令和 3 年度

質の高いインフラの海外展開に向けた事業実施可能性調査事業

スーダン共和国向け
電力及びインフラ
市場調査・要望確認事業

報告書

令和 4 年 2 月 28 日

三菱商事株式会社

三菱商事マシナリ株式会社

日本工営株式会社

目　次

第１章　調査の概要 1-1
1.1 調査の背景・経緯 1-1
1.2 調査の目的と対象地域 1-5
1.2.1 調査の目的 1-5
1.2.2 調査対象地域 1-5
1.3 調査団と調査工程 1-5
1.3.1 調査団の構成 1-5
1.3.2 調査工程 1-7

第２章　スーダン共和国の概況 2-1
2.1 社会・経済の概況 2-1
2.1.1 一般情報 2-1
2.1.2 政治体制 2-4
2.1.3 経済指標 2-7
2.1.4 社会情勢 2-11
2.1.5 国家開発計画(スーダン国家戦略 2017-2031) 2-12
2.2 地理と気候 2-12
2.2.1 地理 2-12
2.2.2 気候 2-13

第３章　ス共和国電力セクター調査 3-1
3.1 ス国電力セクター概況 3-1
3.1.1 電力需給状況 3-1
3.1.2 電力需要予測 3-4
3.1.3 電力セクター関連の基本法、関連法 3-6
3.1.4 電気事業体制 3-10
3.1.5 電力自由化並びに民間活力活用の状況 3-13
3.1.6 電力価格の構造 3-15
3.1.7 電力セクターに関する財務状況 3-17
3.1.8 国際系統連系の現状及び将来計画 3-20
3.1.9 他ドナーの動向 3-22
3.2 既設電力設備 3-25
3.2.1 既設発電所並びに燃料供給体制 3-25
3.2.2 既設送電線 3-39
3.3 既設火力発電設備の運用体制 3-41
3.3.1 既設火力発電所運用体制・能力 3-41
3.3.2 系統運用体制・能力 3-44

3.4 電力開発計画 3-45
3.4.1 発電所開発計画 3-45
3.4.2 送電線開発計画 3-48
3.5 電力分野の課題分析 3-50
3.5.1 電力分野の課題分析 3-50
3.6 本邦技術を活用した協力対象事業候補検討 3-52
3.6.1 本邦インフラシステム海外展開 2025 3-52
3.6.2 ス国の電力セクターで導入可能な本邦インフラ技術 3-53
3.6.3 本邦インフラシステム海外展開 2025 と技術による解決の方向性 3-71
3.7 協力対象事業案の検討 3-74
3.7.1 電力セクター改革 3-74
3.7.2 発電開発 (需要増加への対応並びに低 OPEX 設備導入) 3-84
3.7.3 安定燃料供給 3-155
3.8 事業実施枠組みの検討 3-160
3.8.1 用地の取得 3-160
3.8.2 事業規模の試算 3-160
3.8.3 資金源と実施枠組み 3-160
3.9 環境社会配慮 3-164
3.9.1 環境社会配慮に関連する法 3-164
3.9.2 EIA の枠組み 3-165
3.9.3 電力セクターのプロジェクトにおいて想定される環境社会配慮上の課題 3-166
3.10 課税項目及び免税手続き 3-172
3.10.1 課税項目 3-172
3.10.2 免税手続き 3-173
3.11 今後進むべき方向 3-174
3.11.1 電力セクターの進むべき方向 3-174
3.11.2 プロジェクトシート並びに実施すべき FS 案 3-176

第４章 スーダン共和国インフラセクター調査 4-1
4.1 スーダン国港湾セクター概況 4-1
4.1.1 スーダン国産業及び輸出入の概況 4-1
4.1.2 近年の農業・家畜及び交通インフラの開発状況 4-3
4.1.3 紅海周辺港での海運概況 4-5
4.2 既設港湾設備 4-8
4.2.1 既存港湾 4-8
4.3 港湾設備運用状況 4-26
4.3.1 SPC の役割 4-26
4.3.2 SPC による港湾サービスと料金体系 4-27
4.3.3 SPC による航行支援サービスの提供 4-32

4.4 港湾開発計画 4-36
4.4.1 ポートスーダン港 4-36
4.4.2 スアキン港 4-38
4.4.3 その他 4-38
4.5 港湾分野における課題分析 4-39
4.6 本邦技術を活用した協力対象事業候補検討 4-42
4.6.1 協力対象事業候補検討 4-42
4.6.2 事業候補地 4-44
4.7 候補地周辺の自然条件 4-48
4.8 施設計画 4-55
4.8.1 コンテナターミナル 4-55
4.8.2 LNG 受入拠点 4-57
4.9 概略設計 4-58
4.9.1 コンテナターミナル 4-58
4.9.2 LNG 受入拠点 4-61
4.10 港湾事業実施枠組みの検討 4-63
4.11 事業実施の枠組み 4-63
4.11.1 資金源 4-63
4.12 事業費概算と施工計画 4-63
4.12.1 積算条件 4-63
4.12.2 概略事業費 4-66
4.12.3 事業工程 4-67
4.12.4 協力対象事業評価と次期 FS への課題 4-69
4.12.5 次段階調査での要検討事項 4-72

添付資料
添付資料 1 月ごとの日射エネルギー
添付資料 2 300 MW 発電所の送電の電線太さ算出 (送電容量結果)

図表目次

図

図 1-1　実施体制図.....1-6
図 2-1　ス国の人口推移・増加率.....2-2
図 2-2　ス国 GDP における産業分布 (2018 年).....2-3
図 2-3　ス国の意思決定機関.....2-7
図 2-4　ス国対外債務推移 (単位:USD).....2-8
図 2-5　ス国 GDP 推移 (1990~2020 年).....2-9
図 2-6　ス国 GDP 成長率推移 (1990~2020 年).....2-9
図 2-7　スーダン・ポンドの対ドルレート推移表.....2-10
図 2-8　ス国インフレ率推移 (2012～2021 年).....2-10
図 2-9　ス国周辺地図.....2-13
図 2-10　ス国首都ハルツームの平年値.....2-14
図 3-1　ス国の発電電力量の推移 (MWh/年).....3-1
図 3-2　ス国の年間販売電力量の推移 (MWh/年).....3-2
図 3-3　ス国の年間需要電力量の推移 (MWh/年).....3-3
図 3-4　ス国の日負荷曲線 (2018 年 5 月).....3-3
図 3-5　ス国の年間需要電力量の予測 (2021 年から 2035 年) (MWh/年).....3-5
図 3-6　ス国の最大需要電力の予測 (2021 年から 2035 年) (MW).....3-5
図 3-7　電力セクターの構造.....3-10
図 3-8　SEHC の組織図.....3-11
図 3-9　カルパワーシップ社によるポートスーダン IPP の発電船 (179 MW Rauf Bey).....3-14
図 3-10　サハラ以南アフリカにおける電力価格比較 (USD/kWh).....3-17
図 3-11　2015 年から 2018 年における名目電力価格と実質電力価格 (SDG/kWh).....3-17
図 3-12　2015 年から 2017 年における収益ギャップと補助金 (SDG, Billion).....3-19
図 3-13　EAPP の加盟国.....3-21
図 3-14　AfDB のス国における電力セクター関連プロジェクト地点.....3-23
図 3-15　マハムード・シェリフ博士発電所.....3-27
図 3-16　ガリ 1、2、4 発電所.....3-27
図 3-17　ウム・ダバキール発電所.....3-28
図 3-18　ス国の燃料セクターの構造.....3-31
図 3-19　KRC.....3-32
図 3-20　ORC.....3-32
図 3-21　ス国の石油開発鉱区 (2021 年 2 月時点).....3-34
図 3-22　ス国の石油処理施設と原油パイプラインの位置 (2018 年 12 月時点).....3-35
図 3-23　ス国内の原油並びに石油製品の流れ.....3-37
図 3-24　ポートスーダンの FSRU 計画.....3-38
図 3-25 火力発電設備における使用燃料種類並びに消費割合 (2020 年).....3-38

図 3-26 ス国の既設発電所、変電所、および送電線.....3-39
図 3-27 既設火力発電所の運用体制.....3-42
図 3-28 プロジェクトプロファイルフォームにおける発電所開発位置.....3-47
図 3-29 ス国の既設送電線と将来計画.....3-48
図 3-30 インフラシステム海外展開 2025 の概要.....3-52
図 3-31 GT (単機容量 100 MW クラス).....3-53
図 3-32 GT (単機容量 450 MW 以上).....3-54
図 3-33 GTCC の基本構成.....3-54
図 3-34 定置用電池の世界市場拡大予測.....3-56
図 3-35 風力発電の出力と出力変動量.....3-57
図 3-36 太陽光発電の出力と出力変動量.....3-57
図 3-37 リチウムイオン電池.....3-59
図 3-38 NAS 電池.....3-59
図 3-39 レドックスフロー電池.....3-60
図 3-40 リチウムイオン電池の事故事例.....3-60
図 3-41 従来電線 (左)と低損失電線 (右)の断面図.....3-61
図 3-42 増容量電線の断面図.....3-62
図 3-43 地熱発電の原理.....3-63
図 3-44 地熱発電プラントの設備.....3-64
図 3-45 地熱蒸気タービン・発電機の世界シェア (2010 年).....3-64
図 3-46 世界の地熱蒸気タービンの製造メーカーと設備容量 (2014 年までの情報).....3-65
図 3-47 世界の大規模地熱発電所で稼働する本邦製の地熱蒸気タービン・発電機.....3-66
図 3-48 SOFC パッケージ.....3-67
図 3-49 SOFC ハイブリッドシステム.....3-67
図 3-50 水素 GT.....3-68
図 3-51 水素 GT の開発目標.....3-69
図 3-52 石炭火力、従来 GT、水素 GT の CO2 排出量の比較.....3-69
図 3-53 水素サプライチェーン.....3-70
図 3-54 水素製造源ごとのコスト比較 (2019 年、2050 年予想).....3-70
図 3-55 より進んだ電力セクター改革の全体イメージ.....3-78
図 3-56 電力セクターマスタープランのイメージ.....3-80
図 3-57 省エネルギーマスタープランのイメージ.....3-81
図 3-58 ケース①の概念図.....3-85
図 3-59 ケース②の概念図.....3-85
図 3-60 ケース③の概念図.....3-86
図 3-61 ケース①、②における GTCC 発電設備の配置例.....3-88
図 3-62 ポートスーダン港近傍における発電設備の敷地候補.....3-89
図 3-63 スアキン港近傍における発電設備の敷地候補.....3-89
図 3-64 ポートスーダン港近傍案とスアキン港近傍案の位置関係図.....3-90

