
1.2		Pág. 16-17, 45-46, 74-77
PERFIL ORGANIZACIONAL		
2.1		REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.
2.2		Pág. 10-11, 23-26
2.3		Pág. 12-14, 286
2.4		Av. Estados Unidos da América, 55 - 1749-061 Lisboa
2.5		Portugal
2.6		Pág. 10-11
2.7		Pág. 10-11
2.8		Pág. 18-20, 77-78
2.9		Não ocorreram alterações face ao relatório anterior.
2.10		Pág. 109
EU1		A atividade da REN não inclui a produção de energia, não sendo por isso considerado um indicador aplicável.
EU2		A atividade da REN não inclui a produção de energia, não sendo por isso considerado um indicador aplicável.
EU3		A atividade da REN não inclui a distribuição de energia, não sendo por isso considerado um indicador aplicável.
EU4		Pág. 21
EU5		A atividade da REN não inclui a produção de energia pelo que não está sujeita à atribuição de licenças de emissão, não sendo por isso considerado um indicador aplicável.
EU5		A atividade da REN não inclui a produção de energia pelo que não está sujeita à atribuição de licenças de emissão, não sendo por isso considerado um indicador aplicável.
PARÂMETROS PARA O RELATÓRIO		
Perfil do relatório		
3.1		1 janeiro 2013 a 31 dezembro 2013
3.2		Relatório & Contas 2012
3.3		Anual
3.4		Pág. 363. sustentabilidade@ren.pt

INDICADOR	GC	LOCALIZAÇÃO – AVALIAÇÃO
Âmbito e limites do relatório		
3.5		Pág. 73-74
3.6		Pág. 73-74
3.7		Pág. 73-74
3.8		Pág. 73-74
3.9		Pág. 73-74 , Notas metodológicas – Pág. 346-347
3.10		Não ocorreram alterações face ao relatório anterior.
3.11		Não ocorreram alterações face ao relatório anterior.
Índice de conteúdo do GRI		
3.12		Presente tabela
Verificação		
3.13		Pág. 73-74 , Relatório de verificação
GOVERNAÇÃO		
Governança		
4.1		Pág. 12-14, 273-274, 281-282
4.2		Pág. 285, 288
4.3		Pág. 276-277
4.4		Website da REN: www.ren.pt
4.5		Pág. 309-311
4.6		Pág. 270-271, 276, 301-305, 316-317, 325
4.7		Pág. 277-280
4.8		A missão, visão e valores da REN podem ser consultados em: www.ren.pt/quem_somos/missao_e_valores/
4.9		Pág. 321
4.10		Pág. 311-313
Compromissos com Iniciativas externas		
4.11	7	Pág. 152-153, 298-301, 303-304
4.12	7	Pág. 76-77, 90-91 , UN Global Compact
4.13		Pág. 91-97
Relacionamento com as partes interessadas		
4.14		Pág. 75-76 www.ren.pt/sustentabilidade/partes_interessadas/
4.15		Pág. 75-76 www.ren.pt/sustentabilidade/partes_interessadas/
4.16		Pág. 75-76 www.ren.pt/sustentabilidade/partes_interessadas/
4.17		Pág. 75-76 www.ren.pt/sustentabilidade/partes_interessadas/

DESEMPENHO ECONÓMICO

INDICADOR	GC	LOCALIZAÇÃO - AVALIAÇÃO
FORMAS DE GESTÃO		Pág. 18-23, 41-58, 58-63, 282
ASPETO: DISPONIBILIDADE E FIABILIDADE		
EU6	Setorial	Disponibilidade e fiabilidade do abastecimento de energia Pág. 23-29, 41-44, 48-52
ASPETO: GESTÃO DA PROCURA		
EU7	Setorial	Programas de gestão da procura, incluindo programas residenciais, comerciais e industriais A natureza da atividade da REN não permite desenvolver programas de gestão da procura.
ASPETO: INVESTIGAÇÃO E DESENVOLVIMENTO		
EU8	Setorial	Abordagem de investigação e desenvolvimento Pág. 91-94
ASPETO: DESCOMISSIONAMENTO DE CENTRAIS		
EU9	Setorial	Provisões para descomissionamento de centrais nucleares Em Portugal, não existem centrais nucleares.
ASPETO: DESEMPENHO ECONÓMICO		
EC1	Essencial	Criação e distribuição de valor Valor económico direto criado: € 395.661 M Valor económico direto distribuído: € 364.478 M Valor económico direto dos acionistas retido: € 31.183 M
EC2	Essencial	Implicações financeiras, avaliação de riscos e oportunidades decorrentes das alterações climáticas 7 Os riscos e oportunidades decorrentes das alterações climáticas estão identificados pela REN, no entanto, ainda não são avaliadas as respetivas implicações financeiras. Pág. 100-106
EC3	Essencial	Cobertura de planos de reforma na organização Pág. 85-86 Plano de pensões – 4.741 (milhares euros) Plano de assistência médica – 1.100 (milhares euros)
EC4	Essencial	Comparticipações financeiras ao investimento Pág. 91-94 Em 2013 a REN recebeu € 5.050.616 relativos a participações financeiras ao investimento.
ASPETO: PRESENÇA NO MERCADO		
EC5	Complementar	Rácio entre o salário mínimo praticado na REN e o salário mínimo nacional 6 O montante do salário mínimo auferido na REN foi 1,4 vezes superior ao salário mínimo nacional em 2013.
EC6	Essencial	Contratação de fornecedores O processo de contratação com vista à aquisição de bens, serviços e empreitadas tem por base as regras da contratação pública em vigor, designadamente, o Código dos Contratos Públicos. Este processo assenta na realização de concursos limitados, nos quais participam empresas que integram uma lista de fornecedores qualificados para diversas classes de fornecimento relevantes. A REN apresentou em 2013 um prazo médio de pagamento de 33.03 dias.

INDICADOR		GC	LOCALIZAÇÃO - AVALIAÇÃO
EC7	Essencial	6	A REN não possui uma política que limite a contratação de dirigentes a uma região específica de Portugal, país ao qual se confina a sua atividade.

ASPETO: IMPACTOS ECONÓMICOS INDIRETOS

EC8	Essencial		Pág. 90-91 As iniciativas são desenvolvidas tendo em consideração a avaliação efetuada às necessidades das comunidades e às ações espontâneas em resposta a pedidos formulados pelas instituições referidas.
EC9	Complementar		Pág. 41-54, 63-66, 100-106 Descrição dos impactos económicos indiretos significativos para benefício público

ASPETO: DISPONIBILIDADE E FIABILIDADE

EU10	Setorial		A REN colabora com a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) na monitorização da segurança de abastecimento do SEN e do SNGN. Com base em elementos prospetivos de referência sobre a evolução do sistema eletroprodutor e do sistema nacional de gás natural no médio e no longo prazo, a monitorização da segurança de abastecimento consiste nomeadamente na avaliação do equilíbrio oferta-procura, tendo em conta cenários de evolução da procura e dos fornecimentos disponíveis, incluindo os acréscimos de capacidade em construção ou previstos, elementos necessários à preparação de propostas de relatórios de monitorização da segurança de abastecimento da eletricidade e do gás natural.
------	-----------------	--	---

ASPETO: GESTÃO DA PROCURA

EU11	Setorial		A REN não possui atividade de produção de energia pelo que não é efetuado este tipo de análise.
------	-----------------	--	---

