

SC B4 HVDC AND POWER ELECTRONICS

- WG 4.45**
Technologický výběr 800 kV HVDC- aplikace **2005-2008**
- WG 4.46**
VSC HVDC přenosy Ekonomické aspekty a porovnání s jinými AC a DC technologiemi **2006-2009**
- TF B 4.47**
Speciální otázkyspecifikace AC filtrů pro HVDC **2006- 2009**
- WG 4.48**
Testování VSC systémů pro HVDC aplikace **2007-2009**
- WG 4.49**
Zjišťování vlastností a přehled aplikací existujících Thyristor Control Series Compensation Devices –TCSC **2008-2010**
- JWG B4/B2/C3.50**
Elektrické pole a environmentální problémy HVDC přenosů **2008-2011**
- WG 4.51**
Studie vlivu transientních napětí měničů na měničové transformátory **2009-2011**
- WG 4.52**
HVDC sítě- studie proveditelnosti **2009-2011**

SC B4 HVDC AND POWER ELECTRONICS

PS1: Projekty HVDC přenosů včetně aplikací na 800 kV 19 referátů

B4-101 Nedávný pokrok v japonských projektech

M. TAKASAKI, T. KOBAYASHI, H. OONO, T. SAKAI

V současné době je v Japonsku v provozu 6 HVDC v přenosovém systému

- Shin Shinano frequency converter No.1 v provozu již 30 let, 2009 naplánována rekonstrukce
- Higashi Shimizu frequency converter station, stavba 1994-2000, 2006 plný komerční provoz
- Hokkaido-Honshu HVDC Link, v provozu od 1979, modernizace 2008

Japonské HVDC můžeme rozdělit do tří skupin

(1) BTB pro konverzi frekvence

Japonský elektroenergetický systém se skládá:

z východního	50 Hz	76 GW se 3 společnostmi
ze středozápadního	60Hz	96 GW se 6 společnostmi

Tyto dva systémy jsou propojeny ze třemi FCs, 1000 MW celkem

Sakuma, Shin Shinano and Higashi Shimizu.

(2) Podmořské kabelové spojení DC Hokkaido-Honshu a Kii kanál kabel caa 50 km.

HVDC přenos pracuje především z ekonomických důvodů

(3) BTB aby se vyhnulo velkému kruhovému toku Minami Fukumitsu.

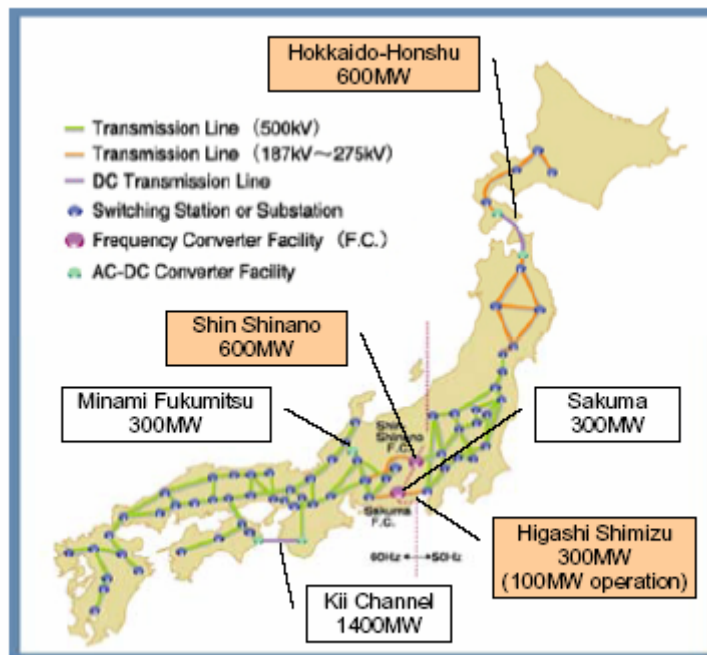


Fig. 1 HVDC schemes in Japan

Table 1 Outline of Japanese HVDC schemes

System	Year Commissioned	Valve	Rated Capacity [MW]	Rated DC Voltage [kV]	Transmission Distance (Cable) [km]	Application*2
Hokkaido-Honshu	1979/80/93	Thy.	600	±250	168 (44)	Intertie
Shin Shinano	1	1977	300	125	BTB	Intertie, FC
	2	1992	300	125		
Higashi Shimizu	2006	Thy.	300 (100)	125	BTB	Intertie, FC
Minami Fukumitsu	1999	Thy.	300	125	BTB	Intertie
Sakuma	1965/93	Thy.*1	300	125	BTB	Intertie, FC
Kii channel	2000	Thy.	1400	±250	102 (51)	Generation

*1) Thyristor valve replaced mercury arc valve in 1993

*2) Intertie: AC system interconnection, FC: Frequency conversion, Generation: Generation transmission

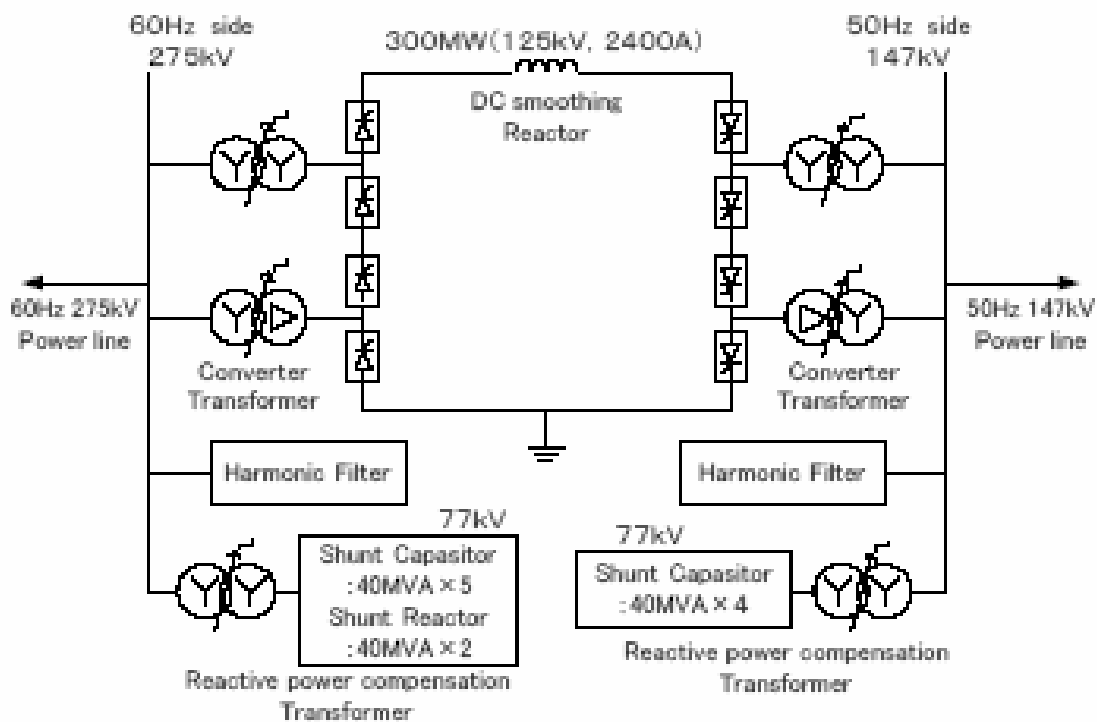


Fig. 6 Higashi-Shimizu FC circuit configuration (Original installation)

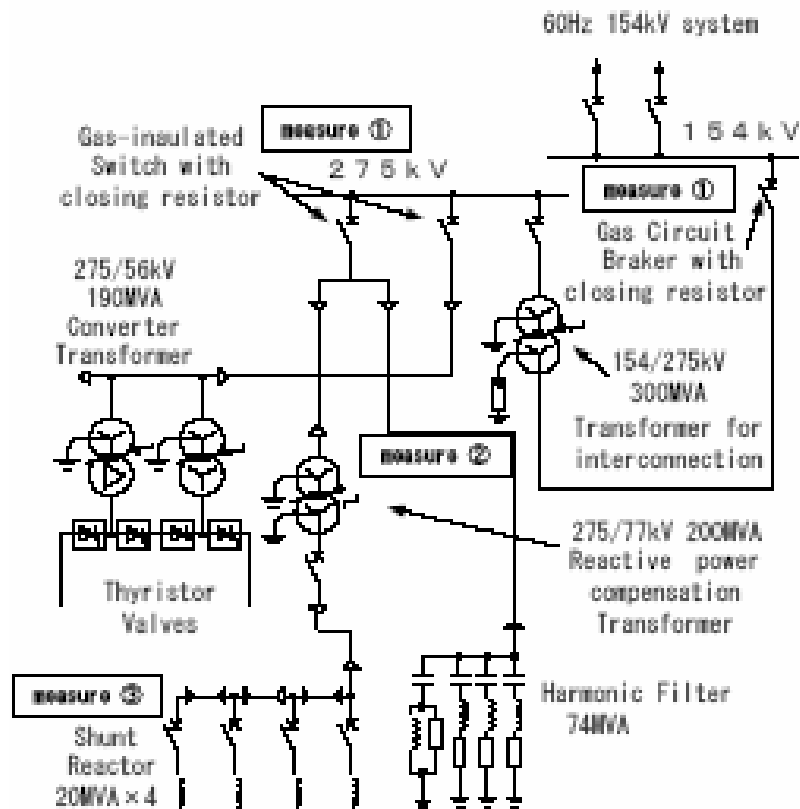


Fig.7 60Hz side main circuit configuration in the temporary countermeasure

Spojení mezi Ruskem a Finskem pracující od roku 1981
Přenos více než 1000 MW

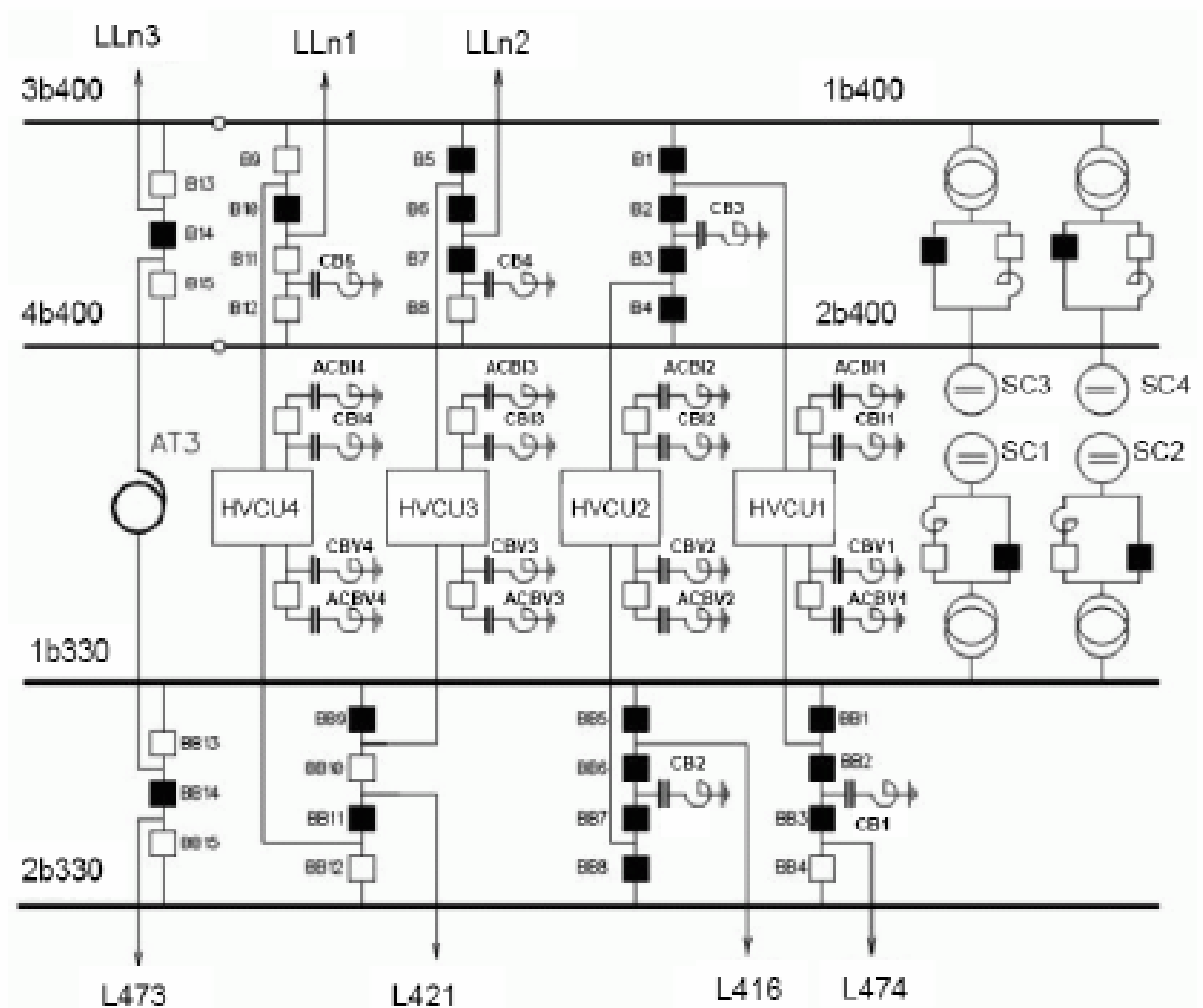


Figure 1. The main circuit diagram of the Vyborg station after reconstruction and expansion 1b330, 2b330, 1b...4b400,– 330 kV and 400 kV busbars; LLn1..3 - 400 kV OH lines to Fingrid; L416..L474 - 330 kV OH lines on Russian side; SC – synchronous condensers; CB, CBV, CBI – the main AC filters batteries; ACBV, ACBI – additional AC filters on the transformers tertiary on the rectifier and inverter sides; AT3 – new autotransformer for AC tie to the isolated generator.

