

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



**FEUP**

## **Avaliação de Flexibilidade em Redes de Transporte de Energia Eléctrica**

Francisco Abreu Pais Pinto Ferreira

Versão Final

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Prof. Doutor João Claro

Junho de 2010



# Resumo

A liberalização do Mercado Europeu da Electricidade trouxe consigo grandes mudanças e novos desafios, em particular para a nível de Mercado e de estrutura topológica da Rede de Transporte. Neste novo contexto, produtores e consumidores desejam que as restrições ao comércio sejam tão reduzidas quanto possível, com possibilidade de escolha da proveniência da energia dentro da Zona Euro. Os trânsitos de energia transfronteiriços aumentam e tornam-se mais dinâmicos, conduzindo ao aparecimento de congestionamentos na rede Europeia sempre que excedem a capacidade nominal das linhas de transmissão. As alterações à topologia da rede atingiram a máxima eficiência, em alguns casos, sem novas interligações, mas agora é necessário expandir a Rede de Transporte com uma ideia de globalidade em relação ao Sistema Europeu de Transporte.

No passado, o perfil de geração era muito estável entre dias sendo portanto fácil a previsão dos trânsitos. Mais ainda, o volume de comércio de energia eléctrica entre países era reduzido e a incerteza associada à previsão era menor que a restante capacidade de interligação disponível.

Agora, a natureza do trânsito de energia altera-se, devido à variabilidade da localização das injeções de potência, variabilidade essa motivada pelo aumento, por um lado, do comércio transfronteiriço e, por outro, da geração a partir de fontes de energia renováveis, em particular de energia eólica.

O presente trabalho estuda metodologias de expansão das linhas transfronteiriças com um modelo algébrico de optimização estocástica com a incerteza modelada por uma árvore de cenários, aplicado a um sistema de cinco países da Europa Central, Alemanha, Áustria, Itália, França e Suíça, com cenários de diferentes ambições para importação e exportação.

Como resultado do modelo obtivemos um plano dinâmico óptimo de investimentos, com uma concentração das expansões nas fronteiras Itália-Suíça e Itália-Áustria, relacionada com a forte dependência de importações do sistema energético italiano. De futuro avaliar o risco poderá melhorar esta ferramenta de apoio à decisão.



# Abstract

The liberalization of the European Electricity Market brought major changes and new challenges to the common European Market environment. In this new context, each producer and consumer aims at no trade restrictions. Power flows become higher and more dynamic while significant increase in congestion arises on the European grid when transmission line capacities cannot cope with energy flows. Transmission System Operators have to ensure the security of the electric transmission system.

In the past, the localization of generation was most of the time very stable from one day to the other, so the physical flows were easier to predict. Moreover, the amount of electric exchanges was lower and the physical flows forecast uncertainty was smaller than the remaining transfer capacity.

Nowadays, power flows' nature has undergone major changes due to not only the increase of short term trading of electricity but also to the increase of distributed power generation.

In this dissertation the main methods for resolving transmission grid interconnections congestions are investigated, regarding the operational planning phase. The methods are compared according to the criteria defined by Electric System European Regulators.

The study is then particularized to methods that, by changing generation and load patterns, are able to solve congestion for any grid scenario. An algebraic stochastic multi-stage model is applied, modeled by a scenario tree, applied to a system of five Central European countries like Germany, Austria, France, Italy and Switzerland with different scenarios for import and export ambitions.

As a result we obtained an optimal dynamic plan of investment, specially on the Italian border between Italy - Austria and Italy - Switzerland, related with the strong dependence on imports of the Italian Electric System. In the future evaluating risk could improve this decision making tool.



# Agradecimentos

Serve o presente momento para homenagear e agradecer a todas as pessoas e instituições que contribuíram, directa ou indirectamente, para a elaboração e o expectável sucesso desta dissertação dos quais vou referir apenas alguns.

Gostaria de agradecer, em primeiro lugar, ao meu orientador, Professor Doutor João Claro o facto de ter acreditado em mim para desenvolver este trabalho, os seus conselhos e a sua preocupação e a possibilidade de trabalhar não só com um grande homem, mas também com um excelente Engenheiro e pedagogo.

Um agradecimento também ao Professor Doutor Miguel Gomes pelo apoio e paciência durante o processo de elaboração da dissertação.

O documento dedico à minha família, os meus Pais, a minha tia Alzira e a minha Avó, pelo incondicional apoio e paciência para a minha (já longa) caminhada nesta grande instituição.

Aos meus gatos, especialmente a minha Gata, por todas as lambidelas e miados de apoio que me deu durante o processo de escrita e não só.

Aos meus amigos Marco Bomba, Tico e Eric com os quais compartilhei momentos inesquecíveis durante a minha vida académica e não só.

Aos Professores que me influenciaram pela positiva e me ajudaram a ser uma pessoa melhor: aos Professor(es) Doutor(es) Machado e Moura, Manuel Vaz Guedes, Carlos Mendonça e Moura, Manuel Matos, Nuno Cruz, Artur Costa, e Carlos Espain, em eterna memória.

Não me podia esquecer de todo o pessoal administrativo e técnico, entre eles, o Engenheiro Pinheiro Jorge, José António e todos os técnicos do edifício I corredor nascente, o Rui, Daniel e Nuno.

Por fim, agradecer à instituição que me formou como Engenheiro e à cidade que me moldou como homem.



*“Não procure dissuadir quem estiver a avançar, não importa quão lentamente o faça.”*

Platão

# Índice

Resumo .....	i
Abstract.....	iii
Agradecimentos .....	v
Índice .....	viii
Lista de Figuras .....	x
Lista de Tabelas.....	xi
Abreviaturas e Símbolos .....	xiii
<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
Introdução .....	1
1.1 - Enquadramento da dissertação .....	2
1.2 - Motivação .....	2
1.3 - Objectivo.....	3
1.4 - Estrutura da Dissertação .....	4
1.5 - Informação usada na Dissertação .....	4
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>6</b>
Revisão da literatura e Estado da arte.....	6
2.1 - Introdução .....	6
2.2 - Mercado de Electricidade Europeu .....	9
2.2.1 - Mercado Nórdico de Electricidade .....	10
2.2.2 - Mercado Inglês e Galês de Electricidade.....	12
2.3 - Entidades Envolvidas .....	14
2.3.1 - ENTSO-E.....	15
2.3.2 - Produtores .....	15
2.3.3 - Distribuidores .....	15
2.4 - Linhas Transfronteiriças - Conceitos Gerais.....	16
2.4.1 - Fiabilidade e Segurança .....	17
2.4.2 - Sobrecargas e Incidentes.....	19
2.4.2.1 - Incidente “Estados Unidos da América/Canadá” .....	20
2.4.2.2 - Incidente “Suécia/Dinamarca” .....	21
2.4.2.3 - Incidente “Itália/Suiça”.....	21
2.4.3 - Métodos de gestão de congestionamentos.....	22
2.4.3.1 - Leilão da Capacidade de Interligação .....	23

2.4.3.2 - Alteração da Topologia da Rede .....	24
2.4.3.3 - Medidas de redespacho .....	25
2.4.3.1 - Separação de Mercado .....	27
2.5 - Projecto Europeu: Realisegrid .....	28
2.6 - Conclusões .....	29
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>31</b>
Modelo: Parâmetros .....	31
3.1 - Introdução .....	31
3.2 - Linhas .....	32
3.2.1 - Custos .....	33
3.3 - Net Transfer Capacity (NTC) .....	34
3.3.1 - Valores actuais Inverno .....	35
3.3.2 - Valores actuais Verão .....	36
3.3.3 - Modelizações para o caso base .....	36
3.4 - Dados dos Países do Sistema Base .....	37
3.5 - Actuais Interligações .....	40
<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>43</b>
Modelo: Cenários e Decisões .....	43
4.1 - Cenários .....	44
4.1.1 - Business as Usual (BAU) .....	46
4.1.2 - Nacional Focus (NF) .....	46
4.1.3 - Climate and Integration (C&I) .....	46
4.2 - Modelo algébrico .....	47
4.2.1 - Função objectivo .....	47
4.2.2 - Variáveis de decisão .....	48
4.3 - Restrições .....	48
4.3.1 - Importações .....	49
4.3.2 - Exportação .....	49
4.3.3 - Capacidade .....	50
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>51</b>
Resultados .....	51
5.1 - Caso base .....	51
5.1.1 - Investimento .....	51
5.1.2 - Perspectiva de Expansão em 2010 .....	51
5.1.3 - Perspectiva de Expansão em 2015 .....	52
<b>Capítulo 6 .....</b>	<b>55</b>
Conclusões e Futuros Desenvolvimentos .....	55
6.1 - Conclusões .....	55
6.2 - Futuros Desenvolvimentos .....	56
<b>Referências .....</b>	<b>58</b>
<b>Anexos .....</b>	<b>61</b>
Anexo A: Modelo .....	61

# Lista de Figuras

Figura 1 - Estrutura do mercado nórdico de electricidade .....	11
Figura 2 - Fases do mercado nórdico [32] .....	11
Figura 3 - Mecanismos de Mercado .....	13
Figura 4 - Comparação dos custos de uma linha 380 kV em terreno plano nos países EU .....	34
Figura 5 - Relação entre o custo e o tipo de geração [30] .....	40
Figura 6 - Árvore de Cenários modelizada .....	45

## Lista de Tabelas

Tabela 1 - Valores de NTC para o Inverno entre os países considerados.....	36
Tabela 2 - Valores de NTC para o Verão entre os países considerados.....	36
Tabela 3 - Dados de geração para os países do Sistema Base.....	38
Tabela 4 - Interligações entre a Alemanha e Áustria.....	41
Tabela 5 - Interligações actuais entre Itália e Áustria .....	42
Tabela 6 - Interligações actuais entre Itália e França.....	42
Tabela 7 - Interligações entre Áustria e Suíça .....	42
Tabela 8 - Nó 0 Expansões em 2010 .....	52
Tabela 9 - Nó 0 Expansões em 2010 .....	52
Tabela 10 - Expansões Nó 1- Cenário Business as Usual.....	52
Tabela 11 - Expansões Nó 1- Cenário Business as Usual.....	53
Tabela 12 - Expansões Nó 5- Cenário National Focus.....	53
Tabela 13 - Expansões Nó 5- Cenário National Focus.....	53
Tabela 14 - Expansões Nó 9- Cenário Climate and Integration .....	54
Tabela 15 - Expansões Nó 9- Cenário Climate and Integration .....	54



# Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

MW	MegaWatts
PT	Posto de Transformação
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
TTC	Total Transfer Capacity
RTM	Reability Transmission Margin
NORDEL	Nordic Organization of TSOs

Lista de símbolos



# Capítulo 1

## Introdução

Este é o documento representativo da dissertação realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP)

Neste trabalho de dissertação é apresentado um modelo inovador para a expansão de rede de transporte de energia entre países europeus com o objectivo de propiciar a abertura do mercado europeu de energia e consequentemente resolver alguns congestionamentos que contribuem para diferentes preços de energia entre os países membros da União Europeia.

A formulação aqui referida apresenta as seguintes características:

- É focada num problema com algumas diferenças. Esta rede não é uma rede de transporte, é uma rede de interligações, em que os componentes físicos da rede não estão todos directamente ligados como acontece nas redes de transporte. Por este motivo, as restrições técnicas habituais de "susceptance" e "phase angles" não são consideradas explicitamente. Podemos considerar que o são implicitamente ao definirmos o NTC, considerando a Reability Margin
- Considera não só vários cenários, mas considera também investimento multi-período.

O modelo percorre um horizonte temporal de 10 anos, com início em 2010 e fim em 2020 e os seus resultados ocorrem em função de um conjunto de cenários idealizados, e caracterizados por diferentes possibilidades de evolução das disponibilidades para exportação e necessidades de importação dos diferentes países.

Este primeiro capítulo introduz o tema da dissertação, incluindo o tipo de abordagem utilizado, o seu contexto, e, como súmula, a apresentação das ideias essenciais que serão defendidas na dissertação. Por fim, no final do capítulo, será descrito a organização deste trabalho.

## 1.1 - Enquadramento da dissertação

Com o aumento dos trânsitos de potência entre países o problema do congestionamento de linhas entre países torna-se fundamental, pois origina diferenças nos preços marginais entre zonas e conseqüentemente um desequilíbrio tarifário que se deve evitar.

Os TSOs necessitam de coordenar os congestionamentos existentes através de métodos de monitorização e controlo a nível interno ou transfronteiriços como o re-despacho, ou métodos baseados no mercado como é o caso do leilão da capacidade da linha. A moldura legal na Europa necessita de soluções regionais que contemplem e encorajem o primeiro passo para um Mercado de Electricidade Europeu comum. O desenvolvimento total do Mercado de Energia é um processo que avança gradualmente com problemas por resolver como é o caso da junção das regiões, melhoria do cálculo da capacidade, a criação de nós mais pequenos e o desenvolvimento de sistemas próximos ao tempo real

No contexto da liberalização do Mercado Europeu de Electricidade cada produtor e consumidor pretende que não haja nenhuma restrição ao comércio.

No passado, a localização da produção era bastante estável e por isso os trânsitos de potência mais fáceis de prever e a incerteza na previsão de trânsitos de potência físicos menor que a restante capacidade das interligações.

Nos dias de hoje, a natureza dos trânsitos de potência mudou consideravelmente devido a comercialização de energia através de contratos de curto prazo mas também pelo aumento de produção dispersa. [1]

## 1.2 - Motivação

Na área da energia, os diferentes mercados de transaccionáveis energéticos possuem um maior desenvolvimento quer a nível de transacções como a nível de contractos futuros, com a excepção da electricidade. A impossibilidade de armazenamento, com excepção da hídrica, a falta de interligações entre os países e um passado construído por empresas verticalmente integradas retirou à electricidade a noção de bem comercial.

No actual grau de desenvolvimento estrutural da União Europeia e com as diferenças nos preços de energia por toda a Europa urge melhorar a capacidade de interligação entre os países tornando o sistema mais fiável e com menores custos para os países membros, no que concerne a gestão de reservas e agilização do uso de renováveis.

Ao expandir a rede de interligações aumentamos a capacidade de cada país para gerir os seus recursos energéticos de uma forma mais eficiente, pelo fortalecimento das ligações entre subsistemas, na perspectiva do sistema global, e contribuimos para que TSOs, produtores e distribuidores possuam uma proveniência mais vasta da energia contratualizada

no mercado e possam gerir a geração doméstica de energia de outra forma podendo não despachar as centrais com maiores custos de produção.

Num Mercado desregulado a produção dos geradores é, pelo menos parcialmente, determinada pelo comportamento dos participantes no mercado de electricidade. O seu comportamento pode ser influenciado pela informação da capacidade de interligação colocada no mercado. Por isso é importante clarificar todo o processo de interacção entre o comportamento de mercado e a capacidade de interligação. [4]

O primeiro capítulo é o capítulo introdutório e serve para explicar o enquadramento, a necessidade e os objectivos pretendidos com este trabalho.

Como motivação para este documento há a vontade Europeia expressa na directiva Europeia 2003/54/EC sobre regras comuns para o mercado interno de electricidade e o regulamento EC/1228/2003 sobre trocas de energia transfronteiriças que dá especial ênfase à expansão da rede de transmissão permitindo desta forma a formação de um mercado interno de electricidade. [32]

### 1.3 - Objectivo

Neste trabalho procura-se dar um primeiro passo na caracterização do problema do investimento nas interligações entre países, numa perspectiva estratégica e de rede de fluxos.

Estas decisões de investimento são actualmente realizadas pelos TSO dos países adjacentes ligados pela interligação com nenhuma ou pouca interacção com os outros membros Europeus, perdendo-se assim a noção de globalidade que uma rede deverá ter.

O modelo proposto olha para as decisões de investimento de modo global, procurando minimizar os custos globais de investimento necessário para satisfazer as necessidades de importação, a partir das disponibilidades de exportação.

No contexto dos processos de decisão descritos, a utilização do modelo aqui proposto permitiria balizar os planos de investimento efectivamente desenvolvidos com um plano óptimo do ponto de vista do investimento necessário para satisfazer previsões de necessidades e disponibilidades para trocas de energia entre países.

A estruturação da expansão não é só temporal, é também geográfica, tomando em linha de conta as especificidades das actuais ligações entre os países que compõem o sistema base utilizado, como será explicado detalhadamente no capítulo três.

Com vista a este objectivo foram tomados em conta um conjunto de requisitos, designadamente:

- Cumprir os requisitos de importação de cada país, assumindo a inexistência de Energia não fornecida por parte da importação.
- Analise das actuais interligações para o sistema teste e sua capacidade actual.

- Análise da capacidade de exportação possível para cada país.
- Estruturação da expansão em relação ao horizonte temporal.

## 1.4 - Estrutura da Dissertação

A dissertação é constituída por seis capítulos, com o presente capítulo a introduzir a temática da expansão das interligações e outros aspectos relevantes para a organização e compreensão do documento.

O capítulo 2 é dedicado aos conceitos, entidades e metodologias abordadas neste trabalho no sentido de caracterizar a problemática em questão e clarificar o processo de expansão utilizado.

No capítulo 3 descreve-se o estudo dos parâmetros, variáveis e cenários utilizados e o tratamento a que foram submetidos para posterior inclusão no modelo, fundamentando as razões para as simplificações verificadas e a evolução que permitiu a versão final do modelo.

O capítulo 4 descreve o modelo algébrico utilizado, nomeadamente a função objectivo, restrições e todos os pormenores inerentes ao modelo utilizado.

