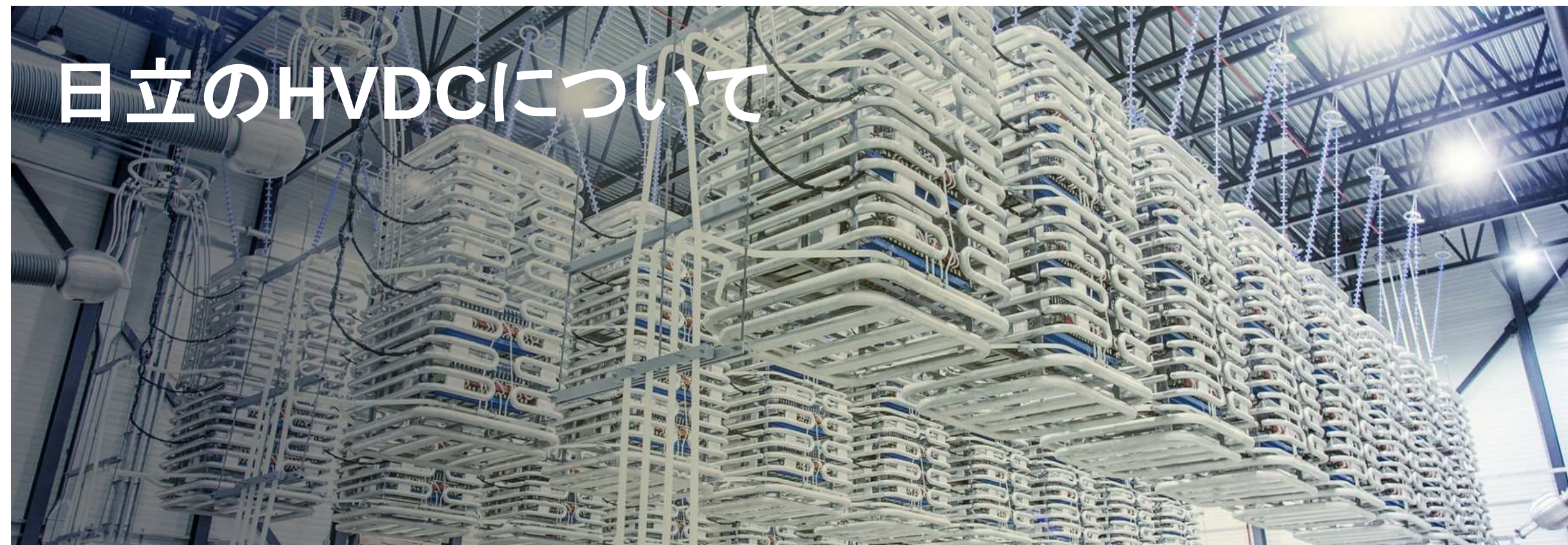


日立のHVDCについて



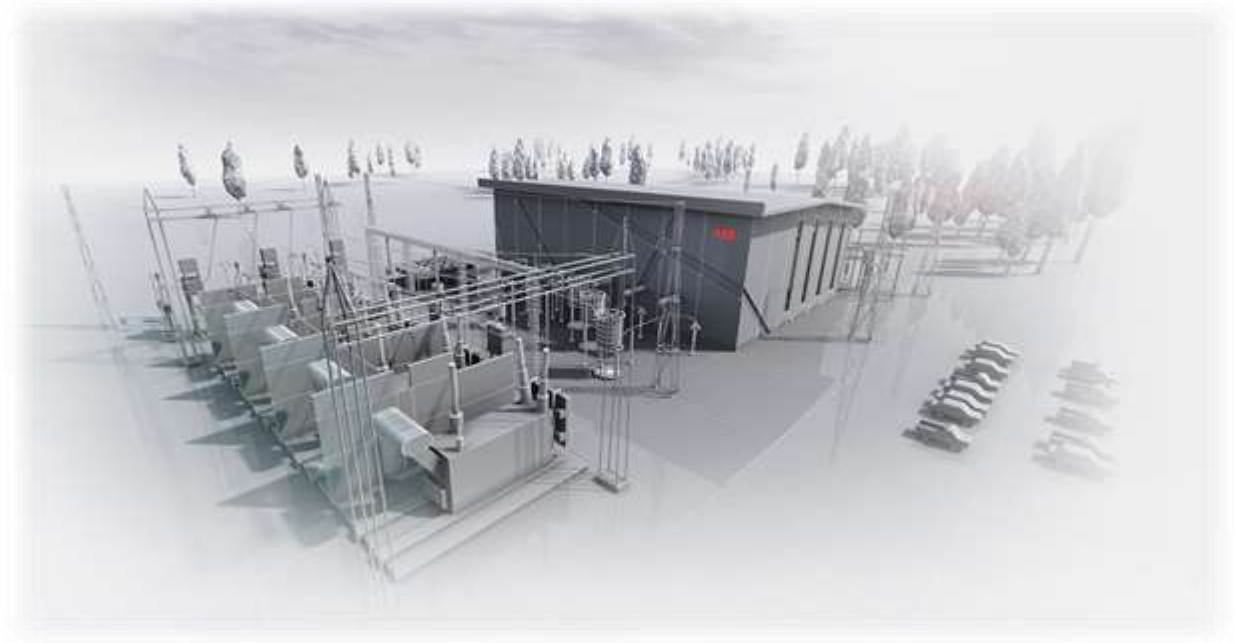
株式会社 日立製作所 パワーグリッドビジネスユニット
日立ABB HVDCテクノロジーズ株式会社

Doc. No. MK-HAB-HSC21430-1-r4

2021.Apr.30 | 西岡 淳

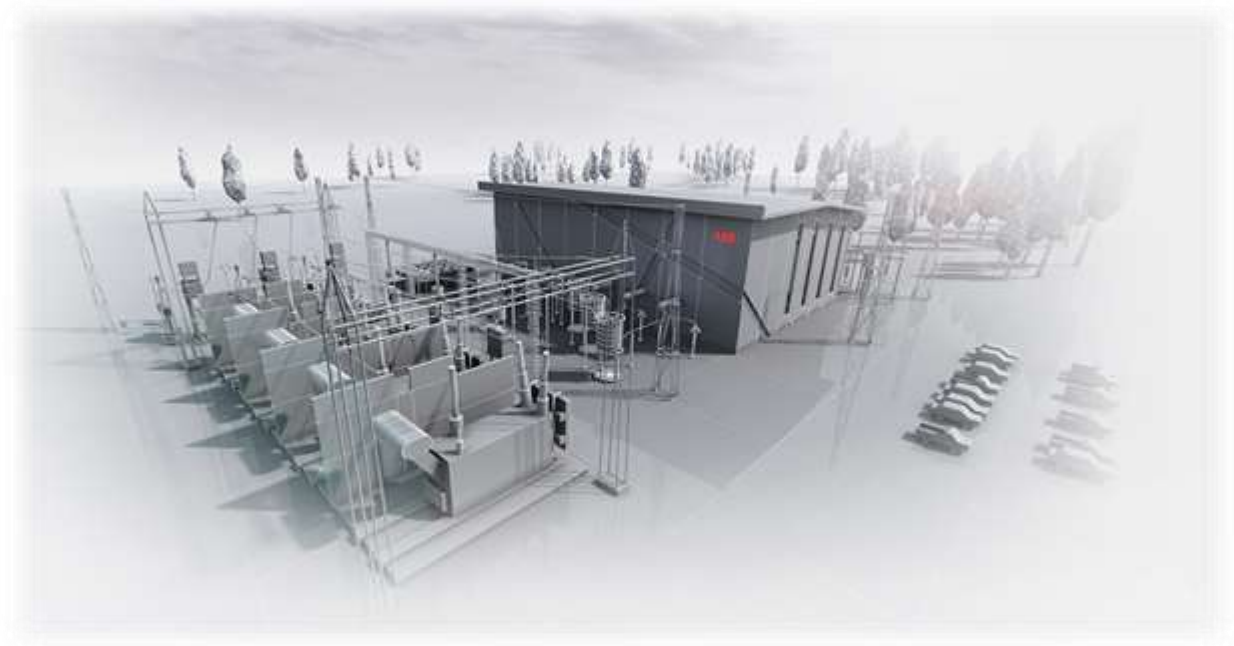
目次

1. 日立製作所 パワーグリッドBUについて
2. 日立のHVDC事業について
3. HVDC Light® 最新技術
4. HVDC 国内プロジェクトへの適用
5. おわりに



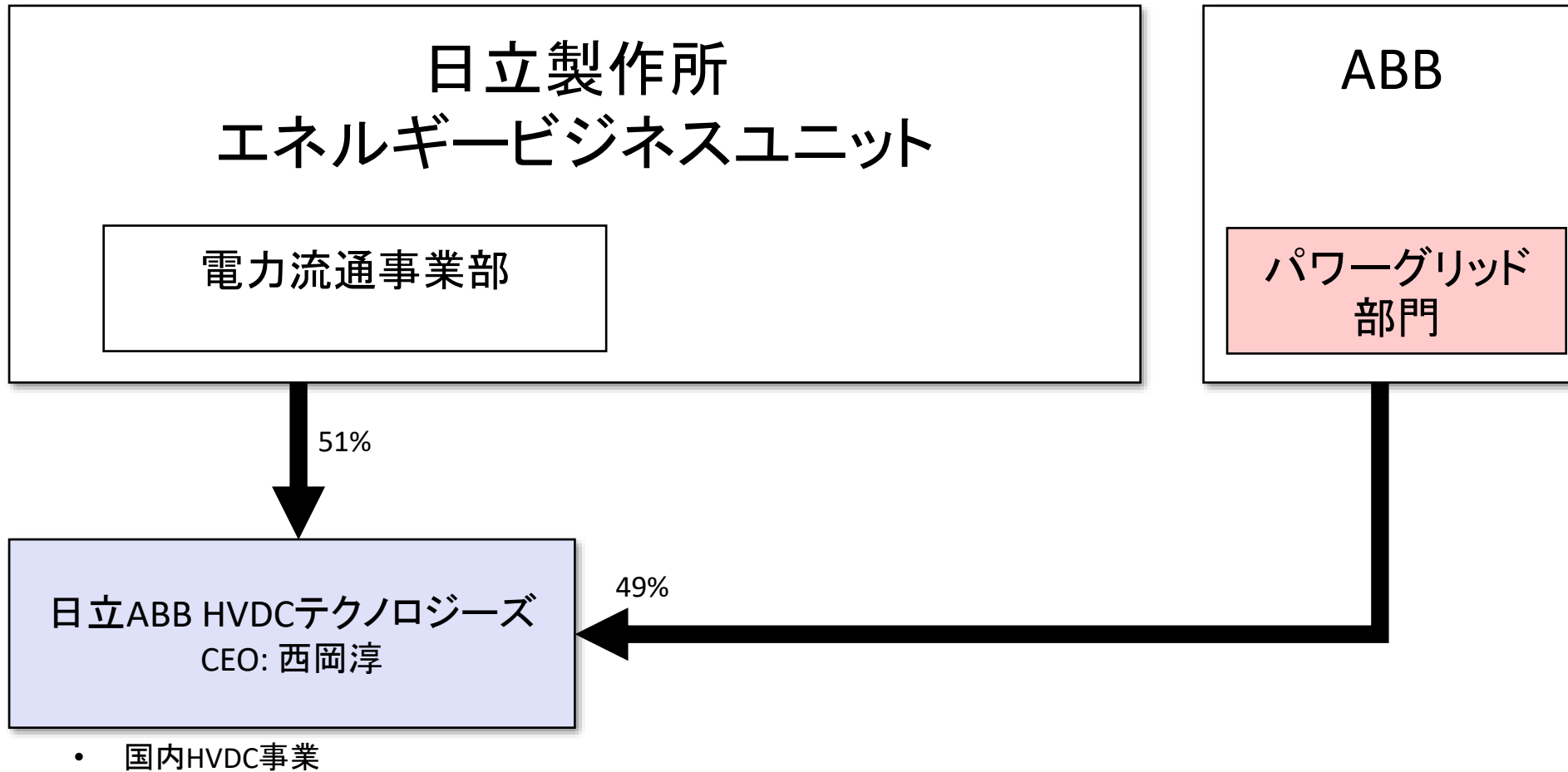
1. 日立製作所 パワーグリッドビジネスユニットについて

1. 日立製作所 パワーグリッドBUについて
2. 日立のHVDC事業について
3. HVDC Light® 最新技術
4. HVDC 国内プロジェクトへの適用
5. おわりに



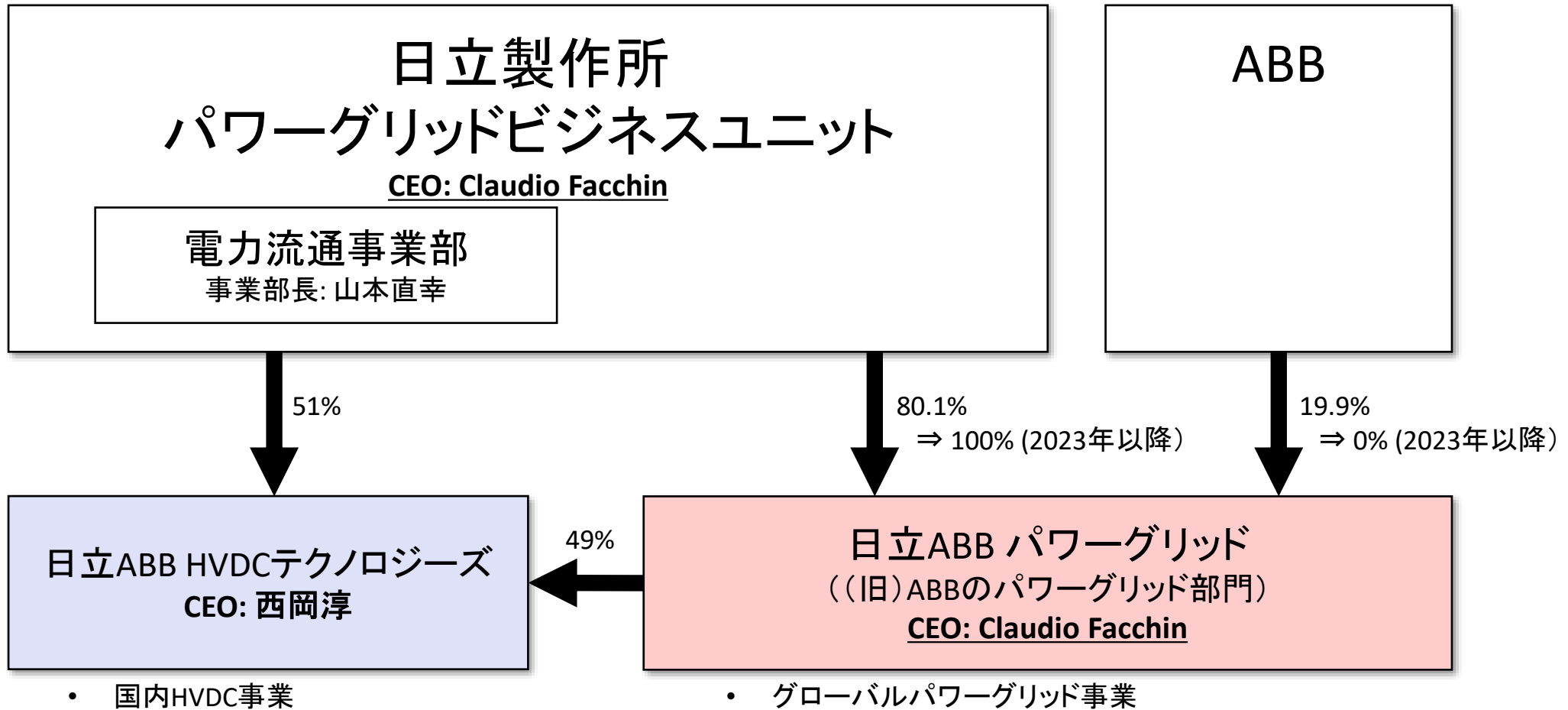
日立製作所のパワーグリッド事業およびHVDC事業 組織構造

(2015年10月時点)



日立製作所のパワーグリッド事業およびHVDC事業 組織構造

(2021年4月時点)



(参考) 日立と(旧)ABBパワーグリッドはHVDC事業を皮切りに関係を強化

- 2014年12月 日立、ABB が HVDC 事業に関する合併会社設立を発表
- **2015年10月** **日立ABB HVDCテクノロジーズ(株) 設立**
- 2019年～ 東京中部間連系設備 飛騨変換所 (中部電力殿) に HAPG製フィルタシステムを含む HVDCシステム納入
- 2019年4月 中部電力殿 東清水変電所 周波数変換設備増設 (600MW) 受注
- **2020年7月** **日立が ABB のパワーグリッド事業を買収。日立ABB Power Grids (HAPG) として営業開始。**
- 2021年3月 中部電力殿 飛騨変換所運開
- **2021年4月** **日立製作所内にパワーグリッドビジネスユニット設立**



2014年12月16日(火) 日立製作所とABBが直流送電事業で協業することを発表。写真は共同記者会見での両CEO
左: 日立製作所CEO 中西、右: ABB CEO Spiesshofer (両CEOとも当時)

(参考)2020年7月1日 日立ABB Power Grids 営業開始

HITACHI
Inspire the Next

HITACHI **ABB**

Search

Contact us

Global

EN

Login

Offering

What we solve

Customers

Sustainability

About us

Media

Careers

We are Hitachi ABB Power Grids

Powering Good for Sustainable Energy

Watch video





<https://www.youtube.com/watch?v=00sySMSNyyY>

事業基盤：グローバルNo.1事業

HITACHI
Inspire the Next

- 世界トップレベルのプロダクト・システム・ソリューション
- 受注残は豊富、COVID-19の収束に伴い今後の業績は回復基調へ

シェア No.1*

グリッドオートメーション

主要製品／サービス

- オートメーションプロダクト、システム、サービス
- SCADAシステム
- エンタープライズソフトウェア
- 通信ネットワーク

グリッドインテグレーション

- HVDC送電システム
- FACTS & 電力品質システム、サービス
- パワー半導体

ハイボルテージ

- 高圧スイッチギア・コンポーネント (GIS, AIS*)
交流 最大1200 kV
直流 最大1100 kV
- GCB
- 保守サービス

トランスフォーマー

- 電力変圧器
交流 最大1200kV
直流 最大1100kV
- 配電用変圧器
- 保守サービス

*2019年受注高ベース、日立ABBパワーグリッド社調べ
SCADA(Supervisory Control And Data Acquisition): 遠隔制御監視システム
FACTS(Flexible AC Transmission System): 調相装置

GIS(Gas Insulated Switchgear): ガス絶縁開閉装置
AIS(Air Insulated Switchgear): 空気絶縁開閉装置
GCB(Generator Circuit Breaker): 発電機遮断機

© Hitachi, Ltd. 2020. All rights reserved.

5

2020年7月1日 日立製作所ニュースリリース(https://www.hitachi.co.jp/New/cnews/month/2020/07/f_0701pre-1.pdf) より

Grid Automation



- Supporting **50% of the top 250** global electric utilities with leading portfolio
- **~US \$4 trillion** mission critical infrastructure assets managed with our software solutions
- **~480 million** electricity consumers

Grid Integration



- **~15,000 systems** operating around the world
- **Leader in FACTS*** and **power quality**
- **Leader in HVDC systems with 130+ GW** installed

High Voltage Products



- Up to **1200 kilovolts AC** and **1100 kilovolts DC**, leading portfolio
- **1 in every 4** high-voltage switchgear installed in the world
- Over **100 locations** worldwide provide 24/7 service support

Transformers



- **Complete range** of power, distribution, traction transformers, components, services
- Up to 1200 kV AC and 1100 kV DC, leading portfolio
- **~60 factories** around the world and ~30 service centers

社会イノベーション事業のグローバルリーダーへ

HITACHI
Inspire the Next

デジタル技術とグローバルトップのパワーグリッド事業を融合、
グローバルなパワーグリッドの変革をリード
社会イノベーション事業のグローバルリーダーへ

HITACHI

×

ABB

デジタル技術を活用した イノベーションをリード

- IT×OT×プロダクトの歴史を強みに、幅広い事業ポートフォリオで社会イノベーション事業を展開
- 顧客協創とLumadaによりお客さまのDXを実現

 LUMADA

グローバルトップの パワーグリッド事業

- No.1のプロダクト・ソフトウェア・システム群
- グローバルでのオペレーショナル・エクセレンス
- グローバルで強固な顧客基盤
- 世界最大の導入実績

DX: Digital transformation

© Hitachi, Ltd. 2020. All rights reserved.

12

2020年7月1日 日立製作所ニュースリリース (https://www.hitachi.co.jp/New/cnews/month/2020/07/f_0701pre-1.pdf) より

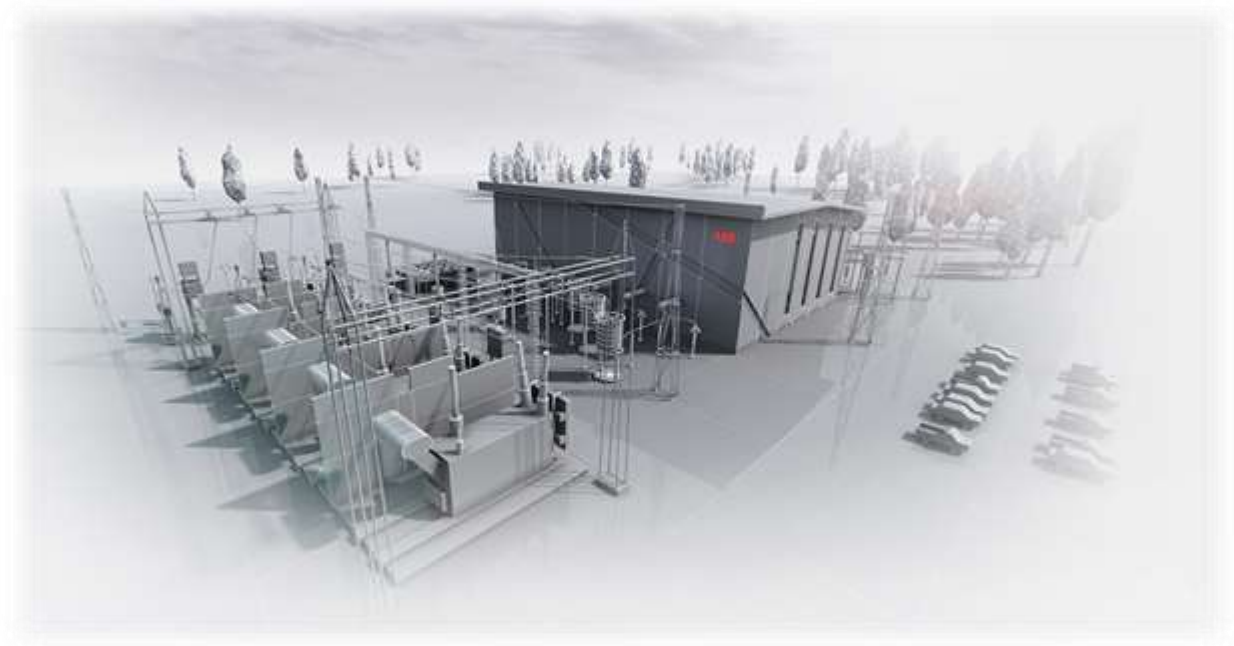
(参考)新設パワーグリッドビジネスユニット CEO Claudio Facchin

日立製作所パワーグリッドBU CEO 兼 日立ABBパワーグリッド社 CEO



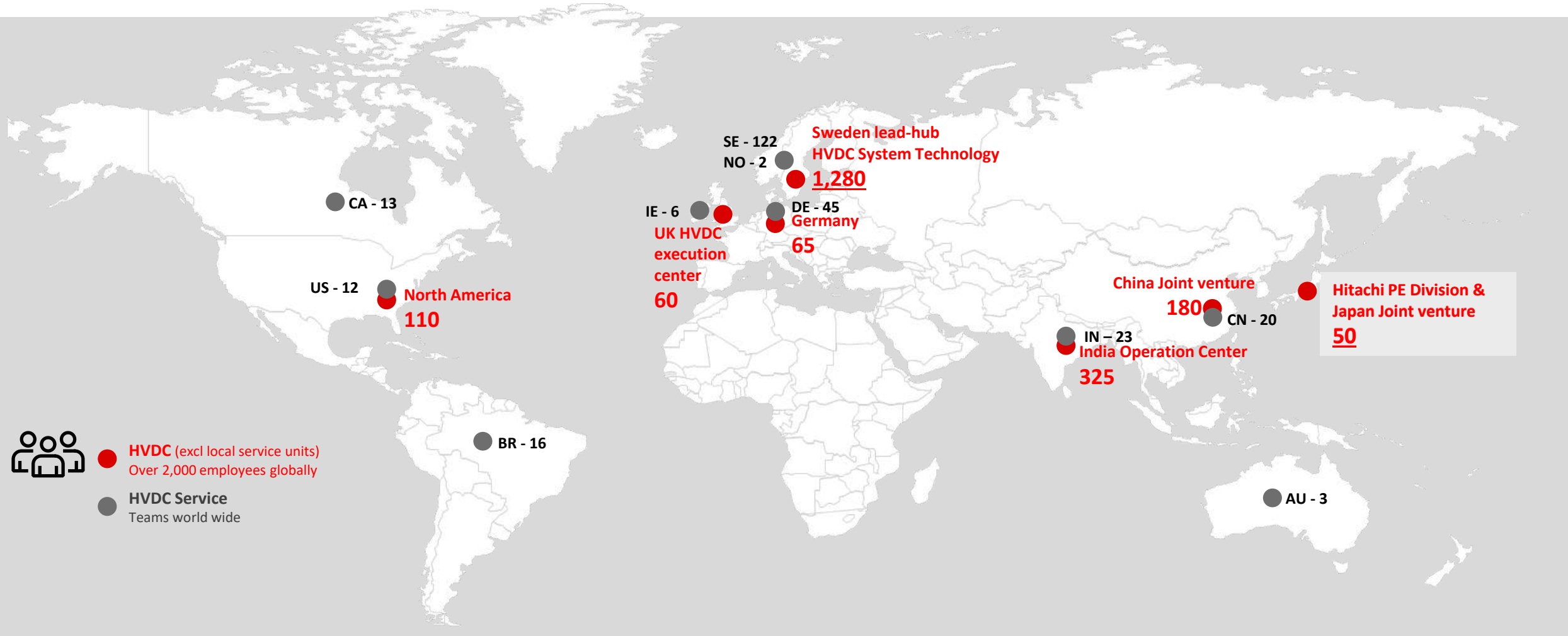
2. 日立のHVDC事業について

1. 日立製作所 パワーグリッドBUについて
- 2. 日立のHVDC事業について**
3. HVDC Light® 最新技術
4. HVDC 国内プロジェクトへの適用
5. おわりに



日立・日立ABBパワーグリッドのHVDC事業体制

2000人以上のHVDC人員による、Global experience と Local competence



日立ABBの自励式HVDC実績 ー運開済PJー

※ 当社調べ、2021/4 現在

日立ABB PG
他社A
他社B
他社C
その他

HITACHI
Inspire the Next

	PJ名	国・地域	運開年	Power (MW)
1	Hällsjön	Sweden	1997	3
2	Gotland	Sweden	1999	50
3	Direct Link/TerraNora	Australia	2000	3x60
4	Tjaereborg	Denmark	2000	7.2
5	Eagle Pass	USA	2000	36
6	Cross Sound	USA	2002	330
7	Murraylink	Australia	2002	220
8	Troll A	Norway	2005	2x44
9	Estlink	Finland	2006	350
10	Caprivi Link	Namibia	2010	300
11	Trans Bay Cable	USA	2010	400
12	Valhall	Norway	2011	78
13	Nanhui	中国	2011	18
14	East-West Interconnector	Ireland-UK	2013	500
15	Nan'ao Island	中国	2013	200, 150, 50
16	Zhoushan	中国	2014	400, 300, 3x100
17	Mackinac	USA	2014	200 (BtB)
18	Skagerrak 4	Norway-Denmark	2014	700
19	BorWin1	Germany	2015	400
20	BorWin2	Germany	2015	800
21	HelWin1	Germany	2015	576
22	INELFE	France-Spain	2015	2x1000
23	SylWin1	Germany	2015	864
24	HelWin2	Germany	2015	690

	PJ名	国・地域	運開年	Power (MW)
25	Dolwin1	Germany	2015	800
26	Xiamen, Fujian Province	中国	2015	1000
27	Troll 3&4	Norway	2015	2x50
28	Ål-link	Finland	2015	100
29	Luxi, Yunnan Province	中国	2016	1000
30	NordBalt	Sweden	2016/17	700
31	DolWin2	Germany	2017	916
32	Maritime Link	Canada	2018	2x250 (bipole)
33	Caithness-Moray (MT design)	Scotland, UK	2018	800-1200
34	NEMO	UK-Belgium	2019	1000
35	新北本	日本	2019	300
36	Yu'E	中国	2018/19	1250x4
37	BorWin3	Germany	2019	900
38	Cobra Cable	Neth.-Denmark	2019	700
39	Johan Sverdrup Ph 1	Norway	2019	100
40	Kriegers-Flak CGS	Germany - Denmark	2020	410 (BtB)
43	Zhangbei phase 1 [※] (MT)	中国	2020	3000x2, 1500x2
41	DolWin3	Germany	2020	900
48	ALEGrO	Belgium-Germany	2020	1000
49	Trichur-Kerala	India (PK2000)	2021	2x1000
46	IFA2	UK-France	2021	1000
52	KunLiuLong /Wudongde (MT)	中国	2021	8000, 5000, 3000