Nový řídicí systém

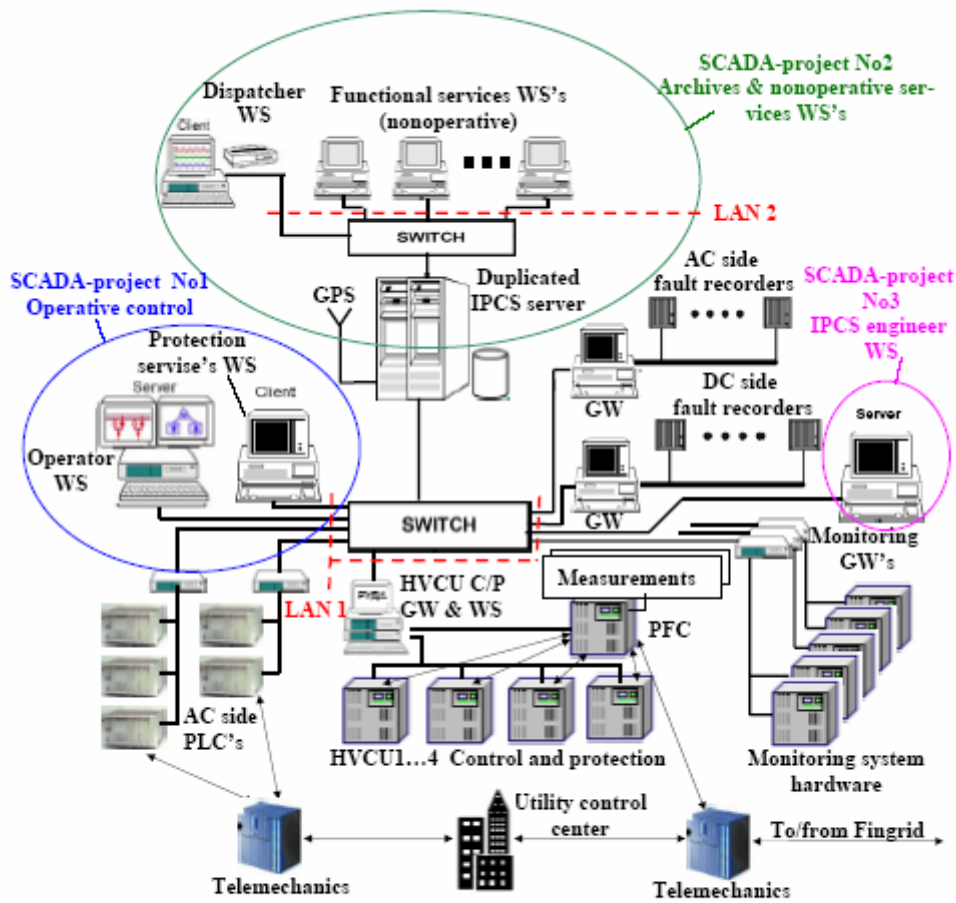


Figure 2. The total IPCS structure diagram of the Vyborg station
 GW- gateway, C/P - control and protection, LAN1 – local area network of operative level,
 LAN2 – local area network of nonoperative level, PFC – Power Flow Control, WS – workstation.

Výsledky analýzy přenosových možností v brazilském
 Jirau and Santo Antônio projektu (6450MW), výroba v hydrocentrálách
 Přenosové možnosti, dopad na regionální systém

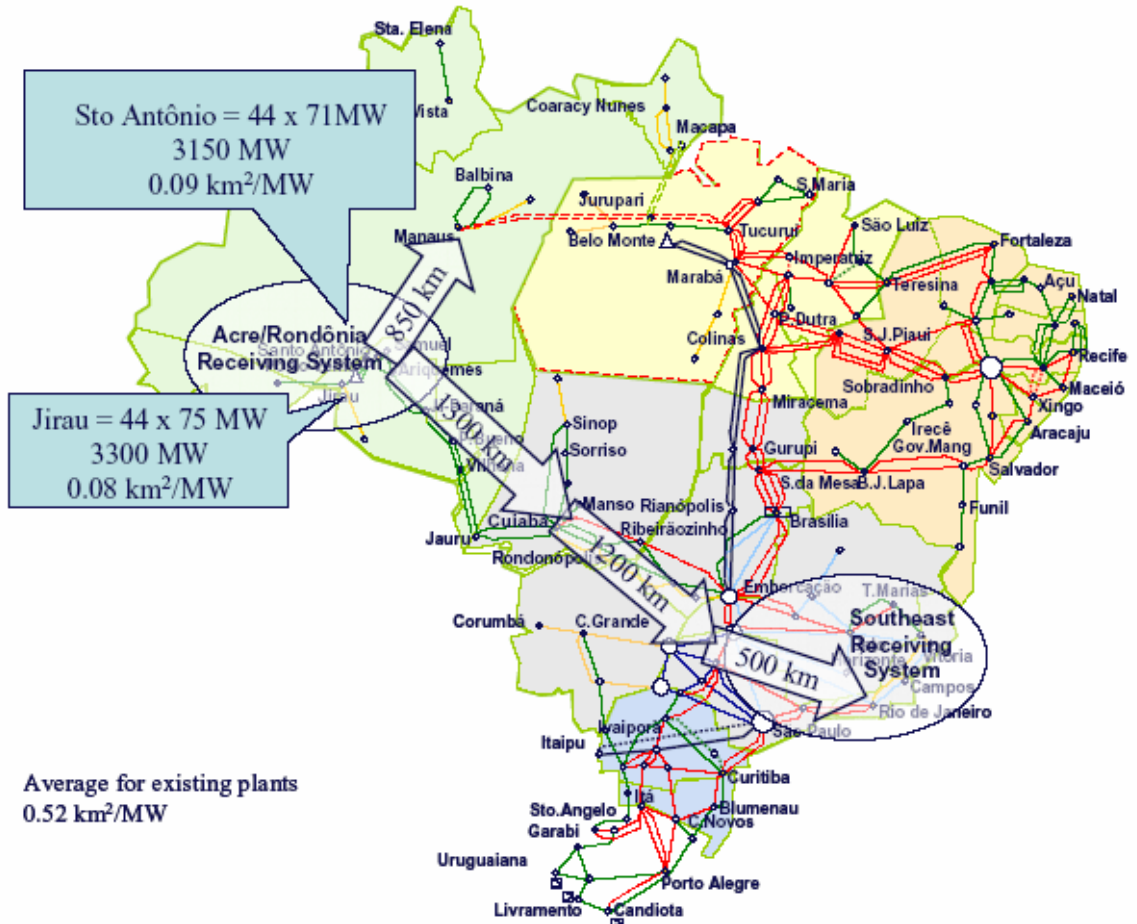


FIGURE 1 – Jirau and Santo Antônio hydroelectric generators – features and distances

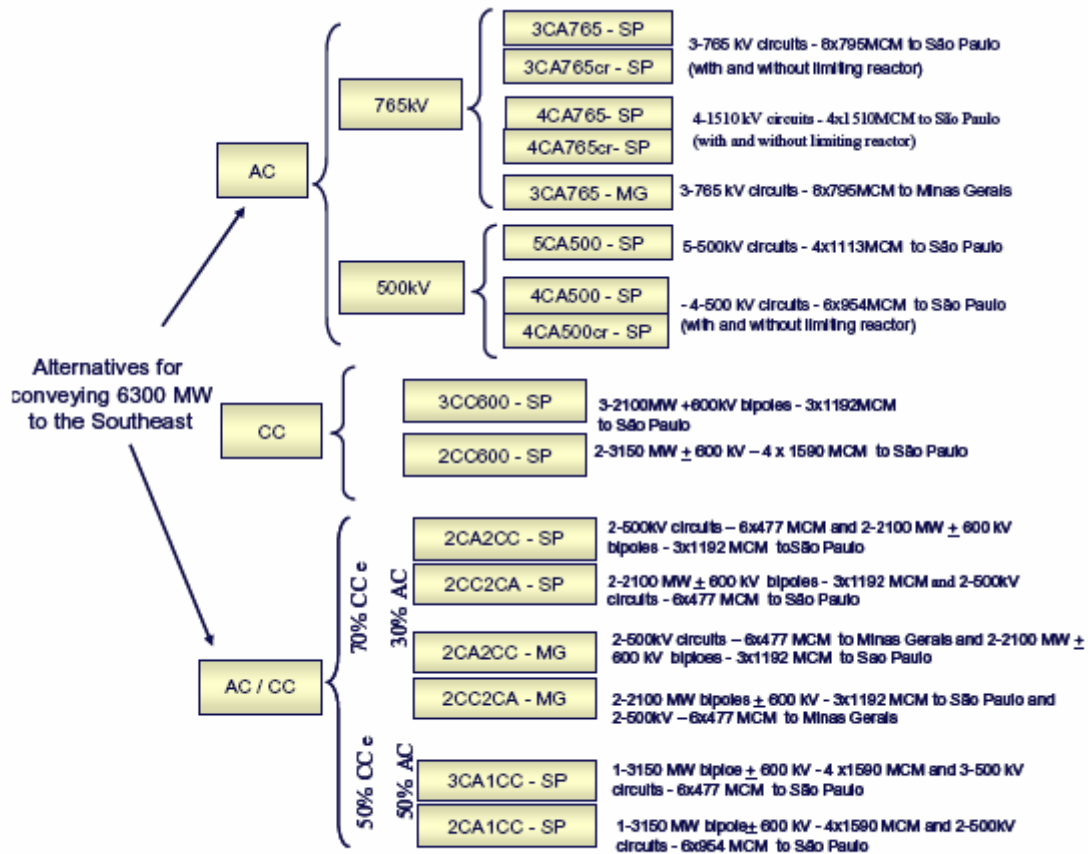


FIGURE 3 – Transmission Alternatives Analyzed

B4-104 Nový Storebaelt HVDC projekt pro propojení Eastern and Western Denmark
K. SOEBRINK, J.P. KJAERGAARD, J. NÄCKER, S. NYBERG, C. RASMUSSEN, R. RÖSSEL, E.M. LEUTNER

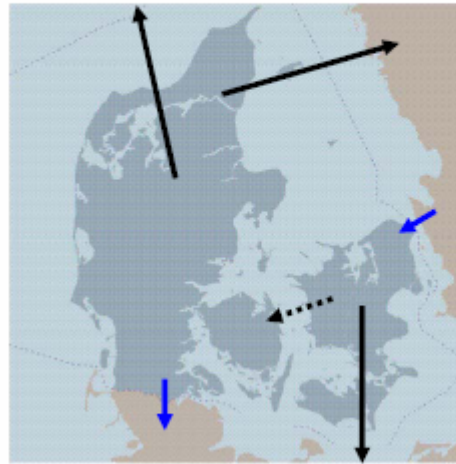
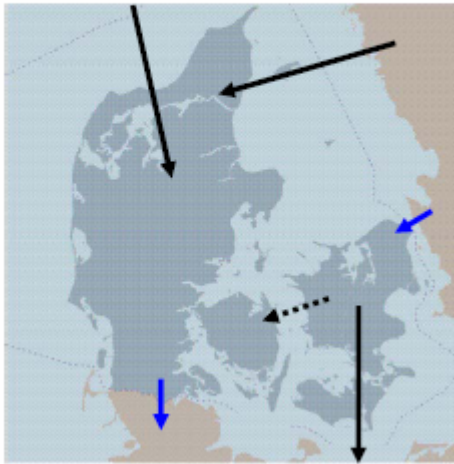
Denmark má dva přenosové systémy, východní (Nordel) a západní spojený s UCTE systémem. Stavba Storebaelt (Great Belt) HVDC propojení mezi východním a západním Dánskem se plánovalo řadu let. Dánský systém se změnil v posledních letech především z důvodů velké kapacity připojených obnovitelných zdrojů a modernizaci některých předávacích stanic. Tyto změny udělaly HVDC technicky i ekonomicky přitažlivým.

