



Universidade Federal do Rio de Janeiro
Furnas Centrais Elétricas S.A.



Seminário: Transmissão de Energia Elétrica a Longa Distância

**Soluções Não Convencionais em CA
Adequadas para Transmissão a Distância Muito Longa
Uma Alternativa para o Sistema de Transmissão da Amazônia**

Carlos Portela
Maria Alvim

05 de outubro de 2007

Recife -PE

INTRODUÇÃO

- Há vários casos no Mundo em que o uso de importantes recursos energéticos, interessantes sob o ponto de vista estratégico, econômico ou de impacto ambiental, impõe uma solução correta para transmissão a distância muito longa, por exemplo da ordem de dois a três mil quilômetros.
- Um exemplo, muito importante para o setor elétrico brasileiro, é a opção natural, a médio prazo, de basear o seu crescimento nos recursos hidroelétricos da Bacia do Amazonas, com geração complementar moderada baseada noutras fontes.
- Esta escolha impõe uma solução adequada para transmitir a maior parte dessa energia a distâncias da ordem de 2500 km.
- Para obter um sistema de transmissão conveniente, há que efetuar uma análise específica, com otimização global e considerando uma ótica de longo prazo.

- Não é adequado extrapolar soluções desenvolvidas para distâncias de transmissão médias da ordem de poucas centenas de quilômetros.
- Há dois tipos de soluções potencialmente interessantes:
 - *A* - Transmissão em corrente alternada (CA/AC) baseada em linhas de transmissão não convencionais (LNC), com, também, uma solução não convencional do tronco de transmissão.
 - *B* - Transmissão em corrente contínua (CC/DC).
- As soluções *A* e *B* são, ambas, essencialmente “ponto a ponto”, sem prejuízo de eventuais adaptações de tipo subsidiário.
- Não é adequado condicionar a concepção básica do sistema de transmissão, a distância muito longa, a outros aspectos de transmissão. Nomeadamente, a transmissão a distâncias relativamente curtas, de potências de menor ordem de grandeza, deve ser tratada a nível de redes complementares, otimizadas conjuntamente com a rede básica.

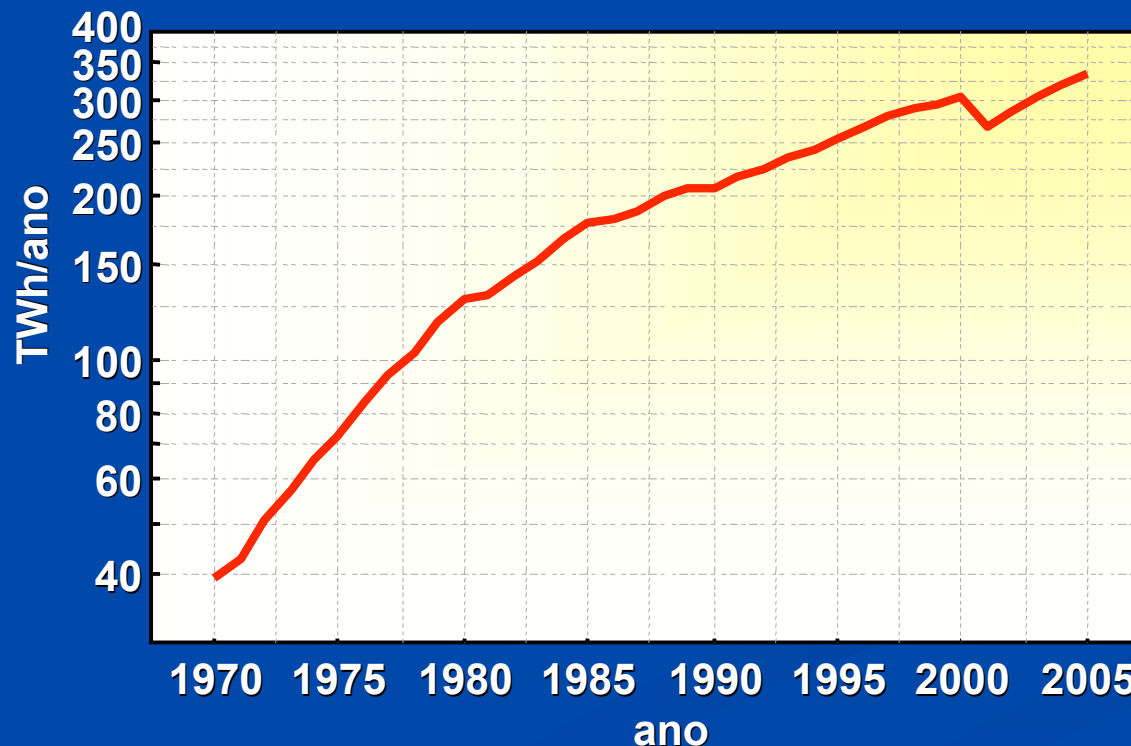
- As soluções *A* e *B* têm condicionamentos de otimização muito diferentes.
- A comparação correta impõe a otimização separada dos dois tipos de soluções (*A* e *B*), e a comparação objetiva e quantitativa dos resultados. Em algumas condições, pode justificar-se uma solução híbrida.
- Alguns projetos recentes usaram soluções que correspondem, essencialmente, a adaptar, para distâncias muito longas, troncos de transmissão baseados em linhas de transmissão e compensação complementar “selecionadas” para distâncias moderadas, da ordem de 300 a 400 km, com capacidade de transmissão, por tronco, da ordem de 1 GW. Esses troncos não atingem “dimensão crítica” economicamente adequada para transmissão de energia a distância muito longa e compatível com o potencial de geração para o qual a transmissão a distância muito longa é economicamente atrativa. Por outro lado, esses projetos não consideraram a procura de soluções inovadoras otimizadas para as potências e distâncias de transmissão aplicáveis.

- Fizemos estudos de soluções não convencionais, abandonando deliberadamente o critério de escolher soluções similares a linhas e equipamento de compensação similar a linhas e equipamento de compensação de sistemas existentes, mas considerando critérios muito robustos de validade física, impacto ambiental e otimização global conjunta do tronco de transmissão. Estes estudos foram baseados em soluções não convencionais.
- Essa otimização considera, nomeadamente: investimento e custos de operação, incluindo perdas, flexibilidade operacional, adequação para uma larga gama de cenários de longo prazo e confiabilidade.
- Obteve-se soluções muito interessantes, baseadas em troncos de transmissão em corrente alternada, não convencionais, com capacidade de transmissão unitária de 2 GW a 12 GW, sem necessidade de compensação reativa, ou com compensação reativa muito reduzida, e sem necessidade de subestações intermediárias.

- Esses troncos podem ser energizados e desenergizados com a manobra de um único disjuntor, com sobretensões de manobra moderadas, têm perdas moderadas, comportamento muito favorável para variações de carga e estabilidade eletromecânica de redes interligadas, originam campo eletromagnético próximo da linha moderado, têm pequeno impacto ambiental e têm custo, tipicamente, muito menor que alguns sistemas de transmissão recentes baseados em soluções convencionais (por exemplo, os custos por unidade de capacidade de transmissão de troncos de transmissão apresentados neste artigo são da ordem de um quinto a um quarto do custo de sistemas de transmissão recentes).
- Fez-se também uma análise sistemática para detecção de condições potencialmente críticas de soluções não convencionais, que podem ser muito diferentes das condições críticas de sistemas convencionais. Identificou-se, também, procedimentos para limitar eventuais condicionamentos indesejáveis, fazendo uso adequado das características específicas de tais sistemas de transmissão.

CONDICIONAMENTOS DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

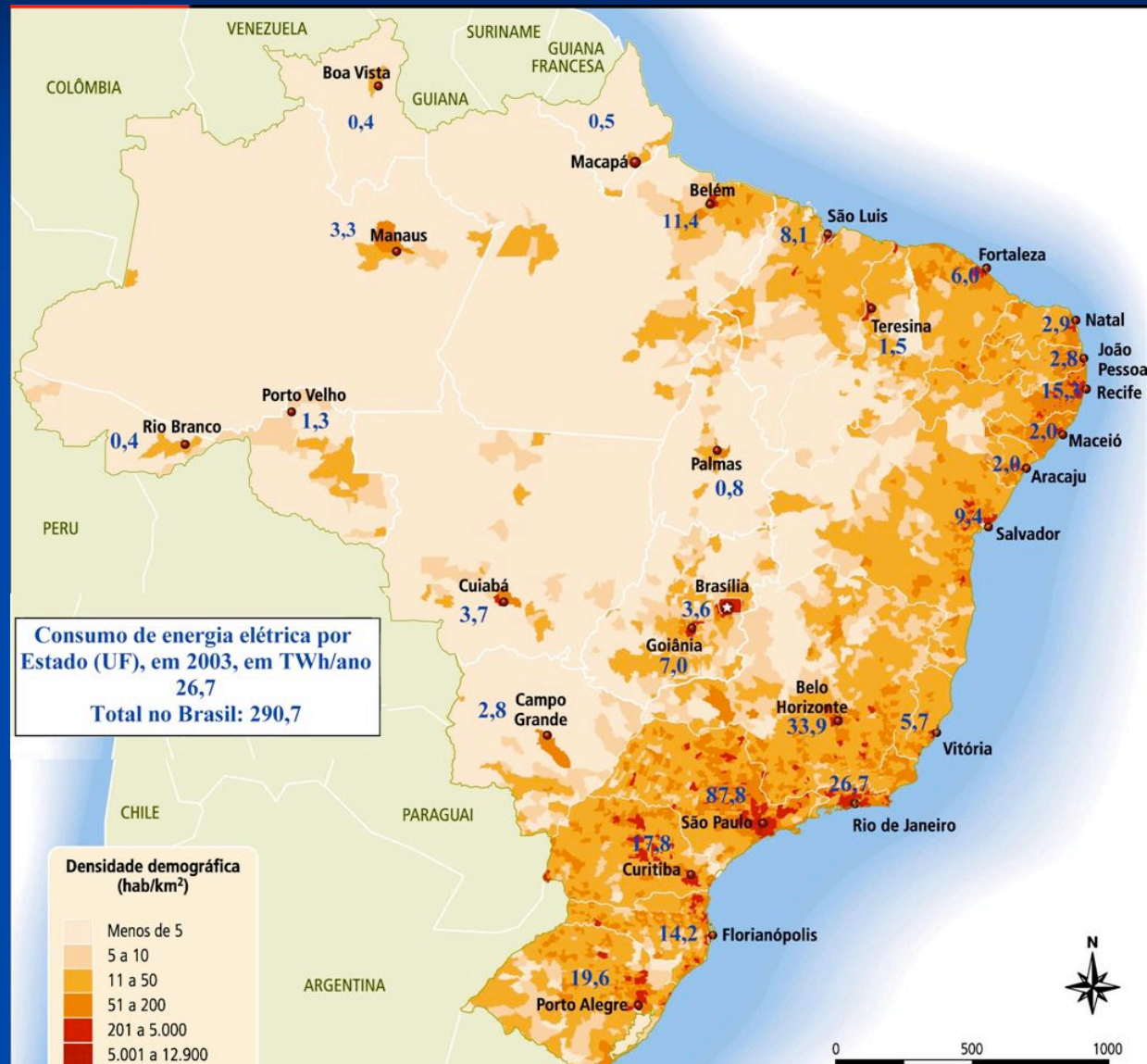
- Em 2005, a energia elétrica “consumida” no Brasil, foi 373,5 TWh, incluindo o Sistema Interligado Nacional – SIN (338,9 TWh), alguns sistemas isolados separados do SIN (7,2 TWh), auto-produção operando quase independente do SIN, mesmo se ou quando interligada (27,4 TWh). A parcela de energia classificada como perdas não está incluída no montante de energia “consumida”



Consumo anual de energia elétrica, no Brasil, de 1970 a 2005.