※ Zhangbei は、4変換所の内1変換所の変換器が日立ABB製

(MT): 多端子HVDCプロジェクト

HAPGの自励式HVDC: 9,000 MW以上が運転中

日立ABBの自励式HVDC実績 — 進行中・計画中PJ —

※ 当社調べ、2021/4 現在

日立ABB PG
他社A
他社B
他社C
その他 or 未決

HITACHI
Inspire the Next

	PJ名	国・地域	運開予定	Power (MW)
40	SW Link (SydVästlänken)	Sweden	2015	2x600 (2x720)
42	Savoie-Piemont	Italy-France	2019	2x600
45	ElecLink	UK-France	2021	1000
47	NordLink	Germany-Norway	2021	2x700
50	Jeju island	韓国	2021	200
51	AWC, USA		2020/21	1000
53	Borwin4	Germany	2020+	900
54	Zhangbei phase 2 (MT)	中国	2021	/
55	Ultranet	Germany	2021	2000
56	North Sea Link	Norway-UK	2021	2x700
57	Tres-Amiga's	USA	?	3x750
58	Rudong offshore wind	中国	2021/22 ?	1100
59	Johan Sverdrup Ph 2	Norway	2022	200
60	Greenconnector	Switzerland-Italy	2022	1000
61	Aquind	UK-France	2022	2x1000
62	EuroAsia Interconnector	Greece-Cyprus-Israel	2022-23	1000
63	Viking Link	UK-Denmark	2023	1400
64	FAB Link	UK-France	2023	1400
65	Western-Isles	Scotland, UK	2023	450
66	Greenlink	UK-Ireland	2023	500
67	DolWin 6	Germany	2023	900
68	Neuconnect	UK-Germany	2023	1400
69	Dogger Bank (Creyke Beck) A	UK	2023	1200
70	Dogger Bank (Creyke Beck) B	UK	2024	1200
71	Gridlink	UK-France	2024	1400

	PJ名	国・地域	運開年	Power (MW)
72	Northconnect	UK-Norway	2024	1400
73	DolWin 5	Germany	2024	900
74	SOO Green Rail	USA	2024	2100
88	Shetland (MT)	Scotland, UK	2024	600
75	AREH	Australia	2025	6000
76	SuedOstLink	Germany	2025	2000
77	Biscay Gulf Link	France-Spain	2025	2200
78	Marinus Link	Australia?	2025	600
79	Marex	UK-Ireland	2025	750
80	Norfolk Vanguard	UK	Mid-2020s	1800
81	Norfolk Boreas	UK	Mid-2020s	1800
81a	Sofia Offshore Wind	UK	?	2x700
95	Dogger Bank C	UK	2026	1200
82	Celtic Link	Ireland-France	2026?	700
83	東清水	日本	2028	2x300
84	新佐久間	日本	2028	300
94	新々北本	日本	2028	300
85	Nautilus	UK-Belguim	2028	1400
86	Eurolink	UK-Netherland	2030	1400
87	Icelink	UK-Iceland	2030?	1000
89	BorWin 5	Germany	?	900
90	SylWin 2	Germany	?	900
91	Eastern link	UK	?	2000
92	SENER-BC	Mexico	?	1500
93	Suedlink	Germany	?	/

(MT): 多端子HVDCプロジェクト

HAPGの自励式HVDC: 8,700 MWの新設自励式HVDCプロジェクトが進行中



(参考) 日立 & 日立ABBパワーグリッドのHVDC実績(他励、自励すべて)

North America

- Maritime Link
- Quebec – New England Upgrade
- CU Upgrade
- Madawaska Upgrade
- Celilo Upgrade
- Highgate Upgrade
- Railroad DC Tile
- Oklaunion
- Mackinac
- IPP Upgrade
- Blackwater Upgrade
- Outaouais
- Sharyland
- Rapic City
- Cross Sound
- Eagle Pass
- Quebec – New England
- Pacific Intertie Expansion
- IPP Intermountain – Adelanto
- Pacific Intertie Upgrade
- Madawaska
- Highgate
- Chateauguay Upgrade
- CU project
- Square Butte Upgrade
- Eel River Upgrade
- Pacific Intertie
- Vancouver Island Pole 1 & 2
- Nelson River, Bipole
- EATL
- WATL
- Nelson River 1 & 2
- McNeill
- Lower Churchill
- Black Sea
- Trans Bay Cable

South America

- Itaipu
- Rio Madeira Back-to-back
- Rio Madeira
- Brazil – Argentina
- Interconnection I & II
- Rio Madeira
- Melo
- Rivera
- HVDC Brazil
- Acaray

Africa

- Caprivi Link
- Inga – Kolwezi Upgrade
- Cahora Bassa, Songo
- Apollo Upgrade
- Inga – Kolwezi
- Cahora Bassa
- Ethiopia – Kenya HVDC Interconnector

Europe

- Shetland
- Dogger Bank A
- Dogger Bank B
- IFA2
- Nordlink
- North-sea Link
- Caithness – Moray
- Kriegers Flak Cgs
- Johan Svedrup
- Gotland Upgrade
- Kontek Upgrade
- Troll 1 & 2
- Troll 3 & 4
- Borwin 1
- Dolwin 1
- Dolwin 2
- Dolwin 5
- Åland
- Nordbalt
- Litpol Link
- East West Interconnector
- Sapei
- Valhall
- Norned
- Estlink
- Italy – Greece
- Tjæreborg
- Swepol
- Gotland Light
- Hällsjön
- Kontek
- Baltic Cable
- Fennoskan 1 & 2
- Dürnrohr
- Skagerrak 1-3
- Skagerrak 4
- Gotland 1-3
- Konti-skan 1 & 2
- English Channel
- Borwin 3,5
- Konti-Skan 1 Cable
- SACOI
- Western HVDC Link
- EstLink 2
- COMETA
- BritNed
- Storebælt
- Moyle Interconnector
- Etzenricht
- Wien-Suedost
- Dürnrohr
- Borwin 2
- Dolwin 3
- Helwin 1
- Helwin 2
- Sylwin 1
- MONITA
- Italy-France

Asia

- Higashi-Shimizu
- Jeju 3
- Changji-Guquan
- Raigarh-Pugalur
- North East Agra
- Jinping – Sunan
- Hülünbeir – Liaoning
- Qinghai-Tibet
- Yunnan-Guangxi
- Lingboa li Extension
- Xiangjiaba – Shanghai
- Three Gorges – Shanghai
- Vizag Li
- Three Gorges – Guangdong
- Three Gorges – Changzhou
- Xiluodu-Zhexi
- Hami-Zhengzhou
- Lingzhou-Shaoxing
- Jinbei-Nanjing
- Jiuquan-Hunan
- Shanghaimiao-Shandong
- Ximeng-Taizhou
- Dianxibei-Guangdong
- Zhalute-Qingzhou
- Chapad
- Rihand-Delhi
- Gezhouba – Shanghai
- Vindychai
- Sakuma
- Champa-Kurukshetra I/2
- Zhangbei
- Leyte-Luzon
- Hokkaido – Honshu
- Kii Channel
- Shin Shinano
- Minami Fukumitsu
- East West Interconnector
- Buk-Dangjin-Godeok
- Jeju-Jindo
- Nindong-Shandong
- 3G-Shanghai 2
- GCCIA
- Lingbao 2
- China-Russia
- Sasaram
- Jeju-Haenam
- Chandrapur
- Nuozhadu – Guangdong
- Xiluodu – Guangdong
- Back-to-Back Bangladesh
- Mundra – Haryana
- Ballia – Bhiwadi
- Yunnan – Guangdong
- Guizhou – Guangdong II
- Guizhou – Guangdong
- East-South Inter connector II and Upgrade
- Thailand-Malaysia
- Tianshengqiao – Guangzhou
- Wudongde-Guangdong-Guangxi
- YU-E

Australia and Oceania

- Murraylink
- Directlink
- NewZealand 1
- NewZealand 2
- Broken Hill
- Inter-Island link Pole 3
- Basslink

Project executed by **Hitachi / Hitachi ABB**

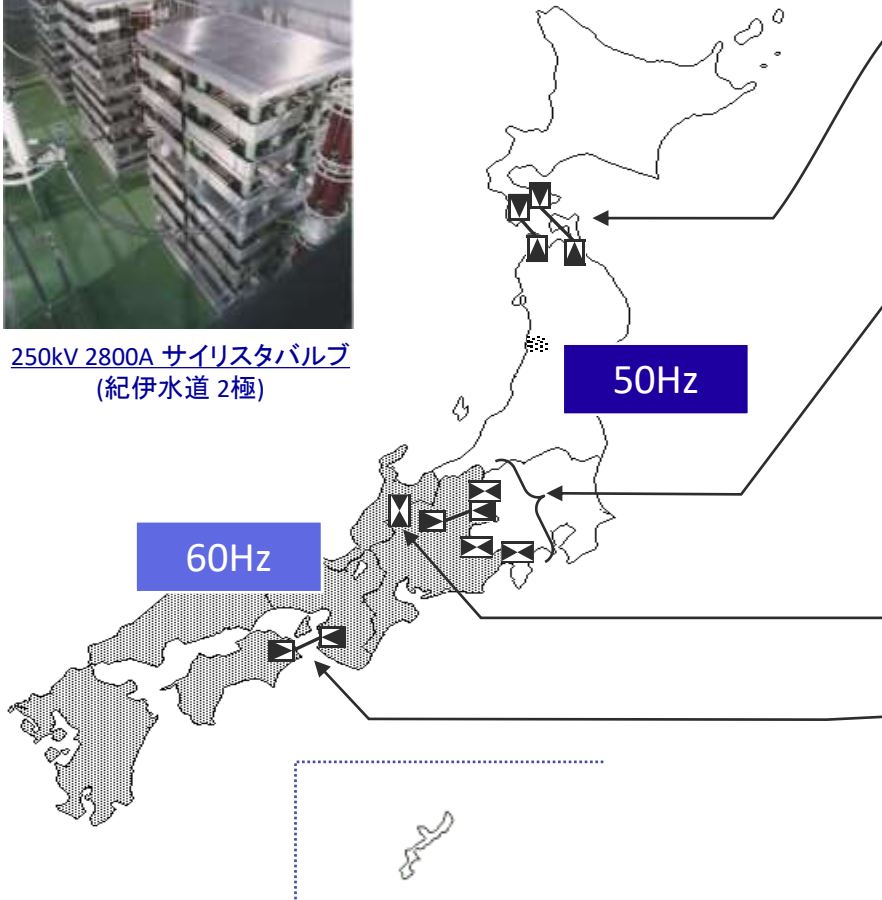
Project delivered by ALL other suppliers

(参考)国内直流送電プロジェクト実績

日立は、国内の多数の直流送電プロジェクトに参画してきました。



250kV 2800A サイリスタバルブ
(紀伊水道 2極)



プロジェクト		北海道側	本州側	容量	運開年
北本	1極	日立	他社	300MW	1979
	2極	日立	他社	300MW	1993
新北本(自励式)		他社	他社	300MW	2019

プロジェクト	60Hz側	50Hz側	容量	運開年
新信濃1号FC	日立	他社	300MW	1977※1
新信濃2号FC	日立	他社	300MW	1992
佐久間FC	日立	他社	300MW	1993
東清水 2FC	日立	他社	300MW	2006
東西連系	日立・HAPG	他社	900MW	2021
東清水 1FC(自励式)	日立・HAPG	日立・HAPG	300MW	2028予
東清水 3FC(自励式)	日立・HAPG	日立・HAPG	300MW	2028予

プロジェクト	北陸側	中部側	容量	運開年
南福光BTB	日立	他社	300MW	1999

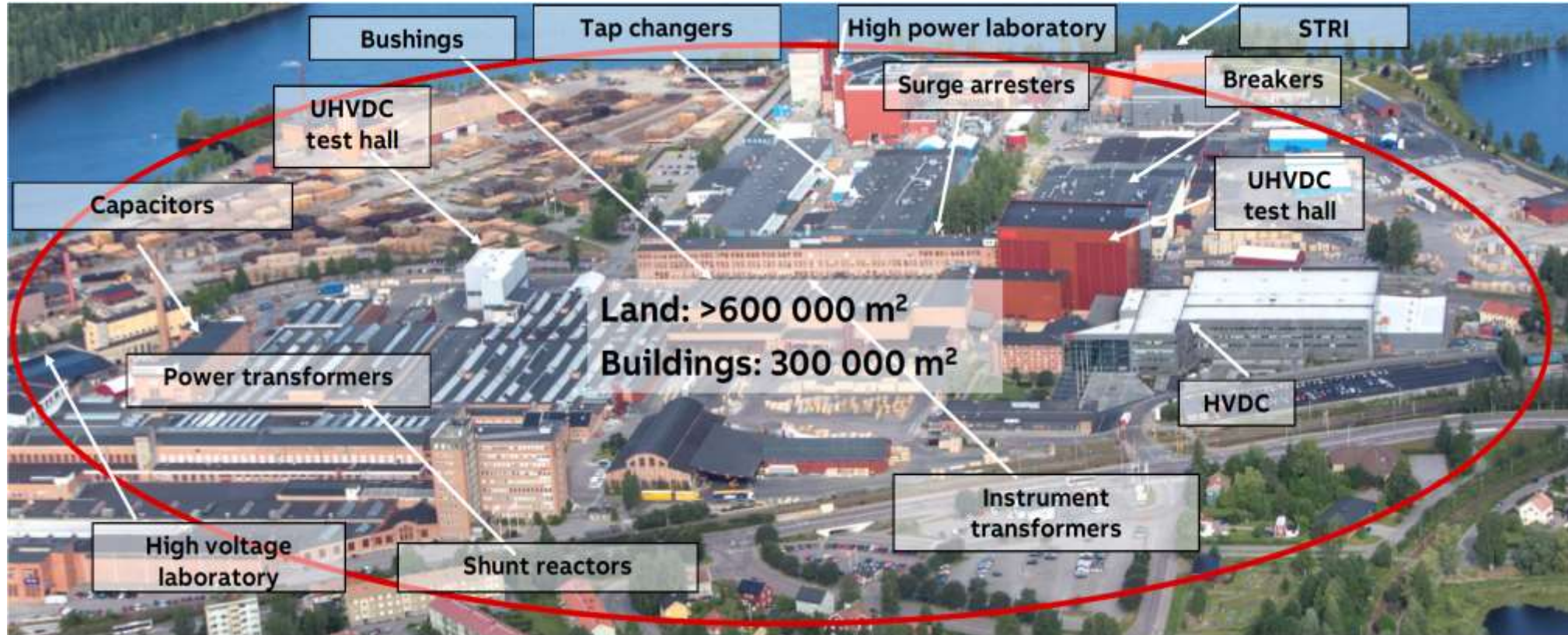
プロジェクト		関西側	四国側	容量	運開年
紀伊水道	1極	他社	他社	700MW	2000
	2極	日立	日立	700MW	

※1 2009年リプレース済



日立ABBパワーグリッドの HVDC生産体制について

Ludvika 工場(スウェーデン)を中心に、グローバル生産体制を最適化



2021年4月現在、9つの自励式新設HVDCプロジェクト(合計 8,700MW)が進行中。
その他、いくつかの他励式HVDCプロジェクトおよび更新プロジェクトも同時進行中。
HVDC変換器の生産能力としては当面十分。(SVC、STATCOMの変換器も生産)

(参考)他励式(HVDC Classic)と自励式(HVDC Light®)の最大容量



他励式 HVDC (HVDC Classic)

- **最大容量 12,000 MW** ($\pm 1,100$ kV、双極構成、2000km) が運開済
- 架空送電線による長距離バルクパワーの送電

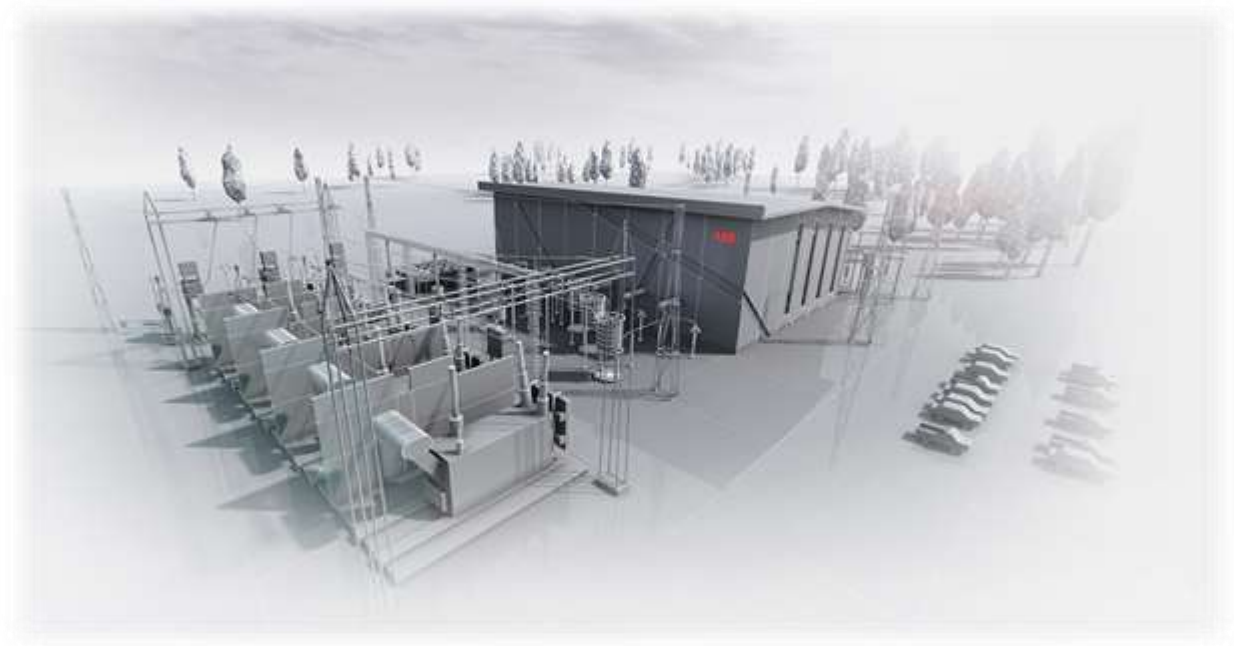


自励式 HVDC (HVDC Light®)

- **最大容量 1,500 MW** (± 550 kV、双極構成) が運開済み
- **技術的には 4,800 MW も製作可能**
- 今後の国内HVDCプロジェクトの主流

3. HVDC Light® 最新技術

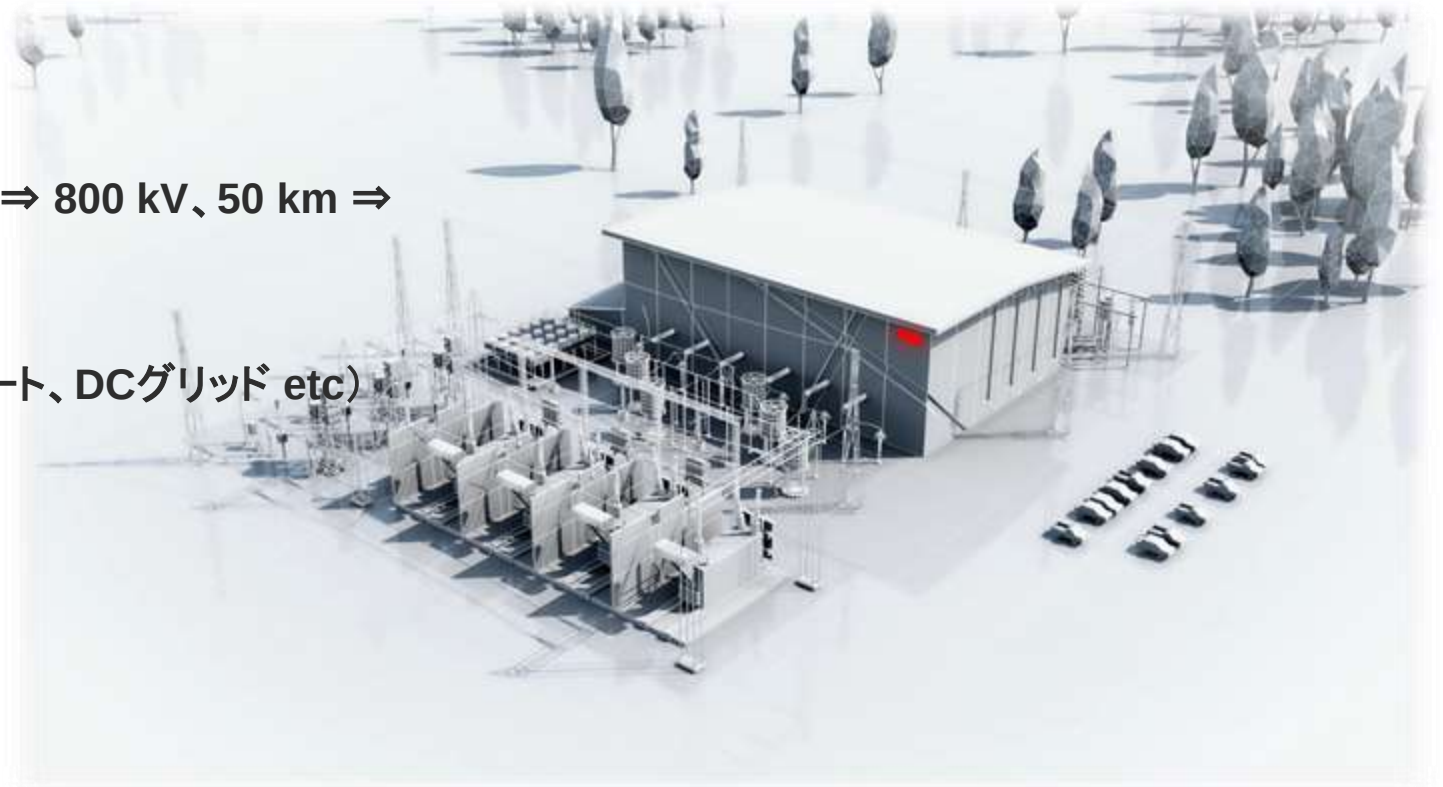
1. 日立パワーグリッドBUについて
2. 日立のHVDC事業について
- 3. HVDC Light® 最新技術**
4. HVDC 国内プロジェクトへの適用
5. おわりに



日立ABBパワーグリッドの自励式HVDC (HVDC Light®) の発展

日立ABBパワーグリッドのHVDC Light® は、30以上の自励式HVDCプロジェクトの経験と、世界のユーザーのフィードバックなどから、

- ✓ より低い損失 (2.8 % $\Rightarrow$ 0.8 %)
- ✓ より大きな送電容量 (50 MW $\Rightarrow$ 4,800 MW)
- ✓ より高い送電電圧 (より遠くへの送電) (80 kV $\Rightarrow$ 800 kV、50 km $\Rightarrow$ 2000km)
- ✓ より小さな変換設備面積
- ✓ 様々な系統の課題への対応 (弱い系統のサポート、DCグリッド etc)
- ✓ 作業安全性の改善
- ✓ トータルコスト最適化
- ✓ より高い稼働率 (長期停止不要なシステム)
- ✓ 高調波の低減



などを目的に、日々技術開発を継続し進歩しております。

1,200 MW、 ± 320 kV HVDCステーションの例

HVDC Light® の発展 ～変換器出力波形～

損失低減と高調波低減

HVDC Light modulation principles

1997 – 2001

Two level converter

2002 – 2004

Three level converter

2005 – 2009

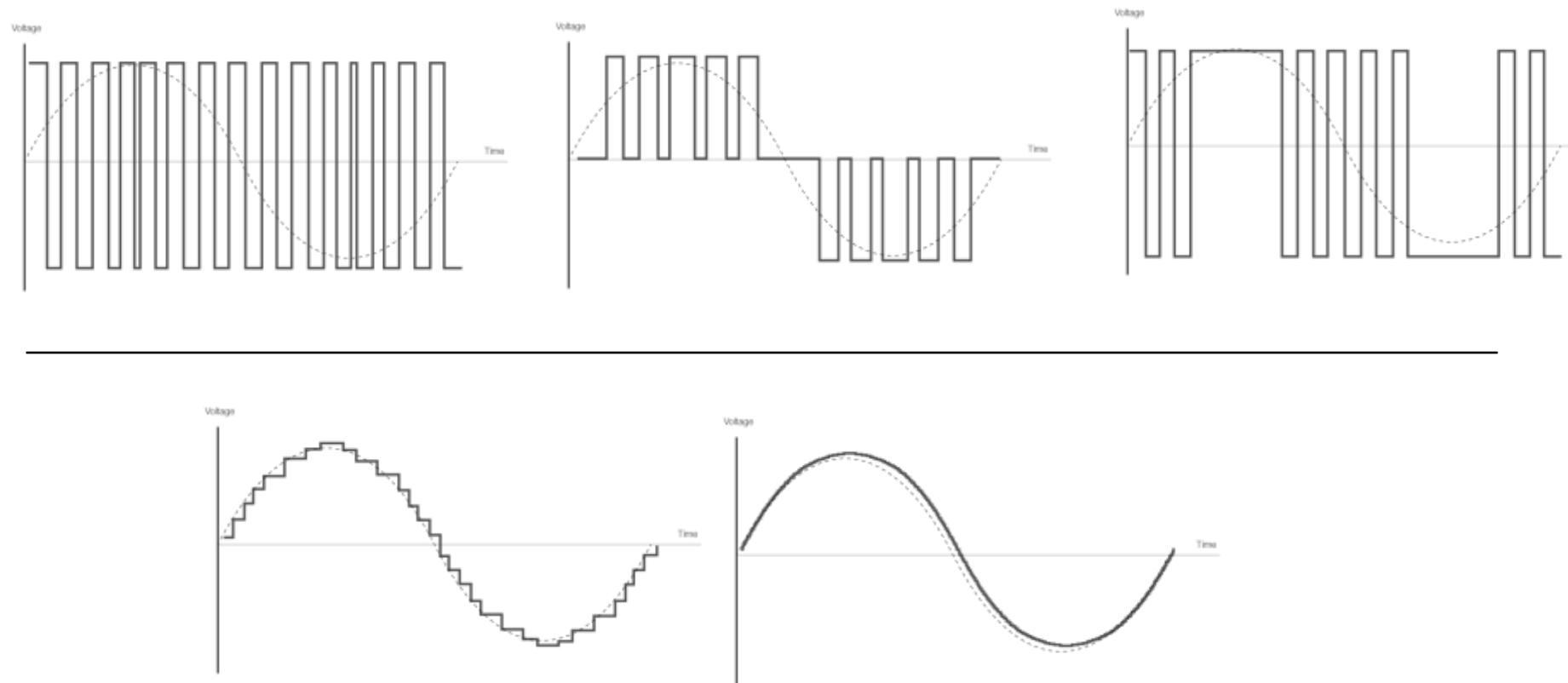
Two level converter,
optimized switching

