

南アフリカ共和国
ESKOM

南アフリカ共和国
高圧直流送電システム普及促進事業
報告書
先行公表版

平成 29 年 1 月
(西暦 2017 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

株式会社日立製作所

民連
JR(先)
17-013

【目次】

1 事業概要

- 1.1 背景・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・4
- 1.2 普及対象技術・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・8

2 事業の実施方針・方法

- 2.1 実施方針・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・13
- 2.2 事業目標・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・13
- 2.3 実施体制・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・13
- 2.4 実施内容・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・14
- 2.5 活動内容・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・16

3 業務実施報告

- 3.1 第一回現地活動・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・17
- 3.2 第二回現地活動・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・22
- 3.3 本邦受入活動・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・30
- 3.4 JICA「南部アフリカパワープール情報収集・確認調査」との連携・38

4 今後の展望

- 4.1 南アフリカ共和国及び南部アフリカ地域における技術導入展望・・40
- 4.2 本事業実施の成果、及び残課題と対策・・・・・・・・・・・・43
- 4.3 今後の対応・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・44
- 4.4 ODA 事業との連携可能性・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・45

【添付】（資料には調査上・事業上の秘匿情報を含むため、本報告書には掲載しない。）

- ① Eskom 系統計画プレゼン資料
- ② 日立製作所本邦直流送電技術概要説明資料

略語一覧

略称	名称	日本語名称
AFC	Auto Frequency Control	周波数自動制御
BPC	Botswana Power Corporation	ボツワナ電力会社
BTB	Back to Back	-
CEC	Copperbelt Energy Corporation Plc	銅ベルト電力会社
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Électriques	国際大電力システム会議
DC	Direct Current	直流
EdM	Electricidade de Moçambique	モザンビーク電力公社
ESCOM	Electricity Supply Corporation of Malawi	マラウイ電力会社
Eskom	Eskom Holdings limited	南アフリカ電力公社
FC	Frequency Converter	周波数変換
GIS	Gas Insulated Switchgear	ガス絶縁開閉装置
GW	Giga Watt	ギガワット
HCB	Hydroelectrica de Cahora Bassa	カオラバッサ水力発電会社
HVDC	High Voltage Direct Current	高圧直流
ICNIRP	International Commission Non-Ionizing Radiation Protection	国際非電離放射線防護委員会
IEC	The International Electrotechnical Commission	国際電気標準会議
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor	絶縁ゲートバイポーラトランジスタ
IGCT	Integrated Gate Commutated Turn-off thyristor	集積化ゲート転流型サイリスタ
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
JICA	Japan International Cooperation Agency	独立行政法人国際協力機構
km	kilo meter	キロメートル
kV	Kilo volt	キロボルト
LEC	Lesotho Electricity Company	レソト電力会社
MW	Mega Watt	メガワット
NamPower	NamPower Limited	ナミビア電力公社
OF	Oil Filled	油入り
Pa	Pascal	パスカル

RNT	Rede Nacional de Transporte de Electricidade	アンゴラ電力公社
SADC	Southern African Development Community	南部アフリカ開発共同体
SAPP	Southern African Power Pool	南部アフリカパワープール
SC	Shunt Capacitor	分路コンデンサ
SCB3	Study Committee B3	検討委員会 B3
SCB4	Study Committee B4	検討委員会 B4
SEC	Swaziland Electricity Company	スワジランド電力会社
ShR	Shunt Reactor	分路リアクトル
SNEL	Société Nationale d'Électricité	コンゴ民主共和国電力公社
TANESCO	Tanzania Electric Supply Company Limited	タンザニア電力会社
TICAD VI	Sixth Tokyo International Conference on African Development	第6回アフリカ開発会議
VSC	Voltage Source Converter	電圧源コンバーター(自励式変換器)
WHO	World Health Organization	世界保健機構
ZESA	Zimbabwe Electricity Supply Authority	ジンバブエ電力公社
ZESCO	Zambia Electricity Supply Corporation	ザンビア電力公社

1 事業概要

1.1 背景

1.1.1 南アフリカ共和国の電力事情

南アフリカ共和国は、1970年代、80年代に新規発電所を立て続けに建設し発電設備容量を拡大した。その結果、2006年までは供給予備力に余裕があったため、過去20年は、発電所建設が控えられてきた。(図1.1.1(1)参照)

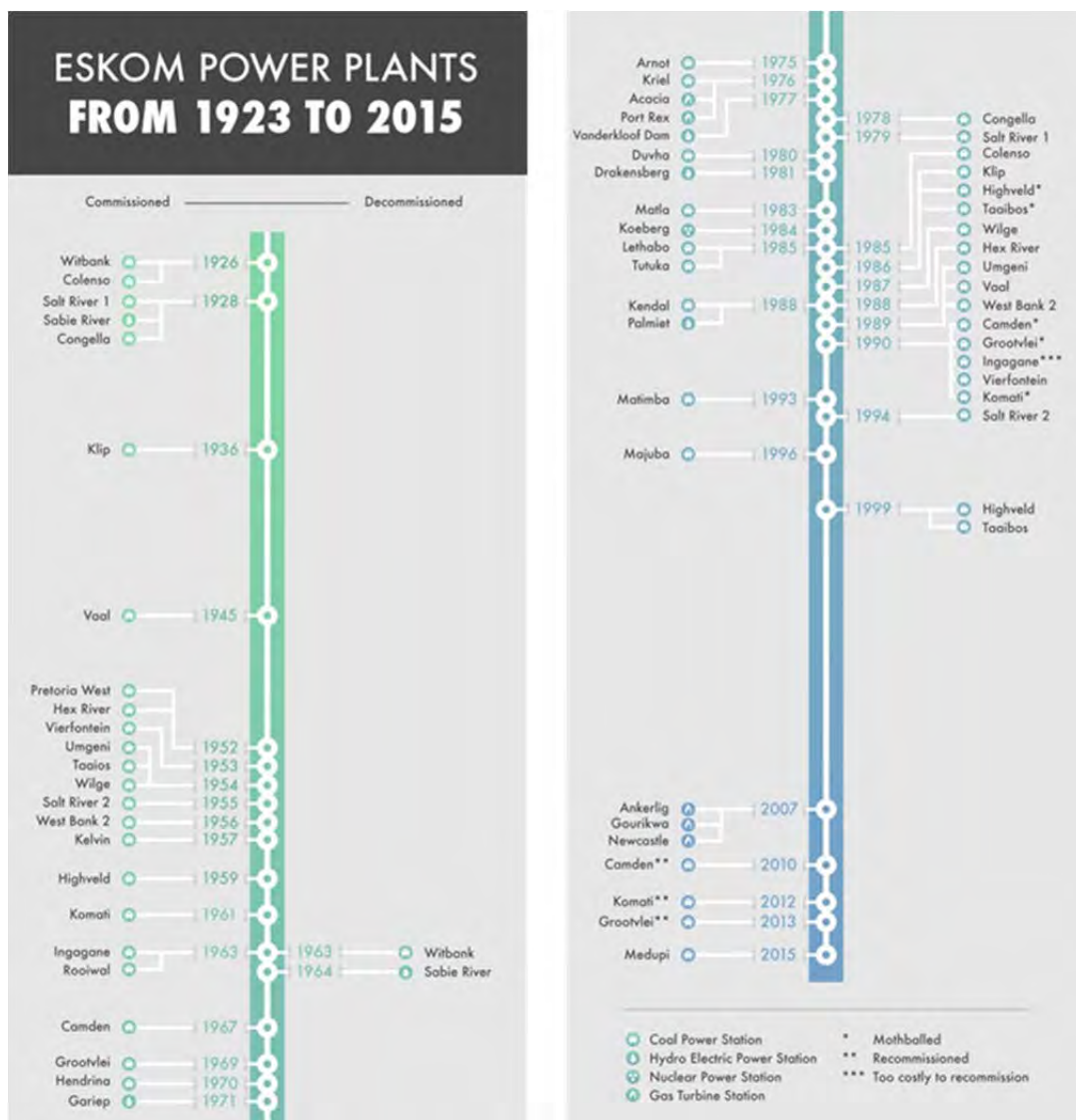


図 1.1.1 (1) Eskom 発電所新設、廃炉年表

(出典：mybroadband 2015/3/25 付記事「Eskom power stations from 1926 to 2015」)

その一方で、1994年のアパートヘイト撤廃後は、富裕・中間層の拡大、経済成長により電力需要が急増したため、2007年以降供給予備力の余裕もなくなり、慢性的な電力不足に陥っている。(図1.1.1(2)参照)

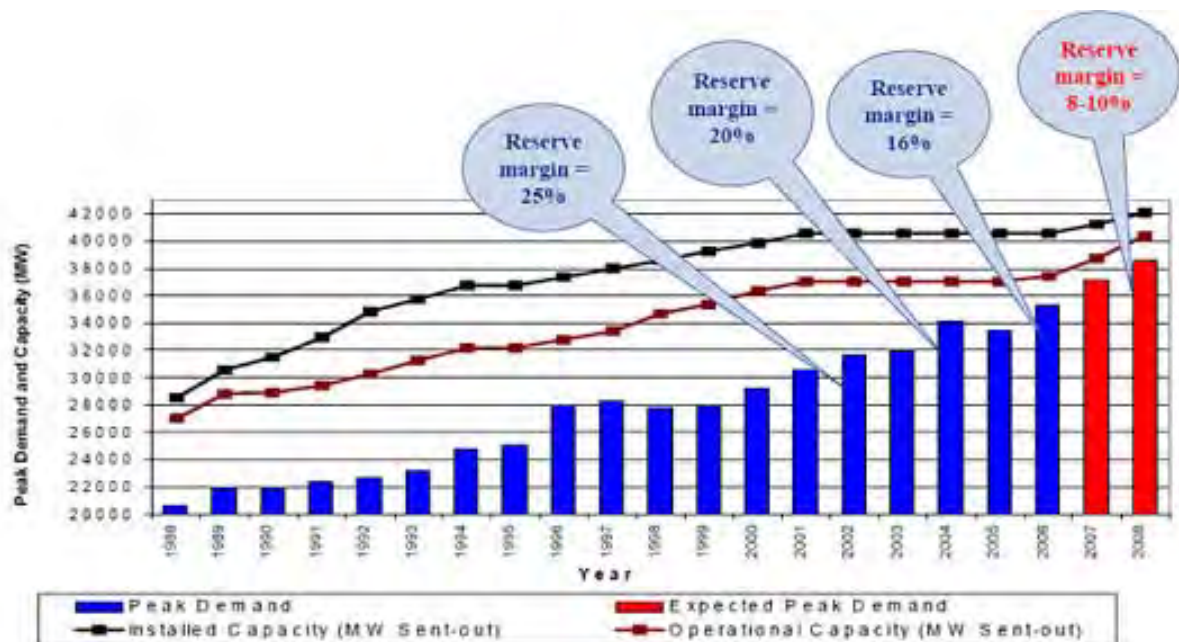


図 1.1.1 (2) Eskom 発電設備容量と供給予備力の推移
(出典：Macquarie First South Research 「SA Power Outlook」)

加えて2009年以降、電力供給を優先しメンテナンスを後回しにした結果、設備不良、発電設備の老朽化によるメンテナンス期間の長期化、石炭の質の低下による発電効率の低下など様々な要因が重なり、使用不可能な設備容量が増加傾向にあった。(図1.1.1(3)参照)

