



**XXI SNPTTE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0  
23 a 26 de Outubro de 2011  
Florianópolis - SC

**GRUPO 7 (VII)**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**INDICADORES DE SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO REFERENTES À PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE  
“O CASO PORTUGUÊS”**

**Nuno Martins(\*)**  
**REN**

**Pedro Cabral**  
**REN**

**Joana Santos**  
**REN**

**Sónia Vilela**  
**REN**

**RESUMO**

A avaliação dos níveis de segurança de abastecimento ao nível da produção de electricidade baseia-se habitualmente na determinação de indicadores determinísticos e/ou probabilísticos.

O crescimento do peso relativo da produção intermitente num sistema electroprodutor – como é o caso do sistema português - exige o reforço de meios que permitem disponibilizar reserva operacional. No entanto, os modelos tradicionais de simulação probabilística não permitem avaliar as necessidades de reserva operacional de um sistema electroprodutor.

Neste contexto, foi desenvolvido o Modelo RESERVAS, que é uma ferramenta de simulação cronológica de Monte-Carlo que permite avaliar as necessidades de reserva operacional de um sistema electroprodutor.

Neste trabalho apresenta-se a comparação de indicadores de segurança de abastecimento, determinísticos e probabilísticos, obtidos para futuras configurações do sistema electroprodutor português, com o objectivo de identificar aqueles que melhor se adequam à avaliação das condições de segurança de abastecimento na presença de elevados níveis de produção intermitente.

**PALAVRAS-CHAVE**

Índice de cobertura, LOLE (Loss of Load Expectation), Produção intermitente, Reserva operacional, Modelo RESERVAS

**1. INTRODUÇÃO**

Os operadores das redes de transporte de electricidade (TSO's), como responsáveis pela manutenção do equilíbrio oferta-procura, têm habitualmente obrigações no processo de monitorização da segurança de abastecimento a médio e longo prazo. A avaliação dos níveis de segurança de abastecimento ao nível da produção de electricidade baseia-se na determinação de indicadores que permitam quantificar a capacidade de um sistema electroprodutor para fazer face à procura de electricidade ao longo de um dado período. Esses indicadores podem ser divididos em dois grandes grupos: determinísticos e probabilísticos. Os indicadores com características determinísticas são baseados na determinação de um índice de cobertura ou de uma margem de reserva mínima necessária à satisfação da ponta dos consumos na ocorrência de um conjunto de situações particularmente críticas e muito excepcionais, entre outros. No grupo dos indicadores probabilísticos, aparece como referência a nível mundial o LOLE (Loss of Load Expectation) [1], que consiste numa medida do risco de perda de carga a que o sistema electroprodutor está sujeito (expresso em horas/ano).

O elevado peso das fontes de energia intermitentes na estrutura da produção do sistema electroprodutor português (em particular do recurso eólico) exige o reforço de meios que permitam disponibilizar níveis adequados de reserva operacional. Os modelos de simulação probabilística tradicionais não permitem captar situações críticas na transição entre períodos elementares (horas) e, portanto, não permitem avaliar as necessidades de reserva operacional do sistema. Neste contexto, foi necessário desenvolver novas ferramentas que permitissem calcular indicadores de segurança de abastecimento que incorporassem os efeitos da desadequação da reserva operacional. O Modelo RESERVAS [2-3] é uma ferramenta de simulação cronológica de Monte-Carlo que permite

(\*) Rua Sá da Bandeira, n.º 567 - 4.º – CP 4000-437 Porto, Portugal  
Tel: (+351) 220012425 – Fax: (+351) 220012407 – Email: nuno.martins@ren.pt

avaliar as necessidades de reserva operacional de um sistema electroprodutor [4] composto por uma forte componente de produção de electricidade intermitente. A principal característica inovadora do Modelo RESERVAS é suportada na análise das necessidades de reserva operacional de um sistema electroprodutor.

Neste trabalho comparam-se indicadores de segurança de abastecimento referentes à produção de electricidade, determinísticos e probabilísticos, obtidos para futuras configurações do sistema electroprodutor português (estádios 2012, 2015 e 2020), com o objectivo de identificar aqueles que melhor se adequam à avaliação das condições de segurança de abastecimento na presença de elevados níveis de produção de carácter intermitente.