O capítulo 5 inclui os resultados do modelo para as diferentes vertentes simuladas para o conjunto teste de países e conseqüentes comparações e conclusões sobre os resultados obtidos.

O último capítulo, o capítulo 6, fecha a dissertação com análise dos resultados obtidos, conclusões a retirar e possíveis trabalhos futuros nesta área de interesse.

## 1.5 - Informação usada na Dissertação

A informação usada neste trabalho provém na sua grande maioria do *site* da ENTSO-E, onde os dados referentes ao Net Transfer Capacity (NTC), e os valores para importações e exportações estão publicados para consulta pública.

As horas escolhidas pela ENTSO-E para a previsão do estado da rede de transporte europeia, pretendem traduzir os dois estados extremos da rede em termos do perfil de consumo: o vazio (3h00) e a ponta (11h00).

O perfil de geração varia principalmente de acordo com o consumo, já traduzido pelas horas escolhidas e com a época do ano.

Neste trabalho adoptam-se os regimes de operação extremos, em termos de produção e consumo, sabendo que o estado topológico das redes reflecte esses mesmos regimes. Assim, os dias escolhidos pretendem representar as pontas e os vazios de Verão e Inverno da rede portuguesa. Os extremos são, naturalmente, o Verão, em que a água armazenada nas

albufeiras é pouca e o Inverno, período do ano com mais água disponível para efeitos de geração de electricidade.

Nas horas de vazio o preço da electricidade é mais baixo e várias centrais hídricas aproveitam esse facto para funcionar em regime de bombagem, não injectando potência na rede, antes consumindo.

# Capítulo 2

## Revisão da literatura e Estado da arte

### 2.1 - Introdução

Um dos objectivos fundamentais do Tratado de Roma é a livre circulação de bens nos Países Membros da União Europeia. Em meados dos anos 90, a Comissão Europeia concluiu que a energia eléctrica e o gás natural deveriam ser considerados bens a transaccionar num mercado único europeu. o que, adicionado de:

- Constatação de, entre outros factos, as empresas concessionárias monopolistas utilizarem de forma abusiva a sua posição dominante, sacrificando a eficiência;
- As transacções entre empresas do sector serem relativamente reduzidas, indiciando protecção e colidindo com o já referido objectivo de criar o mercado único, conduziu à assunção da liderança do processo de liberalização do sector eléctrico que culminou, em 19 de Dezembro de 1996, com a publicação da Directiva 96/92/CE, estabelecendo regras comuns para o mercado interno da electricidade.

Apesar do conceito de mercado único nunca ter sido definido de forma precisa, pode interpretar-se como um mercado em que:

- qualquer cliente elegível na União Europeia pode negociar livremente um contrato de abastecimento com qualquer produtor ou comercializador da União Europeia;
- os preços, quando ajustados em função das diferenças de custo do transporte em toda a União, são comparáveis (convergência europeia no preço da electricidade).

Em particular, a Directiva estabelecia regras relativas à produção, transporte e distribuição de electricidade e define as normas relativas à organização e ao funcionamento do sector da electricidade, ao acesso ao mercado, bem como aos critérios e mecanismos aplicáveis aos concursos, à concessão de autorizações e à exploração das redes.

Desta forma, a União Europeia esperava que:

- a concretização de um mercado concorrencial da electricidade constituísse um importante passo no sentido da criação do mercado interno da energia;
- a criação do mercado interno da electricidade fosse importante para racionalizar a produção, o transporte e a distribuição da electricidade, reforçando, em simultâneo, a segurança de abastecimento, a competitividade da economia europeia e a protecção do ambiente;
- a criação do mercado interno favorecesse a interligação e a interoperabilidade das redes.

A Directiva não impunha uma estrutura rígida de mercado, antes estabelecia um conjunto de condições mínimas para o desenvolvimento de competição. Na nova estrutura de mercado a geração e o retalho abriam-se à competição enquanto as actividades de transporte e distribuição permaneciam monopólios regulados por entidades independentes e possibilitando o livre acesso por terceiros às respectivas redes.

No que respeita à produção de electricidade a Directiva introduziu total competição dentro dos países membro da União Europeia e, integrado neste novo contexto, qualquer produtor passou a poder instalar-se e produzir electricidade em qualquer Estado-membro. A Directiva impunha ainda um tecto de 50% na quota de mercado que uma empresa em qualquer Estado-membro poderia deter, em termos de geração de electricidade.

Em termos do retalho a Directiva reconhecia ser necessário um número suficiente de consumidores com possibilidade de escolha no abastecimento, com vista ao estabelecimento de um mercado competitivo. Assim, em 1999, o mercado seria liberalizado para os grandes consumidores e em 2003 a liberalização alargar-se-ia aos consumidores de média dimensão.

Já em Junho de 2003, a Comissão Europeia apresentou a Directiva 2003/54/CE [32], que revoga a anterior Directiva, com o objectivo de acelerar a abertura do mercado interno e de dotar os consumidores e empresas de electricidade de um importante conjunto de direitos.

Em particular,

- o direito de escolha - a partir de Julho de 2004, todos os consumidores comerciais e industriais terão liberdade de escolha do seu fornecedor e, a partir de 1 de Julho de 2007, todos os consumidores de energia eléctrica poderão escolher livremente o seu fornecedor;
- o acesso às redes - todos os agentes terão o direito de utilizar as redes de distribuição e de transporte de energia, incluindo as interligações, mediante o pagamento de tarifas reguladas;
- a liberdade de estabelecimento dos produtores - a organização de concursos para a construção de novas centrais passará a constituir o último recurso, caso falhem todas as restantes medidas dos lados da oferta e da procura.

A nova Directiva estabelece, também, a obrigatoriedade da criação de autoridades reguladoras independentes que supervisionem, entre outros, o mecanismo de gestão e

alocação da capacidade de interligação, a publicação de informação relevante (interligações, utilização da rede, alocação da capacidade) por parte dos operadores das redes de transporte e distribuição e os níveis de transparência e de competição e que sejam responsáveis pelo estabelecimento das condições de acesso às redes e pela protecção eficaz dos consumidores de energia eléctrica. A Comissão não exclui a possibilidade de criação de uma autoridade reguladora europeia, propondo a criação de um Conselho de Reguladores Europeus.

Os instrumentos legislativos indispensáveis ao funcionamento do Mercado Interno de Energia na União Europeia estão a ser criados e continuam em aperfeiçoamento, pois um sistema eléctrico de energia com uma óptima relação com o mercado supõe-se um processo iterativo em busca de uma solução melhor com alguns contratemplos, como veremos no próximo capítulo.

A 26 de Junho de 2003 a foi aprovada a Regulação 1228/2003 [31] pelo Parlamento Europeu que estipula as condições de acesso à rede para realizar trocas comerciais entre países membros da União Europeia, avançando decisivamente para a abertura de um Mercado Europeu de Electricidade iniciado a 19 de Dezembro de 1996 pela Directiva 96/92 que pela primeira vez regrou o futuro mercado interno de electricidade na Europa.

As premissas base da União Europeia têm como objectivo uma harmonização dos preços de electricidade entre os seus membros e a possibilidade de diminuição de custos com gestão de reservas e custos de produção, minimizando também os congestionamentos das interligações que são um dos pontos fracos da rede de transporte europeu.

A interligação entre a Península Ibérica e França possui uma capacidade abaixo dos 3,5% do pico de consumo em Espanha, ou seja, do ponto de vista eléctrico a península Ibérica é quase um sistema a funcionar como ilha.

E m Janeiro de 98 foram lançados um mercado de dia seguinte, um mercado de reserva e um conjunto de mercados de ajustes. Os mercados funcionam com base em leilões diários. O Operador de mercado coordena a maior parte destes mercados (OMEL). Mercados que envolvam questões económicas ou técnicas são coordenados pelo Operador de Sistema. Contratos bilaterais são possíveis mas não são usados habitualmente devido a barreiras financeiras. O mercado de futuros foi criado para a Península Ibérica em Julho 2006 juntando Portugal e Espanha no Mercado de Electricidade Ibérico.

O sector do comércio não floresceu porque as tarifas reguladas são claramente abaixo do preço de mercado. Com a existência de tarifas reguladas baratas a maior parte dos consumidores, especialmente os industriais, optam por ser submetidos às tarifas reguladas e não a preços de mercado.

Como se viu no início deste capítulo, existe toda uma estrutura física associada à energia eléctrica, em particular à sua transmissão. E, essa sim, constitui o verdadeiro obstáculo a transpor caso se pretendam cumprir os objectivos estabelecidos.

Em teoria pode pensar-se que só existe um verdadeiro mercado de electricidade quando qualquer Estado-membro puder abastecer todo o seu consumo com recurso a energia eléctrica comprada no exterior - situação correspondente à ausência de limitações físicas.

Como é sabido, a função original da interligação das várias redes eléctricas situava-se numa óptica de segurança e apoio a uma rede pelas outras redes interligadas e não com vista à optimização da capacidade de produção instalada.

Assim, o desenvolvimento actual dos mercados de electricidade surge fora do âmbito do desenho original do sistema, podendo não ser realista pensar num mercado único de electricidade à escala europeia mas sim no desenvolvimento de vários mercados eléctricos à escala regional.

## **2.2 - Mercado de Electricidade Europeu**

A incerteza derivada de actividades dos participantes no mercado ainda não é um tema muito aprofundado. O comportamento dos participantes do mercado está muito relacionado com quantidades relevantes para a avaliação da capacidade de interligação, tais como a procura. Não são necessariamente adequadas para modelizar a incerteza no comportamento por distribuições probabilísticas.

A incerteza em relação à procura é considerada como um parâmetro estocástico que provém do mercado, sendo este parâmetro que pode influenciar directamente o comportamento dos participantes do mercado.

Embora a TTC (Total Transfer Capacity) possa ser limitada por inúmeras restrições operacionais, escolhendo a estabilidade transitória tem importância do ponto de vista que esta restrição é muito relacionada com a geração, que por sua vez é determinada pelo mercado. Esta assumption é importante para clarificar a influencia da incerteza, no mercado de electricidade, da capacidade de interligação [10]

Durante a década de 90, o sector eléctrico dos países nórdicos passou por uma revolução, que culminou com a criação do mercado nórdico de electricidade. Esta reforma conduziu à separação das actividades de produção e venda de electricidade, expostas à competição, das actividades de transmissão e operação do sistema, monopólios naturais. Torna-se importante perceber os desenvolvimentos ocorridos, nos últimos 10 anos, neste mercado e o papel desempenhado pelos diversos agentes nesse processo.

### 2.2.1 - Mercado Nórdico de Electricidade

A indústria eléctrica dos Países Nórdicos [7] sofreu uma total reestruturação durante a década de 90, tendo como principal consequência a separação entre actividades competitivas (produção e venda) e actividades não competitivas (infraestruturas de rede e sua operação).

A Noruega foi o primeiro país nórdico a introduzir competição, institucionalizada pelo Energy Act de Junho de 1990. Mais tarde, a desregulação sueca, decidida em 1995, conduziu ao estabelecimento de uma bolsa integrando a Noruega e a Suécia, designada por Nord Pool13, a operar desde Janeiro de 1996. Em Outubro de 1998, foi a vez da Finlândia se juntar ao mercado, seguida das partes ocidental (Julho de 1999) e oriental (em 2000) da Dinamarca, tornando este mercado nórdico de electricidade num mercado à escala internacional.

No mercado nórdico coexistem um operador de mercado (Nord Pool) e cinco operadores de sistema: a Svenska Kraftnät na Suécia, a Fingrid no território finlandês, a Statnett na Noruega, a Eltra e a Elkraft, operadores de sistema nas partes ocidental e oriental da Dinamarca, respectivamente. Existem ainda entidades reguladoras em cada país.

Os Países Nórdicos apresentam uma grande variedade no que respeita à estrutura accionista das diversas empresas do sector, ainda assim com predominância de capital público. Consequência da desregulação, o processo de reestruturação tem evoluído, resultando em fusões e aquisições nos vários sectores, da produção à operação de rede, da comercialização à distribuição.

Também no que respeita aos recursos utilizados para produzir electricidade a situação é heterogénea.

Em particular, no ano 2000,

- a Noruega produziu toda a sua electricidade com base em geração hídrica e eólica;
- a Suécia produziu electricidade com base em geração hídrica e eólica (55%), nuclear (39%) e térmica convencional (6%);
- a Finlândia produziu electricidade recorrendo a fontes hídricas e eólicas (21%), nucleares (33%) e térmicas convencionais (46%);
- a Dinamarca fez assentar grande parte da sua geração, 88%, nas centrais térmicas convencionais e a restante de origem hídrica e eólica.

A figura apresenta a estrutura do mercado nórdico de electricidade, os seus participantes e respectivas relações.

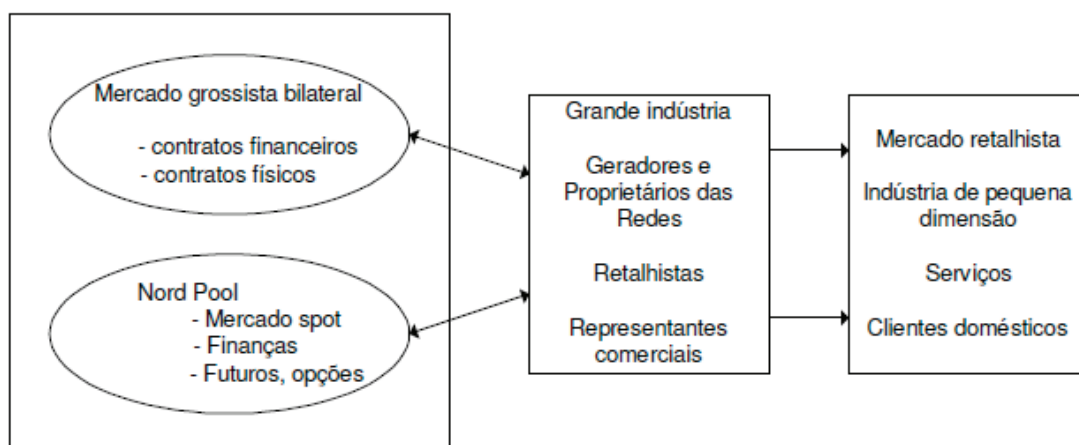


Figura 1 - Estrutura do mercado nórdico de electricidade

Os principais papéis no mercado estão atribuídos ao regulador, ao operador de mercado, aos operadores de sistema, aos proprietários das redes, que operam e mantêm as redes, tendo o dever de permitir o livre acesso a terceiros e aos agentes do mercado, sejam eles produtores, consumidores ou comercializadores.

No funcionamento do mercado nórdico distinguem-se, de forma clara, duas etapas, que ocorrem em diferentes instantes no tempo e apresentam diferentes objectivos: a etapa de mercado e a etapa de controlo.

A transição da etapa de mercado para a etapa de controlo/operacional é ilustrada na figura seguinte.

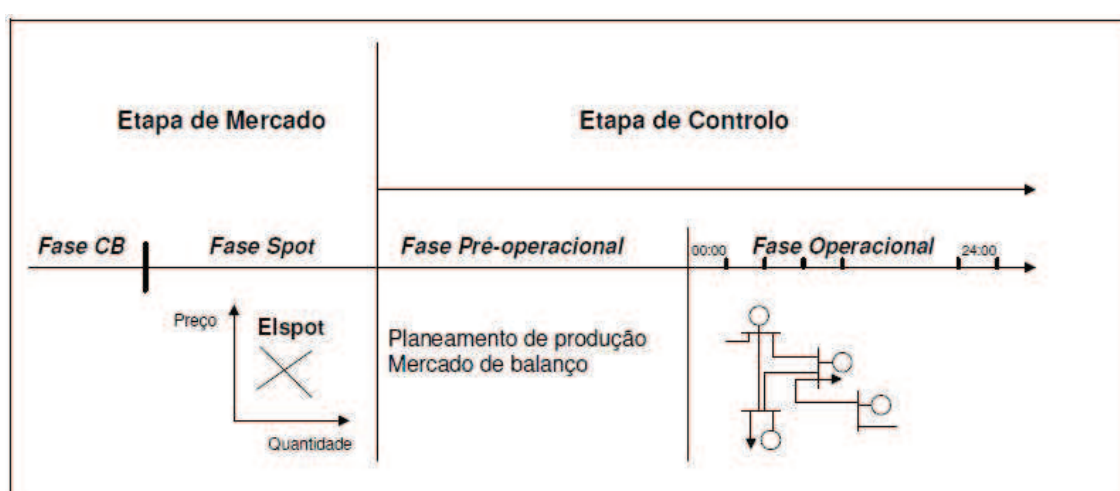


Figura 2 - Fases do mercado nórdico [26]

Assim, a etapa de mercado inicia-se com a contratação bilateral e comércio financeiro (designada na figura 2 por Fase CB), terminando com o fecho do mercado spot, às 12 horas. O mercado spot de energia eléctrica está associado à utilização de conceitos de mercado para encontro entre oferta e procura, com definição de quantidades e preços de transacções físicas de energia e correspondentes valores das transacções comerciais.

Na fase pré-operacional, os produtores elaboram os seus planos de produção e os vários agentes submetem ofertas ao mercado de balanço. O mercado de balanço é utilizado para ajustar a produção ao consumo (controlo secundário) e para efeitos de gestão de congestionamentos durante a fase de operação, estando aberto a produtores e a consumidores. Os mercados Elspot e de balanço são vulgarmente designados por mercados físicos.