図 3-65 (非公開)....3-90
図 3-66 ケース③における GTCC 発電設備の配置例....3-92
図 3-67 マハムード・シェリフ博士発電所の構造物....3-93
図 3-68 マハムード・シェリフ博士発電所における発電設備の敷地候補....3-94
図 3-69 風力発電導入時における本邦技術の可能性....3-98
図 3-70 ス国の風況の推定 (地上高 100 m 地点)....3-100
図 3-71 中東及び北アフリカ地域の風力発電の近年の導入実績と 2025 年までの見通し....3-101
図 3-72 中東及び北アフリカ地域の風力発電の導入容量と事業形式....3-101
図 3-73 サブサハラ地域の風力発電の近年の導入実績と 2025 年までの見通し....3-102
図 3-74 ウィンドファームのイメージ (宗谷岬ウィンドファーム)....3-103
図 3-75 世界の風車の大型化の推移....3-103
図 3-76 風力発電設備の定格出力とローター径....3-104
図 3-77 風車の配置方法 (複数台設置の場合)....3-104
図 3-78 300 MW 発電所での風車の配置....3-105
図 3-79 従来型システムでの蓄電池運用....3-106
図 3-80 短、長周期変動用蓄電池分離システムでの蓄電池運用....3-106
図 3-81 日本の風力発電所(40 か所)における短周期変動分析結果 (2017 年)....3-107
図 3-82 平均風速ごとの年間発電量の推定 (kWh/年)....3-109
図 3-83 (非公開)....3-110
図 3-84 (非公開)....3-110
図 3-85 太陽光発電導入時における本邦技術の可能性....3-112
図 3-86 太陽光発電設備の構成....3-113
図 3-87 ス国の日照....3-114
図 3-88 中東及び北アフリカ地域の太陽光発電の近年の導入実績と 2025 年までの見通し....3-116
図 3-89 中東及び北アフリカ地域の太陽光発電の導入容量と事業形式....3-117
図 3-90 サブサハラ地域の太陽光発電の近年の導入実績と 2025 年までの見通し....3-117
図 3-91 メガソーラのイメージ (シャープ多奈川太陽光発電所)....3-118
図 3-92 太陽光発電の基本構成....3-120
図 3-93 太陽光モジュールの配列と架台間の離隔距離のイメージ....3-120
図 3-94 太陽光モジュール傾斜角 10°の時の高さ (一例)....3-121
図 3-95 太陽光モジュール傾斜角 20°の時の高さ (一例)....3-121
図 3-96 蓄電池容量と遵守日率の関係....3-123
図 3-97 蓄電池最大充放電電力と遵守日率の関係....3-124
図 3-98 (非公開)....3-125
図 3-99 (非公開)....3-125
図 3-100 Newton-Raphson 収束法....3-128
図 3-101 本計算のフローチャート....3-129
図 3-102 線路定数の算出....3-130
図 3-103 電線の許容電流の算出....3-131

図 3-104　コロナ臨界電圧の算出.....3-132
図 3-105　ケース 1 における従来電線と低損失電線のイニシャルコスト.....3-135
図 3-106　ケース 2 における従来電線と低損失電線の LCC (ガスタービン発電所).....3-137
図 3-107　ケース 2 における従来電線と低損失電線の LCC (風力発電所).....3-139
図 3-108　ケース 2 における従来電線と低損失電線の LCC (太陽光発電所).....3-140
図 3-109　ケース 3 における従来電線と低損失電線の LCC (ガスタービン発電所).....3-143
図 3-110　ケース 3 における従来電線と低損失電線の LCC (風力発電所).....3-144
図 3-111　ケース 3 における従来電線と低損失電線の LCC (太陽光発電所).....3-146
図 3-112　ス国の地質図.....3-148
図 3-113　ス国の地熱有望サイトの位置図.....3-149
図 3-114　バユダサイトの地熱概念モデル.....3-151
図 3-115　バユダサイトにおける地下 2 km の比抵抗分布と詳細地表調査提案箇所 3-151
図 3-116　紅海沿岸平野部サイトの試掘井の位置図 3-152
図 3-117　地熱開発ステージ 3-154
図 3-118　エルヒール油ターミナル第二期整備 (左図)と Sunagas FSRU 整備 (右図)の重複..3-155
図 3-119　FSRU.....3-156
図 3-120　LNG 陸上受入基地の例 (直江津 LNG 基地).....3-156
図 3-121　2014 年以降 LNG の輸入を開始した国での輸入量と受入方法.....3-157
図 3-122　ポートスーダン港近傍もしくはスアキン港近傍での GTCC 建設プロジェクトの事業実施枠組の例.....3-162
図 3-123　ハルツームでの GTCC 建設プロジェクトの事業実施枠組の例 3-163
図 3-124　再生可能エネルギー発電 (風力、太陽光、地熱)建設プロジェクトの事業実施枠組の例.....3-164
図 3-125　ス国の重要野鳥生息地図.....3-169
図 3-126　地中海/黒海周りをする渡り鳥の経路 3-170
図 3-127　推進するべきプロジェクト一覧 3-175
図 4 1　GDP セクター別割合 (2011 年～2018 年).....4-1
図 4-2　実質 GDP 成長率推移 (1960 年～2020 年)及び予測 (2021 年～2026 年).....4-3
図 4-3　スーダン港湾配置図 4-5
図 4-4　紅海周辺港コンテナ取扱量.....4-7
図 4-5　ポートスーダン港のターミナル配置図 4-9
図 4-6　ポートスーダン港における貨物取扱量推移 (トン) 4-9
図 4-7　ポートスーダン港における輸入貨物取扱量推移 (トン) (ターミナル別).....4-10
図 4-8　ポートスーダン港における輸出貨物取扱量推移 (トン) (ターミナル別).....4-10
図 4-9　ポートスーダン港寄港船舶数推移 (船種別).....4-11
図 4-10　ポートスーダン港寄港船舶数推移 (ターミナル別) 4-11
図 4-11　North Quay 寄港船舶数の推移 (船種別).....4-13
図 4-12　North Quay 輸出入貨物量の推移 (トン).....4-13
図 4-13　North Quay コンテナ取扱量 (個数).....4-14
図 4-14　South Quay 寄港船舶数推移 (船種別) 4-15
図 4-15　South Quay 輸出入コンテナ取扱量 (トンベース).....4-16

図 4-16 South Quay 輸出入コンテナ取扱量 (TEU) 4-16
図 4-17 South Quay 輸入コンテナ取扱量 (TEU) 4-17
図 4-18 South Quay 輸出コンテナ取扱量 (TEU) 4-17
図 4-19 船社別輸入コンテナ取扱量推移 (TEU) 4-19
図 4-20 船社別輸出コンテナ取扱量推移 (TEU) 4-19
図 4-21 Green Harbour 輸出入貨物量推移 (トン) 4-20
図 4-22 Green Harbour 寄港船舶数推移 (船種別) 4-21
図 4-23 Al Khair 輸出入貨物量推移 (トン) 4-22
図 4-24 Al Khair 寄港船舶数推移 4-22
図 4-25 スアキン港寄港船舶数推移 (船種別) 4-23
図 4-26 スアキン港輸出入貨物量推移 (トン) 4-24
図 4-27 スアキン港旅客者数推移 (人数) 4-24
図 4-28 スアキン港家畜輸出頭数推移 (頭数) 4-25
図 4-29 ス国海図に示された警告表示 4-34
図 4-30 ポートスーダン港海図 4-35
図 4-31 スアキン港海図 4-35
図 4-32 バシャール港海図 4-36
図 4-33 ハイドゥープ港海図 4-36
図 4-34 South Quay Container Stacking Yard Phase 2 事業地 4-37
図 4-35 Dama Dama Oil Terminal Phase 2 事業地 4-38
図 4-36 スーダン港湾コンテナ取扱量将来予測 4-43
図 4-37 LNG (液化天然ガス)の荷下ろしのイメージ 4-44
図 4-38 事業候補地 4-45
図 4-39 事業候補地周辺の開発計画 (Option-1、2) 4-46
図 4-40 Option-3 の建設候補地の海図 4-47
図 4-41 Option-3 の建設予定地の海図 4-48
図 4-42 スアキン港予定地周辺の状況 4-48
図 4-43 調査地周辺の風配図 4-50
図 4-44 調査地周辺の波配図 4-51
図 4-45 観測地点 4-51
図 4-46 調査地域の地層図 4-53
図 4-47 風化等級分類技術を用いた 3 地点のサーフェスマッピング 4-53
図 4-48 スアキン港にて実施された土質試験結果に基づく地層断面図 4-54
図 4-49 候補地付近で発生した地震の震源地 (1921-2021 年、マグニチュード 2.5 以上) 4-54
図 4-50 候補地付近で発生した地震の発生回数 (1921-2021 年、マグニチュード 2.5 以上) 4-55
図 4-51 スアキン港予定地のイメージ 4-56
図 4-52 上下分離型の官民分担の考え方 (一例) 4-57
図 4-53 ターミナルレイアウトイメージ 4-61
図 4-54 ジャケット式桟橋の断面構造 (Option-1) 4-62

図 4-55　渡橋　断面図 (Option-1).....4-62
図 4-56　護岸　断面図.....4-62
図 4-57　ドルフィン・プラットフォーム　平面図 (Option-2, Option-3).....4-63

表

表 1-1 要員構成....1-6
表 1-2 調査工程....1-7
表 2-1 ス国の諸元....2-1
表 2-2 ス国 GDP における産業分布 (2018 年)....2-4
表 2-3 ス国省庁一覧 (2022 年 2 月時点)....2-7
表 2-4 ス国の経済指標諸元....2-11
表 3-1 ス国の電化製品の所有率 (2014 年時点)....3-4
表 3-2 電力セクターの関連法令....3-6
表 3-3 ス国の電力セクターの規程並びに技術要件....3-8
表 3-4 ス国の系統規程の規定内容....3-8
表 3-5 ス国の配電規程の規定内容....3-9
表 3-6 ス国の再生可能エネルギー接続規程の規定内容....3-9
表 3-7 ス国の IPP プロジェクト (2021 年 11 月時点)....3-14
表 3-8 ス国の電力価格 (2018 年に対する 2021 年、2022 年時点)....3-16
表 3-9 電力セクター費用と収益 (2017 年)....3-18
表 3-10 2021 年電力セクター費用・収益および回収率見積 (2020 年消費基準)....3-19
表 3-11 ス国の 2020 年洪水による電力セクターの被害....3-20
表 3-12 UNDP のス国における電力セクタープロジェクト概要....3-22
表 3-13 AfDB のス国における電力セクタープロジェクト概要....3-23
表 3-14 AFESD のス国における電力セクタープロジェクト概要 (2011 年以降)....3-25
表 3-15 STPG が所有している火力発電所....3-25
表 3-16 SHGC が所有している水力発電所....3-28
表 3-17 ス国の再生可能エネルギー発電設備の容量並びに年間発電量....3-29
表 3-18 ス国の建設・稼働中の再生可能エネルギー発電設備....3-30
表 3-19 ス国の石油開発鉱区における権益設定状況....3-34
表 3-20 ス国の原油パイプラインの緒元....3-35
表 3-21 ス国の石油製品パイプラインの緒元....3-36
表 3-22 ス国の送配電ロス率 (2017 年)....3-40
表 3-23 ス国の平均停電継続時間および平均停電回数 (2017 年)....3-40
表 3-24 電圧階級毎の既設電線サイズ....3-41
表 3-25 電力セクター開発フレームワークにおける発電所開発計画....3-45
表 3-26 プロジェクトプロファイルフォーム 2021 - 2026 における発電所開発計画....3-46
表 3-27 送電線の主な将来計画プロジェクト(2020-2035)....3-49
表 3-28 送電線の主な将来計画プロジェクト (2021-2026)....3-49
表 3-29 電力セクター課題分析....3-51
表 3-30 本邦製造者による GT の仕様 (シンプルサイクルおよび GTCC)....3-55
表 3-31 定置蓄電池の種類....3-58
表 3-32 従来電線と増容量電線の比較表....3-62