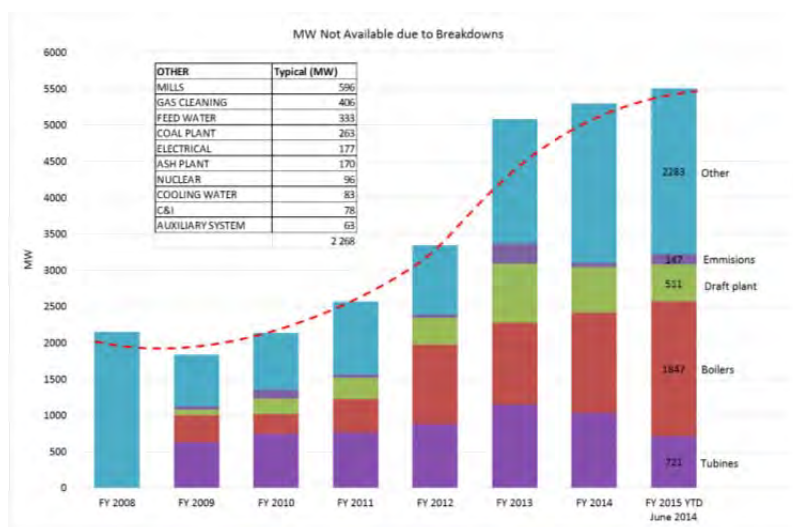
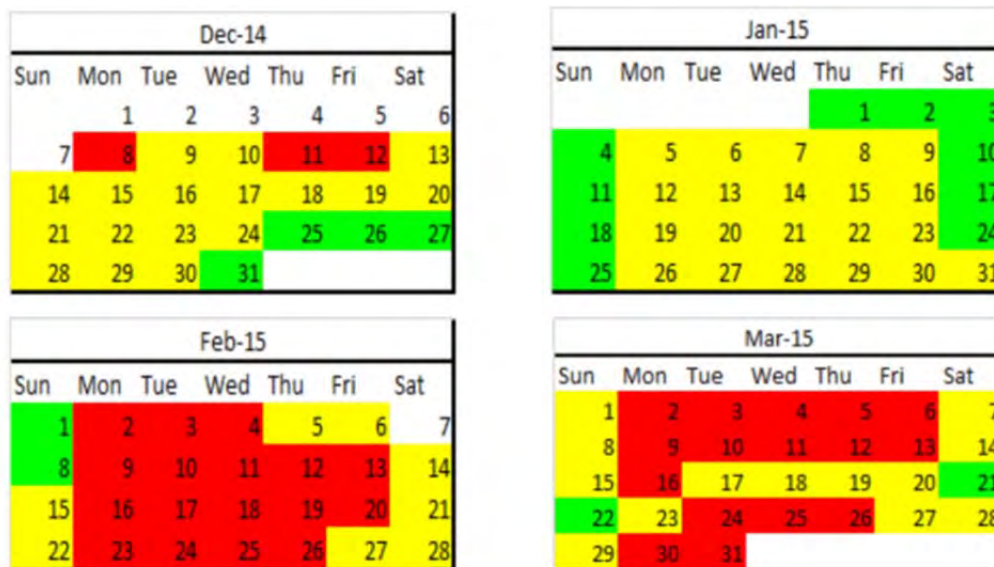


図 1.1.1 (3) Eskom 使用不可設備容量推移
(出典：Eskom 「Power System Status Update」 2014/12/8)

その中、2014年に発生した大型石炭火力発電所の不具合（3月Duvha石炭火力発電所のボイラ故障、11月Majuba石炭火力発電所の石炭サイロ崩壊）をきっかけに、需要に供給が追いつかなくなり、2014年末からは計画停電が日常化した。（図1.1.1(4)参照）



緑：Stage 1(全国で1,000MWの電力供給停止)、黄色：Stage 2(同2,000MW)、赤：Stage 3(同4,000MW)

図 1.1.1 (4) Eskom 計画停電スケジュール(2014年12月～2015年3月)

(出典：Eskom「Power System Status Update」2014/12/8)

国際通貨基金（IMF）は、南アフリカ共和国の2014年の実質GDP成長率が1.4%(図1.1.1(5)参照)と低調であることの要因として、資源価格の下落、大干ばつ等に加え、電力不足も原因のひとつであるとの見解を示した。

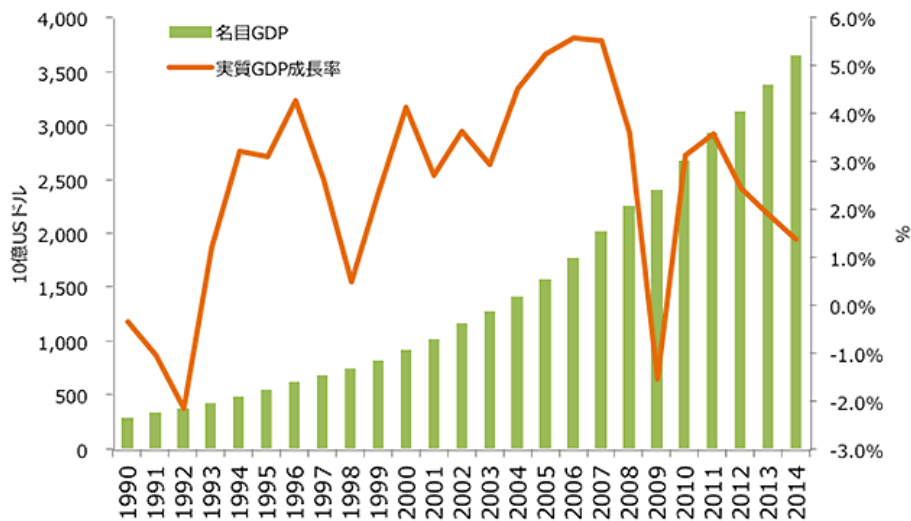


図 1.1.1 (5) 南アフリカ共和国の名目 GDP 及び実質 GDP 成長率の推移
 (出典：Crowdcredit「南アフリカ共和国について」)

かかる状況を受け、南アフリカ共和国政府は、電力需要ピークに対応する電源(ガス・ディーゼル発電)のフル稼働や既存の石炭火力発電所のメンテナンススケジュール調整等による一時的な対応を進めるとともに、統合資源計画(Integrated Resource Plan (IRP), 2010年)にて打ち出されている発電容量の拡大に力を入れている。2030年までに石炭火力16,383MW、原子力9,600MW、風力9,200MW、太陽熱1,000MW、太陽光8,400MW、ガス7,300MWの新設を計画している。

1.1.2 送電網拡充へのニーズ

上記の背景から、今後は発電された電力を送るための大容量の送電線網の強化が課題となることが見込まれる。

また南部アフリカ地域に目を向けると、南アフリカ共和国内の多数の発電所新設計画に加え、モザンビークのCahora Bassa水力発電所の拡張計画、コンゴ民主共和国のInga水力発電所の拡張計画に伴う南部アフリカ地域への送電計画など発電容量を拡大し、送電網を充実させる必要がある大規模プロジェクトが並行して進められている。

1.2 普及対象技術

1.2.1 技術名称

高圧直流（HVDC）送電システム

1.2.2 技術概要

HVDC 送電システムとは、電力の損失を抑えながら長距離を送電できる技術で、送電側の電力を交流から直流に変換した上で送電し、受電側の系統では交流に戻して電力を使用するシステムである。また、周波数が異なり直接交流で接続できない系統や再生可能エネルギーの連系における利用、離島や海上のプラント、発電設備等との連系にも適用できる。

電力系統 A と B を連携する HVDC 送電システムの例を図 1.2.2 (1) に示す。

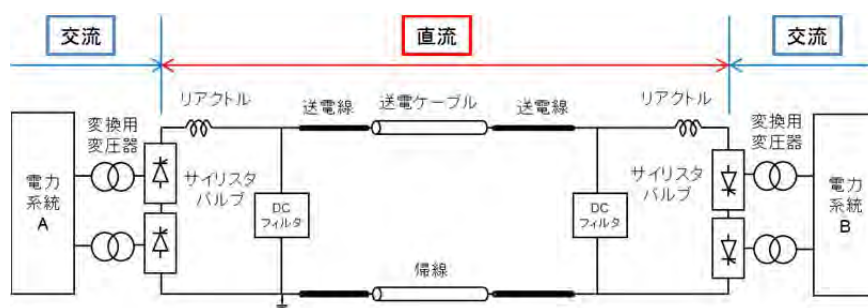


図 1.2.2 (1) HVDC 送電システム例

直流で連系することによって、電力系統 A、B 間で異なる周波数で、非同期であっても電力融通が可能になる。

日本では、管理者の異なる電力系統を電力融通のために長距離で連系する設備（HVDC 送電）、周波数の違う系統同士を接続する設備（FC(周波数変換)）、系統間を相互に影響を与えず連系する設備（BTB(Back to Back)）の 3 種類を利用している。それにより緊急時、電力不足時における電力会社間の電力融通が可能となり、より安定した電力系統を築くことが出来るようになった。日本の HVDC 送電技術は信頼性に優れ、平均稼働率が他国のシステムを大幅に上回る。欧州競合メーカーとの設備停電率の比較は 1.2.3 項にて説明する。

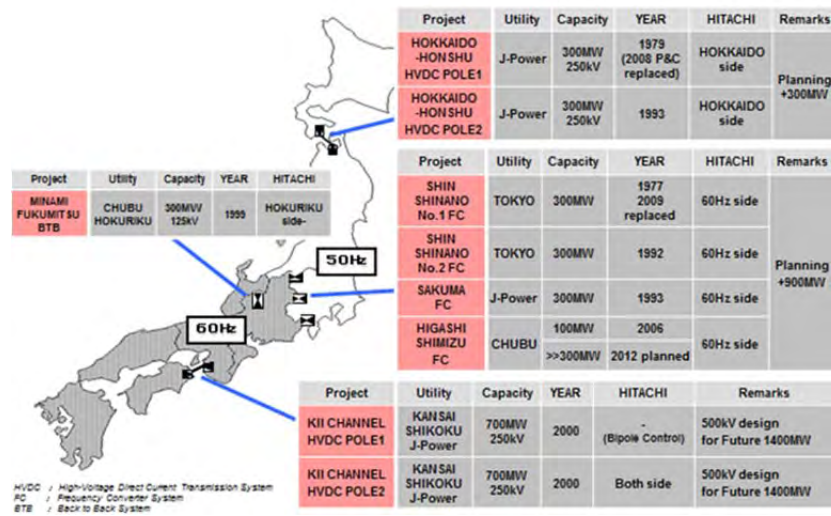


図 1.2.2 (2) 日本での導入例

南アフリカ共和国への適用方法としては、国内での発電所建設の代わりに HVDC 送電システムを利用して周辺国より電力を融通してもらうことで、設置面積、建設コストを低く抑えることができるため、例えば、南アフリカ共和国-コンゴ民主共和国間等の電力融通を目的とした長距離送電の用途に最適である。

1.2.3 競合の状況

競合は主に ABB、SIEMENS、Alstom などの欧州メーカーとなる。さらに中国勢の進出可能性もある。特に ABB は世界的にも HVDC 分野のリーディングカンパニーであり、南アフリカ共和国（ヨハネスブルグ）-モザンビーク（Cahora Bassa）間の既設 HVDC の送電システム納入メーカーで、近年改修も手がけるなど実績もある。

一方で、日本メーカーの優位性は品質（停電率の低さ）にあり、下図のとおり欧州メーカーと比較しても信頼性は傑出している。

社名	国	実績の抽出データ	停電率 (平均 %)
ABB	スイス	10件, 最大700MW, 1976年～	3.58
Alstom	フランス	4件, 最大1000MW, 1985年～	11.44
SIEMENS	ドイツ	2件, 最大600MW, 2006年～	1.03
日本連合	日本	2件, 最大1400MW, 1979年～	0.26

表 1.2.3 欧州メーカーと日本メーカーの HVDC 送電システム停電率
(出典：CIGRE SCB4 統計より作成)

この条件で 30 年間運転した場合の経済性メリットを試算すると以下のとおりとなる。

HVDC 送電システムの設備停止によって送電ができなくなり、損害 K が発生するケースを考
える。

$$\text{Total Evaluation (TE)} = \text{OP} + \text{MC} + 30 \times \text{K} \times 365 \times \text{GAU} / 100$$

- OP = (Offered Price, 変換所の建設費用)
- MC = (Maintenance cost, 30年間の保守費用)
- GAU = (Forced Energy Unavailability (% / year), 停電率)
- K = 1M\$/day と仮定 (インフラシステムへの損害)