2010 – 2015

Cascade two level converter

2016 –

Modular multi-level converter



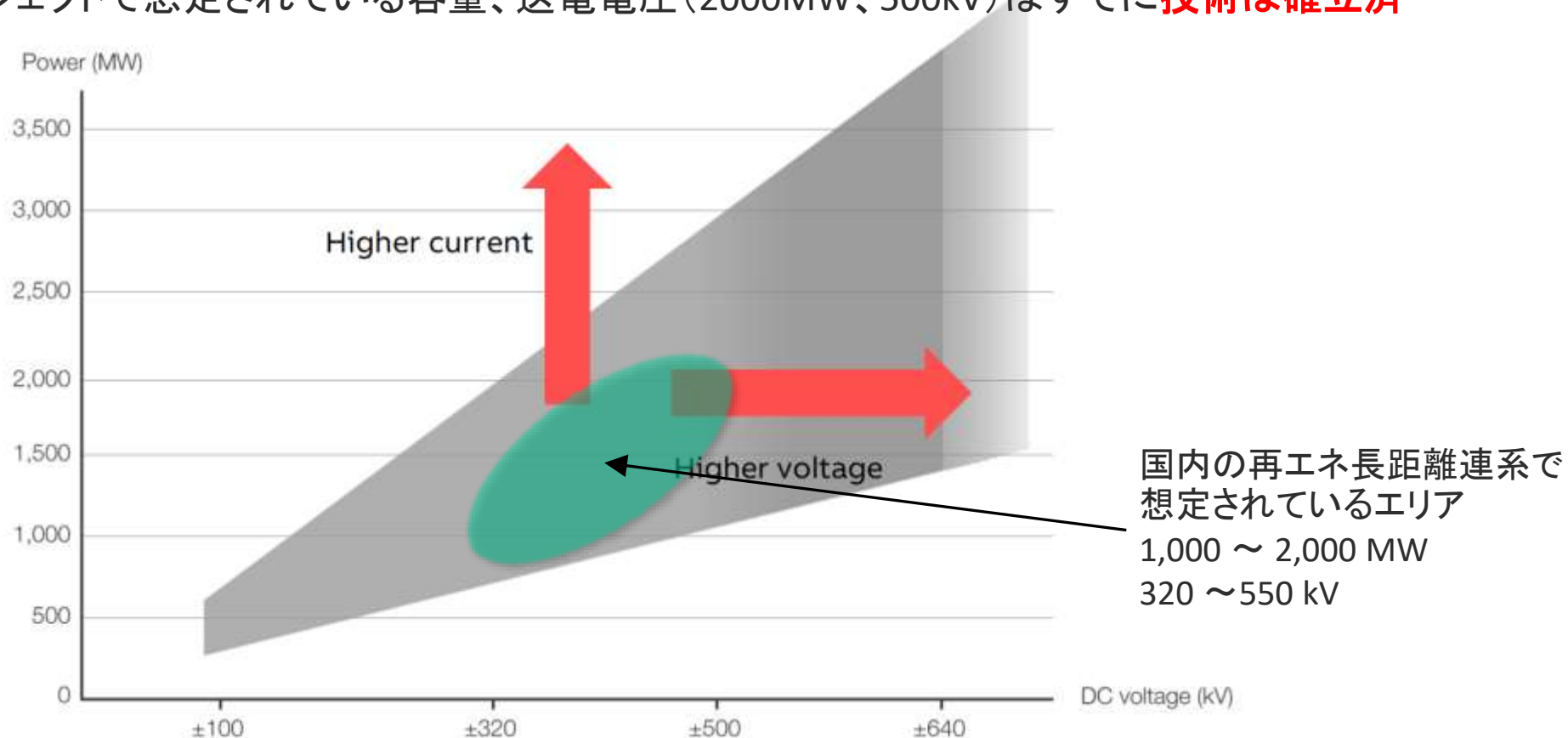
※ ただし、高調波については変換器の発生高調波が非常に小さくても系統条件によりある周波数帯で共振現象が発生する可能性があり、詳細解析により高調波フィルタの要否を検討する必要があります。

HVDC Light® の発展 ～大容量化・高電圧化～

より大きなパワーを より遠くへ

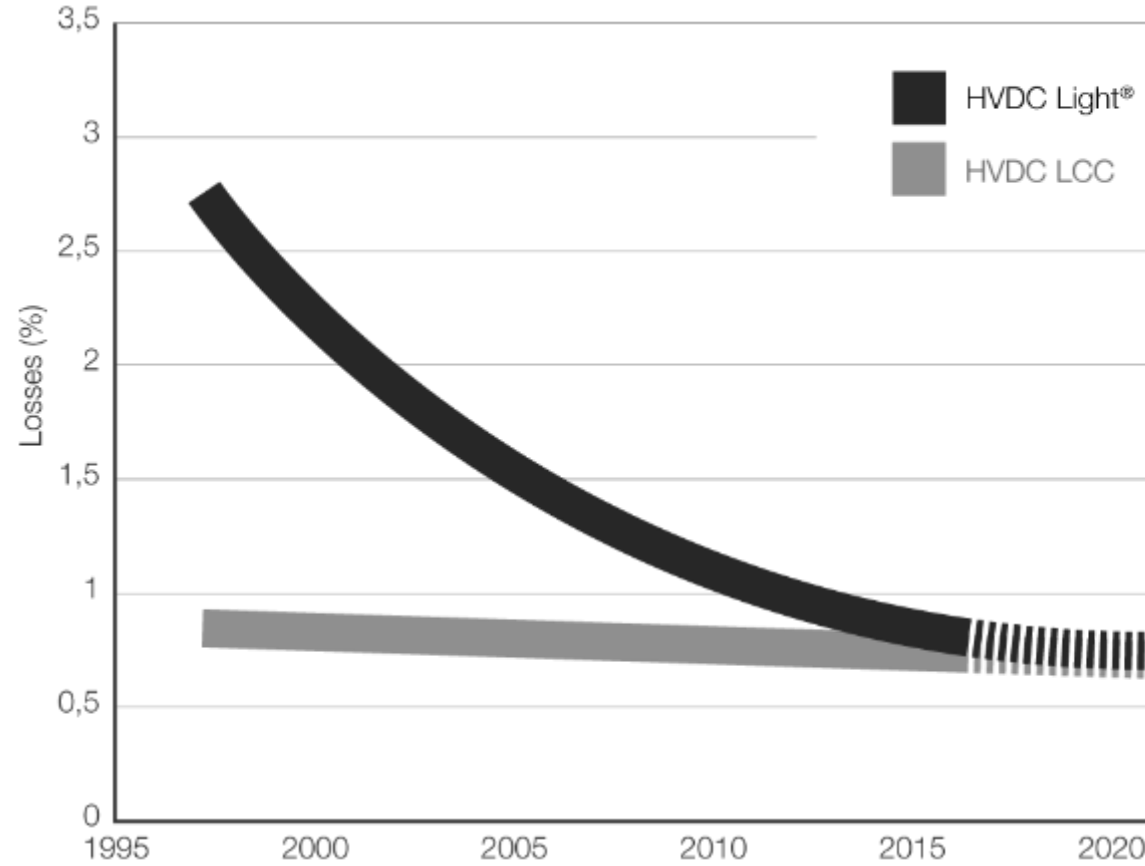
HVDC Light は既に **800 kV, 4.8 GW** も製作可能

国内プロジェクトで想定されている容量、送電電圧(2000MW、500kV)はすでに**技術は確立済**



HVDC Light® の発展 ～損失の低減～

自励式HVDCの損失は、ほぼ他励と同レベルに

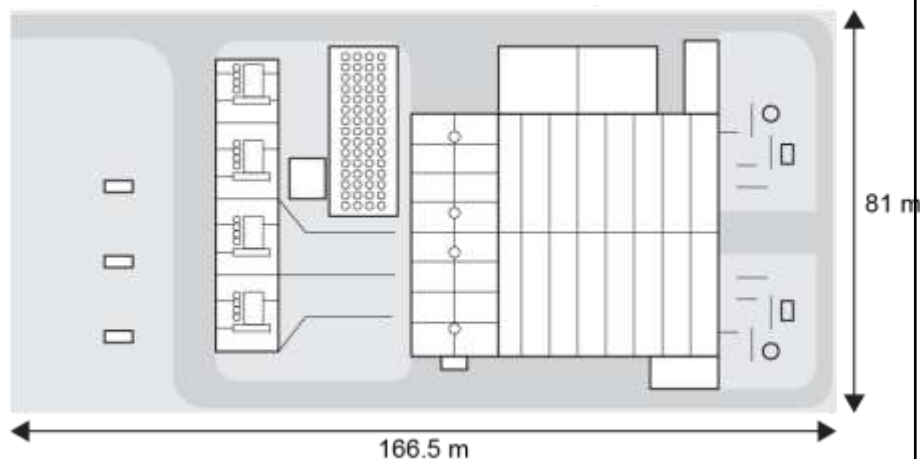


HVDC Light® の発展 ～コンパクト化～

変換所および変換器建屋の小型化

M9 (±320kV / 1200MVA クラス) の例

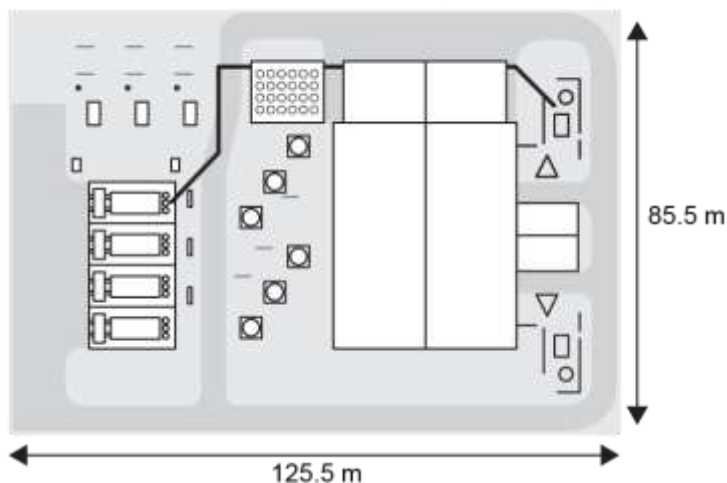
従来



変換所面積: 13,000 m²
バルブホール面積: 2,250 m²

※ ある条件下での試設計です。具体的にはサイト条件により個別設計が必要です。

最新



変換所面積: 10,700 m²
バルブホール面積: 1,650 m²

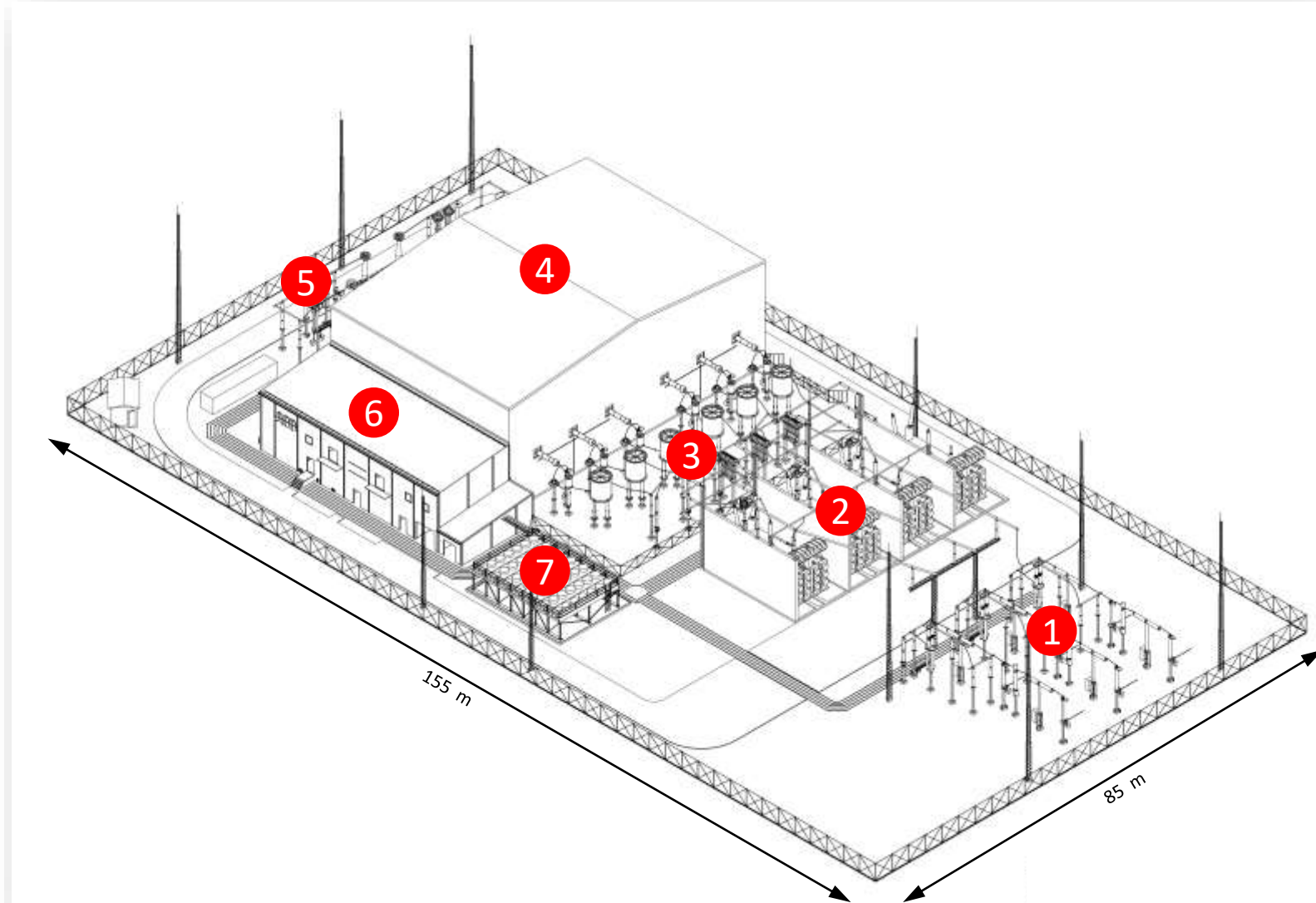
洋上風力PF (±320kV / 900MW) の例



(参考) 1,200 MW、 ± 320 kV HVDCステーションのレイアウト例

対称単極

- ① 交流エリア
- ② 変圧器エリア
- ③ バルブリアクトルエリア
- ④ バルブホール
- ⑤ 直流エリア
- ⑥ サービス棟
- ⑦ 冷却器



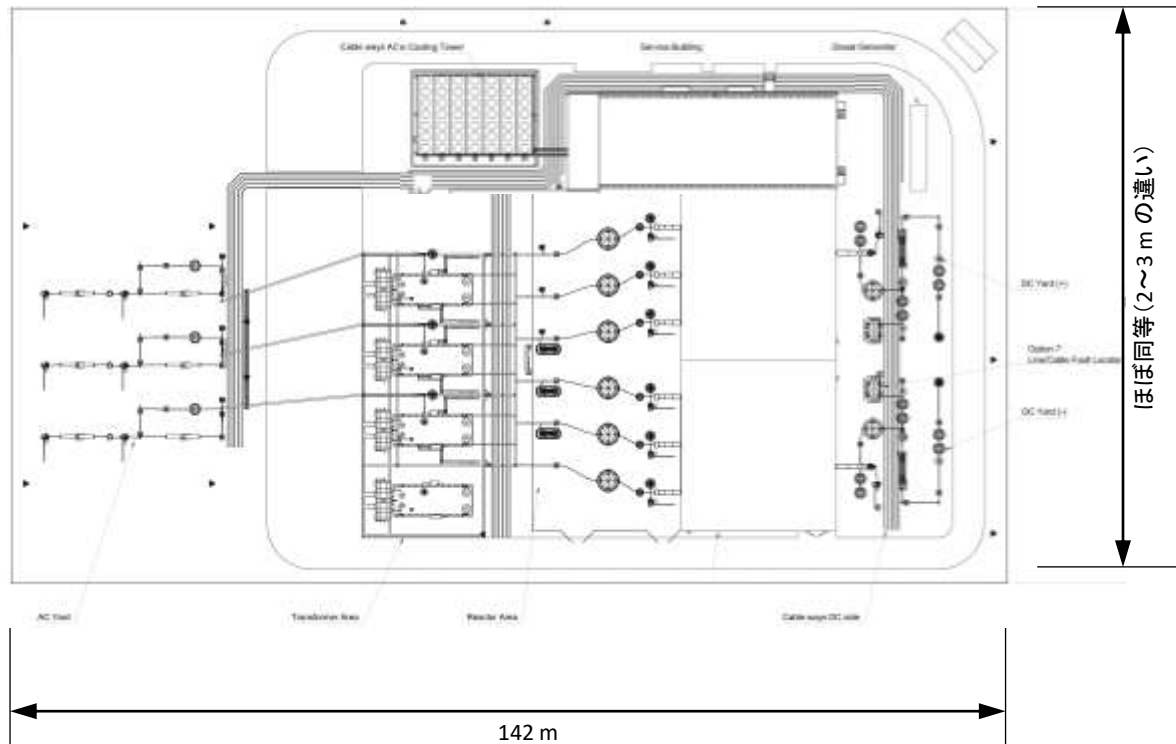
(参考) 変換所レイアウトの概略比較 ～600MWクラス vs 1,200MWクラス～

容量が大きい方が 面積効率 (kW/m^2) が大幅によくなる

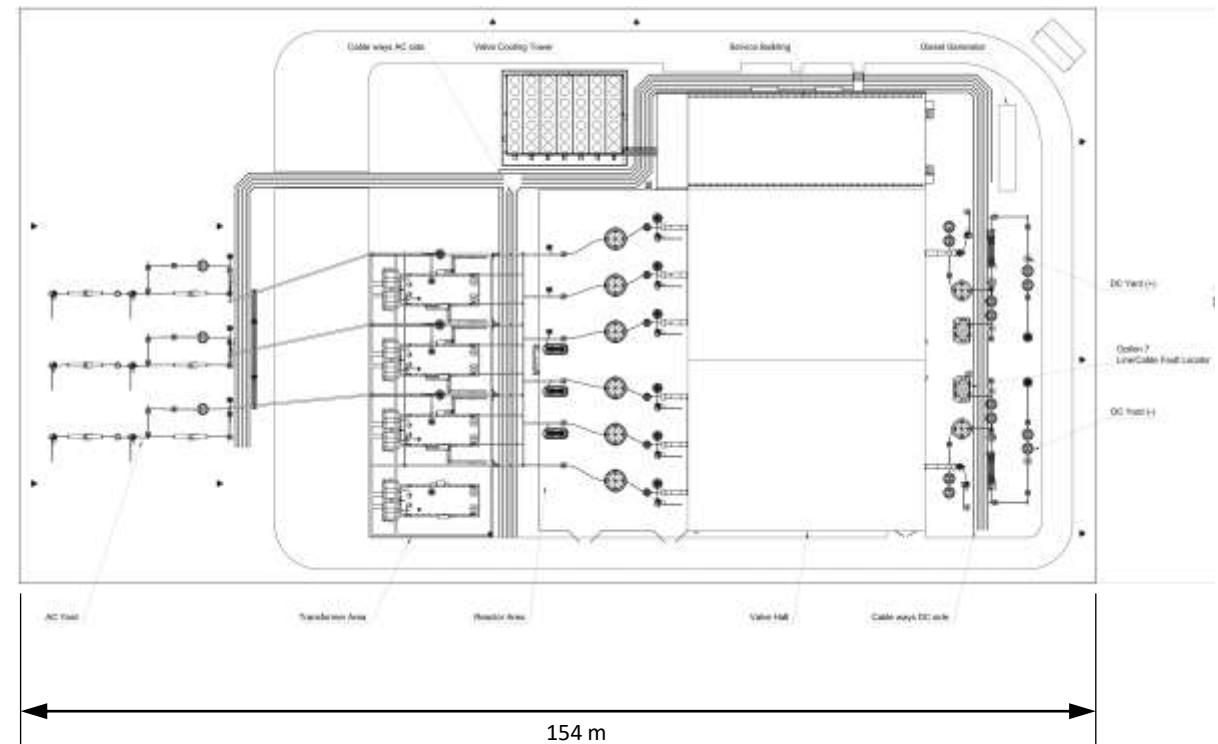
(⇒小容量でも面積は容量比ほど小さくならないので、小容量だと面積効率は低くなる)

対称単極 600MW クラス ($\pm 160\text{kV}$) の変換所の例

※ 非対称単極 300MW ($0 - 125\text{ kV}$) もほぼこれと同様の大きさとなる

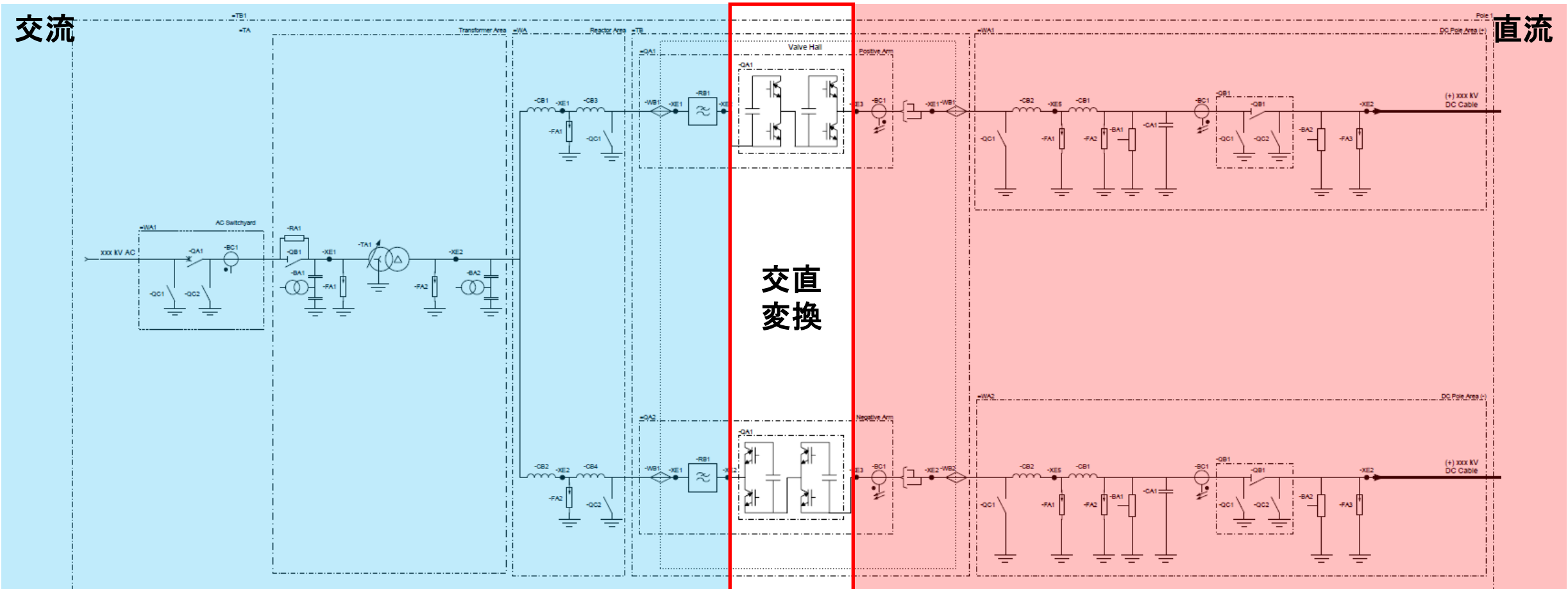


対称単極 1200MW クラス ($\pm 320\text{kV}$) の変換所の例



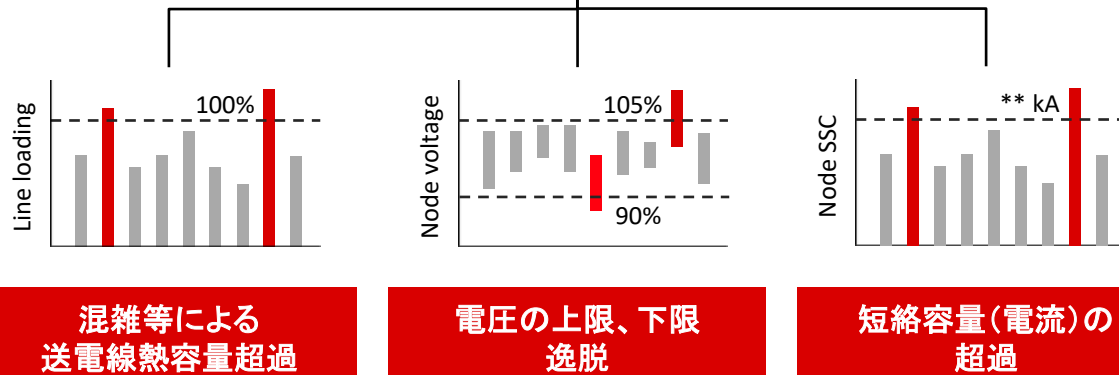
(参考) 単線接続図と主要機器

Walkthrough of the Single Line diagram (SLD)

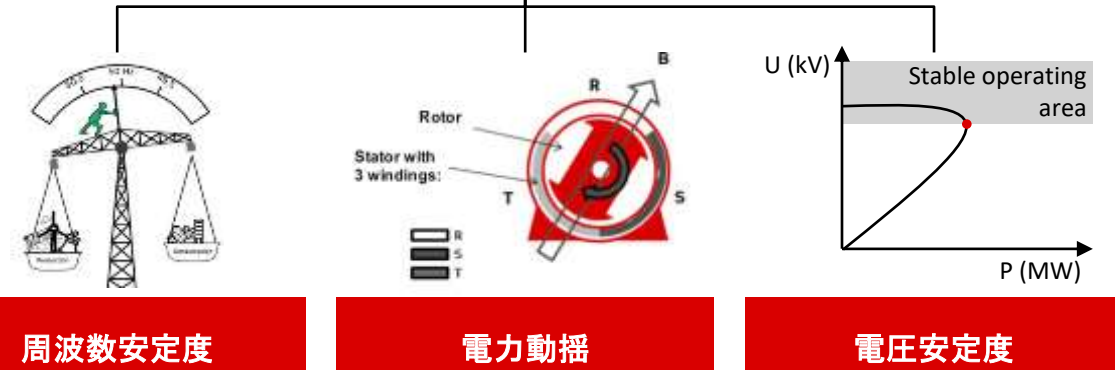


自励式HVDCの最新技術：ただ電気を送るだけではない

電力系統の定常時における 各種制約



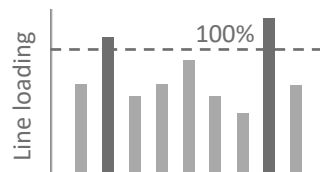
電力系統の安定度 (過渡時等)



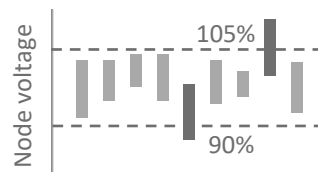
自励式HVDCの最新技術：ただ電気を送るだけではない

HVDCは、既存交流系統の安定化・効率向上にも寄与 ⇒ 自励式HVDC急増の理由の一つ

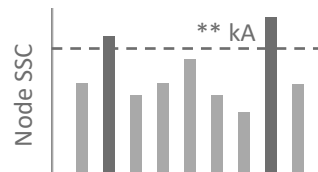
電力系統の定常時における
各種制約



混雑等による
送電線熱容量超過



電圧の上限、下限
逸脱

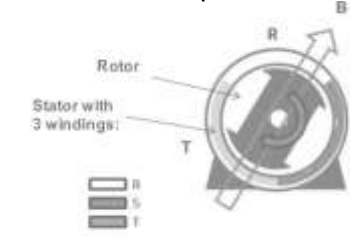


短絡容量(電流)の
超過

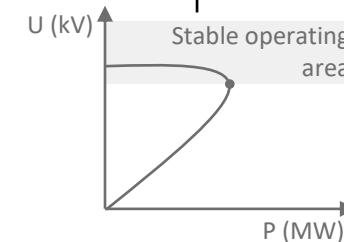
電力系統の安定度
(過渡時等)