### 2.2.2 - Mercado Inglês e Galês de Electricidade

A reestruturação do sector eléctrico em Inglaterra e País de Gales [21] inicia-se com a publicação do Livro Branco por parte do Governo, no início de 1988, tendo como objectivo delinear a estrutura da indústria.

Um ano depois, o Electricity Act passa a constituir a base legislativa para a reestruturação da indústria e, em Setembro de 1989, é estabelecido o Office of Electricity Regulation, o regulador independente. Em Junho de 1999 é constituído o Office of Gas and Electricity Markets, acumulando responsabilidades nos sectores do abastecimento de gás e de energia eléctrica.

Em Março de 1990 a reestruturação empresarial concretiza-se: a Central Electricity Generating Board (CEGB) divide-se em National Grid Company (NGC), PowerGen, National Power e Nuclear Electric (três companhias de geração perfazendo, no total, 91% do parque produtor instalado) e formam-se 12 companhias regionais de distribuição de electricidade que passam a ser proprietárias da NGC. Até esta data, a CEGB detinha o monopólio total da geração e da transmissão, produzindo, comprando, vendendo e abastecendo os consumidores.

De Abril de 1990 a Março de 2001, o comércio no mercado inglês e galês centrava-se numa bolsa de electricidade obrigatória, funcionando no dia anterior ao da operação, com vista a satisfazer um consumo previsto, e operada com base num preço marginal, fixado de meia em meia hora, pago a todos os geradores que produzissem nesses intervalos de tempo. Os produtores recebiam ainda uma quantia determinada, caso declarassem a sua central disponível (parcela referente aos custos fixos).

Apesar deste sistema ter funcionado bem sob uma série de aspectos, acumulou críticas ao longo dos anos. Em particular, argumentava-se que as ofertas dos produtores à bolsa não reflectiam os seus custos, daí que os preços não tivessem diminuído em sintonia com os custos de geração. Em parte, esta situação devia-se ao facto de o mercado ser dominado por um

pequeno número de produtores e a bolsa facilitar o exercício do poder de mercado [11] (à custa dos consumidores), por permitir que todos os produtores recebessem a mesma quantia marginal, quantia essa fixada por apenas alguns deles. Por outro lado, a complexidade e opacidade do processo de fixação do preço da bolsa inibiu o desenvolvimento de mercados de derivados e reduziu a liquidez nos mercados de contratos.

O reconhecimento destes aspectos menos desejáveis, por parte do regulador inglês, levou-o a propor uma nova metodologia para realizar as transacções de energia. Esta, designada por New Electricity Trading Arrangements (NETA), eliminou a bolsa obrigatória, permitindo contratos bilaterais entre produtores e comercializadores.

O NETA foi desenhado de forma a incorporar alguns dos princípios, tidos como fundamentais, para impedir a ocorrência dos aspectos negativos detectados durante o funcionamento do anterior sistema de bolsa obrigatória:

- um mercado com todo o consumo integrado;
- ofertas firmes de compra e venda, por forma a reduzir riscos e custos;
- centralização do comércio na contratação bilateral, em vez de numa bolsa;
- mercado de desvios centralizado, por forma a manter o sistema balanceado e estabelecer correspondência entre os custos e os actores.

O NETA tem como objectivo tratar a electricidade, tanto quanto possível, como qualquer outro produto e, nesse sentido, o comércio centralizado foi reduzido, sendo intenção dos agentes reduzi-lo ainda mais. A figura seguinte apresenta uma perspectiva do(s) mercado(s) em funcionamento.

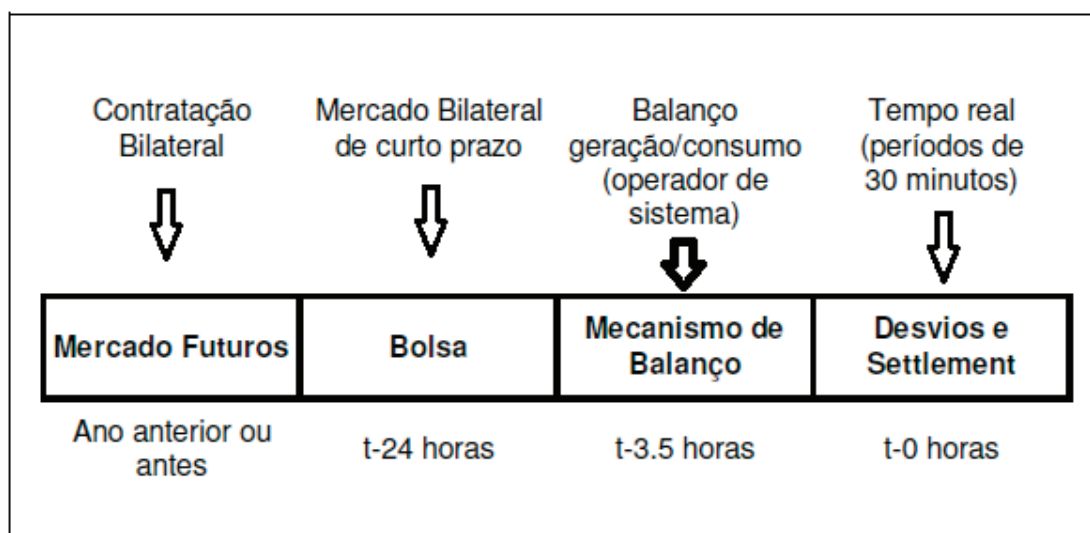


Figura 3 - Mecanismos de Mercado

Em resposta às necessidades dos participantes no mercado, desenvolveram-se várias opções de comércio, incluindo:

- mercado de futuros (serviços disponíveis online), que possibilita o estabelecimento de contratos com alguns anos de antecedência em relação à entrega física;
- bolsa de curto prazo, onde os participantes têm a possibilidade de ajustar as suas posições contratuais de forma simples e acessível.

Estes mercados desenvolveram-se de modo natural, sem necessidade de coordenação centralizada por parte do regulador, tendo os participantes toda a liberdade quanto à forma como organizam as suas actividades comerciais. Contudo, neste momento, não é possível que a referida liberdade comercial se prolongue até ao instante em que se inicia a operação. Como se pode observar pela figura, fixou-se que os participantes teriam que informar os sistemas centrais dos volumes contratados e dos seus perfis de consumo ou produção até 3.5 horas antes da operação. O valor foi actualizado no dia 2 de Julho de 2002, tendo o intervalo passado a ser, desde então, de 1 hora.

Quando se inicia o período de operação (cada período tem a duração de meia hora), o operador de sistema, a NGC, controla a rede e utiliza o mecanismo de balanço que contratou por forma a garantir que a geração e o consumo se igualam a todo o instante e que os critérios de qualidade e segurança são respeitados. Mesmo para vias do mercado de balanço, os participantes não são obrigados a efectuar ofertas: trata-se de um mercado voluntário de serviços de sistema utilizado pelo operador para garantir estabilidade de frequência, controlo de tensões e reserva suficiente. Adicionalmente, é também utilizado na resolução de problemas de operação da rede.

## 2.3 - Entidades Envolvidas

A União Europeia tem um grande interesse na expansão da rede europeia. No passado as actividades decorrentes dos sistemas eléctricos de energia eram controladas por empresas verticalmente integradas que pela natureza da actividade de produção, transporte e distribuição de energia impediam a competitividade nos processos de produção e distribuição de energia e provocavam um baixo investimento em infraestruturas quando comparado com outras actividades desreguladas como é o caso do gás e telecomunicações.

A perspectiva na formulação deste trabalho e inerente ao modelo aplicado é livre na aplicação dos benefícios que as entidades envolvidas podem retirar das interligações. Os produtores poderão obter vantagens pela possibilidade de exportar para países com preços de energia maiores que os existentes no seu país o que é especialmente crucial para produtores cujos custos se aproximam dos custos das ultimas centrais a ser despachadas e que por isso nem sempre conseguem despachar as suas produções quando a carga baixa.

Do lado dos distribuidores a vantagem situa-se no aumento de participantes no mercado de electricidade o que irá aumentar a competitividade do mesmo e conseqüentemente, espera-se, baixar o preço para última central a ser despachada.

### 2.3.1 - ENTSO-E

A ENTSO-E é o organismo europeu que regula e agrupa os Operadores de Sistema na Europa, facilitando a ligação entre TSOs, implementando os planos decorrentes das resoluções provenientes da Comissão Europeia. É uma organização composta por 42 TSOs provenientes de 34 países e funciona como órgão consultivo para produtores e distribuidores com informações providenciadas pelos seus membros sobre a capacidade de interligação entre os seus membros e países fora da União Europeia.

### 2.3.2 - Produtores

Os produtores [25] ganham novas oportunidades para comércio, com a possibilidade de colocar a sua produção em vários mercados ao mesmo tempo, retirando a vantagem de poder escolher o mercado no qual a diferença entre o preço de venda da sua produção e os seus custos de produção sejam maiores, com a condição existente que os custos de transporte e tarifas relacionadas com a importação e uso de rede possuam uma pequena dimensão quando comparados com os custos de produção, situação que se verifica actualmente.

A perspectiva de participação em vários mercados também altera a possível localização de novas centrais, já que centrais localizadas em áreas estratégicas podem aumentar consideravelmente a possibilidade de escoar a produção.

No nosso caso base e aplicando aos países escolhidos, um produtor que opte por construir centrais na parte Leste da Suíça, o cantão italiano, ou do outro lado da fronteira, na Áustria partilha os mesmos mercados adjacentes, no caso, o Italiano, Alemão, Austríaco e Suíço e por isso pode escolher em que país, dentro daquela área específica, aspira a menores custos de produção ganhando vantagem em relação a competidores que operam nos mesmos mercados, mas que distanciados por poucos quilómetros, possuem custos de produção diferentes para o mesmo tipo de produção de energia.

### 2.3.3 - Distribuidores

Os distribuidores [30] retiram também vantagens, principalmente os que optem por contractos futuros com produtores com custos menores de produção, tendo desta forma a possibilidade de aumentar as suas margens de lucro para além da tarifa de comercialização actualmente existente.

Como em qualquer área de negócio [26], maior competição, teoricamente, implica margens de lucro mais reduzidas e maiores benefícios para o consumidor. No entanto esta premissa só é possível quando as tarifas são justamente reguladas e correspondem ao real valor que a electricidade deve ter. Obviamente a abertura de um mercado europeu de electricidade impõe a inexistência de influências governamentais ao estipular o preço de electricidade, pois o contrário torna o mercado pouco atractivo à penetração de participantes externos no diagrama de cargas diário diminuindo tanto a quantidade de produtores como distribuidores com vontade de fazer negócio num mercado que paga abaixo dos custos reais de produção.

## 2.4 - Linhas Transfronteiriças - Conceitos Gerais

Com a instalação de uma nova linha entre duas zonas, no nosso caso, dois países, a capacidade total de interligação não aumenta na proporção da capacidade térmica da nova linha. Esta afirmação é válida tanto para linhas aéreas AC como para cabos HVDC. Como a Lei de Kirchoff enuncia, a corrente divide-se em linhas paralelas de forma inversamente proporcional à reactância das linhas. A reactância é uma característica eléctrica da linha de transmissão, dependendo do comprimento, diâmetro, material que a constitui e geometria da linha. A reactância depende também da forma como a linha foi construída e do tipo de linha, caso seja linha aérea ou cabo subterrâneo.

Quando adicionamos uma linha a outra existente a adição de capacidade térmica apenas acontece até o limite de capacidade térmica de uma linha ser atingido, mesmo que a linha de maior capacidade ainda possua margem para aumento. Um aumento de potência no sentido de aproveitar a capacidade ainda existente na linha de maior capacidade iria violar os limites da linha que já se encontra no seu limite.

Um bom exemplo é o da interligação entre Lille (França) e Kortrijk (Bélgica) em que a ligação Avelin-Avelgem foi em 2005 fruto da adição de um segundo circuito de 380kV para a qual já estava preparada desde a sua construção em 1974. Tipicamente a adição de uma linha de 380kV aumenta a capacidade térmica em 1450 MVA, no entanto, depois da instalação, a prática provou que a capacidade total aumentou apenas entre 700 a 1000 MVA. [6]

Em relação ao valor teórico que a linha possibilita, há também que retirar a margem de fiabilidade que decorre dos trânsitos de potência domésticos que cada TSO despacha e das condições das estruturas que decorrem da linha em ambos os países. Devido a estas condicionantes pudemos observar situações curiosas, como são a interligação entre a Itália e a Áustria composta por duas linhas que possibilitam no Inverno, na direcção Áustria para Itália 200 MW e em sentido contrário apenas 70 MW.

A construção e finalização de estruturas de geração ou transmissão demora meses ou até anos desde a fase de planeamento e quando por fim as estruturas estão finalizadas o *status quo* do mercado de electricidade pode diferir do inicialmente previsto durante a fase de planeamento por isso há que ter especial atenção a alterações em elementos chave tais como a carga, os custos de geração e alterações à legislação vigente entre outras.

Por outro lado no mercado descentralizado com decisões também descentralizadas, diferentes visões dos participantes do mercado sobre as incertezas aumentam a dificuldade de planeamento pela exposição ao risco que cada participante admite, já que as margens de lucro diferem ao longo da cadeia de produção o que implica diferentes formas de gestão de risco.

#### 2.4.1 - Fiabilidade e Segurança

Existem aspectos relacionados com a fiabilidade e segurança da rede de transporte que devem ser referidos. Em particular o balanço contínuo entre geração e consumo - de modo a que os consumidores disponham, a todo o momento, da electricidade que desejam, a produção nas centrais deve ser afectada, por forma a satisfazer as variações de consumo, normalmente com recurso a programas de controlo automático de geração. O desequilíbrio entre produção e consumo conduz a que a frequência diminua (caso a geração seja inferior ao consumo) ou suba (caso a geração seja superior ao consumo). Frequências elevadas podem conduzir ao embalamento dos geradores que terminam, por vezes, em danos graves para o equipamento e para todo o sistema. Frequências baixas podem fazer actuar o dispositivo de deslastre de frequência (*Load Shedding*), desligando blocos de consumo, de modo a prevenir o colapso de todo o sistema, pois se uma grande quantidade de geração de forma súbita se perder, é necessário diminuir o consumo para que o balanço se restabeleça. Se for retirado consumo suficiente de modo célere, a frequência regressará ao seu valor nominal. Os sistemas de deslastre de carga são concebidos para desligar determinados consumidores, de modo automático, caso a frequência baixe de um determinado valor. À medida que a frequência diminui mais carga vai sendo deslastrada de acordo com os escalões definidos.

Balanço contínuo entre potência reactiva e consumo, por forma a manter as tensões estipuladas - as fontes de potência reactiva, como as baterias de condensadores e os geradores, devem ser ajustadas ao longo do dia, em conjunto com as tomadas dos transformadores, de modo a manter as tensões da rede dentro de limites de funcionamentos aceitáveis. A maioria dos geradores possui reguladores automáticos de tensão que fazem variar a potência reactiva entregue pelas unidades de geração. Tensões baixas podem conduzir a instabilidade ou a colapso de tensão e, para tensões de distribuição, conduzem a danos em motores e a falhas em equipamento electrónico.

Tensões elevadas podem exceder a capacidade de isolamento do equipamento gerando arcos eléctricos (contornamentos).

Monitorizar o trânsito nos elementos da rede, por forma a impedir que sejam excedidos limites térmicos - as interações dinâmicas entre geradores e cargas, combinadas com o facto de a electricidade percorrer livremente os circuitos, significam que o trânsito de potências está em permanente alteração nas linhas de transporte e distribuição. Todas as linhas, transformadores e outros equipamentos que transportam electricidade aquecem devido à passagem de corrente. O fluxo deve ser limitado de modo a evitar-se sobreaquecimento. No caso de linhas aéreas, o aquecimento conduz à expansão (ou compressão) do condutor, variando a sua distância ao solo. A temperatura do condutor é também afectada pela temperatura ambiente, pelo vento e pela radiação solar. Todo o equipamento condutor de corrente deve ser continuamente monitorizado para que se assegure que não entra em sobrecarga ou que não viola outras condições de operação.

Manter o sistema em pontos de funcionamento estáveis - dado que o sistema eléctrico se encontra interligado e é dinâmico, os limites de estabilidade eléctrica devem ser observados. A preocupação principal passa por assegurar que o despacho de geração e os trânsitos de potência e valores de tensão dele resultantes garantem a estabilidade do sistema. Existem dois tipos de limites de estabilidade: limites de tensão e limites de potência.

Operar o sistema de acordo com o critério N-1 - planejar o inesperado constitui um dos princípios da gestão do sistema eléctrico [10]. As características únicas da electricidade implicam que, quando ocorrem problemas, estes se propaguem rapidamente se não se tomarem as medidas correctas. Deste modo, desenvolvem-se estratégias defensivas por forma a promover a fiabilidade, assentando na certeza de que o equipamento pode falhar de um modo inesperado. O critério N-1 implica que o sistema seja operado a todo o momento de modo a permanecer seguro em caso de falha do mais importante equipamento (contingência única, de linha, transformador ou grupo gerador).