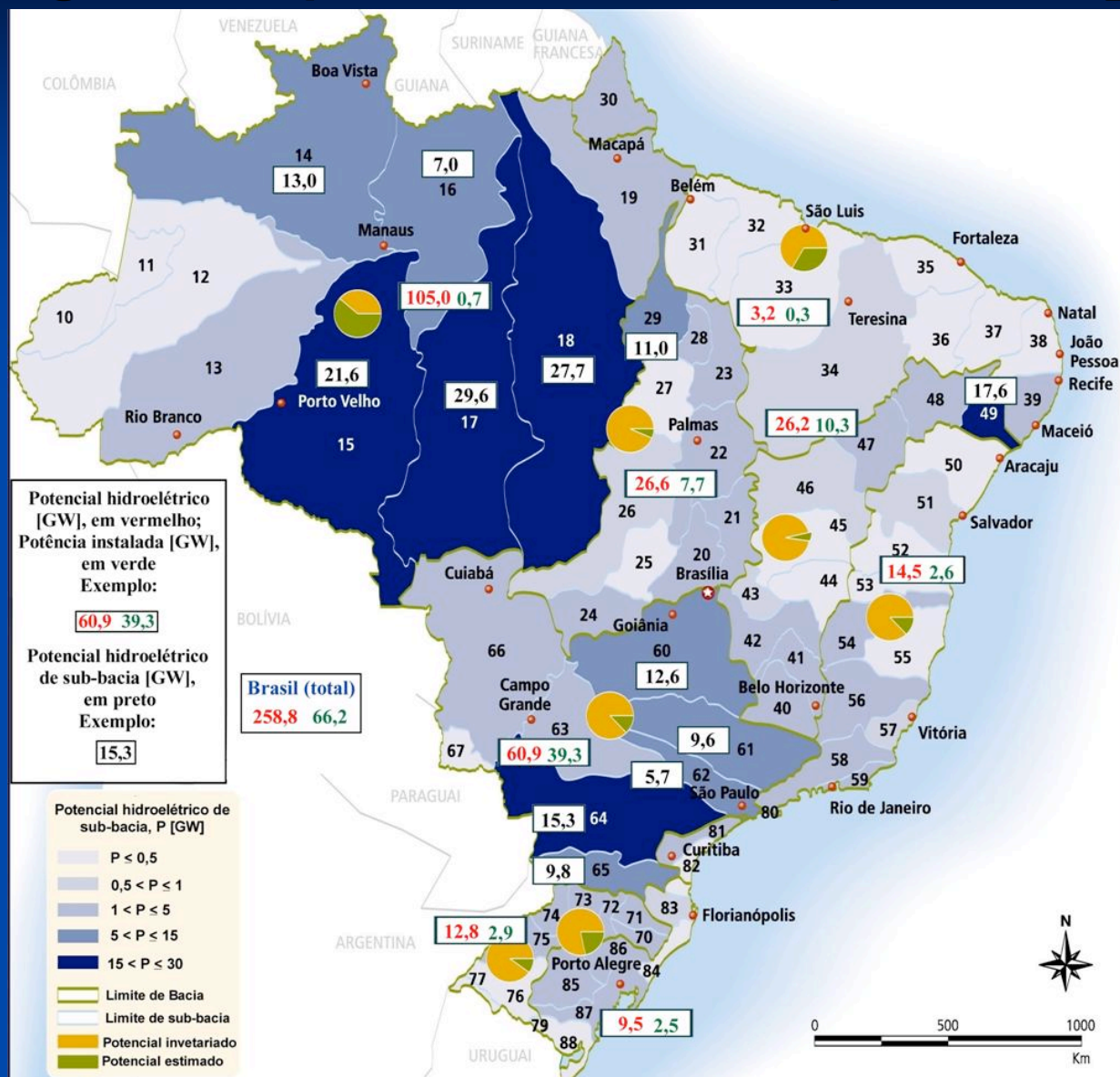
Distribuição espacial da população brasileira (densidade demográfica - hab/km²)

Consumo de energia elétrica por Estado(UF) em 2003



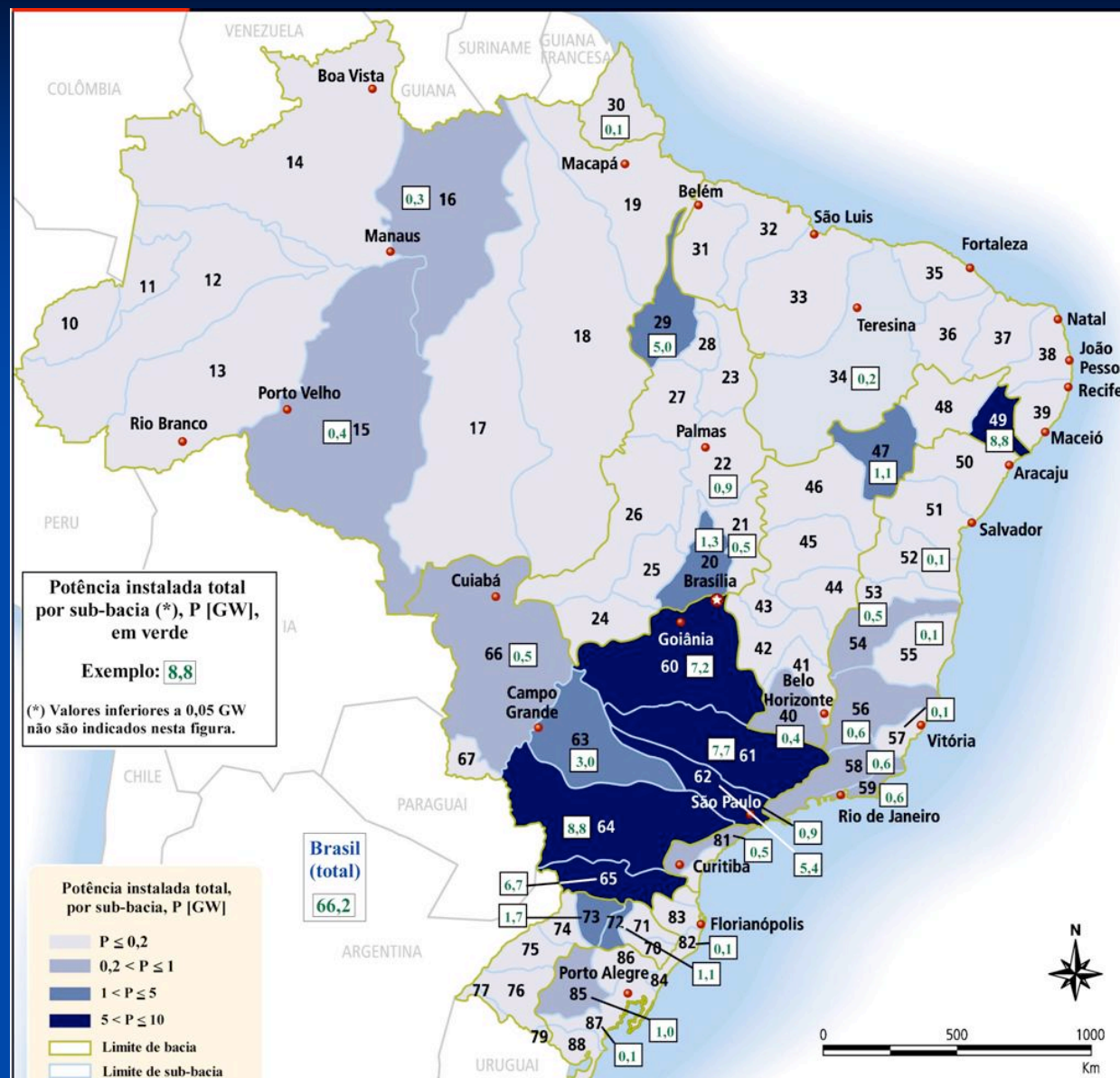
Fontes:- IBGE, Censo demográfico de 2000, ANEEL, 2004

Potencial de geração hidroelétrica por sub-bacia e bacia hidrográfica e potência instalada por bacia [GW]



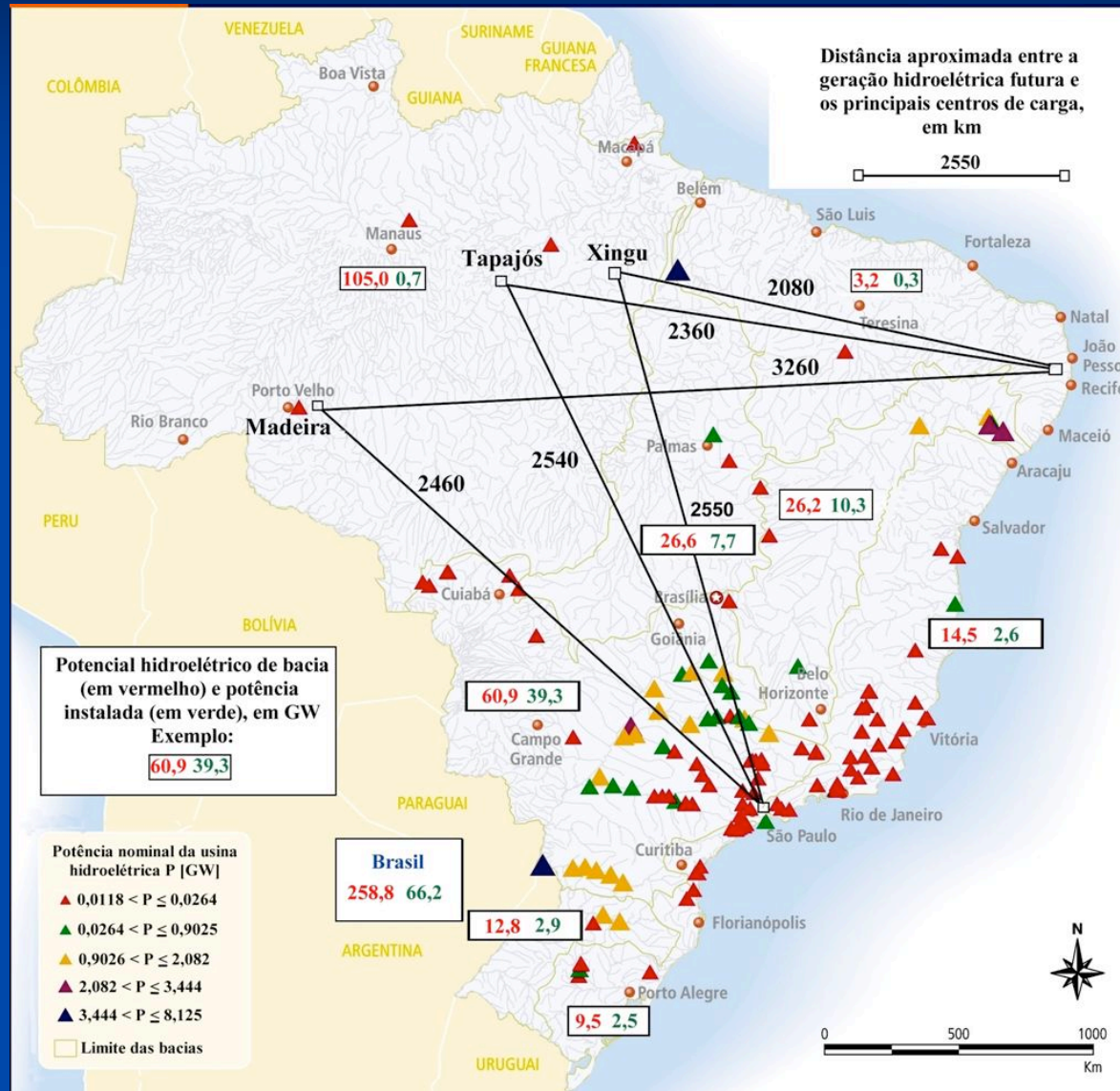
Fonte: Elaborado com base em dados de Eletrobrás, Sistema de informação do potencial hidroelétrico brasileiro SIPOT, Abril de 2003