## 2. INDICADORES DE SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO: INDICADORES DETERMINÍSTICOS E INDICADORES PROBABILÍSTICOS

### **Indicadores determinísticos**

Na literatura técnica clássica o índice de cobertura (IC) é definido como a relação entre a potência disponível (diferença da potência total instalada líquida e a reserva mínima necessária) e a ponta dos consumos, em situações críticas para a operação do sistema electroprodutor;

- Índice de cobertura (IC) = Potência disponível / Ponta dos consumos, e
- Potência disponível = Potência instalada líquida - Reserva mínima necessária

A reserva mínima necessária representa uma estimativa determinística de eventuais situações críticas para a operação. No caso do sistema português, a sua definição tem considerado a ocorrência simultânea de:

- agravamento da ponta dos consumos por efeito de temperatura (probabilidade de não excedência de 95%), do lado da procura, e
- indisponibilidade da capacidade hídrica, resultado da ocorrência de regime seco,
- indisponibilidade da capacidade eólica (com uma probabilidade de não excedência de 95%),
- contribuição reduzida da restante capacidade em Produção em Regime Especial (cogeração, biomassa, biogás, resíduos sólidos urbanos, etc);
- falha do maior grupo térmico, e
- falha do maior grupo hídrico, do lado da oferta.

Um indicador determinístico deste tipo revelava-se suficiente para avaliar os níveis de garantia de abastecimento de energia eléctrica em sistemas mistos hidro-termoeléctricos, como era o caso do sistema electroprodutor português no decurso dos anos 80 e 90, em que os graus de incerteza decorriam dos preços dos combustíveis e da gestão da água das albufeiras. Nos últimos anos, as metodologias determinísticas têm sido substituídas pelo recurso a metodologias probabilísticas. Contudo, existe ainda alguma relutância pelas *utilities* na aplicação de metodologias probabilísticas [5] pelo facto de julgarem serem de difícil interpretação.

### **Indicadores probabilísticos**

A integração em larga escala de produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis não controláveis que tem vindo a ocorrer desde o ano 2000, tem tido implicações ao nível da segurança do abastecimento do sistema electroprodutor português, que decorrem da disponibilidade intermitente do recurso e podem conduzir a:

- dificuldades na cobertura dos períodos de ponta de consumos, devido à escassez de capacidade de produção por falta de recursos renováveis; e
- perdas súbitas de elevados valores de capacidade de produção, devido a variações bruscas do recurso, que aumentam as necessidades de reserva operacional.

Nestas condições, as metodologias determinísticas apresentam a importante limitação de não fornecerem qualquer medida de risco associada aos indicadores que produzem.

Por seu lado, os modelos de avaliação probabilística da adequação do sistema electroprodutor envolvem a combinação de um modelo do sistema de produção e um modelo da procura para formar um modelo de risco do sistema. A indisponibilidade dos grupos geradores é o factor básico para a construção do modelo probabilístico da produção. Este factor, caracterizado habitualmente por dois parâmetros - FOR (Forced Outage Rate) e MTTR (Mean Time To Repair) - define a probabilidade de encontrar o grupo em avaria num qualquer período de tempo futuro. No lado da procura, o modelo deverá fornecer uma representação apropriada da carga do sistema (MW), num determinado período de tempo (normalmente 8760 horas). Estas metodologias podem dividir-se em dois grupos: metodologias analíticas, onde se utilizam modelos matemáticos para descrever o sistema e se definem índices recorrendo a métodos de resolução directa; metodologias de simulação, onde os mesmos índices são estimados por simulação aleatória do estado do sistema [5].

Relativamente aos indicadores probabilísticos, aparece como referência a nível mundial o LOLE (Loss Of Load Expectation), que consiste numa medida do risco de perda de carga a que o sistema está sujeito (expresso em horas/ano).

Outros exemplos de índices probabilísticos clássicos de fiabilidade, que representam o nível de risco para a segurança do abastecimento de electricidade de um sistema electroprodutor (risco de não haver capacidade

disponível suficiente para cobrir a procura horária) são:

- LOLP: Loss Of Load Probability
- EPNS: Expected Power Not Supplied (MW)
- EENS: Expected Energy Not Supplied (MWh)
- LOLF: Loss Of Load Frequency (yr-1)
- LOLD: Loss Of Load Duration (h),













os quais podem ser determinados com resolução anual e mensal [6].

Contudo, os modelos de simulação probabilística tradicionais não permitem captar situações críticas na transição entre períodos elementares (horas) e, portanto, não permitem avaliar as necessidades de reserva operacional de sistema electroprodutor. Neste contexto, torna-se necessário desenvolver novos modelos que permitam calcular indicadores de segurança de abastecimento que incorporem os efeitos da desadequação da reserva operacional. Atentas as novas necessidades, a REN e a REE promoveram, com o apoio do INESC Porto, o desenvolvimento do Modelo RESERVAS. Este projecto teve por objectivo desenvolver uma ferramenta que permite avaliar as necessidades de reserva operacional e os impactes na segurança de abastecimento decorrentes da integração de elevados níveis de produção renovável intermitente nos sistemas eléctricos ibéricos.