Este critério estabelece também que:

- em caso de perda da segurança N-1, o sistema deve não só resistir à situação, como também evoluir no sentido de restabelecer a segurança perdida, por forma a poder resistir melhor a um novo evento;
- Planejar, desenhar e manter o sistema de forma a promover a estabilidade - a operação fiável do sistema de energia eléctrica requer muito mais que a simples monitorização e controlo em tempo real. Assim, o planeamento, o desenho, a manutenção e a análise do sistema são fundamentais;
- Preparar acções prevendo situações de emergência - podem verificar-se ocorrências devidas a, por exemplo, condições climatéricas, erros de operação ou falhas de equipamento que ultrapassam todos os critérios de planeamento, desenho e operação do sistema. A entidade responsável pela operação do sistema

deve dispor de procedimentos de emergência que cubram uma gama de cenários de emergência credíveis. Assim, os operadores devem ser treinados por forma a reconhecerem e agirem perante cenários deste tipo.

Quando não se respeitam alguns dos princípios preventivos e de acção enumerados, a probabilidade de ocorrerem regimes incorrectos de exploração da rede aumenta. Existem diversos tipos de fenómenos de instabilidade causados por diferentes interacções físicas entre os vários elementos do sistema como sejam as redes adjacentes, os consumos, as funções de protecção e controlo e as unidades de geração. Os principais tipos de instabilidade advêm de:

- disparo de linhas em cascata, por sobrecarga;
- perda de sincronismo devido a instabilidade angular;
- instabilidade oscilatória que conduz a oscilações auto-excitadas entre áreas;
- violação dos limites de frequência;
- colapso de tensão.

Durante um blackout quase sempre se verifica uma combinação dos fenómenos de instabilidade mencionados.

#### 2.4.2 - Sobrecargas e Incidentes

É sabido que a grande maioria dos defeitos, nos sistemas de energia eléctrica, resulta de curto-circuitos, constituindo estes, em simultâneo, os defeitos mais graves e severos. No entanto, para além dos curto-circuitos, ocorrem outras condições anormais de funcionamento.

As mais frequentes são:

- a sobrecarga dos equipamentos, devida a corrente superior à nominal;
- a queda de frequência, resultante de uma geração de potência insuficiente para fazer face à carga exigida pela rede;
- as sobretensões, ocasionadas, por exemplo, pela ligação de linhas longas.

Uma sobrecarga é uma elevação da temperatura dos equipamentos, para além da temperatura de projecto. Regra geral, as sobrecargas resultam de uma intensidade excessiva de corrente que atravessa os equipamentos, provocando a libertação de uma quantidade de calor adicional que conduz ao aumento da temperatura. Esta elevação pode ocasionar a deterioração do isolamento, aumentando então a vulnerabilidade a curto-circuitos. Nas linhas aéreas da rede de transporte de energia eléctrica, o maior perigo das sobrecargas consiste na perda de resistência mecânica das almas de aço, que suportam o esforço mecânico dos condutores.

O tempo durante o qual se admite o fluxo excessivo de corrente depende das características do elemento condutor, mas também da amplitude da referida corrente e da temperatura ambiente exterior [30].

As consequências decorrentes de algumas sobrecargas em redes de transporte podem assumir enormes proporções. E, para quem trabalha em sistemas de energia eléctrica, enormes proporções remetem para blackout. De seguida apresentamos excertos de alguns relatórios dos principais incidentes ocorridos num curto espaço de tempo por todo o globo e que afectaram redes de vários países. Pretende-se mostrar a omnipresença da ocorrência de sobrecargas durante os próprios incidentes, realçando a importância subjacente à sua eliminação.

#### 2.4.2.1 - Incidente “Estados Unidos da América/Canadá”

No dia 14 de Agosto de 2003 ocorreu um blackout numa parte da região Norte dos Estados Unidos da América e de Ontário, no Canadá [21]. O incidente afectou cerca de 50 milhões de pessoas, estando envolvidos cerca de 62 GW de consumo. O blackout iniciou-se poucos minutos depois das 16 horas e o restabelecimento da totalidade dos consumos demorou, em alguns locais, mais de uma semana.

Blackouts desta dimensão são raros e não existem duas situações de partida iguais: os eventos que os iniciam variam, os procedimentos adoptados pelas pessoas também, tal como a topologia do sistema, o balanço entre geração e consumo, o sistema de protecções e o perfil de tensões.

A maioria dos blackouts inicia-se com curto-circuitos em várias linhas de transmissão, por vezes devidos a causas naturais, como trovoadas ou o efeito do vento, outras vezes devidos à gestão inadequada da proximidade de árvores, como sucedeu neste incidente. Como é sabido, um defeito provoca uma corrente elevada e uma tensão baixa conduzindo à actuação do relé que, por sua vez, emite ordem de abertura para os disjuntores nos extremos da linha de forma a isolá-la do resto do sistema.

Um incidente em cascata ocorre quando se verifica o disparo sequencial de diversas linhas de transmissão e/ou de geradores numa área geográfica de considerável dimensão. Variações de potência e flutuações de tensão, causadas pela conjugação de alguns eventos iniciais, podem conduzir a que protecções de outras linhas encarem como seus defeitos que o não são. O processo conduz à abertura de mais linhas e ao disparo de mais geradores, alargando a área do blackout. Terá sido o que sucedeu no dia 14 de Agosto, consumando o maior blackout na história da América do Norte.

Apresentam-se excertos do relatório [18] resultante da investigação do incidente.

“Less than ten minutes elapsed between the loss of Hanna-Juniper, the overload above the normal limits of Star-South Canton, and the Star-South Canton trip and lock-out.”

“At the control area level, FE remained unaware of the precarious condition their system was in, with key lines out of service, degrading voltages, and severe overloads on their remaining lines.”

“The two remaining external 138-kV ties to Consolidated Edison tripped on overload, isolating the Consolidated Edison system.”

#### 2.4.2.2 - Incidente “Suécia/Dinamarca”

No dia 23 de Setembro de 2003, cerca das 12 horas e 30 minutos, as regiões do Sul da Suécia e a parte oriental da Dinamarca, incluindo a capital, Copenhaga, viram o seu abastecimento cortado. A causa, segundo os operadores de sistema, residiu numa anormal coincidência de defeitos que conduziu a uma sobrecarga do sistema muito para além da situação para a qual este está desenhado em termos de condições de segurança de operação.

Apresentam-se excertos do relatório [19], em que se relata a existência de congestionamentos nos momentos imediatamente anteriores ao corte dos consumos.

“The tripping of the 400 kV connections on the west coast of Southern Sweden, combined with the loss of 3,000 MW production, violently overloaded the eastern transmission link between Southern and Central Sweden. As a consequence of this, a big drop in voltage occurred in the eastern part of Southern Sweden.”

“The drop in voltage was caused by tripping of a number of 130 kV lines and a 220 kV line in Sweden, probably because of serious overloading as a result of the disconnection of the 400 kV lines at Horred Substation.”

“Although this was a big increase, it was not big enough to activate the protection systems at the East Danish power stations, nor did the increase cause overloading of the Øresund connection.”

#### 2.4.2.3 - Incidente “Itália/Suíça”

O incidente ocorrido a 28 de Setembro de 2003, originou o corte no abastecimento de electricidade a todo o território continental italiano, com excepção de algumas pequenas ilhas eléctricas. Aponta-se o disparo de duas linhas suíças como a causa para uma redistribuição da corrente eléctrica, que culminou com a abertura de todas as linhas de interligação da Suíça (separação da Itália do resto da Europa continental). Como, nesse instante, a Itália se encontrava numa situação de franca importação, cerca de 6 400 MW, a

queda de frequência foi inevitável, com o conseqüente disparo de unidades de geração, que provocou a queda, em cascata, de toda a rede de transporte.

Apresentam-se algumas transcrições do relatório [30], em que se identifica a existência de situações de sobrecarga na fase anterior ao corte do abastecimento.

“Due to its proximity, the other Swiss 380 kV line Sils-Soazza (also called the “San Bernardino” line) was overloaded.”

“The purpose of the call was to request from GRTN countermeasures within the Italian system, in order to help relieving the overloads in Switzerland and bring the system back to a safe state.”

“Having lost two important lines, the then created overloads on the remaining lines in the area became intolerable.”

“During these 12 seconds of very high overloads, instability phenomena had started in the affected area of the system. The result was a very low system voltage in northern Italy and consequently, the trip of several generation plants in Italy.”

As citações anteriores, retiradas de relatórios de incidentes registados em 2003, permitem constatar a relação entre incidente de grandes dimensões e a sobrecarga de linhas.

### 2.4.3 - Métodos de gestão de congestionamentos

O objectivo desta secção é a descrição das principais metodologias de resolução de congestionamentos, fazendo referência às vantagens e desvantagens técnicas e económicas de cada uma.

De uma forma genérica, o processo de gestão de congestionamentos pode dividir-se nas etapas seguintes:

1. Cálculo da capacidade de interligação: durante esta etapa, os operadores de sistema calculam a melhor estimativa para a capacidade disponível entre as áreas de controlo;
2. Previsão do trânsito de energia: nesta fase, os operadores de sistema conhecem com boa precisão os perfis de geração e de consumo. Com base nestes, realizam estudos de trânsito de energia por forma a prever eventuais congestionamentos que possam existir na rede. Caso antevejam qualquer congestionamento torna-se necessária a reformulação do perfil de geração;
3. Operação em tempo real: mesmo depois das etapas (1) e (2), podem ocorrer congestionamentos na fase de exploração da rede, devidos às diferenças entre as situações prevista e verificada. Em particular no que se refere a indisponibilidades

fortuitas de elementos da rede, a alteração do perfil de geração em consequência de oportunidades identificadas nos mercados intradiários e a má previsão de consumo.

A estrutura e conteúdos desta secção baseia-se, fundamentalmente, no trabalho desenvolvido pela organização que representa os operadores de sistema europeus, European Network Transmission System Operators (ENTSO-E) [9].

Assim, é possível identificar quatro metodologias para lidar com a questão da gestão de congestionamentos nas interligações entre redes MAT:

- Leilão da Capacidade de Interligação,
- Alteração da Topologia da Rede,
- Medidas de Redespacho,
- Separação de Mercado

#### 2.4.3.1 - Leilão da Capacidade de Interligação

Este método baseia-se na eliminação dos congestionamentos [3] antes do seu aparecimento, ou seja, o seu princípio de funcionamento assenta numa filosofia preventiva. Trata-se portanto de um método de gestão da capacidade de interligação, em que a capacidade é atribuída por via de um leilão.

Assim, cada participante no mercado oferece um preço pelo uso da capacidade de interligação. As ofertas dos participantes são ordenadas de acordo com o seu valor, até que a potência contratada iguale a capacidade de interligação. Muitas vezes, é calculado um preço único para este “mercado de transmissão”, pago por cada um dos participantes [27].

Existem várias alternativas para o estabelecimento deste preço, bem como para o cálculo da capacidade de interligação.

Dois dos países que têm vindo a estudar a possibilidade de adoptar este sistema na sua fronteira são a Espanha e a França. Em Fevereiro de 2002, os operadores de sistema de ambos os países apresentaram às respectivas entidades reguladoras um documento [3]. Este traduzia o acordo alcançado entre ambos com vista à eventual utilização da metodologia de leilão na atribuição da capacidade de interligação disponível.

Ao optar por esta metodologia, os operadores de sistema pretendem assim dispor de um mecanismo que seja:

- não discriminatório, quer para os agentes, quer para as transacções;
- transparente, quer para os agentes, quer para os operadores;
- competitivo e eficiente, sendo a atribuição da capacidade realizada de acordo, quer com as ofertas apresentadas, quer com a máxima utilização da capacidade disponível;
- apto para o curto e médio prazos.

No entendimento dos dois operadores, o mecanismo de leilão é-o, em particular, se respeitar os seguintes aspectos:

- ofertas submetidas para diferentes horizontes temporais;
- ofertas pagas ao preço marginal;
- para cada horizonte é leiloada uma percentagem da capacidade disponível;
- leilões anuais, mensais, semanais e diários, complementados com um mecanismo de atribuição de capacidade de curto prazo;
- possibilidade de revenda da capacidade adquirida nos leilões seguintes e obrigação de pagamento dessa mesma capacidade, pelo princípio *use it or lose it*;
- garantia da capacidade publicada: os operadores podem recorrer ao comércio inverso e a redespachos coordenados, existindo ainda a possibilidade de considerar preços mínimos nos leilões, condicionados à existência de garantia da capacidade.

O mecanismo de leilão é eficiente do ponto de vista económico, uma vez que as ofertas reflectem exactamente o valor atribuído pelos agentes à capacidade de interligação, sendo dada prioridade a quem apresentar a oferta de valor mais elevado.

Todavia, é importante perceber que o mecanismo em si, não visa, necessariamente, a recuperação dos custos de manutenção e operação das linhas de interligação, desde que estes sejam cobertos pela tarifa de acesso à rede.

Apesar dos leilões de capacidade, por si só, não produzirem os incentivos apropriados para que os operadores de sistema aumentem a capacidade de interligação disponível, é possível pensar num adequado esquema de incentivos.

A metodologia permite a integração de contratos de longo prazo, de contratos bilaterais físicos e até de um sistema de bolsa.

#### 2.4.3.2 - Alteração da Topologia da Rede

Esta metodologia consiste na modificação da topologia da rede por via da adopção de medidas que compreendem, por exemplo,

- a abertura ou fecho de disjuntores de linhas ou inter-barras, os disjuntores que ligam dois barramentos numa subestação;
- o ajuste das tomadas de autotransformadores desfasadores, em que estes equipamentos, em termos de concepção geral, consistem num autotransformador clássico a que se “adiciona” um transformador “auxiliar” mais pequeno, com as fases em quadratura, de modo a conseguir influenciar o trânsito de energia activa.;
- a operação radial, ou colocação em antena, de linhas de interligação.

As acções topológicas podem subdividir-se em:

- acções praticadas por apenas um operador de sistema;
- acções praticadas por dois ou mais operadores de sistema, de forma coordenada. Os operadores de sistema optimizam em conjunto as medidas a tomar.

Qualquer acção topológica afecta principalmente a distribuição do trânsito de energia pelos ramos da rede não alterando, por norma, a energia total trocada entre as áreas de controlo. Excluem-se casos extremos de alterações topológicas, como por exemplo a abertura dos disjuntores de todas as linhas que interligam duas áreas, que deve ser usada apenas em caso de ultimo recurso.

Em consequência, os custos destas medidas são apenas causados por perdas mais elevadas na rede, devido ao desvio da situação de trânsito de energia “natural” que minimiza as perdas. Por este motivo, a alteração topológica deverá constituir-se como a primeira alternativa para os operadores de sistema com vista à resolução dos congestionamentos [29].

### 2.4.3.3 - Medidas de redespacho

O termo redespacho significa voltar a despachar, isto é, afectar de novo as unidades geradoras numa dada rede eléctrica. Quando as transacções acordadas excedem a capacidade de interligação, os métodos que se baseiam apenas nas transacções requerem o cancelamento de algumas delas, acentuando a limitação ao comércio que as fronteiras físicas constituem. Uma forma de evitar esta situação é o recurso aos métodos de redespacho de geração [27].

Na metodologia de redespacho os congestionamentos são resolvidos por via de uma redistribuição dos trânsitos físicos. Esta redistribuição é alcançada modificando o padrão de geração e/ou consumo de um subconjunto de geradores e/ou consumidores, apenas numa das áreas de controlo ou em mais que uma área de controlo.

As medidas de redespacho podem ser subdivididas conforme alterem ou não o programa na interligação:

- Medidas de Redespacho sem alteração do programa na interligação;
- Medidas de Redespacho com alteração do programa na interligação.

Dentro das medidas de redespacho que não alteram o programa de interligação, existem ainda dois tipos de redespacho:

- redespacho interno - existe alteração do perfil de geração/consumo apenas na área controlada por um dos operadores de sistema;
- redespacho coordenado - ocorrem alterações em ambas as áreas, após coordenação prévia entre os operadores não se baseando, todavia, numa optimização comum.

Em ambos os tipos de redespacho, interno e coordenado, o subconjunto de geradores a afectar, é definido pelas ofertas de subida/descida de carga feitas aos operadores, por

exemplo, por via de um mercado de serviços de sistema, e pelos coeficientes de sensibilidade destas centrais.

Dado que, no caso do redespacho coordenado, existem mais recursos disponíveis que no redespacho interno, ou seja, existem mais ofertas para fazer face ao congestionamento, este método é, na pior hipótese, tão dispendioso quanto o redespacho interno.

Segundo um ilustre Professor da nossa casa [13], a racionalidade económica de alguns redespachos internos em Portugal é discutível. Como exemplo é referida a situação pontual de alteração de geração em Portugal, por via da deslocação de alguma geração térmica do Norte para o Sul, em que tem subsistido a dúvida sobre se não seria mais económico, numa perspectiva Ibérica, reduzir alguma produção na Galiza, aumentando a produção noutra zona de Espanha. Como é sugerido pelo autor, o recurso sistemático ao redespacho conjunto transfronteiriço, encarado como a análise de um sistema global e não de dois separados, é um passo importante, deixando este tipo de redespacho para uma fase em que os operadores possuam mecanismos rápidos e eficazes para encontrar a solução mais económica abrangendo os dois sistemas.

Ao contrário dos tipos de redespacho anteriormente mencionados, as medidas de redespacho com alteração do programa de interligação que aqui se apresentam afectam o programa de interligação [27]. E fazem-no por via de um aumento da geração total numa área de controlo e de um decréscimo de geração, em igual valor, na outra área. Distinguem-se assim três tipos de redespacho dentro desta categoria:

- Redespacho Conjunto Transfronteiriço (Joint Cross-Border Redispatch);
- Comércio Inverso (Counter Trade);
- Limitação de Transacções Transfronteiriças (Transaction Curtailment);

Utilizando a metodologia de redespacho conjunto transfronteiriço, os operadores de rede das áreas de controlo afectadas determinam, conjuntamente, quais os produtores ou grandes consumidores que devem alterar o seu perfil de injeção ou de consumo na rede de transporte. A decisão de quais os geradores/consumidores a afectar pode ser suportada por uma ferramenta de optimização por forma a obter-se uma solução óptima no que respeita ao trânsito de energia e aos custos totais (Optimal Power Flow (OPF)).