Potência instalada nas sub-bacias hidrográficas [GW]



Fonte: Elaborado com base em dados de Eletrobrás, Sistema de informação do potencial hidroelétrico brasileiro SIPOT, Abril de 2003

Distâncias básicas de transmissão entre novas usinas na Bacia do Amazonas e centros de carga



Distribuição geográfica de usinas hidroelétricas em operação em Setembro de 2003

Fonte: Elaborado com base em dados de ANEEL, BIG – Base de dados de geração, 2003

Potência Instalada por bacia hidrográfica, em Março de 2003

Bacia	Código	Potencial hidroelétrico		Potência instalada		B/A
		A[GW]	%	B[GW]	%	%
Rio Amazonas	1	105,0	40,6	0,7	1,0	0,63
Rio Tocantins	2	26,6	10,3	7,7	11,7	29,0
Atlântico Norte/Nordeste	3	3,2	1,2	0,3	0,5	9,4
Rio São Francisco	4	26,2	10,1	10,3	15,5	39,2
Atlântico Leste	5	14,5	5,6	2,6	3,9	17,8
Rio Paraná	6	60,9	23,5	39,3	59,3	64,5
Rio Uruguai	7	12,8	5,0	2,9	4,3	22,3
Atlântico Sudeste	8	9,5	3,7	2,5	3,8	26,6

UMA ALTERNATIVA NÃO CONVENCIONAL DE SISTEMA DE TRANSMISSÃO A GRANDE DISTÂNCIA

- **Principais aspectos de sistemas de transmissão baseados em “Linhas Não convencionais” (LNC), trifásicas, trifásicas duplas ou hexafásicas, definidas com base nos seguintes critérios:**
 - **Não considerar restrições que resultem apenas de soluções usuais;**
 - **Impor apenas restrições relacionadas com condicionamentos físicos básicos e com desempenho, segurança e impacto ambiental;**
 - **Otimização de parâmetros físicos de acordo com as funções operacionais e os objetivos específicos da linha, incluindo custos, perdas, confiabilidade operacional, gama de transmissão e de condicionamentos operacionais, e impacto ambiental, ponderados ao longo da vida útil do sistema de trans-missão e na gama de cenários pertinente**
- **Identificou-se um conjunto de propriedades físicas básicas que permitiu escolher um número limitado de parâmetros com elevada correlação com diversos outros parâmetros, físicos, de desempenho e de custo**

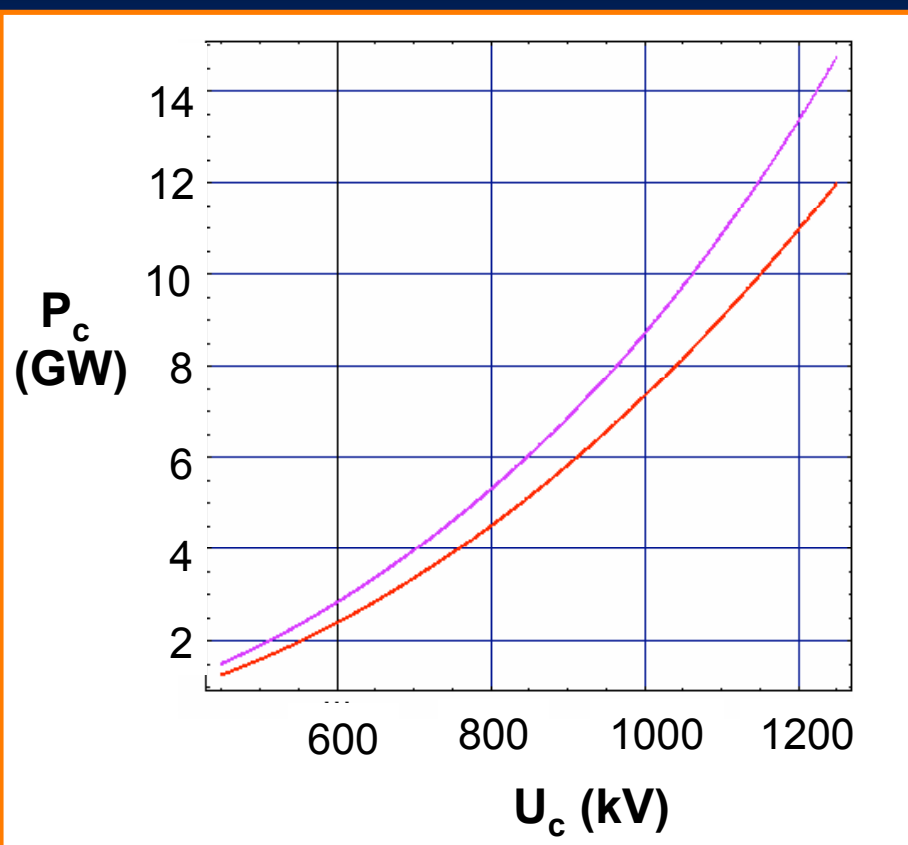
- **É viável uma análise robusta de otimização, baseada num número moderado de parâmetros e nos condicionamentos específicos do sistema de transmissão considerado.**
- **Para transmissão a distâncias muito longas (da ordem de 2000 km ou mais), há soluções interessantes baseadas, aproximadamente, em:**
 - **Seleção de troncos de transmissão que se comportem com um “comprimento elétrico” um pouco superior ao comprimento de meia onda (a frequência industrial);**
 - **Ligação ponto a ponto, sem manobra por trechos;**
 - **Compensação reativa nula ou muito reduzida;**
 - **Linhas não convencionais (LNC) com elevada capacidade de transmissão (em comparação com linhas convencionais);**
 - **Otimização conjunta de linhas, equipamento de rede critérios de proteção e manobra, detectando e evitando condições potencialmente críticas;**
 - **Impor apenas restrições relacionadas com condicionamentos físicos básicos e com desempenho, segurança e impacto ambiental.**

■ **Estas soluções permitem:**

- **Bom desempenho do tronco de transmissão quanto a estabilidade eletromecânica;**
- **Bom desempenho do tronco de transmissão quanto a sobretensões de manobra;**
- **Custo muito menor que o de soluções “tradicionais”;**
- **Confiabilidade operacional muito superior à de soluções “tradicionais”;**
- **Impacto ambiental muito menor que o de soluções “tradicionais”;**

■ **Para estas soluções, a potência característica é, aproximadamente, o limite de potência transmitida (diferentemente do que sucede com linhas “curtas”).**

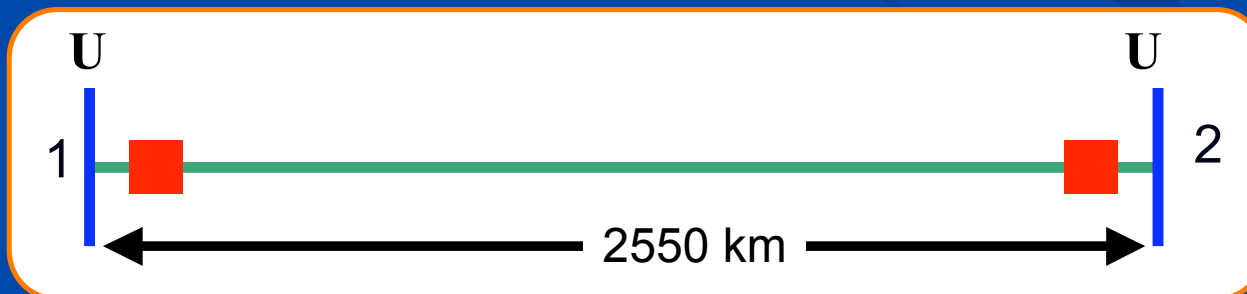
Resultados para linhas não convencionais (LNC), trifásicas, de tensão até 1250 kV, otimizadas para transmissão a distâncias muito longas (da ordem de 2000 km ou mais)

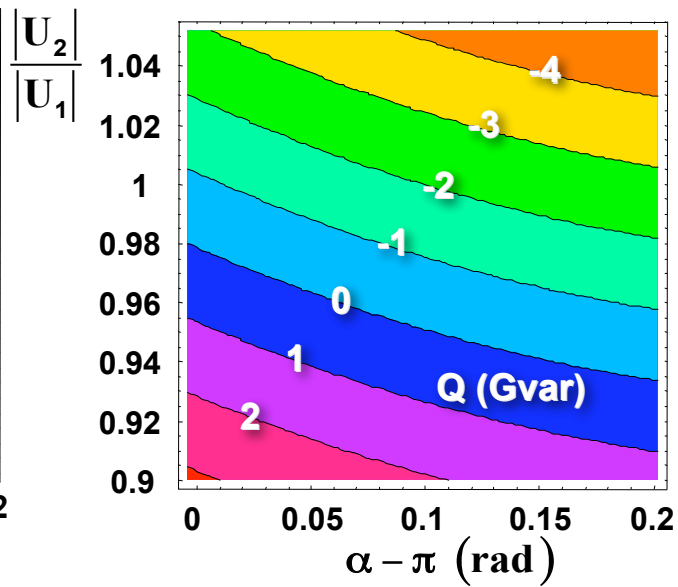
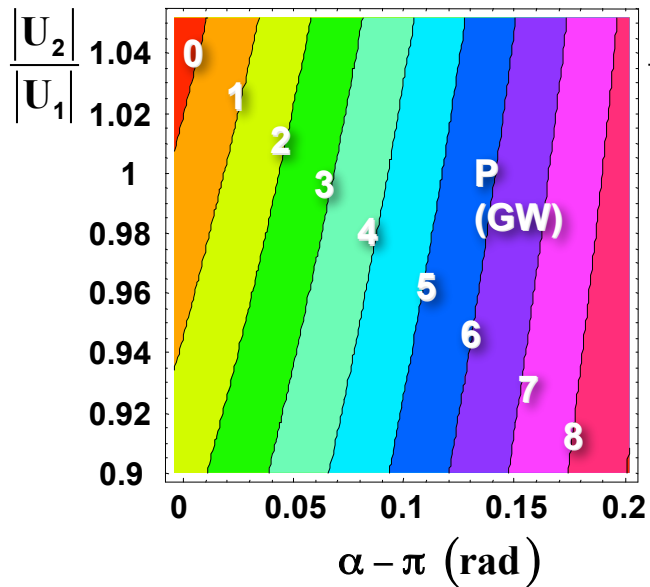


Potência característica, P_c , que pode ser obtida, com critérios prudentes, com LNCs trifásicas, em função da tensão, U_c , entre fases, para tensões até 1250 kV.