### **Comparação de indicadores determinístico e indicadores probabilísticos**

Na TABELA 1 identificam-se as principais diferenças entre um indicador determinístico e um indicador probabilístico, nas condições actuais (e previsíveis a médio/longo prazo) do exercício de planeamento de nova capacidade de produção de electricidade para o sistema electroprodutor português.

TABELA 1 - Índice de cobertura (IC) - determinístico vs probabilístico

		IC	
		Determinístico	Probabilístico
1.	Natureza aleatória e estocástica do sistema		
2.	Avaliação do risco de perda de carga (Dimensão dos grupos, funções densidade de probabilidade)		
3.	Simulação cronológica (correlação entre variáveis aleatórias, plano manutenção,...)		
4.	Disponibilidade das componentes (vento, água, sol, ...)		
5.	Incerteza associada à previsão da procura		
6.	Qualidade e robustez dos resultados (estrutura da produção, balanços em energia por tecnologia,...)		

Um índice de cobertura determinístico apresenta as seguintes debilidades:

- não reflecte a natureza aleatória e estocástica do sistema,
- sistemas com idênticos IC determinísticos podem ter diferentes níveis de risco de perda de carga, por exemplo devido à dimensão dos grupos,
- é apenas calculado para o período de ponta anual ou outros períodos pré-definidos,
- utiliza critérios de “bom senso” na avaliação da disponibilidade de cada componente do sistema electroprodutor, e
- não considera a incerteza associada à previsão da procura.

Pelo contrário, um índice de cobertura probabilístico apresenta várias vantagens:

- reflecte a natureza aleatória e estocástica do sistema,
- determina o risco de perda de carga de um sistema, pois permite obter funções de densidade de probabilidade dos indicadores,
- efectua a simulação cronológica para as 8760 horas do ano, mantendo as correlações entre variáveis aleatórias, incorporando o plano de manutenção dos grupos, etc.,
- incorpora a disponibilidade do recurso primário, por exemplo vento, água, sol,...,
- considera a incerteza associada à previsão da procura, e
- avalia a qualidade e robustez dos resultados, através da estrutura da produção, de balanços em energia por tecnologia, etc..

### **3. MODELO RESERVAS**

O Modelo RESERVAS baseia-se na simulação cronológica horária de Monte-Carlo e permite considerar diversos cenários e preservar as relações complexas entre as principais variáveis aleatórias do problema. Para cada configuração simulada, o modelo considera o perfil horário da procura de electricidade prevista (8760 valores), a caracterização técnica de todas as componentes de geração do sistema, séries históricas de potência eólica horária, séries mensais de volumes armazenados para estimar a potência hídrica disponível, perfis de colocação de

potência de algumas componentes da PRE, o plano de manutenção programada e as taxas de indisponibilidade fortuita e tempos de reposição em serviço de todos os grupos geradores. Adicionalmente, é possível definir incertezas associadas ao erro de previsão da procura, no curto e no longo prazo.

O Modelo RESERVAS calcula os índices probabilísticos clássicos de fiabilidade, que representam os níveis de risco para a segurança do abastecimento de electricidade (risco de não haver capacidade disponível suficiente para cobrir a procura horária), determinados com resolução anual e mensal, e ainda permite obter as distribuições de probabilidade das variáveis aleatórias subjacentes aos valores esperados representados pelos índices, instrumento de grande utilidade na análise de risco e que representa uma das principais mais-valias desta ferramenta probabilística. Salienta-se ainda o cálculo de vários índices de cobertura probabilísticos.

Para além da simulação tradicional de Monte-Carlo, o Modelo RESERVAS capta as situações críticas na transição entre períodos elementares (horas), permitindo verificar a adequabilidade dos níveis de reserva operacional disponível para enfrentar as variações inesperadas da potência eólica, da potência de consumo e da potência disponível resultante de indisponibilidades. A grande mais-valia desta abordagem reside no facto de permitir captar as situações críticas que são ignoradas na simulação sequencial tradicional de Monte-Carlo. Este aspecto é tanto mais relevante quanto maior for o nível de incorporação de capacidade intermitente e/ou da desadequação dos níveis de reserva operacional disponível.

Assim, em paralelo com a simulação tradicional de Monte-Carlo, o Modelo RESERVAS efectua em cada hora uma verificação da suficiência da reserva operacional. Esse processo é ilustrado na FIGURA 1.