Os recursos para o redespacho são normalmente adquiridos por via de um processo de ofertas no qual alguns geradores oferecem aos operadores de sistema as suas possibilidades para subir ou descer carga e alguns consumidores as suas possibilidades para reduzir o consumo. O redespacho conjunto transfronteiriço conduz a uma solução óptima do problema do congestionamento para ambos os operadores, uma vez que as ofertas têm em conta a localização geográfica dos geradores e das cargas na rede, de acordo com o nó em que ocorrem. No entanto, por não conduzir à solução económica óptima, já que esta é uma solução técnico-económica óptima (a anterior apenas na perspectiva económica, é melhor), o

redespacho conjunto transfronteiriço cria custos adicionais para os operadores de sistema. Estes custos traduzem o aumento de produção de geradores que não apresentam o custo marginal mais baixo.

A metodologia conduz à alteração do programa de interligação das duas áreas de controlo, mas garante que as transacções transfronteiriças estabelecidas são realizadas.

De acordo com a estrutura de regulação, os operadores de sistema podem reencaminhar o sobrecusto para as entidades responsáveis, ou seja, para os agentes de mercado envolvidos em transacções transfronteiriças. Outra possibilidade é a partilha igualitária dos custos por todos os intervenientes o que, todavia, poderá aumentar os problemas de congestionamento uma vez que não permite a emissão de qualquer sinal referente ao preço.

O comércio inverso surge enquanto solução particular do redespacho conjunto transfronteiriço. Assim, os operadores de sistema utilizam ofertas de produtores na bolsa de forma a aumentar ou diminuir a geração nas suas áreas. Ou seja, os operadores de sistema vão ao mercado comprar e vender electricidade.

De outra forma, enquanto no redespacho conjunto transfronteiriço a alteração da geração/consumo em cada área é decidida por cada operador, face a ofertas de preço que lhe foram feitas para variar a potência injectada num determinado nó da rede, no comércio inverso essa escolha é feita pelos operadores, utilizando as ofertas ao mercado.

#### 2.4.3.1 - Separação de Mercado

A metodologia de preços nodais representa a forma mais eficiente para a internalização dos custos, associados aos congestionamentos e às perdas, no preço da energia [27]. A diferenciação do preço da energia fornecida em cada nó da rede produz os sinais económicos perfeitos, no curto prazo - preços nodais elevados induzem redução no consumo, contribuindo para o alívio do congestionamento -, assim como no longo prazo - proporcionam um incentivo para investir em novas linhas para as zonas afectadas.

Todavia, uma política de preços nodais diferenciados, põe em causa o princípio da uniformidade tarifária, que corresponde à socialização dos custos totais de operação do sistema, o que, associado ao receio da complexidade da metodologia, não tem conduzido à sua generalização, como demonstram algumas regiões nos Estados Unidos da América e também da Nova Zelândia [18].

Uma simplificação do método do preço nodal é o designado preço zonal, também conhecido por separação de mercado. Esta metodologia consiste simplesmente em limitar a troca comercial entre os actores das diferentes áreas.

Assim, na procura de um programa viável de exploração, os operadores de sistema identificam as linhas congestionadas. As diversas áreas geográficas são definidas em função dos constrangimentos verificados e, em cada área, é definido um novo preço.

As áreas calculam o preço local baseando-se apenas na curva local da oferta e da procura, cada oferta de compra e de venda está associada a determinada área, limitando os trânsitos entre as diversas áreas à capacidade das linhas que as interligam.

Portanto, cada área tem o seu preço. As áreas de um dos lados do congestionamento terão um preço mais elevado, as áreas do lado oposto um preço mais reduzido. O princípio consiste em aumentar a procura na área de menor preço com o valor da capacidade disponível, resultando numa nova curva de procura. Da mesma forma, a curva de procura na área de maior preço é afectada de igual modo, resultando numa nova curva de procura. O resultado total é um aumento de preço na área de menor preço e uma redução de preço na área de maior preço.

## 2.5 - Projecto Europeu: Realisegrid

O projecto Europeu RealiseGrid [23] é um projecto criado para promover o desenvolvimento da infra-estrutura da rede transnacional de transmissão de energia através do desenvolvimento de critérios, métricas, métodos e ferramentas para aferir como a estrutura da rede de transmissão de energia deve ser desenvolvida de forma proporcionar um abastecimento fiável, competitivo e sustentável da União Europeia.

Este projecto desenvolve-se através de três premissas:

- Análise da performance e custos de novas tecnologias de aumento da capacidade, fiabilidade e flexibilidade para a rede de transmissão e indicação geográfica da incorporação das novas tecnologias na rede;
- Definição de cenários a longo prazo para o sector eléctrico europeu, caracterizado por diferentes evoluções na procura e geração, com o objectivo de avaliar o impacto do comércio futuro de energia nos países Europeus;
- Implementação de uma metodologia que facilite a harmonização da estrutura de transmissão europeia e avaliar os benefícios globais dos investimentos em expansão da capacidade de transmissão.

Os trabalhos deste projecto iniciaram em 2007 e esperam-se resultados em 2013 para implementação na rede europeia de transporte de energia eléctrica.

## 2.6 - Conclusões

Como se viu, a alteração da topologia e o redespacho não geram receitas para os operadores de sistema, enquanto o leilão e a separação de mercado geram receitas que são inicialmente recolhidas pelos operadores de sistema. Dado que a actividade de operação de sistema é monopolista, não é correcto permitir que os operadores lucrem financeiramente com a metodologia a implementar, uma vez que, dessa forma, estaria criado um incentivo para aumentar os congestionamentos.

Há quem defenda que os operadores de sistema devem devolver essa quantia, por exemplo, por via de redução da tarifa de rede. Há quem defenda o contrário argumentando que, com base nestas receitas, o regulador deveria implementar um sistema de incentivo para o operador de sistema, no sentido de que este aumente a capacidade comercial de interligação, preveja a capacidade disponível com qualidade e garanta a firmeza das transacções.[25]

As receitas recolhidas pelos operadores de sistema por via da utilização de leilão ou da separação de mercado podem também ser utilizadas para financiar o reforço da interligação. Todavia, a conveniência deste incentivo não é clara uma vez que:

- na maioria dos casos, o reforço da interligação não é dificultado pela falta de incentivos, mas sim por razões sociais e ambientais;
- a implementação de um mecanismo que proporcione receitas para os operadores, na esperança de que tal conduza a mais investimento, deve ser evitada.

Em resumo,

- A alteração de topologia é um método justo, não discriminatório, economicamente eficiente, que não levanta questões relacionadas com poder de mercado e aplicável perante qualquer horizonte temporal e desenho de mercado. Não providencia quaisquer incentivos para o reforço da interligação;
- A metodologia de leilão pode ser considerada não discriminatória e eficiente, não modifica a capacidade de interligação, podendo até incentivar os operadores de sistema a serem mais conservadores na estimativa da capacidade, é um método tecnicamente bom cuja implementação é exequível;
- O redespacho, em particular, o comércio inverso pode apresentar problemas relacionados com poder de mercado e, se implementado de modo eficiente, não modifica a capacidade de interligação, caso contrário, elevados riscos de preço podem conduzir a uma menor utilização da interligação. A sua implementação, sendo exequível, requer que se preste atenção ao papel comercial dos operadores de sistema;

- A separação de mercado é não discriminatória e eficiente, não modificando a capacidade de interligação, podendo também incentivar os operadores de sistema a serem mais conservadores na estimativa da capacidade. É um método tecnicamente bom mas de implementação difícil, uma vez que requer existência de bolsa de ambos os lados da interligação;

Dado o baixo custo normalmente associado a alterações de topologia da rede, este método deve ser sempre o primeiro a ser tentado para resolver congestionamentos. Todavia, o alcance deste método é limitado, quer ao nível da localização dos congestionamentos, quer ao nível do impacto sobre a rede, sendo aplicável apenas em situações bem identificadas e conhecidas dos operadores.

A metodologia de leilão é vista na óptica da gestão de congestionamentos, ou seja, não procura eliminar congestionamentos quando estes ocorrem, mas sim prevenir o seu aparecimento.

Os redespachos assumem diversas variantes mas no que respeita a congestionamentos em interligações, o redespacho conjunto transfronteiriço e o comércio inverso são os mais adequados, pelos motivos apresentados. A diferença entre ambos reside na forma de selecção dos geradores a afectar: enquanto no redespacho conjunto transfronteiriço a alteração da geração/consumo em cada área é decidida por cada operador, face a ofertas prévias de preço feitas para variar a potência injectada num determinado nó da rede, no comércio inverso essa escolha é feita pelos operadores, utilizando as ofertas ao mercado.

Neste trabalho assume-se que:

- todos os grupos estão disponíveis para variar a sua produção, face a uma situação de congestionamento;
- os produtores participantes na resolução do congestionamento são pagos ao preço de oferta à bolsa.

Por estes motivos não se distinguem as duas metodologias. Assim, desta secção em diante, adopta-se a terminologia de redespacho conjunto para designar o método a estudar.

Pelo que se escreveu compreende-se que apenas sejam comparáveis as metodologias de redespacho conjunto e de separação de mercado enquanto metodologias de eliminação de congestionamentos com recursos suficientes para fazer face a qualquer situação de rede.

# Capítulo 3

## Modelo: Parâmetros

### 3.1 - Introdução

Esta secção serve de introdução ao modelo algébrico implementado. Contém os dados referentes aos parâmetros utilizados no modelo e outros dados que permitiram modelizar os dados a utilizar.

Na modelização dos dados foram sempre contabilizadas as garantias e as obrigações a que os TSOs estão sujeitos

A Directiva 96/92/CE [34] da Comissão Europeia, apresenta, nos seus 7.º, 8.º e 9.º capítulos, as missões e objectivos de um operador da rede de transporte, na óptica da formação do mercado único da electricidade.

Assim, o operador da rede de transporte é:

“responsável pela exploração, manutenção e eventual desenvolvimento da rede de transporte numa determinada área e das suas interligações com outras redes, a fim de garantir a segurança de abastecimento”

bem como:

“pela mobilização das instalações de produção da sua área e pela utilização das interligações com as outras redes”,

Preservando:

“a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício das suas actividades”.

Independentemente da estrutura, monopolista ou competitiva, a operação do sistema constitui um monopólio, sendo conhecido que, à operação centralizada do sistema, estão associados menores custos e maior fiabilidade [40].

Principalmente em relação à confidencialidade das informações o assunto é mais vasto e importante pois quando pensamos em Produtores que podem colocar a sua produção noutra

mercado, os preços entre produtores são muito próximos e também próximos do último preço de venda da última central despachada. A confidencialidade permite que os produtores estejam em pé de igualdade conhecendo apenas os parâmetros que são de conhecimento geral e não outras informações como o preço de oferta de outros produtores e a exacta capacidade da linha (NTC) para além das quantidades de energia já contratualizadas para essa hora.

É importante ressaltar a irreversibilidade dos investimentos, a incerteza em relação aos desenvolvimentos futuros e as diferentes molduras temporais para o investimento [14]

## 3.2 - Linhas

É um princípio básico de operação de redes eléctricas que a corrente eléctrica percorre o trajecto de menor impedância, de acordo com as leis físicas correspondentes. Como resultado, o trânsito nas linhas de determinada fronteira não pode ser encarado com simples base na informação das transacções acordadas. É necessário olhar para o cenário completo, em termos da localização geográfica da geração e do consumo, bem como em termos da topologia de toda a rede interligada.

A Rede de transporte, cuja função é transportar a energia desde os centros produtores até aos pontos de entrega na rede de distribuição (subestações da rede de transporte), utilizando o nível de tensão da Muito Alta Tensão, possui vários tipos de linha, sendo que na Europa ainda se utilizam linhas de voltagens pequenas para a Muito Alta Tensão, como é o caso das linhas de 115 kV.

As linhas que interligam as diferentes Redes de Transporte são as chamadas Linhas de interligação, ou linhas Transfronteiriças, que unem países vizinhos e que têm uma dupla finalidade. Por um lado melhoram a segurança das redes que interligam, permitindo o socorro recíproco em caso de avaria de linhas e/ou centros produtores. Por outro lado, melhoram a economia da exploração, pois permitem aproveitar a energia produzida a preços mais baixos em ambas as redes. Todos os países da Europa Ocidental estão interligados a 220 e a 400 [kV]. Além dessas tensões, com Espanha temos uma interligação a 150 [kV].

Hoje em dia cada vez mais se começam a utilizar as linhas DC, cabos HVDC de alta voltagem com boas performances e que não estão sujeitos a um tão grande número de inconvenientes, nomeadamente ambientais, que impedem muitas vezes a construção de mais linhas AC.

São aplicações típicas da tecnologia de corrente contínua:

- interligação de sistemas que têm frequências diferentes entre si ou interligar redes com mesma frequência para as quais se deseje ou necessite de operação assíncrona;
- transmissão de potência a distâncias longas ou muito longas por meio de linhas aéreas;
- transmissão por cabos subterrâneos ou subaquáticos;
- controle do fluxo de potência em interligações regionais (entre sistemas distintos, entre diferentes TSO, etc.), com o consequente controle das frequências correspondentes

Linhas com maior potência implicam menores perdas e maior capacidade por isso a opção de expansão passará por linhas de maior potência ou novas tecnologias como é o caso dos cabos HVDC, que possibilitam a ligação entre zonas síncronas sem grandes alterações das actuais estruturas.

### 3.2.1 - Custos

Os custos para as linhas foram aferidos através do documento [25], que apresenta dados para os diferentes países para o mesmo tipo de linha, 380 kV em terreno plano, a partir de onde foram extrapolados valores para os outros tipos de linha utilizados e inseridas penalizações nas distâncias para casos em que a opção de construção em terreno plano dificilmente se aplica, casos da fronteira Franco-Italiana e entre a Suíça e a França.

De seguida apresentamos um gráfico indicador das diferenças de preços para o mesmo tipo de linha nos países membros:

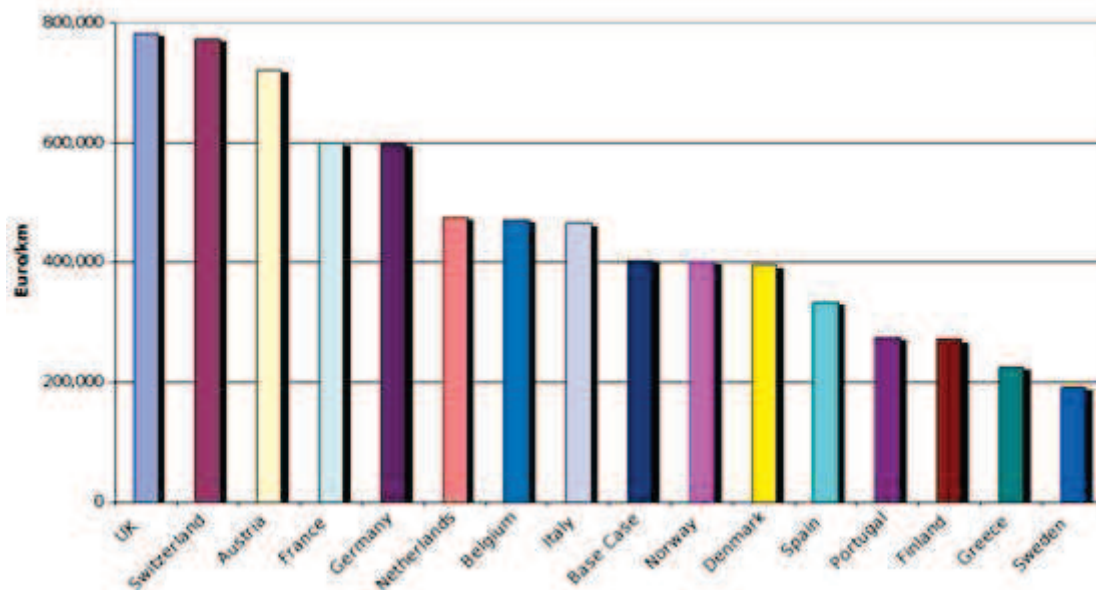


Figura 4 - Comparação dos custos de uma linha 380 kV em terreno plano nos países EU [25]

É difícil afirmar a veracidade destes dados para todos os países, mas o propósito de possuir uma referência para as diferenças de valores de país para país mantém-se intacto, sendo que esta estimativa de valores para o custo de linhas não infere de forma conclusiva na expansão, já que os proveitos das interligações serão grandes e é apenas uma questão de amortizar o investimento num período de tempo mais alargado.

Como ficou demonstrado no capítulo anterior os mecanismos existentes para tarifar os fluxos entre países já estão vastamente estudados, mas muitas vezes carecem de aplicação por falta de coordenação entre TSOs para esse propósito. O mesmo acontece em relação aos custos de investimento.

### 3.3 - Net Transfer Capacity (NTC)

No que diz respeito à operação do mercado, as principais tarefas dos operadores de sistema são a definição da capacidade comercial de interligação entre áreas, o balanço entre produção e consumo e a gestão de congestionamentos.