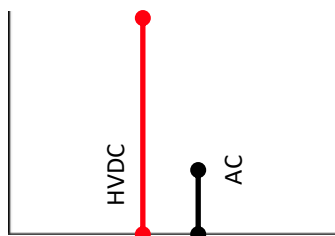
周波数安定度



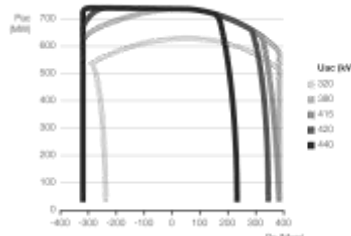
電力動揺



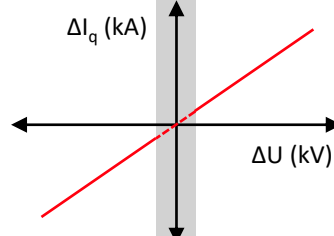
電圧安定度



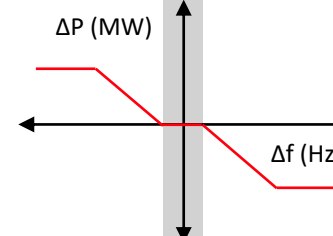
潮流の制御



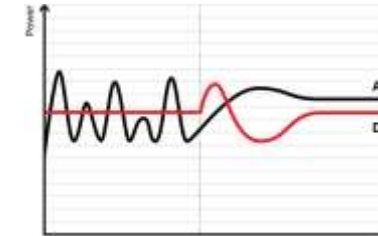
無効電力制御



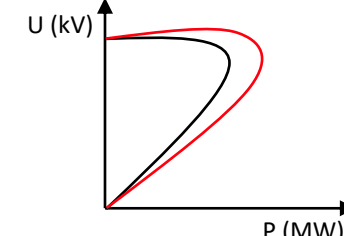
短絡容量を増やさず
系統増強



周波数制御



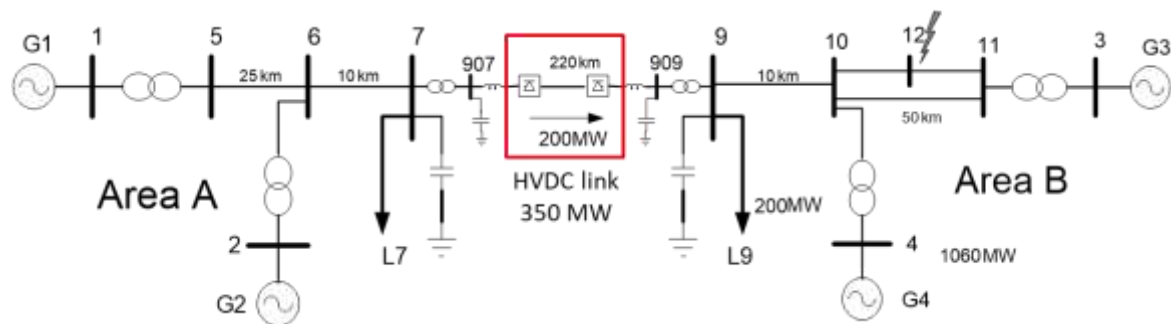
ダンピング制御



電圧制御

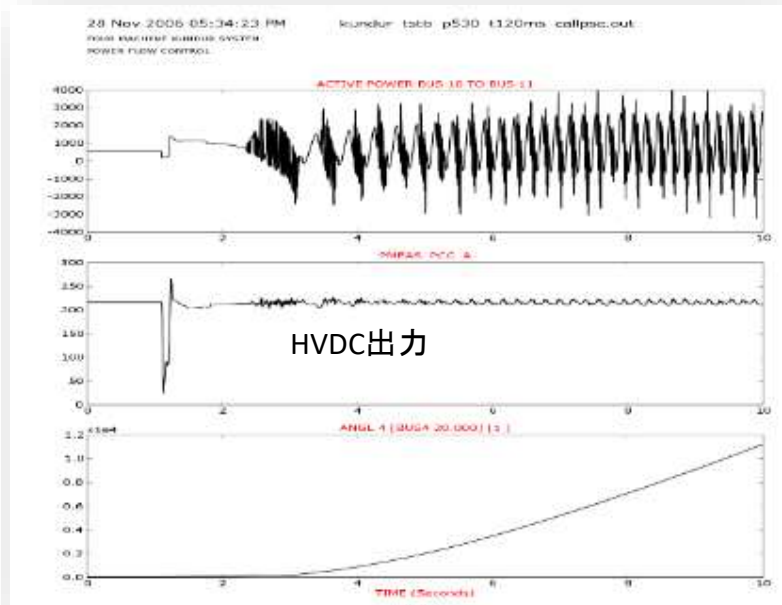
(参考)HVDCの高速制御による系統安定化(過渡安定度向上)例

Kundur 2 area test model (標準 2エリアテストモデル)を用いた解析例

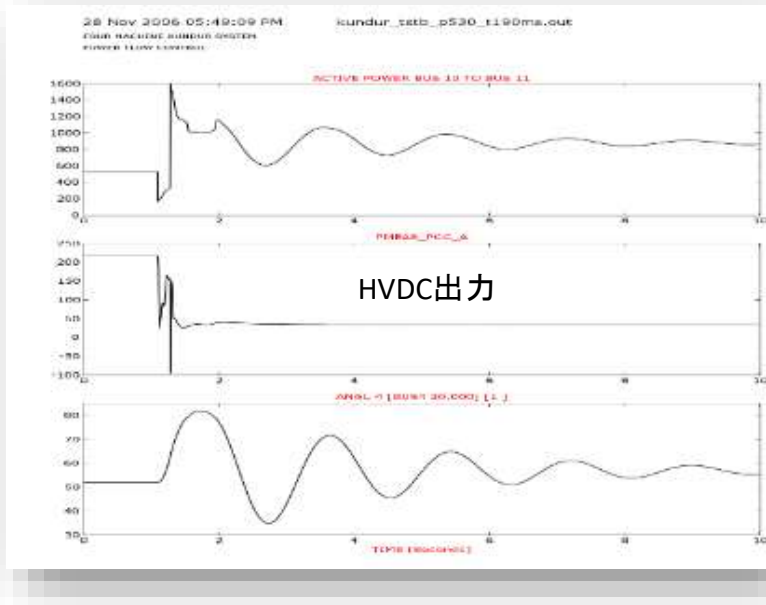


- Bus 10、11間の1回線で三相短絡事故 (Fault clearing time: 120ms) が発生。
- ① 上記事故において、HVDCが出力一定運転⇒ 発電機の同期はずれ発生
 - ② 上記事故において、**HVDC出力をRun Back制御しエリアB系統を安定化**
 - ③ さらに厳しい事故 (Fault clearing time: 260ms) に対しても、**潮流反転 (200MW → -350MW) を実施しエリアB系統を安定化**

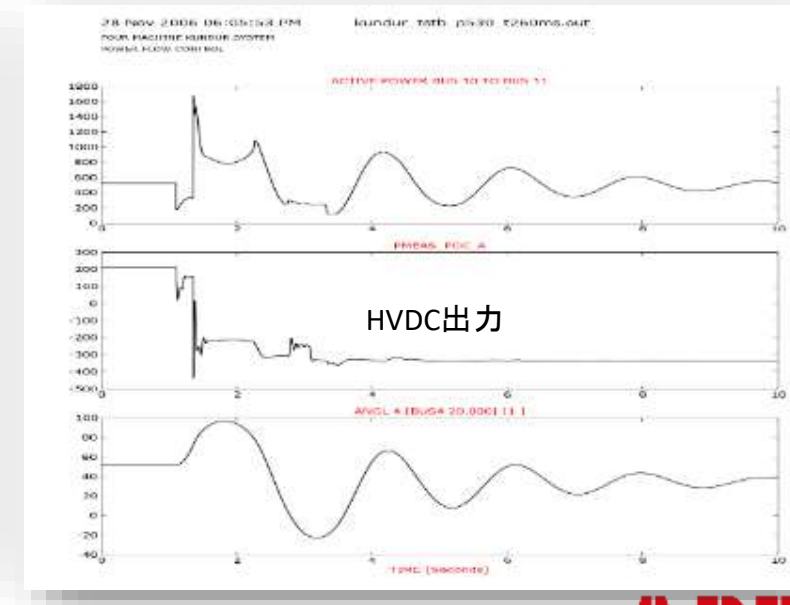
① HVDC出力一定運転 ⇒ 発電機同期はずれ発生



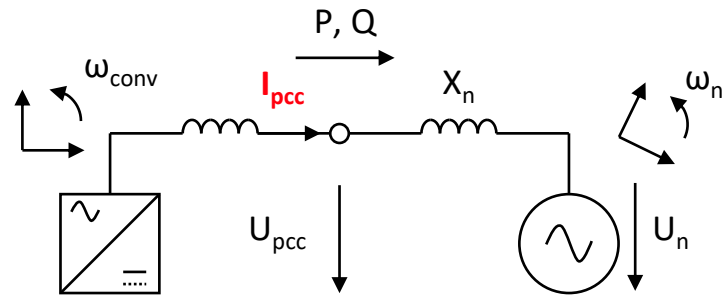
② HVDC出力を Run Backし安定化



③ さらに過酷な事故に対して潮流反転し安定化



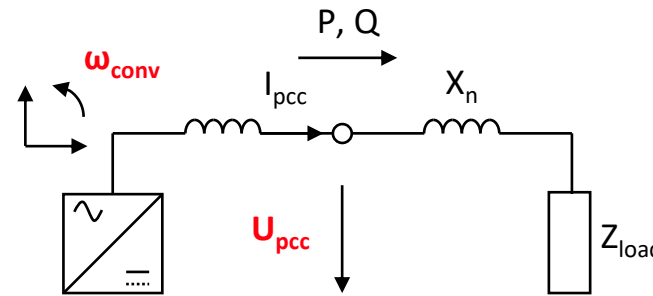
(参考) 弱い系統をサポートするHVDC制御スキーム



通常の系統

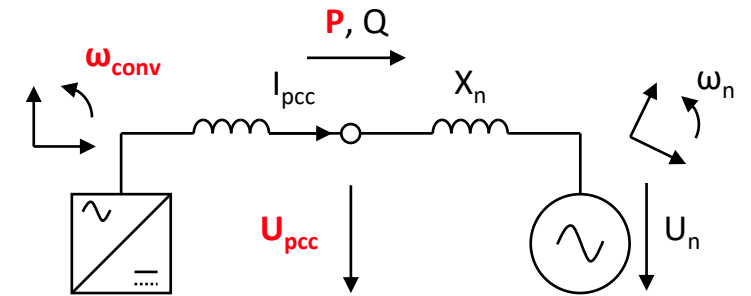
- $ESCR > 1.5$
- 変換器は系統電圧に同期して制御 (Grid following)
- 系統への電流を制御することによりP、Qを制御
- 系統位相に対してPLLを使って高速に同期 (fast synchronization)

※ ESCR: Effective Short Circuit Ratio



単独系統制御 (Islanded operation)

- 同期する系統電圧がない。ESCR = 0 (ブラックスタート系統、洋上風力ネットワーク等の単独系統)
- 変換器は電圧と周波数を制御
- P、Qは制御せず、系統の負荷により決められる (風車の発電した電力がそのままHVDCに送られる)



非常に弱い系統

- $ESCR < 1.5$
- 変換器出力電流 I_{pcc} が系統の電圧位相に影響する
- P、Q 制御は電圧位相制御による (Grid forming)
- P を見ながら系統の電圧位相にゆるやかに同期 (slow synchronization)

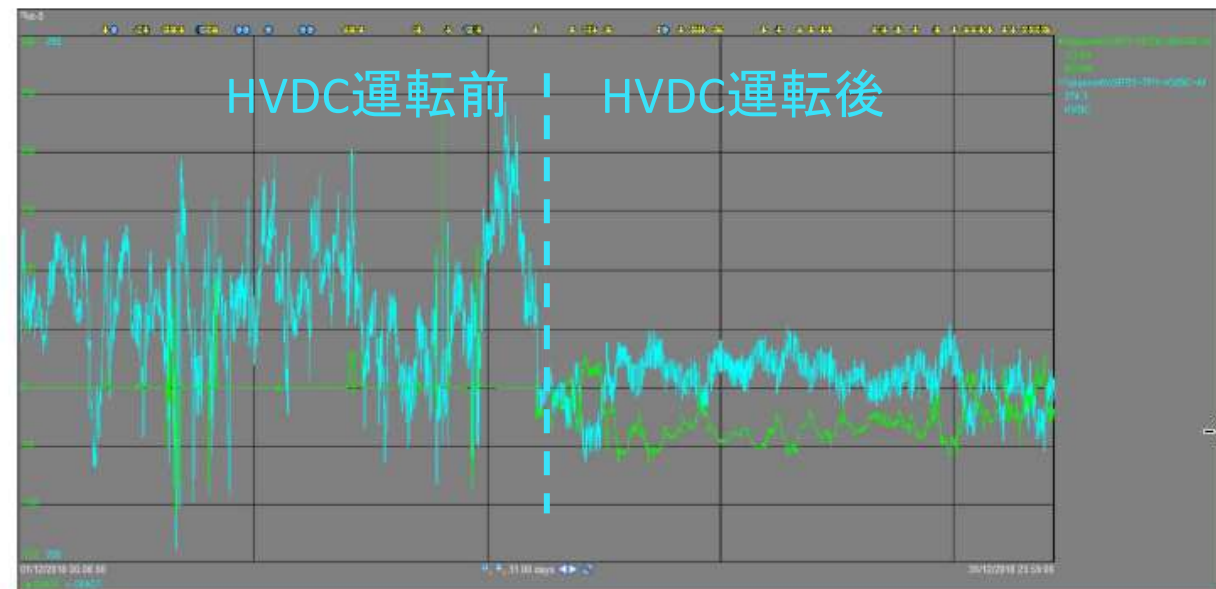
HVDCによる弱い系統の電圧安定度向上（スコットランドでの実例）

Caithness Moray（英国スコットランド） 1,200MW / 800MW

急増するスコットランド北部の風力を HVDC により需要地に送電するとともに、弱い北部系統を安定化



Courtesy: Scottish & Southern Electricity Networks

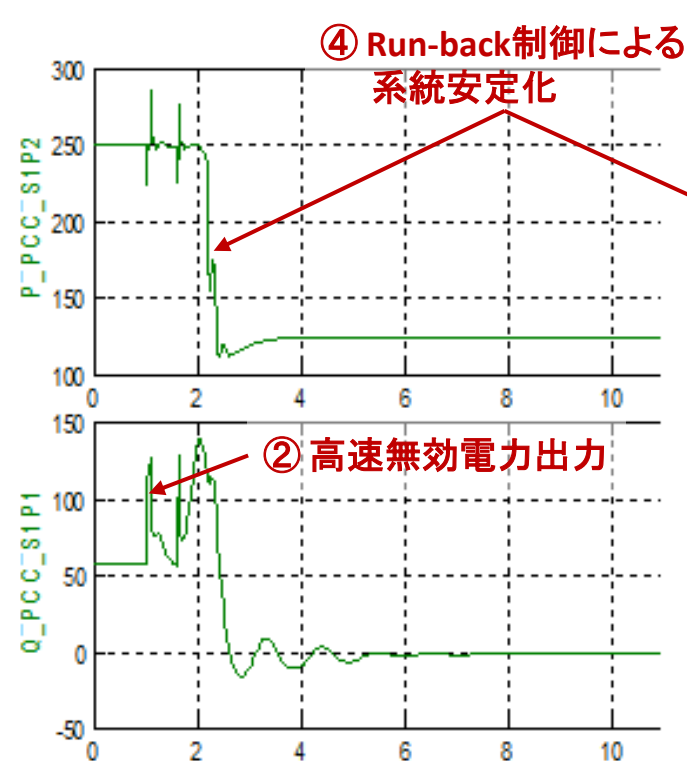
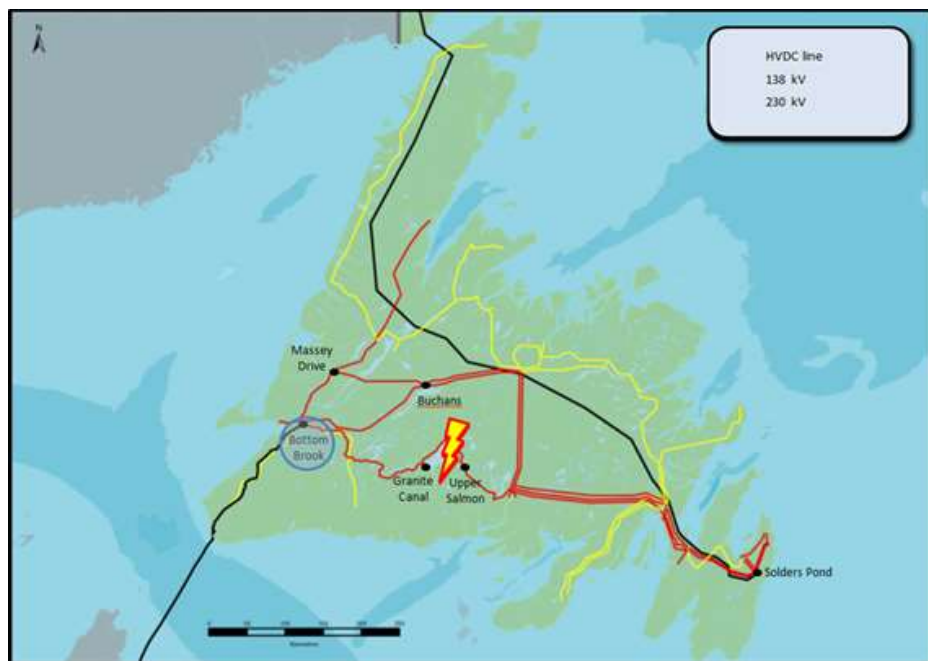


HVDC運転開始月の Spittal の電圧波形

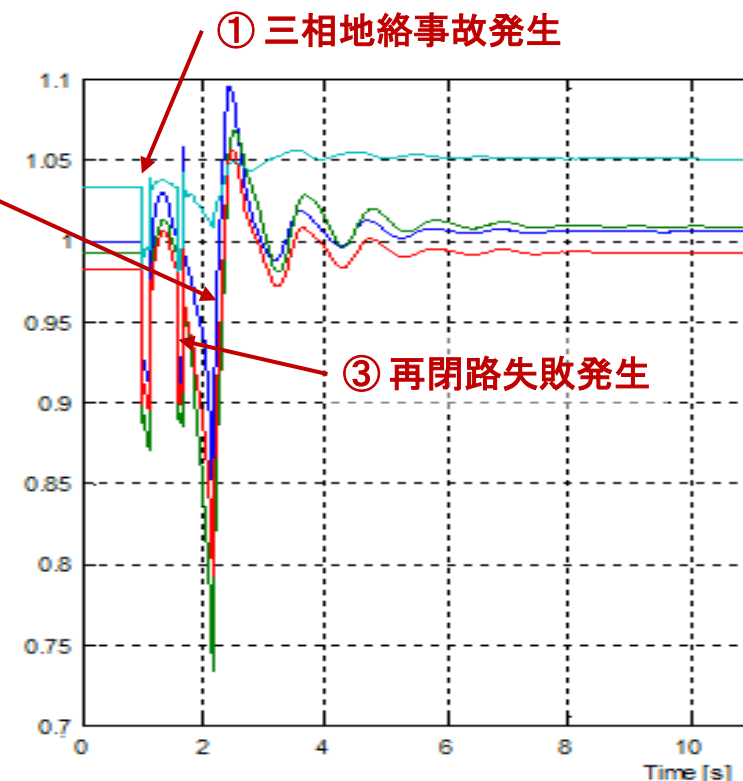
HVDCの高速出力応答による過渡安定度向上(カナダでの実例)

Maritime Link (カナダ) 双極 500 MW

HVDC の高速出力制御により、ニューファンドランド島系統のレジリエンスを強化(系統故障時の周波数・電圧安定化)



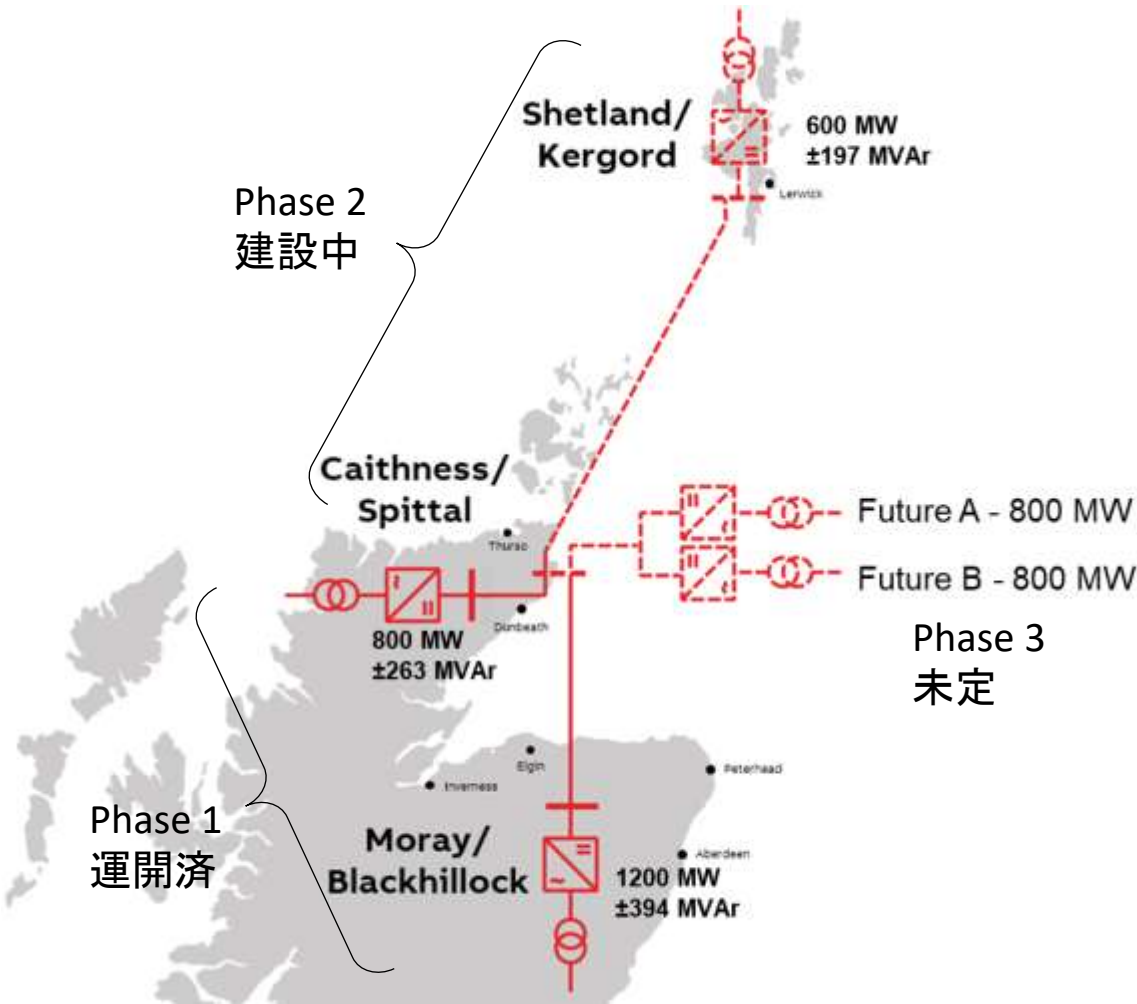
Bottom Brook HVDC station における
有効電力と無効電力の応答 (1極あたり)



ニューファンドランド島内の各地ノード電圧 (in pu)

効率的な系統形成 (1) ～自励式多端子～

Caithness - Moray - Shetland (英国スコットランド) 1200MW / 800MW / 600MW



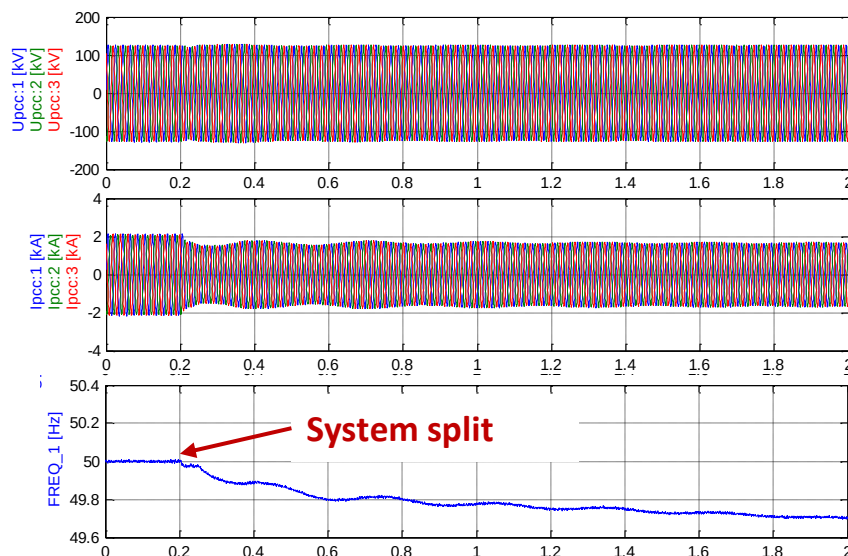
顧客	Scottish and Southern Electricity Networks (SSEN) Transmission
Customer needs	– Shetland(風力含む)を英国のグリッドに連系
HVDC の概要	– 欧州初の自励式多端子 HVDC – 600 MW、±320 kV、対称単極
Customer benefits	– 多端子構成による柔軟な系統運用 – より多くの再エネを導入し英国グリッドに送電するとともに、Shetland 島の電力セキュリティも向上 – 2050年の温室効果ガスネットゼロへ貢献
Year	– Phase 1: Caithness – Moray 2018年運開 – Phase 2: Shetland 2024運開予定 – Phase 3: 未定

- 多端子構成については以下を考慮する必要がある:
- HVDC変換所の規模は、それぞれの容量と関係なくほぼ同様となること (例えば左の例で、Shetland が 100MW でも、Blackhillock とほぼ同じ規模の変換所が必要となる)
 - 事前に計画しておく必要があること (後から端子を追加することは不可能ではないが、既にあるリンクの改造がコスト大となる可能性があること等から、将来の多端子構成をあらかじめ計画しシステム解析等も実施しておくことが望ましい。)
 - 直流側事故時の冗長性 (事故時に一旦全システムが停止することが許容できない場合は、直流遮断器等が必要となる。)

効率的な系統形成 (2) ～洋上風力と系統間取引の統合～

Kriegers Flak Combined Grid Solution(独) 洋上風力連系 兼 系統間連系 (BtB) 410MW

- ✓ デンマーク ～ 3か所の洋上風力ファーム ～ ドイツを交流ケーブルで接続。ドイツ側の連系ポイントに HVDC Back-to-back を設置。
- ✓ Master Controller for Interconnected Operation (MIO) が、3か所の洋上風力ファームの出力の分配と、ケーブルの空き容量を活用した2つの系統間融通を統合制御
- ✓ 連系ケーブル上での事故発生時は、システム分離となる。BtB側の風力系統はシームレスに Island Operation へ移行し、風車の運転を継続。



AC Voltage (Upcc in kV), Current (Ipcc in kA) and Frequency (in Hz) on the „offshore“ side of the BtB station

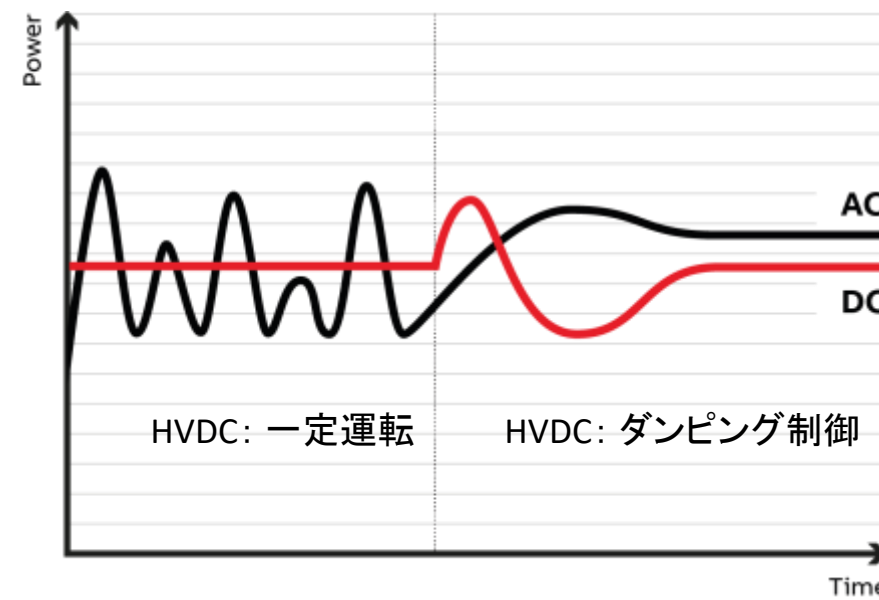
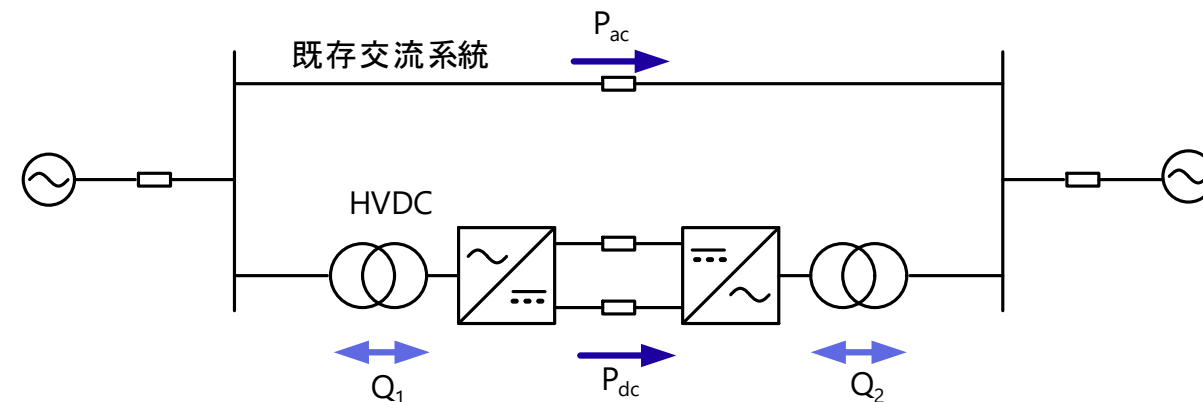
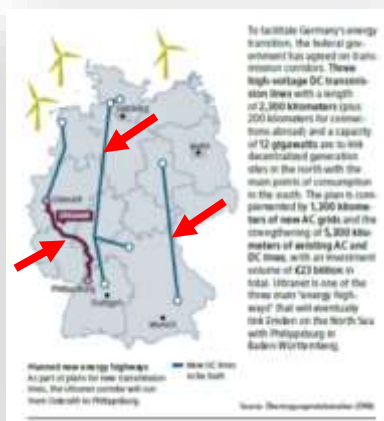


(参考) DC Links in AC Grids (同期系統内に既存交流系統と並行に設置されるHVDC)