ASPETO: EFICIÊNCIA DO SISTEMA

EU12	Setorial		Pág. 23-29, 41-44, 48-52 Eficiência no transporte e distribuição de energia
------	-----------------	--	---

DESEMPENHO AMBIENTAL

INDICADOR		GC	LOCALIZAÇÃO - AVALIAÇÃO
FORMAS DE GESTÃO			Pág. 18-23, 41-58, 73, 97-98, 282

ASPETO: MATERIAIS

EN1	Essencial	8	Pág. 99 Consumo de materiais
EN2	Essencial	8,9	Pág. 99 Percentagem de materiais utilizados que são reciclados

INDICADOR		GC	LOCALIZAÇÃO - AVALIAÇÃO
ASPETO: ENERGIA			
EN3	Essencial	Consumo direto de energia	Pág. 105-106 Todos os combustíveis consumidos e contabilizados pela REN são de origem fóssil. São apenas contabilizados os consumos de combustível de frota da REN utilizada para serviço.
EN4	Essencial	Consumo indireto de energia	Pág. 105-106 O principal fornecedor de eletricidade da REN é a EDP Serviço Universal e a informação referente à energia primária associada à produção de eletricidade pode ser consultada no seguinte link: www.edpsu.pt/pt/origemdaenergia/Pages/OrigensdaEnergia.aspx
EN5	Complementar	Conservação de energia e melhoria de eficiência	8,9 Pág. 99-106
EN6	Complementar	Iniciativas para fornecer produtos e serviços baseados na eficiência energética ou nas energias renováveis e reduções nos consumos alcançados	8,9 Pág. 99-106
EN7	Complementar	Iniciativas para reduzir o consumo indireto de energia e reduções alcançadas	8,9 Pág. 99-106
ASPETO: ÁGUA			
EN8	Essencial	Consumo total de água	8 Pág. 100
EN9	Complementar	Recursos hídricos afetados	8 Pág. 100 Não existem recursos hídricos significativamente afetados pelas operações da REN de acordo com os critérios definidos pelo GRI.
EN10	Complementar	Água reutilizada	8,9 Pág. 100
ASPETO: BIODIVERSIDADE			
EN11	Essencial	Terrenos em áreas protegidas ou de elevado valor para a biodiversidade fora das zonas protegidas	8 Pág. 106-107

INDICADOR		GC	LOCALIZAÇÃO - AVALIAÇÃO
EU13	Setorial		<p>Estão implementados planos de monitorização em obras de linhas e subestações para os aspetos ambientais de maior impacte.</p> <p>A REN não tem meios para aferir qual o estado original dos habitats, visto tratar-se de instalações antigas das quais a REN não dispõe de informação acerca do seu estado original.</p> <p>Pág. 106-109</p>
EN12	Essencial		<p>Pág. 106-109</p> <p>Mais informação em: www.ren.pt/sustentabilidade/ambiente/biodiversidade_e_gestao_dos_ecossistemas/ e http://www.ren.pt/sustentabilidade/ambiente/avaliacao_ambiental/medidas_compensatorias/</p>
EN13	Complementar	8	<p>Pág. 106-109</p> <p>Mais informação em: www.ren.pt/sustentabilidade/ambiente/biodiversidade_e_gestao_dos_ecossistemas/ e www.ren.pt/sustentabilidade/ambiente/avaliacao_ambiental/medidas_compensatorias/</p>
EN14	Complementar	8	<p>Pág. 106-109</p> <p>Mais informação em: www.ren.pt/sustentabilidade/ambiente/biodiversidade_e_gestao_dos_ecossistemas/ e www.ren.pt/sustentabilidade/ambiente/avaliacao_ambiental/medidas_compensatorias/</p>
EN15	Complementar	8	<p>Pág. 107</p>
ASPECTO: EMISSÕES, EFLUENTES E RESÍDUOS			
EN16	Essencial		<p>Pág. 102</p>
EN17	Essencial	8	<p>Pág. 102</p>
EN18	Essencial	8,9	<p>Pág. 102-105</p>
EN19	Essencial	8	<p>A REN não produz produtos nem possui serviços que utilizem substâncias depletoras da camada de ozono. Ao longo do tempo, têm sido substituídos os equipamentos de climatização que contêm gases depletoras da camada de ozono, de acordo com o plano de substituição de equipamentos da REN.</p>
EN20	Essencial	8	<p>Decorrentes da atividade da REN não são consideradas materiais as emissões de NOx e SOx. Adicionalmente, este indicador não foi considerado relevante pelas nossas partes interessadas.</p>
EN21	Essencial	8	<p>Pág. 100</p> <p>Foram rejeitados 8.632,98 m³ pela ETAR de Bucelas</p>

INDICADOR		GC	LOCALIZAÇÃO - AVALIAÇÃO
EN22	Essencial	Produção de resíduos por tipo e destino final	8 Pág. 100
EN23	Essencial	Ocorrências de derrames em atividades	8 Em 2013, ocorreram sete derrames de substâncias perigosas. Dos derrames registados, todos de hidrocarbonetos, apenas foi possível quantificar um destes: - um derrame de 300 l. É objetivo da REN, numa ótica de melhoria contínua, reforçar a sensibilização dos colaboradores da REN e das equipas de acompanhamento ambiental no sentido de registarem sempre as quantidades derramadas de substâncias perigosas.
EN24	Complementar	Produção de resíduos segundo a Convenção da Basileia	8 Este indicador não é aplicável, uma vez que os resíduos produzidos pela REN são todos encaminhados para operadores de gestão de resíduos nacionais.
EN25	Complementar	Recursos hídricos e respetivos habitats afetados pela rejeição de águas residuais	8 Pág. 100
ASPETO: EMISSÕES, EFLUENTES E RESÍDUOS			
EN26	Essencial	Iniciativas para avaliar e mitigar impactes ambientais	8,9 Pág. 97-98, 107-109 Mais informação em: www.ren.pt/sustentabilidade/abordagem_da_ren , www.ren.pt/sustentabilidade/ambiente/avaliacao_ambiental/avaliacao_ambiental_estrategica/ e www.ren.pt/sustentabilidade/ambiente/avaliacao_ambiental/avaliacao_de_projectos/
EN27	Essencial	Percentagem recuperada de produtos vendidos e respetivas embalagens	8,9 Este indicador não é aplicável à atividade da REN, uma vez que a empresa não comercializa produtos com embalagem.
ASPETO: CONFORMIDADE			
EN28	Essencial	Processos e multas por incumprimento de legislação sobre assuntos ambientais	8 No ano de 2013 foram levantados 38 processos de contraordenações ambiental; Foram concluídos sete processos, não tendo sido atribuída culpa à REN em nenhum; Transitaram de anos anteriores 98 processos. Montante referente ao pagamento de multas: 0 euros
ASPETO: TRANSPORTE			
EN29	Complementar	Impactes ambientais resultantes do transporte	8 Pág. 102
ASPETO: GERAL			
EN30	Complementar	Custos e investimentos com proteção ambiental	8,9 Pág. 100-101