O principal critério utilizado no cálculo da capacidade comercial de interligação é o Critério N-1, todavia a experiência tem mostrado que este critério é um pouco conservador e, neste momento, avalia-se a possibilidade de recurso a um critério baseado na minimização do custo sócio-económico do congestionamento e no custo de interrupção.

Os operadores de sistema são responsáveis pelo mercado de balanço, que se utiliza quando ocorrem desequilíbrios durante a fase de operação. Estes desequilíbrios podem traduzir-se em desvios de frequência ou em congestionamentos de rede.

Apesar de, durante a fase de operação, os operadores de sistema actuarem individualmente, existe grande cooperação entre eles, em particular no que diz respeito ao controlo secundário. Desde 2002, existe um mercado de balanço comum.

Os métodos de cálculo do Net Transfer Capacity (NTC) são explicados detalhadamente pela ENTSO-E em [9] e explica a forma e circunstâncias necessárias para a aplicação dos mesmos. Existem três métodos para cálculo do NTC, método A, B e C. O método A é o que iremos utilizar pois é o método usado quando o sistema se encontra no seu normal estado de funcionamento e é a partir dessa premissa que iremos partir.

O método B destina-se a casos de emergência, pois os limites de geração não são contemplados e o método C aplica a ordem de mérito dos geradores.

Pelo método A e através dos dados provenientes do site da ENTSO-E para todas as terças-quartas de cada mês é incluída a potência mínima e máxima disponível para cada gerador.

Com um aumento da potência gerada na zona A dá-se uma diminuição proporcional da potência gerada na zona B:

$$P_{new}^{inc} = P_i + \Delta E \cdot \frac{P_i^{max} - P_i}{\sum (P_i^{min} - P)}$$

Equação 1 - Definição de TTC

Com o aumento de  $\Delta E$  dá-se uma análise à segurança da rede, verificando se esta continua a respeitar a condição de segurança N-1. Cada TSO decide quais os elementos a considerar para a análise de segurança N-1. Nesta análise, cada TSO analisa a sua rede de transmissão e alguns nós vizinhos e se a análise de segurança não descobrir nenhum problema  $\Delta E$  pode ser aplicada de novo. Quando a restrição de segurança é atingida  $\Delta E_{max}$  define o valor de Total Transfer Capacity (TTC) ao qual retiramos a Reliability Transmission Margin (RTM) obtendo desta forma o Net Transfer Capacity (NTC):

$$NTC = TTC - RTM$$

Para nós foi vantajoso e fundamental utilizar a noção de NTC pois permitiu ultrapassar problemas decorrentes das condições de segurança necessárias para a execução do trânsito de potência de cada país pelo facto de utilizar um valor calculado após as restrições técnicas, para o valor de interligação.

### 3.3.1 - Valores actuais Inverno

Pelas mais diversas razões, quer seja por razões climatéricas ou de performance da linha e seus materiais constituintes em relação á temperatura que se faz sentir, a ENTSO-E publica anualmente dois valores para a capacidade das interligações.

Também neste caso não existe uma relação linear entre as épocas e a capacidade possível já que enquanto em algumas interligações no Inverno existe uma maior capacidade, outras manifestam o contrário.

		Para				
Inverno (MW)		Alemanha	Austria	França	Suiça	Itália
De	Alemanha		2200	3050	1500	0
	Austria	2000		0	470	220
	França	2800	0		3200	2650
	Suiça	3200	1200	2300		4240
	Italia	0	85	995	1810	

Tabela 1 - Valores de NTC para o Inverno entre os países considerados

### 3.3.2 - Valores actuais Verão

Os valores de NTC para o Verão não diferem muito dos valores existentes para o Inverno, mas essas variações podem, no modelo algébrico considerado, implicar a adição de uma ou mais linhas para colmatar essa diferença e como tal foi necessário fazer a distinção entre épocas permitindo um maior realismo no tratamento das interligações e assegurando que nas pequenas diferenças não ocorre nenhum problema de subdimensionamento.

		Para				
Verão (MW)		Alemanha	Austria	França	Suiça	Itália
De	Alemanha		1600	2700	2060	0
	Austria	1600		0	800	200
	França	2400	0		3000	2400
	Suiça	4400	1000	1400		3310
	Italia	0	70	870	1290	

Tabela 2 - Valores de NTC para o Verão entre os países considerados

### 3.3.3 - Modelizações para o caso base

Para modelizar as linhas já existentes e devido à complexidade da tarefa visto não haver proporcionalidade directa em relação à capacidade térmica ou em relação à voltagem das linhas optamos por aferir a contribuição percentual que cada linha possui em relação ao NTC total, que é o valor publicado pela ENTSO-E.

Ao retirar a capacidade em MW de cada linha em função do valor percentual que esta representa para o total de NTC de interligação entre dois países foi possível representar o estado da rede doméstica de cada país e desta forma obter um valor mais assertivo em relação à contribuição que a instalação de uma nova linha adicionar ao NTC já existente.

Em termos de nomenclatura e até matemáticos não é uma conclusão fácil de justificar, mas é a melhor solução, neste momento, para representar a influência que as estruturas de cada país representam para a instalação de novas linhas.

Neste sentido a mesma linha pode acomodar dois fluxos diferentes, pois depende da estrutura na qual a linha é instalada. A maior parte das limitações a que a linha está sujeita ocorrem devido a limitações nos PTs ou protecções existentes nos PTs que poderão ser melhoradas após uma análise custo/benefício.

Um dos melhores exemplos pode ser analisado na ligação entre a Áustria e a Itália onde existem duas interligações e que no sentido Áustria para Itália permite acomodar mais do dobro de potência que no sentido contrário.

### **3.4 - Dados dos Países do Sistema Base**

Serve esta secção para dar a conhecer as especificidades de cada um dos países que constituem o sistema base a estudar, aclarando o papel que as importações e exportações representam para cada país e qual o seu papel no sistema por nós definido.

De seguida apresentamos os dados referentes à geração dos países que constituem o sistema base, permitindo aquilatar as características da produção e assim modelizar as épocas do ano em que as possibilidades de exportação ou por outro lado, as necessidades de importação adquirem valores extremos e que constituem o pior caso, premissa inerente a esta dissertação e sobre a qual nos debruçamos em pormenor:

Geração	Alemanha			Áustria		França		Suíça		Itália	
	Ano	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Nuclear	1998	151823	27%	0	0%	368500	76%	24268	40%	0	0%
	2007	133203	23%	0	0%	418609	77%	26344	40%	0	0%
	2008	141074	24%	0	0%	418298	76%	26132	39%	0	0%
Fóssil	1998	312160	56%	12411	22%	47391	10%	2285	4%	200037	81%
	2007	365971	63%	20983	33%	55033	10%	2146	3%	253866	84%
	2008	356366	61%	21553	32%	53262	10%	2121	3%	250266	81%
Hídrica	1998	18833	3%	35967	64%	61882	13%	34295	56%	46976	19%
	2007	24361	4%	34793	55%	63154	12%	36373	55%	37961	13%
	2008	23473	4%	36861	55%	67960	12%	37559	56%	46695	15%
Renovável	1998		0%	0	0%		0%		0%		0%
	2007	60454	10%	0	0%	7911	1%	1053	2%	9602	3%
	2008	66370	11%	0	0%	9595	2%	1155	2%	10248	3%
Eólica	1998		0%	0	0%		0%		0%		0%
	2007	39535	7%	0	0%	4048	1%	12	0%	4034	1%
	2008	40429	7%	0	0%	5557	1%	24	0%	4852	2%
N. I.	1998		0%		0%		0%		0%	0	0%
	2007	0	0%	8031	13%	0	0%	0	0%	0	0%
	2008	0	0%	8358	13%	0	0%	0	0%	0	0%
Total	1998	561396		56384		487503		60948		247013	
	2007	583989		63807		544707		65916		301429	
	2008	587283		66772		549115		66967		307209	

Tabela 3 - Dados de geração para os países do Sistema Base

A Alemanha tem como fonte de geração da maior parte da sua produção combustível fóssil, importado, e com altos níveis de emissão de CO<sub>2</sub>, como tal a electricidade proveniente de importação é fulcral na tentativa de baixar custos com a importação de matéria-prima para produção de energia e possibilitando a aproximação do país das metas estipuladas para emissão de CO<sub>2</sub> no ano de 2020.

Por outro lado o previsto descomissionamento de centrais nucleares no norte da Alemanha irá causar uma grande diminuição no potencial de geração do país que poderá ter efeitos críticos quando é atingido o pico de consumo.

A Áustria possui uma geração apoiada em hídricas, o que é muito bom do ponto de vista de emissões de CO<sub>2</sub> mas que tem como desvantagem a fragilidade do país em anos secos consecutivos pelo baixo nível de cota das barragens e também na captação de água para

consumo. Um problema que, com algumas diferenças, ocorre actualmente na Venezuela e que chegou ao ponto de provocar cortes no abastecimento.

No que concerne a gestão de reservas, o exemplo do NORDEL pode ser aplicado à Áustria e Alemanha, que também partilham o mesmo mercado e no qual a situação ideal para controlar custos seria a responsabilização da Áustria pela gestão de reservas no Inverno, altura com potencial hídrico maior enquanto a Alemanha ficaria com a responsabilidade de gerir as reservas no Inverno pela existência de uma grande componente térmica na sua produção.

A Itália é um país bastante dependente de importação, principalmente nas áreas de interligação com os países adjacentes, pois na zona norte italiana é por vezes mais fácil importar energia através de interligações com outros países que transportar desde os seus centros produtores até zonas mais remotas e montanhosas, como é o caso dos Alpes.

A Suíça funciona muitas vezes como país charneira para a importação Italiana, permitindo que energia contratada à Alemanha circule para Itália pelas interligações existentes entre a Suíça e a Itália e as possibilidades de exportação que a Alemanha possui. O mesmo se passa em relação à França com a diferença de que a França possui o preço mais baixo de electricidade entre os países do sistema base, mas também possuem interligações congestionadas com a Itália.

A figura seguinte demonstra a relação entre os tipos de produção e os custos da mesma, com a sua colocação no diagrama de cargas aferindo a possibilidade de despacho da geração.

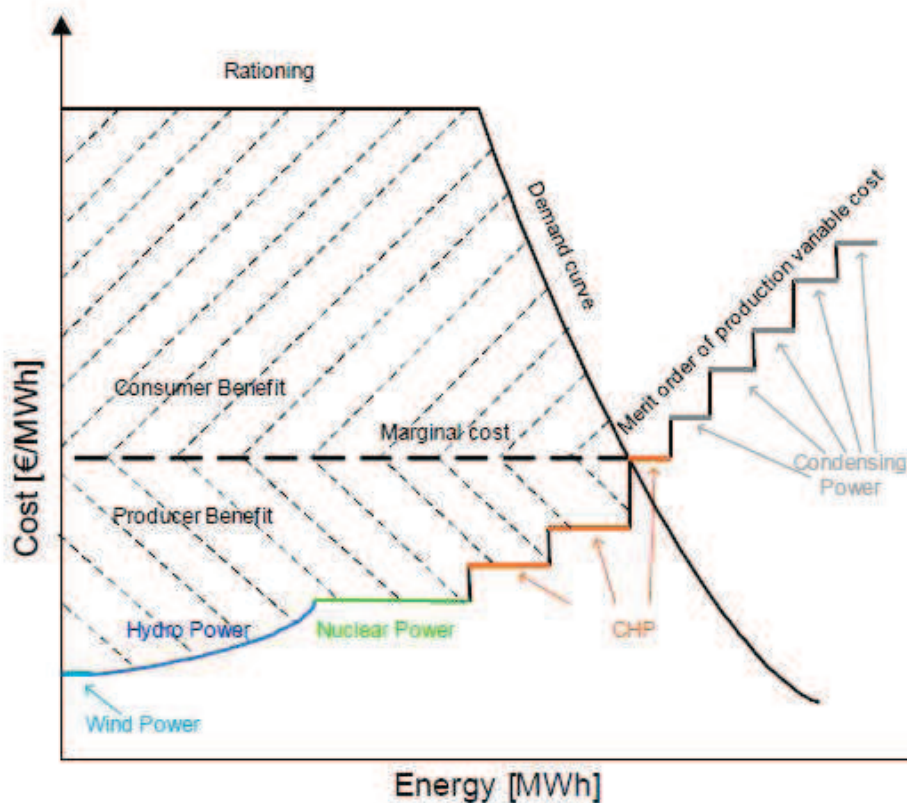


Figura 5 - Relação entre o custo e o tipo de geração [26]

A energia eólica apresentada como base e com preço mais baixo não corresponde inteiramente à verdade, pois o seu preço não é regulado livremente em função dos incentivos governamentais resultantes da natureza renovável da geração e do inconstância característica deste tipo de produção.

### 3.5 - Actuais Interligações

Serve esta secção para dar a conhecer as especificidades de cada um dos países que constituem o sistema base a estudar, aclarando o papel que as importações e exportações representam para cada país e qual o seu papel no sistema por nós definido.

Desta forma podemos analisar os actuais congestionamentos e prever em que direcções será feita a expansão, permitindo assim validar os resultados do modelo de uma forma crítica.

De seguida apresentamos os dados referentes às interligações entre os países do sistema base:

Voltagem	i - j	limitações?	MVA
380 kV	DE para AT	não	1369
380 kV	DE para AT	não	1369
220 kV	DE para AT	não	389
220 kV	DE para AT	não	457
110 kV	DE para AT	não	84
110 kV	DE para AT	não	84
110 kV	DE para AT	não	127
110 kV	DE para AT	sim (90)	82
110 kV	DE para AT	sim(102)	82
110 kV	DE para AT	não	102
110 kV	DE para AT	sim (90)	82
110 kV	DE para AT	sim (102)	82
110 kV	DE para AT	sim (102)	102
220 kv	DE para AT	não	301
220 kV	DE para AT	não	301
110 kV	DE para AT	sim (152)	114
110 kV	DE para AT	sim (152)	114
110 kV	DE para AT	não	105
220 kV	DE para AT	sim (518)	457
220 kV	DE para AT	sim (518)	457
110 kV	DE para AT	não	90
110 kV	DE para AT	não	93
110 kV	DE para AT	não	102
110 kV	DE para AT	não	130
110 kV	DE para AT	não	130
110 kV	DE para AT	não	102
220 kV	DE para AT	sim (301)	229
220 kV	DE para AT	sim (301)	229
110 kV	DE para AT	não	90
110 kV	DE para AT	não	127
380 kV	DE para AT	não	1316
220 kV	DE para AT	não	762
220 kV	DE para AT	sim (793)	762
220 kV	DE para AT	sim (793)	762
110 kV	DE para AT	não	127
110 kV	DE para AT	não	127

Tabela 4 - Interligações entre a Alemanha e Áustria

As interligações entre a Alemanha e Áustria encontram-se já bastante desenvolvidas pelo facto de ambos os países partilharem o mesmo mercado de electricidade e pela existência de mais do que um TSO, já que os TSOs formados após a desverticalização das actividades

relacionadas com a electricidade necessitaram de proceder a expansão da capacidade de interligação para assim aumentar a sua clientela alvo.

Por outro lado, a inexistência de um mercado partilhado de energia traduz-se nas interligações que existem entre os outros países, com a as interligações entre a Áustria e a Itália a serem o exemplo mais paradigmático:

Voltagem	Origem - destino	limitações?	MVA
220 kV	AT para IT	não	257

Tabela 5 - Interligações actuais entre Itália e Áustria

Neste caso, o problema não é muito grave pelo facto da dimensão do consumo Italiano e a localização das maiores cargas em Itália.

Voltagem	Origem - destino	limitações?	MVA
380 kV	FR para IT	não	1244
380 kV	FR para IT	não	1244
220 kV	FR para IT	não	320
380 kV	FR para IT	não	956
220 kV	FR para IT	sim (300)	50
220 kV	FR para IT	sim (300)	50
150 kV	FR para IT	não	53

Tabela 6 - Interligações actuais entre Itália e França

Por outro lado na fronteira Italo-Francesa a situação já é mais preocupante pelo facto de a França ser um natural exportador devido à grande produção nuclear e a Itália um tradicional importador. Em conjunto com uma diferença apreciável nos preços de electricidade praticados nos dois países faz com que a França seja um parceiro privilegiado para as importações Italianas, o que provoca naturais congestionamentos nas interligações.

Voltagem	Origem - destino	limitações?	MVA
220 kV	AT para CH	não	501
220 kV	AT para CH	não	776
380 kV	AT para CH	não	1340
380 kV	AT para CH	não	1340

Tabela 7 - Interligações entre Áustria e Suíça

A Suíça e Áustria partilham as mesmas características de produção e mesmas alturas de pico de consumo, o que torna as trocas menos frequentes em alturas de pico.

# Capítulo 4

## Modelo: Cenários e Decisões

Na esquematização do modelo desde logo foi nossa preocupação a utilização de valores horários, por múltiplas razões, as maiores das quais o facto de o despacho do trânsito de potências ser horário, o mercado de energia funcionar num horizonte hora a hora e de os valores de pico de utilização das interligações funcionarem numa base horária também.

O critério fundamental por detrás da expansão da rede de transporte num ambiente competitivo inclui todas as condições de operação plausíveis, inclusive as extremas:

- Minimizar o investimento e o custo operacional da rede
- Garantir a segurança da rede e o funcionamento eficiente em condições estáticas e transitórias
- Estar de acordo com os devidos requisitos ambientais, administrativos e sociais.

Deve ser enfatizado o carácter plurianual e dinâmico do problema de expansão da rede e como tal as decisões de investimento são faseadas e duram bastantes anos, no entanto uma simplificação comum é considerar um único ano alvo.