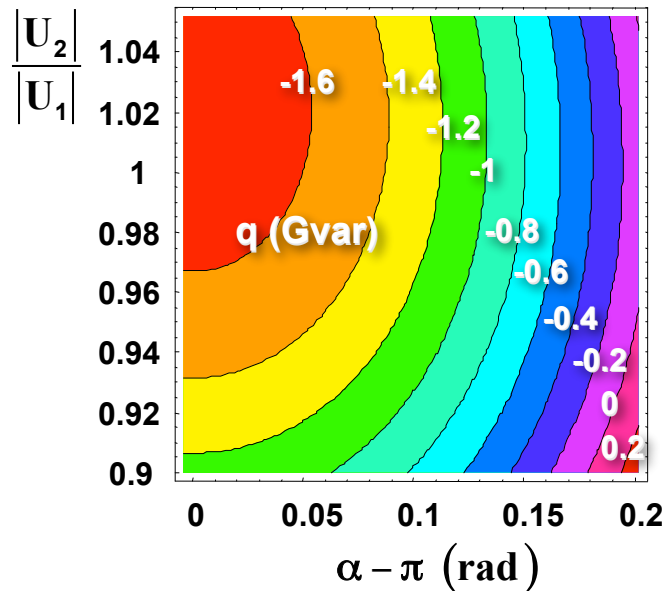
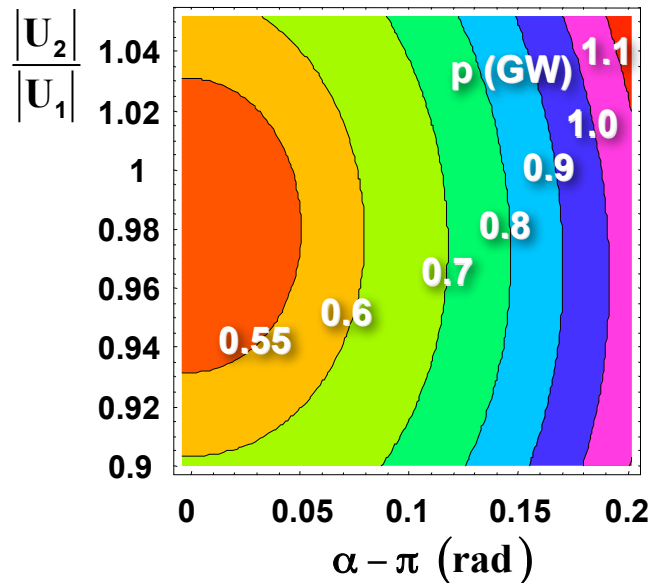
As curvas em vermelho e violeta representam a gama típica de P_c que pode ser obtida, dependendo de condições e opções específicas.

Representação esquemática de uma linha trifásica de 1000 kV, $P_c = 8,6$ GW, 2550 km, sem compensação reativa





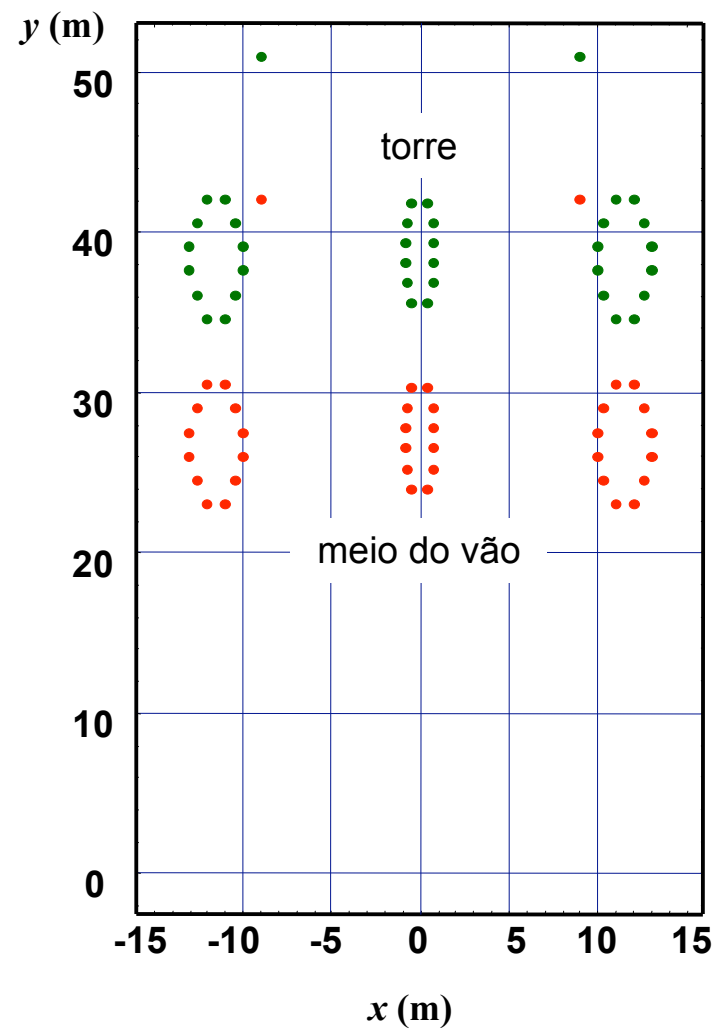
Potência, P (em GW), e potência reativa, Q (em Gvar), no terminal 1 da linha, com tensão $U_1 = 1000$ kV em função da defasagem, α , e da relação entre módulos, das tensões nos terminais 2 e 1.

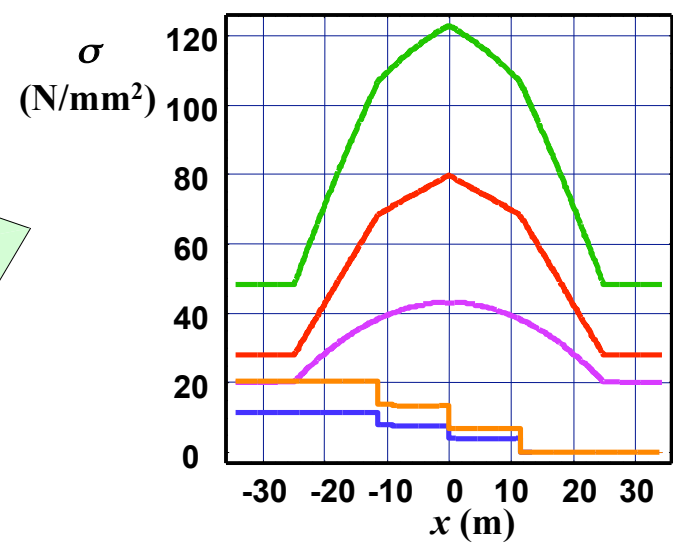
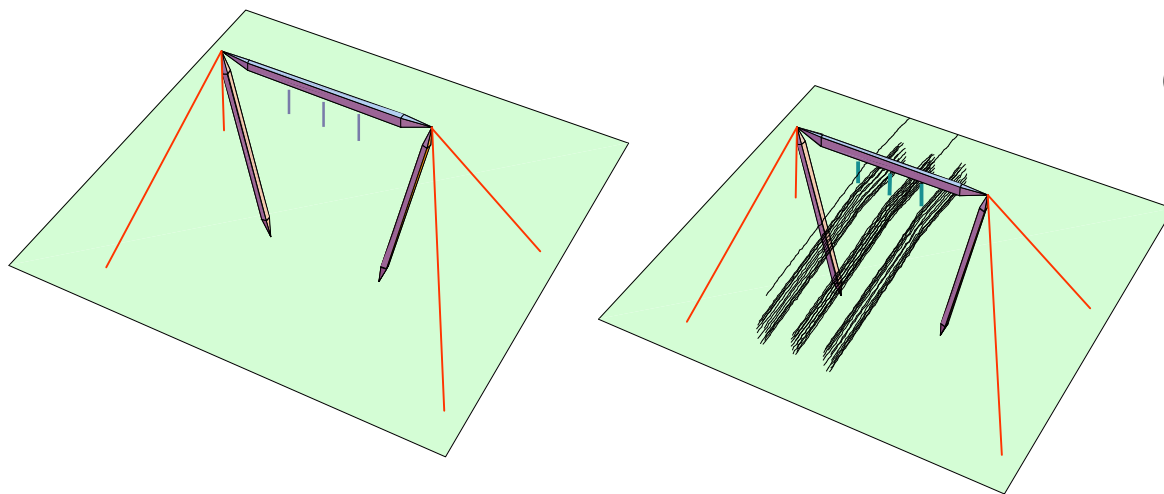
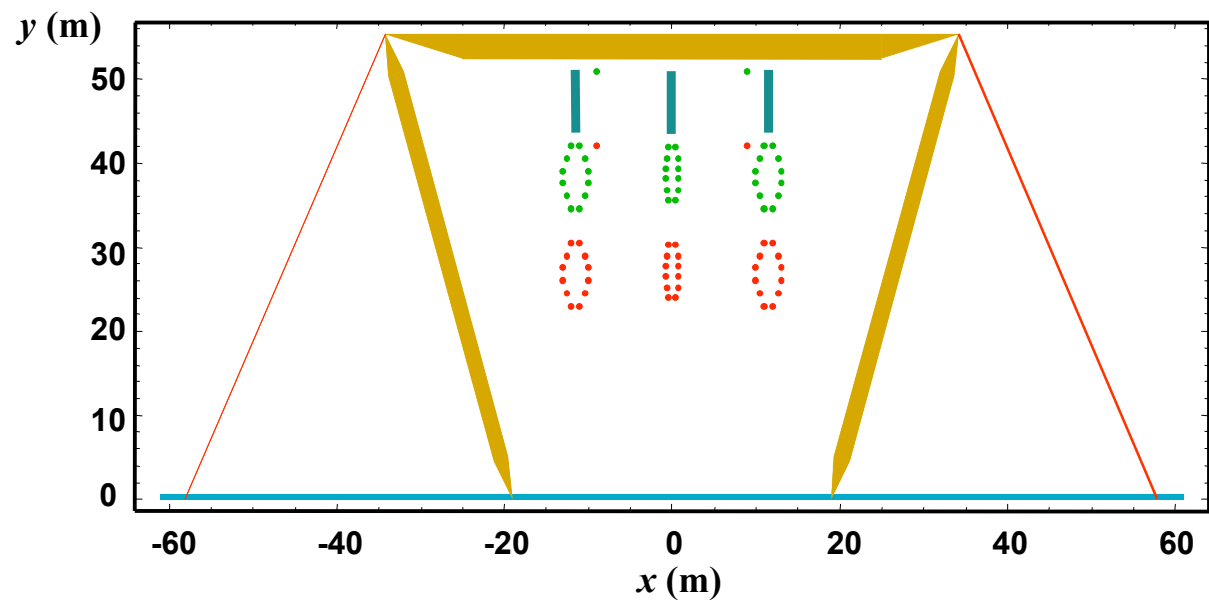