DESEMPENHO SOCIAL - PRÁTICAS LABORAIS

INDICADOR		GC	LOCALIZAÇÃO - AVALIAÇÃO
FORMAS DE GESTÃO			Pág. 18-23, 41-58, 73, 77, 282
ASPETO: EMPREGO			
EU14	Setorial	Retenção e renovação de mão de obra especializada	Pág. 81-85
LA1	Essencial	Colaboradores por tipo de emprego	Não existem colaboradores a tempo parcial. A totalidade dos contratos de trabalho é a tempo inteiro. Pág. 77-81 A REN não tem colaboradores supervisionados.
LA2	Essencial	Taxa de rotatividade de colaboradores por faixa etária, género e região	A taxa de rotatividade por região não é aplicável, uma vez que a operação da REN está concentrada em Portugal. Pág. 78
EU15	Setorial	Percentagem de colaboradores elegíveis para reforma nos próximos 5 e 10 anos	Pág. 78
EU16	Setorial	Políticas e exigências relativas à saúde e segurança dos colaboradores, empreiteiros e subempreiteiros	Pág. 87-90
EU17	Setorial	Média de colaboradores subcontratados	Pág. 87
EU18	Setorial	Formação de colaboradores subcontratados	Pág. 87-89
LA3	Complementar	Benefícios para colaboradores a tempo inteiro	6 Pág. 85-86
ASPETO: RELAÇÕES ENTRE COLABORADORES E A GESTÃO			
LA4	Essencial	Colaboradores abrangidos por acordos de negociação coletiva	3 Pág. 85-86
LA5	Essencial	Prazos mínimos de aviso prévio em relação a mudanças operacionais	3 Os prazos de aviso prévio são os decorrentes da Lei Geral de Trabalho.
ASPETO: RELAÇÕES ENTRE COLABORADORES E A GESTÃO			
LA6	Complementar	Colaboradores representados em comissões de segurança e saúde ocupacional	Pág. 87-90 Percentagem da mão-de-obra total representada em comités formais de saúde e segurança: 66%. Nota: Em 2012 o valor reportado não foi o correto.

INDICADOR	GC	LOCALIZAÇÃO - AVALIAÇÃO	
LA7	Essencial	Taxa de lesões, doenças ocupacionais, dias perdidos, absentismo e óbitos resultantes da atividade laboral	Pág. 87-89 Nº de acidentes com baixa colaboradores REN: 5 Nº de acidentes sem baixa colaboradores REN: 3 Nº de doenças profissionais: 0
LA8	Essencial	Programas relacionados com doenças graves	Pág. 87-89
LA9	Complementar	Tópicos relativos a saúde e segurança abrangidos por acordos formais com sindicatos	Os tópicos abrangidos encontram-se descritos no Título XV e anexo IV do Acordo Coletivo de Trabalho.
ASPETO: FORMAÇÃO			
LA10	Essencial	Formação anual por colaborador	Pág. 81-85
LA11	Complementar	Programas de gestão de competências	Pág. 81-85
LA12	Complementar	Colaboradores com avaliação de desempenho e desenvolvimento de carreira	100% Pág. 84-85
ASPETO: DIVERSIDADE E IGUALDADE DE OPORTUNIDADES			
LA13	Essencial	Efetivos por indicadores de diversidade	1,6 No universo de colaboradores da REN, existem dois colaboradores portadores de deficiência. Pág. 77-81
LA14	Essencial	Rácio entre os salários-base do homem e da mulher por categoria funcional	1,6 A atribuição de salário na REN não depende do género mas da categoria profissional e competências demonstradas.

DESEMPENHO SOCIAL - DIREITOS HUMANOS

INDICADOR	GC	LOCALIZAÇÃO - AVALIAÇÃO	
FORMAS DE GESTÃO		Pág. 18-23, 41-58, 73, 282	
ASPETO: PRÁTICAS DE INVESTIMENTO E DE PROCESSOS DE COMPRA			
HR1	Essencial	Acordos de investimento com cláusulas sobre direitos humanos	1,2,4, 5,6 Em Portugal os aspectos relacionados com os direitos humanos estão contemplados na Constituição e da lei geral do trabalho. No entanto, a REN tem em preparação uma especificação, a incluir nos cadernos de encargos, que endereçará requisitos em matéria de responsabilidade social a cumprir em empreitadas e prestação de serviços, onde se incluem os direitos humanos.

INDICADOR		GC	LOCALIZAÇÃO - AVALIAÇÃO
HR2	Essencial	Fornecedores avaliados sobre direitos humanos	1,2,4, 5,6 O cumprimento da legislação é validado durante a supervisão da subcontratação e durante a realização de auditorias. A REN cumpre a legislação portuguesa, garantindo os direitos humanos espelhados no Código de Conduta da empresa (ver resposta HR1).
HR3	Complementar	Formação dos colaboradores quanto a direitos humanos	1,4,5 0% Embora a REN não tenha promovido qualquer ação de formação específica sobre direitos humanos, o Código de Conduta da empresa contempla o cumprimento dos direitos humanos, sendo conhecido de todos os colaboradores. Adicionalmente a REN é signatária dos princípios do Global Compact das Nações Unidas.
ASPETO: NÃO DISCRIMINAÇÃO			
HR4	Essencial	Casos de discriminação e ações tomadas	1,6 A REN cumpre a legislação portuguesa no que respeita a garantia dos direitos humanos e é signatária dos princípios do Global Compact das Nações Unidas. Não foram identificadas situações de discriminação ocorridas durante 2013.
ASPETO: LIBERDADE DE ASSOCIAÇÃO E NEGOCIAÇÃO COLETIVA			
HR5	Essencial	Direito de liberdade de associação e negociação coletiva	1,3 A REN garante o direito de liberdade de associação e negociação coletiva de acordo com os princípios éticos e normas de conduta estabelecidos no Código de Conduta. Em 2013 não foram identificadas situações em que o direito de liberdade de associação e negociação coletiva estivesse em risco. Os mecanismos de gestão do direito à greve são garantidos pela legislação nacional em vigor.
ASPETO: TRABALHO INFANTIL			
HR6	Essencial	Risco de ocorrência de trabalho infantil	1,5 A REN cumpre a legislação portuguesa que proíbe a contratação de trabalho infantil e é signatária dos princípios do Global Compact das Nações Unidas. O cumprimento da legislação é validado aquando da supervisão e da realização de auditorias.
ASPETO: TRABALHO FORÇADO E ESCRAVO			
HR7	Essencial	Risco de trabalho forçado e escravo	1,4 A REN cumpre a legislação portuguesa que proíbe o trabalho forçado e é signatária dos princípios do Global Compact das Nações Unidas. O cumprimento da legislação é validado aquando da supervisão e da realização de auditorias.
ASPETO: PRÁTICAS DE SEGURANÇA			
HR8	Complementar	Pessoal de segurança formado em direitos humanos	1,2 0% A REN cumpre a legislação portuguesa no que respeita a garantia dos direitos humanos e é signatária dos princípios do Global Compact das Nações Unidas. O cumprimento da legislação é validado durante a supervisão da subcontratação e durante a realização de auditorias.
ASPETO: DIREITOS INDÍGENAS			
HR9	Complementar	Casos de violação dos direitos dos povos indígenas	1 A atividade da REN é desenvolvida em Portugal, pelo que este indicador não é aplicável.