とした場合

GAU = 0.26%の場合 (日本実績)

$$\text{TE} = (\text{OP}) + (\text{MC}) + 30 \times 1\text{M}\$ \times 365 \times 0.0026 = (\text{OP}) + (\text{MC}) + 29\text{M}\$$$

GAU = 1.26%の場合 (1%のインパクト評価)

$$\text{TE} = (\text{OP}) + (\text{MC}) + 30 \times 1\text{M}\$ \times 365 \times 0.0123 = (\text{OP}) + (\text{MC}) + 138\text{M}\$$$

よって、30年間運転した場合は停電率1%あたり109M\$ (138M\$-29M\$)の経済性メリットが
図れるため、顧客へのアピールポイントとなる。

1.2.4 国内外の販売・導入実績

日立製作所は1970年の開発以降、日本で設置された9つ全てのHVDCプロジェクトに参
画。高い信頼性が求められる国内電力系統において、技術開発やプロジェクトの取り纏め
を通じて、世界トップクラスの稼働率を維持してきたHVDC送電システムに貢献している。

1.2.5 技術の安全性

本技術を利用したもので、過去に大きな事故やリコールに発展したケースはない。

1.2.6 対象国・地域・都市の社会・経済開発への貢献可能性

電力システムは、インフラシステムの中でも最も重要な設備の1つであり、安定した電
力を供給することは、インフラシステムの開発、発展に不可欠なものである。また、電力
システムは経済開発の初期段階で必要となるものでもあり、発電所の建設に加えて、安定
した送電網を構築することで、経済開発に貢献できる。

世界銀行の統計(2012年)によれば、南アフリカ共和国は平均電化率85%と南部アフリカ地
域では高いものの、地方では無電化地域も多い。未だに340万世帯が電力を使わずに生活
しており、南アフリカ共和国政府は地方の電化政策を進めている。

一方、南アフリカ共和国を除く南部アフリカ地域においては、図1.2.6のとおり各国の平
均電化率10~53%と低く、各国政府も電化率向上への取り組みを進めている。

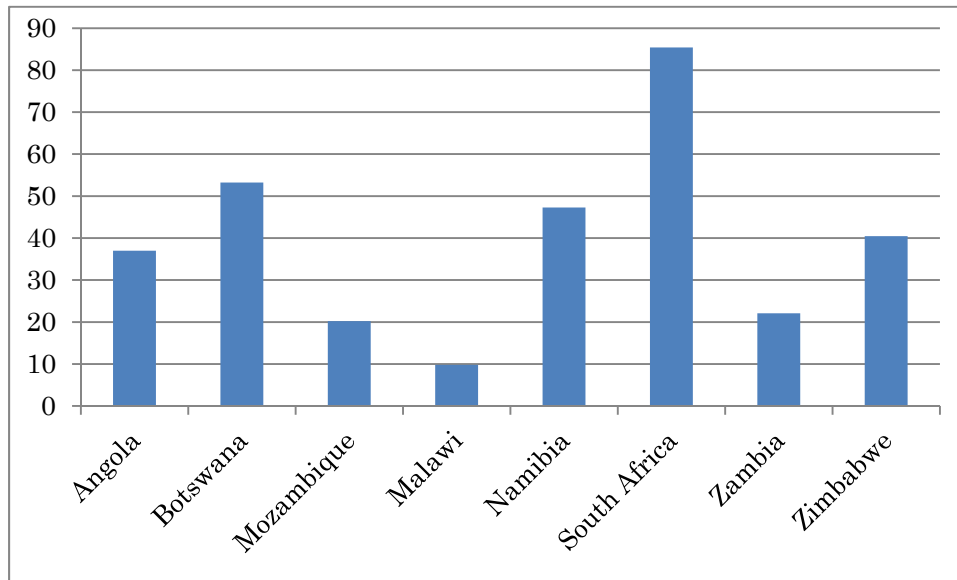


図 1.2.6 南部アフリカ地域の電化率(%/全人口)
(出典：世界銀行統計から日立作成)

また、2015年時点のボツワナ電力公社の発表においては、南アフリカ共和国ーボツワナ間の送電線敷設計画も発表されている。

これらのプロジェクトは、周辺諸国とも電力系統を連系することで、大規模な発電所の建設が困難な地域に、電力供給を可能とすることができる。このような計画段階にある送電網敷設プロジェクトのうち、HVDC送電システムの優位性が認められるものにおいて、同技術が採用されれば、大容量の電力を効率よく安定して供給することが可能である。

1.2.7 日本政府のODA方針との整合性

日本政府の南アフリカ共和国への国別援助方針（2012年12月）のインフラに関する部分は、以下のとおり定められている。

①持続的な経済成長に向けたエネルギーや水、鉄道分野を中心としたインフラ整備を加速させるため、公的資金だけでなく、日本企業を含む民間資本による事業実施も視野に入れた案件形成・計画策定を支援する。

②南部アフリカ経済の中心である南アフリカと連携し、南部アフリカ地域の開発を促進する。具体的には、我が国のアジアにおける経験を共有しつつ同国の開発金融機関などと連携し、南部アフリカ地域の広域インフラ案件の形成に関する調査などを実施する。また、南部アフリカ地域の他のアフリカ諸国に対する支援に関し南アフリカ共和国と連携して三角協力を行う。

HVDC 送電技術は長距離送電において高効率であり、二国間の電力融通を目的とした長距離送電の用途に最適であること、および本事業においては、南アフリカ共和国電力公社である Eskom を中心に HVDC 技術を普及させることにより、将来的に南アフリカ共和国と連携のうえ、南部アフリカ地域へ同技術普及への第一歩となりうることから、日本政府の ODA 方針に合致できるものと考えます。

また、2016 年 8 月にケニアで開催された TICAD VI の成果として、日本政府はナイロビ実施計画を発表、アフリカ開発銀行との共同イニシアティブ (EPSA) も活用しつつ、約 100 億ドル (約 1 兆円) の質の高いインフラ投資の推進を掲げている。特に経済活動に不可欠な電力供給に関して、地熱や水力の再生可能エネルギーを含むアフリカにおける豊富なエネルギー源の活用に向けた投資を促進し、高効率の発電・送電・配電を実現するための低炭素技術を使用したエネルギー・インフラを更に開発するとしており、本事業はこの日本政府の方針と整合するものである。

2 事業の実施方針・方法

2.1 実施方針

南部アフリカ地域では、南アフリカ共和国内の多数の発電所新設計画に加え、モザンビークのCahora Bassa水力発電所の拡張計画、コンゴ民主共和国のInga水力発電所の拡張計画に伴う南部アフリカ地域への送電計画など発電容量を拡大し、送配電網を充実させる必要がある大規模プロジェクトが並行して進められている。本事業では、それら周辺国のプロジェクトも視野に、まずは南アフリカ共和国の電力公社であるEskomに対し、本邦HVDC技術のPR、技術的内容の講義、本邦既設設備視察など実施していくことで、当該技術の優位性にかかる先方理解を促進し、今後の送電計画における当該技術の導入を目指す。

EskomはSAPP最大の発電量（SAPP全体の75%）を持つ電力公社であり、SAPP幹部14人中Eskom役員が3人務めるなど、南部アフリカ地域で影響力をもつ。本事業を南部アフリカ地域へのHVDC送電システム市場参入の足掛りとするため、南部アフリカ地域で最も影響力のあるEskomを相手国実施機関とした。

2.2 事業目標

HVDC送電技術の普及促進を目的とした、南アフリカ共和国におけるセミナー及び日本国内での研修・視察を通して、

- ①高圧直流(HVDC)送電システムの設計・製造・運用・保守技術の理解を促進する
- ②南アフリカ共和国電力公社Eskomとの人脈を構築し、現在計画段階にあるHVDCプロジェクトを協力して進めていける土壌を形成することを目標とする。

また、本事業を足掛かりに、将来的には南アフリカ共和国と系統連系される周辺諸国との関係構築を目指す。

2.3 実施体制

2.3.1 現地活動

全体調整：日立製作所

南アフリカ側関係者との調整、受入準備：日立ヨーロッパ社(ヨハネスブルグ事務所)

研修・セミナー内容検討、講師：日立製作所、電源開発

2.3.2 本邦受入活動

全体調整、受入準備：日立製作所

南アフリカ側関係者との調整・顧客対応：日立ヨーロッパ社(ヨハネスブルグ事務所)

研修・視察内容検討、講師：日立製作所、電源開発

2.3.3 体制表

本普及促進事業の体制表を図2.5に示す。

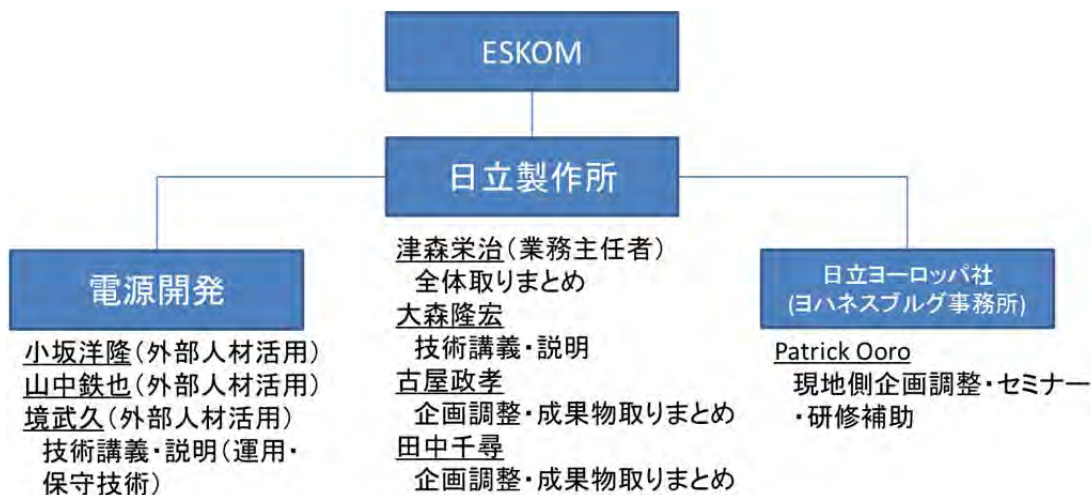


図 2.3.3 本事業の実施体制

電源開発は、日本だけでなく世界でも発電事業などを手掛ける電力会社である。日本全国の地域間を相互に連系する地域間連系設備を含め、総亘長約2,400kmにおよぶ送電線と、3ヵ所の変電設備、4ヵ所の交直変換設備、1ヵ所の周波数変換所を保有し、運用、保守を実施している。

日立製作所は、電源開発の持つ全てのHVDC送電システムに機器を納入しており、1970年代納入の佐久間FCから40年以上に亘り協力している。海外では、2012年度のインフラ・システム輸出促進調査等事業にて、日立製作所主導の下、マレーシア-インドネシア間を連系するHVDC送電システムの実現可能性評価や仕様検討を実施している。

2.4 実施内容

2.4.1 第一回現地活動の概要 (2015/10/19 ~ 2015/11/1)

① Eskomとの情報交換

日本が南部アフリカ地域の発展に協力していく意向であることの理解を促進するとともに、本邦HVDC送電システムの基本技術の理解・情報収集を目的としたセミナーを実施。

- a) 本事業の背景・目的の説明
- b) 南アフリカ共和国および周辺国のHVDC敷設計画に関する情報収集
- c) 本邦HVDC技術の概要説明
- d) 技術セミナー内容に関するEskomの希望聞き取りおよび協議
- e) 既設HVDC変換所の視察

②南部アフリカ地域の電力系統に関する情報収集

2015年10月26日～30日にかけて、南アフリカ共和国ケープタウンにてCIGRE IECシンポジウム（テーマ：Development of Electricity Infrastructures in Sub-Saharan Africa）が開催される。南部アフリカ地域の系統に対するコンサルタント・電力会社からの提言等の情報収集を実施するため、シンポジウムに参加する。