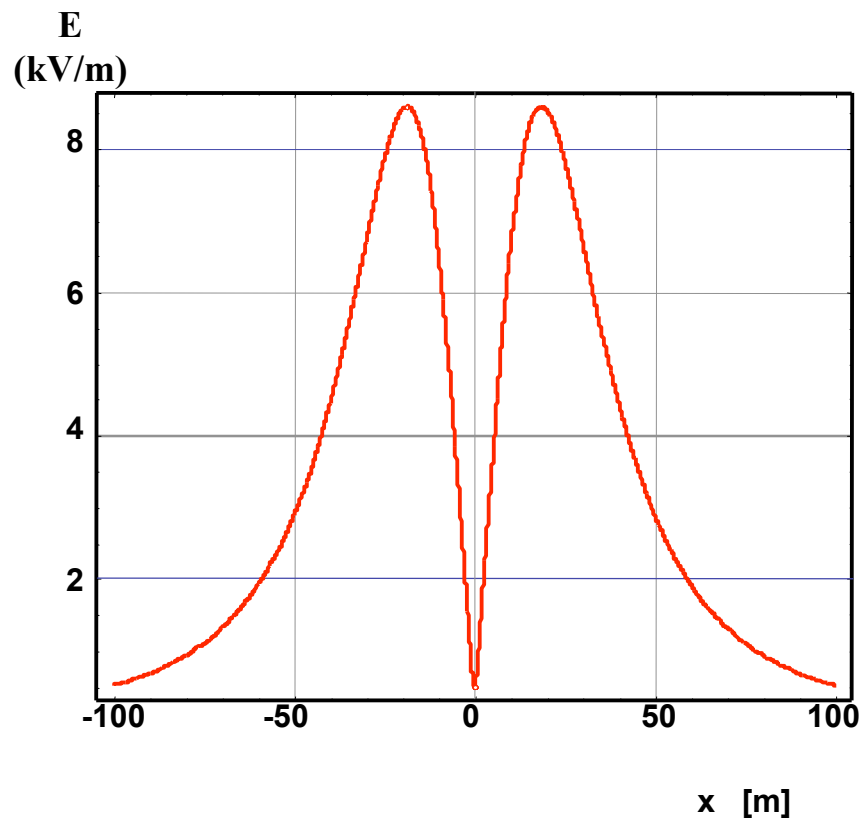
Perdas, p (in GW), e consumo de potência reativa, q (em Gvar), da linha, com tensão $U_1 = 1000$ kV, em função da defasagem, α , e da relação entre módulos, das tensões nos terminais 2 e 1.

$U_1 = 1000 \text{ kV}$
 $P_c = 8,6 \text{ GW}$

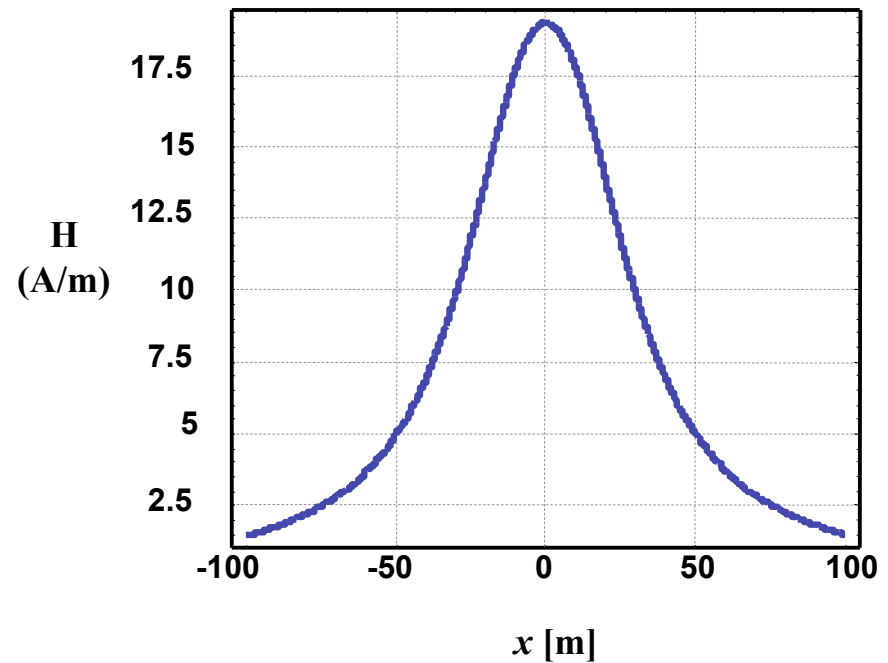
12 condutores por fase



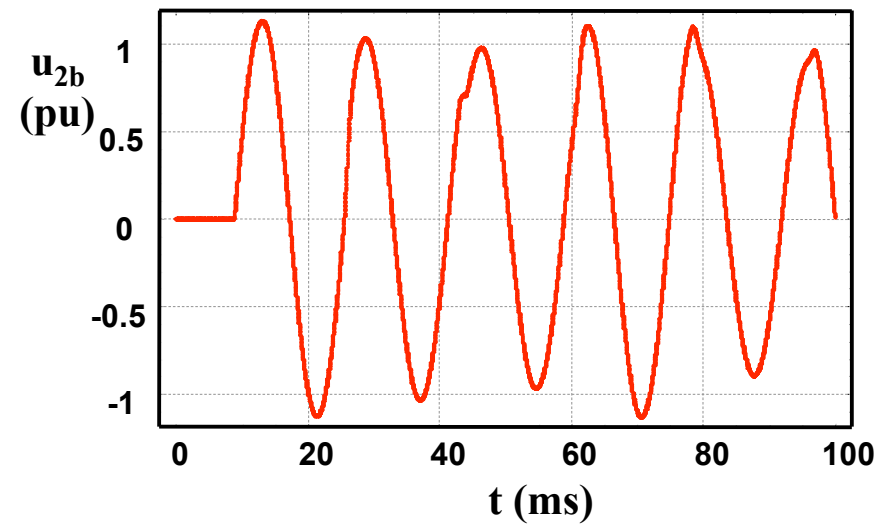
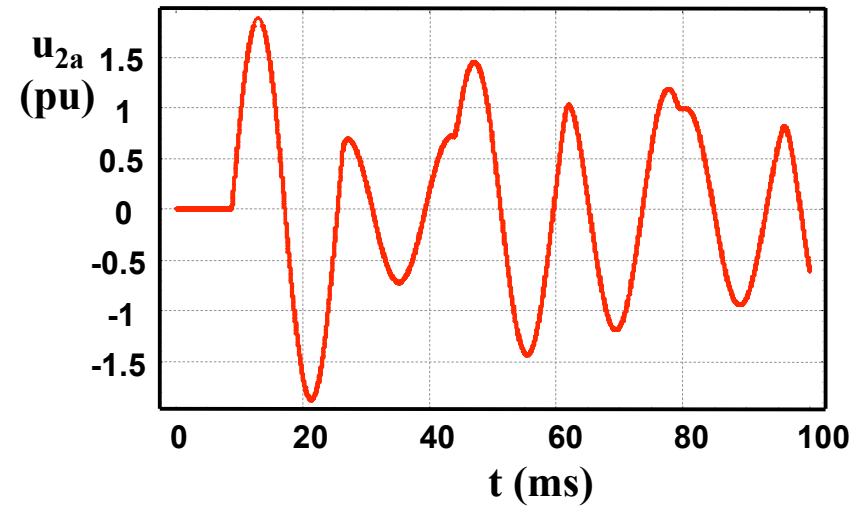
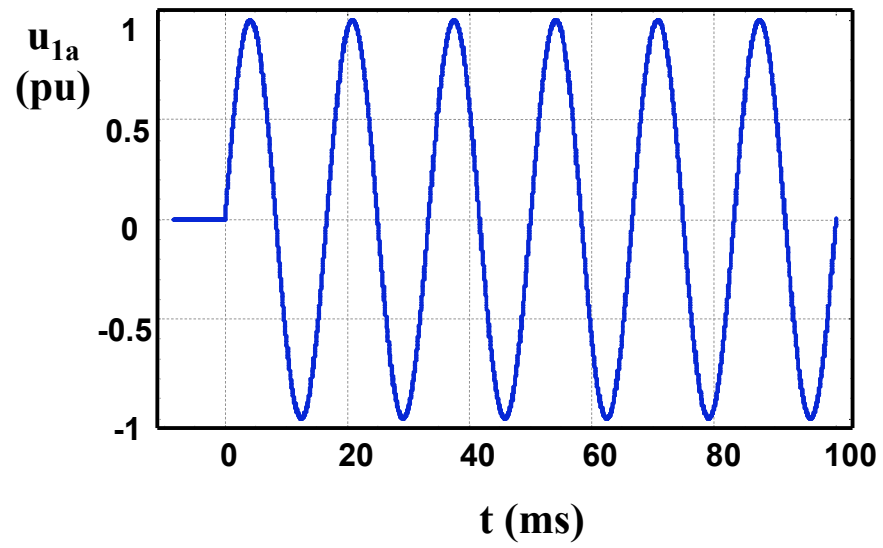


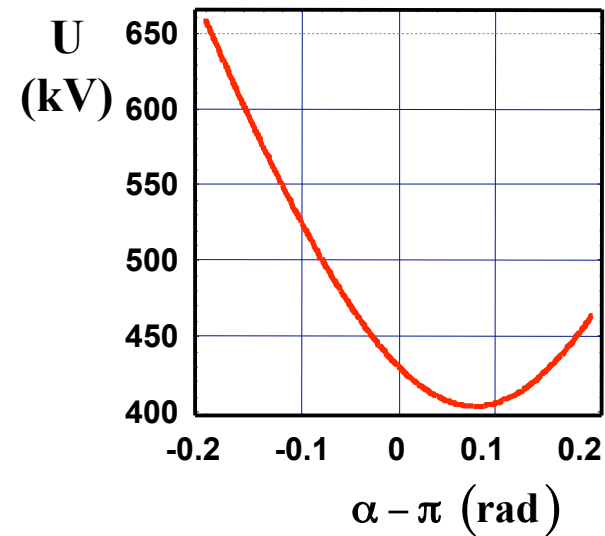
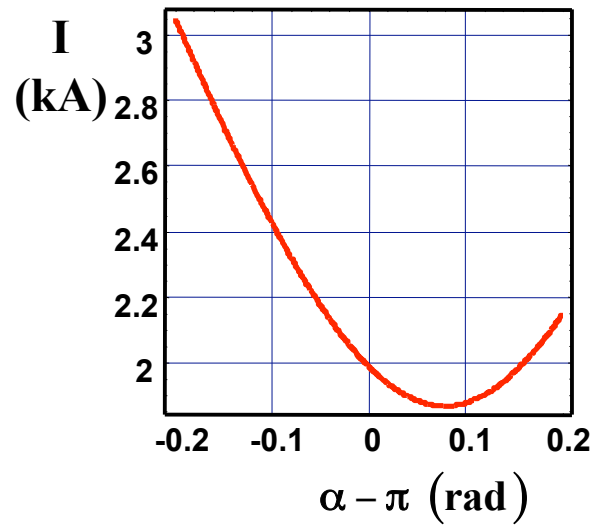


Campo elétrico, ao nível do solo, a meio do vão, no exemplo de linha, para cabos a 25° C, num vão de 500 m, em solo plano horizontal, sem vento.