DC Links in AC Grids の効果

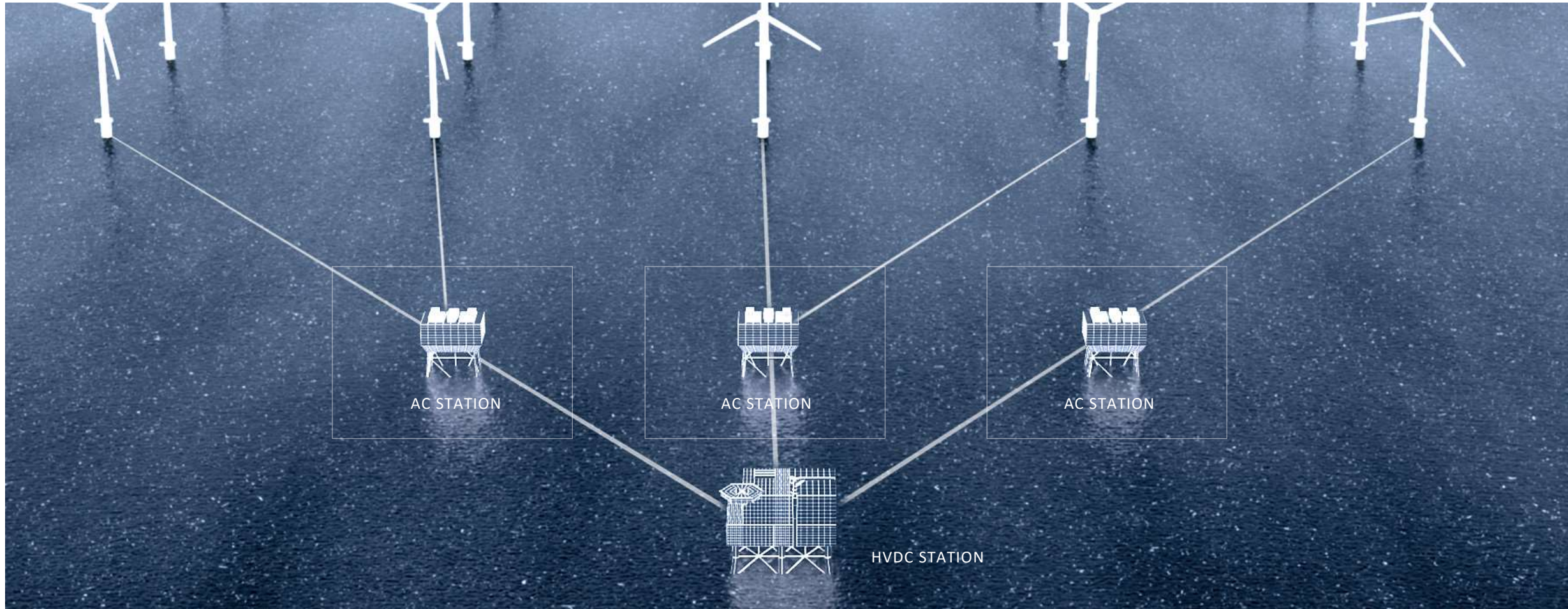
- (トータルの)送電損失の低減
- 交流送電線の過負荷防止
- 交流系統のTTC拡大(安定度向上により 安定度限界によるTTC 制約を緩和)
- 長周期動揺のダンピング、ループフローの制御等
- 系統のレジリエンス向上
- トータル送電コストの最適化

各地で同期系統内(既存交流系統と並行して)に設置されるHVDCが増加中(図の他にも実績多数)



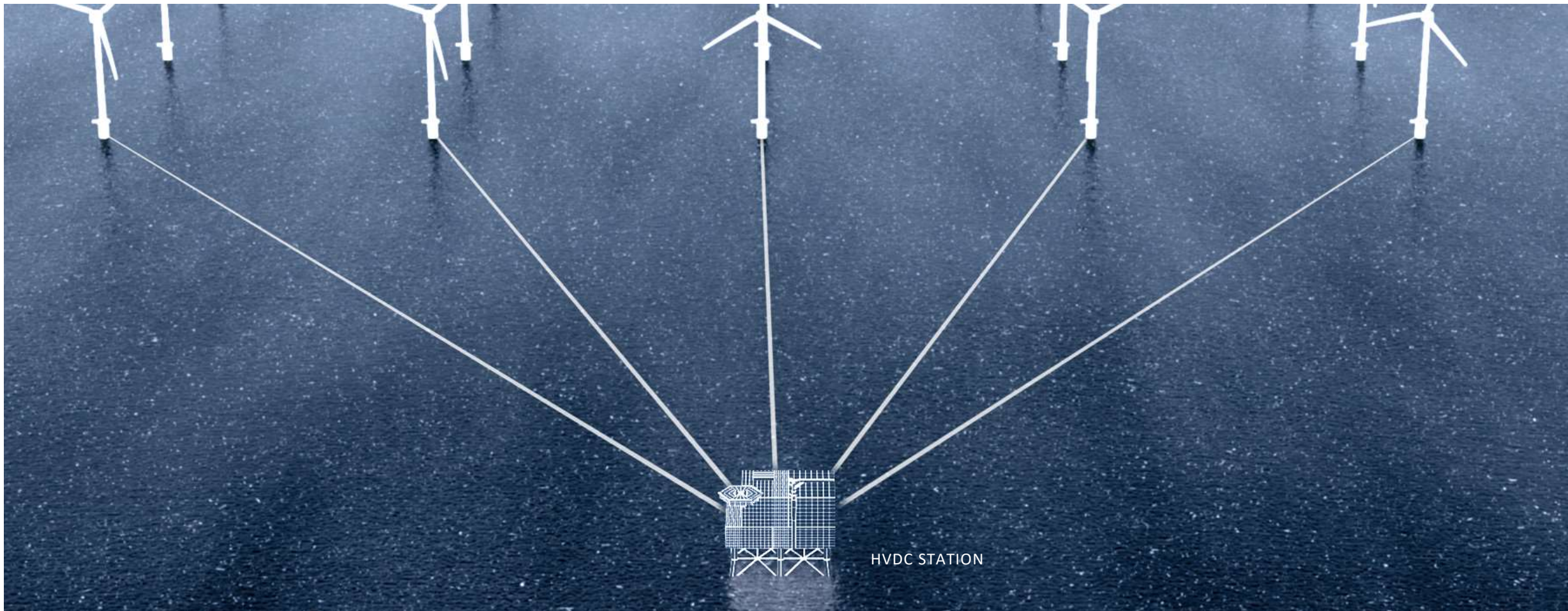
風力ファーム連系設備のコンパクト化

(Before) 洋上風力の出力を途中で昇圧・集電し、HVDCステーションへ接続



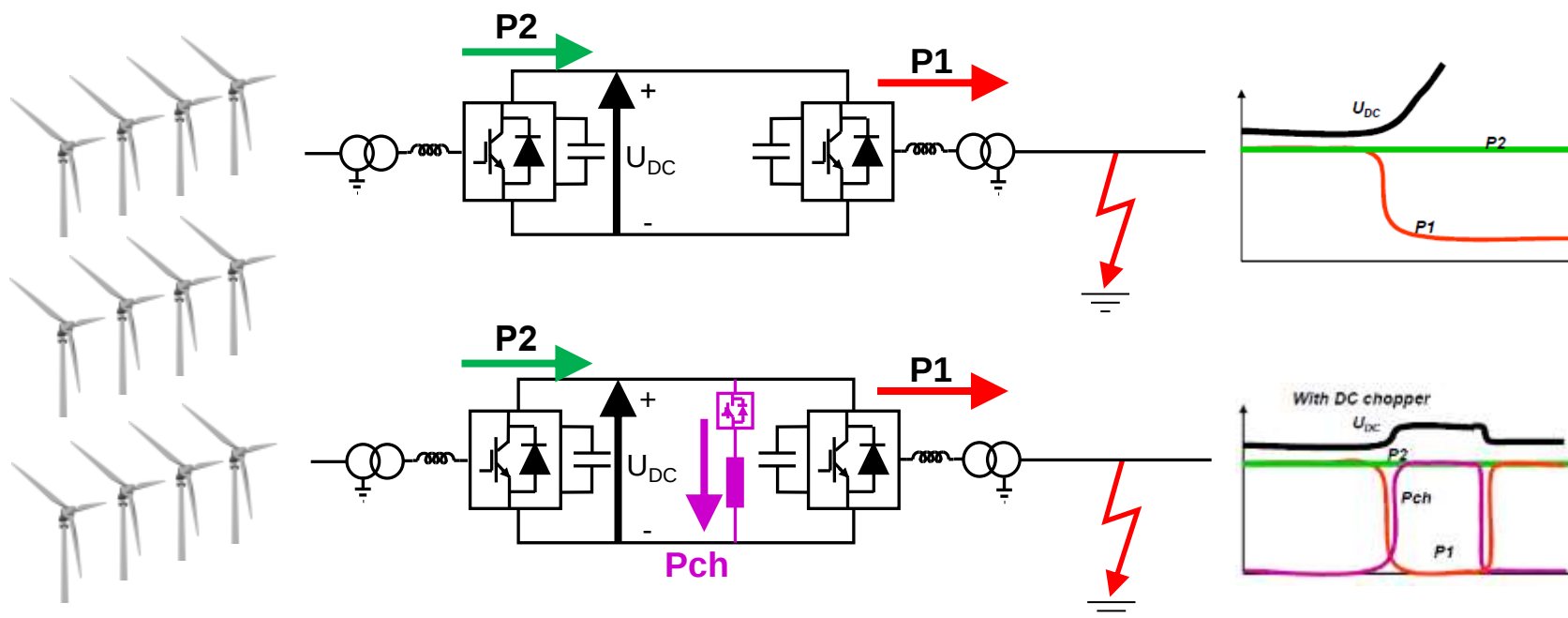
風力ファーム連系設備のコンパクト化

(現在) 洋上の昇圧・集電変電所を省略し、直接HVDCステーションへ接続



風力ファームのFRTをサポート： DCチョッパ

連系交流系統の系統故障発生時（交流系統電圧低下し HVDC から連系系統に電力が送り出せなくなった時）に、DCチョッパーで $P_{ch} = P_2$ として風車出力を一時的に消費し、系統が回復するまでの間風力ファームを“de-coupling”することにより、直流電圧上昇を抑制するとともに風車の運転を継続させる。



HVDC は Point-to-point からグリッドへ(将来)



Strengthens European energy markets



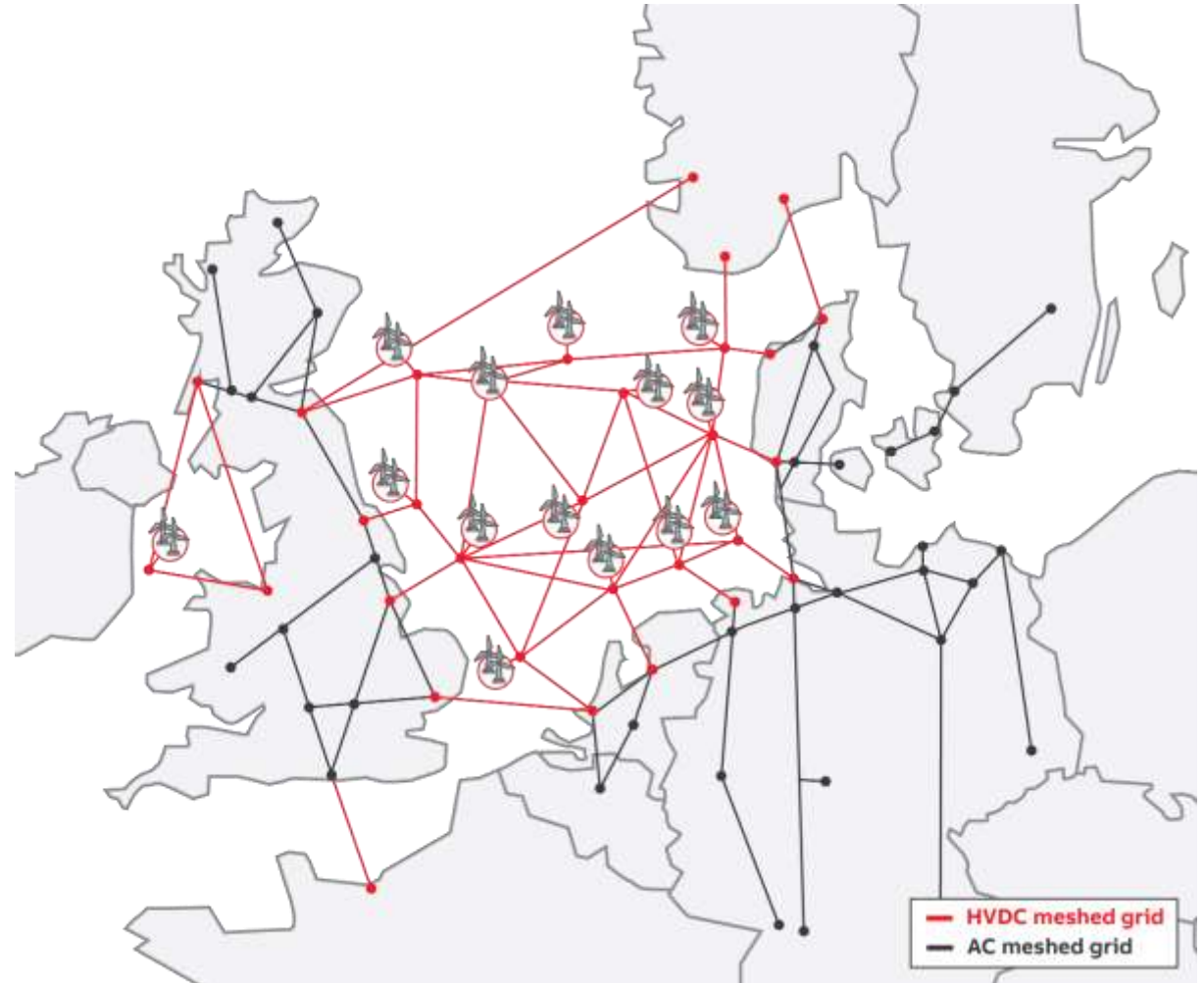
Enable efficient integration and exchange of renewable energy in line with European Green



Increased security of supply across Europe



Allows higher utilization of infrastructure



(参考) 直流遮断器の開発 ～20 kA 電流遮断試験 at KEMA Lab (PROMOTioN)～

- ✓ Object installation and assembly.
- ✓ Live current interruption demonstration.
- ✓ On-site witnesses from European TSOs and developers.
- ✓ Official PROMOTioN photo.

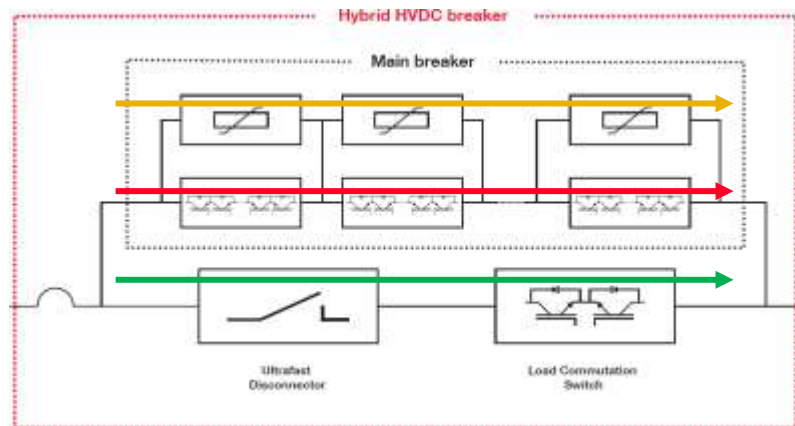


2020年4月 KEMAでの遮断試験が完了

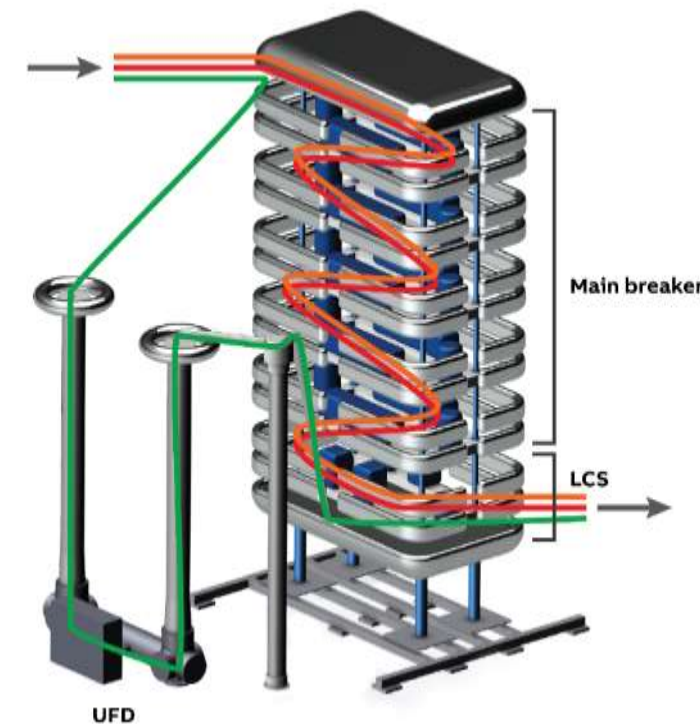
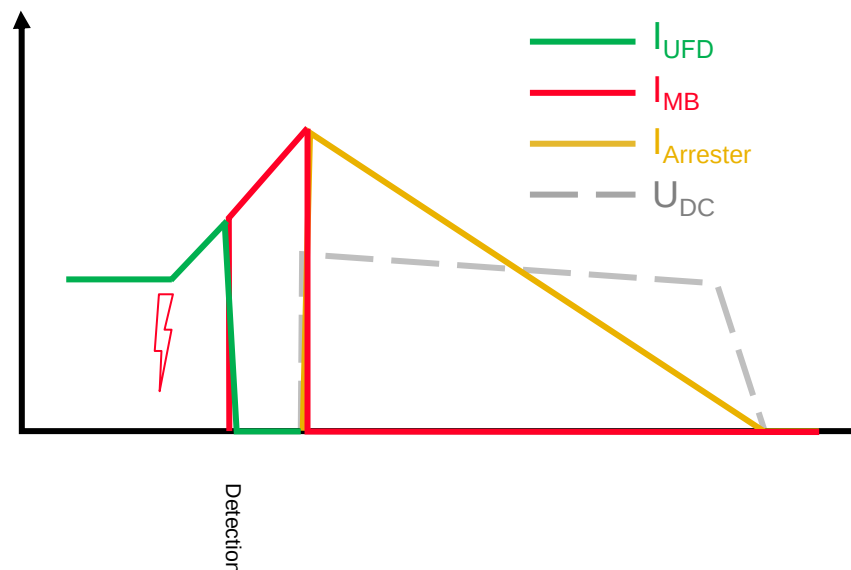
(参考) 直流遮断器の原理

動作原理

- 直流遮断器は、UFD (Ultra Fast Disconnecter), LCS (Load Commutation Switch)、Main Breaker、アレスタバンクから構成される。LCS および Main Breaker は、半導体スイッチである。
- Conducting mode: 通常時、電流は低ロス分岐 (UFD、LCS) を流れる
- Proactive control: 事故電流検出により LCS を開き、UFD が遅れて開く。電流は Main Breaker 分岐に転流する。
- 事故除去: Main Breaker が開き、事故電流はアレスタバンクで減衰
- Main Breaker 「開」まで約 3 ms

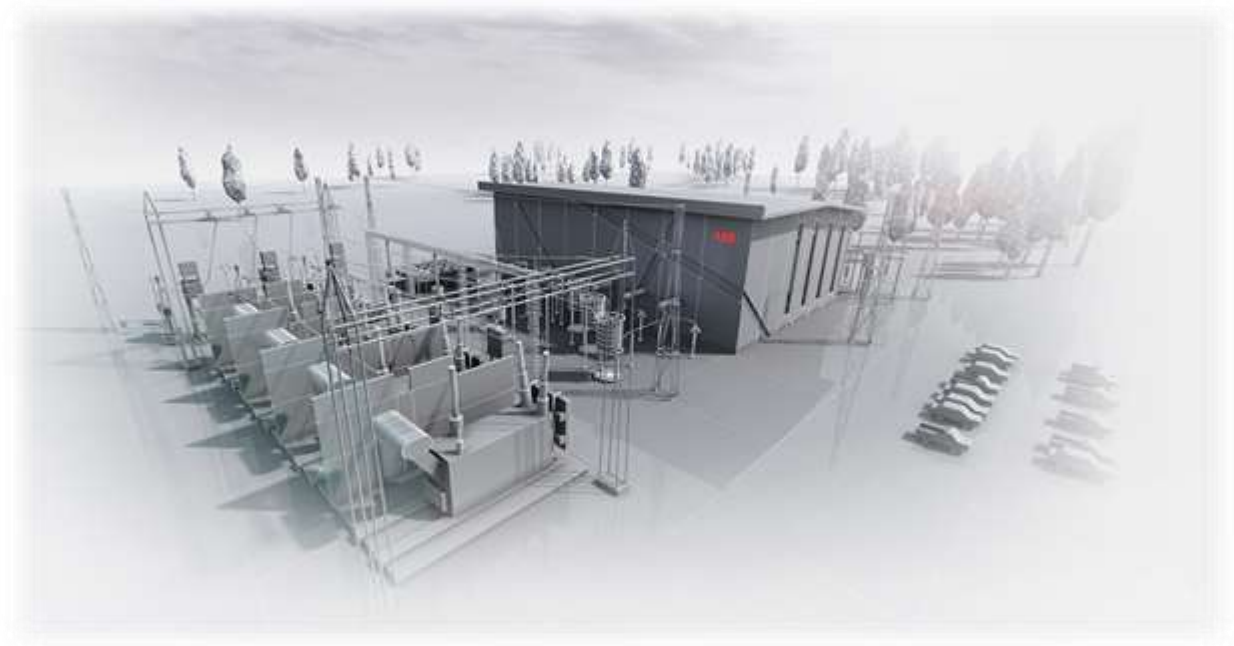


LCS: Load Commutation Switch
UFD: Ultra Fast Disconnecter



4. 国内HVDCプロジェクトへの適用について

1. 日立パワーグリッドBUについて
2. 日立のHVDC事業について
3. HVDC Light® 最新技術
- 4. 国内HVDCプロジェクトへの適用について**
5. おわりに



HVDC プロジェクトの費用について

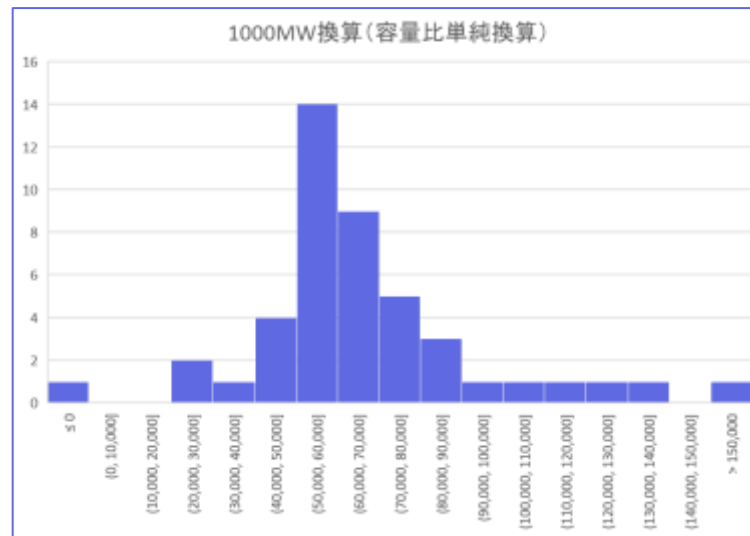
- HVDC プロジェクトの費用は、スコープ、要求仕様（環境条件等含む）、プロジェクトの規模、銅等の素材の価格変動等により大きく変動します。このため、例えば **kW あたりのコスト (円/kW) はプロジェクト毎に大きく異なります。**
- 一般的には、容量が大きい方が kW あたりの費用は小さくなる傾向があります。

Onshore Equipment Costs

Table E23.1
Voltage Sourced Converters

Specifications	Cost (£M)
800MW-320kV	100-115
1000MW-320kV	114-130
1200MW-320kV	125-142
1800MW-500kV	160-175
2200MW-500kV	210-226

National Grid, Electricity Ten Year Statement 2015
Appendix E P80 より（広域連系システムのマスター
プラン及び系統利用ルールの内訳等に関する
検討委員会資料でも引用）



entso-e プロジェクトシートからの推定（次シート）
1000MW換算で、500～700億円が多い

プロジェクト	出力MW	コスト M\$	\$/kW	備考
Transbay	400	440	1,100	当初303M\$ ⇒ 440M\$
Caplivi Link	300	180	600	
EWIC	500	550	1,100	
SydVästlänken	1,440	266	185	2015運開予定だったが遅延
BorWin 2	800	555	694	左記に加え 598M€（当時約 800億円）のコスト追加有
HelWin 1	576	555	964	
DolWin 1	800	700	875	
DolWin 2	900	1,000	1,111	

いくつかのニュースソースより

ある1,400MW (700km) プロジェクトに関する伝聞情報:

“They indicate that the cable cost was 625,000 kGBP and the converter cost was 366,142 kGBP.”
⇒ HVDC: 262 GBP / kW (39 k¥ / kW)

国内HVDCプロジェクトにおける費用推定:

1000MW (±525kV) 対称単極: 500 ～ 700 億円

2000MW (±525kV) 対称単極: 900 ～ 1,100 億円

2000MW (±525kV) 双極: 1,000 ～ 1,200 億円

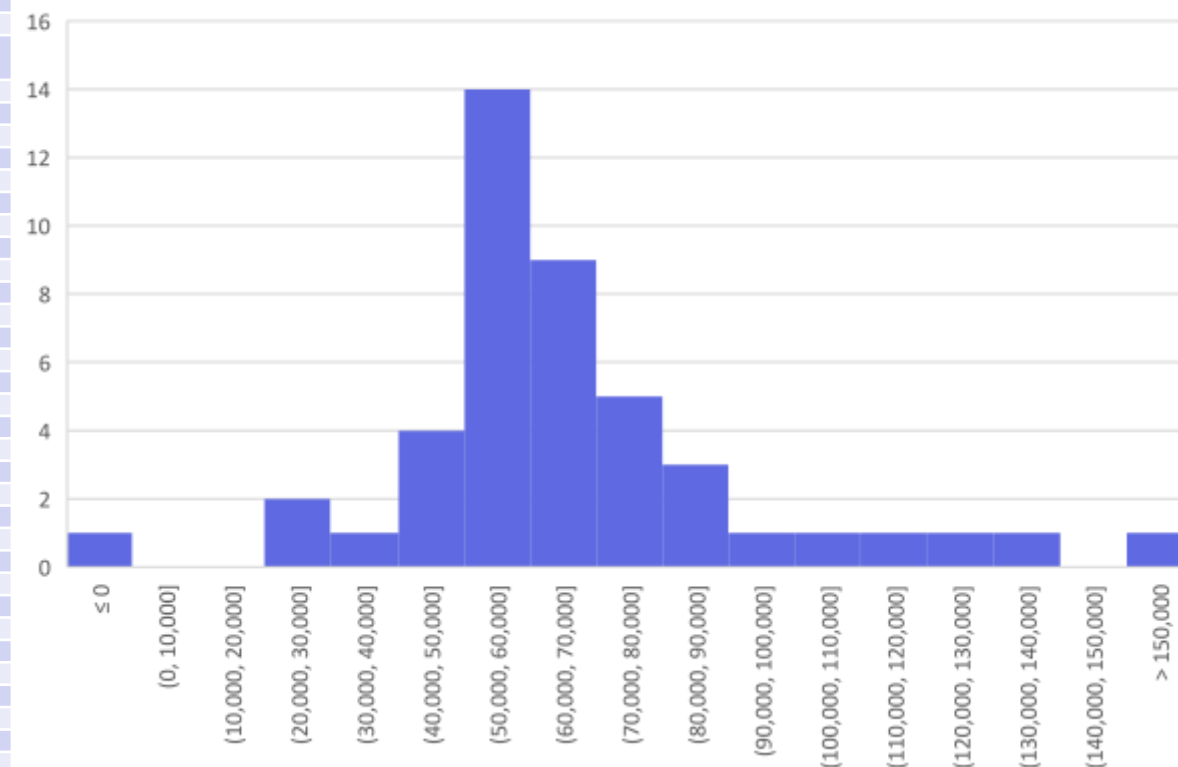
※ entso-eプロジェクトシートから、送電ケーブルを除いた両変換所の費用（建屋含む）の推定。
日立の見積ではありません。