Table 1-1: Overview of the installed production capacities

Synchronous area	Western System UCTE	Eastern System Nordel
Central power stations	3400 MW	3800 MW
Local CHP plants	1700 MW	650 MW
Wind power plants	2400 MW	750 MW
Wind power penetration	65-200%	30-85%
Combined heat and power penetration	46-136%	25-74%

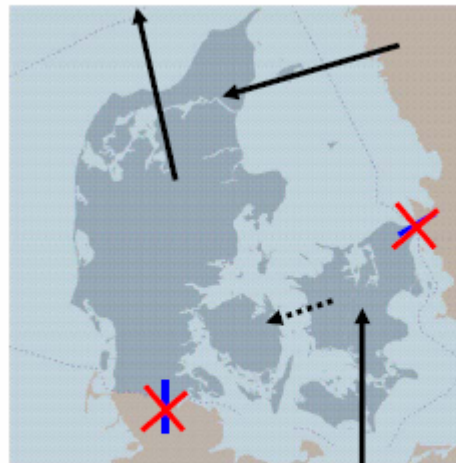
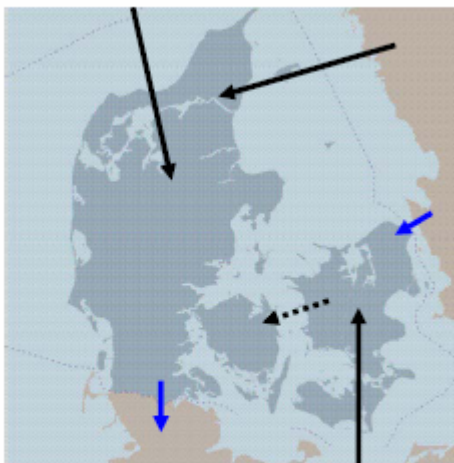
Scenario A: Peak load
 Production, central power plants: High
 Production, wind turbines: Low
 Production, local CHP: Medium

Scenario B: Low load
 Production, central power plants: Low
 Production, wind turbines: High
 Production, local CHP: High



Scenario C: Low load
 Production, central power plants: Low
 Production, wind turbines: None
 Production, local CHP: None

Scenario D: Low load, island operation
 Production, central power plants: Low
 Production, wind turbines: None
 Production, local CHP: None



Flow direction on existing HVDC line: —————→
 Flow direction on new HVDC line:→
 Flow direction on existing HVAC line: ————→

Figure 3-1: The four scenarios A, B, C and D to be used for dynamic studies

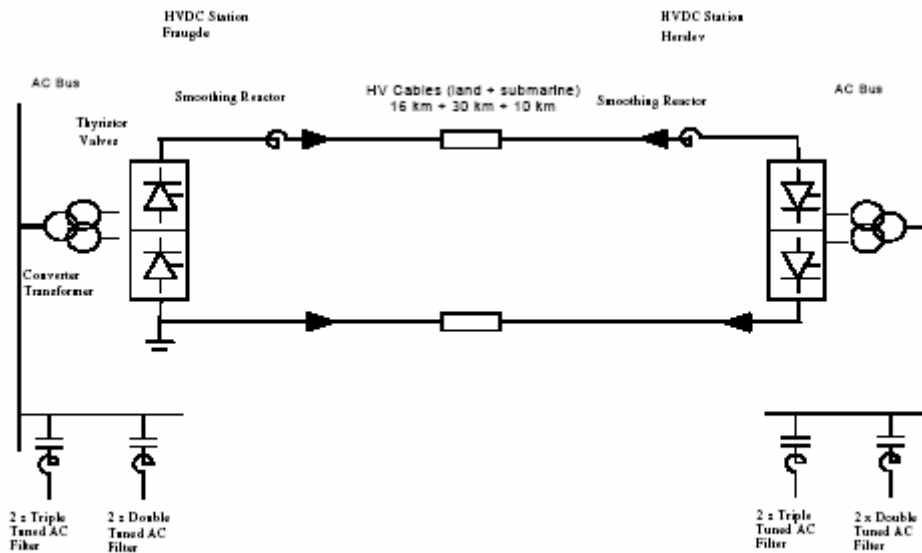


Figure 4-1: Schematic single-line diagram

Table 7-1: Summary of pole cable data

	Submarine cable	Land cable
Cable length	32 km	26 km
Rated voltage	400 kV	400 kV
Rated current	1500 A	1500 A
LIWL	800 kV	800 kV
SIWL	800 kV	800 kV
Cross section	1700 mm ²	2000 mm ²

B4-105 Selection of ground electrode sites using geophysical techniques for resistivity measurements for first ±800 kV HVDC system in India

R.N. NAYAK, R.P. SASMAL, R. SURI, A. MANGLIK, S.K. VERMA, D. MURALIDHARAN

B4-106 RTDS Simulační studie pro multinapájený HVDC systém v Indii

D. KHARE, C. PRABHAKAR, K.S. MEERA, P.V. BALASUBRAMANYAM, S. SUBHASH, A.K. TRIPATHY

Pro plánování byla zpracována předběžná studie na digitálním simulátoru pracujícím v reálném čase Real Time Digital Simulator (RTDS).

Studie ukázala dynamické chování systému s dvěma plánovanými spojeními Balia-Bhiwadi HVDC link (v současné době ve výstavbě) a NER-Agra link, který bude uveden do provozu 2011-2012.

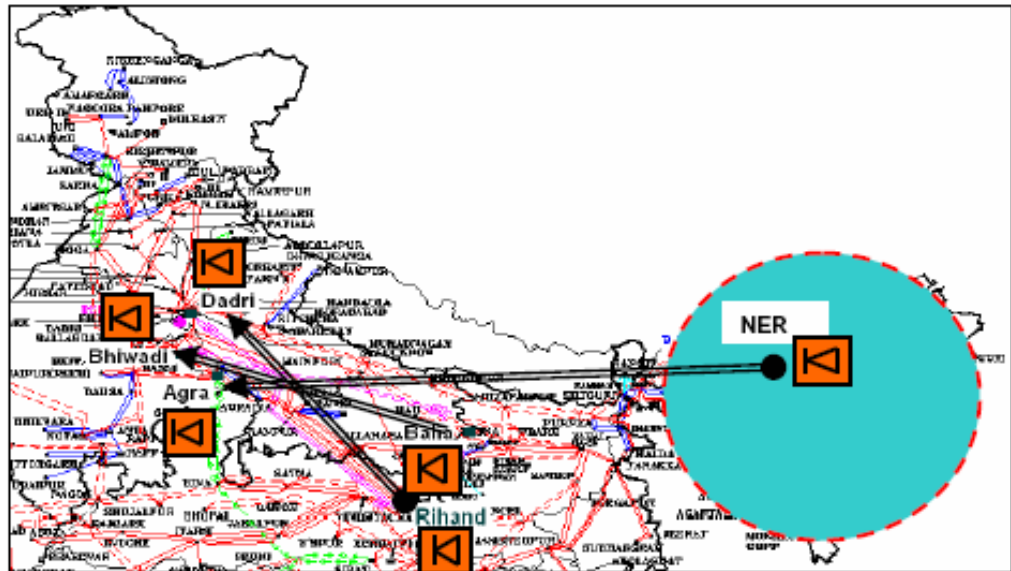


Figure 1: Geographical Location of the Existing and Upcoming HVDC links in the Northern Region of India

Table I: Details of the three HVDC Links

Parameters	Rihand-Dadri	Balia-Bhiwadi	NER-Agra
HVDC rating , MW	1500	2500	3000 (6000)
Rated voltage \pm kV	500	500	800
Line length, km	810	775	2200
Filter MVar	690	1685	1800
Short circuit MVA at Inverter	28324	15876	21839
Short Circuit Ratio at Inverter	18.88	6.35	7.27

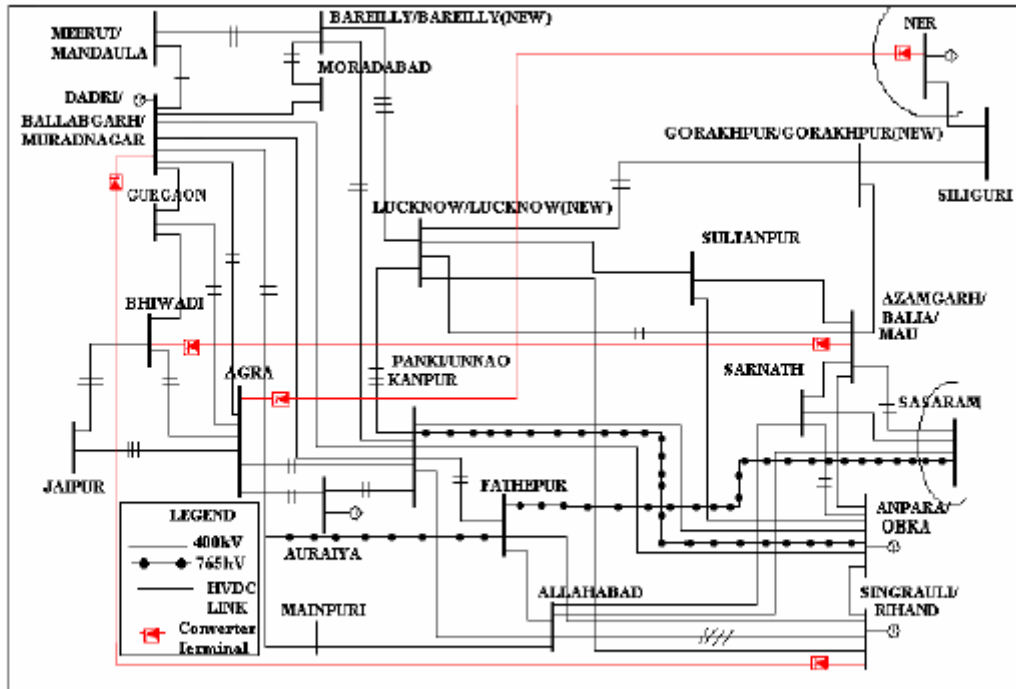


Figure 2: Reduced Network considered for system studies

B4-107 Application of reliability centered maintenance (RCM) to HVDC converter station
 N.S. DHALIWAL, R. SCHUMANN, J.R. MCNICHOL

B4-108 Plánování modernizace pro New Zealand's Inter-Island HVDC Pole 1

P. GRIFFITHS, M. ZAVAHIR

První New Zealand HVDC bipole link byl zprovozněn v roce 1965 rated +/- 250 kV and 600 MW ještě s rtuťovými lampami (MAV) mezi Benmore and Haywards. Mezi 1987 a 1992 došlo k rekonstrukci