表 3-33 SOFC の参考仕様 (250 kW) 3-67
表 3-34 ス国課題と本邦インフラシステム海外展開 2025 に沿った解決方向性と協力対象事業案....3-73
表 3-35 従来型の電力セクター改革における実施目標とス国での対応状況 3-75
表 3-36 従来型の電力セクター改革の課題と対応策....3-76
表 3-37 ス国における RISE の達成状況 3-77
表 3-38 本邦 ODA によるアフリカ地域電力セクター改革支援例 3-79
表 3-39 電力セクター改革アドバイザーの実施内容例....3-79
表 3-40 省エネルギーアドバイザーの実施内容例....3-81
表 3-41 電力セクター改革推進のための工程案....3-83
表 3-42 環境規制値....3-86
表 3-43 ケース①、②の気象・土地条件 3-87
表 3-44 ケース①、②における GTCC 性能算出条件 3-87
表 3-45 (非公開)....3-87
表 3-46 (非公開)....3-91
表 3-47 (非公開)....3-91
表 3-48 ハルツームの気象・土地条件 3-91
表 3-49 ケース③における GTCC 性能算出条件....3-91
表 3-50 (非公開)....3-92
表 3-51 (非公開)....3-95
表 3-52 (非公開)....3-95
表 3-53 100 MW クラス (H-100)GT 本体 LTSA 例 3-95
表 3-54 火力発電導入の工程案 (300 MW 規模。円借款想定)....3-97
表 3-55 風力発電と蓄電池の組合せ実証事業 3-98
表 3-56 サブサハラ地域の風力発電の導入計画....3-102
表 3-57 モデル発電所の容量と必要敷地面積....3-105
表 3-58 風力発電の適地の選定の視点 3-107
表 3-59 風車の理論設備利用率 (0.1 m/s ピッチ) 3-109
表 3-60 (非公開)....3-110
表 3-61 (非公開)....3-110
表 3-62 風力発電導入の工程案 (300 MW 規模。円借款想定)....3-111
表 3-63 ス国内の 4 地点の太陽光エネルギー (2005 年～2016 年平均) (単位: kWh/m2)....3-115
表 3-64 サブサハラ地域の太陽光発電の導入計画....3-117
表 3-65 太陽光モジュールの仕様 3-119
表 3-66 1 MW の太陽光発電所の敷地の試算 (北緯 17°の地点で傾斜角 10°, 20°で 3～5 段積みの 6 ケース)....3-122
表 3-67 1 MW の太陽光発電所の敷地の試算 (北緯 20°の地点で傾斜角 10°, 20°で 3～5 段積みの 6 ケース)....3-122
表 3-68 冬至の影の長さの試算 (北緯 17°において傾斜角 10°で 5 段積みの場合)....3-123
表 3-69 (非公開)....3-125
表 3-70 (非公開)....3-125
表 3-71 太陽光発電導入の工程案 (300 MW 規模。円借款想定)....3-126

表 3-72 Type-1 および Type-2 の特徴 3-127
表 3-73 新設発電所の概要 3-127
表 3-74 300 MVA の送電に必要な電線サイズ 3-132
表 3-75 電圧階級・電線サイズ・送電線延長 3-132
表 3-76 電線の詳細仕様 3-133
表 3-77 ケース 1 における前提条件 3-134
表 3-78 ケース 1 における従来電線と低損失電線の比較表 3-135
表 3-79 ケース 2 における前提条件 3-136
表 3-80 ケース 2 における従来電線と低損失電線の比較表 (ガスタービン発電所) 3-136
表 3-81 ケース 2 における従来電線と低損失電線の LCC 比較表 (ガスタービン発電所) 3-137
表 3-82 ケース 2 における従来電線と低損失電線の比較表 (風力発電所) 3-138
表 3-83 ケース 2 における従来電線と低損失電線の LCC 比較表 (風力発電所) 3-138
表 3-84 ケース 2 における従来電線と低損失電線の比較表 (太陽光発電所) 3-139
表 3-85 ケース 2 における従来電線と低損失電線の LCC 比較表 (太陽光発電所) 3-140
表 3-86 ケース 3 における前提条件 3-141
表 3-87 ケース 3 における従来電線と低損失電線の比較表 (ガスタービン発電所) 3-142
表 3-88 ケース 3 における従来電線と低損失電線の LCC 比較表 (ガスタービン光発電所) ..3-142
表 3-89 ケース 3 における従来電線と低損失電線の比較表 (風力発電所) 3-143
表 3-90 ケース 3 における従来電線と低損失電線の LCC 比較表 (風力発電所) 3-144
表 3-91 ケース 3 における従来電線と低損失電線の比較表 (太陽光発電所) 3-145
表 3-92 ケース 3 における従来電線と低損失電線の LCC 比較表 (太陽光発電所) 3-145
表 3-93 低損失電線と従来電線の比較検討結果 3-146
表 3-94 低損失電線を活用した協力対象事業案 3-147
表 3-95 増容量電線を活用した協力対象事業案 3-147
表 3-96 ス国の地熱有望サイトの概要 3-149
表 3-97 紅海沿岸平野部サイトの試掘井の孔底温度・地温勾配および地殻熱流量 3-153
表 3-98 FSRU と LNG 陸上受入基地の長所と短所 3-157
表 3-99 GTCC の FS を実施する場合のガス受入設備の論点、確認事項 3-158
表 3-100 FSRU の想定仕様 3-158
表 3-101 (非公開) 3-159
表 3-102 (非公開) 3-159
表 3-103 (非公開) 3-160
表 3-104 JICA 並びに JBIC の借款の概要 3-160
表 3-105 ポートスーダン港近傍もしくはスアキン港近傍での GTCC 建設プロジェクトの事業枠組における論点 3-162
表 3-106 ハルツームでの GTCC 建設プロジェクトの事業枠組における論点 3-163
表 3-107 再生可能エネルギー発電 (風力、太陽光、地熱)建設プロジェクトの事業枠組における論点 .3-164
表 3-108 ス国の環境社会配慮関連法 3-164
表 3-109 HCENR の概要 3-165
表 3-110 ハルツーム州 EIA 手続規則の概要 3-165

表 3-111　ス国の鳥の生息状況 3-168
表 3-112　ス国における ICUN のレッドリストに該当する鳥の生息状況 3-168
表 3-113　風力発電における鳥類生態の影響と対応策 3-170
表 3-114　風力発電における景観に関する検討範囲の例 3-171
表 3-115　ス国の税法 3-172
表 3-116　ス国の免税の規定 3-173
表 4-1　2020 年スーダン主要輸出相手国 4-2
表 4-2　2020 年スーダン主要輸入相手国 4-2
表 4-3　紅海周辺港に寄港する定期コンテナサービス 4-6
表 4-4　North Quay バース諸元 4-12
表 4-5　North Quay 荷役機器 4-12
表 4-6　South Quay バース諸元 4-14
表 4-7　South Quay 保管ヤード 4-15
表 4-8　South Quay 荷役機器リスト 4-15
表 4-9　Green Harbour バース諸元 4-20
表 4-10　Green Harbour のサイロ一覧 4-20
表 4-11　Al Khair Oil Terminal バース諸元 4-21
表 4-12　Al Khair 荷役施設 4-21
表 4-13　スアキン港バース諸元 4-23
表 4-14　スアキン港荷役機器 4-23
表 4-15　ハイドゥープ港バース諸元 4-25
表 4-16　バシャール港ターミナル概要 4-26
表 4-17　SPC の料金体系 (貨物船・旅客船による港湾利用) 4-27
表 4-18　SPC の荷役機器レンタル料 4-31
表 4-19　SPC の料金体系 (貨物保管料) 4-31
表 4-20　SPC の料金体系 (コンテナ貨物保管料) 4-32
表 4-21　海図の精度情報 (CATZOC)による分類 4-34
表 4-22　本調査で検討するスコープ案 4-42
表 4-23　スーダン港湾コンテナ取扱量将来予測 4-43
表 4-24　FSRU 設置の候補地 4-45
表 4-25　候補地の既往調査 4-49
表 4-26　候補地の潮位情報 4-49
表 4-27　風速-風向グループの平均出現率：年間 (%) 4-49
表 4-28　ポートスーダン近傍の海面上における異なる再現期間の風速 (m/s) 4-49
表 4-29　流速-流向別平均出現率 (%)：年間観測値 4-50
表 4-30　水深 40m 地点における波浪情報 (波向：東) 4-51
表 4-31　水深 40m 地点における波浪情報 (波向：南東) 4-52
表 4-32　水深 40m 地点における波浪情報 (波向：北) 4-52
表 4-33　水深 40m 地点における波浪情報 (波向：北東) 4-52

表 4-34 LNG 船の年間供給間隔 4-57
表 4-35 レイアウト案一覧 4-58
表 4-36 設計条件 (コンテナターミナル) 4-59
表 4-37 設計波 (バース NE より) 4-59
表 4-38 設計波 (擁壁) 4-59
表 4-39 岸壁構造の比較検討 4-60
表 4-40 岸壁・ドルフィンに関する設計条件 4-61
表 4-41 円借款調達条件 (案) 4-63
表 4-42 (非公開) 4-64
表 4-43 (非公開) 4-65
表 4-44 主要プロジェクトコンポーネント (Option-1) 4-65
表 4-45 主要プロジェクトコンポーネント (Option-2, 3) 4-66
表 4-46 主要プロジェクトコンポーネント (Option-4) 4-66
表 4-47 (非公開) 4-67
表 4-48 建設スケジュール (Option-1) 4-67
表 4-49 建設スケジュール (Option-2、3) 4-67
表 4-50 建設スケジュール (Option-4) 4-68
表 4-51 事業実施スケジュール (Option-1) 4-68
表 4-52 事業実施スケジュール (Option-2, Option-3) 4-69
表 4-53 事業実施スケジュール (Option-4) 4-69
表 4-54 協力対象事業評価と次期 FS への課題 (Option-1) 4-70
表 4-55 協力対象事業評価と次期 FS への課題 (Option-2, 3) 4-70
表 4-56 協力対象事業評価と次期 FS への課題 (Option-4) 4-71

略語表

Abbreviations	English	Japanese
AFD	Agence française de développement	フランス開発庁
AfDB	African Development Bank	アフリカ開発銀行
AFESD	Arab Fund for Economic and Social Development	アラブ経済社会開発基金
AICD	Africa Infrastructure Country Diagnostic	アフリカ国別インフラストラクチャー診断
AIS	Automatic Identification System	自動船舶識別装置
BAPCO	Bashayer Pipeline Company	バシャエルパイプライン会社
CA	Custom Authority	税関
CAPEX	CAPital EXpenditure	資本支出
CATZOC	Category Zone of Confidence	精度情報
CCS	Carbon dioxide Capture and Storage	二酸化炭素回収貯留
CNPC	China National Petroleum Corporation	中国国営石油会社
CO	Crude Oil	原油
COMESA	Common Market for Eastern and Southern Africa	東南部アフリカ市場共同体
CO2	Carbon Dioxides	二酸化炭素
CP	Counter part	カウンターパート
CPF	Central Processing Facility	主要な石油処理施設
DFC	Declaration of Freedom and Change	自由と変化宣言
DFI	Development Finance Institution	開発金融機関
DG	Diesel Generator	ディーゼル発電
DIU	Dams Implementation Unit	ダム執行機関
DO	Diesel Oil	軽油
DPP course	Port worker development programme	(ILO によって紹介された)港湾労働者育成プログラムコース
DSO	Distribution System Operator	配電系統運営者
DSP(s)	Distribution Service Provider(s)	配電役務提供者
EAPP	Eastern Africa Power Pool	東アフリカ電力融通
EA2001	Energy Act, 2001	電力法
EA2021	Energy Act, 2021	電力法改正版
EC	European Committee	欧州委員会
EIA	Environmental Impact Assessment	環境アセスメント
EOH	Equivalent Operating Hours	等価運転時間
ERA	Energy Regulatory Authority	電力規制庁
ESMAP	Energy Sector Management Assistant Program	エネルギーセクター支援プログラム
FCDO	Foreign, Commonwealth and Development Office	英国外務・英連邦・開発省
FCRS	Fluid Collection and Reinjection System	地熱流体生産･還元システム
FEED	Front End Engineering Design	基本設計
FIT	Feed-in Tariff	固定価格買取制度
FS	Feasibility Study	可能性調査
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit	浮体式液化天然ガス貯蔵再ガス化設備
GAFTA	Greater Arab Free Trade Area	大アラブ自由貿易地域
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GIZ	Deutsche Gesellschaft fur Internationale Zusammenarbeit	ドイツ国際協力公社
GMDSS	Global Maritime Distress and Safety System	海上における遭難及び安全の世界的制度
GNPOC	Greater Nile Petroleum Operating Company	上ナイル石油運営会社
GT	Gas Turbine	ガスタービン
GTCC	Gas Turbine Combined Cycle	ガスタービンコンバインドサイクル