(参考)entso-e Project Sheet (2018) からの推定

ケーブルの単価 (円/km) をある値に想定して残りを HVDC 変換所関連の費用と想定して計算した

Proj No.	Proj name	Capacity (MW)	Distance (km)	CAPEX (M€)	OPEX (M€/year)	Information (CBA indicator etc)
16	Biscay Gulf	2,000	370	1,750	10.2	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/16
21	Savoie - Piémont	1,200	190	1,260	5.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/21
25	IFA2	1,000	250	685	8.4	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/25
29	Italy-Tunisia	600	200	600	3.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/29
37	NordLink	1,400	514	1,850	15.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/37
71	COBRA Cable	700	325	620	4.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/71
74	Thames Estuary Cluster (NEMO-Link)	1,000	140	660	25.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/74
92	ALEGrO	1,000	90	560	4.2	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/92
107	Celtic Interconnector	700	500	930	8.4	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/107
110	North Sea Link	1,400	720	1,850	15.4	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/110
121	Nautilus	1,400	250	1,000	8.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/121
124	NordBalt 2	700	169	190	0.1	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/124
130	SuedOstLink	2,000	540	2,800	22.4	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/130
132	HVDC Line A-North	2,000	300	1,400	11.2	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/132
153	FAB	1,400	210	850	7.6	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/153
167	Viking	1,400	770	1,970	16.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/167
172	ElecLink	1,000	69	580	4.5	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/172
174	Greenconnector	1,000	150	609	1.9	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/174
175	Great Belt II	600	120	420	8.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/175
176	Hansa PowerBridge I	700	300	660	1.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/176
179	Kontek2	600	170	460	9.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/179
190	NorthConnect	1,400	655	1,613	10.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/190
225	2nd interconnector	1,000	150	600	4.8	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/225
234	DKE - PL-1	600	330	655	13.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/234
235	SuedLink	4,000	700	6,500	52.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/235
239	Fenno-Skan 1 renewal	800	200	380	0.8	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/239
247	AQUIND Interconnector	2,000	250	1,400	29.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/247
254	Ultratnet	2,000	340	1,070	8.6	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/254
267	Hansa PowerBridge II	700	300	660	1.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/267
276	Navarra-Landes	2,000	225	1,192	5.3	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/276
283	NuNur	2,000	1270	2,680	41.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/283
284	LEG1	2,000	370	1,500	3.2	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/284
285	GridLink	1,400	156	906	23.9	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/285
286	Greenlink	500	195	396	8.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/286
294	Maali	600	400	612	10.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/294
296	Britib	1,800	1330	2,040	20.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/296
299	SACOI3 (replace)	400	300	750	7.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/299
309	NeuConnect	1,400	700	1,500	22.0	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/309
335	NSWPH 1505	2,000	328	1,310	4.3	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/335
335	NSWPH 1506	2,000	360	1,375	4.4	
335	NSWPH 1507	2,000	290	1,233	4.2	
335	NSWPH 1508	2,000	390	1,639	5.3	
335	NSWPH 1509	2,000	400	1,661	5.3	
335	NSWPH 1511	2,000	490	1,860	5.6	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/335
351	Eastern HVDC Link	2,000	365	1,460	-	

1000MW換算 (容量比単純換算)



CONFIDENTIAL

国内でプロジェクト費用が上昇する要因

※ これらは純粋な比較であり、優劣等を意味しない。

HVDC プロジェクト(送電ケーブルのスコープ除く)において、国内プロジェクトの費用が海外と比較して増加する主要因を以下に挙げる

- ✓ **考え方の違い:**
例えば海外では**国際標準規格(IEC etc.)の適用と機器設計の標準化**が進んでおり、標準化された機器を組み合わせでシステム設計(電気設計、ハード設計)を行うことでプロジェクト期間の短縮、コストダウンを図っている。国内仕様が特殊になる要因として狭い国土、台風、豪雪、耐震仕様など避けられない要因もあるが、極力特殊仕様を排除することがコストダウンに繋がると考えられる。
また国内では、サプライヤには非常に詳細なレベルの技術的説明とエビデンスが求められ、また他のオプションとの比較検討等によりこの設計がベストだという検証も求められる(そのため何種類かの試設計を行う)。実績等による説明は認められない。
- ✓ **プロジェクト期間:**
様々な要因により、エンジニアリング期間、試運転期間等が長く、トータル**プロジェクト期間が長くなる**。
- ✓ **規格:**
海外規格もある程度受け入れられてきているが、**基本的に国内規格**が優先であり、法規(電技)でも国内規格遵守規定がある。
- ✓ **特殊仕様:**
国内独特の仕様(制御保護のB402、変圧器の分解輸送や特別三相など多岐)があり、海外で標準的に使われている仕様が適用できない。
- ✓ **土木・建築**
国内特有の耐震要求等を考慮しても、海外プロジェクトより相当高コストと思われる。

国内 vs 海外 プロジェクトコストに関する海外・国内 比較 (1)

プロジェクトの進め方(文化)等の違い

	海外	国内
プロジェクト期間	2.5 ～ 5年程度(平均約 3.5年)	最低 5年
仕様 (1)	“プロジェクトの期間を短くする”=“CAPEXを抑える” ことであり、また投資回収の開始を早めるためにも、運開時期を早めることが極めて重要な要素と考えられている。 その為に標準化が徹底されている。(Time is money)	システムや機器等の仕様について、 時間とコストをかけ”ベスト”を目指す 傾向があり、例えば高スペックでかつ機器のコストを下げようと開発・製作に時間をかける傾向がある。仕様決定においても、いくつかのオプションを試設計し優劣比較をした上で決定することが常に行われる。
仕様 (2)	契約に記載された性能・機能・信頼性・納期を守ることが求められ、満足していない場合は契約に則って処理	要求仕様が本当に守れるのかについての根拠について詳細説明を強く求められる(知的財産に踏み込むレベルまで説明が必要なケースも)。また、海外での実績等では説明が不十分とされる。海外のサブサプライヤではこうした対応には相当なエンジニアリングパワーと時間がかかる。
仕様 (3)	見積仕様が詳細に規定されており、プロジェクト開始後も契約仕様からほぼ変更がないので、 プロジェクトの進行が早い 。	時間をかけすり合わせを行って決めていく 事が多く(見積作業にもより多くのコストがかかる)、エンジニアリング期間が長くなり、結果プロジェクト期間が長くなる。
仕様 (4)	(顧客の)要求仕様と、実現する設計仕様の範囲が明確であり、要求仕様が満たされていれば、設計仕様には基本的に変更を求められることはない。	要求仕様と設計仕様の境界が不明確で、要求仕様に合致する設計仕様であっても、細かく変更が求められる。
レイアウト	ある程度余裕をもって敷地が計画されており、 レイアウト検討は短時間	敷地の制約 が海外に比べて厳しく、顧客意向を踏まえつつ配置を何度も見直すなど、 レイアウトの検討だけでも相当多くのエンジニアリングリソースを消費 することが多い。
現地試運転	工場システム試験(FST)で多くの確認試験を行い、現地で試験しなければいけない項目に極力絞って確認試験を実施するため、 Commissioning は 6 ～ 10 週間で完了 。	工場で確認したこともほぼすべて現地でも再現試験を実施するため、試運転項目が多い。また、万が一トラブルがあっても挽回できる余裕を持って組まれる傾向があり、 海外プロジェクトと比較して期間が 3 倍程度 要する。

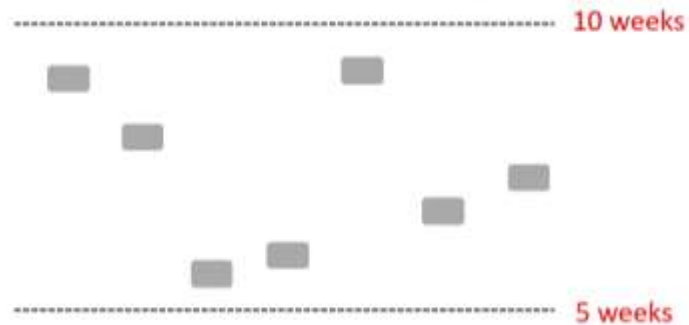
(参考) 海外HVDCプロジェクトの現地試運転期間

(ご参考) 海外のHVDCプロジェクトでは、試運転期間はおおむね10週間以内である。

Project Execution excellence - Commissioning & Site testing

The measure of your successful project

Greenfield durations from last 3 years



Commissioning plan in line with Cigré TB 697 recommendations and according to customer requirements
Including energization of converters and filters, transmission tests, performance tests

Terminal tests (STATCOM)

Converter
deblock

Protection
tests

Control modes
ACVC / RPC

Transmission system tests

Power
transmission

RPC in conj.
with APC

P/Q capability

Step responses

Heat run test
(overloading)

Operation tests

Control
switchover

Switch
local/remote

Communication
tests

Loss of
serv. power

Black start

Power quality & interference tests

AC & DC
harmonic
meas.

Noise meas.

EMC meas.

AC network interaction tests

Staged faults

Special
protection
schemes

Power
oscillation
damping

SSTI damping

国内 vs 海外 プロジェクトコストに関する海外・国内 比較 (2)

仕様、規格等の違い

	海外	国内
IEC規格	基本的に日本以外はほぼすべてIEC規格で問題なし	IEC規格が許容されない 。または許容されても JEC と比較し、JEC をカバーするよう求められる。(海外のフィールドでの実績等は受け入れられない)
制御保護システム	基本的に日本以外はほぼすべてIEC、ISO規格で問題なし	制御保護装置の規格である B402(説明) は 海外と比較し相当特殊 であり、これを海外製品で完全にカバーするのはほぼ不可能であり、この対策のためエンジニアリング含め相当なコストアップがある。
機器の現地耐圧試験	現地での耐圧試験は実施しない	JECに規定されている工場での耐電圧試験規格(試験方法含む)に従っていないと、現地での耐圧試験が求められる 。(海外製品の適用が困難)
対称単極の直流回路耐圧試験の試験電圧	現地での耐圧試験は実施しない	電技解釈により、 直流回路の現地耐電圧試験の試験電圧・時間を相当大きくする必要 があり(次シート)、リーズナブルな設計ができない。(試験のためだけに機器を大きくする必要がある)
標準仕様	基本的にメーカ標準が受け入れられる(それがもっとも低コストで低リスクと認識されている)	プロジェクト毎(あるいは電力会社毎)の要求仕様があり、日本向け特殊仕様が入る。
気中機器は忌避	標準的に 気中絶縁の機器 が広く採用されている	コストの低い気中機器が忌避され、 高価なGIS機器や油タンク入の機器(リアクトル等) が 要求される 。(敷地の制約によるところが大きい)
変圧器	メーカ標準の変圧器を適用	変圧器の国内輸送が困難で特殊仕様となる 。(道路の規制によるものであるが、国内の道路が海外より低スペックなのかは疑問) 国内では分解輸送、特別三相等が一般的だが、海外にはない特殊仕様である。
建屋	サンドイッチパネル等を適用し短期間で建設	バルブホール建築コストはおそらく海外の2倍以上のコストと推測

(参考) 国内規格が高コストの要因となる例 ～現地直流耐压試験電圧(対称単極)の例～

電気解釈 第15条(電路の絶縁性能)(抄)

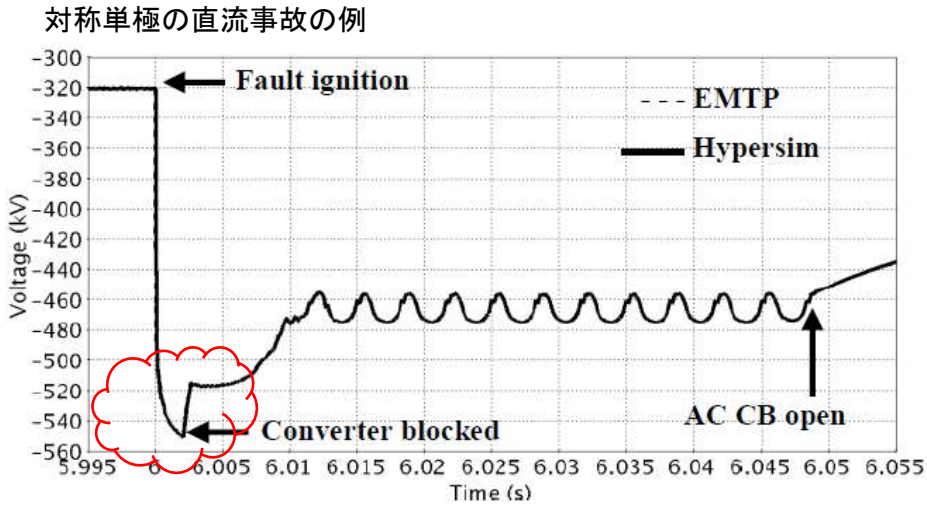
15-1表				試験電圧
電路の種類				
最大使用電圧が7,000V以下の電路	交流の電路			最大使用電圧の1.5倍の交流電圧
	直流の電路			最大使用電圧の1.5倍の直流電圧又は1倍の交流電圧
最大使用電圧が7,000Vを超え、60,000V以下の電路	最大使用電圧が15,000V以下の中性点接地式電路(中性線を有するものであって、その中性線に多重接地するものに限る。)			最大使用電圧の0.95倍の電圧
	上記以外			最大使用電圧の1.25倍の電圧(10,500V未満となる場合は、10,500V)
最大使用電圧が60,000Vを超える電路	整流器に接続する以外のもの	中性点非接地式電路		最大使用電圧の1.25倍の電圧
		中性点接地式電路	中性点が直接接地されている発電所又は変電所若しくはこれに準ずる場所に施設するもの	最大使用電圧の0.64倍の電圧
			上記以外の中性点直接接地式電路	最大使用電圧の0.72倍の電圧
		上記以外		最大使用電圧の1.1倍の電圧(75,000V未満となる場合は、75,000V)
	整流器に接続するもの	交流側及び直流高電圧側電路		交流側の最大使用電圧の1.1倍の交流電圧又は直流側の最大使用電圧の1.1倍の直流電圧
		直流側の中性線又は帰線(第201条第六号に規定するものをいう。)となる電路(周波数変換装置(FC)又は非同調連系装置(BTB)の直流部分等の短小な直流電路において、異常電圧の発生のおそれのない場合は、絶縁耐力試験を行わないことができる。)		次の式により求めた値の交流電圧 $V \times (1/\sqrt{2}) \times 0.51 \times 1.2$ Vは、逆変換器転流失敗時に中性線又は帰線となる電路に現れる交流性の異常電圧の波高値(単位: V)

(備考) 電位変成器を用いて中性点を接地するものは、中性点非接地式とみなす。

既存の条文、解釈から導出

基本的な考え方:
試験電圧: (最大使用電圧) $k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4$ (試験時間: 10分間)

- k_1 : 一線地絡時の健全相の対地電圧上昇係数
- k_2 : 時間換算係数
- k_3 : 負荷遮断による電圧上昇係数
- k_4 : 安全率



$k_1 \times k_3$ を解析波形から約 1.7 ~ 1.8
 k_2 : 気中絶縁の機器については 1.0 が適用されると解釈される。(電技解釈より)
 k_4 : 1.2
DC ±500kV の対象単極で、試験電圧: 1000kV超を10分間となる。
⇒ 直流機器、建屋およびコストが不必要に大きくなる。

「整流器に接続するもの」ではあるが直流線路の一端を接地した非対称単極または双極を想定したものであり、本表記載の「1.1倍」は、直流故障時に直流電圧が過渡的に約2倍に上昇する対称単極には適用できないと解釈される。

出典: S. Denetiere, H. Saad, and B. Clerc, "Setup and performances of the real-time simulation platform connected to the INELFE control system," in Proc. Int'l Conf. Power Syst Transients (IPST) 2015



(参考)海外での変圧器輸送事例

NordLink プロジェクトにおける変圧器輸送(225t、ノルウェー側)



<https://www.youtube.com/watch?v=JTKJxvp40Qc>

国内では道路の輸送制限により、HVDC サイトへの 200 t クラスの輸送はほぼ不可能。
橋の補強等も相当困難。(海外では橋の補強は変圧器のコストアップと比較し相当低コスト)

(参考)海外での変圧器輸送事例

NordLink プロジェクトにおける変圧器輸送(225t、ノルウェー側)



<https://www.youtube.com/watch?v=zOIkCjc9cTk>

(その他) ケーブルルートについて

国内では基本的に道路沿いにしかケーブル敷設が出来ないと聞く



<https://www.youtube.com/watch?v=NxTXKIZgqJU>



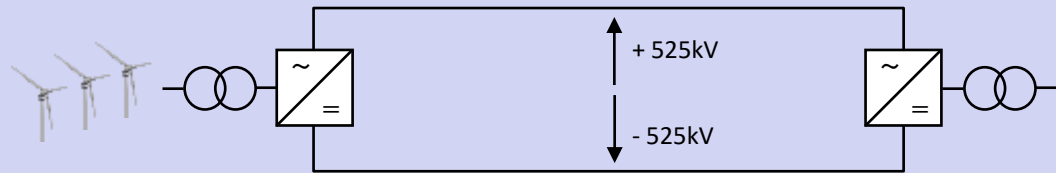
<https://www.youtube.com/watch?v=JTKJxvp40Qc>

欧州の場合、ケーブルルートが畑の中などを通っていくが、敷設工事後は畑は元に戻っている。

システム構成の選択(単極、双極、多端子他)

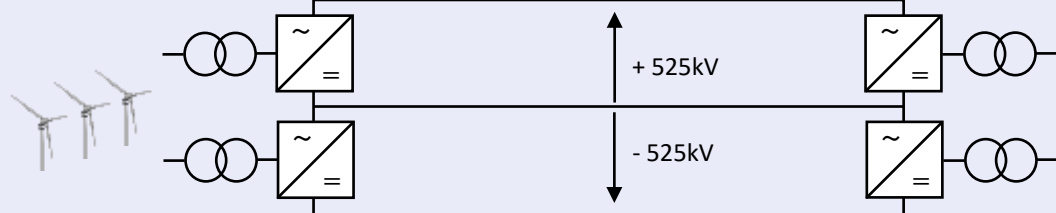
4つの代表的な構成 (環境や冗長性等のプロジェクト要件、コスト等により選択)

対称単極: 容量あたりのコストが最小であるため、特に制約がない場合に選択。欧州の洋上風力連系のほとんどが対称単極。



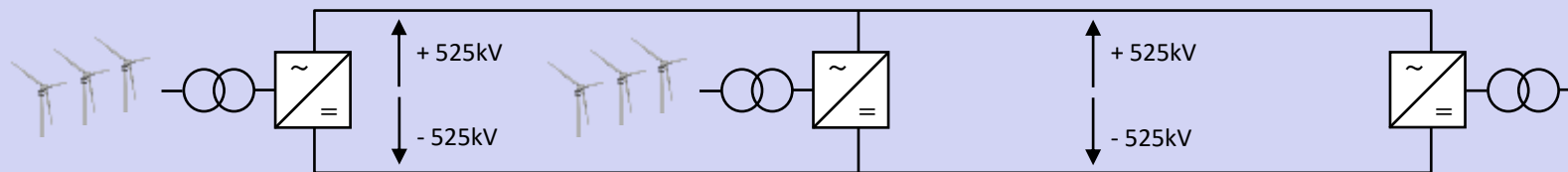
- 構成がシンプルで極間の電圧が大きくとれるため大きな容量を構成しやすい。
- 直流ケーブル地絡時に交流側から事故電流が流れ込まない
- 直流側の故障で全システム停止となる。
- 変圧器に直流ストレスがかからない
- (+) 側、(-) 側の両ケーブルにフル耐電圧が必要

双極(導体帰還付): システムに冗長が求められる場合。系統間の連系に多く適用される(ただしNordLink等は帰還路無し)。



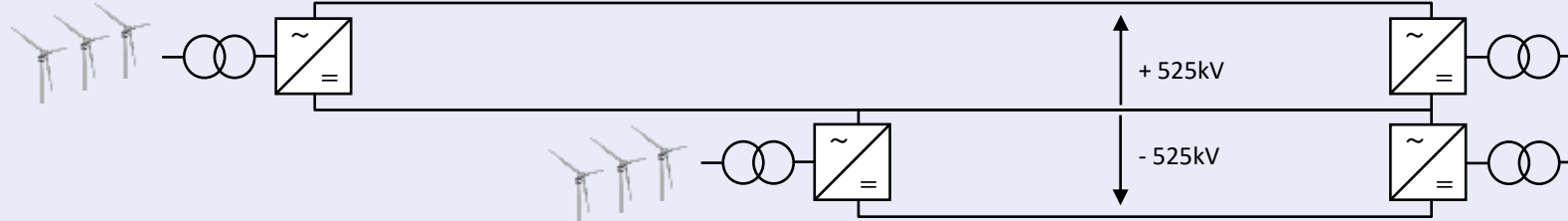
- 直流側での事故、故障に対して、ほとんどの場合で半分の容量が運転継続可能
- 同じ容量で対称単極より変換所コストが10~20%増、敷地面積と建屋はほぼ2倍
- (国内の場合)帰還ケーブルが必要(低耐圧)
- 変圧器は直流耐圧が必要

対称単極・多端子: 複数箇所を1システムで接続



- すべての変換所が容量にかかわらずほぼ同規模となることに注意が必要
- 直流側の故障で全システムが一旦停止となる。
- 冗長性をもたせるには、直流遮断器の検討が必要

スプリット双極: 双極の一方を分離設置し、複数箇所を双極で接続



- 帰線に常時電流が流れることに注意が必要
- 一方の極の直流側で事故・故障があっても、もう一方の極が運転継続可能

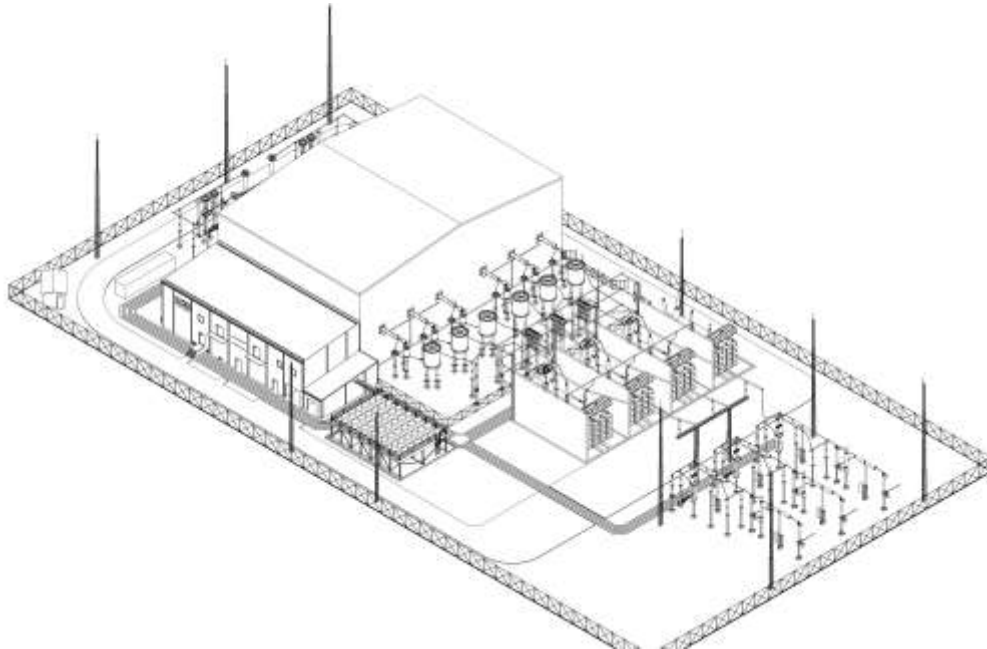
(参考)大規模風力の長距離送電における構成比較例

	8GWの風力ファームを 対称単極で連系する場合	8GWの風力ファームを 双極で連系する場合
構成		
HVDC機器コスト	1.0	1.1 ~ 1.2
土地・建屋コスト	1.0	1.8 ~ 2.0
ケーブルコスト	1.0	？（ケーブルメーカーにお問い合わせ願います）

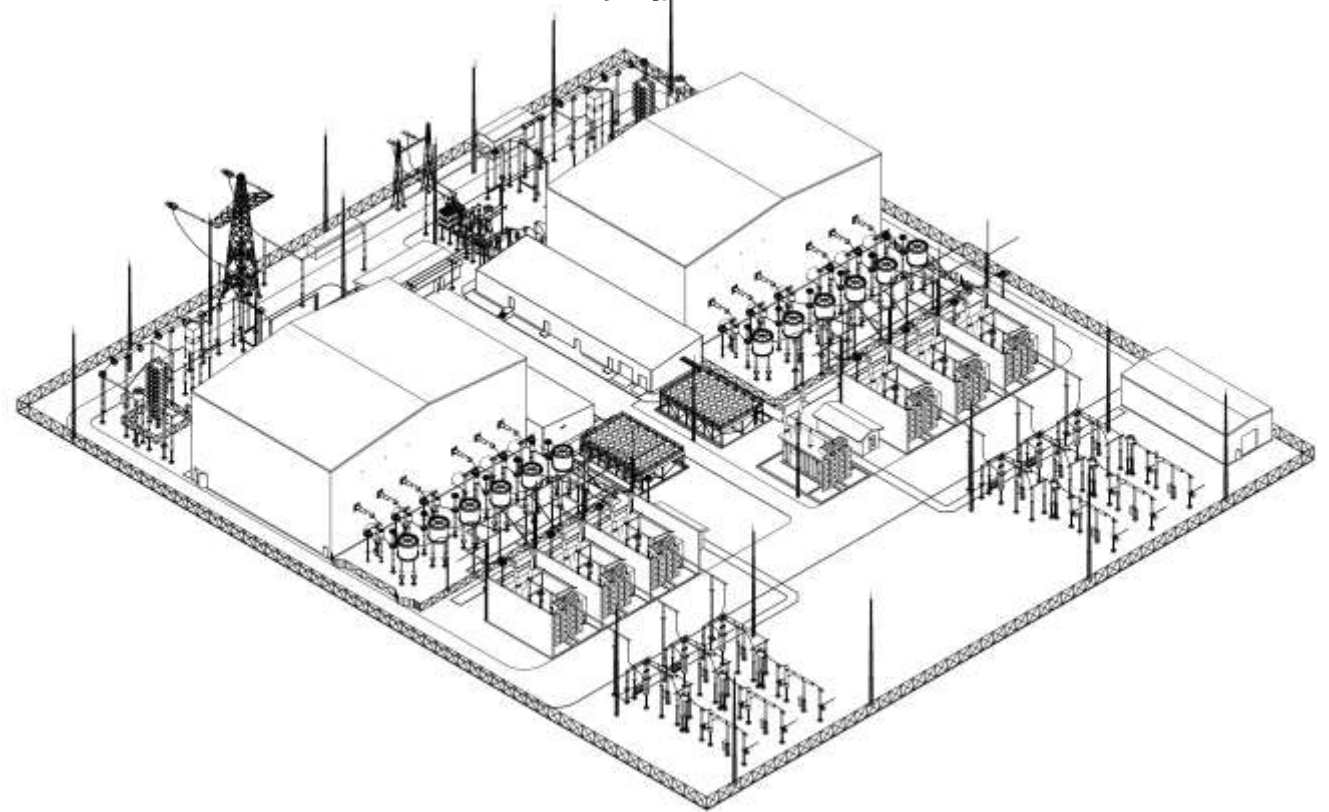
(参考) 対称単極と双極の変換所概観

(同容量の) 双極の敷地面積および建屋は、対称単極のほぼ2倍

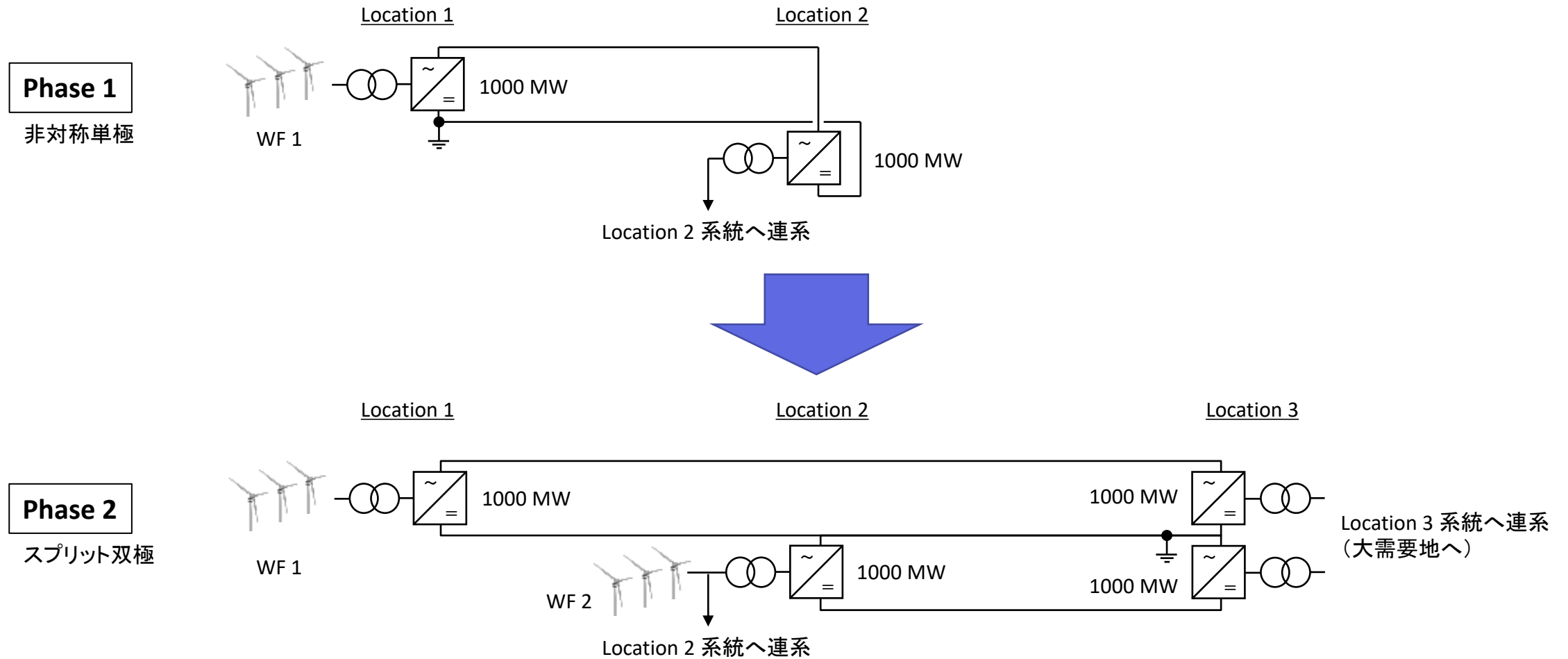
対称単極のHVDC変換所(例)