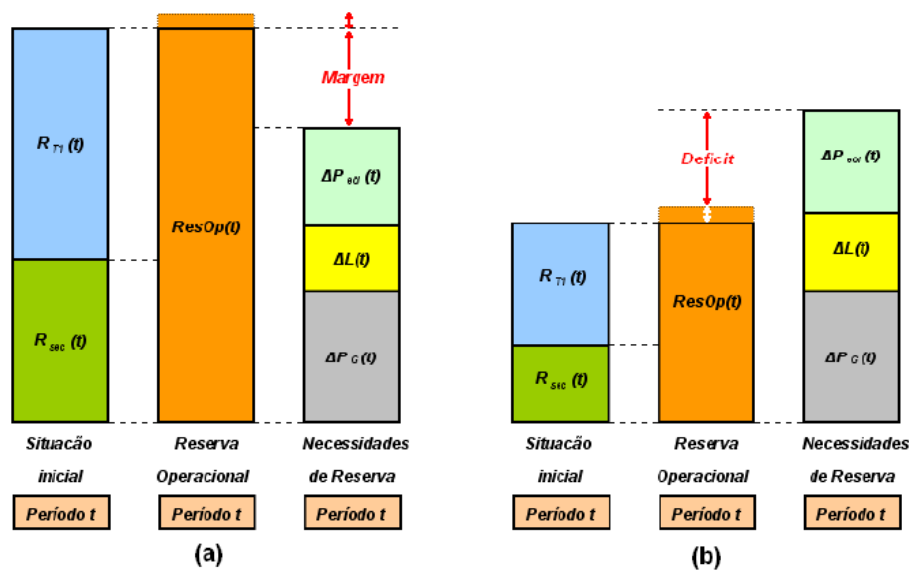


FIGURA 1 - Reserva operacional suficiente (a) e insuficiente (b)

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

Deste modo, o Modelo RESERVAS é uma ferramenta que permite avaliar as necessidades de reserva operacional de um sistema electroprodutor composto por uma forte componente de produção de electricidade intermitente.

A principal característica inovadora do Modelo RESERVAS é suportada na análise das necessidades de reserva operacional, através de um processo que permite estimar, em cada estado simulado, as variações inesperadas da potência eólica e da potência de consumos (em relação às previsões entre períodos elementares), juntamente com a variação da potência disponível resultante da ocorrência de indisponibilidades fortuitas. Da comparação destas variações inesperadas com a reserva operacional disponível (definida como a soma da reserva secundária com a parte da reserva terciária mobilizável em menos de uma hora) afere-se a (des)adequação da reserva operacional existente no sistema produtor.

#### 4. CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR

O sistema electroprodutor português é um sistema misto hídrico e térmico, com uma incorporação crescente de fontes de produção de electricidade intermitentes com base em energias renováveis (nomeadamente energia eólica). A capacidade instalada expectável no sistema electroprodutor português para os estádios 2012, 2015 e 2020 de acordo com a perspectiva "Segurança de Abastecimento" apresentada no "Relatório sobre Segurança de Abastecimento ao nível da produção de electricidade, Período 2011-2020" elaborado pela REN [7], é apresentada na TABELA 2.

TABELA 2 – Capacidade instalada em Portugal

Tipo de produção	Capacidade instalada (MW)		
	2012	2015	2020
Térmica (carvão, gás natural, etc)	6561	6445	6310
Hídrica	5016	5531	7861
Fio-de-água	2479	2479	2479
Albufeira	1562	1650	1895
Albufeira com bombagem	975	1402	3487
Eólica	5000	5900	6900
Outras	2745	3230	3635
<b>Total</b>	<b>19322</b>	<b>21105</b>	<b>24706</b>
<b>Ponta (MW)</b>	<b>9941</b>	<b>10757</b>	<b>12300</b>

A directiva 2009/28/CE [8] do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril de 2009, relativa à promoção da energia proveniente de fontes renováveis fixa objectivos globais nacionais obrigatórios para a quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final de energia. Para Portugal a meta obrigatória para a quota de energia renovável é de 31% do consumo final bruto de energia em 2020. Para cumprimento deste objectivo, o contributo da electricidade renovável na quota de energia proveniente de fontes renováveis deve rondar os 60% em 2020 [9].

Para alcançar este contributo, assume especial relevo o contributo da energia eólica, incluindo as componentes *on-shore* e *off-shore*, que se apresenta como uma tecnologia madura e uma das fontes com elevado potencial. Deste modo, no final de 2020 é expectável que estejam instalados cerca de 7100 MW de energia eólica em Portugal. A FIGURA 2 mostra a previsão do crescimento da energia eólica em Portugal.