2.4.2 第二回現地活動の概要（2016/5/20 ～ 2016/5/28）

若手技術者や既設変換所の運用に係るエンジニア、変電所、機器、送電線、系統計画の設計に携わるエンジニアなど様々な部署の技術者を対象とする、技術セミナーを実施。

HVDC 技術概要、システム構成や設計、運用、試験、また、送電鉄塔に関するセミナーを実施し、詳細技術の理解・普及を図る。

- a) 本事業の背景・目的の説明
- b) 南アフリカ共和国および周辺国の HVDC 敷設計画に関する説明
- c) 本邦 HVDC 技術の説明

2.4.3 本邦受入活動の概要（2016/11/7～2016/11/12）

6日間に亘り、Eskom幹部及び若手技術者8名を本邦に受け入れ、メーカーの設計・製造・保守技術、電力会社の運用・保守管理についての理解を深めるための講義及び既設変換所を視察。

6日間に亘り、Eskom幹部及び若手技術者8名を本邦に受け入れる。

- a) 本邦 HVDC 技術・保守・運用を講義
- b) 四国電力 紀伊水道直流連系設備(阿南変換所)視察
- c) 電源開発 北海道-本州連系設備(函館変換所、古川ケーブルヘッド)視察
- d) 日立製作所 日立事業所国分工場視察

本普及促進事業の業務フローチャートを図2.4.3に示す。

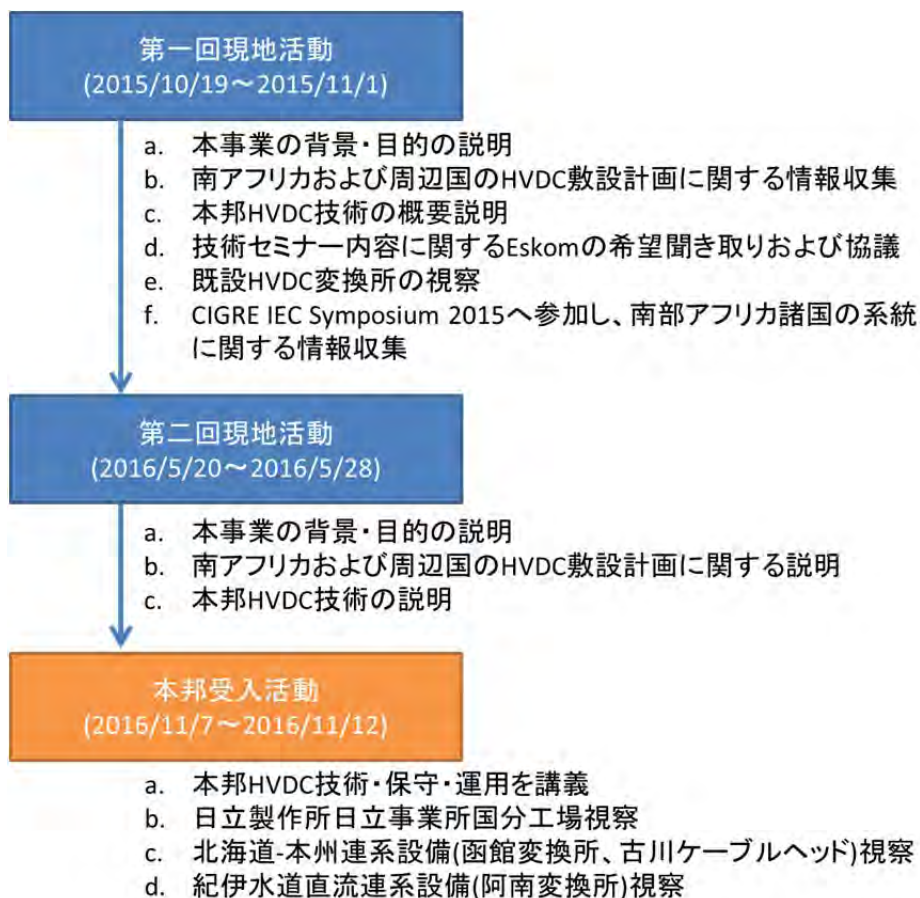


図 2.4.3 本事業の業務フローチャート

2.5 活動日程

本普及促進事業の実施体制を図2.5に示す。

No.	項目	2015				2016											
		9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1	第一回現地活動		■														
2	第二回現地活動									■							
3	本邦受入活動																■
4	進捗報告書		▼							▼							▼

図 2.5 活動日程

3 業務実施報告

3.1 第一回現地活動

第一回現地活動の工程を表3.1 (1) に示す。

表 3.1 (1) 第一回現地活動工程

日程	内容
2015/10/21	Eskom との協議
2015/10/22	Apollo 変換所視察
2015/10/26～ 10/29	CIGRE IEC Symposium 2015 「Development of Electricity Infrastructures in Sub-Saharan Africa」 参加

当初予定していたより多くの部署（系統計画、変電所設計、送電設計他）、スタッフが参加しており、本事業に対してEskomの大きな期待が伺えた。

参加者を表3.1 (2) に示す。

表 3.1 (2) 参加者リスト

No.	Name	Position	Department
1	Prince Moyo	General Manager	Power Delivery Engineering
2	Riaz Vajeth	Senior Manager	Line Engineering Services, Engineering
3	Phineas Tlhatlhetji	Senior Manager	Substation Engineering
4	Bheki Ntshangase	Senior Manager	Engineering
5	Eric Greyling	Acting Manager	Middle Manager Lines & Servitudes
6	Mfundi Songo	Senior Manager	Planning & GIS
7	Phokoane Makhongoana	Electrical Engineer	System Planning
8	Mbulelo Kibido	General Manager	Grid Planning
9	Ronald Marais	Strategic Grid Planning Manager	Grid Planning

3.1.1 Eskom との協議

3.1.1.1 本事業の背景・目的の説明

JICA南ア事務所より井上氏、Mpho氏も参加し、JICAとして本事業のスキーム、また本事業をきっかけに南アフリカ共和国を支援していきたいと考えていることを説明。

3.1.1.2 南アフリカ共和国および周辺国の HVDC 敷設計画に関する情報収集

Eskomより系統計画について説明があった。

①現在EskomではHVDC送電システム適用先として、以下4件の電力輸送用系統が想定されている。

- ・ Inga3（コンゴ民主共和国の水力発電所）からの国際連系
（+/-500kV、3,520km）
- ・ モザンビーク北部の水力発電から同国南部
（+/-500kV、1,250km）
- ・ 南アフリカ共和国北部の石炭火力発電所からヨハネスブルグ
（+/-400kV、500km）
- ・ 南部の原子力発電と火力発電のコンバインドサイクル発電所から東部
（+/-400kV、1,000km）

②国内の2案件は10年規模での計画の中にあり、6年～8年以内に発電所建設及び増設を計画しており、その後2025年までにHVDCによる送電網強化を計画している。

③Eskom発行のTransmission Development Plan 2016-2025では、電力系統拡張及び信頼性強化、設備改修などに2,310億ランド(約1兆9千億円(1ランド=8.5円で換算))を投資することを明記している。

④国際連系は規模も大きく、また関係機関も多く存在することから、仕様決定に相当な時間がかかると予想され、またEskom自身もそれを承知の上で計画している。

⑤本普及促進事業の業務計画時に想定していた南アフリカ共和国ーボツワナ間の連系には、HVDC送電システムの導入は考えておらず、交流での連系のみを検討していることが分かった。

3.1.1.3 本邦 HVDC 技術の概要説明

日本のHVDC技術に関し、概要説明実施。

①HVDC技術開発の歴史

②日本でHVDCが必要とされている理由

- ③日本のHVDCシステムの稼働率の高さ
- ④HVDCシステムの制御方法と回路構成など

以上により、日本の環境とそれに適した設計・構成について先方理解を促進することが出来た。

3.1.1.4 技術セミナー内容に関する Eskom の希望聞き取りおよび協議

第二回現地活動で実施予定であるHVDCセミナーの内容について、リクエストをヒアリングした。HVDCの基礎的内容に加えて、直流の絶縁協調、送電線の選び方、鉄塔設計、サイト選定時のフィールドワーク、メイン機器の仕様決定、保護・制御設計、接地設計、プロジェクトプランニングなど非常に細やかなところまでリクエストがあり、セミナーに加えてWork Shopを実施したいとの要求があった。

これによりEskom自身のHVDC案件に対する本気さを伺う事ができた。Eskomは本事業を通じてHVDC送電システムの計画・設計ができるような即戦力となる人材の育成を期待している。

3.1.2 既設 HVDC 変換所の視察

Apollo変換所は、モザンビークのCahora Bassa水力発電所より6km地点にあるSongo変換所から1,414kmの直流送電線を経て電力を供給している。電圧 $\pm 533\text{kV}$ 、送電容量は最大1,900MW。南アフリカ共和国の基幹系統である交流400kV、275kVとも接続されており、また、送電容量は原子力発電所2基分に相当することから、南アフリカ共和国にとって非常に重要な設備であることがわかる。

一方、運用開始から約40年経っている(1977年に運用開始)ため設備の老朽化が目立っていた。もともと油冷式の変換器を使用していたが、7年前の変換器の改修をきっかけに水冷式に変更している(Songo変換所(モザンビーク側)は油冷式のまま)。変圧器は単相器を使用しており、台数が多い。機器間に防火・防爆壁はなく、現在の担当者は消防対策に苦心しているとのこと。

一通り設備概要の説明を受けた後、実際の設備を視察した。フェンス内には入れず、外から説明を受けた。接続系統の増設などを繰り返し実施しているためか、送電線が複雑に入り組んでいた。



変換器と DC ヤード 屋上から説明を受ける 空芯リアクトル

写真 3.1.5 Apollo 変換所視察写真

3.1.3 CIGRE IEC Symposium 2015 にて南部アフリカ地域の系統に関する情報収集

2015年10月26日～30日にかけて、南アフリカ共和国ケープタウンにてCIGRE IECシンポジウム（テーマ：Development of Electricity Infrastructures in Sub-Saharan Africa）が開催される。南部アフリカ地域の系統に対するコンサルタント・電力会社からの提言等の情報収集を実施するため、シンポジウムに参加した。収集した情報及び情報からの考察を下記する。

- ① Eskom各部署からの発表が多かったが、内部で未調整の論文が多く、相互の意見・質問の場となっていた。University of Eskomとも言える各研究室の若手エンジニアたちが発表し、経験豊富なベテランエンジニアが各セッションの議長やスペシャルレポーターを実施するという形式。教授ともいべき技術決定者は外部のコンサルタントであるが、今回の会議には出てきていない様子であった。Eskomのエンジニアリング部門と会話しても、何かが決まるわけではなく、CIGREのWG (Working group) やJoint Workshopなどの活動を利用することが大切であると感じた。故に本事業は本邦HVDC技術を普及させる一歩として非常に重要であると言える。
- ② RTE、CESI、ABB、Siemens等々、今回の会議で積極的に論文発表し、サブサハラ地域のインフラ発展に寄与しようとしており、Eskomにアプローチしている。特に印象的だったのが、系統連系だけの議論に終始せず、サブサハラ地域の電化を如何にして進めていくか、そのための手段としての再生可能エネルギーのmicro gridやoff-gridでの活用を真剣に議論している事であった。
- ③ 我々日本勢が各国の系統連系を議論する際、まずは、電化率といくつかのステップに分けた電化率向上策を練った上で計画していくことが肝要と考える。
- ④ CIGRE SCB3で、「Contemporary Substation for rural electrification」という新WGが活動を開始する。世界銀行からも2名のエンジニアがメンバー登録し、まさにアフリ

カの電化のための変電所の在り方を議論する場になるが、第一に“安く”“早く”がコンセプトとなると考える。

⑤欧州勢は資金・標準化・Capacity Building・電化活動・現地生産を元に、外堀固めが根深い。日立製作所としても幅広く地道な活動が必要であり、品質を担保しながら、中国、台湾、インドネシア他のサプライチェーンを積極的に使うことを検討する必要がある。