双極のHVDC変換所(例)

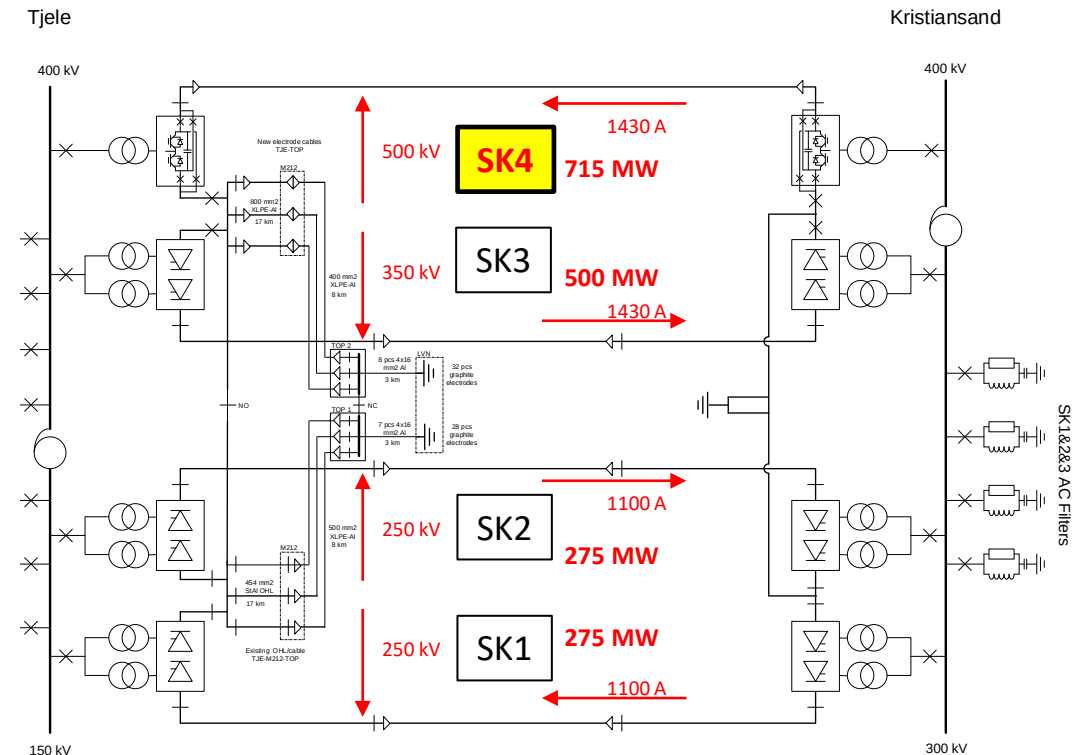
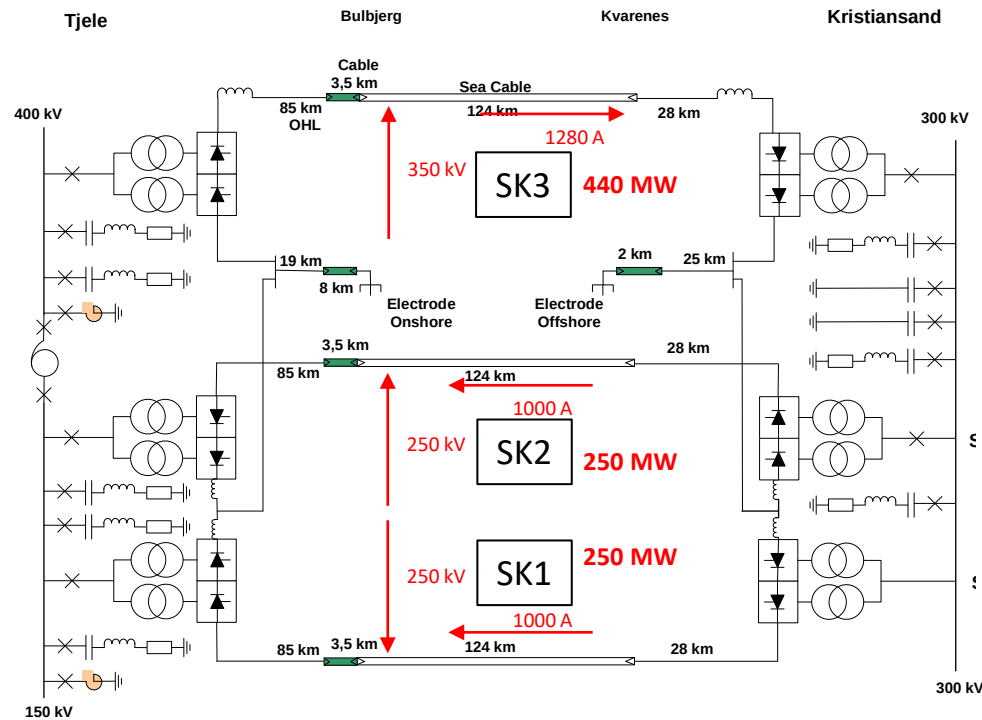


(参考)ロケーションと工期を分けたプロジェクト検討の一例



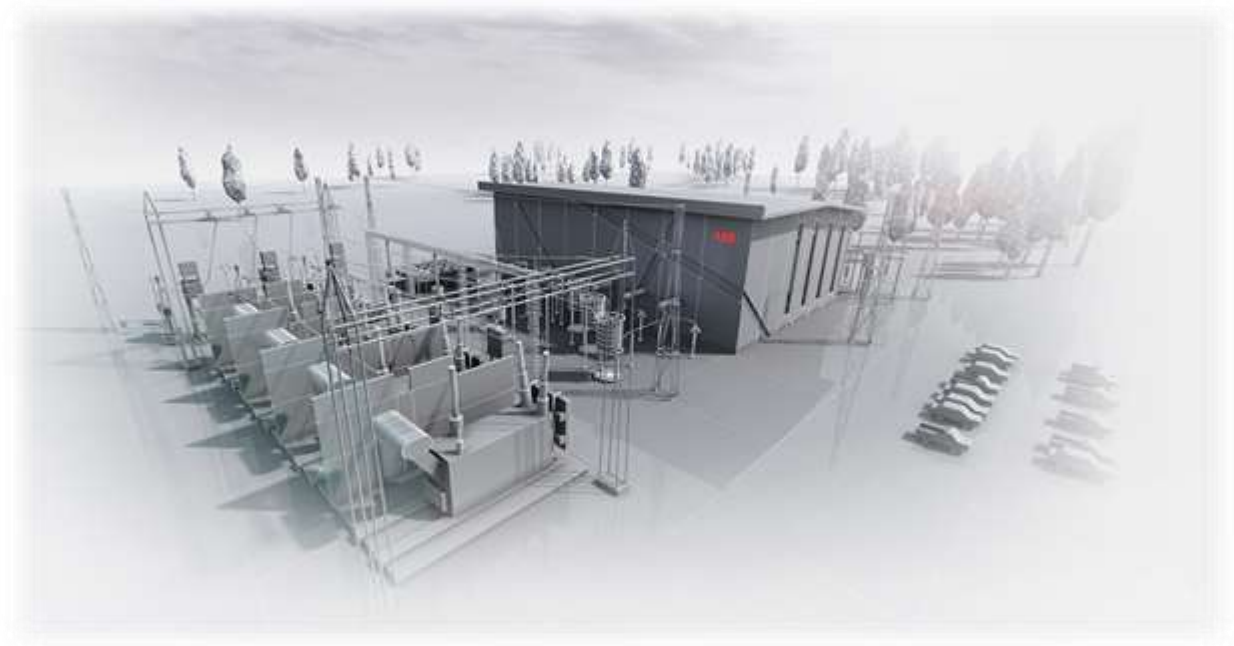
(参考)既存の他励式HVDCに、自励式の極を追加した事例

Skagerrak 4 (ノルウェー ⇄ デンマーク) 700MW (500kV)



5. おわりに

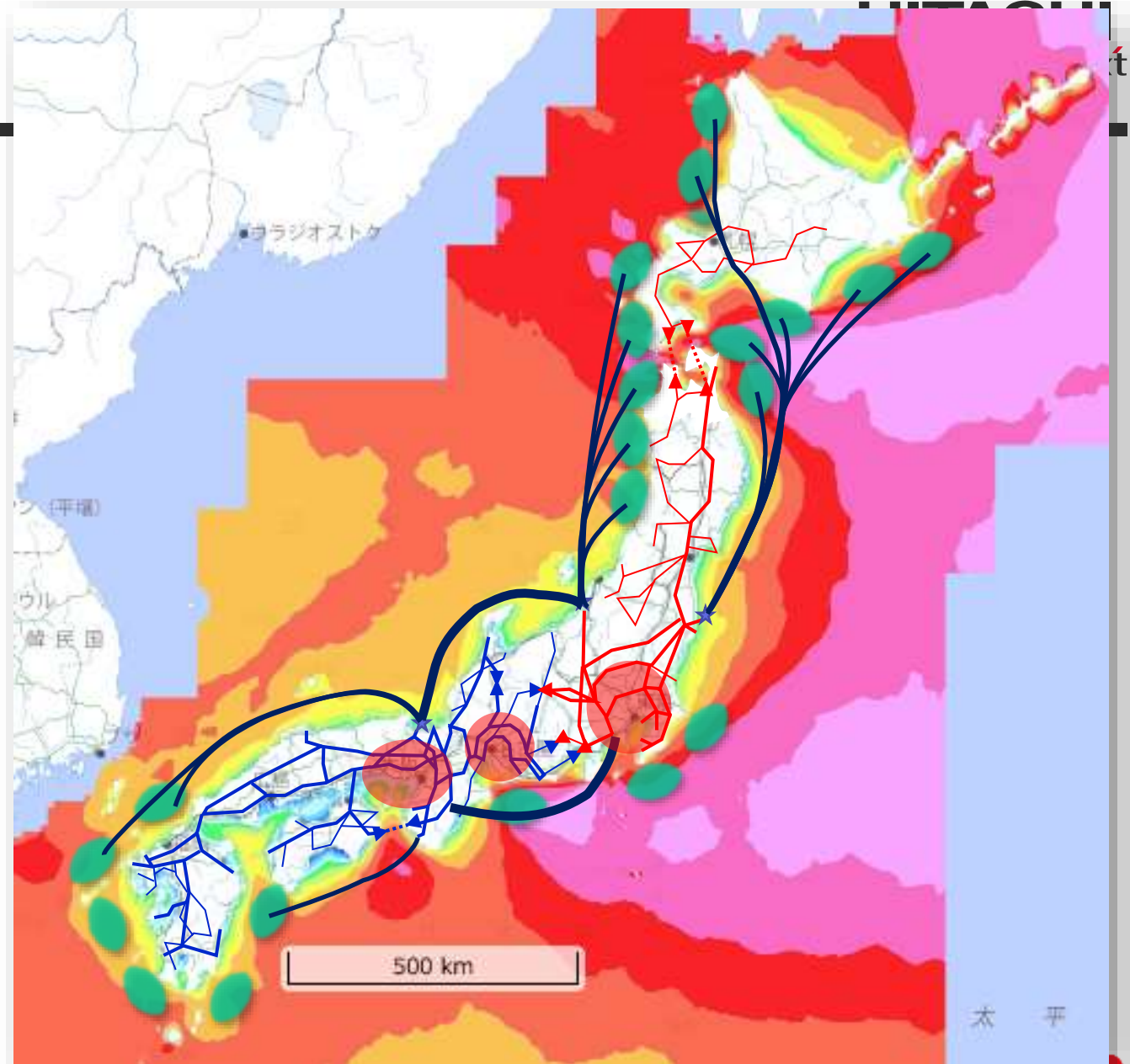
1. 日立パワーグリッドBUについて
2. 日立のHVDC事業について
3. HVDC Light® 最新技術
4. 国内HVDCプロジェクトへの適用について
5. おわりに



将来のグリッド像(案)

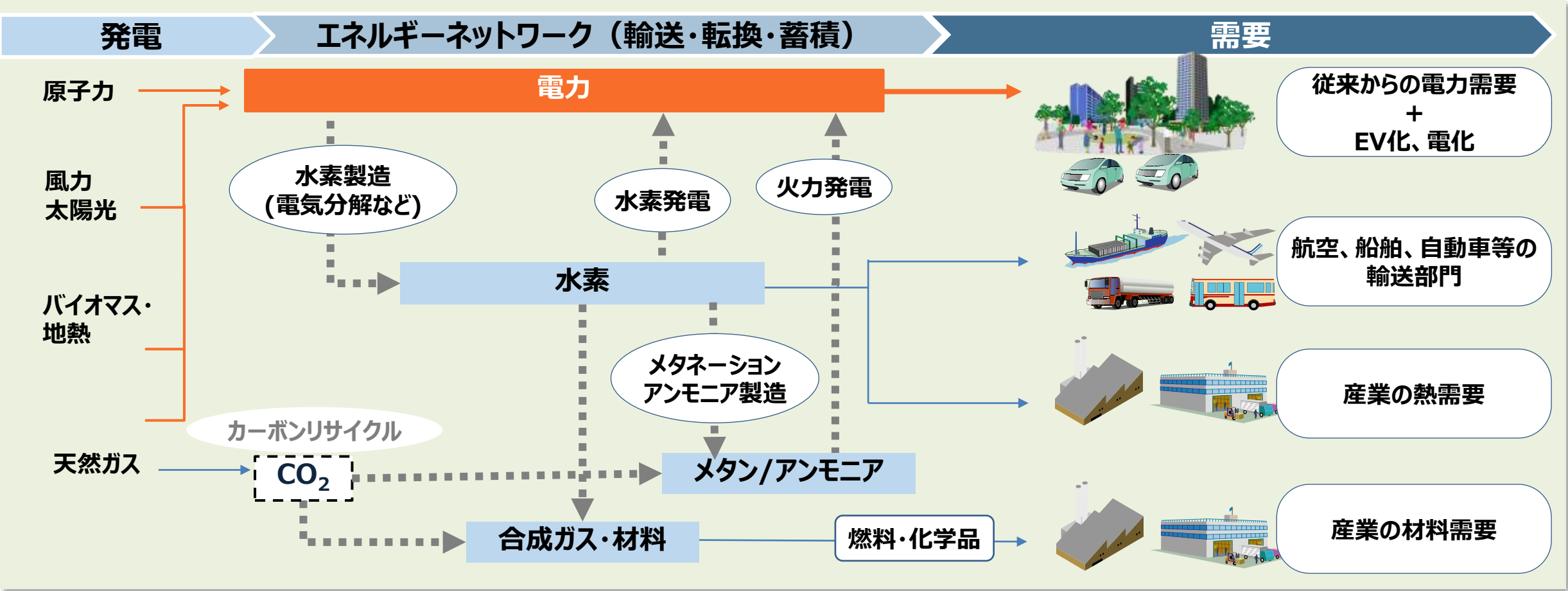
【大規模再エネを大需要地へ連系する社会的便益】

- 大規模な再エネ立地が困難な**大需要地域の消費電力を低炭素化**
- 風況の良い場所に大規模かつ集中的に風車を設置することによる**風力設備効率向上、投資効率向上** ⇒ kWh単価削減、脱FIT、市場化
- **地域システムのレジリエンス強化**（直流送電による各種安定化制御、無効電力供給による電圧安定、弱い系統のサポート、および停電時のブラックスタート等）
- 再エネの有効活用（**出力抑制の低減**）および**蓄電池などの対策費削減**
- 適地（需要地）でのエネルギー転換（水素等に変換する場合も、水素需要の大きいところまで電気で輸送する方が効率が良い）
- 化石燃料調達費削減
- HVDC連系広域化による電力取引市場の活性化・広域化
- 電力広域運用の柔軟性向上
- 災害時等のエネルギーセキュリティ向上
- 地域経済の活性化



将来のエネルギー像(案)

適地で発電 ⇒ HVDCで需要地へ輸送 ⇒ 各地域で需要に合わせて電力/水素等を供給・蓄積・融通



直流送電システム構築に必要なこと

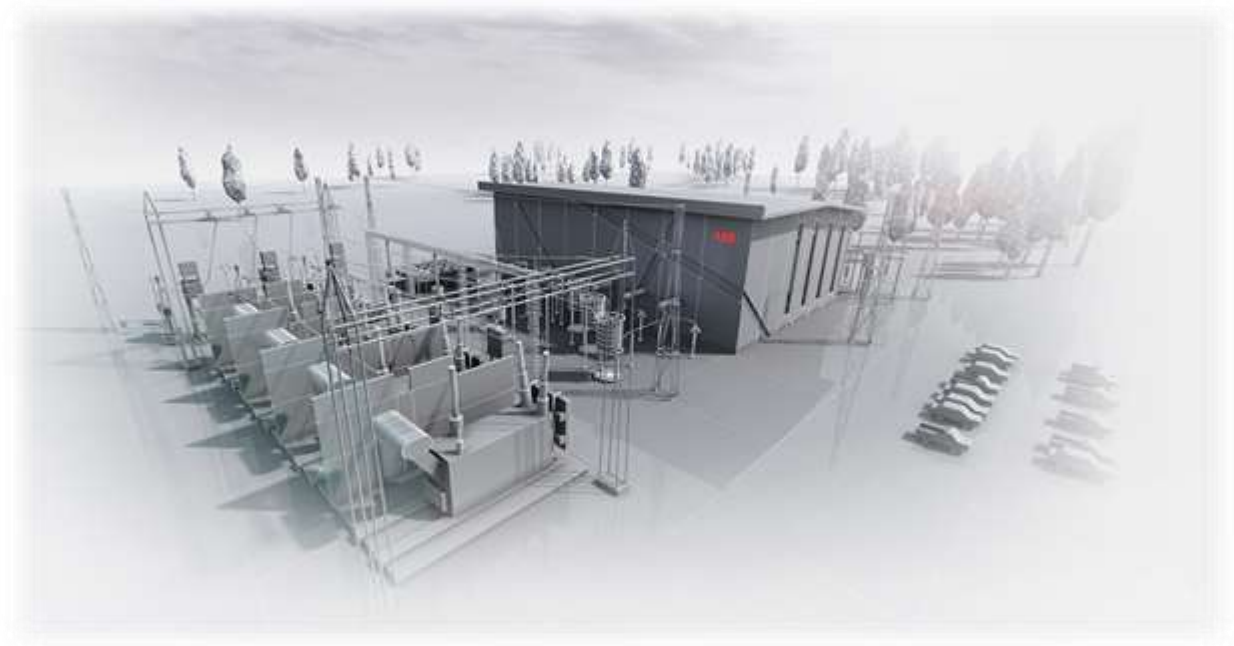
直流送電システムは、一つとして同じものではありません。

- さまざまな要求仕様、保護やFRTを含む連系要件、気象環境や地理的条件、経済的な要求、適用規格や法規制などに合わせた最適システム設計をする必要があります。
- システム解析 ⇒ システム設計 ⇒ 製作・試験 ⇒ 建設 ⇒ 試運転 ⇒ サービスまで、数年のプロジェクト期間、30年以上のサービス期間に亘る対応が求められます。
- 新規の要件や特殊な要件がある場合、あるいは短納期が要求される場合など、さまざまな条件でシステムを構築してきた知見、経験の蓄積が重要となります。

⇒ 豊富な納入実績、長期運用実績、経験に基づく
技術力とプロジェクトマネジメント力がプロジェクト成功の鍵

(付録)

1. 日立パワーグリッドBUについて
2. 日立のHVDC事業について
3. HVDC Light® 最新技術
4. 国内HVDCプロジェクトへの適用について
5. おわりに

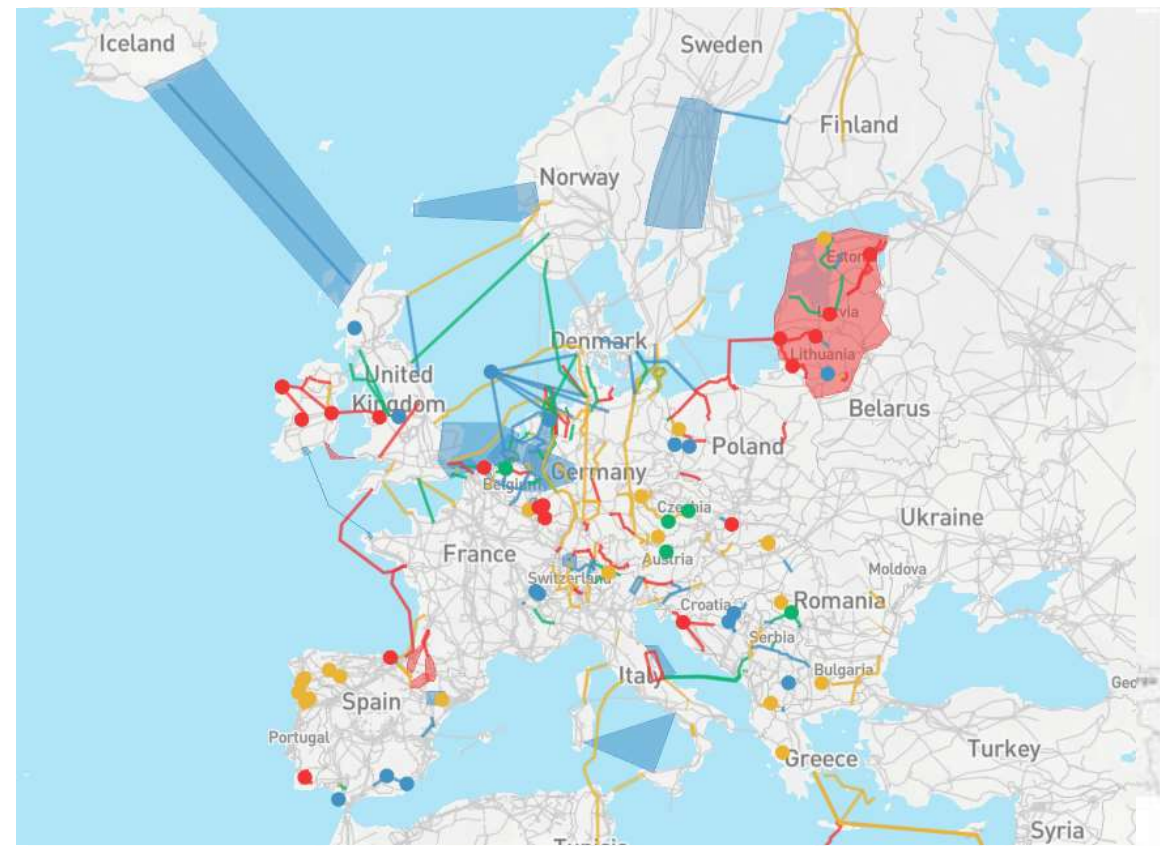


欧州で進むHVDCによる連系強化

欧州の“10 Year Network Development Plan”

欧州では、連系強化が経済的にも有効であると評価されており、今後もさらに連系強化を進める計画です。

(ENTSO-E 2018年版10年計画)



出典: ENTSO-E <http://tyndp.entsoe.eu/>

※ UCTE+英国+北欧+バルト三国(entso-eエリア)の系統規模: 日本の約3倍強

欧州の自励式HVDC 過去～現在～将来

欧州ではHVDCが市場化と再エネ導入に大きく寄与

欧州の連系強化のドライバー

□ 市場価格差

>€2 / MWh (約 0.24 円 / kWh)

□ 供給信頼性

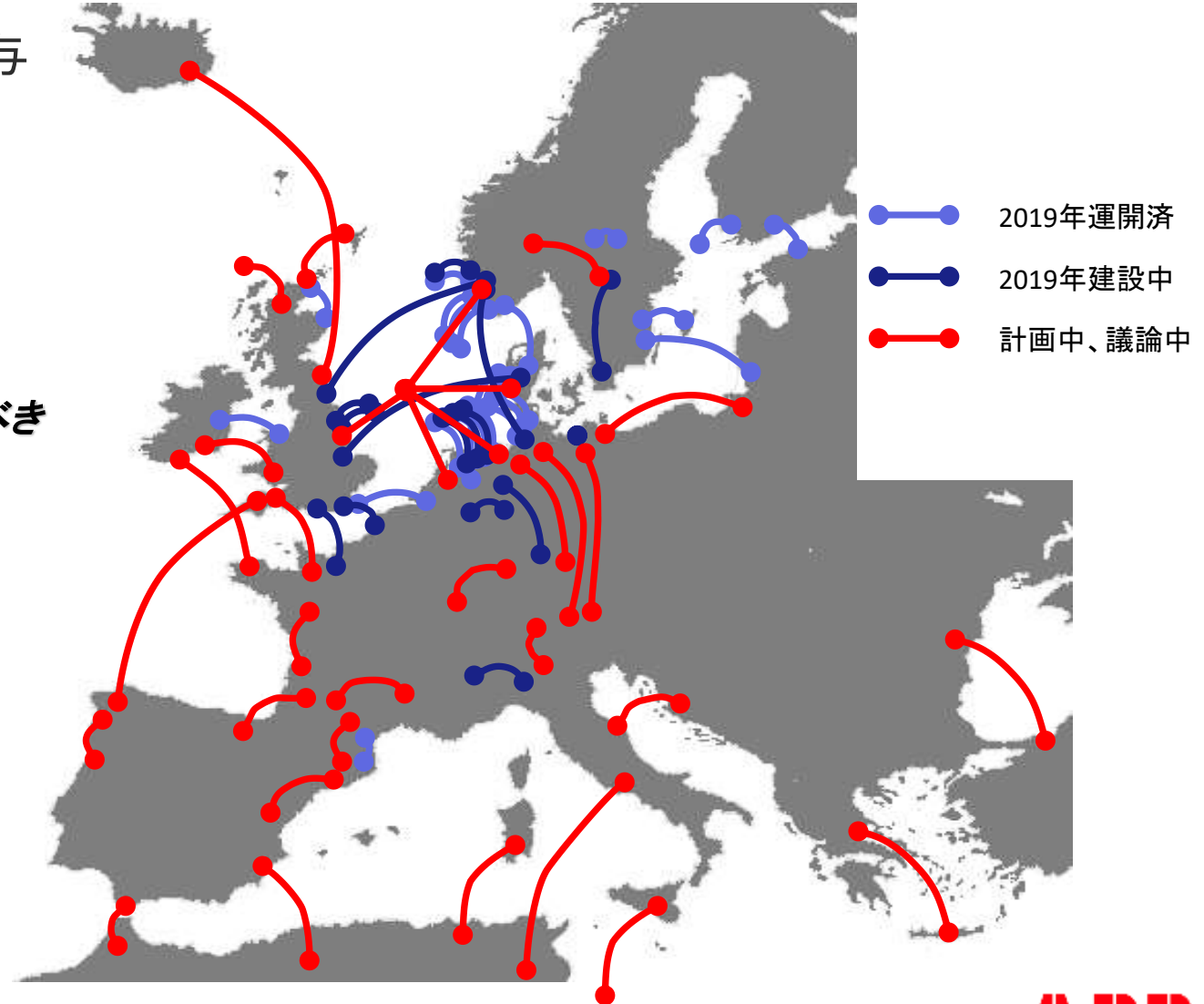
連系容量<ピーク需要の30%

□ 再エネ輸出

連系容量<再エネ導入量の30%

連系強化を検討すべき
とされている。

Source: Report of the Commission Expert Group on
electricity interconnection targets, Nov 2017