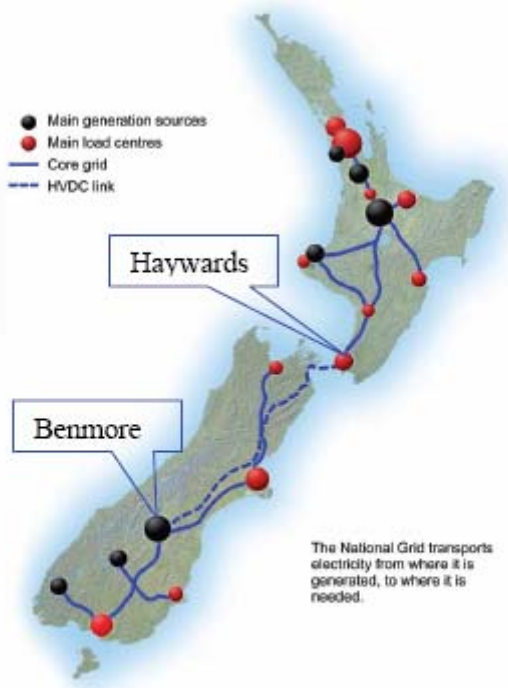


Figure 1 New Zealand Hybrid HVDC link between Benmore and Haywards

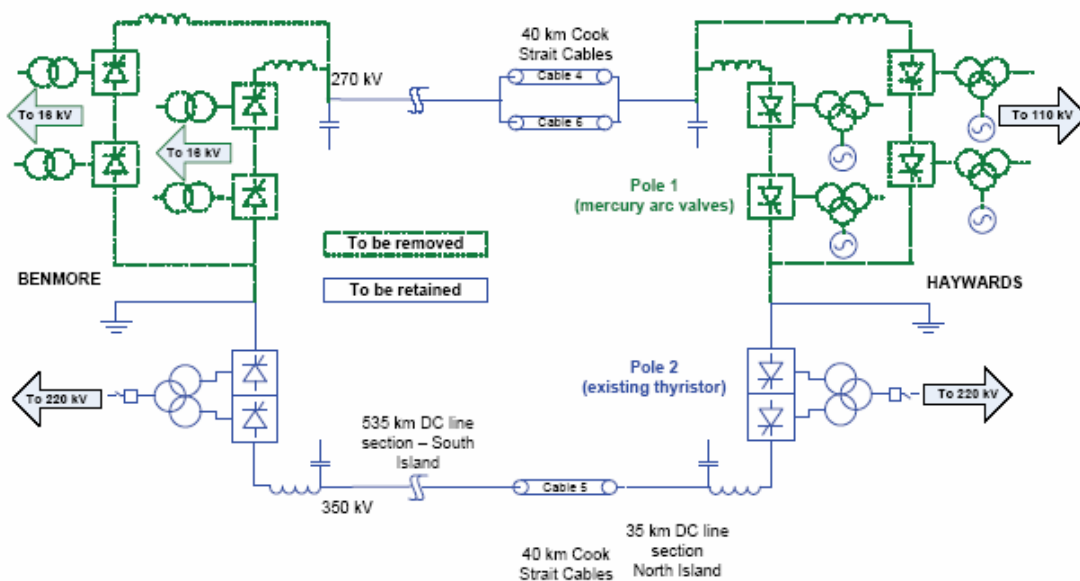


Figure 2 New Zealand Hybrid HVDC link (Established in 1992)

Table 1 Staged HVDC development plan

Stage	Bipole capacity (MW)	Significant additions to the HVDC link		
		Haywards	Benmore	Other
1	1000	1. New 700 MW converter and controls 2. Filters for 1000 MW bipole operation 3. Reconnect four Pole 1 condensers	4. New 700 MW converter and controls 5. filters for 1000 MW bipole operation	6. Replace bipole and Pole 2 control system
2	1200	7. One new condenser 8. Additional filter		
3	1400	9. Additional filters	10. Additional filters	11. One new Submarine cable 500 MW

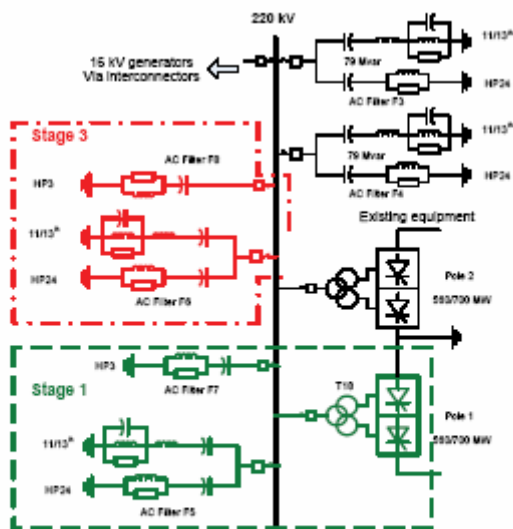


Figure 5 Staged development plan for 1400 MW bipole at Benmore end

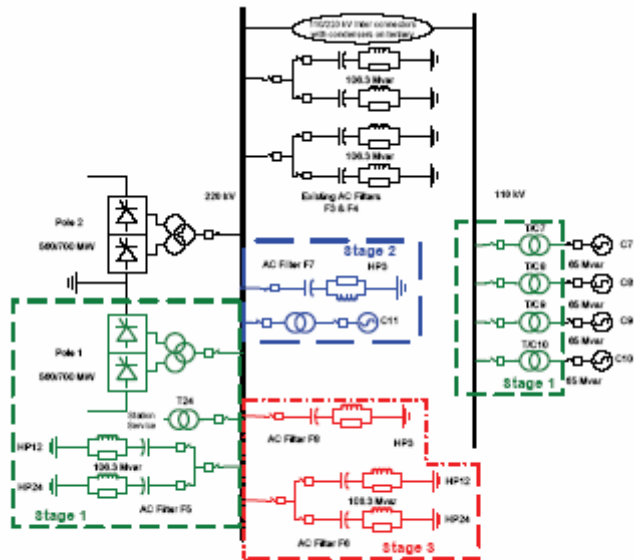


Figure 6 Staged development plan for 1400 MW bipole at Haywards end

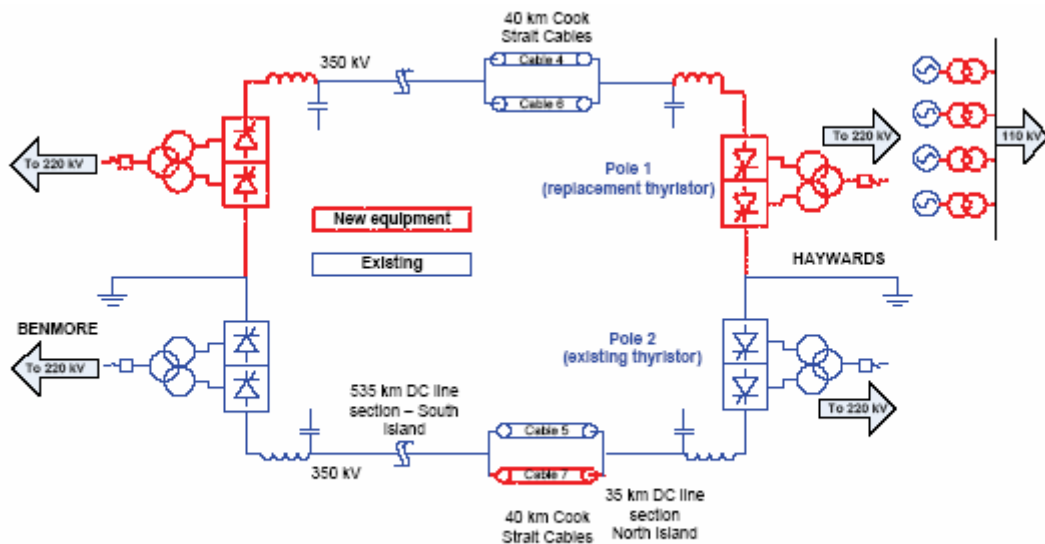


Figure 7 Configuration for proposed Pole 1 replacement – showing DC cable arrangement

B4-109 Technické a ekonomické předpoklady HVDC podmořského spojení mezi Mexican electrical system and the Baja California Sur grid

R. VELÁZQUEZ, H.G. SARMIENTO, R. CASTELLANOS, G. PAMPIN, G. GALICIA, R. ADAME

Stát Baja California Sur (BCS) je jedním z 32 států v Mexicu, je tam boom spotřeby, v roce 2005 tam byla spíčková spotřeba 266 MW, pro rok 2010 se odhaduje spotřeba 340 MW.

Soustava BCS je nepropojena s ostatními státy.

Pro HVDC se vybrala hladina 230 kV.

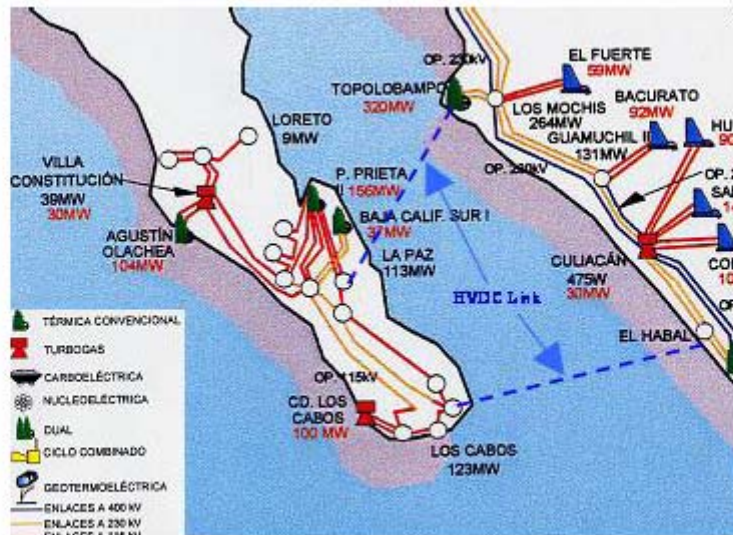


Fig. 1 Schematic diagram for the BCS grid and portion of the Northwestern Area

TABLE I
INTERCONNECTION POINTS ANALYZED

#	BCS	MIS	Distance* (km)	
			Land	Sea
<i>Los Cabos Zone</i>		<i>Northwestern Area</i>		
1	El Palmar 230 y 115 kV	La Higuera 230 kV	50	220
<i>La Paz Zone</i>		<i>Northwestern Area</i>		
2	Olas Altas 230 y 115 kV	Topolobampo 230 kV	30	190
3	Coromuel 230 kV		13	190

The HVDC model chosen for the study has the following characteristics:

- Maximum voltage ± 150 kV
- Base power 373 MVA
- Direct current 1 233 A
- DC Cable Size 1000 mm^2 , Cu

TABLE II
POWER LOSSES IN THE HVDC LIGHT AT NOMINAL CAPACITY

HVDC Light				
Distance (km)	Cable Resistance (Ω)	Cable Losses at nominal capacity (370 MW, 1233 A)	Converter Losses (MW)	Total Losses (MW)
203	$0.0151 \cdot 203 = 3.07$	$2 \cdot 3.07 \cdot 1.233^2 = 9.34$	$0.018 \cdot 370 \cdot 2 = 13.3$	22.04
220	$0.0151 \cdot 220 = 3.32$	$2 \cdot 3.32 \cdot 1.233^2 = 10.1$		23.40
270	$0.0151 \cdot 270 = 4.08$	$2 \cdot 4.08 \cdot 1.233^2 = 12.4$		25.70

TABLE IV
POWER LOSSES WITH HVDC CLASSIC AT NOMINAL CAPACITY

HVDC Classic				
Distance (km)	Cable Resistance (Ω)	Cable Losses on nominal capacity (330 MW, 520 A)	Converter Losses (MW)	Total Losses (MW)
203	$0.07 \times 203 = 14.2$	$2 \times 14.2 \times 0.520^2 = 7.68$	$0.007 \times 330 \times 2 = 4.62$	12.31
220	$0.07 \times 220 = 15.4$	$2 \times 15.4 \times 0.520^2 = 8.33$		12.95
270	$0.07 \times 270 = 18.9$	$2 \times 18.9 \times 0.520^2 = 10.22$		14.84

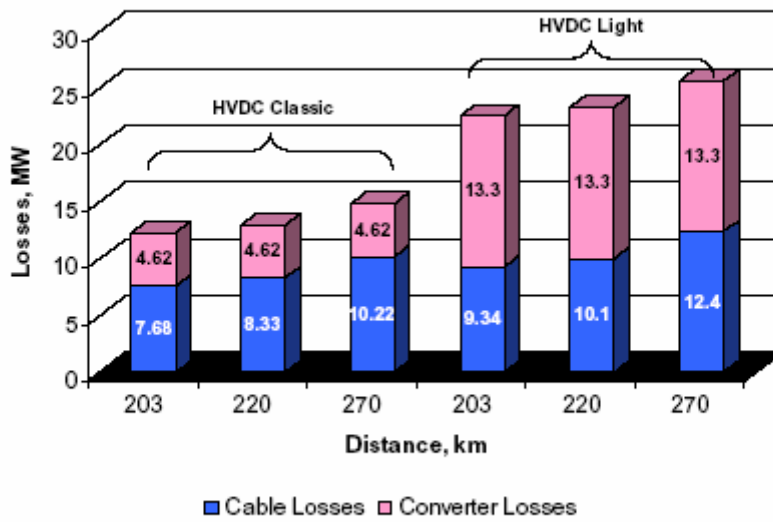


Fig. 6 Comparison of power losses between HVDC Light and Classic

B4-110 Overview of HVDC system operation in China Southern power grid
Y. XIAO, Z. WU, C. HONG

B4-111 HVDC k připojení rozptýlené výroby a spotřeby v Southern African regionu

P.M. TUSON

Uvádí se možná HVDC spojení v jižní části Afriky, protože se jedná o velké vzdálenosti jsou diskutována různá řešení DC i AC. Eskom v JAR má naplánováno spojení s 2000 MW o napětí 500 kV Bipole HVDC s dynamickým řízením pro udržování stability Mpumalanga – Cape (North-South).