DESEMPENHO SOCIAL - SOCIEDADE

INDICADOR	GC	LOCALIZAÇÃO - AVALIAÇÃO
FORMAS DE GESTÃO		Pág. 18-23, 41-58, 73, 282
ASPETO: COMUNIDADE		
EU6	Setorial	Disponibilidade e fiabilidade do abastecimento de energia Pág. 20-29
EU19	Setorial	Processos decisórios participados pelas comunidades www.ren.pt/sustentabilidade/ambiente/avaliacao_ambiental/avaliacao_ambiental_estrategica/
EU20	Setorial	Gestão de impactes resultantes de mudanças/deslocações involuntárias Os prazos de aviso prévio são os decorrentes da Lei Geral de Trabalho, sendo cumpridas as medidas definidas nos Capítulos II, secção I do ACT.
EU21	Setorial	Planeamento e resposta a situações de desastre/emergência Pág. 87-89
SO1	Essencial	Gestão de impactes nas comunidades Pág. 90-91
EU22	Setorial	Deslocação de pessoas em resultado da expansão ou construção de centros de produção e linhas de transporte, do ponto de vista económico e físico A construção da infraestrutura a nível nacional tem uma forte componente suportada por subcontratação externa, a maioria realizada a nível local.
ASPETO: CORRUPÇÃO		
SO2	Essencial	Avaliação de riscos de corrupção 10 As contas do Grupo são sujeitas a auditoria externa e são objeto de certificação legal, nos termos das normas aplicáveis, não sendo, por isso, nossa prática a análise de risco de corrupção dentro das unidades ou áreas de negócio. É de realçar que não existe, até à data, qualquer processo, designadamente em fase de inquérito, contra as empresas da REN.
SO3	Essencial	Formação dos colaboradores em práticas anticorrupção 10 0% Embora a REN não tenha promovido qualquer ação de formação específica sobre políticas e procedimentos anticorrupção, o Código de Conduta da empresa define os mecanismos para comunicação de eventuais irregularidades ou infrações ao código (artigo 20º).
SO4	Essencial	Medidas tomadas em caso de corrupção 10 Não foi identificado nenhum caso de corrupção em nenhuma das empresas da REN. Vide SO2
ASPETO: POLÍTICA PÚBLICA		
SO5	Essencial	Posição sobre políticas públicas e práticas de <i>lobbying</i> 10 A REN colabora na elaboração de estudos e em fóruns de debate ao nível governamental para o setor, nomeadamente: – Acompanhamento ativo no processo de elaboração de legislação da União Europeia e estabelecimento de contactos com as suas instituições (Comissão Europeia e Parlamento Europeu) – Participação regular em diferentes projetos e em grupos de trabalho de organizações internacionais do setor elétrico e do gás natural, nomeadamente na ENTSO-E, ENTSO-G, MedGrid, Med-TSO, FOSG, CCE, Eurelectric e Cigré, que influenciam ativamente a definição das políticas europeias e promovem as boas práticas para o setor – Promoção de sessões europeias de divulgação e debate sobre temas atuais e inovadores nos Open Days of Regions – Articulação com a DGEG e a ERSE no estabelecimento dos novos códigos de rede europeus dos setores do gás natural e da eletricidade

INDICADOR	GC	LOCALIZAÇÃO - AVALIAÇÃO	
SO6	Complementar	Financiamento de partidos políticos	A REN não financia partidos políticos, sendo essa uma atividade não permitida por lei às empresas em Portugal.
ASPETO: CONCORRÊNCIA DESLEAL			
SO7	Complementar	Ações judiciais por concorrência desleal, antitrust e práticas de monopólio	A REN é concessionária única para o transporte de energia em Portugal, cuja atividade está regulada, não tendo por isso qualquer interferência na definição de preços.
ASPETO: CONFORMIDADE			
SO8	Essencial	Valor monetário de multas significativas e número total de sanções não monetárias por não cumprimento de leis e regulações	Em 2013 não ocorreram multas ou sanções não monetárias.

DESEMPENHO SOCIAL - PRODUTO

INDICADOR	GC	LOCALIZAÇÃO - AVALIAÇÃO	
FORMAS DE GESTÃO		Pág. 18-23, 41-58, 23-29, 282	
ASPETO: ACESSIBILIDADES			
EU23	Setorial	Programas, inclusive em parceria com o Governo, para melhorar e manter o acesso aos serviços elétricos	Ver resposta dada ao indicador SO5.
ASPETO: DISPONIBILIZAÇÃO DA INFORMAÇÃO			
EU24	Setorial	Práticas para lidar com barreiras linguísticas, culturais, educativas e físicas de acesso e utilização em condições de segurança dos serviços elétricos	A REN não faz distribuição de energia para retalho e ao consumidor final. No entanto, sempre que se justifique, publica informação necessária para esclarecer o público em geral sobre temas relevantes do impacto do transporte de energia.
ASPETO: SAÚDE E SEGURANÇA DO CLIENTE			
PR1	Essencial	Saúde e segurança relacionada com os produtos e serviços	Pág. 23-29, 41-44, 48-52
PR2	Complementar	Casos de incumprimento legal relacionados com impactes dos produtos e serviços na saúde e segurança	Em 2013, na auditoria de segundo acompanhamento da certificação, conduzida pela AP CER, foram identificadas duas não-conformidades, uma relativa ao requisito 4.2 – Política da SST e outra relativa ao requisito 4.5.2 – Avaliação da conformidade, da norma NP 4379:2008 Sistemas de gestão da segurança e saúde do trabalho.
EU25	Setorial	Número de feridos e mortes, incluindo doenças, provocados pelas infraestruturas da REN a pessoas externas à empresa	Zero. Não foram registadas ocorrências em 2013.

INDICADOR	GC	LOCALIZAÇÃO - AVALIAÇÃO
ASPETO: ROTULAGEM DE PRODUTOS E SERVIÇOS		
PR3	Essencial	Informação sobre produtos e serviços exigida por regulamentos 8 Pág. 23-29, 41-44, 48-52
PR4	Complementar	Casos de incumprimento legal relacionados com informação sobre produtos e serviços e rotulagem 8 Não foram registados casos de incumprimento relativamente à informação disponibilizada em 2013.
PR5	Complementar	Satisfação do cliente Pág. 76 Mais informação: www.ren.pt/sustentabilidade/partes_interessadas/clientes/
ASPETO: PUBLICIDADE		
PR6	Essencial	Programas de códigos voluntários relacionados com comunicações de marketing, incluindo publicidade, promoção e patrocínio Os princípios pelos quais a REN se rege em termos de comunicação estão contemplados no Código de Conduta da empresa (artigo 14º).
PR7	Complementar	Casos de incumprimento legal relacionados com códigos voluntários relacionados com comunicações de marketing, incluindo publicidade, promoção e patrocínio Não foram registados casos de incumprimento relacionado com a comunicação, <i>marketing</i> , publicidade, promoção e patrocínio, em 2013.
ASPETO: PRIVACIDADE DO CLIENTE		
PR8	Complementar	Reclamações registadas relativas à violação da privacidade do cliente A REN cumpre o determinado pela legislação portuguesa no que respeita a confidencialidade da informação, estando este princípio contemplado no Código de Conduta da empresa. Não foram identificadas reclamações relativas à violação da privacidade do cliente.
ASPETO: CONFORMIDADE		
PR9	Essencial	Multas por incumprimento legal relacionado com a prestação e o uso dos produtos e serviços Não foram registadas em 2013 multas por incumprimento legal relacionado com a prestação e o uso dos produtos e serviços.
ASPETO: ACESSIBILIDADES		
EU26	Setorial	Percentagem da população não abastecida em zonas de distribuição concessionada, por área rural e urbana A atividade da REN não inclui a distribuição de energia, pelo que este indicador não é aplicável.
EU27	Setorial	Cortes de abastecimento doméstico e respetiva duração devido a não pagamento A atividade da REN não inclui a distribuição, pelo que este indicador não é aplicável.
EU28	Setorial	Interrupção do abastecimento Pág. 23-29, 41-44, 48-52

INDICADOR	GC	LOCALIZAÇÃO - AVALIAÇÃO
EU29	Setorial	Duração média das interrupções do abastecimento
		Pág. 23-29, 41-44, 48-52
EU30	Setorial	Coefficiente médio de disponibilidade de uma central por fonte de energia, país e regime regulatório
		A atividade da REN não inclui a distribuição, pelo que este indicador não é aplicável.