欧州、中国、北米、中南米を中心にHVDCが急増中

Heavyweight market

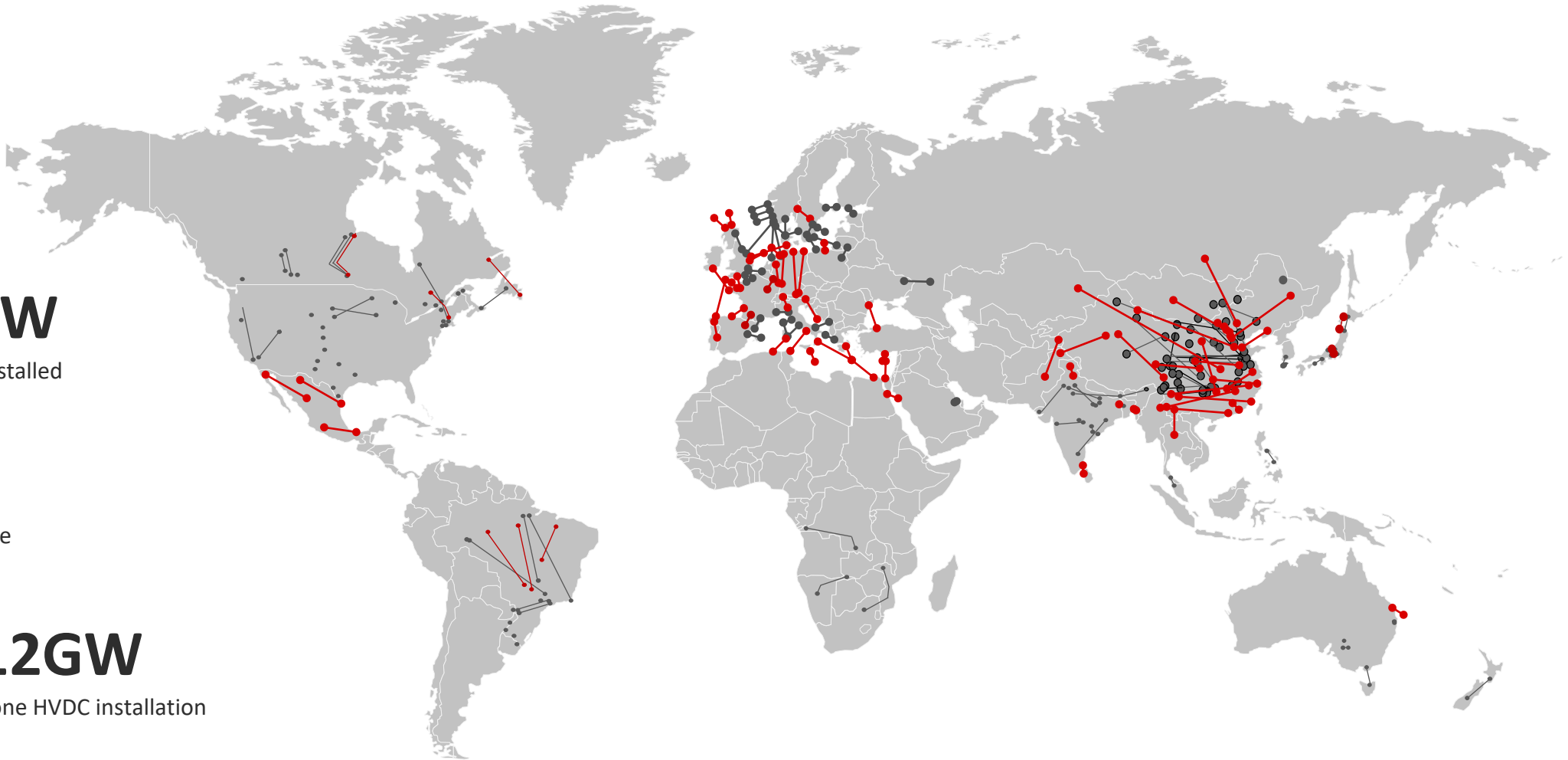
- 

~3x
Growth rate
vs. world GDP
- 

~200 GW
Operating world Installed
base
- 

>50%
World installed base
equipped with ABB
- 

Up to 12GW
Capacity range of one HVDC installation



※ Average over 5 years, subject to substantial fluctuation year on year
※ Average over 10 years

HVDCは、環境への影響が少なく、工期が短いケーブル送電に最適

交流 架空送電線



直流 架空送電線



直流 ケーブル送電



送電ケーブルが長距離 (50～100km以上) となると、HVDCが最適となる。

※ イメージ図

(参考図) 架空送電線とケーブル

架空送電線



<https://electrical-engineering-portal.com/analysing-the-costs-of-high-voltage-direct-current-hvdc-transmission>

電力ケーブル



<https://www.tdworld.com/intelligent-undergrounding/article/20972392/iowa-developer-to-build-3-billion-renewable-energy-powerline>

Topics North Sea Wind Power Hub

40～50GWの洋上風力を“Hub & spoke”の形で欧州各国と HVDC で接続

Hub and spoke concept

Hub and spoke delivers

Scale: A large scale European roll-out for offshore wind delivers a significant contribution to cost reduction

Wind connector: The wind connector combines large scale wind farms with powerful interconnectors for more efficient use of the electrical infrastructure and further European Market integration

Hub / island: By building an island, a hub function can be created with virtual near-shore environment allowing more economical AC/DC-solutions contributing to OPEX/CAPEX cost reductions

Location: When far shore becomes necessary, shallow waters with better wind conditions contribute to cost reduction



August-15-2017 North Sea Wind Power Hub

TWO INTERRELATED TASKS DEFINED

2030 – 2050
International Coordinated Roll-Out (ICRO)



System

2035 NSWPH project
module #1



Project

WindEurope 2018 | 27 September

- 人口 (5.6 million)、系統規模 (最大需要 約5GW強) が北海道に類似している
- 風力の設備容量はすでにデンマークのピーク需要を上回っており、さらに風力を増やす計画
- 風が強い日には、国内消費電力が100%風力になる日もある
- 直流連系線は以下
 - Kontek 1 (DK-DE) 600 MW
 - Storebælt 1 (DK-DK) 600 MW
 - Konti-Skan 1 (DK-S) 380 MW
 - Konti-Skan 2 (DK-S) 360 MW
 - Skagerrak 1 (DK-N) 275 MW
 - Skagerrak 2 (DK-N) 275 MW
 - Skagerrak 3 (DK-N) 500 MW
 - Skagerrak 4 (DK-N) 715 MW
 - Cobra 1 (DK-NL) 700 MW
 - Viking Link (DK-UK) 1,400 MW
 - Kriegers Flak※ (DK-DE) 400 MW ※ドイツ側にBtB
- デンマーク系統はドイツと交流でつながっており、同期系統であるが、ドイツと直流連系し、またその先のオランダとも直流連系している。(DC Links in AC Grids)

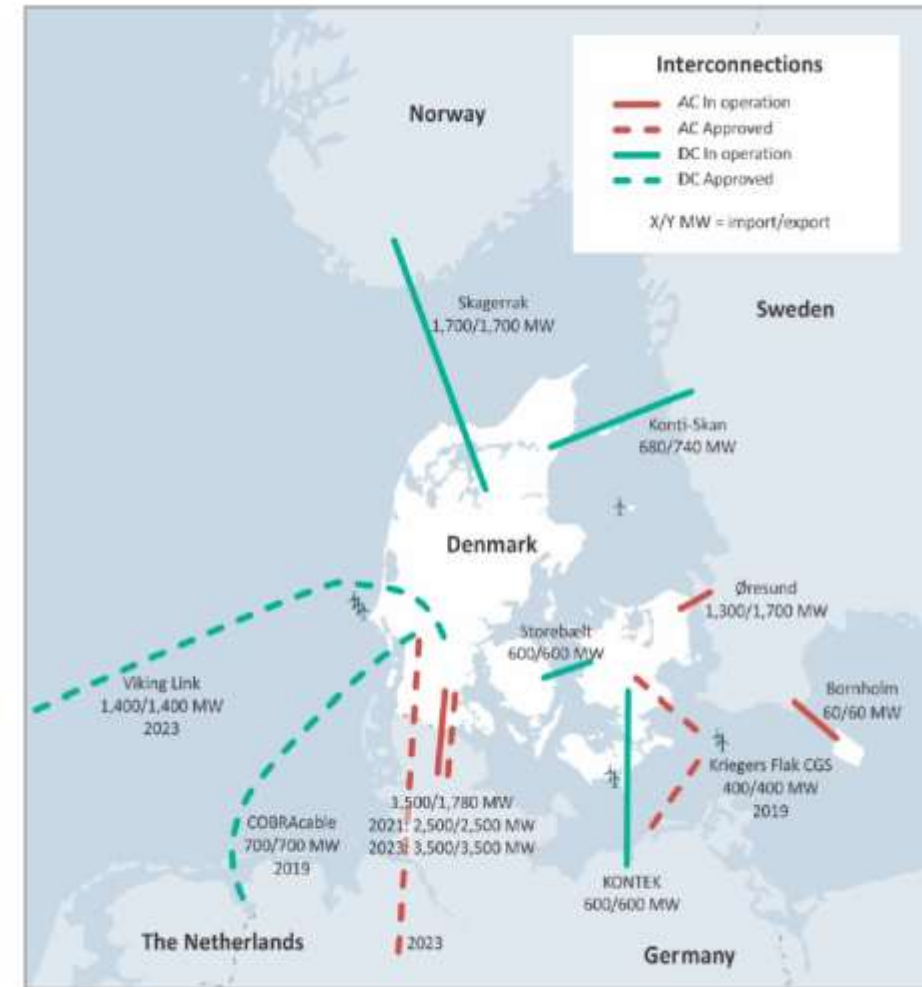


Figure 3 Present and future interconnectors

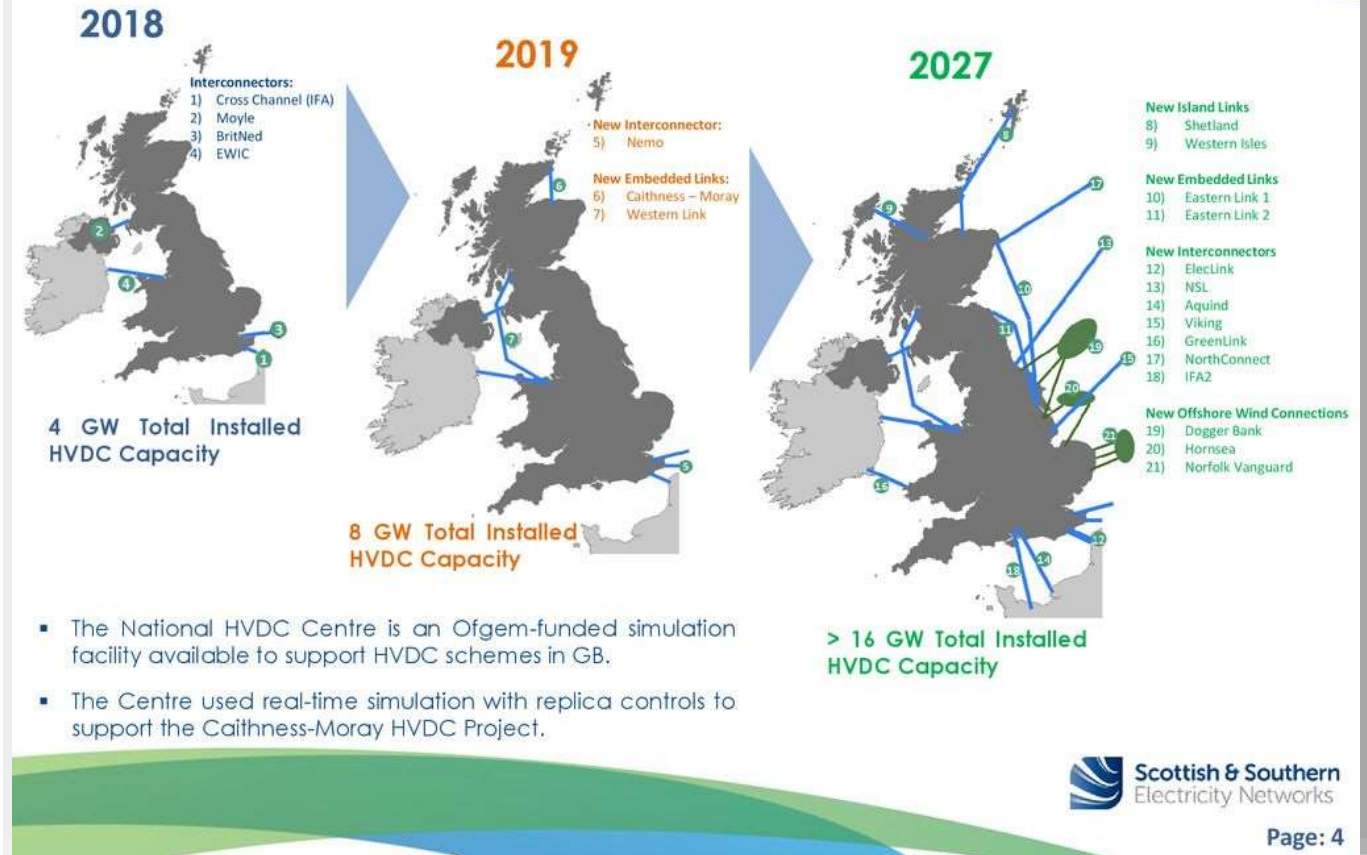
Source: Energinet.dk

- 系統規模(最大需要 約 63GW)は日本の約 1/3、海で囲まれているところは日本と類似
- 風力の導入目標: 40GW by 2030
- 直流連系線は以下

• Shetland	600 MW
• Caithness Moray	800 (1,200) MW
• Western Isles	450 MW
• North Connect	1,400 MW
• North Sea Link	1,400 MW
• Eastern HVDC Link	2,000 MW x 2
• Moyle	500 MW
• Western HVDC Link	2,200 MW
• E-W Interconnector	500 MW
• FAB Link	1,400 MW
• IFA 2	1,000 MW
• Cross Channel	2,000 MW
• Nemo Link	1,000 MW
• BritNed	1,000 MW
• Viking Link	1,400 MW
• NeuConnect	1,400 MW
• ElecLink	1,000 MW

合計 約 22 GW(建設中・計画中含む)

Development of HVDC Links in Great Britain



Source: Scottish & Southern Electricity Networks

1995 How wrong were we

- Five inch thyristors with blocking voltage of 8.5 kV and current rating of 3500 A are all what is needed for HVDC in the foreseeable future **False**
- Other semi-conductor devices are too low in their ratings to be adopted in HVDC **False**
- LCC is the technology of choice for HVDC **False**
- DC voltage above 500 kV is not necessary **False**
- A bipolar dc rating above 3000 MW is not necessary **False**
- HVDC is suitable for multi-terminal but not for an HVDC grid **False**
- No need for HVDC circuit breakers **False**



19

By Dr. Mohamed Rashwan, Chairman of SC B4, DC systems and Power Electronics, cigre

連系強化になぜ直流か？

交流連系による連系強化における課題

- 長い建設期間(10年以上)
- ケーブル送電は50～100kmが限界
- 連系潮流の制御、迂回潮流 (ループフロー)
- 一方の系統事故がもう一方の系統に波及
- 短絡電流の増加による既存機器への影響
- 異なる周波数の連系は不可
- 環境問題

- 
- 直流送電は、これらの課題を回避しながら連系を強化するための有効なソリューション
 - 交流・直流はそれぞれ一長一短があり、適材適所で選択する

どういった場合に直流を選択するか？

HVDCが適しているシステムのニーズ

● 長距離送電

交流送電は、その安定度限界から送電距離が長くなると、種々対策が必要となる。ある一定以上の距離では、交流より直流の方が、建設コスト、ランニングコストともに有利となる。

● ケーブル送電

交流でのケーブル送電の場合、大きな静電容量により損失が相当大きくなるため、50～100km以上の送電は現実的ではない。直流の場合損失は抵抗損失のみであり、長距離のケーブルでも送電可能。

● 連系潮流を正確に制御

交流連系では、送電電力を厳密に制御出来ないことがある。直流送電は、送電電力を正確に制御可能。交流連系で問題になるループ潮流も、直流連系では発生しない。

● システムの安定化

交流システムでは、長周期動揺などの不安定現象が起こることがある。直流送電により、そうした不安定現象を防止できる。さらに、無効電力の供給によるシステム安定化効果もある。

● 事故の波及防止

交流連系では、一方のシステムで発生したシステム事故（落雷など）の影響がもう一方に影響し、最悪の場合広域停電に発展する可能性がある。直流送電では潮流の制御が容易であることから、大電源脱落時の健全システムからの緊急応援が、容易にかつ高速に可能である。それにより、故障発生システム側の周波数低下の緩和や、連鎖的な電源脱落による大規模停電への進展を防止できる。

● 短絡電流を増加させずにシステムを強化

交流による連系拡大では、短絡故障時の事故電流の増加を招き、遮断電流がより大きな遮断器の設置が必要となる場合がある。直流連系では、短絡電流を増加させることなく連系拡大が可能である。

● 異なる周波数のシステムも接続

連系するシステムの周波数が異なる場合、交流⇄直流変換により、両周波数に対応する必要がある。

● ブラックスタート

停電状態のシステムを、直流送電を介して一方の健全システムから送電再開できる。

直流送電を検討すべきとされる目安

No.	Items	検討の目安
1	長距離架空送電	一般的に、500～700 km 以上の距離だと、交流架空線よりも直流架空線の方が建設コスト、損失ともに有利となると言われている。
2	ケーブル送電(海底、地中)	一般的に、50 ～ 100 km 以上の距離だと、直流送電が現実的な選択となる。技術的には 100 + α km 程度まで交流送電が可能ではあるが、補償やゼロミス対策等が大規模となるため、国内では約 50 km 以上で直流送電が選択される場合が多い。
3	連系潮流を正確に制御したい	ループフロー(迂回潮流)等が発生する場合や、長周期動揺などを抑制する目的で HVDC を検討するケースがある。欧州では DC Links in AC Grid と呼ばれる、同期交流系統内の HVDC 案件(系統⇄系統の連系ではない)が増えてきている。 (純再生可能エネルギー送電の場合は、再エネの発電をそのまま系統側連系点へ出力するので、本項非該当。)
4	系統の安定化	自励式 HVDC は連系点において無効電力を制御できるので、系統安定化に寄与できる。再エネ連系で SVC、STATCOM 等を要求されている場合、自励式 HVDC によりカバーすることができる。
5	事故の波及防止	連系するが、一方からの事故波及を防ぎたい場合。
6	連系拡大時の短絡電流	短絡電流が既存変電所等の遮断容量を超える場合は、対策が必要となる。HVDC による連系は、系統の短絡電流を増加させない。
7	異周波数連系、非同期連系	大容量では HVDC 以外の選択肢はほぼなし。(小容量では MG セットによる周波数変換が可能)
8	環境アセス・工事期間	一般的に架空送電線だと用地、環境アセス、工事で 10 年以上かかってしまうが、ケーブル工事は架空線より短期間で可能。

事例：弱い系統におけるループ潮流対策でHVDCが選ばれた理由

Mackinac (米 ATC) のループ潮流対策に、潮流制御とともに系統安定化効果が大い HVDC (BtB) が選択された

Candidates considered for MKN Flow-Control

- **Series Reactors**: very limited in control, consumes Mvars
- **Phase Shifting Trf's**: Good....BUT need several to achieve angle/capacity needed long-term; don't provide dynamic reactive support
- **Variable Frequency Trf**: OK...BUT Rating of single device is 100MW...not cost effective for MW rating desired; no reactive control
- **Line Commutating (Thyristor) converter**: requires reactive support – not suited for Weaker systems
- **Voltage Source Converter (IGBTs)**: Great on weaker systems, excellent Dynamic Reactive control capability –
- **THAT'S IT!! Voltage Source Converter was chosen**

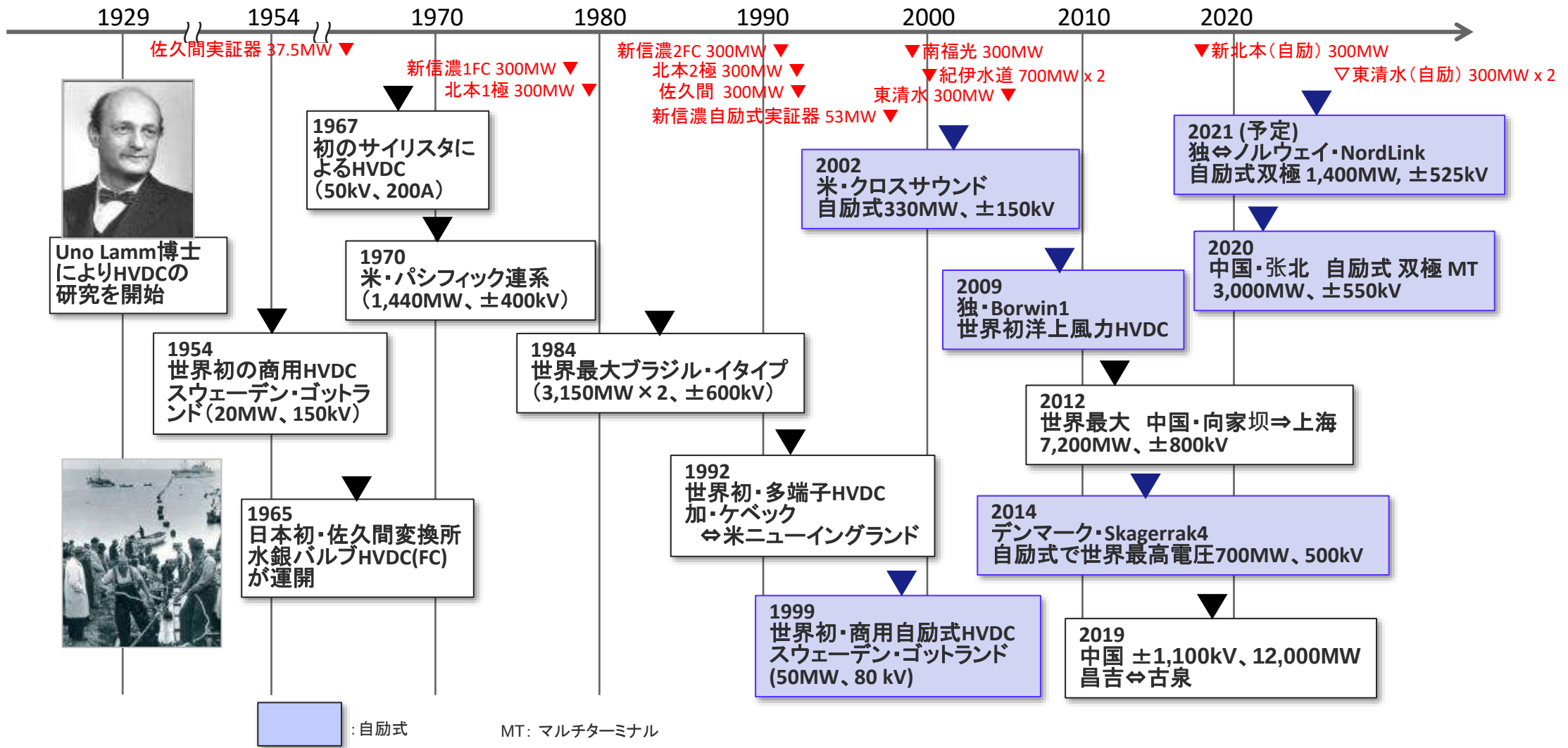


atcllc.com

6

Mike Londo (American Transmission Company), Transmission Reliability Administrator
Engineering Seminar –December 6, 2016





HVDCのアプリケーション



遠隔電源の送電
Connecting remote generation



異なる系統の連系
Interconnecting grids



洋上風力連系
Offshore wind connections



同期交流系統内の直流送電
DC links in AC grids



洋上プラットフォームへの送電
Power from shore



都市部への電源供給
City center infeed



遠隔負荷への送電
Connecting remote loads

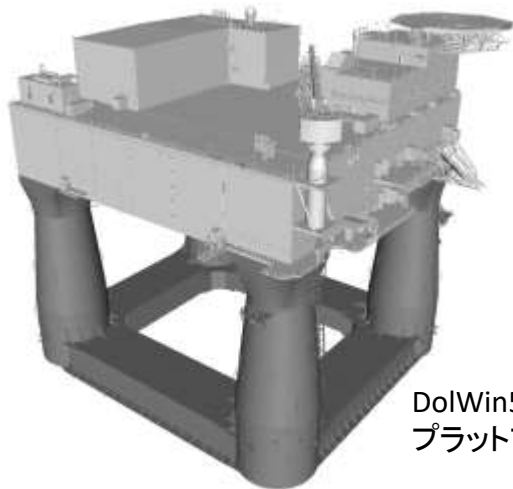
自励式と他励式 まとめ

項目	自励式(VSC)	他励式(LCC)
転流方式	自己転流	交流電圧を用いて転流
スイッチングデバイス	BIGT、IGBTなどの自己消弧素子	サイリスタ(自己消弧できない)
無効電力の供給、制御	変換器により可能 (系統運用へのベネフィット大)	無効電力を消費するため調相設備が必要となる
有効電力と無効電力の個別制御	変換器にて有効電力、無効電力の個別制御が可能 (系統運用へのベネフィット大)	追加設備が必要(基本的には不可)
連系交流系統の制限	連系系統が弱い(短絡容量が小さい)場合でも運転可能	連系系統は強い(短絡容量が変換器の2~3倍以上)必要がある
ブラックスタート	交流側停電時にブラックスタート可(補機電源要)	交流側停電時運転不可(あるいは大規模な対策が必要)
損失(トータル)	変換所あたり0.8%(0.8%以下の設計も可能)	変換所あたり0.7~0.8%程度
交流フィルタ、調相設備などの付属設備	不要または小規模	大規模なもの(変換器容量の60%程度)が必要
実績	1997年の商用運転開始以降、約40サイトが運開済 (最大容量3,000MW(双極)が運開済、単機3,000MWも可能)	多くの実績(150サイト以上)があり技術的にも成熟 (最大容量12,000MW)
適している用途	今後の直流連系の主流	バルクパワーを架空線で長距離送電する場合に適用

LCC: Line Commutated Converter
VSC: Voltage Source Converter

ケーススタディ 洋上風力送電

DolWin 1, 2 & 5 (独) 800MW、900MW、900MW
洋上風力発電を本土系統へ送電



DolWin5 洋上HVDCステーション
プラットフォーム

Project Datasheet

Owner	TenneT
Background	• 北海の豊富な風力資源の活用 • 2020年7GW、2030年28GW計画の一部
HVDCの概要	• 自励式 • 800MW (DolWin1)、900MW (Dolwin 2, 5) • 対称単極 $\pm 320\text{kV}$ • 135km 地中+海底ケーブル • DC chopperによるFRT
Benefit	• 年間300万t のCO2排出削減 • 独北部系統の電圧安定化
Commissioned To be commissioned	• 2015 (DolWin1)、2017 (DolWin2)、 • 2024 (DolWin5)

ケーススタディ 最新の洋上風力連系

Dogger Bank A, B & C（英国） 1,200MW x 3

Customer	SSE Renewables of the UK and Equinor of Norway
Customer needs	• 200 km long subsea and underground power connection • Robust grid connection
ABB’s response	• Turnkey 1200 MW HVDC Light® system x 3 • ± 320 kV extruded cable delivery
Customer benefits	• Environmentally sound power transport • Low losses and high reliability • Bringing offshore power to 4,5 million homes • Increasing current offshore wind capacity by 3,6 GW (equivalent to 5% of the UK’s estimated electricity generation) • Reduce CO2-emissions by replacing fossil-fuel generation
Year	• Dogger Bank A 2023 and Dogger Bank B 2024 • Dogger Bank C 2026



ケーススタディ 長距離系統間連系

Nord Link（ノルウェー ⇄ 独） 1,400MW

Customer	Statnett/Tennet*
Customer needs	• Meet EU’s target for CO2 reduction • Security of supply
ABB’s response	• Two 1,400 MW, ±525 kV HVDC Light® converter stations • 525 kV DC subsea and land MI cables for over 200 km of the route
Customer benefits	• Daily and seasonal fluctuations in power demand can be met by using the other country’s renewable surplus power • Higher availability
Year	• 2020



ケーススタディ 他励(既設)と自励の双極構成

Skagerrak (ノルウェー ⇄ デンマーク) 700MW

Project Datasheet	
Owner	Stattnet (ノルウェイ) および Energinet (デンマーク)
Background	• 連系容量の増加 • 電力使用効率の向上 • より多くの再エネ受入
HVDCの概要	• 世界初 直流500kVの自励式HVDC • 世界初 直流500kV海底ケーブル • 既設他励式との双極構成
Benefit	• 無効電力供給による電力系統の安定化 • 低損失と高信頼 • ブラックスタートによる迅速な停電回復
Commissioned	• 2015



(付録) 参考となる YouTube リンク

NordLink	https://www.youtube.com/watch?v=NxTXKlZgqJU
NordLink	https://www.youtube.com/watch?v=ig5hSxjnhnM
NordLink	https://www.youtube.com/watch?v=6BPWg6cFcJg
NordLink	https://www.youtube.com/watch?v=JTKJxvp40Qc
NordLink	https://www.youtube.com/watch?v=wQYE3o3eNd4&list=PLQQZgYNM08BrNxGmawDFcHbziCfva9haJ
NordLink (Trfo)	https://www.youtube.com/watch?v=zOIkCjc9cTk
North Sea Link	https://www.youtube.com/watch?v=KP4cxXZ1Hj4
Caithness Moray	https://www.youtube.com/watch?v=_CfMqy_GP20
North Sea Wind Power Hub	https://www.youtube.com/watch?v=gTuYlybeiXA
DolWin 2	https://www.youtube.com/watch?v=2azGfQsrm8k
Dogger Bank	https://www.youtube.com/watch?v=6Ji9ZMyte48&feature=youtu.be

HITACHI
Inspire the Next