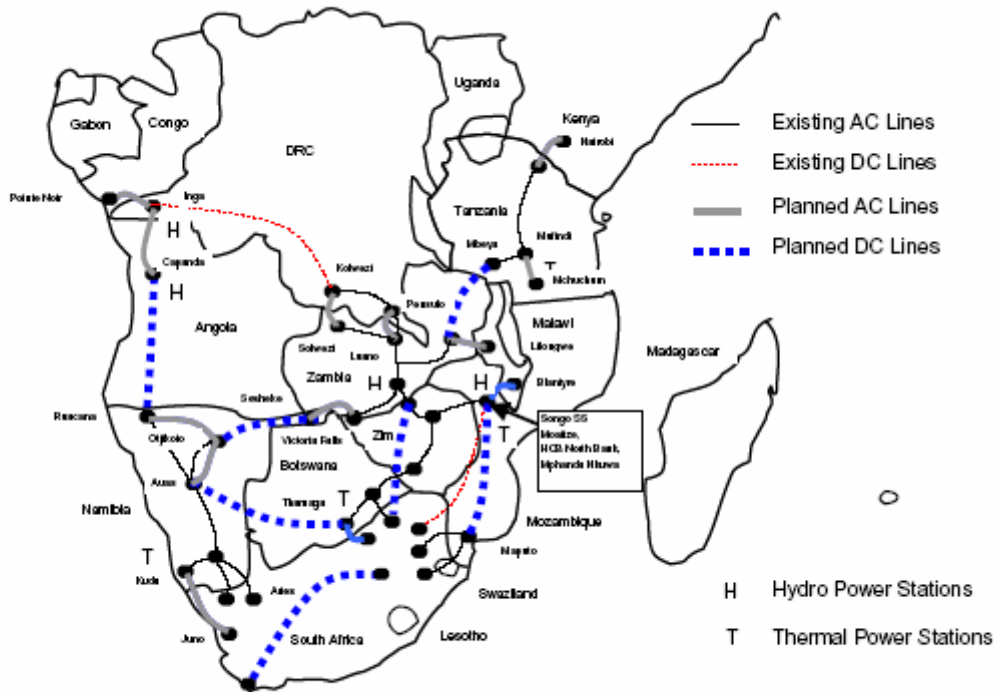


Figure 1: Possible dc interconnectors in the SAPP

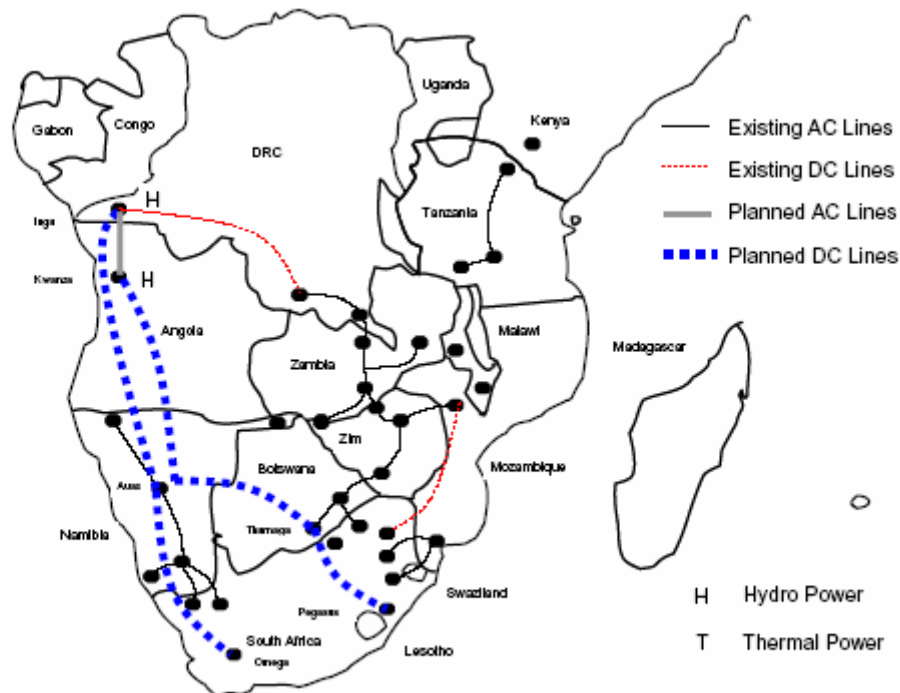


Figure 2: WestCor HVDC Interconnectors

B4-112 Viv Itaipu HVDC na elektroenergetický systém

R.J.G.C. DA SILVA, J.M. SANCHEZ T.

Elektrárna Itaipu má celkem 18 strojů po 700 MW , polovina je na 60 Hz a a druhá část je na 50 Hz .50 Hz část patříci Paraguayi je převedena na DC a s HVDC je odvedena do oblasti velkých aglomerací na pobřeží. Stejnsměrný systém pomáhá udržovat stabilitu v brazilské 60Hz síti.

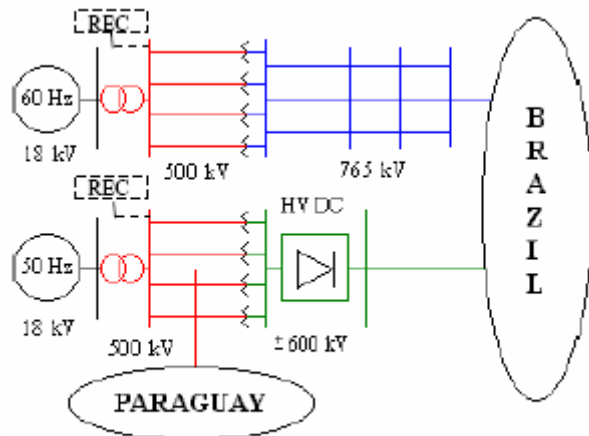
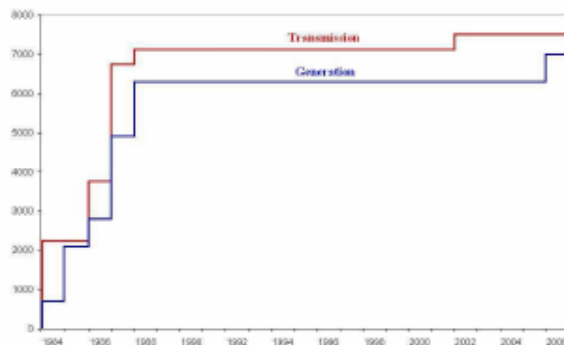
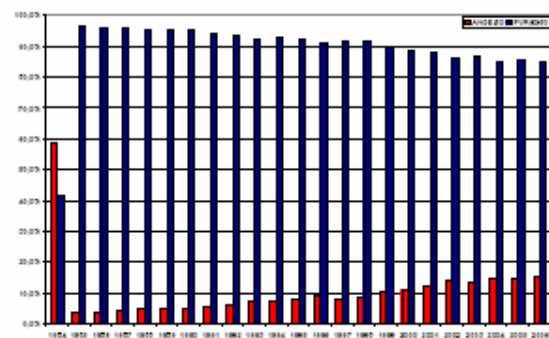


Figure 1 – Itaipu’s Transmission System.

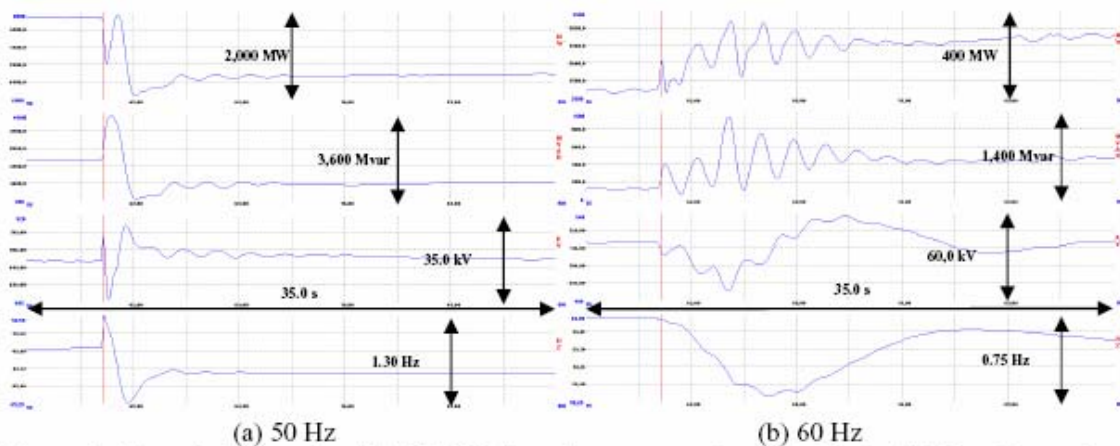


a) Generation x Transmission



b) Itaipu Energy Repartition

Figure 2 – Evolution of Itaipu Generation and Distribution Between Brazil and Paraguay.



(a) 50 Hz

(b) 60 Hz

Figure 3 – Record of short-circuit in 500 kV, loss of two generating unit of Itaipu 50 Hz and loss of North-South Interconnection.