GWA	Global Wind Atlas	世界風況地図
HAP	Hapag-Lloyd	ハパックロイド
HCENR	The Highet Council for Environment and Natural Resources	環境・天然資源最高評議会
HFO	Heavy Fuel Oil	重油
HIPC	Heavily Indebted Poor Countries	重債務貧困国
HPC	Hamburg Port Consulting	ハンブルク・ポート・コンサルティング社
IALA	International Association of Lighthouse Authorities	国際航路標識協会
IBA	Important Bird and Biodiversity Area	重要野鳥生息地
ICTSI	International Container Terminal Service Inc.	国際コンテナターミナル
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IFC	International Finance Cooperation	国際金融公社
IGMOU	Inter-Governmental Memorandum Of Understanding	政府間基本合意書
IHO	International Hydrographic Organization	国際水路機関
ILO	International Labour Organization	国際労働機関
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IMO	International Maritime Organization	国際海事機関
IPP Course	Improving port performance	(UNCTAD が実施した)港湾運営改善コース
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IPoA	Istanbul Plan of Action	イスタンブール行動計画
IRENA	International Renewable Energy Agency	国際再生可能エネルギー機関
IsDB	Islamic Development Bank	イスラム開発銀行
ISPS コード	International Ship and Port Facility Security Code	船舶と港湾施設の保安のための国際コード
ITCP	Integrated Technical Cooperation Programme	(IMO の)統合技術協力プログラム
ITU	International Telecommunication Union	国際電気通信連合
IUCN	International Union for Conservation of Nature	国際自然保護連合
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
JRC	Joint Research Centre	共同研究センター
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau	ドイツ復興金融公庫
KRC	Khartoum Refinery Company Ltd.	ハルツーム石油精製所
LCC	Life Cycle Cost	ライフサイクルコスト
LiB	Lithium-ion Battery	リチウムイオン電池
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
LPG	Liquefied Petroleum Gas	液化石油ガス
LTSA	Long Term Service Agreement	長期保守契約
MC	Mitsubishi Corporation	三菱商事株式会社
MCM	Mitsubishi Corporation Machinery, Inc.	三菱商事マシナリ株式会社
MEPS	Minimum Energy Performance Standards	最少エネルギー効率基準
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry	経済産業省 (日本)
MO	Market Operator	市場運営者
MoEP	Ministry of Energy and Petroleum	電力石油省
MoFEP	Ministry of Finance and Economic Planning	財務・経済計画省
MPA Course	Marine Protected Area Course	海洋保護区コース
MSC	Mediterranean Shipping Company	メディタレニアン・シッピング・カンパニー
MSI	Maritime Safety Information	海上安全情報
NAS	Sodium-sulfur Battery	ナトリウム硫黄電池
NEC	National Electricity Corporation	国営電力会社

NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	新エネルギー・産業技術総合開発機構（日本）
NK	Nippon Koei Co., Ltd.	日本工営株式会社
NLDC	National Load Dispatch Center	国営中央給電指令所
NOx	Nitrogen Oxides	窒素酸化物
NRIAG	National Research Institute of Astronomy and Geophysics in Egypt	エジプト宇宙物理研究所
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development	経済協力開発機構
OEM	Original Equipment Manufacturer	相手先(委託者)ブランド名製造
OEPA	Oil Explosion and Production Authority	石油探査・生産規制庁
OIES	the Oxford Institute for Energy Studies	オックスフォード・エネルギー研究所
OPEX	OPerating EXpenses	操業費用
ORC	El Obeid Refinery Company	エルオベイド石油精製所会社
O&M	Operation and Maintenance	運用および保守点検
PC	Petroleum Coke	石油コークス
PCS	Power Conditioning System	パワーコンディショナ
PDOC	Petrodar Operating Company	ペトロダール事業会社
PETCO	PETrolines for Crude Oil	原油パイプライン会社
PIL	Pacific International Lines	パシフィック・インターナショナル・ラインズ
POC	Point Of Connection	(電力系統との)接続点
PPA	Power Purchase Agreement	電力購入契約
PPP	Public-Private Partnership	公民連携
PRSP	Poverty Reduction Strategy Paper	貧困削減戦略書
PV	Photovoltaics	太陽光発電
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System	日照情報システム
PWA	Petroleum Wealth Act, 1998	石油財産法
RMS	Regulating Metering Station	ガス減圧・計測設備
RTG	Rubber Tired Gantry crane	タイヤ式門型クレーン
Rapid PDNRA	Rapid Post Disaster Needs and Recovery Assessment	ス国洪水後復旧計画
RISE	Regulatory Indicators for Sustainable Energy	持続可能なエネルギーのための規制指標
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	平均停電継続時間
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index	平均停電回数
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition	監視制御システム
SDGs	Sustainable Development Goals	持続可能な開発目標
SEDC	Sudanese Electricity Distribution Company	スーダン配電会社
SEHC	Sudanese Electricity Holding Company	スーダン電力持株会社
SETCO	Sudanese Electricity Transmission Company	スーダン送電会社
SE4All	Sustainable Energy for All	全国民電化計画
SHGC	Sudanese Hydropower Generation Company	スーダン水力発電会社
SMR	Steam Methane Reforming	水蒸気メタン改質
SOC	State of Charge	充電状態
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell	固体酸化物形燃料電池
SPC	Sudanese Petroleum Corporation	スーダン石油会社(第 3 章)
SPC	Sea Ports Corporation (Sudan)	スーダン港湾公社(第 4 章)
SPPC	Sudanese Petroleum Pipeline Company	スーダン石油パイプライン会社
SRC	Sudan Railways Corporation	スーダン鉄道公社
SSTL	State Sponsors of Terrorism List	テロ支援国家リスト
ST	Steam Turbine	蒸気タービン
STC	Sudan Taxation Chamber	スーダン税務会議所

STEP	Special Terms for Economic Partnership	本邦技術活用条件
STPG	Sudanese Thermal Power Generation Company	スーダン火力発電会社
Sudapet	Sudan National Oil Company	スダペット(通称)
TA	Technical Advisor	技術アドバイザー
TFA	Transactional Financial Arrangement	移行財政措置
TMC	Transitional Military Council	暫定軍事評議会
TSO	Transmission System Operator	送電系統運営者
TSP	Transmission Service Provider	送電役務提供者
UKHO	United Kingdom Hydrographic Office	英国水路部
UNCTAD	United Nations Conference on Trade and Development	国際連合貿易開発会議
UNDP	United Nations Development Programme	国際連合開発計画
USAID	United States Agency for International Development	米国国際開発庁
VPP	Virtual Power Plant	仮想発電所
VRPP	Variable Renewable Power Plant	出力変動型再生可能エネルギー発電所
VTS	Vessel Traffic Service	海上交通管理システム
WB	World Bank	世界銀行
WTIS	World Integrated Trade Solution	世界統合貿易ソリューション
WTO	World Trade Organization	世界貿易機関
ZPMC	Shanghai Zhenhua Heavy Industries Company Limited	上海振华重工(集团)股份有限公司

単位及び通貨

単位	綴り	意味
Bil. SDG	Billion SDG	1 SDG の十億倍
Bil. USD	Billion USD	1 USD の十億倍
DWT	Dead Weight Tonnage	載貨重量トン数
GT	Gross Ton	総トン数
GW	Giga Watt	1 ワットの 10 億倍
GWh	Giga Watt hour	1 ワットアワーの 10 億倍
kV	kilo Volt	1 ボルトの千倍
kW	kilo Watt	1 ワットの千倍
kWh	kilo Watt hour	1 ワットアワーの千倍
m	metre	メートル。長さの単位
MT	Metric Ton	トン。質量の単位
Mil. EUR	Million EUR	1 EUR の百万倍
Mil. USD	Million USD	1 USD の百万倍
km	kilo metre	1 メートルの千倍
LOA	Length Over All	船体の全長
MW	Mega Watt	1 ワットの 100 万倍
MWh	Mega Watt hour	1 ワットアワーの 100 万倍
SDG	Sudanese pound	スーダン・ポンド
TEU	twenty-foot equivalent unit	20 フィートコンテナ換算
USD	United States Dollar	米ドル
V	Volt	ボルト。電圧の単位
W	Watt	ワット。電力の単位
Wh	Watt hour	ワットアワー。電力量の単位

第1章 調査の概要

1.1 調査の背景・経緯

スーダン共和国 (以下、ス国)は、豊かな天然資源と肥沃な大地に恵まれた大国 (人口約 4 千万人、面積はアフリカ大陸第 3 位)であり、アラブとアフリカのネクサスとして地政学上、重要な場所に位置している。また、近年はス国を取り巻く国際情勢が大きく変化してきており、ス国の平和と安定、またその礎となる経済発展が持つ重要性はこれまで以上に増大している。特に、2019 年 8 月にス国に新暫定政府が設立されて以降、国際社会は、世界銀行・IMF 等の国際金融機関を含め、ス国の発展を後押しするために様々な支援を強化してきており、2020 年 12 月の米国による SSTL (State Sponsors of Terrorism List: テロ支援国家リスト)指定解除を契機として、現在国際社会が取り組んでいる対ス国支援は、HIPC (Heavily Indebted Poor Countries: 重債務貧困国)プロセスの下で総額 560 億ドルに上る公的債務の処理という新しいステージに進みつつある。

他方、調査開始後の 2021 年 10 月、ハムドゥーク首相及び複数の閣僚が軍に拘束されるクーデターが発生したことは痛惜の念を禁じ得ない。右事件の後、クーデター首謀者側とハムドゥーク首相との間で一旦は政治的合意文書 (Political Agreement)が締結され、ス国として継続的に民政移管プロセスを再稼働することが確認されたものの、結局、同首相は新暫定政府を設立することに失敗し、本年 1 月に首相職を退いた。その後、ス国国内においては、ブルハン新主権評議会議長によって首相を除く各省庁の大臣が指名されて暫定統治プロセスが再開されたり、国連等による軍民の仲介・和平イニシアチブが行われたり、前向きな動きも看取されるが、政治情勢は未だ完全に安定したわけではなく、引き続き注意していく必要がある。斯かる情勢変化を受け、当初の調査計画を一部変更せざるを得ない状況となりはしたが、わが国としても将来の円借款再開も視野に入れつつ、ス国の情勢安定を切に願いながら、ス国における経済協力案件の形成について検討すべく、本調査に着手、継続してきたことは有意義であるものと思料される。

(1) ス国の伝統的重要性 (地政学的要衝としてのス国)

ス国は、「アフリカの角 (“Horn of Africa”)」と呼ばれる紛争多発地域に位置すると同時に、アラブとサブサハラ・アフリカという二つの異なる世界の境界に位置する国であるため、その平和と安定は、アラブ・アフリカ双方の地域の平和と安定と深いつながりがある。また、前バシール政権が国際テロリスト集団と関係を有していたという経緯もあり、国際社会にとって新生ス国の平和と安定は「テロとの闘い」という観点からも重要である。

ス国は、紅海に面し、長い海岸線を持つ海洋国家である。したがってス国の平和と安定は、スエズ運河に至る紅海や国際海上交通の要衝であるソマリア沖の安定的利用を確保するとともに、海上交通、通商・交易、海上安全保障、海洋法秩序の維持、発展という国際公益にも資するという意味で、わが国が提唱する「自由で開かれたインド太平洋」の実現にも貢献する。