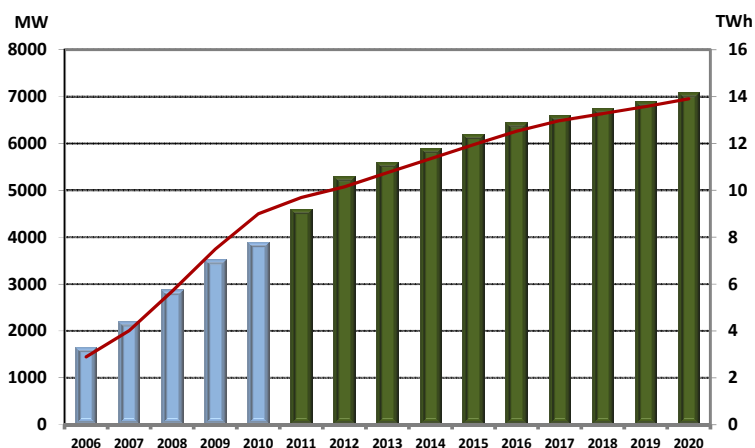


FIGURA 2 - Previsão do crescimento da energia eólica em Portugal

A integração de tal capacidade de produção intermitente, correspondente a cerca de 60% da ponta dos consumos prevista nesse horizonte, obriga a ter em consideração novos requisitos de flexibilidade na mobilização dos novos meios de produção e na avaliação da margem de reserva operacional necessária.

A introdução de nova capacidade em aproveitamentos hidroeléctricos, especialmente os dotados de reversibilidade, representará um contributo muito importante para a manutenção dos actuais níveis de garantia de abastecimento do sistema eléctrico, face ao aumento de produção de electricidade por fontes renováveis aleatórias e intermitentes. Em simultâneo, a introdução de significativa capacidade em aproveitamentos reversíveis permite um melhor aproveitamento dos recursos renováveis, reduzindo o desperdício de energia em períodos de vazio do diagrama de cargas. Na evolução da componente hidroeléctrica no horizonte 2020 admite-se o reforço de potência de alguns aproveitamentos existentes e novos aproveitamentos em construção. Admite-se ainda a concretização do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH), conforme propostas apresentadas pelos futuros concessionários em concurso público. Assim, em 2020 a capacidade hidroeléctrica instalada no sistema electroprodutor português atinge cerca de 7860 MW, dos quais 45% (3490 MW) em aproveitamentos reversíveis.

## 5. RESULTADOS

A avaliação dos indicadores de segurança de abastecimento de electricidade foi efectuada para três possíveis configurações futuras do sistema electroprodutor português na perspectiva “Segurança de Abastecimento”: Estádios 2012, 2015 e 2020. Esta perspectiva é caracterizada pelo desenvolvimento do sistema electroprodutor num cenário de crescimento mais lento da capacidade de oferta das diferentes componentes da produção e de maior crescimento da procura, com vista a identificar um quadro limite de referência para evolução do sistema

electroprodutor que assegure a existência no futuro de níveis adequados de segurança de abastecimento.

A TABELA 3 apresenta os resultados referentes ao indicador determinístico actualmente utilizado (Índice de Cobertura) para os três estádios analisados. Os valores do índice de cobertura apresentados referem-se ao período de ponta anual (Janeiro), que corresponde ao período mais exigente, quer no que respeita à procura a abastecer, quer no que respeita à disponibilidade de recursos do lado da oferta. Pela análise dos resultados o índice de cobertura com NTC - Net Transfer Capacity (capacidade disponível para trocas comerciais) apresenta valores sempre superiores a 1,0, pelo que a capacidade de oferta subjacente às configurações analisadas revela-se suficiente para assegurar a cobertura dos consumos de electricidade (padrão de segurança de abastecimento:  $IC > 1,0$ , incluindo a contribuição da NTC).