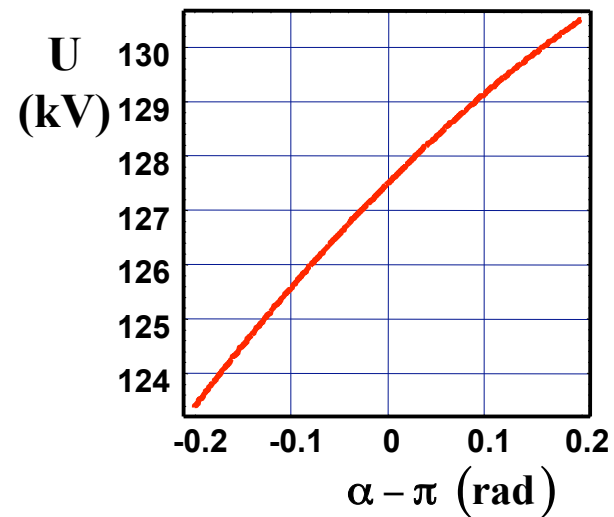
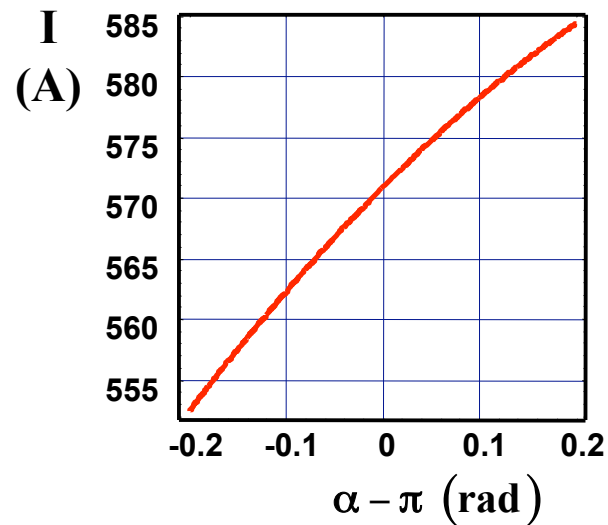


Campo magnético, ao nível do solo, a meio do vão, no exemplo de linha, para cabos a 25° C, num vão de 500 m, em solo plano horizontal, sem vento.

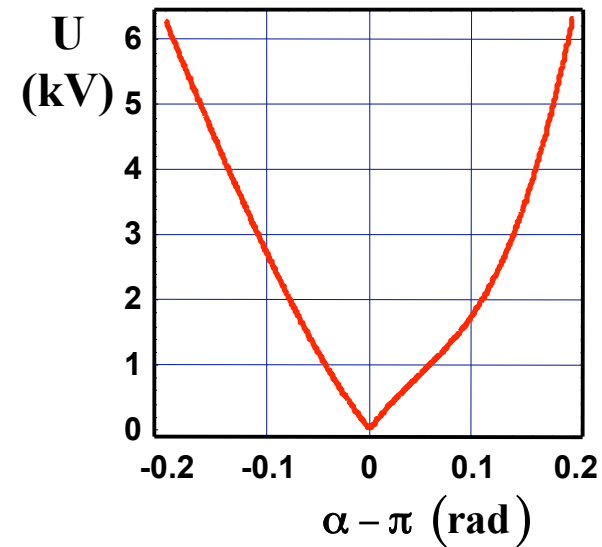
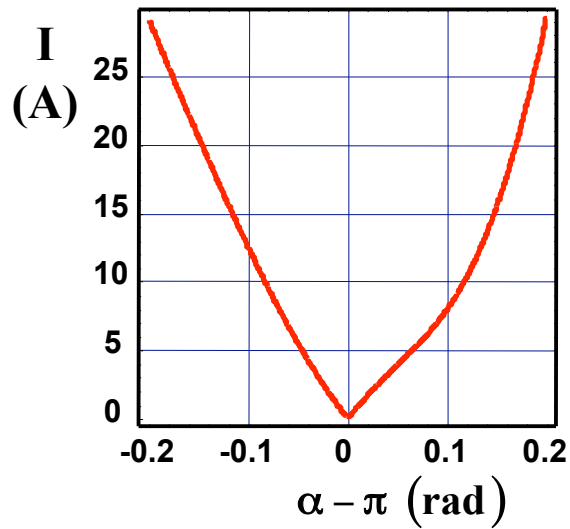




Curto-circuito monofásico na linha, no ponto P , fase a . Disjuntores fechados, em todas as fases, nas duas extremidades da linha.

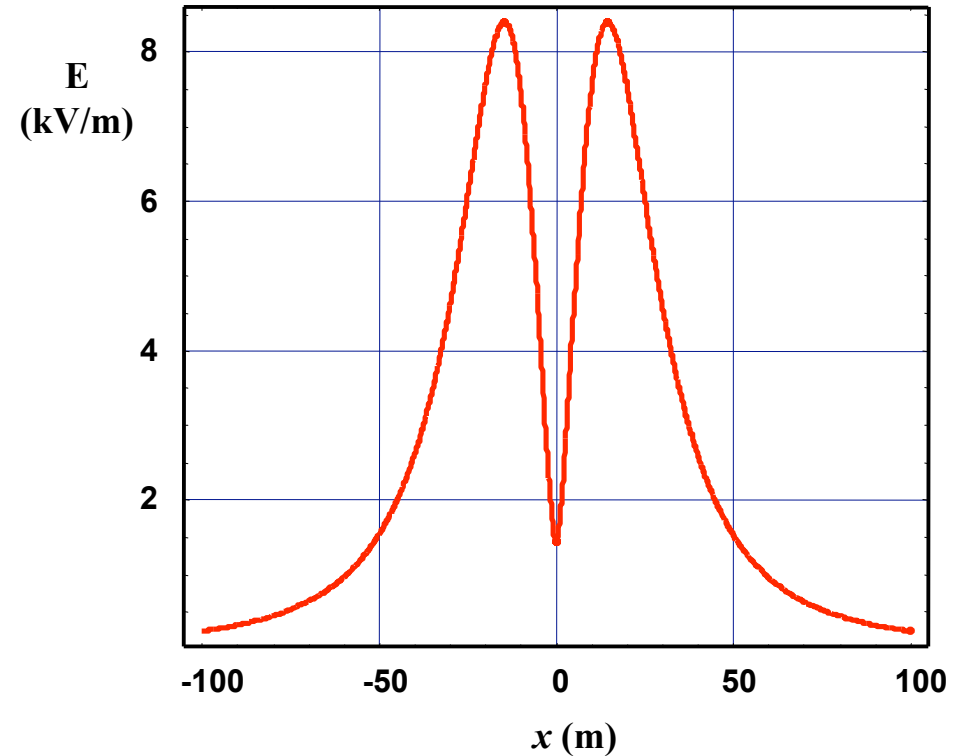
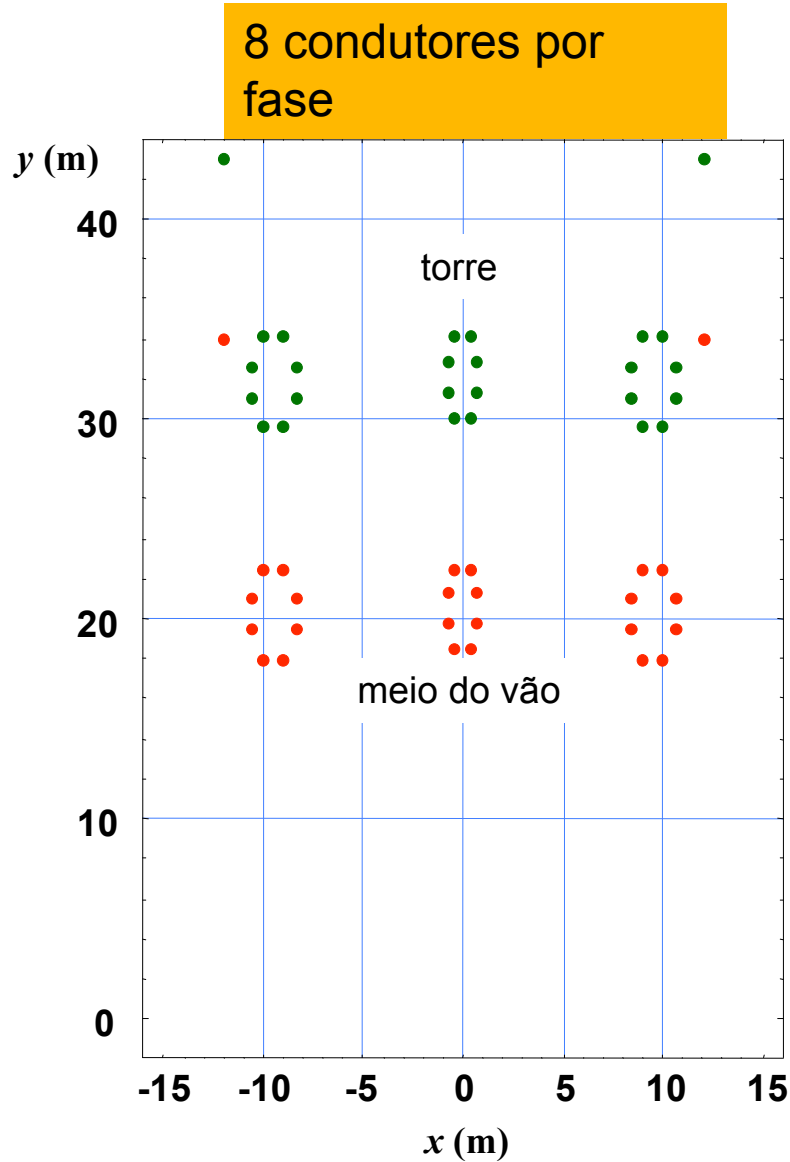


Curto-circuito monofásico na linha, no ponto P , fase a . Disjuntores abertos, na fase a , nas duas extremidades da linha, e fechados nas outras duas fases.