B4-113 Plánování a návrh AL FADHILI 1800 MW HVDC spojení v Saudi Arabia
 B.T. BARRETT, N.M. MACLEOD, S. SUD, A.I. AL-MOHAISEN, R.S. AL-NASSER

V současné době je navrhuje mezinárodní spojení mezi Kuvaitem, Saudi Arabia (60Hz), Bahrainem a Quatarem.
 Buduje se 600 MW spojka BTB

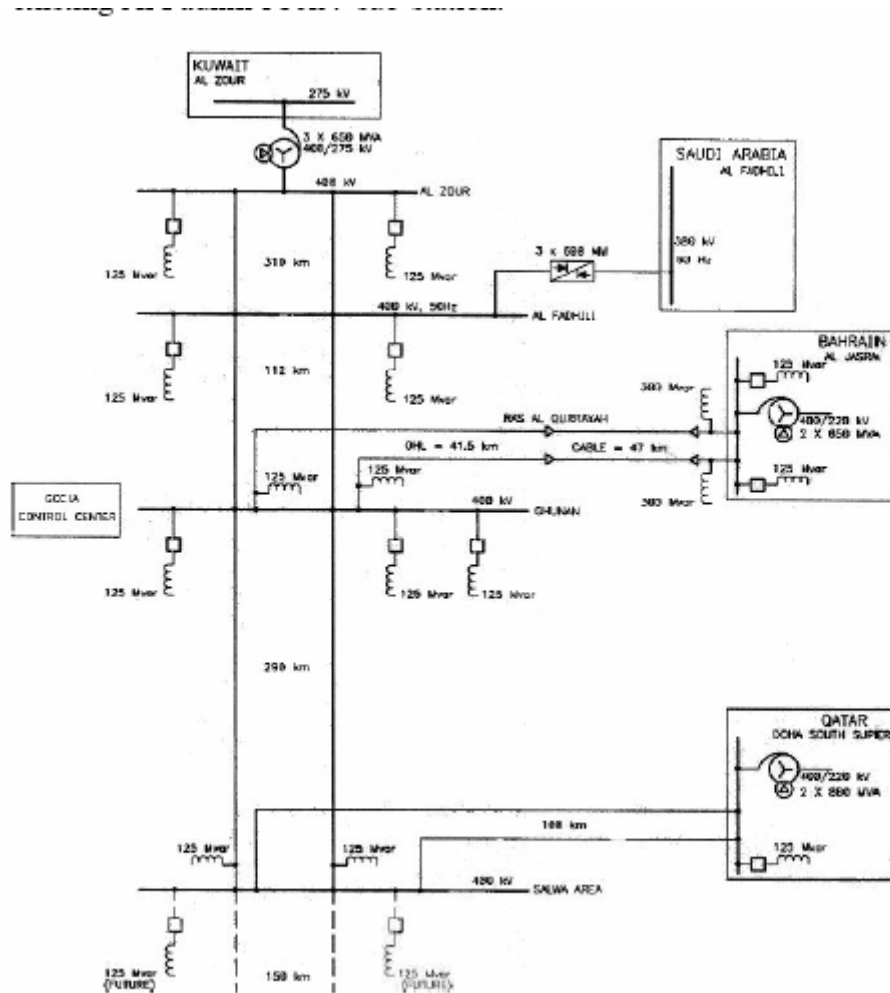


Figure 1 Route of the GCCIA inter-connector

Table 1 Key system parameters for station rating

Parameter	60Hz	50Hz
Nominal voltage	380kV	400kV
Max. continuous voltage	399kV	420kV
Min. continuous voltage	361kV	380kV
LIWL	1425kV	1300kV
SIWL	1050kV	1050kV
1 min power frequency voltage	630kV	520kV
Continuous frequency	60 ± 0.5%	50 ± 0.5%
Maximum short circuit level	29,850MVA	7500MVA
Minimum short circuit level	19,500MVA	5080MVA

Table 2 Key Environmental parameters

Parameter	Value
Max. ambient temperature	+55°C
Min. ambient temperature	-5°C
Daily average temperature	+40°C
Mean 6 hour temperature	+50°C
Relative humidity	0 – 100%
Average rainfall	100mm/year
Max. solar radiation	1100W/sq.m
Isokeraunic level	15
Atmosphere – general	Salt, sand, dust laden
Atmospheric pollution	Corrosive

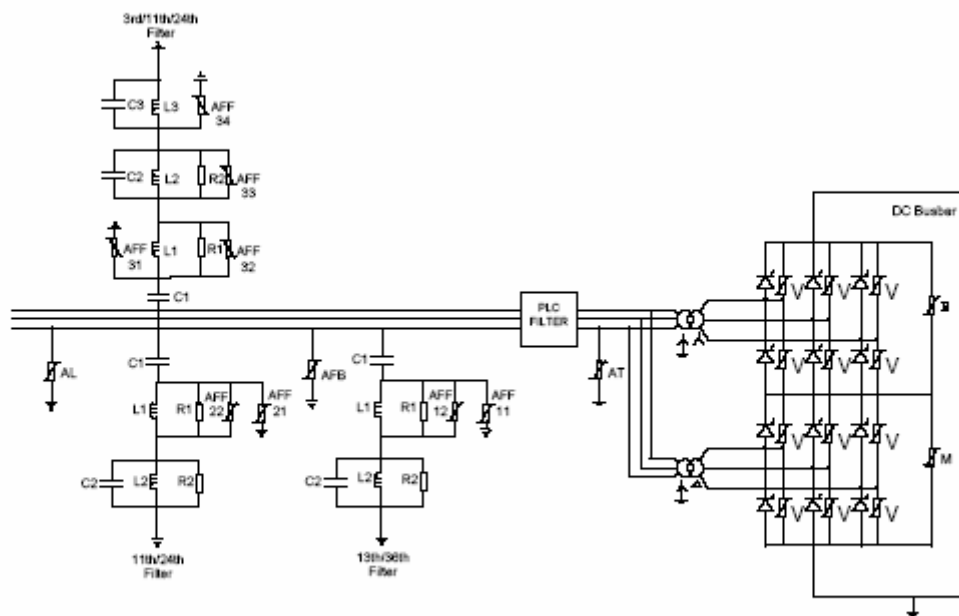


Figure 1 Single line diagram of one 600MW pole (50Hz side)

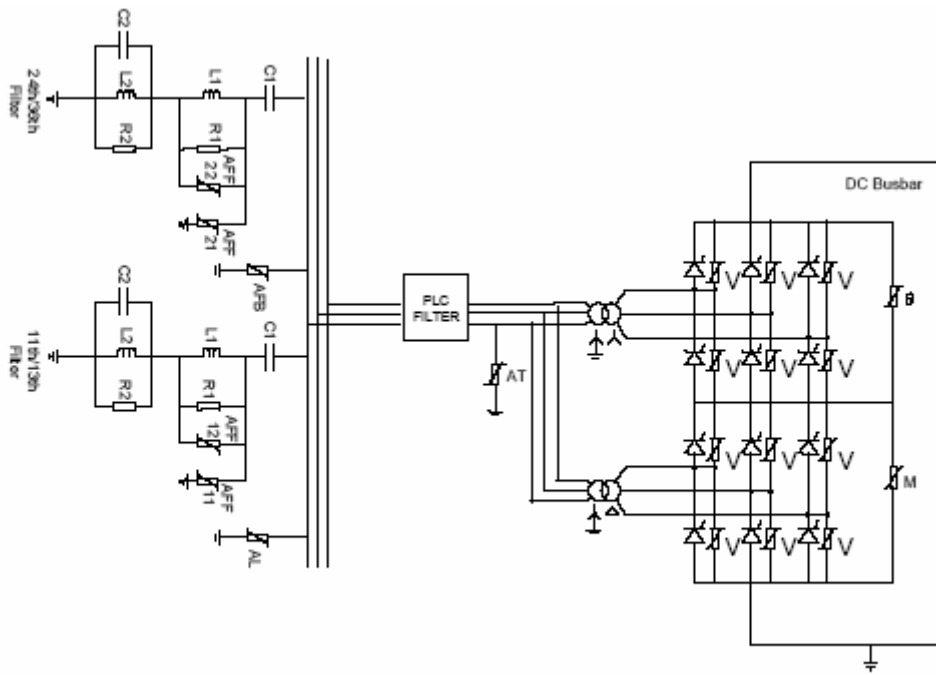


Figure 2 Single line diagram of one 600MW pole (60Hz side)

B4-114 R&D needs for UHVDC at 800 kV and above

R. ADAPA, S. MARUVADA, M. RASHWAN, N. HINGORANI, M. SZCHETMAN, R. NAYAK

B4-115 Návrh a testování 800 kV HVDC zařízení

M. HAEUSLER, H. HUANG, K. PAPP

V současné době se plánuje řada HVDC o napětí 800 kV a tím vyvstává problém s testováním a normalizací zkoušek



Figure 8: Converter Transformer for Yunnan-Guangdong Project in test field

The converter equipment's withstand voltages and test values have been calculated based on IEC standards and are summarized in the following table:

test/ design values	Transformer 800 kV valve side	Transformer Bush. 800 kV valve side	DC Wall Bushing	800 kV DC Yard Equipment
switching impulse protective level	1344 kV	1344 kV	1344 kV	1330 kV
switching impulse withstand voltage	1600 kV	1760 kV	1600 kV	1600 kV
(ratio SIPL/SIWV)	1.19	1.31	1.19	1.20
lightning impulse protective level	1344 kV	1344 kV	1344 kV	1579 kV
lightning impulse withstand voltage	1800 kV	1980 kV	1800 kV	1950 kV
(ratio LIPL/LIWV)	1.34	1.47	1.34	1.23
ac withstand test voltage	905 kV	1054 kV	n.a.	n.a.
dc withstand test voltage	1250 kV	1455 kV	1200 kV	1200 kV
polarity reversal test voltage	965 kV	1124 kV	1000 kV	1000 kV

B4-116 Spojení Evropy s Afrikou přes HVDC podmořské kabely: metodologie aplikovaná do studií proveditelnosti a technické výzvy pro vývoj

F. ABOUGARAD, S. ALLAGUI, L. COLLA, B. COVA, M. REBOLINI, R. TOULEB, B. ZECCA

Dotvoření kruhu okolo Středozemního moře vyžaduje nové technologie. Řešením je výstavba HVDC pomocí podmořských kabelů.