⑥Franklin Koffi Gbedey氏（世界銀行、アフリカのエネルギー事業担当）とPat Naidoo博士（Eskom役員）は今後のアフリカ電化のキーパーソンとなる。特にPat博士はSAPPのEskom代表、またモザンビーク送電会社の技術部長、アフリカ西部電力回廊株式会社の最高責任者も務めた経験がありEskom及び周辺諸国への影響力がある。Pat博士は、JICA、中部電力と一緒に打合せをされたとのこと。また、中国勢は資金付け・標準化を主に活動しているとの情報を頂いた。

CIGRE IEC Symposium 2015に参加し、ヒアリングした状況を踏まえ、今後のアクションとしては、Joint Working(電力系統強化、機器仕様・保護・制御・保守他の標準化など)による日本仕様の打ち込みや電力会社をコンサルタントとした系統の段階的強化（電化率向上）策の検討を現地電力会社と共同で実施していくことが効果的と考えられる。

3.2 第二回現地活動

第二回現地活動の工程を表3.2に示す。

表 3.2 第二回現地活動工程

日程	セミナー内容
2016/5/23	Section A. HVDC Technology Overview
	Section B. HVDC Transmission System Planning
	Section C. HVDC Design
2016/5/24	Section C. HVDC Design(続き)
	Section D. HVDC Main Equipment
2016/5/25	Section E. Testing and Commissioning of HVDC Project
	Section F. Operation & Maintenance of HVDC System
	Section G. Tower and component design and selection

技術セミナーを2016/5/23～25の3日間実施。講義は、日立製作所だけではなく、日本において自らHVDC送電システムを計画・設計・運用・保守を実施している電源開発からも実施した。

3.2.1 Eskom 向け HVDC セミナー

Eskom より若手技術者や既設変換所の運用に係るエンジニア、変電所、機器、送電線、系統計画の設計に携わるエンジニアなど様々な部署の技術者が参加した。

Eskom : 延べ 153 名

JICA 南アフリカ共和国事務所 : 3 名

日立製作所及び電源開発 : 7 名

- ①本事業Eskom側リーダーのPrince Moyo氏より挨拶があった。現在Eskomは3000km、5000MWの長距離大容量連系を検討しており、高圧直流 (HVDC) 送電のアドバンテージを活かして行きたいと考えている。そのため、Eskom内にHVDC送電システムのエンジニアを育成すべく、本事業を活用していきたい旨の説明があった。

②JICA南アフリカ共和国事務所より石亀氏、井上氏が参加し、JICAの支援内容、アジア・アフリカ地域での活動、また、本件のスキーム、また本事業をきっかけに南アフリカ共和国を支援していきたいと考えていることを紹介した。

③Eskomの系統計画担当のRonald Marais氏より、系統計画について説明があった。第一回現地活動時に説明されたように、今後10～20年間で見込まれる国内の電源立地の南西及び北東への変化、発電容量増加や、国外の大型水力発電所の建設に伴い、国内外のHVDC新設が計画されている旨の説明がされた。

④技術セミナーでは表3.2に従い講義を実施。一方的に講義を聴くだけでなく、質疑応答が活発に行われ、Eskom内での興味・意欲の高さが伺え、特に若手技術者からは多数の質問が出された。

Eskomが関心を示した内容は以下である。

- ・送電距離と定格電圧の決定の仕方
- ・高調波フィルタや調相設備の構成と理由
- ・海外と日本の設計の違い（地理的条件や系統条件、経験など）
- ・試験の方法や注意点
- ・運転時のシステム制御方法
- ・保守・予備の考え方
- ・送電ルート設計ツール
- ・日本の規格
- ・設計条件の決定

既設変換所に勤めるエンジニアからは、現地での運用状況について、その場で図を描いて説明があり、今抱えている問題について情報共有がされた。

メーカーである当社だけではなく、電力会社である電源開発から、HVDCをどのように計画・設計・運用しているのかを講義したことが、同じ電力会社という立場である Eskom の興味を引く要因の一つとなった。

3日間の技術セミナーを通じて、日本のHVDC送電技術詳細について、Eskomの多くの技術者に理解頂けた。

具体的な質疑応答の内容は3.2.2項に示す。



写真 3.2.1 技術セミナー集合写真

3.2.2 HVDC セミナーでの質疑応答

Eskom 向け HVDC セミナーにて交わされた主な質疑応答を以下に示す。

Section A. HVDC Technology Overview

(Q1) VSC は IGBT が主流と考えるが、IGCT の適用の可能性はあるか。

(A1) HVDC に適用する場合、直流電圧を高くする必要があるが、IGCT は技術的に多段直列接続が難しいので、当面、IGCT による HVDC システムは実現しないと考えられる。

Section B. HVDC Transmission System Planning

(Q1) 送電電力と送電距離の対比表はどのように適用すればよいか。

(A1) 表はこれまでの世界のプロジェクトから送電電力・送電距離と定格直流電圧の関係を割り出したものであり、目安として使ってほしい。実プロジェクトにおいては、諸々の条件より定格直流電圧を最終決定する必要がある。例えば、現在、建設中の日本の東西連系 HVDC は、送電電力 900MW、送電距離 200km 以下であるため、表からは DC350kV となる・しかし、実際には、当該設備の利用率は低い見込みであることから、パラメータ検討の結果、ロスを考慮に入れても直流電圧を下げた方が低コストとの結論となり、DC200kV が採用されている。

(Q2) Round Power Control について詳しく知りたい。

(A2) 1 極と 2 極の潮流方向を逆向きに設定することにより、トータル潮流を 0MW から制御できるようになる。単極運転または双極同一方向の運転では、送電電力が定格の 10%程度以上ないと運転できない制約が発生するが、Round Power Control により、その制約を解消できる。常時潮流がない場合でも、例えば、AFC 等の系統制御を適用できるメリットも生まれる。

Section C. HVDC Design

(Q1) 変換器は一般に無効電力を消費するのに、何故、分路リアクトルを設置する必要があるか。

あるのか。

- (A1) 低出力運転においても、系統への高調波電流流出や電圧歪抑制のため、交流フィルタが必要であるが、当該設備は基本波において調相用コンデンサ相当である。交流フィルタのバンク容量にもよるが、低出力時には変換器の無効電力消費が小さいため、交流フィルタによる進相分無効電力が余りすぎることが考えられ、これを抑制するために、分路リアクトルが必要となる。

- (Q2) 調相用変圧器の低圧側に SC, ShR を設置したり、連系用変圧器で降圧後に変換器・交流フィルタを設置したりする日本の変換所方式の紹介があったが、系統連系母線に、直接、交流フィルタ、調相設備を接続する海外の方式に比べたメリットは何か。
- (A2) コスト構成表で示した通り、日本の遮断器、交流フィルタ、調相設備が高く、変換所全体に占めるコスト割合が大きいため、できるだけコスト抑制するために適用してきたやり方である。高いシステム電圧側に直接接続しても大きなコストアップ要因とならないのであれば、その方が望ましいと考える。

- (Q3) 南福光 BTB において、500kV 送電線の十分な対地静電容量があるので、SC を省略したとのことであるが、500kV 送電線の負荷率 (loading factor) によっては必ずしも対地静電容量は期待できないのではないか。
- (A3) 南福光 BB の両端の 500kV 交流送電線は変換所専用線であることから、300MW しか流れず、負荷率は非常に低い。従って、基本的に常時、対地静電容量を期待できる。

- (Q4) 日本の変換所において、12 パルス運転であるにも関わらず、第 5 分路交流フィルタを設置する理由は何か。
- (A4) 第 5 分路は非理論高調波であるが、当該分路を設置しない場合、系統条件によっては、第 5 次高調波による電圧歪の影響により、国内基準の上限 3%や、変換器安定運転保証の上限である 5%を超える恐れのあることが事前解析により予測されていた。そのため、これまで一般的に日本の変換所においては第 5 分路を設置している。

- (Q5) 油入リアクトルと空気絶縁リアクトルとの使い分けはどのようにしているか。
- (A5) 空気絶縁リアクトルについては、佐久間 FC において 2 度焼損事故が発生したことから、それ以降、信頼性を重視して油入リアクトルを適用することとしている。

- (Q6) 通信 2 系異常時にはどのように対応しているか。
- (A6) 事前状態での運転継続は可能である。また、電話連絡によって両端を協調してブロックする手順はマニュアル化している。

Section D. HVDC Main Equipment

- (Q1) 日本の変換所において、Rectifier 端、Inverter 端制御はそれぞれどのように行われているか。
- (A1) 一般に Rectifier 端が定電流制御、Inverter 端が常時は定電圧制御、系統擾乱時等は定余裕角制御が適用されている。Inverter 端の定電圧制御は、Rectifier 端の直流電圧を、通信システムを介してフィードバックして制御している。これにより、定常時においては、直流電圧は定格電圧を超えない制御がなされている。

Section E. Testing and Commissioning of HVDC Project

- (Q1) 変換用変圧器の試験は工場でも可能ではないか。
- (A1) 実運用においては高調波電流が重畳するが、工場においてはそれを模擬することはできないため、どうしても現地において実変換器と組み合わせた状態で最終的な性能確認を行わざるを得ない。
- (Q2) トライアルオペレーションの期間はどれくらいか。
- (A2) 2~4 週間程度が目安と考えるが、オーナー次第である。最長でも 2 か月程度であると考える。
- (Q3) 単極導体帰路運転のテストにおいて確認すべき事項は何か。
- (A3) 非接地端の中性点回路に直流電圧が発生するため、その大きさ・影響を確認・評価する必要がある。
- (Q4) システムテストにおいて重要な事項は何か。
- (A4) 変換器制御装置（定電流制御、定電圧制御、定余裕角制御等）のパラメータ設定が様々な運転モードに対して適切であるか確認し、適切でない場合は実システムにあわせて現場にて調整を図ることが重要な試験項目である。全体設備・システムを組み合わせた試験は現場でしかできないため、シミュレーション上や、シミュレータを使った試験では確認できなかった事象が現れる可能性があり、それに対処する必要がある。

Section F. Operation & Maintenance of HVDC System

- (Q1) 制御・保護装置の寿命はどの程度を想定しているか。スペアはどのように保持しているか。
- (A1) 日本では製作メーカーの協力の元、25 年以上を目安としている。予備基板などは一般に製作メーカーにて一括保管している。一部、制御・保護装置新設時に特殊な予備基板を購入してユーザ側で保管しているケースもある。

Section G. Tower and component design and selection

- (Q1) 送電線の最大許容電界強度、最大許容磁界はいくつか。
- (A1) WHO の環境保健基準、ICNIRP のガイドラインと経済産業省の定める技術基準にある値を紹介した。
- (Q2) なぜ日本の最大許容電界は 3kV/m と低いのか。
- (A2) 過去に電力中央研究所で実施した知覚試験結果によって決められている。電界が 3kV/m になると傘をさした大半の被験者が電気ショックを感じたので、その値が最大許容電界強度とされた。
- (Q3) 傘を持つ被験者の身長は一律ではないのではないのか。
- (A3) その通りである。つまり、地表 1m の電界強度が 3kV/m 以上になると大半の被験者が傘を持つ手に電気ショックを感じたということであり、被験者の身長は問題ではない。
- (Q4) この値は人の往来のある箇所に限定されるのではないのか。
- (A4) その通りである。山の中など、普段、人の往来の少ない箇所では 5kV/m まで緩和されている。
- (Q5) 3kV/m は送電線敷地境界（最外線+3m）での許容値なのか。
- (A5) 送電線直下の許容値である。
- (Q6) 紹介された送電線ルート調査用のソフトウェアは日本以外で開発・市販されていないのか。
- (A6) 外国でも同様なソフトウェアが市販されている（例：PLS CAD）。
- (Q7) 日本では（絶縁設計に使用する）汚損マップはあるのか。
- (A7) 北海道・本州間連系設備建設時はなかったのですが、送電線建設予定地の周辺にパイロット碍子を設置して等価塩分付着密度を実測し、マップを作製した。日本には公式な汚損マップはないので、各電力会社は必要に応じ、自社のエリア内で汚損マップを作製している。
- (Q8) 作成した汚損マップはどれぐらいの頻度でアップデートするのか。
- (A8) 必要に応じアップデートされるが、過去に発生した最悪値が採用されるので、アップデートにより汚損区分が軽減されることはまずない。