TABELA 3 – Indicador determinístico – Índice de cobertura

			2012	2015	2020
Ponta	(GW)	[A]	9.9	10.8	12.3
Potência Instalada Líquida	(GW)	[B]	19.3	21.1	24.7
NTC	(GW)	[C]	1.5	2.1	2.6
Reserva de Capacidade	(GW)	$[D=B+C-A]$	10.9	12.4	15.0
Margem de Reserva	(%)	$[E=D/A]$	110	115	122
Agravamento da ponta (efeito de temp.)	(GW)	[F]	0.8	0.8	1.0
Potência Indisponível (condições críticas)					
Falta de energia primária hídrica (RS)	(GW)	[G]	2.1	1.9	2.6
Falta de energia primária eólica	(GW)	[H]	4.8	5.6	6.6
Indisponibilidade parcial da restante PRE	(GW)	[I]	1.8	2.1	2.3
Falha fortuita do grupo hídrico mais potente	(GW)	[J]	0.2	0.2	0.3
Falha fortuita grupo térmico mais potente	(GW)	[K]	0.4	0.4	0.5
Reserva Mínima Necessária	(GW)	$[L=F+G+H+I+J+K]$	10.0	11.1	13.2
Margem de Reserva Mínima Necessária	(%)	$[M=L/A]$	101	103	107
Índice de Cobertura com NTC		$[N=(B+C-L)/A]$	1.09	1.13	1.14
Índice de Cobertura sem NTC		$[N=(B-L)/A]$	0.94	0.93	0.94

A TABELA 4 apresenta os resultados referentes aos indicadores probabilísticos para a análise da reserva estática (ou clássica) e para a análise da reserva operacional (ou inovadora), calculados a partir das simulações efectuadas com o Modelo RESERVAS em nó isolado (isto é, não considerando a contribuição da NTC) para os três estádios analisados.

TABELA 4 – Indicadores probabilísticos – Reserva Estática e Reserva Operacional

	2012	2015	2020
<b>Reserva Estática</b>			
LOLE (h/ano)	0.10	0.02	0.01
EENS (MWh/ano)	12.68	3.02	0.98
<b>Reserva Operacional</b>			
LOLE (h/ano)	10.09	8.00	0.44
EENS (MWh/ano)	1451	1394	84
<b>LOLE mensal (h/mês)</b>			
Jan	3.22	2.17	0.22
Fev	2.82	3.13	0.17
Mar	1.13	1.22	0.01
Abr	0.34	0.22	0.00
Mai	0.21	0.23	0.00
Jun	0.04	0.01	0.00
Jul	0.02	0.00	0.00
Ago	0.00	0.00	0.00
Set	1.48	0.37	0.01
Out	0.05	0.06	0.00
Nov	0.14	0.19	0.01
Dez	0.63	0.91	0.02

Relativamente à análise da reserva estática, verifica-se que o LOLE estático é sempre inferior a 1 h/ano para os três estádios analisados. Desta forma concluímos que o sistema electroprodutor português não está sujeito a grande risco de perda de carga.

No que refere à análise da reserva operacional verificamos que o LOLE operacional varia de 10,10 (h/ano) a 0,44 (h/ano), entre os estádios 2012 e 2020, respectivamente. Admitindo como níveis de risco de LOLE operacional aceitáveis valores máximos entre as 6 (h/ano) e 8 (h/ano), conclui-se que no estádio 2012 será necessário dispor pontualmente de capacidade mobilizável em períodos até 1 hora para obter níveis adequados de reserva operacional (este défice poderá ser compensado recorrendo, por exemplo, ao controlo selectivo de cargas não prioritárias ou à NTC).

A FIGURA 2 apresenta a comparação dos todos os indicadores de segurança de abastecimento analisados neste estudo.

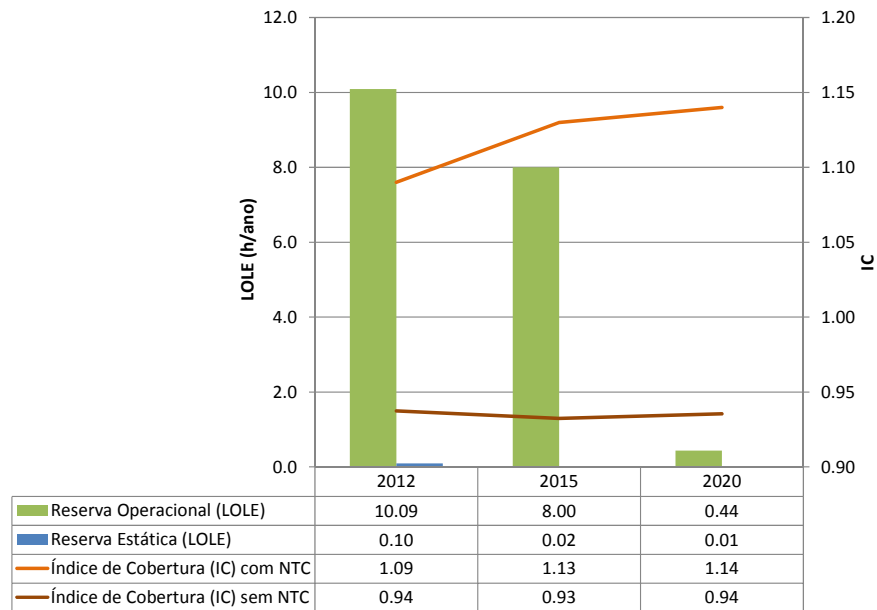


FIGURA 3 – Comparação dos indicadores de segurança de abastecimento

Da comparação dos indicadores de segurança de abastecimento analisados podemos concluir o seguinte:

- o indicador determinístico (IC) não reflecte a natureza aleatória e estocástica do sistema, é apenas calculado para o período de ponta anual e utiliza regras de “bom senso” na avaliação da disponibilidade de cada componente do sistema electroprodutor (p.e. pela análise do IC sem NTC, o estádio mais crítico é o estádio 2015; esta conclusão não é correcta uma vez que da análise dos indicadores probabilísticos, o estádio mais crítico é o estádio 2012);
- para elevados níveis de integração de produção intermitente, a análise probabilística da reserva estática não permite avaliar as necessidades de reserva operacional de sistema electroprodutor. Da análise dos resultados do estádio 2012, conclui-se que os dois indicadores probabilísticos apresentam valores muito diferentes. Neste estádio, utilizando o indicador probabilístico estático verifica-se que não existe nenhum problema ao nível do abastecimento dos consumos de electricidade. Contudo, pela análise do indicador probabilístico de reserva operacional, verifica-se que será necessário dispor pontualmente de capacidade mobilizável em períodos até 1 hora para obter níveis adequados de reserva operacional, para fazer face aos 5000MW eólicos expectáveis no final de 2012.

#### **Análise de Sensibilidade**

Para o estádio 2020 foi desenvolvida uma análise de sensibilidade com o intuito de aferir até que ponto é que a utilização da metodologia probabilística tradicional (análise da reserva estática) no processo de monitorização da segurança de abastecimento dos sistemas electroprodutores é insuficiente, uma vez que não permite captar as situações críticas na transição entre períodos elementares e, portanto, não permite avaliar as necessidades de reserva operacional de um sistema electroprodutor.

Deste modo, foi efectuada uma nova simulação do estádio 2020 com o modelo RESERVAS em que se diminui a capacidade de armazenamento hidroeléctrico a fim de avaliar a evolução dos indicadores de segurança de abastecimento dos consumos de electricidade. Esta análise de sensibilidade foi realizada através da substituição de capacidade de armazenamento hidroeléctrico por capacidade térmica de base, isto é, procedeu-se à substituição de 1000MW de capacidade hídrica por 2 grupos térmicos de ciclo combinado de 400MW (de forma a manter o mesmo índice de cobertura do estudo do estádio 2020 base, isto é, IC = 1,14).

Da análise dos resultados obtidos constata-se que a substituição de 1000MW de capacidade de armazenamento hidroeléctrico por 2 grupos térmicos de ciclo combinado de 400MW em 2020 mantém inalterados quer o indicador determinístico (IC = 1,14 assumido como hipótese de base) quer o indicador probabilístico da análise de reserva estática. Contudo, esta substituição resulta num valor do indicador probabilístico de análise de reserva operacional (LOLE operacional) multiplicado por 35 (de 0,44 h/ano para 15,26 h/ano). Desta forma, podemos concluir que os indicadores probabilísticos baseados na adequação da reserva operacional são os mais adequados no processo de monitorização da segurança de abastecimento dos sistemas electroprodutores com uma grande componente de produção intermitente.