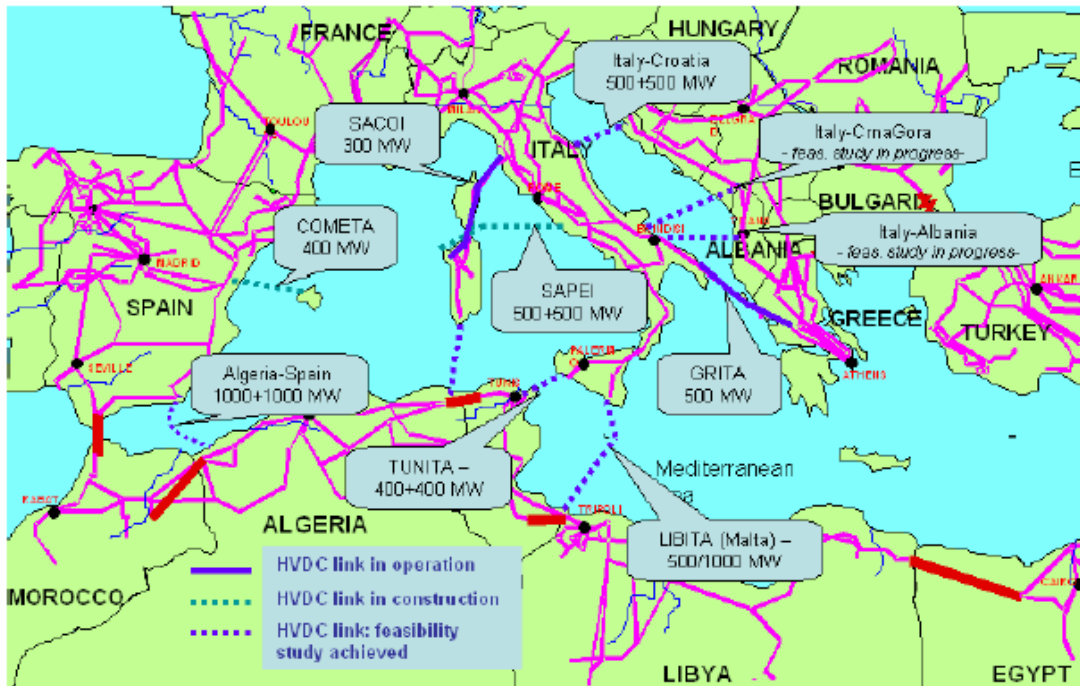


Fig. 1 Existing and future HVDC links in the Mediterranean basin

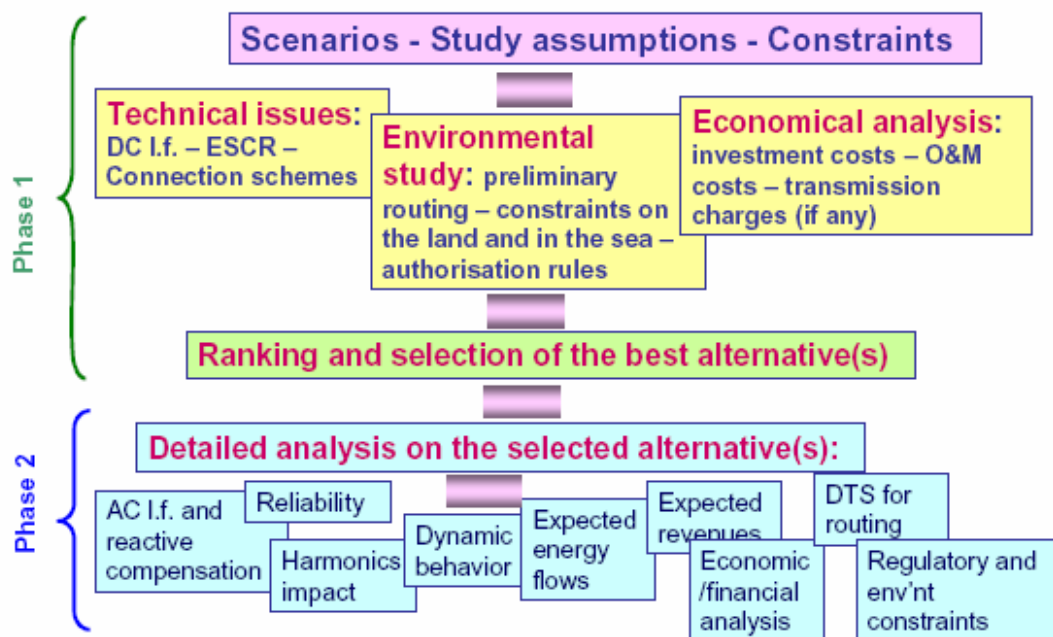


Fig. 2 - Scheme of the adopted methodology

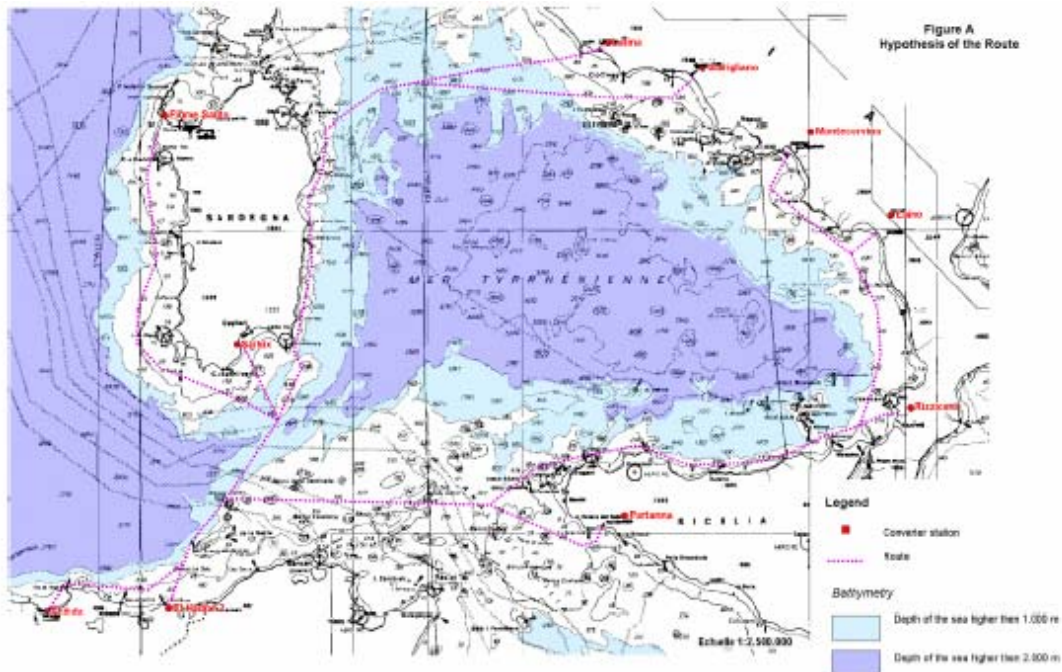
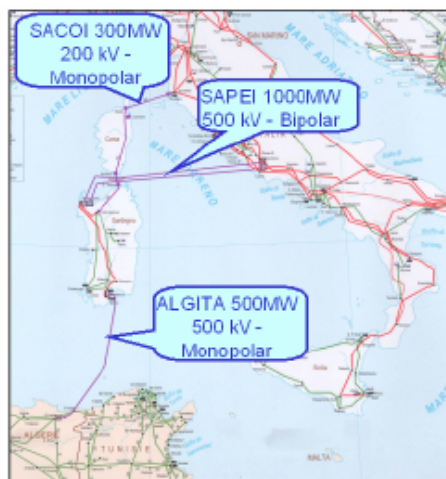


Fig. 3 – Algeria-Italy: possible HVDC connection routes



Algeria-Italy: main characteristics:

- ✓ Koudiet Draouch/El Hadjar – Sardinia 500 kV DC – 500 MW (compliant with south-north transport capacity in Sardinia)
- ✓ Monopolar with sea current return
- ✓ Cable route length: 330 km
- ✓ Max depth: 2000 m (near to technical limits)

Potentially critical issues:

- ✓ electrodes to be installed for the sea current return
- ✓ some reinforcements required for 150 kV grid in south Sardinia, though not strictly connected to the new interconnection
- ✓ the efficient exploitation of the Algeria-Italy link is related to the commissioning of the SAPEI interconnector between Sardinia and the Mainland

Fig. 4 – Algeria-Italy optimized solution



Tunisia-Italy: main characteristics:

- ✓ El Hawaria – Partanna 400 kV DC
- ✓ 1st stage: 400 MW - monopolar with sea current return (compliant with transport capacity in Sicily)
- ✓ 2nd stage: completion of the DC link with the second pole; final solution: 800 MW - bipolar with sea current return in emergency (compliant with the new 380 kV development in Sicily)
- ✓ cable route length: 194 km
- ✓ max depth: 670 m

Fig. 5 – Tunisia-Italy optimized solution



Libya-Italy: main characteristics:

- ✓ 1st solution: Mellitah-Ragusa 500 kV DC - 500 MW – monopolar with sea current return
- ✓ 2nd solution: Mellitah-Chiaramonte 500kV DC – 1000 MW – bipolar with sea current return in emergency
- ✓ possibility of a third terminal (100 MW) in Malta
- ✓ cable route length: 550/560 km, depending on the alternative
- ✓ max depth: 550 m

Potentially critical issues:

- ✓ possible limitations in the export of power from Sicily to the mainland (like the Tunisia-Sicily interconnection);
- ✓ competition against the new CCGT being realised in Sicily and South Italy.

Fig. 6 – Libya-Italy optimized solution

B4-117 Planning and design studies for + 800 Kv, 6000 MW HVDC system

R.N. NAYAK, Y.K. SEHGAL, S. SEN

B4-118 The Neptune Regional Transmission System 500 kV HVDC project

E. STERN, J. NASH, C. SCHOENIGER, C. BARTZSCH, G. ACQUAOTTA, M. BACCHINI, A. ORINI

B4-119 A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2005 - 2006

I. VANCERS, A. LEIRBUKT, D.J. CHRISTOFERSEN, M.G. BENNETT

PS2: FACTS aplikace a nový vývoj

3 referáty

B4-201 Operational experience of SVCs in Australia

A. JANKE, J. MOUATT

B4-202 Provozní vlastnosti dvou statických VAR kompenzátorů k podpoře napětí v Brittanii

S. DUMAS, D. LEBRANCHU, P. GOUIN, L. MOLLER, V. HANNETON, A. GIARD

Brittany je v západní Francii, kde roste velmi rychle spotřeba. Jsou zde jaderné elektrárny a systém 400 kV a 225 kV. Studie, které se udělaly v letech 2002 a 2003 ukázaly, že bude nutno v této oblasti podpořit napětí okolo roku 2007, proto RTE instalovala kompenzační zařízení.

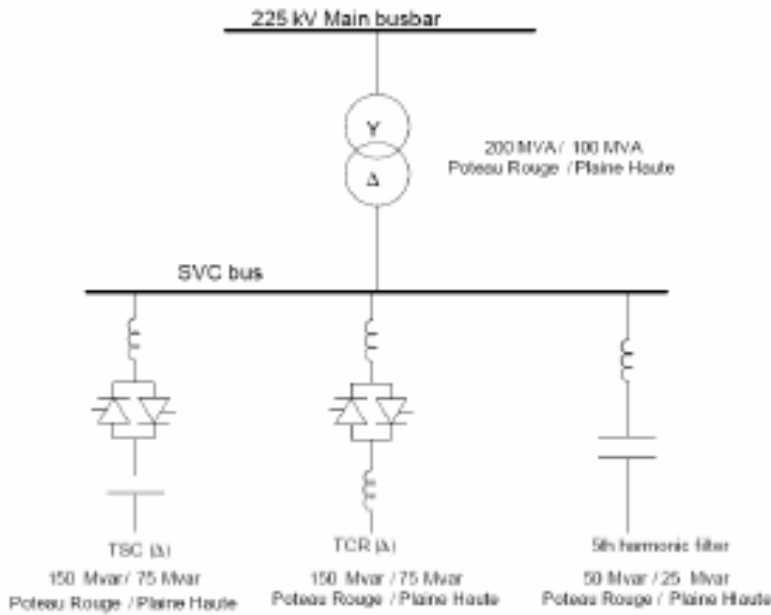


Fig. A : SVCs' single line diagram

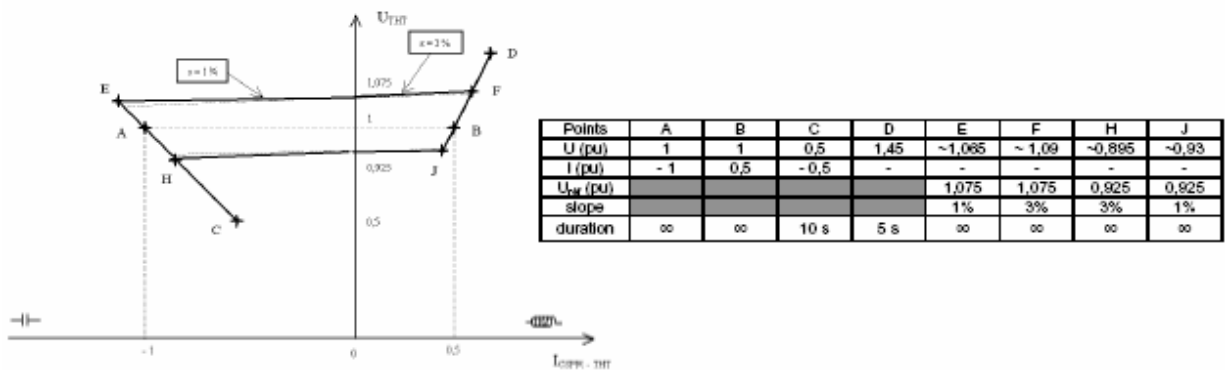
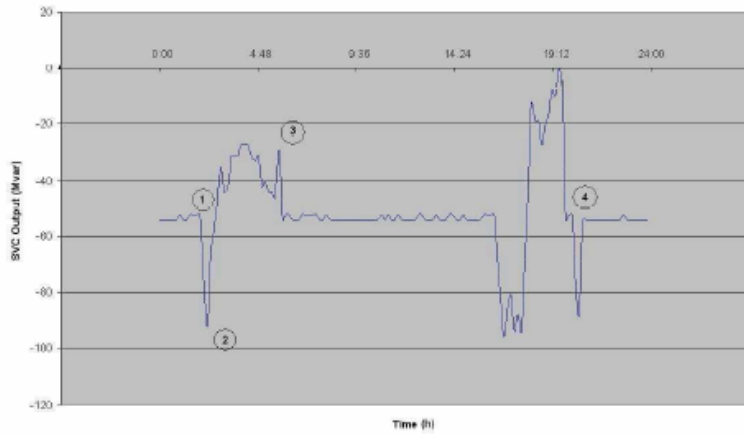


Fig. B : SVC voltage-current characteristic



- 1 : transition from standby state to active state on voltage criteria
- 2 : connection of capacitor-banks
- 3 : transition from active state to standby state on the dispatcher's order
- 4 : disconnection of capacitor-banks

Fig. H : Use of the Poteau Rouge SVC on 19/01/07

B4-203 Prospects of FACTS devices application in the power grid of Russia

Z. HVOSHINSKAYA, N. NOVIKOV, V. SITNIKOV, V. KOCHKIN, L. MAMIKONYANTS, YU. SHAKARYAN, V. DYACHKOV, N. SHULGINOV

B4-204 Dynamické ukládání energie použitím SVC light

J. SVENSSON, W. HERMANSSON

Zařízení na bázi ABB STATCOM SVC light může řídit jak činný, tak i jalový výkon. Zařízení využívá baterii na skladování potřebné energie. Vhodná baterie je vysoko-teplotní nikl-chloridová. Do budoucna se počítá s palivovým článkem.