(2) ス国の新たな重要性 (ス国を巡る国際情勢の変化)

ス国においては、2019 年 4 月に 30 年間続いたバシール政権が崩壊し、国民と国軍のパワーシェアリングによって新暫定政府が設立された。クーデター発生まで、同政府の下で暫定期間終了後の民政移管に向けた各種の改革や取組が行われており、改革には一定の成果・前進が見られている。

バシール政権時代のス国は、イスラム過激派の組織を庇護したのみならず、1998 年のケニア及びタンザニア米国大使館同時爆破テロ事件を始めとして、アルカイダによる複数の国際テロ事件に関与したと言われている。その結果、当時のス国は米国から①経済制裁対象国家指定、②SSTL 指定等の制裁を課されていたが、バシール政権がテロ組織との関係の見直しにコミットしたこともあり、①は 2017 年 10 月に解除された。その後 2019 年のバシール政権崩壊と新暫定政府設立に伴い、2020 年 8 月には米国ポンペオ国務長官がス国を訪問するなど米国との関係は大幅に改善した。こうした良好な二国間関係を反映し、先般、②についても米国議会の正式承認を経て、2020 年 12 月に SSTL の解除が発表された。

米国以外との関係についても、仏外相 (2019 年 9 月)、独外相 (2019 年 9 月)、英外相 (2021 年 1 月)、フィンランド外相兼 EU 代表団長 (2021 年 2 月)等が相次いでス国を訪問するなど、主要国はス国との二国間関係の強化に乗り出しているほか、2020 年 10 月にはス国とイスラエルの国交正常化について米・ス国・イスラエルが共同声明を発出するなど、ス国と国際社会の関係は大幅に改善しつつある。

新生ス国で暫定政府が設立されると、米国は欧米諸国及びアラブ諸国を中心に「スーダン・フレンズ会合」 (Friends of Sudan: 2019 年に欧米諸国、中東諸国が中心となり、ス国の民政移管や国造りを支援するために結成された有志国グループ会合)を設立し、ス国に対する支援体制を強化した。その後 2020 年 6 月には独の主催で「スーダン・パートナーシップ会合」が開催され、合計 40 カ国及び 15 の国際機関が出席し、COVID-19 の影響で世界経済が減速している状況下でも、日本を含む各国から総額 18 億ドルもの支援がプレッジされた。

(3) わが国の対ス国支援方針

わが国は、「スーダン・フレンズ会合」におけるアジアで唯一のメンバー国として、新暫定政府発足後、ス国の平和的な民政移管に向けた国際的な議論に積極的に関与し、2019 年来のス国暫定政府による改革の取り組みを高く評価するとともに、先般の米国による SSTL 指定解除を受け、今後一層、ス国の国造りと民主化を支援していく考えを表明している。

かねてよりわが国は、上記 (1)のス国の地政学的重要性に鑑み、旧バシール政権の時代から、ス国が地域の安定勢力として近隣国との関係で建設的な役割を果たしていくことを後押しするために、①平和の定着、②基礎生活分野、③農業開発の 3 分野を中心に、同国の持続的な開発に繋がる支援を実施してきた。その結果、日・ス国関係は良好な状態にあり、対日感情は良好である。

現在の対ス国支援は、上記(2)の通り、その重要性を増しつつある。現在暫定政府は、将来の民政移管に向けて社会、政治、経済各方面おける諸改革を進めているところであるが、わが国は、ス国の伝統的ドナーとして、また国際社会の責任ある一員として、新生ス国の経済開発のニーズを踏ま

えつつ、引き続き同国の平和と安定、さらには経済・社会の発展のために、応分の貢献を果たしていくことが適当と思料される。

斯かる経済開発のニーズは多岐に及ぶが、そのための支援の前提として焦眉の急と言われているのが、総額 560 億ドル以上に上ると言われている公的債務の処理である。本件については、ス国における IMF による監視モニタリングプログラムの実施と平行して、既に関係国及び国際金融機関が HIPC プロセスに基づくス国の債務削減に関する議論を開始しており、ス国側の PRSP (Poverty Reduction Strategy Paper: 貧困削減戦略書)の着実な実施、マクロ経済の安定等の状況次第という面はあるものの、早ければ 2024 年 6 月には completion point に到達することが期待されている。債務救済プロセスが完了すれば、今後ス国に対する開発ローンの供与が再開する可能性があり、早期の円借款再開も期待される。

(4) ス国における電力・インフラの実情

ス国の人間開発指標は世界的にみても極めて低く (188 カ国中 165 位)、全国各地の基礎的生活インフラを改善するニーズがあるものと確認されている。

ス国における電力事情の実情として、ス国国内人口の約 32%のみしか電力系統に接続されていない状況にあり、電力部門の開発ニーズは極めて大きい。特に、再生可能エネルギーは政府の重点分野の一つであり、同国は風力発電 (北部州、ナイル川州、紅海州や南ダルフール州などの風力ポテンシャルがある地域において平均風速が 6.5～10.5 m/s を記録)や太陽光発電 (平均日照時間が 8. 5～11 時間/日)において高いポテンシャルを有している。

また、今後の輸出促進に向けた港湾・道路・橋梁等の社会インフラの整備や改修等も喫緊の課題となっている。

(5) ス国政府からの正式要請

2020 年 12 月、三菱商事が資本・戦略的パートナーシップを有するトルコ財閥系企業チャルックグループミッションがス国を訪問の上、ハムドゥーク首相との面談時、ス国を巡る国際情勢の変化も踏まえ、同首相からス国における電力・インフラ分野の開発に就き支援要請があった。

前述の、斯かるス国を巡る国際情勢の変化、かねてからの地政学的重要性、並びにス国における電力・インフラ開発ニーズを踏まえ、将来的な円借款再開を見据えながらス国政府のニーズに合致する具体案件を発掘・形成すべく、三菱商事はス国政府 Ministry of Energy and Mining 並びに Ministry of Infrastructure and Transport に対し、ス国の電力・インフラ課題解決への貢献に向けた足掛かりとして、経済産業省が募集する事業実施可能性調査 (以下、本事業)の活用を提案。

2 月 2 日、ス国政府からの要請を受け、Ministry of Energy and Mining 大臣を始めとする関係省庁/主管公社幹部宛てにプレゼンテーションを実施。本事業の主旨・概要を説明、本事業に携わる企業グループの紹介に加えて、わが国の「インフラシステム海外展開戦略 2025」を念頭に将来の具体案件開発時に活用可能性のある日本の最新電力インフラ技術等を紹介した。

これを受け、2 月 7 日付で Ministry of Energy and Mining より、2 月 24 日付で Ministry of Infrastructure and Transport (当時)より、三菱商事宛てに、電力及びその他インフラ分野における本事業の活用を前提とした市場調査・要望確認事業を実施願いたいこと、正式要請書簡 2 通が発行された。

(6) ス国におけるクーデター発生

他方、調査期間中の 2021 年 10 月 25 日、ハムドゥーク首相及び複数の閣僚が軍に拘束され、首謀者であるブルハン主権評議会議長 (国家元首、軍最高司令官)がス国全土に非常事態を宣言、軍が権力を掌握する事態が発生した。一時拘束されていたハムドゥーク首相は 10 月 26 日に、閣僚は 11 月 4 日にそれぞれ解放されたが、首都ハルツームでは、民主化勢力による抗議デモや公的機関でのストライキが相次いでおり、依然として事態の収拾が見通せない状況にある。

ブルハン議長は、国際社会からの非難や圧力が強まる中でもクーデターを正当化する立場を崩しておらず、2023 年に議会選挙を実施し民政移管を完了させると主張しているが、11 月 11 日に発足した主権評議会には、民政移管を求める文民勢力の主要メンバーは含まれておらず、軍と民主派勢力の対立が深まる可能性を残している。

11 月 21 日に、クーデターを首謀したブルハン議長と、民政移管を進めながらクーデターで一時拘束されていたハムドゥーク首相が政治的合意文書 (Political Agreement)に署名。同合意に於いて、2019 年にバシール元大統領からハムドゥーク首相に権限移管せしめた政治合意・憲法宣言を改めて堅持し、民政移管を進める事、残る全ての拘束者を解放する事 (その後即日解放)、クーデター中に起きたデモ民衆に対する武力行使の調査・裁判を行う事が確認された。

しかしながら、新政治的合意文書の下でも軍民対立及び文民勢力内の対立は続き、テクノクラート内閣 (新暫定政府)の設立に失敗したハムドゥーク首相は、本年 1 月に首相職を辞任することになった。国民はブルハン議長率いる国軍勢力に対して速やかな政権委譲と民政移管の早期実施を求めており、その後もス国国内では、首都ハルツームを中心に、国民による大規模デモが継続的に行われている。かかる混沌とした政治情勢の中、ス国では国際社会による和平・仲介イニシアチブが進んでおり、中でも国連スーダン統合移行支援ミッション (UNITAMS)は、善意の仲介者として、関係者の間でス国内政治プロセス (intra-Sudanese Political Process)を実施するなど、軍民対立の解消と国民和解の増進に努めている。国軍勢力側は、首相を除く関係各省庁の大臣を指名し、新暫定政府の下で、暫定統治プロセスを再開しているが、文民勢力の中には、国軍の排除と民主政の回復を求める声が依然として大きく、依然としてス国国内では国軍勢力に対する大規模抗議デモ活動が頻発するなど、国内政治情勢は依然として不透明な状況が継続している。また、ス国東部では、従前の民政移管で権利不十分を主張していた東部紅海州等を地盤とするベジャ族の意向が不透明となっており、こちらも状況を引き続き注視する必要がある。

1.2 調査の目的と対象地域

1.2.1 調査の目的

ス国政府・Ministry of Energy and Petroleum 所管の電力分野、並びに②同・Ministry of Transportation 所管のインフラ分野、以下夫々において、本邦技術を活用した将来的な案件形成に向けて、現地調査、並びに本邦技術を適用した案件候補の検討を行うことを目的とする。

(1) 電力分野

低効率で脱炭素化に逆行する従来型火力発電設備に代わり、高効率で環境負荷改善に貢献する本邦最新鋭技術（ガス火力発電設備、再生可能エネルギー＋蓄電システム、地熱発電、低損失電線、増容量電線等）の導入による電力需給の改善、電源構成の多様化・脱炭素化を通じた、エネルギー安全保障、産業部門の生産性改善、及び国民生活の向上に寄与する候補案件の開発を目指す。

(2) インフラ分野

電力分野を主軸としながらも、ス国政府から併せて要望のあったその他インフラ分野 (オイル/ガス精製所、港湾、空港、水処理設備、橋梁、道路、鉄道輸送、河川輸送等)の内、中でも先進的且つ質の高い日本の技術を活用した将来案件形成を念頭に重点セクターの検討・選別を行い（現状の候補セクターとして港湾分野での調査に重点を置きつつ）、産業部門の生産性改善や輸出促進に寄与する候補案件の開発を目指す。