A metodologia usada pelo TSOs consiste em quatro passos fundamentais:

1. Múltiplos cenários de geração abrangendo todo o horizonte de planeamento e uma análise detalhada desses cenários.
2. Estruturação da informação e cálculo de índices
3. Identificação de reforços da rede necessários e competitivos
4. Tomada de decisão

O problema e modelo mais relevante para esta dissertação é o “Transmission Network Expansion Problem” que possui num contexto determinístico um componente inteira não-linear o que motivou a aplicação de técnicas heurísticas.

Alguns artigos que apresentam este modelo e aplicações são da Siva et al (2000) [34], da Silva et al (2001) [35], Binato et al. (2001) [36] e Bustamante-Cedeño e Arora (2009) [37] tal como Vasquez e Olsina (2007) [38] que referem a importância de considerar incerteza e

flexibilidade no planeamento de sistemas de transporte e Bustamante-Cedeño e Arora (2008) que apresentam a formulação mais recente para contextos estocásticos.

A nossa formulação distingue-se das anteriores porque:

- É focada num prolema com algumas diferenças. Esta rede não é uma rede de transporte, é uma rede de interligações, em que os componentes físicos da rede não estão todos directamente ligados como acontece nas redes de transporte. Por este motivo as restrições decorrentes dos trânsitos de potência não são consideradas explicitamente. Podemos considerar que o são implicitamente ao definirmos o NTC, considerando que a Reability Margin contém as restrições de capacidade consideradas nos trânsitos de potência domésticos.
- Considera não só vários cenários mas também investimento multi-período.

Em relação à flexibilidade há três elementos em destaque nesta formulação:

- flexibilidade na calendarização temporal - investir mais cedo ou mais tarde;
- flexibilidade na localização dos investimentos - para todos os países pode haver investimento em duas ou mais interligações;
- flexibilidade na utilização das interligações - com uma mesma rede de capacidades de interligação, diferentes organizações de fluxos podem permitir satisfazer as restrições de disponibilidade e necessidades de cenários diferentes.

As decisões são tomadas tendo em conta as expectativas de futuro, no nosso caso a perspectiva de futuro que retracta o normal desenvolvimento ser a de Business as Usual, como o próprio nome indica, mas em função das necessidades e actual estado de desenvolvimento do país pode muito bem ser a de National Focus ou Climate & Integration, como veremos de seguida.

## 4.1 - Cenários

A escolha da árvore de cenários é de extrema importância no processo de optimização de um portfólio de investimentos, pois nela constam as expectativas de retornos dos activos, bem como os possíveis caminhos das realizações futuras destes.

Quanto à forma de construção de cenários, basicamente, pode-se dividir em duas as perspectivas utilizadas na modelagem de retornos: uma que se baseia apenas nas observações passadas dos activos, denominado por Zhao e Ziemba (2001) [17] como "expectativas ajustadas"; e outro que se utiliza de modelos macroeconómicos, utilizando como entrada as expectativas dos agentes, e que pode ser chamado de "modelo de expectativas racionais".

Nesta dissertação, tendo em vista a maior facilidade de construção e, principalmente, a isenção quanto ao fornecimento de expectativas para os retornos dos activos, adoptou-se a primeira perspectiva.

A árvore de cenários assume este figurino:

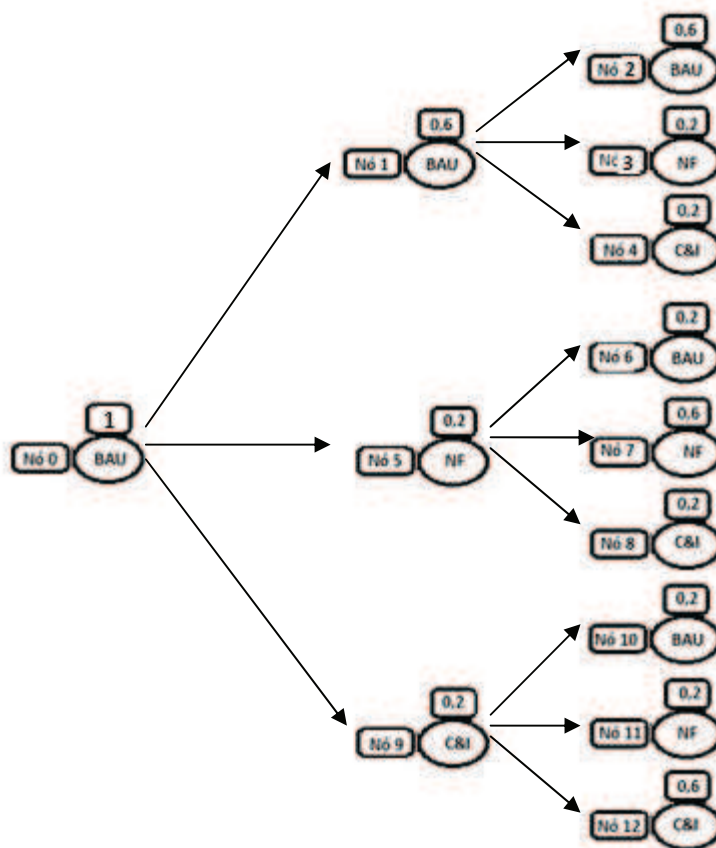


Figura 6 - Árvore de Cenários modelizada

A perspectiva multi-período é assim contemplada em três períodos, com apenas dois de investimento, com vista a obter os objectivos em 2020. O investimento é direccionado para 2010 através do nó 0 e para 2015 com o nó 1, 5 e 9.

Para cada nó é disposta também a probabilidade de ocorrência do cenário e o cenário a ser considerado.

Os cenários idealizados para este trabalho são cenários baseados no consumo e produção de energia. Outras dependências foram idealizadas para formar os três cenários, tais como o preço de petróleo ou as emissões de CO<sub>2</sub> mas estas dependências teriam influência acima de tudo no consumo ou produção de energia, tanto a nível do endividamento externo pela importação de petróleo como em emissões de CO<sub>2</sub> decorrentes da produção.

O nosso pensamento é o de através de metas mais ou menos ambiciosas por parte das importações ou exportações suprir a não consideração das taxas de CO<sub>2</sub> e o custo da importação de petróleo.

Como o nosso sistema de países é importador de petróleo e está dependente das mesmas normas e valores a aplicar pelas emissões de CO<sub>2</sub> o facto de aumentar a necessidade de importação nos diferentes cenários subentende que ao aumentar a quantidade de energia

importada estamos a desligar centrais térmicas com altas emissões de CO<sub>2</sub> ou com custos demasiado altos de produção por aumento do preço do barril de petróleo.

Os seguintes cenários baseiam-se nos definidos pela NORDEL para os seus membros [39]:

#### 4.1.1 - Business as Usual (BAU)

O cenário Business as Usual (BAU) é a melhor estimativa de desenvolvimentos futuros. Assume um desenvolvimento dos mercados de electricidade e de ligações transfronteiriças mais dinâmico que o actual, com a existência de mercado do dia seguinte, mercado de futuros e intradiário.

Assumem-se preços de electricidade regulados e introdução de mecanismos de mercado destinados a suportar a cogeração e energia de fonte renovável.

Não existem subsídios à produção nem prioridades no que concerne à produção.

O desenvolvimento da capacidade de transmissão e geração está condicionada aos sinais provenientes do mercado de electricidade.

#### 4.1.2 - Nacional Focus (NF)

A principal prioridade do cenário National Focus (NF) é a segurança no abastecimento através de centrais próprias, diminuindo a necessidade de importação. Este é um cenário plausível quando existe crise no sistema financeiro e económico que provoca um abrandamento no processo de liberalização do mercado.

Como consequência da crise económica supõe-se incerteza na política energética e no desenvolvimento dos preços de energia resultantes de falta de investimento na geração e na rede de transmissão.

Este cenário permite uma maior autonomia de cada país membro no sentido de garantir a segurança e fiabilidade no abastecimento por meios próprios, com foco em projectos nacionais. Presume-se que por isso haja uma menor integração entre regiões, com menos interligações e menos possibilidades de comércio.

#### 4.1.3 - Climate and Integration (C&I)

O cenário Climate and Integration (C&I) é o que coloca metas mais ambiciosas para o futuro, nomeadamente na vertente ambiental, uma das maiores prioridades da Comissão Europeia.

Entre os objectivos ambiciosos situam-se o de reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>, aumentar a cota de renováveis que existe actualmente e aumento da eficiência energética.

As possibilidades de ocorrência deste cenário estão condicionadas pelo preço a que poderá chegar o petróleo e as emissões de CO<sub>2</sub>, que chegando a um patamar suficientemente elevado irão facilitar a aposta em investimento nas energias renováveis.

## 4.2 - Modelo algébrico

O modelo matemático tem como objectivo otimizar (minimizar) uma função critério (ou objectivo) sujeita a várias restrições.

Conceptualmente a introdução de restrições que devem ser satisfeitas num problema de optimização não apresenta dificuldades sérias : as soluções são limitadas ou ‘restringidas’ pelas condições de restrição.

Á partida pode parecer extremamente benéfica a redução da região das soluções através das condições de restrição; contudo matematicamente pode gerar efeitos devastadores nas técnicas já conhecidas.

Po exemplo, pode ser relativamente simples resolver um problema simples não linear sem restrições, mas se são impostas algumas restrições não lineares existem poucas técnicas disponíveis.

O nosso modelo consiste num modelo analítico que, de forma automática, modifica determinadas variáveis de controlo no sentido de determinar a melhor solução de acordo com uma medida de performance quantitativa pré-definida. O resultado é atingido por via da resolução de um problema de optimização, cujo objectivo é definido pelo custo de investimento e as restrições a satisfazer como veremos de seguida são restrições de importação, exportação e capacidade. Concretizando, o nosso modelo algébrico resolve um problema de programação linear inteira convexo que busca o investimento óptimo para os objectivos de capacidade a que se propõe.

Por ajuste das variáveis de controlo, o processo de solução determina condições que satisfazem, em simultâneo, as equações de restrição e a minimização da função objectivo.

### 4.2.1 - Função objectivo

A função objectivo compreende a minimização do valor esperado do custo de investimento. Em cada nó da árvore de cenários multiplica-se a respectiva probabilidade pelo valor do investimento ao longo do horizonte temporal e como consequência a análise do somatório dos cenários idealizados, perfazendo para cada caso o caminho mínimo em termos de investimento cumprindo as restrições que visam a premissa da não existência de energia não fornecida. A soma de todos os produtos é o valor esperado.

$$\min \sum_n P_n \sum_i \sum_{j>i} \sum_k (C_{ijkn} x_{ijkn})$$

Equação 2: Função Objectivo

A probabilidade de ocorrência do nó  $n$  é representada por  $\mathcal{P}(n)$  e a multiplicação entre o custo variável e o número de linhas a construir para todos os países o investimento por cenário em interligações.

As variáveis acima representadas na função objectivo representam:

- $P_n$ : probabilidade de ocorrência do nó  $n$
- $C_{ijkn}$ : custo variável por linha do tipo  $k$  instalada entre os países  $i$  e  $j$  no nó  $n$
- $x_{ijkn}$ : número de linhas do tipo  $k$  instalada entre  $i$  e  $j$  no nó  $n$

#### 4.2.2 - Variáveis de decisão

As variáveis de decisão são o número de linhas a construir entre cada par de países e o fluxo que circula entre cada país, que perfaz o somatório dos trânsitos de potência de todas as linhas entre o país  $i$ , que designa o país de origem do fluxo, e o país  $j$ , o país de destino.

- $x_{ijkn}$ : número de linhas do tipo  $k$  instaladas entre  $i$  e  $j$  no nó  $n$
- $f_{ijsn}$ : trânsito de potência de  $i$  para  $j$  na época  $s$  no nó  $n$

AS decisões de investimento adquirem um carácter inteiro, as decisões de fluxo são contínuas.

O fluxo ao longo das interligações entre cada par de países foi modelizado para cada nó, e para as duas épocas consideradas, Inverno e Verão, representando as épocas de maior consumo, ou seja, de maior carga e garantindo assim que a modelização do fluxo cumpre o requisito de incidir sobre a época de pico de importação, quer ela aconteça no Inverno ou Verão.

Já no que respeita ao número de linhas, a época não se aplica, pois em função do pico de fluxo teremos um dimensionamento para o pior caso e a construção será feita independentemente da época em que o pior caso tem lugar.

### 4.3 - Restrições

As restrições funcionam para colocar os limites para os quais o fluxo irá ocorrer e para indicar a quantidade de linhas necessária entre cada par de países que permitirá acomodar o fluxo necessário para suprir as necessidades de importação de cada país.

### 4.3.1 - Importações

O valor considerado para as importações foi o valor máximo para cada época do somatório de todas as importações que o país necessita. Este valor é o providenciado pelo site da ENTSO-E para as 11h da manhã da terceira quarta-feira de cada mês. Existe a dúvida se esta será a hora de pico máximo para importações, mas os dados existentes e fiáveis pela sua origem assim apontam.

A restrição de importação é:

$$(1) \quad \sum_{i:i \neq j} f_{ijn} = I_{jns} , \forall j, n, s$$

- Com:  $I_{jns}$ : necessidade de importação do país  $i$  na época  $s$  no nó  $n$

Os valores que representam as importações actuais são também o ponto de partida para a execução do modelo e servem de referencia para os objectivos em mente para 2020, por outro lado, no caso de linhas congestionadas, tendo como exemplo a ligação entre França e Itália, muitas vezes funcionam acima dos limites, desde que por períodos de tempo curtos, para não por em causa a estrutura da linha. Este facto poderia ocasionar algumas situações difíceis para o modelo como o caso em que os valores de fluxo ao longo das interligações excederia a capacidade das mesmas interligações durante a hora de pico em estudo.

Os objectivos para o horizonte temporal do modelo, até 2020, têm como objectivo colmatar não só as necessidades de importação do país nessa altura mas também a possibilidade de aumentar a importação, desde que os países adjacentes tenham possibilidade de suprir essa necessidade, substituindo centrais que teoricamente fariam parte da base do diagrama de cargas, mas que diversas razões, entre as quais as já citadas taxas de emissão de CO2 ou diminuição da importação de matérias-primas para produção de energia devido ao aumento de preço das mesmas.

### 4.3.2 - Exportação

As exportações foram modelizadas de forma análoga à das importações, mas neste caso os objectivos para 2020 são fixados em relação à capacidade de geração do país com o pressuposto que caso seja benéfico economicamente centrais, que pelos custos de produção ficariam de fora do despacho na hora em causa para o modelo, podem ser competitivas em mercados de países adjacentes, onde o custo de produção seja mais elevado, ou simplesmente porque o país possui características que numa determinada época do ano implicam uma gestão rigorosa de reservas ou até por factores climáticos.

A restrição de exportação é:

$$(2) \quad \sum_{j:j \neq i} f_{ijn} \leq E_{ins} , \forall i, n, s$$

- Com:  $E_{ins}$ : disponibilidades de exportação do país  $i$  na época  $s$  no nó  $n$

Este é o caso por exemplo e como explicado anteriormente da Áustria, que possui uma capacidade de geração dependente em grande parte de produção hídrica, e por isso está dependente da não existência de vários anos secos seguidos, pois se estes existirem irão diminuir a cota das barragens com influência na qualidade da água aí extraída e nos caudais dos rios.

### 4.3.3 - Capacidade

As restrições de capacidade destinam-se a adaptar as novas interligações à expansão de capacidade com o cuidado de garantir que o fluxo que pode circular numa direcção é o mesmo que circula da direcção oposta, já que as limitações que as redes domésticas podem trazer já são consideradas nos valores correspondentes às linhas que serão adicionadas e que são diferentes para cada país.

As restrições de capacidade são:

$$(3) \quad f_{ijsn} \leq NTC_{ijs} + \sum_k \sum_{l \in \mathcal{P}(n)} X_{ijkl} * ntc_{ijks} , \forall i, j > i, s, n$$

$$(4) \quad f_{jisn} \leq NTC_{jis} + \sum_k \sum_{l \in \mathcal{P}(n)} X_{ijkl} * ntc_{jiks} , \forall i, j > i, s, n$$

Com:  $ntc_{ijks}$ : Net Transfer Capacity disponibilizado entre os países  $i$  e  $j$  na época  $s$  por linha instalada do tipo  $k$

$\mathcal{P}(n)$  é o conjunto dos nós no caminho entre a raiz da árvore de cenários e o nó  $n$ , ou seja, os estados da natureza que se efectivaram até à ocorrência do nó  $n$ .

Como referido anteriormente em relação à função objectivo a variável  $X$  é a que indica o número de linhas a construir e fornece interacção entre a função objectivo e as restrições assegurando que o conjunto de trânsitos de potência ao longo das linhas é menor que o NTC final resultante da expansão.

Em virtude de os valores de NTC serem publicados de forma bi-anual representando as duas épocas consideradas também por nós as duas restrições aplicadas às duas épocas consideradas, Inverno e Verão.

Consideramos que os investimentos são decididos com significativa antecedência sobre o conhecimento real da evolução dos parâmetros incertos, pelo que os investimentos para cada nó não podem pressupor o conhecimento desses parâmetros.

Para modelar esta condição, consideramos restrições de não-antecipação, que impõem que as decisões de investimento sejam iguais nos vários nós filhos de um mesmo nó na árvore de cenários:

$$x_{ijnk} = x_{ijF(n)k}, \forall i, j > i, n, k$$

em que  $F(n)$  é o primeiro filho do nó pai do nó  $n$ .