Baterie musí být v určitém poměru k SVC light.

Např. pro SVC light 50 MVar je kapacita baterie 10 MW

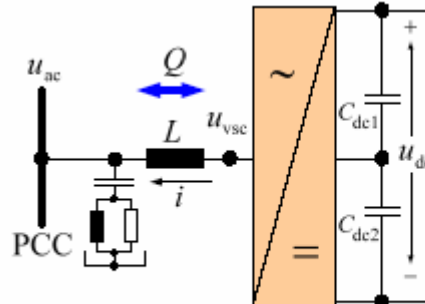


Fig. 1: Single-line diagram of SVC Light.

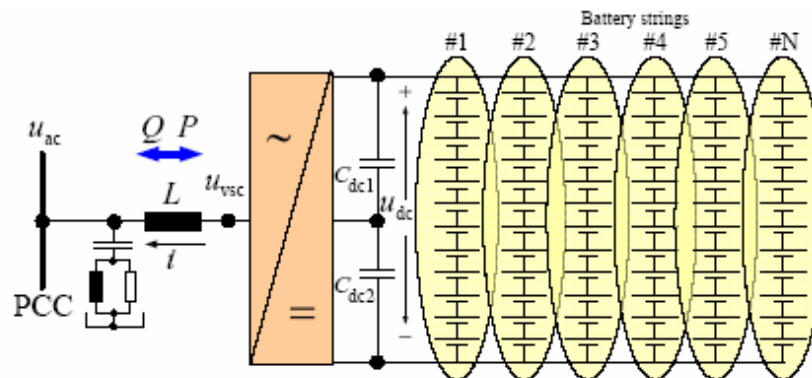


Fig. 2: Dynamic energy storage device using SVC Light[®] with parallel battery strings, consisting of series-connected batteries.

**PS3: Vývoj a aplikace nových výkonových elektronických zařízení
Referátů**

B4-301 Compensated DC voltage divider for precise measurements in UHV-DC transmission systems

J. SCHMID, J. RICKMANN

B4-302 Integrace sítě Sandbank 24 offshore větrné farmy užívající LCC HVDC spojení.

T. WEBER, L. YAO, M. BAZARGAN, T. PAHLKE

Sandbank 24 je projekt plánovaný jako nsvětově největší offshore větrná farma. Je situována v Severním moři u německého pobřeží.

Pilotní fáze sestává z 80 elektráren o kapacitě 5 MW každá. Energie je 190 km podmořským kabelem a 50 km kabelem po souši. Připojení je do sítě E.ON 380kV v Brunsbüttel připojovacím bodě.

Projekt předpokládá alternativně AC řešení a dvě technologie HVDC

Voltage Source Converter using IGBTs (VSC HVDC) a

Line Commutated Converter using thyristors (LCC HVDC).

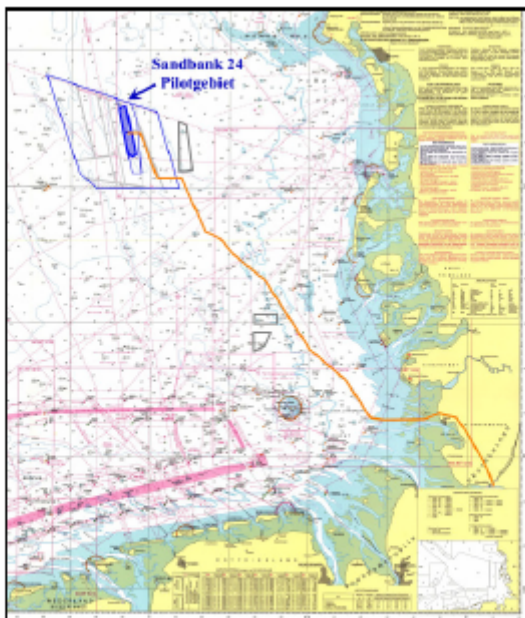


Figure 1: Sandbank 24 - Location

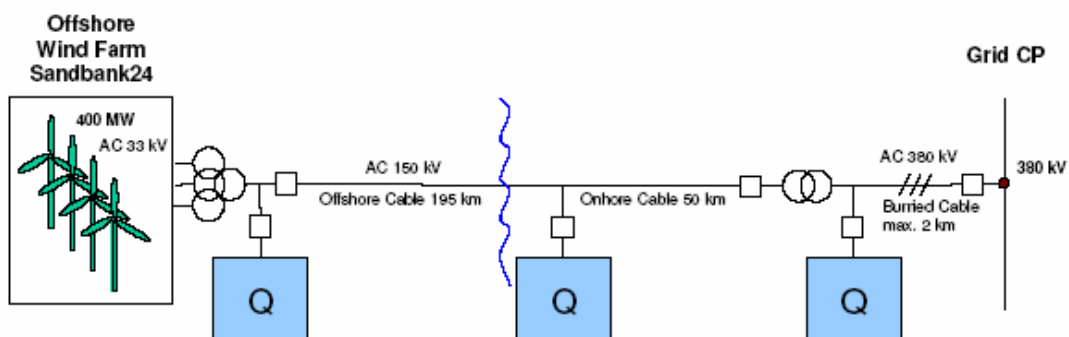


Figure 4: Scenario – AC (Q = Reactive power compensation)

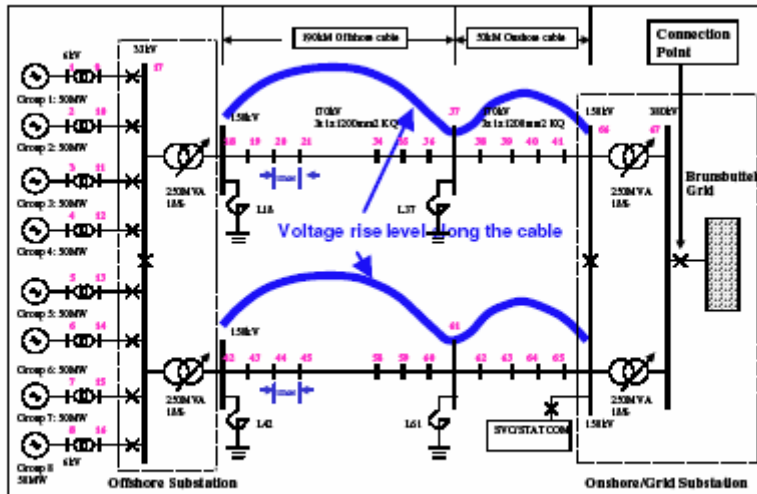


Figure 7 AC cable – voltage rise [13]

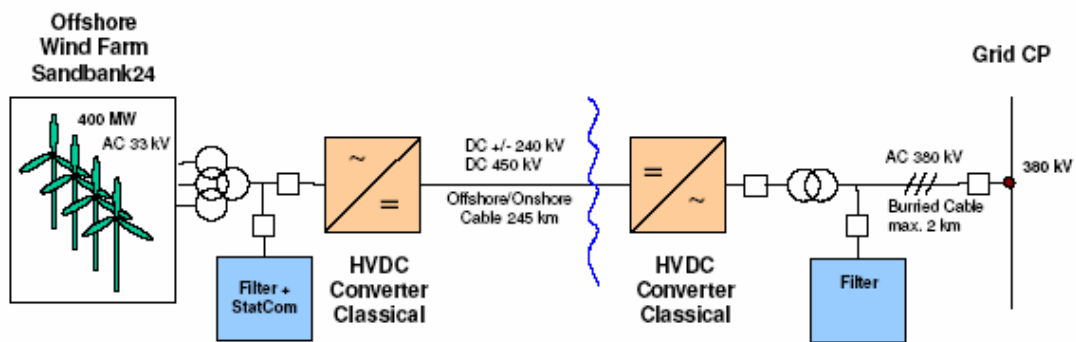


Figure 6: Scenario – Hybrid HVDC

B4-303 Integrace velké offshore větrné farmy – výzvy a řešení

L. YAO, L. XU, M. BAZARGAN, N. MACLEOD, L. SCHMITT

- AC spojení užívající výkonovou elektroniku na základě FACTS zařízení
- Line-Commutated Converter HVDC (LCC HVDC) spojení
- Voltage Source Converter HVDC (VSC Transmission) spojení
- Multi Terminal VSC přenosové spojení
- pokročilý wind energy management systém

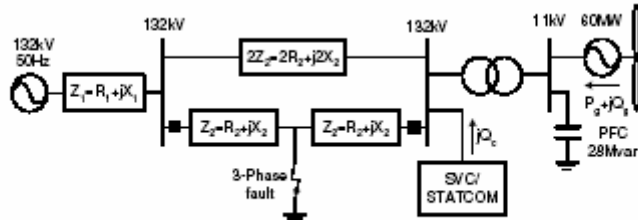


Fig. 1 Schematic diagram of the simulated AC connection system

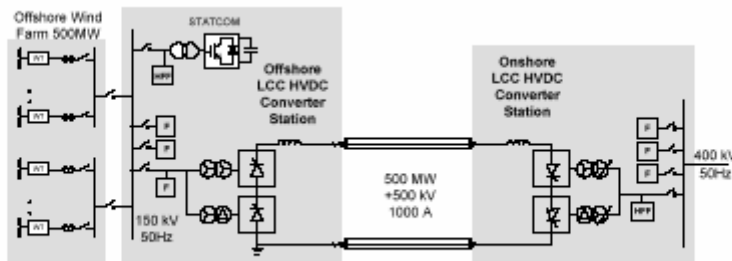


Fig. 3 Schematic diagram of offshore wind farm integration using LCC HVDC system

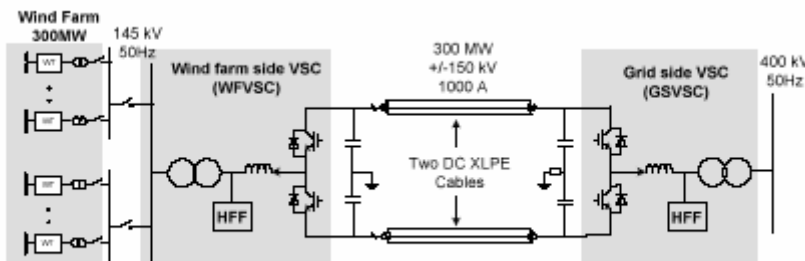


Fig. 5 Schematic diagram of offshore wind farm integration using VSC transmission

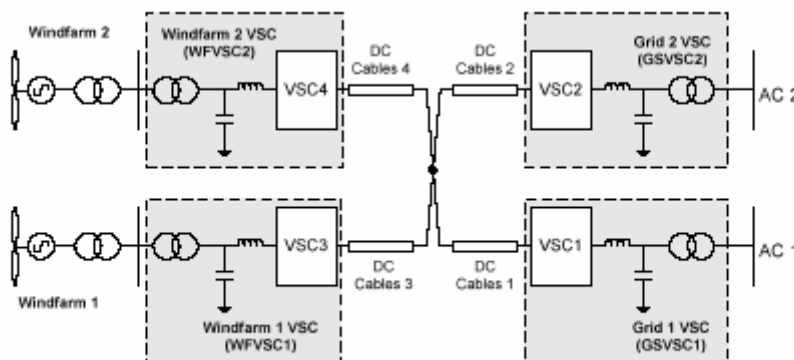


Fig. 7 Single-line diagram of wind farm integration using a MT VSC Transmission system.

B4-304 A new multilevel voltage-sourced converter topology for HVDC applications

J. DORN, H. HUANG, D. RETZMANN

B4-305 Wind farm integration in large power system: dimensioning parameters of D-STATCOM type solutions to meet grid-code requirements

G. DE PRÉVILLE

B4-306 New active earthing system for distribution networks by means of power electronics

F.J. PAZOS, A. AMEZUA, I. GUTIERREZ, J.M. GARCIA, G. BUIGUES, I. GRACENEA

B4-307 A Coordination control between SVC and shunt capacitor for windfarm

S. IROKAWA, L. ANDERSEN, D. PRITCHARD, N. BUCKLEY