1.2.2 調査対象地域

調査対象地域は以下のとおりである。

(1) 電力分野

ス国全土を対象とした。

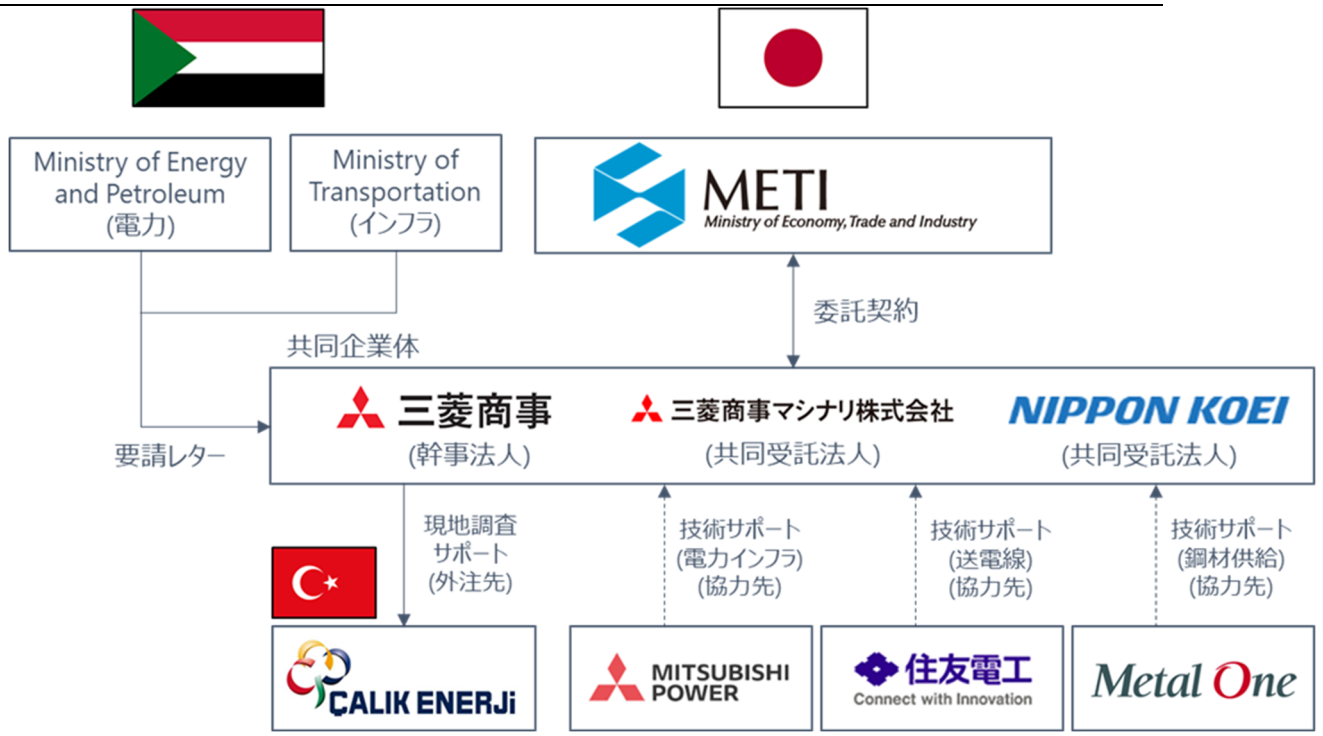
(2) インフラ分野

ポートスーダン港やスアキン港を対象とした。

1.3 調査団と調査工程

1.3.1 調査団の構成

実施体制は図 3-1 のとおりである。三菱商事 (以下、MC)、三菱商事マシナリ (以下、MCM)、日本工営 (以下、NK)の 3 社の共同企業体が本事業の調査を実施した。



出典: 調査団にて作成

図 1-1 実施体制図

尚、要員構成は表 1-1 のとおりである。

表 1-1 要員構成

No.	所属	業務内容	氏名
1	NK	電源開発1／火力(機械)	中西 章
2	NK	電源開発2／火力(電気)	黒木 英明
3	NK	送変電(低損失電線)	出井 孝広
4	NK	港湾計画	大丸 亜子
5	NK	港湾施設・港湾事業費積算	堀 友香
6	NK	地熱開発計画	細田 年晃
7	NK	天然ガス港湾施設	加戸 俊宏
8	NK	電源開発3	西埜 亮太
9	MC	ス国政府・チャルックとの調整、事業性確認	立石 隆章
10	MC	ス国政府との調整、事業性確認	小野 智久
11	MC	ス国政府・チャルックとの調整、事業性確認	泉谷 一樹
12	MC	ス国政府・チャルックとの調整、事業性確認	山浦 元久
13	MC	ス国政府・チャルックとの調整、事業性確認	加藤 光軌
14	MC	ス国政府との調整、事業性確認	Emad Rezk
15	MCM	協力先企業との調整・事業性確認	菊地 淳
16	MCM	協力先企業との調整・事業性確認	吉田 隼人
17	MCM	協力先企業との調整・事業性確認	細川 将臣
18	MCM	協力先企業との調整・事業性確認	深谷 沙緒梨
19	MCM	協力先企業との調整・事業性確認	神崎 智哉

出典: 調査団にて作成

1.3.2 調査工程

国内にて準備作業 (既存資料の収集整理、訪問先との面会予約取得、質問票の作成と送付)を実施し、電力分野については現地作業にて関係先を訪問してヒアリング、現地踏査を実施し、課題等を抽出。2021 年 10 月 25 日に政変があり、ス国側からの情報提供が難しくなった為、電力分野については、現地調査までに未回答の事項については文献調査で補足し、現地調査の結果を踏まえ、電源開発案を作成。インフラ分野は文献調査やウェブミーティングでの情報収集を実施し、インフラ開発案を作成。その後、詳細検討、報告書案の作成を実施し、報告書案の骨子をス国政府(Ministry of Energy and Petroleum 及び Ministry of Transportation を想定)に説明。ス国政府からのコメントを踏まえ、最終報告書を取り纏めた。それぞれの実施時期等を表 1-2 に示す。

表 1-2 調査工程

作業項目＼実施期間	8月	9月	10月	11月	12月	2022年 1月	2022年 2月
準備作業							
第1回現地調査 (ヒアリング)				電力のみ			
文献調査、ウェブミーティング							
電源開発案、インフラ開発案の立案							
詳細検討							
報告書案の作成							
報告書案の説明(ウェブミーティング)							
最終報告書の作成							

国内作業　現地作業

出典: 調査団にて作成

第2章 スーダン共和国の概況

2.1 社会・経済の概況

2.1.1 一般情報

(1) 概要

ス国は北東アフリカに位置し (日本との時差は日本時間からマイナス 7 時間)、豊かな天然資源と肥沃な大地に恵まれた大国 (面積は日本の約 5 倍)である。ス国の各指標に関しては表 2-1 に示す。

表 2-1 ス国の諸元

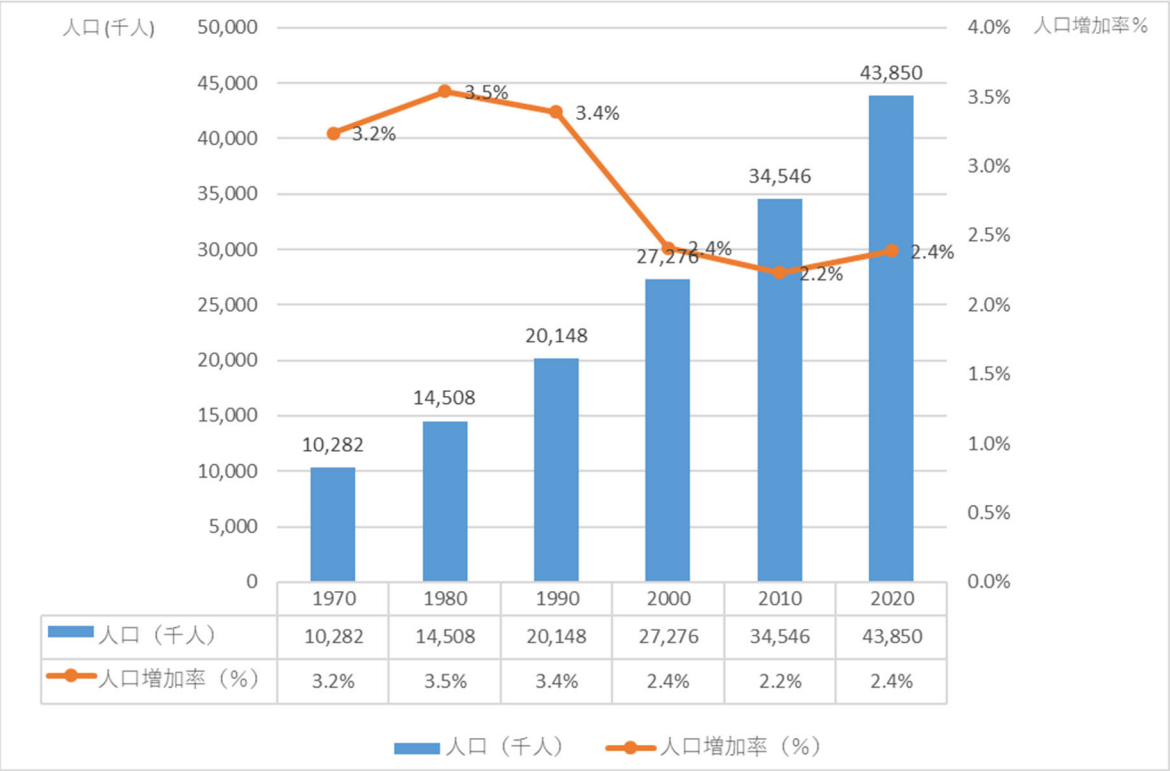
指標	値
面積	188万平方キロメートル
人口	約4,384万人（2020年、世銀）
首都	ハルツーム
人種・民族	アラブ人、ヌビア人、ヌバ人、フール人、ベジャ人等 （200以上の部族が混在）
言語	アラビア語（公用語）、英語も通用、 その他　部族語多数
宗教	イスラム教、キリスト教、伝統宗教
通貨	スーダン・ポンド（SDG）
主要産業	鉱業、農業、林業、畜産業、漁業
GDP	189億ドル（2019年、世銀）

出典:外務省データを基に調査団にて作成。

(2) 人口の推移

ス国の人口は 1970 年以降増加を続けており、2000 年から 2020 年の 20 年間に於いては、平均年率約 2.4%という速いペースで増加している。2021 年現在の人口は 4,385 万人であり、予測では 2064 年までにス国は人口が 1 億人に達するとされている。

ス国の出生率は比較的高く、女性一人当たり 4.4 人と推定され、ス国での死亡率が 1980 年以降低下している事からこのような人口増加を可能にしている。出生率が高い為、人口の約 42%が 15 歳以下と非常に多く、社会サービスである教育と保健に更なる負担を強いているのが現状である。



出典: 世界銀行データを基に調査団にて作成

図 2-1　ス国の人口推移・増加率

(3)　主要産業

前出表 2-1 の通り、ス国では鉱業、農業、林業、畜産業、漁業が主要産業となっている。以下にて各産業の詳細を記載する。

■　鉱業

ス国の鉱業は、2011 年 7 月に南スーダンが独立するまで、石油を中心とした採掘燃料と鉱物が国の経済に大きく寄与していた。ス国の鉱山では、金、鉄鉱石、卑金属、クロマイト、石膏、塩、セメント、リン酸塩、亜鉛、鉛、アルミニウム、コバルト、ブロック硫化物の形のニッケルが採掘されており、鉄鉱石やウランの埋蔵量も確認されている。

■　農業

農業はス国の GDP の約 3 分の 1 を占めており、雇用の 50%以上が農業で占められている。国土の約 6 割（約 8,400 万ヘクタール）が耕作適地とされているが、実際の開拓農地はその約 2 割弱となっている。既存農地では伝統的天水農業や、青ナイル川や白ナイル川を利用した大規模灌漑農業が行われ、ス国の主食であるソルガムや小麦、輸出作物の綿花や胡麻が生産されている。開発余地及び投資機会が豊富である為、ス国を「Food Basket」とみなす湾岸諸国も多く関心が高い。