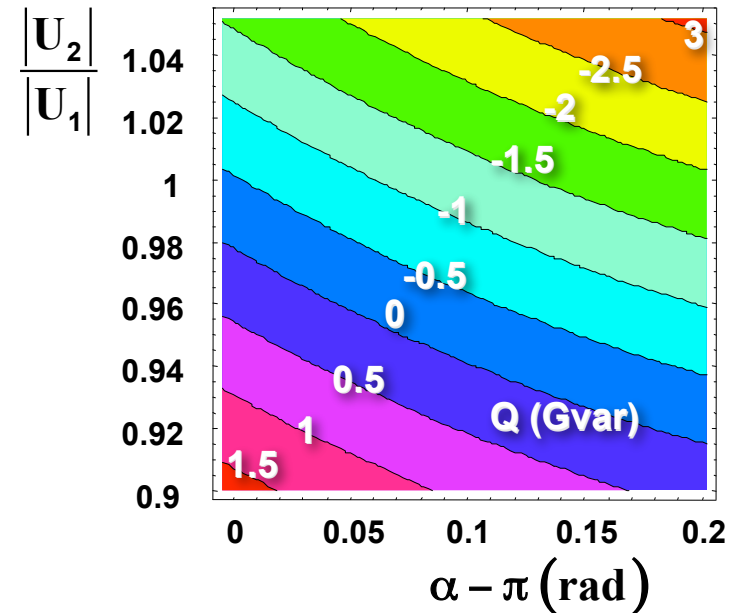
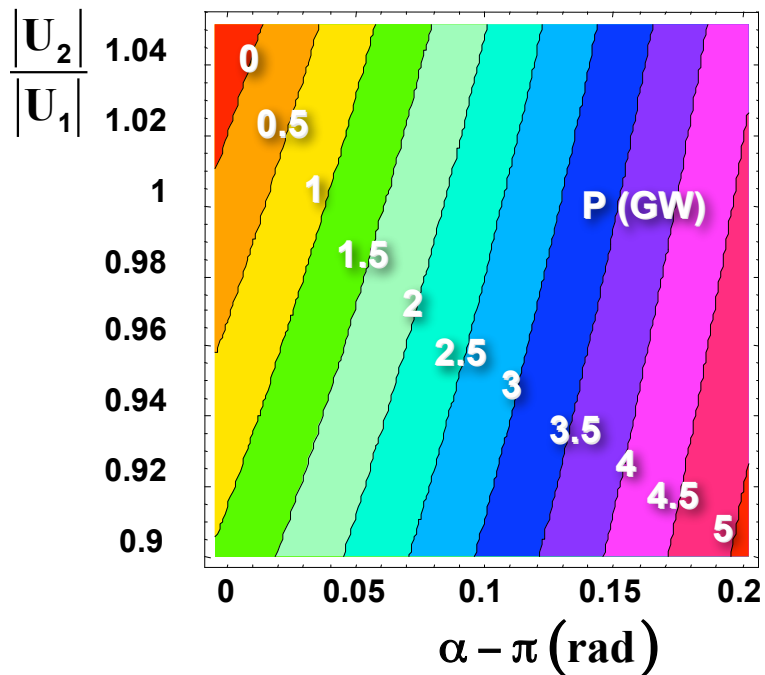
Curto-circuito monofásico na linha, no ponto P, fase **a**. Disjuntores abertos, na fase **a**, nas duas extremidades da linha, e fechados nas outras duas fases. Circuitos auxiliares para extinção da corrente de arco secundário ligados, na fase **a** nas duas extremidades da linha.

RESULTADOS PARA UMA LINHA TRIFÁSICA DE 800 kV, 2550 km, COM POTÊNCIA CARACTERÍSTICA $P_c = 4,8$ GW

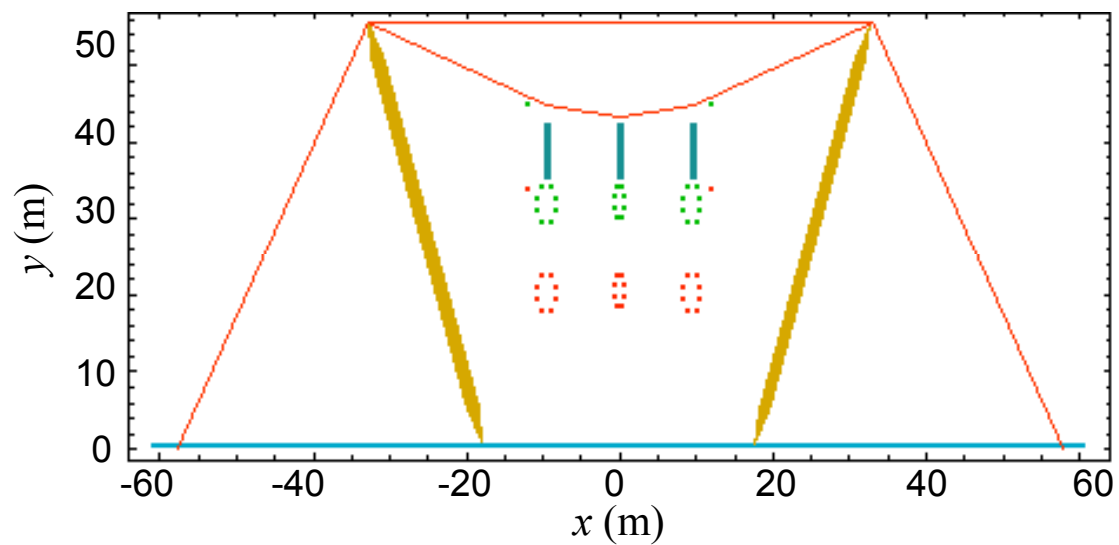
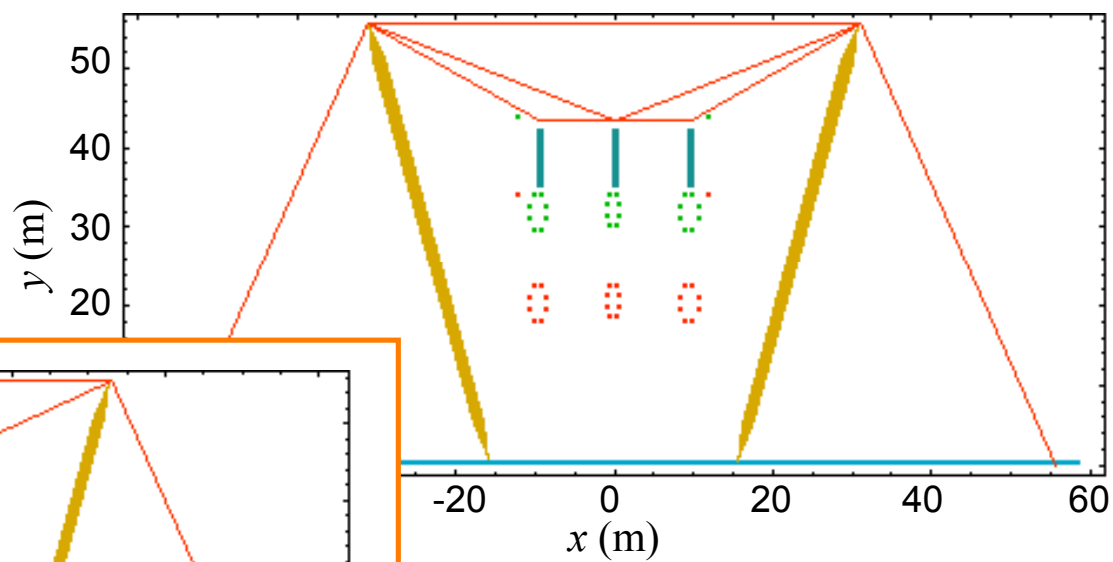
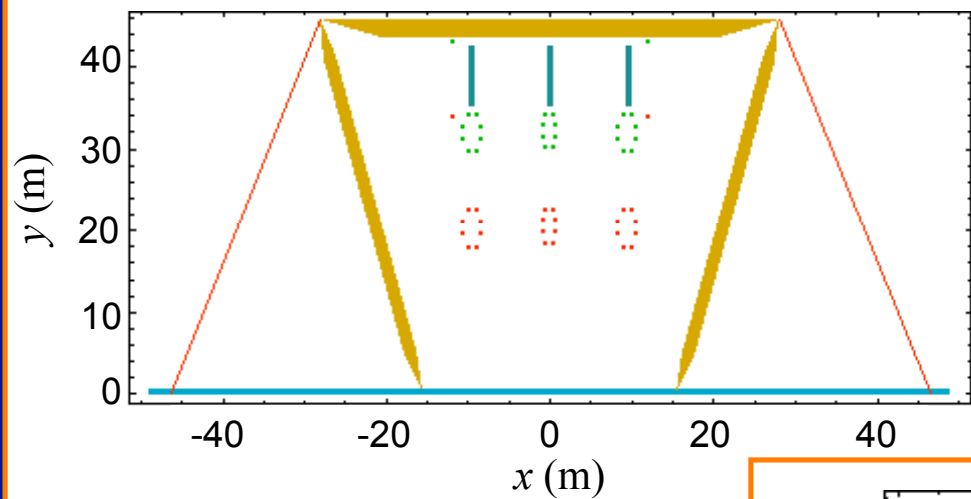


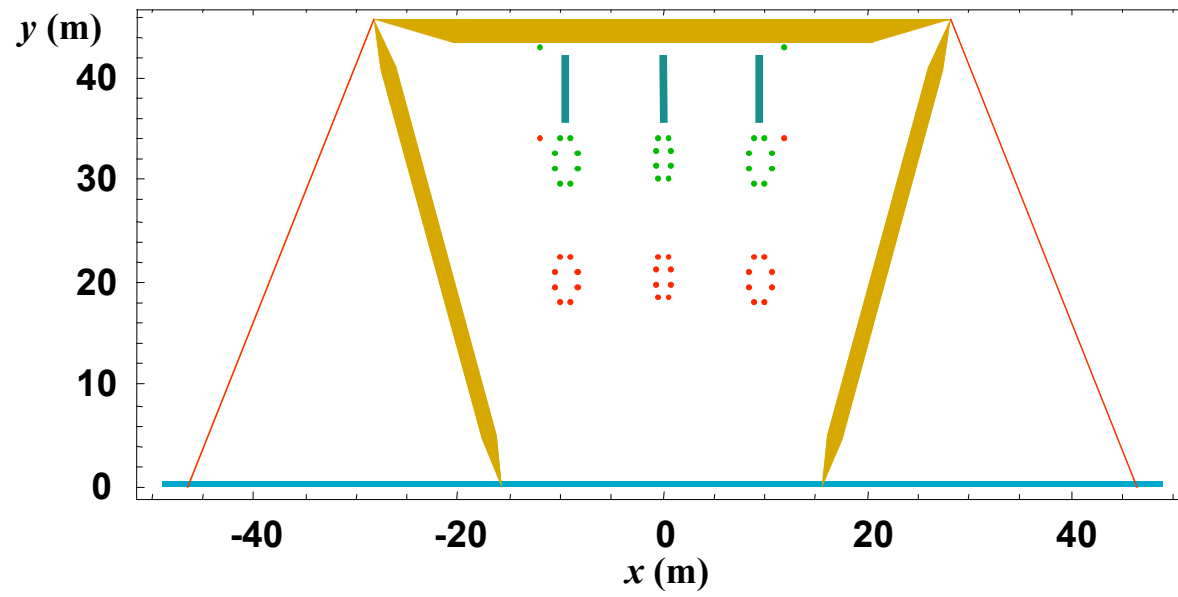
Campo elétrico, ao nível do solo, a meio do vão, no exemplo de linha, para cabos a 25° C, num vão de 500 m, em solo plano horizontal, sem vento.