- (Q9) 北本は導体帰路なので、帰路導体が架空地線の代わりをするため、架空地線は不要ということか。
- (A9) 変換所から 2~3 スパン間には架空地線が取り付けられている。理由は変換所近傍で帰路線に雷撃を受けた際、サージ電圧が変換所の避雷器の保護レベルを超えることが予想されたためである。
- (Q10) 帰路導体は避雷器以外の装置で保護されているのか。
- (A10) 非接地側にサージキャパシタを取付けている。
- (Q11) 日本における送電線の設計風速はいくつか。
※南アフリカ共和国では 40m/s (但し、フラッシュオーバーを許容している。) 設計風圧は 300Pa (再現期間：1 回/5 年)、100Pa (再現期間：1 回/3 年)
- (A11) 40m/sec (10 分間平均) が設計風速である。
- (Q12) 碍子個数算定の際の設計裕度；25%にはどのようなパラメータが含まれているのか。
- (A12) 直流課電時の汚損耐電圧の低下や運転電圧の変動を考慮した。
- (Q13) 碍子の汚損実験は課電状態で実施したのか。
- (A13) 正極、負極、無課電の 3 パターンで実施した。
- (Q14) なぜ本線よりも帰路線の導体サイズが小さいのか。
- (A14) 本線はコロナ放電を考慮しているため、帰路線よりもサイズが大きい。コロナが発生しない導体表面電位傾度にしなければならない。
- (Q15) 塔脚接地抵抗を 10Ω 以下に出来ない場合はどうするのか。
- (A15) 日本において塔脚接地抵抗を 10Ω 以下にすることは目標であって規制ではない。塔脚接地抵抗が下がらない場合は接地棒を打ち込む、もしくは埋設接地線を延ばす等の対策を講じている。
- (Q16) それらの対策をしても (砂地等で) 接地抵抗値が下がらない場合はどうしたら良いのか。
- (A16) 塔脚接地抵抗の低減は雷撃による逆閃絡事故を低減することに繋がるが、接地工事の経済性とその効果、線路の重要性などを考慮して決めるべきである。つまり、雷撃がそれ程発生しない地域であれば、塔脚接地抵抗が高くても送電線事故率は上

昇しないというのであれば、それ以上、下げる必要はないということである。

(Q17) 難着雪リングで雪が落ちる原理を教えてください。

(A17) 電線最外層の撚りに沿って雪が回転し、電線の周りに雪が着雪するが、難着雪リングによって着雪の成長が妨げられ、落雪する。

3.3 本邦受入活動

本邦受入活動の工程を表3.3 (1) に示す。

表 3.3 (1) 本邦受入活動工程

日程	内容
2016/11/7	Eskom 来日
2016/11/8	紀伊水道直流連系設備(阿南変換所)の視察
2016/11/9	函館に移動
2016/11/10	北海道-本州連系設備(函館変換所、古川ケーブルヘッド)の視察
2016/11/11	日立事業所国分工場視察 ラップアップミーティング@JICA 本部
2016/11/12	Eskom 帰国

Eskomより8名の幹部、技術者を招聘し、本邦受入活動を実施。

参加者を表3.3 (2) に示す。

表 3.3 (2) 参加者リスト

No.	Name	Position	Department
1	Bhekani Ntshangase	Senior Manager	HV Plant Engineering
2	Thavenesen Govender	Chief Engineer	HV Plant Engineering, Power Delivery Engineering
3	Jamila Ally Kombe	Senior Engineer	Transmission, Grid Planning
4	Sanjay Narain	Chief Engineer	Line Engineering Services, Power Delivery
5	Nishanth Parus	Senior Researcher	Research, Testing & Development
6	Nompilo Mkhonza	Engineer	Transmission, HV Plant Engineering
7	Elekanyani Mugivhi	Engineer	Transmission, Apollo Converter Station
8	Nkululeko Mazibuko	Engineer	Substation Engineering

3.3.1 四国電力 紀伊水道直流連系設備(阿南変換所)視察

①日本を代表する高圧直流送電設備・先端技術の紹介

日本の直流送電設備の特徴である、「高品質」「高信頼性」「高機能」を実現している阿南変換所を視察。

特に、500kV 直流 GIS、直流送電の高速制御特性を利用した交流系統の安定化制御方法、事故発生時の系統運用方法(写真 3.3.1 システム概要説明 参照)、ケーブル事故時の事故点評定方法、変換所の設計、機器配置方法、直流送電設備のメンテナンス方法(ブッシング洗浄(写真 3.3.1 ブッシングの洗浄 参照)など)等について質疑、議論が行われ、日本の先端技術を参加者に理解して頂く目的を達成した。

②参加者からの主な意見

参加者からは、同じ直流送電設備であっても、想像していた以上に南アフリカ共和国既設の Apollo 変換所と阿南変換所では大きな違いがあったとの感想が多く聞かれた。

特に、変電所内のコンパクトな機器レイアウト(写真 3.3.1 監視制御室からの風景 参照)(特に 500kV DC GIS(写真 3.3.1 屋外 DC GIS 視察 参照)及び 500kVAC GIS の採用)、所内が整理整頓されており、運用者への教育が行き届いていること、リスク低減のために複数メーカーの機器が混在して納入され、運用されていることは、南アフリカ共和国においても、今後の参考にしたいとの意見が出され、将来の日本の技術、運用方法の導入につながる成果といえる。



システム概要説明



サイリスタ模型にて説明



監視制御システム



バルブホール説明



バルブホール視察



屋外 DC GIS 視察



監視制御室からの風景



ブッシングの洗浄



集合写真

写真 3.3.1 阿南変換所視察

3.3.2 電源開発 北海道-本州連系設備(函館変換所、古川ケーブルヘッド)視察

①日本最古の直流送電設備・技術変遷の紹介

日本の直流送電技術開発をリードしてきた北海道-本州連系設備の函館変換所を視察。特に、以下の設備の増設方法、経年機器のメンテナンス方法等について質疑、議論が行われ(写真 3.3.2 システム概要説明 参照)、日本の技術を参加者に理解して頂く目的を達成した。

- ・直流送電システム構成の変遷
 - 6相整流(Phase1)から12相整流(Phase2)への増設(電圧増設)
 - 単極構成から双極構成への増設(容量増設)
 - 高調波フィルタの構成変更
 - ・設置スペース縮小化のためのDead Tank型高調波フィルタの採用
 - ・制御保護装置、監視制御装置の改修方法
 - ・直流碍子の点検方法
 - ・OFケーブル給油装置の構成

②参加者からの主な意見

参加者からは、南アフリカ共和国では、品質を確保するための設備のメンテナンス、トラブル発生時の対応方法が常に課題であり、日本の経年機器に対するきめ細かなメンテナンス方法(写真 3.3.2 点検機器説明 参照)について、非常に参考になったとの感想が多く聞かれた。

特に、以下項目については、南アフリカ共和国においても、今後の参考にしたいとの意見が出され、将来の日本の技術、運用方法の導入につながる成果といえる。

- ・直流送電設備の増設手法
- ・保護制御システムのリプレイス方法
- ・送電線の点検手法、活線点検の実施方法(映像を使って説明)
- ・新旧の設備が共存する変換所の運用、メンテナンス手法



システム概要説明



交流フィルタ



バルブホール



バルブ冷却器



直流フィルタ



旧監視制御室



監視制御システム



新監視制御室



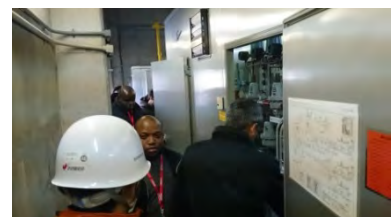
変換所集合写真



古川ケーブルヘッド説明



点検機器説明



OF ケーブル給油装置



ケーブルヘッド集合写真

写真 3.3.2 函館変換所、古川ケーブルヘッド視察

3.3.3 日立製作所 日立事業所国分工場視察

①電力用高圧機器を製造するメーカーの工場視察

高圧直流送電システムに用いられる、変換用変圧器や直流 GIS を製造する国分工場視察を実施。

製品の出荷タイミングが合わず直流送電用機器の製品視察はできなかったが、サウジアラビア向けの大型変圧器や、GIS 組立現場、避雷器組立現場、超高圧試験場など、日本の「ものづくり」現場を視察した。

南アフリカ共和国には、超高圧機器のメーカーがなく、日本の電力設備の「高品質」、「高信頼性」を実現するメーカーの生産現場を視察することで、電力会社の設計・計画・運用者としての知見を高めて頂く目的を達成した。

②参加者からの主な意見

参加者の中には、メーカーの工場を訪問する機会がほとんどないという方もおり、実際の生産現場を視察し、直流送電機器の設計者ともディスカッションをできたことで、知見が高まったとの意見が多く出された。

また、設計-調達-製造-試験の工程をすべて日本で実施していることが印象的とのことであり、日本製品が高品質である理由を理解頂けた。



国分工場概要説明



国分工場概要説明



国分工場集合写真

写真 3.3.3 日立製作所国分工場視察

3.3.4 ラップアップミーティング

JICA-在京南ア大使館公使-Eskom-日立参加の下、JICA本部会議室にてラップアップミーティングを実施。修了証の手交式、Eskomの本活動の感想・情報、日本としてどのようなサポートをアフリカに対して出来るのかを共有した。



ラップアップミーティング



Bheki 氏 (Eskom) 挨拶



Royce 駐日全権公使挨拶



上石様より南アへの貢献方法について説明



集合写真

写真 3.3.4 ラップアップミーティング

3.3.5 本邦受入活動での質疑応答

本邦受入活動にて交わされた主な質疑応答を以下に示す。

(Q1) 日本で新規導入が計画されているHVDC送電システムはあるか。

(A1) 「北海道-本州連系設備増強」「長野-岐阜HVDC」「東清水FC増強」「佐久間FC増強」の4プロジェクトがある。一部のプロジェクトは入札が終了している。

(Q2) なぜ自励式のHVDC送電システムを採用したか。

(A2) 例えば、「北海道-本州連系設備増強」においては、北海道系統が比較的弱いこと、ブラックスタート機能を必要としたこと、北海道系統には大量の再生可能電源が連系中であり、それらの出力は不安定であることから、瞬時の有効電力、無効電力制御が可能な方式が有利であること等より、自励式変換器を採用したものと考えられる。また、「東清水FC増強」「佐久間FC増強」においては、他励式とする案もあったが、交流系統の大幅増強が必要であり、むしろ自励式の方がコスト的に有利ということから、自励式変換器とした経緯がある。

(Q3) HVDC送電システムに関するグリッドコードはあるか。

(A3) Availabilityなどの信頼度は建設する送配電事業者側の仕様により決定されている。特に、それに関わるグリッドコードは日本に存在していない。従い、特に事故停止率等によるペナルティも存在しない。送配電事業者間の契約に織り込まれる場合は、

ペナルティもあり得る。

(Q4) 光間接点弧方式と光直接点弧方式との差は何か。

(A4) 北海道-本州連系設備の場合、事故率はいずれも低く、その面では同等といえる。一方、光間接点弧方式は、部品点数が多く、部品交換も含めてメンテナンスの時間は余計に要している。

(Q5) ケーブルヘッドヤード内の縁回し鉄塔の絶縁設計はどのように考えているか。

(A5) 汚損設計により決まっている。ケーブルヘッド付近は海に近いので、汚損条件が厳しい。

(Q6) 直流架空送電線の耐雷設計はどのように考えているか。

(A6) 導体帰路のため、帰路線を2条にして架空地線の役割を果たしている。変換所やケーブルヘッド近傍の場合、大きな雷撃電流が流れ込むため、変換所・ケーブルヘッドから2~3スパンは帰路線の上方に架空地線を設置している。

(Q7) OFケーブル用のポンピングプラントの詳細を教えてください。

(A7) 1日に数回作動している。油圧低下を検知して作動すると2時間継続して給油し続ける。規定油圧を検知して停止するシーケンスにはなっていない。規定油圧以上にケーブル内の油圧が上昇しないよう、余分な油は還流リリーフバルブを通して油層に戻る構造になっている。