■ 林業

ス国の林業には、伝統的な薪の収集者と炭の生産者、そして近代的な木材と製材産業（後者は政府所有）があり、1989 年以降森林国営企業がス国の林業開発を調整している。ス国はアフリカの赤道の北部を横断するガム・ベルトとよばれる地帯に位置していることから、ガム生産のためのアカシアの栽培が盛んにおこなわれており、近年生産量が減ってきているものの、アフリカ諸国の中ではス国でのガムの生産量がもっとも多く、日本も多量に輸入している。

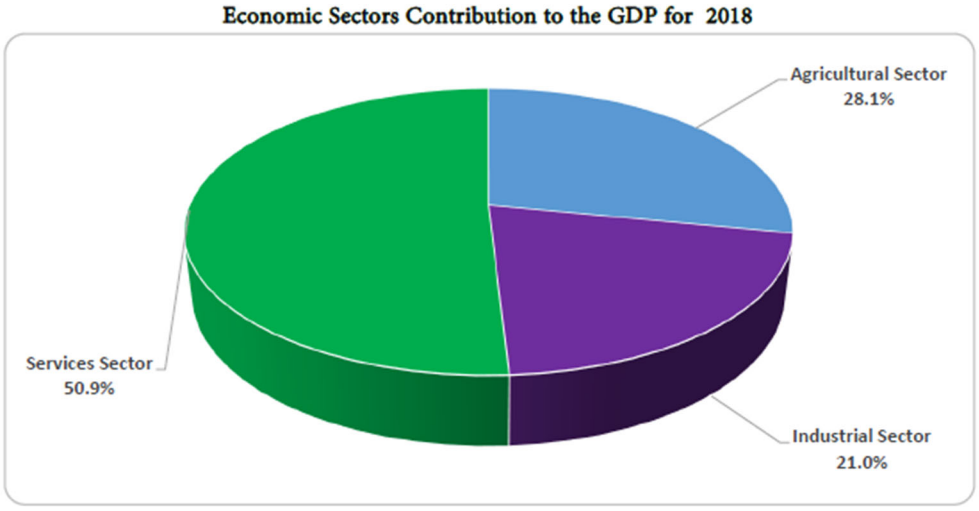
■ 畜産業

アフリカではエチオピアに次いで家畜飼養頭数が多いス国では、羊、山羊、牛、ラクダ等の家畜や、魚、家禽等の生産が盛んであり、肉、牛乳、皮革、卵などの副産物も含まれている。Central Bank of Sudan の 2018 年度年報によれば、 2017 年から 2018 年の各家畜頭数及びその副産物総数は増加しており、家畜、肉、皮革等は、中国、インド、エジプト、アラブ湾岸諸国に向けて輸出されている。

■ 漁業

現在のス国の GDP における漁業が占める割合は少なくなっているが、ナイル川水系等の豊富な水資源と土地がある事から、捕獲漁業や養殖業が活発である。捕獲漁業においては、ナイル川等の内地で行われているものと紅海での外洋で行われる二つの形態に分かれており、2017 年における捕獲漁業生産量は 38,400 トンで、内地での漁獲が 35,100 トン (約 92%)、海洋での漁獲が 3,300 トン (約 8%)であった。

図 2-2 ス国 GDP における産業分布 (2018 年)



出典：Central Bank of Sudan “58th ANNUAL REPORT 2018”

表 2-2　ス国 GDP における産業分布 (2018 年)

Gross Domestic Product at Constant Prices by Economic Activities
for 2017 and 2018 (based year prices 1981/82.

(SDG Millions)

Year / Sectors	2017**			2018*		
	Value	Growth Rate %	Share%	Value	Growth Rate %	Share %
Agriculture, Forests, Animal Resources and Fisheries	**9.9**	**7.6**	**27.7**	**10.3**	**4.0**	**28.1**
Processing Industries, Handcraft, Mining and Quarrying Sector	7.5	4.2	21.0	7.7	2.7	21.0
Processing Industries and Handcraft	5.2	2.0	14.6	5.4	3.8	14.7
Mining and quarrying	0.6	0.0	1.7	0.5	(16.7)	1.4
Electricity, Water and Gas	1.0	11.1	2.8	1.1	10.0	3.0
Building and Construction	0.7	16.7	2.0	0.7	0.0	1.9
Services sector	**18.3**	**4.0**	**51.3**	**18.7**	**2.2**	**50.9**
Trade, Hotels and Restaurants	3.1	(3.1)	8.7	3.2	3.2	8.7
Transport, Communications and Storage	3.9	8.3	10.9	4.0	2.6	10.9
Finance, Insurance and Banking	5.3	6.0	14.8	5.4	1.9	14.7
Government Services	5.2	6.1	14.6	5.3	1.9	14.4
Other Services***	0.8	(11.1)	2.2	0.8	0.0	2.2
GDP at constant prices	**35.7**	**4.7**	**100.0**	**36.7**	**2.8**	**100.0**
GDP Deflator	**22,866.0**			**32,074.0**		
GDP at Current Prices ****	**815,855.0**			**1,176,630.0**		

Source: Central Bureau of Statistics.

* Preliminary Data.

** Amended Data.

*** Includes the social services, Financial Institutions services, Non-profit private sector and the imports bill

出典：Central Bank of Sudan "58th ANNUAL REPORT 2018" (English)

2.1.2　政治体制

(1)　イギリスとエジプトによる共同統治

ス国はかつてイギリスとエジプトによる共同統治下に置かれ、主にイスラム教を信仰するアラブ系住民が多い北部 (現: ス国)と、キリスト教や伝統宗教を信仰するアフリカ系住民が多い南部 (現: 南スーダン)を分断する植民地政策が取られていた。1956 年にイギリス・エジプトから独立する際、北部と、分離・独立を求める南部の間で内戦が勃発し、以来 2011 年の南スーダン独立まで、約半世紀にわたる長い紛争が続いた。現在も西部のダルフール地方や南スーダンとの国境地帯に紛争地域を抱えており、政治・経済的には困難な国家運営を強いられている。

(2)　独立とバシール体制

1956 年の独立後もス国では度々クーデターが起き、軍事独裁政権下に置かれる事態が続いた。1989 年にはオマル・ハサン・アフマド・アル＝バシールがクーデターによって軍事政権を成立させて政権を掌握し、1993 年 10 月に大統領に就任。以来、政権を 30 年に渡り維持したが、経済情勢の悪化とインフレの昂進が契機となり、2018 年 12 月以降、全国各地で政府に対する抗議デモが増加し、2019 年 3 月にバシール大統領は非常事態宣言を発出し、治安機関を使ってデモ運動を抑制し

ようと努力したが、問題の解決には繋がらず、同年 4 月にバシール大統領は国軍によって解任された。

(3) バシール体制崩壊後

国軍は、新たに暫定軍事評議会 (Transitional Military Council: TMC)を設立すると、TMC が 2 年に渡り暫定支配することを発表すると同時に、将来の民政移管を念頭に置きつつ、民政移管を求める市民の代表からなる「自由と変化宣言」勢力 (Declaration of Freedom and Change: DFC)と暫定的な統治機構の設立に関する交渉を継続した。その後 TMC と DFC は、2019 年 8 月 17 日に、暫定的な統治機構の設立に関する文書 (「政治合意」と「憲法宣言」文書)に正式署名し、3 年 3 ヶ月と定めた暫定期間を開始した。直後にアブダッラー・ハムドゥークが新首相に任命され、同年 9 月 5 日に同首相を首班とする新暫定政府が設立された。同新暫定政府下では、暫定期間終了までに民政移管が完了するよう、優先課題として (1)反政府勢力との停戦と和平の達成、と (2)経済再建の為の経済・財政政策の実施、の 2 点を掲げ、課題達成に向けた各種改革や取り組みが行われた。

(4) 現政権の体制

ス国の政治体制は、大統領共和制であり、主要な移行政府機関については、2019 年の憲法宣言に定められており、次の 4 つから成ると定められている:

① 主権の象徴である「主権評議会 (Transitional Sovereignty Council)」

② 国家の最高行政権を有する「内閣 (Cabinet of Sudan)」

③ 立法権を有し、行政機構の活動を監視する「移行立法評議会 (Transitional Legislative Council)」

④ 司法府である「最高司法評議会(Supreme Judicial Council)」

各 4 つの機関の機能に関しては、憲法宣言内に以下のように定められている。

＝行政府＝

主権評議会と内閣があり、大統領のポストは 2019 年 4 月のバシール大統領撤退以降、空席のままとなっている。

＜主権評議会＞

主権評議会は、TMC と DFC 間の権力分有協定として取り決めたものであり、主権評議会は 13 人のメンバー (2021 年 12 月時点)にて構成され、TMC と DFC が合意の下、メンバーを選出する。主権評議会の議長は、暫定期間開始後の 21 ヵ月までは同評議会の TMC メンバーより選出し、残る 18 ヵ月間の議長は、評議会の DFC 側構成員より選出する。2022 年 2 月現在、主権評議会議長はブルハン将軍 (General Abd-al-Fatah al-BURHAN Abd-al-Rahman)である。

なお同評議会は、次にあげる権限を有している: 首相の任命、首相が任命した閣僚・地方の長や州知事の承認、指名された立法評議会議員の承認、最高裁判所設置後の承認及び司法長官等の承

認、内閣で指名された大使及び各国からの駐スーダン大使の承認、主要閣僚からなる安全保障・防衛評議会の勧告に基づく宣戦布告、等。

＜内閣＞

内閣は、首相 (DFC が選出し、主権評議会が承認した人物)、及び各省庁の大臣 (閣僚候補者リストの中から首相が指名し、主権評議会で承認を受けた人物)にて構成される。なお、国防大臣と内務大臣のみ、主権評議会の TMC メンバーによって指名される。

内閣は、次にあげる権限と義務を有している:「自由と変化宣言」のプログラムに従った移行期間の任務の遂行、戦争・紛争を停止し平和を構築すること、法律案・予算案・二国間及び多国間合意を早期に進めること、公的サービスの為の計画や政策案の作成、公共サービスの長を指名し、国家機関の活動を監視すること、法の執行を監視すること、等である。

＝立法府＝

＜移行立法評議会＞

移行立法評議会は、立法府として憲法宣言で規定されており、独立の立法当局である。移行立法評議会員は、最大で 300 人より構成され、前政権に参加していた国民会議党などの政党を除いた、全ての勢力を代表する。