NOTAS METODOLÓGICAS

INDICADOR	DEFINIÇÃO / CRITÉRIOS DE CÁLCULO
EN1	Óleos lubrificantes
	O valor de densidade média utilizado para a conversão do volume de óleos lubrificantes para unidades de massa foi de 0,89 kg/dm ³
EC1	Valor económico direto criado
	Corresponde ao somatório do valor acrescentado líquido, proveitos líquidos não inerentes ao VAB, proveitos financeiros e dividendos de empresas participadas, subtraído de outros custos e perdas.
	Valor económico distribuído
	Corresponde aos custos com os colaboradores e corpos gerentes, dividendos pagos aos acionistas, pagamento de juros, pagamentos ao Estado em taxas, IRC e apoio à comunidade.
	Valor económico acumulado
	Corresponde à subtração do valor económico direto criado pelo valor económico distribuído.
EN3	Gasóleo
	Poder calorífico inferior do gasóleo retirado da tabela da Agência Portuguesa do Ambiente de valores de poder calorífico inferior, fator de emissão e fator de oxidação obtidos a partir do Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas (INERPA) publicado em 2013: 43,07 GJ/t
	Gasolina
	Poder calorífico inferior da gasolina retirado da tabela da Agência Portuguesa do Ambiente de valores de poder calorífico inferior, fator de emissão e fator de oxidação obtidos a partir do Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas (INERPA) publicado em 2013: 44,00 GJ/t
	Gás natural
	Poder calorífico inferior do gás natural retirado da tabela da Agência Portuguesa do Ambiente de valores de poder calorífico inferior, fator de emissão e fator de oxidação obtidos a partir do Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas (INERPA) publicado em 2013: 38,44 GJ/t
	Propano
	Poder calorífico inferior do gás propano retirado da tabela da Agência Portuguesa do Ambiente de valores de poder calorífico inferior, fator de emissão e fator de oxidação obtidos a partir do Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas (INERPA) publicado em 2013: 48,45 GJ/t
EN16	Emissões diretas e indiretas de gases com efeito de estufa
	Quantidade total de emissões de gases com efeito de estufa, emitidos diretamente (SF6 usado como isolador dielétrico, CH4 das purgas do gasoduto e CO ₂ da queima das caldeiras) e emitidos indiretamente (através do consumo de eletricidade e das perdas na rede).
	Eletricidade
	Em 2012 foram utilizados os fatores de emissão mensais que correspondem ao valor fornecido pelo fornecedor de energia da REN, a EDP Serviço Universal. (www.edpsu.pt/pt/origemdaenergia/Pages/OrigensdaEnergia.aspx)
	Gasóleo
	Fator de emissão do gasóleo retirado da tabela da Agência Portuguesa do Ambiente de valores de poder calorífico inferior, fator de emissão e fator de oxidação obtidos a partir do Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas (INERPA) publicado em 2013: 0,0741 tCO ₂ eq/GJ
	Gasolina
	Fator de emissão da gasolina retirado da tabela da Agência Portuguesa do Ambiente de valores de poder calorífico inferior, fator de emissão e fator de oxidação obtidos a partir do Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas (INERPA) publicado em 2013: 0,0737 tCO ₂ eq/GJ

INDICADOR	DEFINIÇÃO / CRITÉRIOS DE CÁLCULO
Gás natural	Fator de emissão do gás natural retirado da tabela da Agência Portuguesa do Ambiente de valores de poder calorífico inferior, fator de emissão e fator de oxidação obtidos a partir do Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas (INERPA) publicado em 2013: 0,0566 tCO ₂ eq/GJ
Propano	Fator de emissão do gás propano retirado da tabela da Agência Portuguesa do Ambiente de valores de poder calorífico inferior, fator de emissão e fator de oxidação obtidos a partir do Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas (INERPA) publicado em 2013: 0,0631 tCO ₂ eq/GJ
CH4 (purgas)	Valor de potencial de aquecimento global do CH4 definido pelo Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC 2013): 28 tCO ₂ eq (considerada uma composição de 87,89% CH ₄ no gás natural)
SF6 (fugas)	Valor de Potencial de Aquecimento Global do SF6 definido pelo Regulamento (CE) n.º 842/2006 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de maio de 2006, relativo a determinados gases fluorados com efeito de estufa: 22.200 tCO ₂ eq.
SF6 (fugas)	Valor de potencial de aquecimento global do SF6 definido pelo Regulamento (CE) n.º 842/2006 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de maio de 2006, relativo a determinados gases fluorados com efeito de estufa: 22.200 tCO ₂ eq
EN17 Outras emissões indiretas de gases com efeito de estufa	<p>Calculado a partir do método de cálculo das emissões de GEE associadas ao transporte de passageiros por avião da DEFRA (2012 Guidelines to Defra/DECC's GHG Conversion Factors for Company Reporting: Methodology Paper for Emission Factors). Apenas foram consideradas as emissões de âmbito 3 diretas, correspondentes às emissões associadas à queima do combustível nos voos.</p> <ul style="list-style-type: none"> Foram assumidos os seguintes pressupostos: <ul style="list-style-type: none"> Consideraram-se <i>short-haul</i> todos os voos efetuados dentro do espaço europeu, à exceção dos voos domésticos. Os voos <i>long-haul</i> correspondem a voos intercontinentais. Todas as distâncias foram obtidas através dos dados fornecidos pelas agências de viagens que venderam os bilhetes. Não sendo conhecido com exatidão o número de viagens efetuadas em classe económica ou em executiva, considerou-se que todas as viagens corresponderam a <i>average seats</i>. O cálculo do indicador passageiro/km foi efetuado tendo em consideração que a cada bilhete emitido corresponde a um passageiro e a uma viagem.
EN21 Rejeição de águas residuais	Rejeição de águas residuais associadas ao processo de regaseificação do GNL e lixiviação das cavidades para o armazenamento subterrâneo de gás natural
LA2 Taxa de rotatividade	\sum saídas / headcount médio (colaboradores do quadro permanente + contratados a termo + estagiários profissionais)
LA7 Taxa de absentismo	Quociente da soma das ausências remuneradas (por doença, sinistro, maternidade e outras razões) e ausências não remuneradas, pelo número total de horas teóricas de trabalho
Índice de incidência	Mede o número de acidentes de trabalho mortais e não mortais ocorridos num dado período por cada mil colaboradores expostos ao risco no mesmo período
Índice de gravidade	Mede o número de dias perdidos com acidentes não mortais que ocorrem num determinado período de tempo por cada milhão de horas trabalhadas nesse mesmo período
EU27 Frequência média de interrupção do sistema (SAIFI)	<p>Quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período</p> <p>Eletricidade: O SAIFI corresponde ao número médio de interrupções acidentais de tempo superior a três minutos verificado nos pontos de entrega num determinado intervalo de tempo.</p> <p>Gás: O SAIFI corresponde ao número médio de interrupções acidentais verificadas nos pontos de entrega num determinado intervalo de tempo (um ano, geralmente).</p>
EU28 Duração média das interrupções do sistema (SAIDI)	<p>Quociente da soma dos tempos das interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período</p> <p>Eletricidade: O SAIDI para um determinado período de tempo (um ano, geralmente) é o tempo médio das interrupções acidentais de tempo superior a três minutos nos pontos de entrega.</p> <p>Gás: O SAIDI para um determinado período de tempo (um ano, geralmente) é o tempo médio das interrupções acidentais nos pontos de entrega.</p>