1979年の運開以来使用してきたが、スペアパーツの調達が出来なくなったため、近々全面的に更新する予定である。

(Q8) 送電線にて発生した事故の検出はどのようにしているか。

(A8) 紀伊水道直流連系設備の場合、本州側紀北変換所に事故検出リレーがあり、事故発生箇所(変換所からの大凡の距離)を判定する。データは全て紀北変換所に集約され、運転が制御される。

(Q9) なぜ由良開閉所を変電所間に設置したのか。

(A9) 海底ケーブルにて片回線の事故があった場合でも、開閉所で事故回線をバイパスして運用することによって、運転を継続するためである。

3.3.6 アンケート

今回の本邦受入活動を通じて、何が印象的だったのか、より知りたいことは何かを記入してもらおうアンケートおよびヒアリングを実施。回答の概要を下記する。

・阿南変換所

- Eskom の設備に比較すると、阿南変換所の設計、機器の配置が非常にシンプルで、学ぶところがあった。
- 屋外 GIS は南アにないため、実際に視察でき、有意義だった。
- ブッシングの洗浄が印象的だった。Eskom の変電所設計者にもこの技術については共有する。
- 阿南のような段階的な設備増設は、Eskom も将来の HVDC 計画で考慮する必要がある。
- Eskom は GIS のガス漏れに関係する問題が多いが、今回共有してもらった経験・知識によって、同種の問題は解決できるものと思えるようになった。
- 変換所のスタッフは親切で、設備に対する知識が深い。非常にオープンに質問に答え、情報を提供してくれた。
- 機器の設計者が同行し、説明をしてくれたことは非常に有益であった。
- HVDC システムの信頼性は印象的で、Eskom にとって学びとなった。
- 同じ変換所内に競合メーカーの機器が混在し、これらをうまく運用している。これはとても珍しく、興味深い。

・函館変換所・古川ケーブルヘッド

- 長期にわたって運用しているにも関わらず、性能が高い。Eskom もこのような技術の導入を考えるべき。
- 設備の清潔さ、スタッフの親切さが印象的であった。
- 函館変換所にあったコンパクトな DC Filter は印象的だった。
- 耐震性のある高圧機器の設計は非常に興味深く、その信頼性も印象に残った。
- それぞれの分野の専門家が質問に対して回答してくれたことで有益な時間となった。ディスカッションや Q&A の時間が足りなくなってしまったので、もう少し長いとよかった。
- 使われているスキームや技術の決め方や O&M の基本的な考え方を理解できた。
- 南アには海底ケーブルはないため、ケーブルヘッドの視察は全く新しいことを勉強できた。
- ロボットを使った碍子の点検動画がとても価値あるものだった。送電線の検査にロボットを活用することは Eskom も考えており、非常に有益な情報であった。

・日立事業所国分工場

- 国分工場では、設計から調達先、製造までほぼすべて日本で実施することにより高い品質を維持している。これは印象的であった。

・その他

- 系統計画に携わる者として、是非時間をかけて系統計画の経験や課題について議論したい。
- 将来機会があれば、送電線や鉄塔の設計について更に学びたい。
- 視察を通して多くを学び、なぜ日本の技術は高いのかについて理解ができた。スタッフの規律・倫理、清潔さ、おもてなしの心、日本の文化、技術の安全性・質・高い信頼性等を感じる事ができた。
- 本プログラムに参加できたことを嬉しく思う。JICA、電源開発、四国電力、日立に感謝する。
- 駐日南アフリカ共和国公使にもお会いでき、日・南ア政府の深い協力関係を認識した。

上記のアンケート結果を踏まえ、日本の高信頼な HVDC 送電システムの設備の概要、保守・運用の基本について、Eskom に理解いただけたことがわかる。コンパクトな変電所の設計、将来を見据えた機器配置、送電線敷設、鉄塔設計、保守・運用のマニュアル化・Capacity Building などは、今後は共同で、Joint Working を開催するなどして、Eskom の技術者に浸透させていくことが必要である。

3.4 JICA「南部アフリカパワープール情報収集・確認調査」との連携

本事業と同時期に JICA「南部アフリカパワープール情報収集・確認調査」において、南部アフリカ地域の電源開発計画、国際連系線の整備状況等に関する情報の収集・分析がされている。調査を受託している中部電力と連携し、今後、南部アフリカ地域での HVDC が事業化される場合において有益となる情報の収集や人脈の形成をすることが出来た。

「南部アフリカパワープール情報収集・確認調査」の一環として、2016年10月30日から11月11日にかけて、SAPPのステークホルダを招聘し、中央給電指令所や発電所、変電所の視察を始めとする日本の電力設備視察、また、メーカーの工場視察などが実施された。そこで、11月8日に日立製作所大甕事業所を視察された際、日本の HVDC 送電システムの紹介と日本での導入事例についてプレゼンテーションを実施した。

参加者を表 3.4 に示す。

表 3.4 参加者リスト

No	Name of Delegate	Utility	Country	Designation
1	Mr. Alison Makosa Chikova	SAPP - CC	SAPP	Chief Engineer
2	Mr. Fokas Daniel Mshambala	TANESCO	Tanzania	Principal Engineer, Planning
3	Mrs. Phokoane Wilhemina Makhongoana	ESKOM	South Africa	Chief Engineer, Grid Planning
4	Mr. Emanuel Malangu NGOYI	SNEL	DRC	Senior Engineer, Planning
5	Mr Eudes Panzo	RNT	Angola	Chief Engineer, Planning
6	Mr. Hlopheho Moses Ntlamelle	SADC	Botswana	Program Officer Energy
7	Mr. Abeauty Sikombe	ZESCO	Zambia	Chief Engineer
8	Mrs Olga Cheila Mariza Francisco Utchavo Madeira	EdM	Mozambique	Transmission Planning Engineer
9	Mr. Addjoy Nguwo	ZESA	Zimbabwe	Senior Electrical Design Engineer
10	Mr. Pego Mosalakatane	BPC	Botswana	Manager Planning and Projects
11	Mr. Clement Hakatombo	CEC	Zambia	Senior Engineer, Planning
12	Mr Johannes Kandar Mukusuka	NamPower	Namibia	Senior Manager – System Security and Planning
13	Mr Joseph Vusie Ncwane	SEC	Swaziland	Senior Engineer, Planning
14	Mr Thabiso Phate	LEC	Lesotho	Senior Engineer, Planning
15	Mr David Pilato Chirindza	HCB	Mozambique	Senior Manager – Operations
16	Mr. Raymond Kanvinji	ESCOM	Malawi	Assistant Engineer - Generation Planning

Eskomと同様に、SAPPとして南部アフリカの電力システムの信頼性を向上させる必要があることを認識しており、日本のHVDC送電システムの故障率の低さや、系統安定化機能などに興味があることが確認できた。

SAPPの情報収集・確認調査では、安定した電力供給の実現には、電源開発や電力システムの増強による電力融通の活性化、供給予備力の確保、新たな電源ルートの確保を計画的に進めていく必要があることを確認している。

本事業において「南部アフリカパワープール情報収集・確認調査」との連携を実現できたことで、将来の国際連系プロジェクトに関わってくる南部アフリカ地域の電力会社との人脈を築くことが出来、日本の技術の優位性に関する理解を促進出来た。この成果は、今後の事業化につながると考えており、HVDC送電システムの導入について、今後も情報共有を継続していく。

4 今後の展望

4.1 南アフリカ共和国及び南部アフリカ地域における技術導入展望

4.1.1 南アフリカ共和国への技術導入展望

Eskom は 2016 年発行の 10 か年計画で、南アフリカ共和国国内での HVDC 送電システム導入案として、

- ・南アフリカ共和国内部（北部～ヨハネスブルグ）
- ・南アフリカ共和国内部（南部～東部）

の 2 か所を検討している。

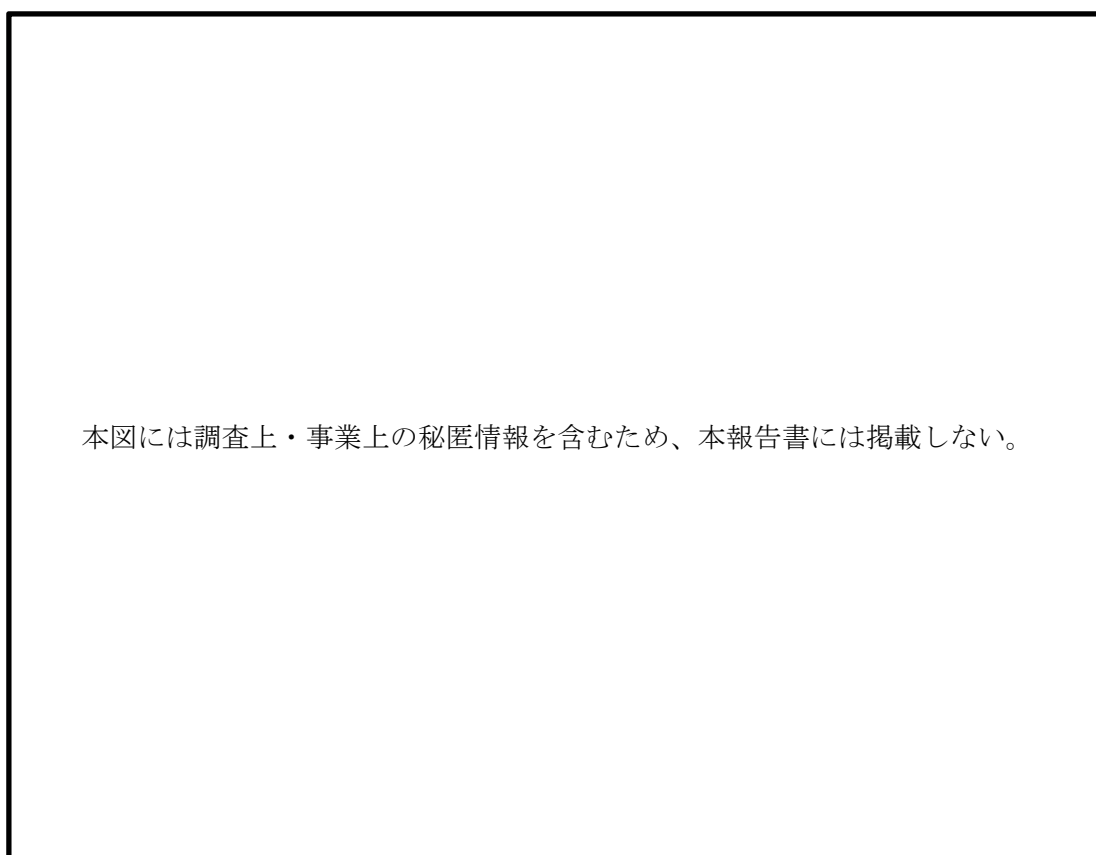


図 4.1.1 南アフリカ共和国国内 HVDC 導入計画

（出典：Eskom 「Transmission Development Plan 2016 - 2025」）

現在は、北部から中心部（ヨハネスブルグ周辺）にかけて、既存 200km 超の 400kV の交流送電網があるものの、負荷の大きいヨハネスブルグ周辺に送電するため、重負荷となっている。また、増加する需要に対応するため火力発電所が建設中であり、要求される送電容量がさらに増大する。北部～ヨハネスブルグ間に HVDC 送電システムを採用することによって、既設の 400kV 送電網をバイパスすることができる。

また、南部では、2015年時点で負荷6.3GW、発電容量3.2GWに対し、2030年には、負荷10.5GW、発電容量42GW（既設3.2GW、新設の原子力発電とガス火力発電のコンバインドサイクル発電所12GW×2か所、新設風力発電所15GW）まで拡充する計画があり、それにより、需給バランスが逆転し、電力の需要地から供給地となる。

南部から東部（ダーバン周辺）へは既設の400kV送電網があるが、過負荷となること、及び400kV送電網を再生可能エネルギー（風力発電）に利用する必要があることから、ベースロードを送電するために765kV交流送電もしくはHVDC送電システムの導入が必要であるとされている。