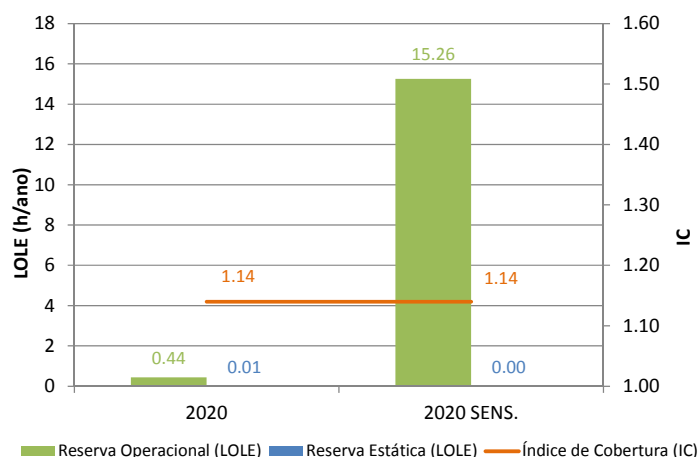


FIGURA 4 – Indicadores de segurança de abastecimento - Análise de sensibilidade

## 6. CONCLUSÕES

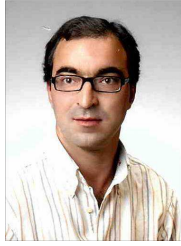
Este trabalho baseou-se na comparação de indicadores de segurança de abastecimento referentes à produção de electricidade, determinísticos e probabilísticos, obtidos para configurações futuras do sistema electroprodutor português, com o objectivo de identificar aqueles que melhor se adequam à avaliação das condições de segurança de abastecimento na presença de elevados níveis de produção intermitente. Dadas as limitações que os indicadores determinísticos apresentam (dificuldade em captar o comportamento estocástico dos sistemas de energia face ao crescente número de variáveis que influenciam a segurança de abastecimento), afigura-se que os indicadores em base probabilística conseguem traduzir de forma mais adequada o risco de perda de carga de um sistema electroprodutor. Da análise aos indicadores probabilísticos resultou que a utilização da metodologia tradicional (análise da reserva estática) no processo de monitorização da segurança de abastecimento é insuficiente, uma vez que, não permite captar as situações críticas na transição entre períodos elementares. Desta forma, concluiu-se que os indicadores probabilísticos baseados na adequação da reserva operacional são os mais adequados no processo de monitorização da segurança de abastecimento dos sistemas electroprodutores com uma grande componente de produção intermitente.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) R. Billinton, R. N. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, 2nd Edition, Plenum Press, New York, 1996.
- (2) J.A. Peças Lopes, M.A. Matos, P.H. Gomes Cabral, M.P. Sampaio Ferreira, N.M. Fidalgo Martins, C.J. Artaiz Wert, F. Soto Martos, R. López Sanz, M. Rosa, R. Ferreira, A.M. Leite da Silva, Warley Sales, Leonidas Resende, Luiz Manso, "Dealing with intermittent generation in the long-term evaluation of system adequacy and operational reserve requirements in the Iberian Peninsula", C1-304, CIGRÉ, Agosto de 2008.
- (3) C.J. Artaiz, M. I. Docavo, P. Cabral, N. Martins, M. N. Tavares, M. Matos, M. Rosa, R. Ferreira, A. Leite da Silva, "Evaluación de los niveles adecuados de Reserva de Operación en los Sistemas Eléctricos Ibéricos a medio y largo plazo", XIII ERIAC 2009, Dezembro de 2008.
- (4) Manuel Matos, João Peças Lopes, Mauro Rosa, Ricardo Ferreira, Armando Leite da Silva, Warley Sales, Leonidas Resende, Luiz Manso, Pedro Cabral, Marco Ferreira, Nuno Martins, Carlos Artaiz, Fernando Soto, Rubén López, "Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: the portuguese and spanish cases", 16th Power Systems Computation Conference (PSCC2008), Julho de 2008.
- (5) R. Billinton, R. N. Allan, "Power-System Reliability in Perspective", IEE J. Electron. Power, vol. 30, pp. 231-236, March, 1984.
- (6) R. Billinton, R. N. Allan, "Probabilistic Assessment of Power Systems", PROCEEDINGS OF THE IEEE, vol. 88, nº 2 pp. 144-145, February, 2000.
- (7) REN, "Relatório sobre Segurança de Abastecimento ao nível da produção de electricidade, Período 2011-2020", Abril de 2010 (Documento Interno).
- (8) EUROPEAN PARLIAMENT AND COUNCIL (2009), DIRECTIVE 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources, Official Journal of the European Union L 140, 5.6.2009, pp. 16.
- (9) RCM nº 29/2010, "Diário da República, 1.ª série — N.º 73. Presidência do Conselho de Ministros" 15.6.2010.



## 8. DADOS BIOGRÁFICOS



Nuno Martins nasceu no distrito de Bragança, Portugal, em 25 de Setembro de 1978. É licenciado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, terminando a licenciatura em 2001. Em 2005 terminou o Mestrado em Gestão de Empresas (MBA) pela EGP - Escola de Gestão do Porto, Portugal e em 2008 a Pós-Graduação em Finanças pela EGE – Atlantic Business School, Portugal. Actualmente na REN na Divisão de Estudos e Informação Operacional. Nos últimos anos tem desenvolvido trabalhos nas seguintes áreas: determinação de critérios de segurança de abastecimento ao nível da produção de electricidade para análise da expansão de sistemas electroprodutores, participação em diversos projectos de desenvolvimento de modelos de optimização de sistemas electroprodutores hidro-térmicos (VALORAGUA, EMCAS e RESERVAS) e realização de estudos de simulação da exploração de sistemas electroprodutores no Curto/Longo prazo.