Ao Conselho de Administração da
REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

***Verificação independente da informação de sustentabilidade incluída
no Relatório & Contas 2013 da REN – Redes Energéticas Nacionais,
SGPS, S.A.***

Introdução

Fomos solicitados pela REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (REN), para procedermos à verificação independente da informação de sustentabilidade incluída no Relatório & Contas 2013 (Relatório), em particular do separador “4. Sustentabilidade na REN” e respetiva “Tabela de correspondência GRI”. A verificação foi efetuada de acordo com as instruções e critérios definidos pela REN, referidos e divulgados no Relatório, e com os princípios e a abrangência descritos no Âmbito.

Responsabilidades

O Conselho de Administração da REN é responsável pela preparação do Relatório e divulgação da informação de desempenho apresentada e seus critérios de avaliação bem como pelos sistemas de controlo interno, processos de recolha, agregação, validação e relato da mesma. A nossa responsabilidade consiste na elaboração de um relatório contendo o nosso parecer sobre a adequação daquela informação baseada nos procedimentos de verificação independente que efetuámos e por referência aos termos acordados. Não assumimos qualquer responsabilidade perante qualquer outro propósito, pessoas ou organizações.

Âmbito

Os nossos procedimentos de revisão foram planeados e executados de acordo com o International Standard on Assurance Engagements 3000 (ISAE 3000), e com referência ao Global Reporting Initiative, versão 3 (GRI3) e à norma AA1000APS Accountability Principles Standard 2008, de forma a obter um grau moderado de segurança sobre a adequação da informação constante do Relatório bem como dos sistemas e processos que lhe servem de suporte. A extensão dos nossos procedimentos é menor que a de uma auditoria e, por consequência, o nível de fiabilidade é mais baixo, consistindo em indagações e testes analíticos e algum trabalho substantivo.

Relativamente ao GRI3 e à norma AA1000APS, o nosso trabalho consistiu na verificação da auto avaliação feita pela gestão sobre o nível de conformidade do GRI3 e na avaliação do nível de adesão aos princípios da norma AA1000APS.

Nesta verificação independente, os nossos procedimentos consistiram em:

- (i) Indagações à gestão e principais responsáveis das áreas em análise para compreender o modo como está estruturado o sistema de informação e a sensibilidade dos intervenientes às matérias incluídas no relato;

PricewaterhouseCoopers & Associados - Sociedade de Revisores Oficiais de Contas, Lda.
Sede: Palácio Sottomayor, Rua Sousa Martins, 1 - 3º, 1069-316 Lisboa, Portugal
Tel +351 213 599 000, Fax +351 213 599 999, www.pwc.com/pt
Matriculada na Conservatória do Registo Comercial sob o NUPC 506 628 752, Capital Social Euros 314.000



- (ii) Identificar a existência de processos de gestão internos conducentes à implementação de políticas económicas, ambientais e de responsabilidade social;
- (iii) Verificar numa base de amostra a eficácia dos sistemas e processos de recolha, agregação, validação e relato que suportam a informação de desempenho supracitada, através de cálculos e validação de dados reportados;
- (iv) Confirmar a observância de determinadas unidades operacionais às instruções de recolha, agregação, validação e relato de informação de desempenho;
- (v) Executar, numa base de amostra, alguns procedimentos de consubstanciação da informação, através de obtenção de evidência sobre informação reportada;
- (vi) Comparar os dados financeiros e económicos com os auditados pelo auditor financeiro externo, para aferir sobre a validação externa da informação reportada;
- (vii) Avaliar o nível de adesão aos princípios de inclusão, relevância e capacidade de resposta definidos na norma AA1000APS 2008, através da análise dos conteúdos do Relatório e do plano interno de envolvimento com *Stakeholders* de acordo com a Norma AA1000APS; e
- (viii) Confirmar a existência de dados e informações requeridos para atingir o nível A, auto declarado pela REN, pela aplicação dos níveis do GRI3, tendo em consideração o suplemento para o setor elétrico.

Independência

Desenvolvemos o nosso trabalho em alinhamento com os requisitos de independência da norma ISAE 3000, incluindo o cumprimento das políticas de independência da PwC e do código de ética do International Ethics Standards Board of Accountants (IESBA).

Conclusões

Com base no trabalho efetuado de acordo com os termos de referência e com o Âmbito, nada chegou ao nosso conhecimento que nos leve a concluir que os sistemas e processos de recolha, agregação, validação e relato da informação constante do Relatório não estão a funcionar de forma apropriada e que a informação divulgada, não esteja isenta de distorções materialmente relevantes.

Tendo por base a nossa verificação do Relatório e das Diretrizes do GRI3, com os pressupostos incluídos no âmbito, concluímos que o Relatório inclui os dados e a informação requeridos para o nível A previsto no GRI3.

Comentários/Observações

No decorrer do processo de verificação foram identificadas áreas e oportunidades de melhoria, que serão incluídas em relatório para a gestão. Sem prejuízo das conclusões acima apresentadas, consideramos que a REN deverá ter em atenção os seguintes comentários, que visam a melhoria do relato de sustentabilidade da REN:

- Destaca-se, como aspeto positivo, o novo Sistema de Informação de Sustentabilidade, implementado pela REN em 2012, para recolha, reporte e monitorização da informação de

sustentabilidade. Recomenda-se assegurar a recolha e reporte da informação de sustentabilidade com a periodicidade estabelecida no Sistema, assim como a manutenção de evidências que suportem os valores reportados, de forma a permitir o acompanhamento periódico e sistemático da REN nesta matéria.

- Princípio da inclusão: A REN, em 2103, procedeu à revisão do mapeamento dos vários grupos de partes interessadas e realizou um processo de auscultação em matéria de sustentabilidade, cujos resultados serão considerados na revisão das prioridades estratégicas de sustentabilidade, a reportar no relato de sustentabilidade de 2014. Adicionalmente, a REN dispõe de diversos mecanismos de comunicação/envolvimento periódicos ou contínuos com as suas partes interessadas, assegurando assim a interação regular os mesmos.
- Princípio da relevância: A REN revê periodicamente os temas de sustentabilidade relevantes sobre os quais deve focar a sua gestão e comunicação, utilizando processos e critérios objetivos para o efeito. A REN realizou em 2013 uma nova auscultação às suas partes interessadas, cujos resultados deverão ser incluídos no reporte de sustentabilidade de 2014.
- Princípio da capacidade de resposta: A REN procura dar resposta às necessidades de informação e preocupações das suas partes interessadas e definir mecanismos suficientes para o efeito. A adoção de normas e diretrizes internacionais de referência na sua gestão, e no reporte de informação, garante a abrangência e relevância da informação de sustentabilidade gerida e comunicada. Recomenda-se um maior alinhamento do relato de sustentabilidade com os temas identificados como relevantes nesta matéria.