LINHA TRIFÁSICA DE 800 kV, 2550 km, COM POTÊNCIA CARACTERÍSTICA $P_c = 4,8 \text{ GW}$

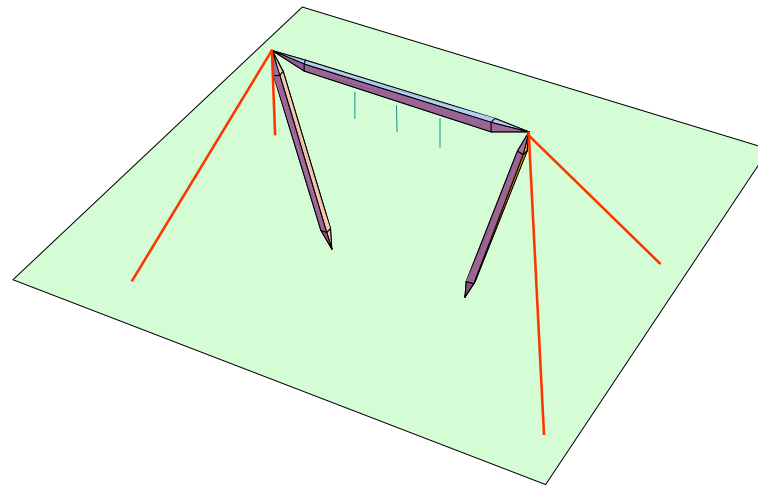


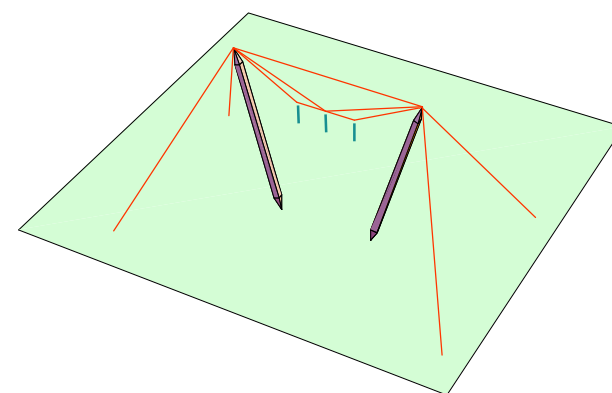
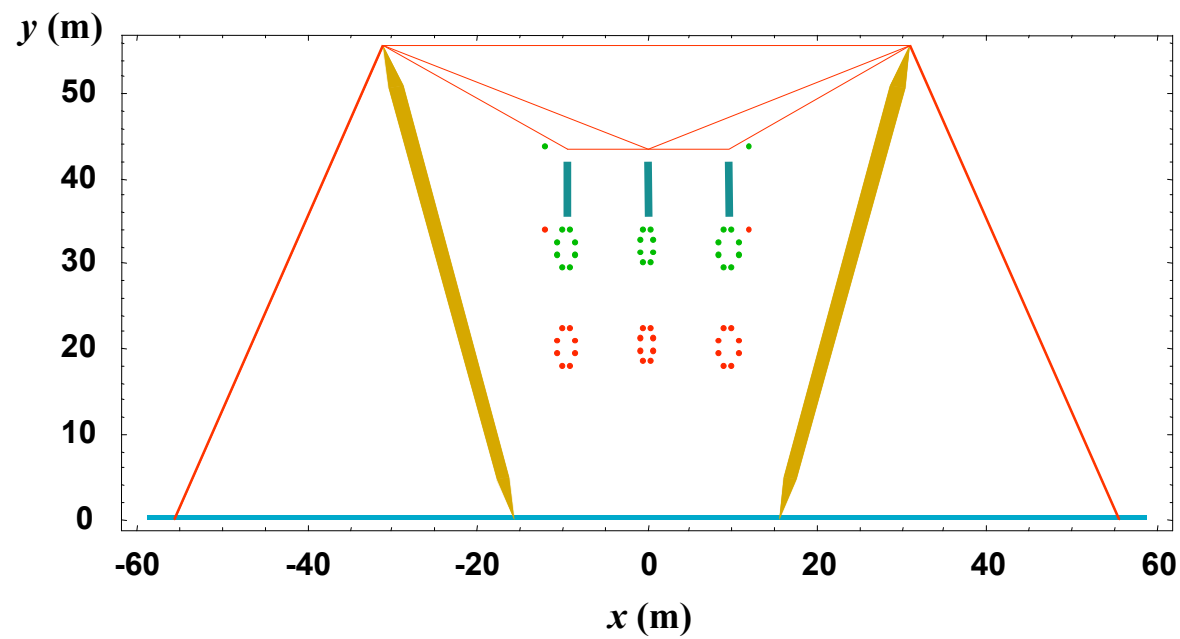
Potência, P (em GW), e potência reativa, Q (em Gvar), no terminal 1 da linha, com tensão $U_1 = 800 \text{ kV}$, em função da defasagem, α , e da relação, $\frac{|U_2|}{|U_1|}$, entre módulos, das tensões nos terminais 2 e 1.



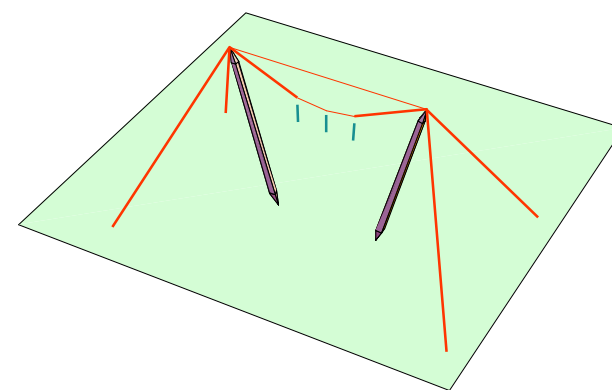
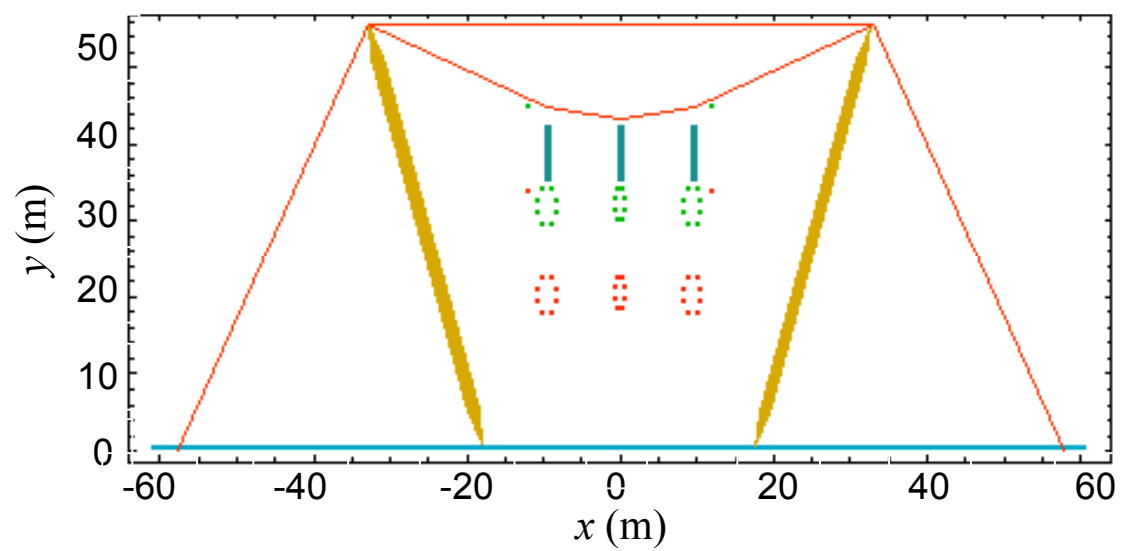


Estrutura estaiada





Estrutura *chainette*



Estrutura *Cross-rope*

Sistema de transmissão similar a projeto recente baseado em sistemas convencionais (Caso a)

Exemplo de sistema de transmissão não convencional de 1000 kV, P = 8,6 GW (Caso b)

Exemplo de sistema de transmissão não convencional de 800 kV, P = 4,8 GW (Caso c)

Parcela de custo	Custos totais, C			Custos relativos, $c = C / P$			c_b / c_a	c_c / c_a
	C_a	C_b	C_c	c_a	c_b	c_c		
	(Caso a)	(Caso b)	(Caso c)	(Caso a)	(Caso b)	(Caso c)		
	1 GW	8,6 GW	4,8 GW	1 GW	8,6 GW	4,8 GW		
C_1	1,00	2,56	1,80	1,00	0,298	0,375	0,298	0,375
C_2	0,70	0,00	0,00	0,70	0,000	0,000	0,000	0,000
$C_t =$ $C_1 + C_2$	1,70	2,56	1,80	1,70	0,298	0,375	0,175	0,221

C_1 - Custo da linha, excluindo subestações intermediárias e compensação reativa ao longo da linha e nas redes interligadas, para permitir a operação da linha

C_2 - Custo de subestações intermediárias e de compensação reativa ao longo da linha e nas redes interligadas, para permitir a operação da linha

Conclusões

- Os custos relativos (por unidade de capacidade de potência transmitida, e para o mesmo comprimento de linha) dos exemplos apresentados:
 - São cerca de 30 % e de 38 % do custo relativo da linha de comparação baseada em soluções convencionais (excluindo subestações intermediárias e compensação reativa ao longo da linha e nas redes interligadas, para permitir a operação da linha).
 - São cerca de 18 % e de 22 % do custo relativo da linha de comparação baseada em soluções convencionais (incluindo subestações intermediárias e compensação reativa ao longo da linha e nas redes interligadas, para permitir a operação da linha).

Conclusões

- A solução não convencional apresentada neste artigo permite custos de transmissão a distâncias muito longas (da ordem de 2000 a 3000 km) muito menores que sistemas de transmissão em corrente alternada baseados em soluções desenvolvidas para sistemas de transmissão tradicionais, com distâncias de transmissão de poucas centenas de quilômetros.
- Para obter um sistema de transmissão adequado, deve ser feita uma análise específica, com otimização cuidadosa, global e considerando um ponto de vista de longo prazo. Não é adequado extrapolar soluções desenvolvidas para distâncias médias, da ordem de poucas centenas de quilômetros.
- Alguns projetos recentes usaram soluções que correspondem, essencialmente, a adaptar, para distâncias muito longas, troncos de transmissão baseados em linhas de transmissão e compensação complementar “selecionados” para distâncias moderadas, da ordem de 300 a 400 km, com capacidade de transmissão, por tronco, da ordem de 1 GW.

Conclusões

- Os projetos recentes com capacidade de transmissão, por tronco, da ordem de 1 GW não atingem a “dimensão crítica” economicamente adequada para transmissão a distância muito longa, e compatível com o potencial de geração disponível, para a qual a transmissão a distância muito longa é economicamente atrativa. Por outro lado, esses projetos não consideraram a procura de soluções inovadoras otimizadas para a potência e a distância de transmissão envolvidas.
- Como enfatizado neste artigo, as duas soluções (transmissão não convencional em CA/AC, discutida neste artigo, e transmissão CC/DC) têm condicionamentos de otimização bastante diferentes e a sua comparação correta impõe uma otimização separada dos dois tipos de soluções e uma comparação objetiva e quantitativa do resultado. Em algumas condições, pode justificar-se uma solução híbrida.

Conclusões

- Todavia, deve esclarecer-se que algumas comparações de alternativas de CA/AC e CC/DC apresentadas em alguns documentos e artigos recentes resultam, na nossa opinião, de uma análise não correta de aspectos conceituais relevantes de alternativas CA/AC adequadas para transmissão a muito longa distância, nomeadamente de alternativas do tipo apresentado neste artigo.

ENSAIO REAL EM LINHAS EXISTENTES