上記の計画があるものの、Eskomには、2020年までは発電分野を強化し、2020年以降送電網を強化したいという意向があり、送電網強化については、具体的な調査・設計段階には至っていないのが現状である。しかし、現在北部で火力発電所の建設が開始されている状況を考慮すると、Eskomとして、北部～ヨハネスブルグへのHVDC送電システム案件の優先順位を上げて対応すべきであると考えられる。

4.1.2 南部アフリカ地域への技術導入展望

Eskom及び周辺国の電力公社では、HVDC送電システム導入案として

- ・モザンビーク国内（北部水力発電所～マプト）
- ・南アフリカ共和国-コンゴ民主共和国間

の2か所を検討している。

本業務計画時に、2015年時点のボツワナ電力公社の発表資料に基づいて想定していた南アフリカ共和国-ボツワナ間の連系については、HVDC送電システムの導入は考えておらず、交流での連系のみ検討していることが判明した。Eskomからの説明で理由には言及されなかったが、系統電圧が同じで直流への変換の必要がなく、距離が比較的に短いため、交流での連系を選択したと推測する。

モザンビーク国内（北部水力発電所～マプト）のHVDC送電システム導入案は、北部の水力発電所を強化し、南部の首都マプトまで送電するもので、500kV HVDC送電システムと並行して400kVの交流送電線を敷設する計画である。（図4.1.2(1)参照）

HVDC送電容量はStage1(1,325MW)とStage2(1,325MW)の2段階で開発することを計画している。

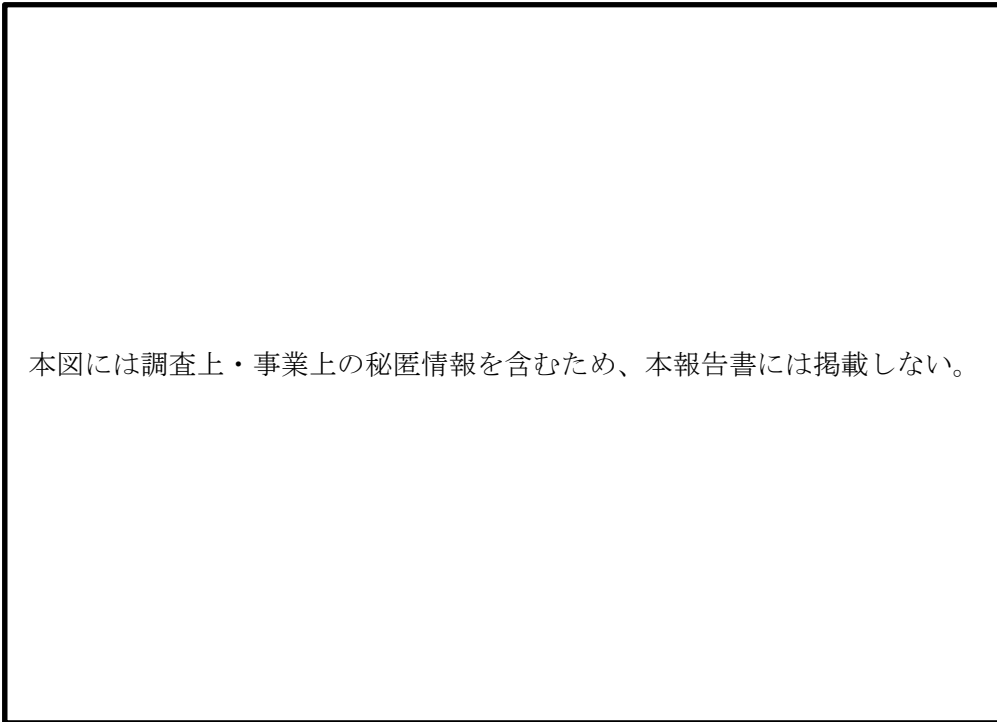


図 4.1.2 (1) モザンビーク国内での HVDC 導入案
(出典：Eskom 「The Need for HVDC Systems in South Africa and the Region」)

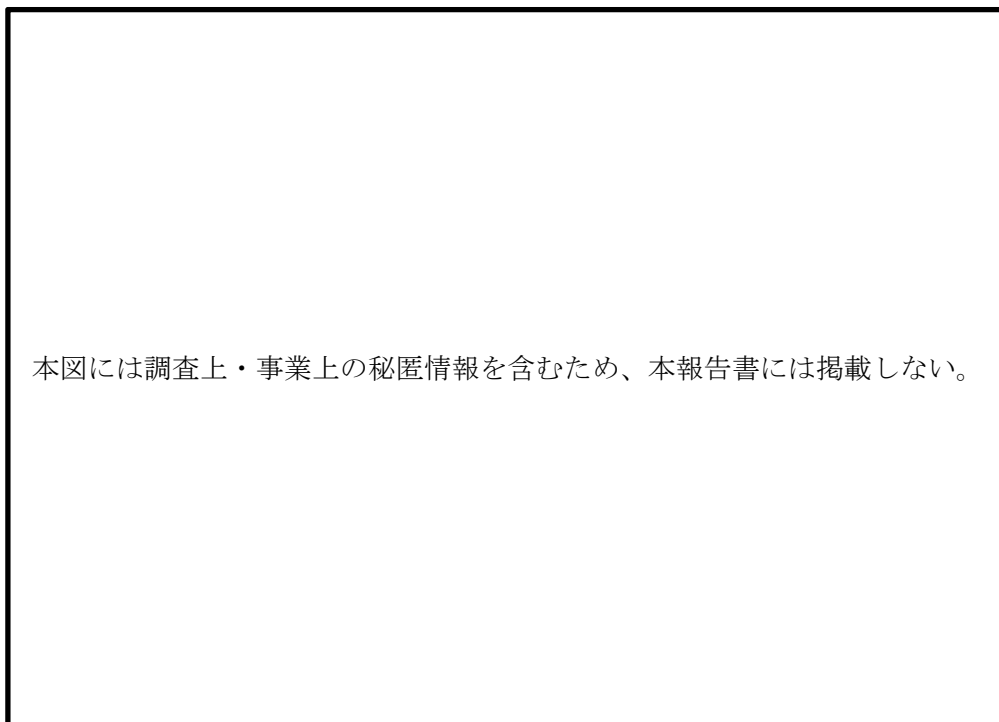


図 4.1.2 (2) 南アフリカ共和国-コンゴ民主共和国間での HVDC 連系案
(出典：Eskom 「The Need for HVDC Systems in South Africa and the Region」)

南アフリカ共和国-コンゴ民主共和国間での HVDC 連系案は、コンゴ民主共和国にあるコンゴ川の水力発電設備より南アフリカ共和国へ HVDC 送電するもので、水力発電開発 Gland Inga Plan の一部で、Phase1 の Inga3 では 4,800MW の発電容量を計画している。(図 4.1.2 (2)参照)

本連系では、下記 2 案が検討されている。

- ・コンゴ民主共和国から南アフリカ共和国まで、変換所を設けずに直接送電する案
- ・ザンビア北部に変換所を設置し、ザンビア - ジンバブエ間に 500kV 交流連系を設ける案

後者は、ザンビア、ジンバブエだけでなく、SAPP の系統強化にも寄与し、電力取引の能力を強化することが出来る。

国際連系はステークホルダ（各国電力会社や電力省など官庁）も多く、SAPP との兼ね合いから、調査・仕様の決定、具体的な計画に時間を要することが予想される。

そのため、今後も、本事業にて築いた人脈を絶やすことなく、情報収集を継続していく。

4.2 本事業実施の成果、及び課題と対策

4.2.1 本事業実施の成果

本技術普及事業を通じ、日本の「高品質」「高信頼度」の HVDC 送電システムがどのように計画・設計・運用・保守されているかについて、現地セミナーや本邦受入活動を通じて、Eskom の HVDC 送電システムの建設計画に活用したいといったコメントを受領していることから本邦技術に対する理解を深めて頂けたと考える。但し、本事業では、日本の技術紹介のみを実施しており、それが南アフリカ共和国でどのように活かされるかを検討していないため、今後は Joint Working などにおいて、共同で南アフリカ共和国の電力系統強化施策に取り組むなど、協業が必要である。

また、JICA「南部アフリカパワープール情報収集・確認調査」との連携により、Eskom だけに留まらず、南部アフリカ地域の電力各社との人脈形成も出来た。今後も、本事業にて築いた人脈を絶やすことなく、設計・計画段階からの日本技術の導入、Spec-in 活動に寄与していく。

4.2.2 課題と対策

HVDC 送電システム事業化に当たって、課題として、以下が挙げられる。

- ①HVDC 送電システムは、既設の交流での送電に比べ技術者が少ない。特に南アフリカ共和国及び南部アフリカ地域においては、計画・設計・運用・保守すべてを理解し、取り纏める技術が不足しており、計画決定にも時間を要する。

- ②南アフリカ共和国及び周辺国において、送電網強化についてはまだ調査計画段階にあり、特に国際連系では、電力取引契約、出資分担、用地買収など実施する必要があり、ステークホルダが多い。そのため実案件となるには時間がかかる。
- ③HVDC 送電システムが事業化された際には、一般的に、国際競争入札となる。入札では価格が重視され「高品質」「高信頼性」が評価されにくいいため、日本の技術の優位性が評価される仕組みを構築していく必要がある。

上記の対応策として、日本の電力会社とメーカーが一体となって、

- ①南アフリカ地域の電力会社、SAPP に対する技術セミナーや人材交流
- ②南アフリカ地域の電力会社、SAPP との協同現地調査
- ③南アフリカ地域の電力会社との協同設計・仕様決定

といった Joint Working など、現地技術者の Capacity Building に寄与できる活動や、周辺国を含めた系統計画、系統安定化施策などの SAPP の計画と連携した活動が、HVDC 送電システムの普及の一助になると考える。それにより、調査・設計・仕様決定が進み、事業化に近づくことが出来、また、設計・計画段階から協力していくことによって、「品質」「信頼性」を数値化・コスト化するよう Spec-in することが可能となる。

4.3 今後の対応

Eskom 及び「南部アフリカパワープール情報収集・確認調査」との連携を通じて収集した情報から、南部アフリカ地域では、HVDC 送電システムの事業化にかかる具体的なスケジュールは未定であり、少なくとも直近5年における導入目途は無いことがわかる。

そうした中、4.1 項に記載した4事業の優先順位としては、

- ①南アフリカ共和国内部（北部～ヨハネスブルグ）
- ②南アフリカ共和国内部（南部～東部）
- ③モザンビーク国内（北部水力発電所～マプト）
- ④南アフリカ共和国-コンゴ民主共和国間

となると考える。

理由としては、南アフリカ共和国の系統が南部アフリカ地域で最も発電量が多いこと、南アフリカ共和国内の事業であること、並びに連系される火力発電所の建設が始まっていることが挙げられる。

南アフリカ共和国内案件においては、2025年に運用を開始しようとしたとき、調査・設計/仕様決定・入札・建設のプロセスを考慮すると、2018年頃には、具体的な調査開始が必要と考えられる。Eskomとの情報交換、技術交流を継続し、2018年以降にはEskomと協同で調査及び設計のためのワークショップを提案し、事業化の加速と弊社優位な条件を Spec-in する活動を計画していきたい。

4.4 ODA 事業との連携可能性

南部アフリカ地域では旺盛なインフラ需要があるものの、資金面が課題となり、また、政府・電力公社の有する技術・経験・ノウハウの観点から高度な最先端技術を活用した大規模なプロジェクトを独自で計画策定し実施に持ち込むことは難しい面もある。そこで、日本が官民一体となり、且つ、電力会社とメーカーが協同で、当該電力会社、SAPP に対する技術セミナーや人材交流、協同現地調査/設計といった Joint Working など、現地技術者の Capacity Building に寄与できる活動や、周辺国を含めた系統計画、系統安定化施策などの SAPP の計画と連携した活動をしていくことで、日本の技術を基本とした市場の創設が実現できると考える。

以上