Lisboa, 21 de março de 2014

PricewaterhouseCoopers & Associados, S.R.O.C., Lda.
representada por



António Joaquim Brochado Correia, ROC

RELATÓRIO
& CONTAS
2013

O FUTURO INSPIRA-NOS

REN 

GLOSSÁRIO



GLOSSÁRIO FINANCEIRO

CAPEX

Capital expenditure (investimento, a custos totais, na aquisição ou melhoramento de ativos tangíveis e intangíveis)

DEBT TO EQUITY RATIO

Dívida líquida/capital próprio

DÍVIDA LÍQUIDA

Dívida financeira de curto e longo prazo líquida de caixa e equivalentes de caixa, excluindo o efeito de instrumentos financeiros derivados

DIVIDENDO POR AÇÃO

Dividendo ordinário/número total de ações

EBIT

Earnings before interest and taxes (resultado operacional)

EBITDA

Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization (resultado operacional, excluindo custos com amortizações/depreciações,

OPEX

Operational expenditure (gastos de operação e manutenção)

PAYOUT RATIO

Dividendos ordinários/resultado líquido

RAB

Regulated Asset Base (ativo líquido de amortizações e subsídios ao investimento líquido das respectivas amortizações das atividades reguladas)

RCCP

Rendibilidade Corrente dos Capitais Próprios

ROA

Rendibilidade do ativo

RoR

Rate of Return (taxa anual de remuneração de ativos regulados)

VAB

Valor acrescentado bruto

VOLUME DE NEGÓCIOS

Vendas e prestação de serviços

GLOSSÁRIO TÉCNICO

SIGLAS

AA

Avaliação Ambiental

AA1000

Assurance Standard 2008

AA1000SES

Stakeholder Engagement Standard

AA1000APS

Accountability Principles Standard

AAE

Avaliação Ambiental Estratégica

ACER

Agency for the Cooperation of Energy Regulators

ACT

Acordo Coletivo de Trabalho

AGC

Acordo de Gestão de Consumos de Gás Natural

AGSI

Aggregated Gas Storage Inventory

AIA

Avaliação de Impacte Ambiental

AIE

Agência Internacional de Energia

APA

Agência Portuguesa de Ambiente

APAI

Associação Portuguesa de Avaliação de Impactes

APS

Administração do Porto de Sines

AS

Armazenagem Subterrânea

AT

Alta Tensão

BEI

Banco Europeu de Investimento

BCSD

Conselho Empresarial para o Desenvolvimento Sustentável

BV

Block Valve Station (Estação de válvula de seccionamento)

CA

Conselho de Administração

CAE

Contrato de Aquisição de Energia

CDP

Carbon Disclosure Project

CE

Comissão Europeia

CELE

Comércio Europeu de Licenças de Emissão

CEM

Campos Elétricos e Magnéticos

CEO

Chief Executive Officer

CER

Certified Emissions Reductions

CESUR

Contratos de Energia para Entrega ao Fornecedor de Último Recurso

CIGRÉ

Conferência Internacional das Grandes Redes Elétricas

CIT

Contrato Individual de Trabalho

CMVM

Comissão do Mercado de Valores Mobiliários

CO

Certificados de Origem

CO₂

Dióxido de Carbono (gás com efeito de estufa)

CODEMO

Código Português para Estudos de Mercado e Opinião

CRH

Comité de Recursos Humanos

CT

Contrato a Termo

CTS

Custody Transfer Station (Estação de transferência de custódia)

DGEG

Direção Geral de Energia e Geologia

DR

Diário da República

DRS

Disaster Recovery System

DWDM

Dense Wavelength Division Multiplexing

DACF

Day Ahead Congestion Forecast

DIA

Declaração de Impacte Ambiental

ECX

European Climate Exchange

EDP

Energias de Portugal, SA

EGIG

European Gas Pipeline Incident Data Group

EMTN

Euro Medium Term Notes

ENF

Energia Não Fornecida

ERREG

European Regulators Group for Electricity and Gas

ERSE

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

ETS

Emissions Trading Scheme

ETSO

European Transmission System Operators

EUA

European Unit Allowances

EURELECTRIC

Agrupamento Europeu de Empresas de Eletricidade

ECSI

European Customer Satisfaction Index

EEA

Estudo de Enquadramento Ambiental

EEGO

Entidade Emissora de Garantias de Origem de Cogeração

EIA

Estudo de Impacto Ambiental

EIncA

Estudo de Incidências Ambientais

Elecpor

Associação Portuguesa das Empresas do Setor Elétrico

ENAAAC

Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas

ENTSO-E

European Network of Transmission System Operators for Electricity

ENTSO-G

European Network of Transmission System Operators for Gas

EPIS

Empresários pela Inclusão Social

ESOMAR

European Society for Opinion and Marketing Research Association

FAI

Fundo de Apoio à Inovação

FBF

Firefly Bird Flapper

FER

Diretiva sobre Fontes de Energia Renovável

FEUP

Faculdade de Economia da Universidade do Porto

FP7

7º Programa-Quadro da Comunidade Europeia de atividades em matéria de investigação, desenvolvimento tecnológico e demonstração

FSR

Florence School of Regulation

GDP

Gás de Portugal, SGPS, S.A.

GEE

Gases com efeito de estufa

GN

Gás natural

GNL

Gás natural liquefeito

GRM

Estação de regulação e medida

GNR

Guarda Nacional Republicana

GO

Garantias de Origem

GPEARI

Gabinete de Planeamento, Estratégia, Avaliação e Relações Internacionais

GRI

Global Reporting Initiative

GRMS

Gas Regulating and Metering Station (Estação de regulação e medição de gás)

GSE

Gas Storage Europe

ICJCT

Interconnection Junction Station (Estação de interligação em T)

IFRS

Normas internacionais de relato financeiro

IHPC

Índice Harmonizado de Preços no Consumidor

IMIT

Imposto Municipal sobre as Transmissões Onerosas de Imóveis

INE

Instituto Nacional de Estatística

IOPS

Instituições Oficiais de Previdência Social

IP

Internet Protocol

IRC

Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas

ISDA

International Swap and Derivatives Association

IVA

Imposto sobre o Valor Acrescentado

I&D

Investigação e Desenvolvimento

ICE

Intercontinental Exchange

ICNB

Instituto de Conservação da Natureza e Biodiversidade

IDAD

Instituto de Ambiente e Desenvolvimento da Universidade de Coimbra

IDI

Investigação, Desenvolvimento e Inovação

INESC

Instituto de Engenharias de Sistemas e Computadores

IPCTN09

Inquérito ao Potencial Científico e Tecnológico Nacional de 2009

IPSS

Instituições Particulares de Solidariedade Social

ISAE 3000

International Standard on Assurance Engagements 3000

ISO

International Organization for Standardization

ISPS

International Ship and Port Security Code

ISQ

Instituto de Soldadura e Qualidade

IST

Instituto Superior Técnico

ITELSA

Innovative Tools for Electrical System Security within Large Areas

IUCN

International Union for Conservation of Nature

ICT

Junction Station (Estação de junção para derivação)