## Capítulo 5

### Resultados

Para verificar os resultados do modelo de optimização estocástico multi-período com a incerteza modelada por uma árvore de cenários, realizou-se uma série de simulações utilizando o software Risk Solver Platform [22] capaz de analisar até duas mil variáveis, com uma capacidade maior que o solver normal do programa Microsoft Excell, e permitindo obter resultados para o nosso modelo que contém mil e oitenta variáveis inteiras

#### 5.1 - Caso base

##### 5.1.1 - Investimento

O valor de investimento calculado pelo Solver é: 11817000,17 €

Ou seja, aproximadamente 12 M€. Este é um valor que incide apenas sobre os custos para as linhas a expandir.

##### 5.1.2 - Perspectiva de Expansão em 2010

As decisões de investimento são possíveis apenas em 2010 e 2015 com vista a uma expansão consolidada para os objectivos requeridos em 2020.

		Nó 0														
País j	CH					DE					FR					
	220 kV		380 kV		400 kV	220 kV		380 kV		400 kV	220 kV		380 kV		400 kV	
País i	S	D	S	D	HVDC	S	D	S	D	HVDC	S	D	S	D	HVDC	
CH						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DE	0	0	0	0	0						0	0	0	8	0	
FR	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0						
IT	0	0	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
AT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Tabela 8 - Nó 0 Expansões em 2010

		Nó 0									
País j	IT					AT					
	220 kV		380 kV		400 kV	220 kV		380 kV		400 kV	
País i	S	D	S	D	HVDC	S	D	S	D	HVDC	
CH	0	0	3	3	0	0	0	0	0	0	
DE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
IT						0	0	0	13	0	
AT	0	0	0	13	0						

Tabela 9 - Nó 0 Expansões em 2010

### 5.1.3 - Perspectiva de Expansão em 2015

As expansões em 2015 prevê-se que estejam concluídas entre 2015 e 2020 possibilitando cumprir os requisitos de 2020

#### Nó 1 - Business as Usual:

		Nó 1														
País j	CH					DE					FR					
	220 kV		380 kV		400 kV	220 kV		380 kV		400 kV	220 kV		380 kV		400 kV	
País i	S	D	S	D	HVDC	S	D	S	D	HVDC	S	D	S	D	HVDC	
CH						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DE	0	0	0	0	0						0	0	0	1	0	
FR	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0						
IT	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
AT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Tabela 10 - Expansões Nó 1- Cenário Business as Usual

Nó 1										
País j	IT					AT				
	220 kV		380 kV		400 kV	220 kV		380 kV		400 kV
País i	S	D	S	D	HVDC	S	D	S	D	HVDC
CH	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
DE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IT						1	0	0	5	0
AT	1	0	0	5	0					

Tabela 11 - Expansões Nó 1- Cenário Business as Usual

Nó 5 - National Focus:

Nó 5																
País j	CH					DE					FR					
	220 kV		380 kV		400 kV	220 kV		380 kV		400 kV	220 kV		380 kV		400 kV	
País i	S	D	S	D	HVDC	S	D	S	D	HVDC	S	D	S	D	HVDC	
CH						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DE	0	0	0	0	0						0	0	0	0	0	
FR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
IT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
AT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Tabela 12 - Expansões Nó 5- Cenário National Focus

Nó 5										
País j	IT					AT				
	220 kV		380 kV		400 kV	220 kV		380 kV		400 kV
País i	S	D	S	D	HVDC	S	D	S	D	HVDC
CH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IT						0	0	0	0	0
AT	0	0	0	0	0					

Tabela 13 - Expansões Nó 5- Cenário National Focus

### Nó 9 - Climate and Integration:

Nó 9																
País j	CH					DE					FR					
	220 kV		380 kV		400 kV	220 kV		380 kV		400 kV	220 kV		380 kV		400 kV	
País i	S	D	S	D	HVDC	S	D	S	D	HVDC	S	D	S	D	HVDC	
CH						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DE	0	0	0	0	0						0	0	0	3	0	
FR	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0						
IT	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
AT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Tabela 14 - Expansões Nó 9- Cenário Climate and Integration

Nó 9										
País j	IT					AT				
	220 kV		380 kV		400 kV	220 kV		380 kV		400 kV
País i	S	D	S	D	HVDC	S	D	S	D	HVDC
CH	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0
DE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IT						0	0	0	21	0
AT	0	0	0	21	0					

Tabela 15 - Expansões Nó 9- Cenário Climate and Integration

A interpretação e conclusões a retirar serão tratadas no capítulo seguinte.

# Capítulo 6

## Conclusões e Futuros Desenvolvimentos

### 6.1 - Conclusões

A alteração das características eléctricas ou económicas da rede provocará uma alteração do custo global de fornecimento de energia no período considerado e permitirá tirar conclusões sobre opções de investimento e alterações à rede de transporte

O objectivo da expansão da rede ultrapassa o que actualmente acontece, já que para além da fiabilidade da rede é pensada na perspectiva de harmonização dos preços de energia entre os países membros através da minimização dos congestionamentos existentes.

As expansões resultantes são consequência das possibilidades de exportação e necessidades de importação, e em casos de interligações congestionadas pode não haver as expansões necessárias pelo facto de os países partilharem as alturas de pico e porque outros países também necessitam de energia. No entanto expansões entre outros países, no nosso caso entre a Suíça e a Itália servem também para fazer a passagem de energia da França para Itália através da Suíça. Neste aspecto as penalidades pelo tipo de terreno de construção adquirem uma importância decisiva.

Analisando os resultados podemos concluir a urgência de expansão de capacidade entre a Austria e Itália, já que actualmente apenas existe uma interligação, e como tal é decidida a expansão através da linha de maior capacidade considerada (380 kV) dupla em grande quantidade, 33 novas linhas permitindo também a passagem de energia da Alemanha para a Itália por outro caminho que não o Suíço.

A Itália é previsivelmente o país com necessidades mais urgentes de expansão pela dimensão das suas necessidades de importação e pelo actual valor de interligação, no caso, em relação à Austria.

Ainda em 2010 a expansão entre a França e a Alemanha tem em vista princípios de mercado, não só pela capacidade exportadora da França mas também pelo sistema de

mercado existente na Alemanha que possibilita uma mais fácil submissão de propostas de venda por parte dos produtores Franceses.

Em 2015 as expansões já são mais suaves, resultantes da brusca necessidade de expansão em 2010 e por isso a quantidade de expansões é menor com vista aos objectivos de 2020.

Espera-se que no decorrer das expansões a harmonização dos preços para os países membros seja uma realidade, com a certeza que se em alguns casos será benéfico para o consumidor mas noutros casos poderá haver uma subida ligeira do preço de energia, também devido aos custos de investimento com as interligações.

A título de exemplo, a subida do preço de produção de um grupo gerador com potência de geração mínima elevada poderá provocar um crescimento anormal do custo global pelo que se deverá analisar o trânsito de energia para decidir da construção de novas linhas de transporte que maximizem a produção dos grupos geradores mais económicos.

A capacidade de transporte de potência de uma linha poderá ser colmatada com a construção de uma linha em paralelo que permita otimizar a produção.

A indisponibilidade de uma linha por avaria prolongada poderá provocar um aumento anormal no custo global de fornecimento pelo que se deverá analisar a topologia da rede com vista a criar novas linhas de transporte que serviam como atenuantes em caso de avaria.

As expansões consideradas são segundo a premissa que as redes já possuem actualmente todo o tipo de tecnologia para aumentar a capacidade de interligação dentro das linhas que existem actualmente, mas mesmo que não seja este o caso, novas interligações terão que ser construídas entre fronteiras ainda pouco interligadas.

## 6.2 - Futuros Desenvolvimentos

Seria interessante, no futuro, tentar explorar e estudar melhor as possíveis expansões também na perspectiva de lucro possível das interligações. Incluir explicitamente os custos e proveitos dos fluxos.

Alguns desenvolvimentos possíveis seriam:

- Permitir a não satisfação de todas as necessidades de importação, considerando uma penalização para a ocorrência dessa situação.
- Olhar para o risco e considerar como critério não só o valor esperado, mas também o risco.
- Utilização deste modelo numa perspectiva de análise, estudando cuidadosamente as soluções recomendadas e efectuando uma análise de sensibilidade exhaustiva.
- Interação com os planeadores para refinar o modelo de modo a que uma versão mais completa e realista, cujo desenvolvimento fica naturalmente fora do mais estreito âmbito de uma dissertação de mestrado, possa vir a ser utilizada e útil no apoio à decisão nestes contextos.

A adição de uma função objectivo a maximizar o lucro possível pelo comércio de energia permite dotar o modelo de uma adaptabilidade às circunstâncias de mercado e beneficiar ligações que perspectivam bons negócios. Nesta perspectiva o possível lucro da interligação seria um factor decisivo para aproximar os fluxos dos valores possíveis para exportação tentando exportar a máxima quantidade de energia para países com preços maiores de electricidade e que por isso maximizarão também os proveitos do exportador.

Por outro lado esta é uma situação apenas possível neste momento do tempo, já que as exportações que já estão em preparação irão contribuir para a harmonização dos preços de energia na Europa e essa harmonização vai contribuir para minimizar os proveitos das exportações.

## Referências

- [1] Torres, Pedro; Pestana, Rui “*CONGESTION MANAGEMENT METHODOLOGIES: IBERIAN ELECTRICITY TRANSMISSION GRID*”, 2005 IEEE
- [2] Vaiani, Andrea; Bresesti, Paola; Vailati, Riccardo “*A Method to Assess Benefits of Transmission Expansions in the Italian Electricity Market*” 2007 IEEE
- [3] ERRA Licensing/Competition Committee, “*CROSS-BORDER CAPACITY ALLOCATION METHODS*” Issue Paper February 2002
- [4] Nagata, Masaki; Watanabe, Iasmu “*A Simulation Based Evaluation of the Influence of Uncertainty in Electricity Market on Transfer Capability*”, 2002 IEEE
- [5] Gluck, Natalie; Redl, Christian; Wirl, Franz “*Cross-border auctions in Europe: Auction prices versus price differences*”, 2004 IEEE
- [6] Bekaert, David; Belmans, Ronnie; Meeus, Leonardo “*How to increase cross border transmission capacity? A case study: Belgium*” 2004 IEEE
- [7] Fossdal, Knut; Barmsnes, Kjell A “*Regional, Multi-national Electricity Markets*” Nord Pool Consulting AS 2001
- [8] UCTE; “*Interim Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy*”, de 27 de Outubro de 2003.
- [9] Portal da ENTSO-E; Disponível em: <http://www.entsoe.eu>.
- [10] Y. Ou and C. Singh, “*Assessment of available transfer capability and margins*”, IEEE Trans. Power Systems, Pág(s).463-468, Maio 2002.
- [11] ICF Consulting; “*Overview of the Proposed 400kV Overhead Transmission line near Beauly, Scotland*”, 3 Agosto 2004
- [12] Portal da REN; Disponível em <http://www.ren.pt/>
- [13] Lopes, Peças. “*Mercado Ibérico de Electricidade - Proposta para a gestão em “tempo real” dos congestionamentos nas interligações*”, 14 de Julho de 2003
- [14] PORTER, Michael E. “*Competitive Advantage*”. New York: Free Press, 1985

- [15] Markowitz, H. M. (1952): "*Portfolio Selection*", Journal of Finance, 7, 77-91.
- [16] Markowitz, H. M. (1999): "*The Early History of Portfolio Theory: 1600 - 1960*", Financial Analysts Journal, 20, 5-16.
- [17] Zhao, Y. eW. T. Ziemba (2001): "*A Stochastic Programming Model Using an Endogenously determined Worst Case Risk Measure for Dynamic Asset Allocation*", Mathematical Programming, 89, 293-309.
- [18] "*Interim Report: Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada*", concluído em Novembro de 2003.
- [19] Elkraft; "*Power failure in Eastern Denmark and Southern Sweden on 23 September 2003 - Final report on the course of events*", de 4 de Novembro de 2003.
- [20] Y. Ou and C. Singh, "*Assessment of available transfer capability and margins*", IEEE Trans. Power Systems, pp.463-468, May 2002.
- [21] U.S./Canada Power System Outage Task Force. "*Interim Report: Causes of the August 14<sup>th</sup> Blackout in the United States and Canada*". Novembro de 2003
- [22] Fronline Solver Software [www.solver.com/](http://www.solver.com/)
- [23] Portal da RealiseGrid; Disponível em <http://realisegrid.erse-web.it/>
- [25] EUROPEAN FEDERATION OF ENERGY TRADERS. "*EFET recommendations for objective quantification and allocation of continental European cross border power transmission capacity*", Abril de 2003.
- [26] Flatabo, N.; Doorman, G.; Ove, S. et al "*Experience With the Nord Pool Design and Implementation*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, Nº 2, Maio 2003
- [27] ENTSO-E; "*Reconciliation of market splitting with co-ordinated auction concepts*", Fevereiro de 2002
- [28] "*Nord Pool Annual Report 2008*", 2008. Disponível em [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu)
- [29] Paiva, José P. Sucena. "*Análise de Redes e Sistemas de Energia Eléctica*", Instituto Superior Técnico, Lisboa.
- [30] ENTSOE-E "*Interim Report of Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy*", 27 de Outubro de 2003
- [31] "*Regulation 1228/2003 of the European Parliament of the Council concerning common rules for the internal market in electricity*", Official Journal of the European Union.
- [32] "*Directive 2003/54/EC of the European Parliament of the Council concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC*", Official Journal of the European Union, 15 de Julho de 2003

- [33] Claro, João; “Multiobjective Metaheuristic Approaches for Mean-Risk Combinatorial Optimisation with Applications to Capacity Expansion”, *Journal of Heuristics*, Volume 16, Number 1 / February, 2010, Pag(s) 85-115.
- [34] Rudnick, H.; Palma, R.; da Silva, E.L.; Gil, H.A.; Areiza, J.M.; “*Transmission Network Expansion Planning Under an Improved Genetic Algorithm*” , *IEEE Transactions on Power Systems* 2001 vol. 18, número 3, Pag(s): 930 - 931
- [35] Da Silva, E.L. Ortiz, J.M.A. De Oliveira, G.C. Binato, S. “*Transmission Network Expansion Planning Under a Tabu Search Approach*” *IEEE Transactions on Power Systems*,\_ Pag(s): 62 - 68, 2001
- [36] Binato, S.; Oliveira, G. C.; Araujo, J. L.; “*A Greedy Randomized Adaptive Search Procedure for Transmission Expansion Planning*” *Power Engineering Review*, IEEE Volume: 21 , número 4 Pag(s): 70 - 71, 2001
- [37] Bustamente-Cedeño e Arora “*Multi-step simultaneous changes Constructive Heuristic Algorithm for Transmission Network Expansion Planning*” *Electric Power Systems Research* Volume 79, número 4, Abril 2009, Pag(s): 586-594, 2009
- [38] Vasquez e Olsina “*Valuing Flexibility of DG Investments in Transmission Expansion Planning*”, *IEEE Lausanne Power Tech*; Pag(s): 695-700, 2007
- [39] Nordel Baltso “*Market based analysis of interconnections between Nordic, Baltic and Poland areas in 2025*” Fevereiro 2009
- [40] Bustamente-Cedeño e Arora “*Stochastic and minimum regret formulations for transmission network expansion planning under uncertainties*” *Journal of the Operational Research Society* 59, Pag(s): 1547-1556, 2008

# Anexos

## Anexo A: Modelo

### Índices

- $i$ : país de origem
- $j$ : país de destino
- $k$ : tipo de ligação transfronteiriça
- $s$ : época
- $n$ : nó da árvore de cenários

### Parâmetros

- $I_{isn}$ : necessidade de importação do país  $i$  na época  $s$  no nó  $n$
- $E_{jsn}$ : disponibilidades de exportação do país  $j$  na época  $s$  no nó  $n$
- $NTC_{ijs}$ : Net Transfer Capacity disponível de início entre os países  $i$  e  $j$  na época  $s$
- $ntc_{ijks}$ : Net Transfer Capacity disponibilizado entre os países  $i$  e  $j$  na época  $s$  por linha instalada do tipo  $k$
- $C_{ijkn}$ : custo variável por linha do tipo  $k$  instalada entre os países  $i$  e  $j$  no nó  $n$
- $P_n$ : probabilidade de ocorrência do nó  $n$

### Variáveis de decisão

- $x_{ijkn}$ : número de linhas do tipo  $k$  instaladas entre  $i$  e  $j$  no nó  $n$
- $f_{ijsn}$ : trânsito de potência de  $i$  para  $j$  na época  $s$  no nó  $n$

### Função objectivo:

$$\bullet \min \sum_n p_n \sum_i \sum_{j>i} \sum_k (C_{ijkn} x_{ijkn})$$

### Restrições:

$$\begin{aligned} (1) \quad & \sum_{i:i \neq j} f_{ijn} = I_{jns} \quad , \quad \forall j, n, s \\ (2) \quad & \sum_{j:j \neq i} f_{ijn} \leq E_{ins} \quad , \quad \forall i, n, s \\ (3) \quad & f_{ijsn} \leq NTC_{ijs} + \sum_k \sum_{l \in \mathcal{P}(n)} X_{ijkl} * ntc_{ijks} \quad , \quad \forall i, j > i, s, n \\ (4) \quad & f_{jisn} \leq NTC_{jis} + \sum_k \sum_{l \in \mathcal{P}(n)} X_{ijkl} * ntc_{jiks} \quad , \quad \forall i, j > i, s, n \end{aligned}$$