KPI

Key Performance Indicator

LABELEC

Estudos, Desenvolvimento e Atividades Laboratoriais

LBG

London Benchmarking Group

LMAT

Linhas de Muito Alta Tensão

LNEG

Laboratório Nacional de Energia e Geologia

LPN

Liga para a Proteção da Natureza

MLP

Médio e Longo Prazo

MAT

Muito Alta Tensão

MEFF

Mercado Espanhol de Opções e Futuros Financeiros

MIBEL

Mercado Ibérico de Eletricidade

MBA

Master of Business Administration

MC

Market Committee

MEC

Ministério da Educação e Ciência

MEDGRID

Consórcio com o objetivo de promover o desenvolvimento das interligações elétricas entre o Norte, o Sul e o Este do Mediterrâneo

MERGE

Mobile Energy Resources for Grids of Electricity

METSO

Mediterranean Transmission System Operators

MoDPEHS

Modular Development of a Pan-European Electricity Highway System

MPAI

Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas

MPGTG

Manual de Procedimentos de Gestão Técnica Global

NATO

Organização do Tratado Atlântico Norte

OHSAS

Occupational Health and Safety Advisory Services

OCDE

Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Económico

OMEL

Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A.

OMI

Operador do Mercado Ibérico de Energia

OMICLEAR

Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A.

OMIP

Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A.

PDIRT

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte

PEI

Plano de Emergência Interna

PIB

Produto Interno Bruto

PNALE

Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão

PNBEPH

Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico

POC

Plano Oficial de Contabilidade Português

PPDA

Plano de Promoção do Desempenho Ambiental

PPEC

Plano para a Promoção da Eficiência no Consumo de Eletricidade

PRE

Produtores em Regime Especial

PAPI

Pen and Paper Interview

PDIR

Plano de Desenvolvimento de Investimentos da RNTIAT

PDIRT

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte

PEGASE

Pan-European Grid Advanced Simulation and State Estimation

PNDI

Parque Natural do Douro Internacional

PREn

Plano de Racionalização do Consumo de Energia

PRV

Programa de Remuneração Variável

PSP

Polícia de Segurança Pública

QAS

Qualidade, Ambiente e Segurança

QP

Quadro Permanente

QUERCUS

Associação Nacional de Conservação da Natureza

RAB

Regulatory Asset Base

RDI

Rede de Dados Industrial

RECS

Renewable Energy Certificate System

REN TELECOM

REN TELECOM – Comunicações, S.A.

REORT

Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Gás

RNDGN

Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural

RNT

Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica

RNTGN

Rede Nacional de Transporte de Gás Natural

RNTIAT

Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL

RQS

Regulamento de Qualidade de Serviço

RDC

Research and Development Committee

RECAPE

Relatório de Conformidade Ambiental do Projeto de Execução

REIVE

Redes Elétricas Inteligente com Veículos Elétricos

RH

Recursos Humanos

SAIDI

Tempo Médio das Interrupções do Sistema

SAIFI

Frequência Média de Interrupções do Sistema

SCADA

Sistema de Supervisão de Controlo e Aquisição de Dados

SAP

Sistema de aplicações e produtos para processamento de dados

SARI

Tempo Médio de Reposição de Serviço de Sistema

SDH

Synchronous Digital Hierarchy

SE

Subestação

SEI

Sistema Elétrico Independente

SEN

Sistema Elétrico Nacional

SEP

Sistema Elétrico de Serviço Público

SEVESO

O Decreto-lei n.º 254/2007, de 12 de Julho, transpõe para o direito interno a Diretiva SEVESO II 2003/105/CE (que altera a Diretiva 96/82/CE do Conselho, de 9 de Dezembro), e reconfigura o regime de prevenção e controlo de acidentes graves que envolvem substâncias perigosas e limitação das suas consequências para o homem e o ambiente, revogando o Decreto-lei n.º 164/2001, de 23 de Maio e a Portaria n.º 193/2002, de 4 de Março.

SGNL

Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A.

SGPS

Sociedade Gestora de Participações Sociais

SGRI

South Gas Region Initiative (Plano de iniciativas para a zona sul da Europa)

SNGN

Sistema Nacional de Gás Natural

SRPV

Serviço de Redes Privativas de Voz

SDC

System Development Committee

SEM

Sistema Elétrico Nacional

SGCIE

Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia

SIFIDE

Sistema de Incentivos Fiscais à Investigação e Desenvolvimento

SIGQAS

Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Ambiente e Segurança

SOC

System Operations Committee

SSSV

Válvulas de Segurança sob Superfície

SST

Saúde e Segurança no Trabalho

TEE

Atividade de Transporte de Energia Elétrica

TEN

Trans European Networks

TIE

Tempo de Interrupção Equivalente

TSO

Transmission System Operators

TYNDP

Ten-Year Network Development Plan

UAG

Unidades Autónomas de Gaseificação

UE

União Europeia

UGS

Tarifa de Uso Geral do Sistema

URT

Tarifa de Uso da Rede de Transporte

VIH

Vírus da Imunodeficiência Adquirida

ZCA

Zona de Caça Associativa

ZPE

Zonas de Proteção Especial

UNIDADES

bcm	109 metros cúbicos
cent	cêntimos de euro
CO₂	dióxido de carbono
EUR	euro
€	euro
GHz	gigahertz
GJ	gigajoule
GW	gigawatt
GWh	gigawatt/hora
k€	milhares de euros
km	quilómetro
kV	quilovolt
kWh	quilowatt/hora
m³	metro cúbico
m³(n)	metro cúbico normal (volume de gás medido a 0° celsius e à pressão de 1 atmosfera)
M€	milhões de euros
mEuros	milhares de euros
MVA	megavolt-ampere
Mvar	megavolt-ampere reativo
MW	megawatt
MWh	megawatt/hora
p.p.	pontos percentuais
s	segundo
t	tonelada
tcm	1012 metros cúbicos
tCO₂eq	Tonelada equivalente de CO ₂
TWh	terawatt/hora

RELATÓRIO
& CONTAS
2013

O FUTURO INSPIRA-NOS



CONTACTOS



GABINETE DE RELAÇÕES COM O INVESTIDOR

Ana Fernandes

(Diretora)

Alexandra Martins

Telma Mendes

**REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.
Relações com o Investidor**

Avenida dos Estados Unidos da América, 55
1749-061 LISBOA - Portugal

Telefone: 210 013 546

Telefax: 210 013 150

E-mail: ir@ren.pt

DIREÇÃO DE COMUNICAÇÃO E SUSTENTABILIDADE

Margarida Ferreirinha

(Diretora)

**REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.
Direção Comunicação e Sustentabilidade**

Avenida dos Estados Unidos da América, 55
1749-061 LISBOA - Portugal

Telefone: 210 013 500

Telefax: 210 013 150

E-mail: comunicacao@ren.pt

LUZ VERDE PARA O FUTURO

Porque todos temos um papel ativo na proteção do meio ambiente a REN, disponibiliza, pelo terceiro ano consecutivo, o seu Relatório & Contas apenas em formato digital. Esta é uma versão de trabalho, destinada apenas à Assembleia Geral da REN.

Consulte-o em www.ren.pt



REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.

Avenida Estados Unidos da América, 55
1749-061 Lisboa
Telefone: +351 210 013 500

www.ren.pt