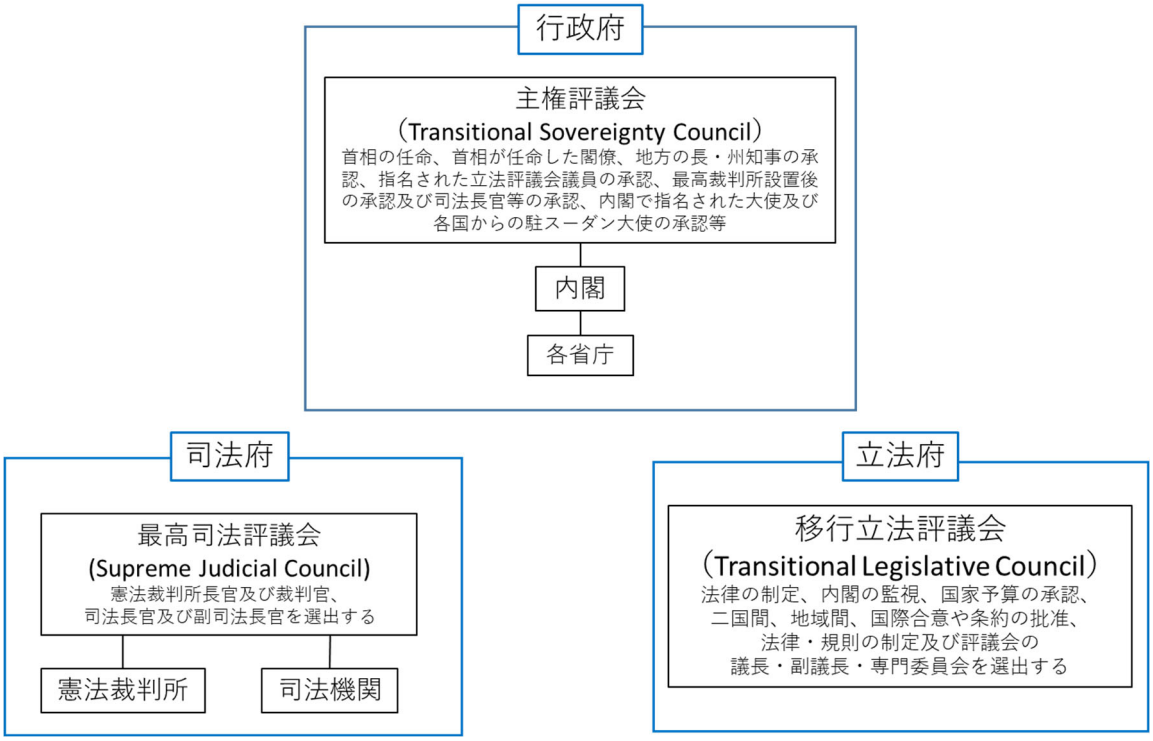
また移行立法評議会は、次にあげる権限を有する: 法律の制定、内閣の監視、国家予算の承認、二国間、地域間、国際合意や条約の批准、法律・規則の制定及び評議会の議長・副議長・専門委員会の選出、等。なお首相が退任した際には、移行立法評議会が新首相を指名し、主権評議会が承認する。

＝司法府＝

＜最高司法評議会＞

最高司法評議会は、司法府として憲法宣言で規定されており、憲法裁判所長官及び裁判官、司法長官及び副司法長官、を選出する権限を有している。司法権は各司法機関に委ねられており、司法機関は、主権評議会や立法評議会、またその執行部局から独立して存在しており、必要な財政的・行政的独立をも維持するとされる。司法長官は、司法機関の長であるとともに、国民最高裁判所の長であり、最高司法評議会の下で司法機関の運営責任を有している。

司法機関とは異なる独立した裁判所として、憲法裁判所が存在し、法律や措置の合憲性の監視、権利と自由の保護、憲法上の係争を裁く、等の権限を有している。



出典:ウェブサイト 中東・イスラーム諸国の政治変動「スーダン／現在の政治体制・制度」を基に、調査団にて作成

図 2-3 ス国の意思決定機関

表 2-3 ス国省庁一覧 (2022 年 2 月時点)

ス国省庁		
Ministry of Foreign Affairs	Ministry of Energy and Petroleum	Ministry of Investment and International Cooperation
Ministry of Agriculture	Ministry of Social Development	Ministry of Higher Education and Scientific Research
Ministry of Transport	Ministry of Communications	Ministry of Labour and Administrative Reform
Ministry of Education	Ministry of Animal Resources	Ministry of Religious Affairs and Endowment
Ministry of Justice	Ministry of Commerce	Ministry of Development, Roads and Bridges
Ministry of Industry	Ministry of Minerals	Ministry of Irrigation and Water Resources
Ministry of Sports	Ministry of Health	

出典: ウェブサイト DABANGA "Undersecretaries to temporarily run Sudan Ministries" を参考に調査団にて作成

2.1.3 経済指標

(1) 国家歳入

2011 年の南スーダン独立により、ス国の石油関連製品輸出は約 75%減少し、国家歳入は約 120 億 SDG (同 GDP の約 9%)縮小。対外収入は約 64 億ドル (同 GDP の約 13%)縮小し、外貨準備

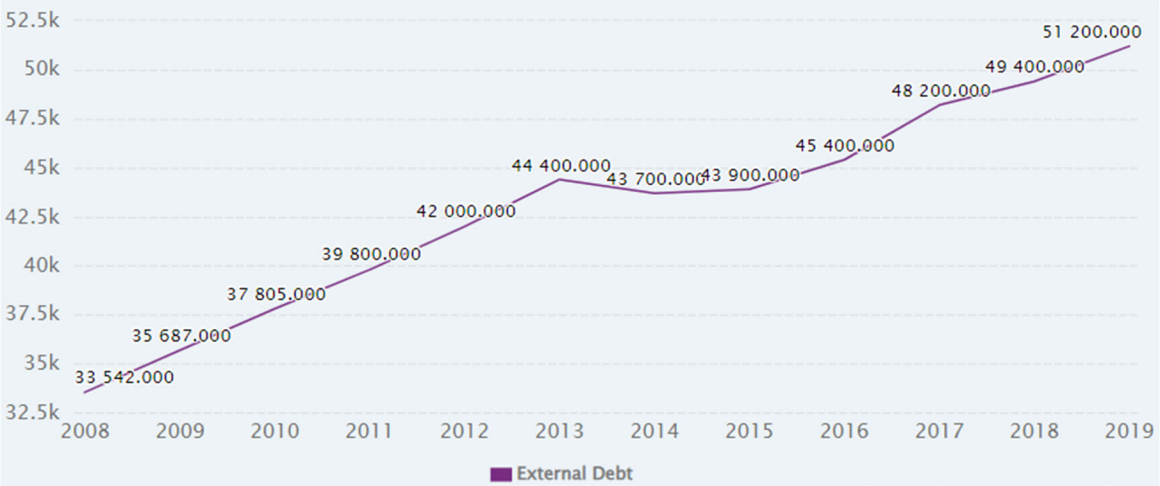
高は約 5 億ドル縮小した。ス国は、原油 (日産約 12 万バレル)、金、鉄等の鉱物資源、2 つのナイル川からの水資源と肥沃な耕地に恵まれているが、代替収入源の確保、米「テロ支援国家」指定の解除、対外債務 541 億ドルの処理等が重要課題となっている。

(2) 移行財政措置

南スーダンとの関係では、2012 年の合意 (2016 年改訂)で、南スーダンがス国に対してパイプライン施設使用料等と移行財政措置 (TFA)を支払うことが規定されている。

(3) 対外債務

対外債務問題については、外債務 541 億ドルの処理が重要課題となっており、ス国と債権者との間で債務救済合意が成立しない場合のみ、南北スーダン両政府の間で債務配分に係る協議が実施されることとなっている。

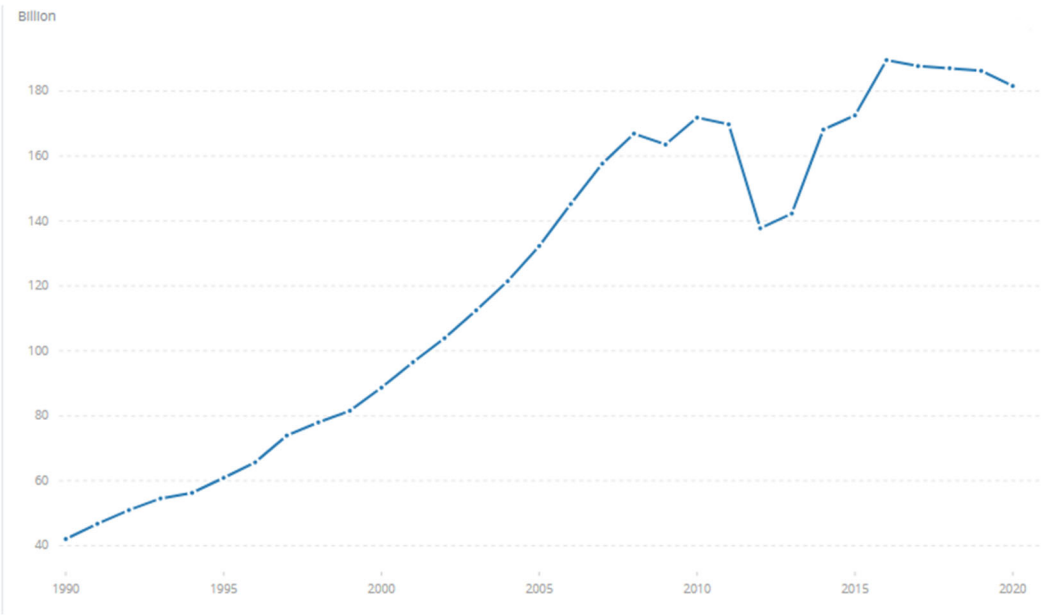


出典:CEIC Data

図 2-4 ス国対外債務推移 (単位：USD)

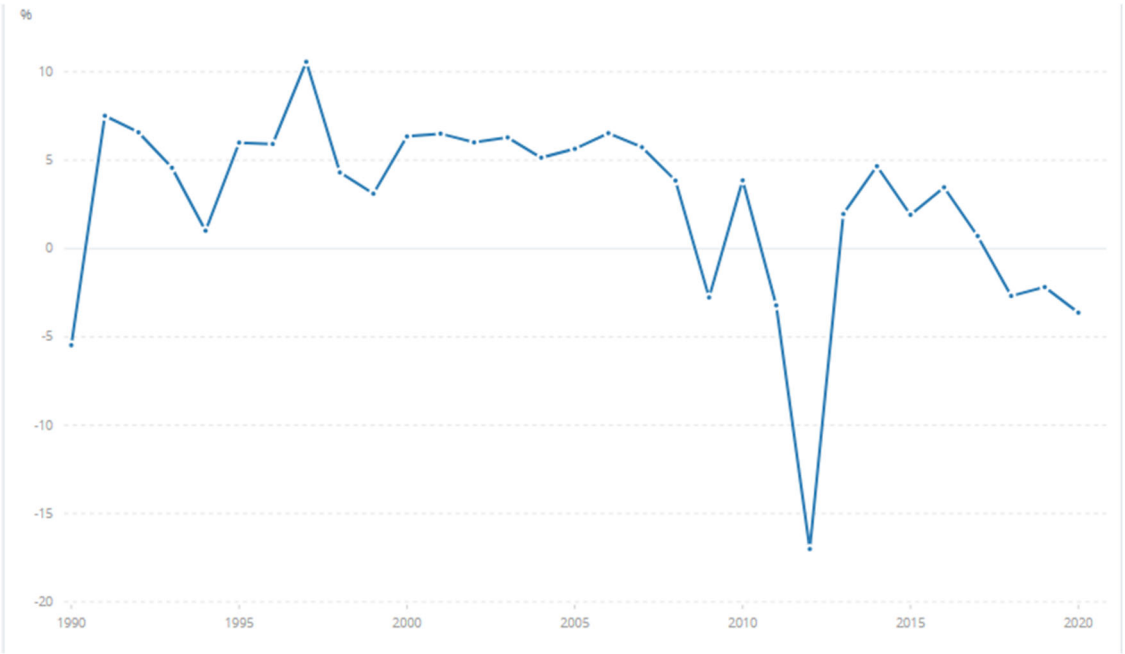
(4) GDP

2011 年 7 月に南スーダン共和国が分離独立したことに伴い、ス国の GDP は大幅に下がりその後回復しつつあるものの、経済情勢は依然深刻な状況である。2020 年のス国の GDP は約 182 億ドル(世界銀行)となっており、2019 年の約 189 億ドルから減少している。その理由としては新型コロナウイルス(COVID-19)のパンデミックにより商品価格の高騰、民間消費と投資の減少、バリューチェーンとサプライチェーンの混乱、貿易相手国の需要減少等が影響を受け、ス国国内での経済活動の低迷に繋がった為である。図 2-5 でス国の GDP 推移、図 2-6 にて GDP 成長率を示す。



出典：世界銀行 GDP, PPP (current international $) - Sudan

図 2-5 ス国 GDP 推移 (1990~2020 年)

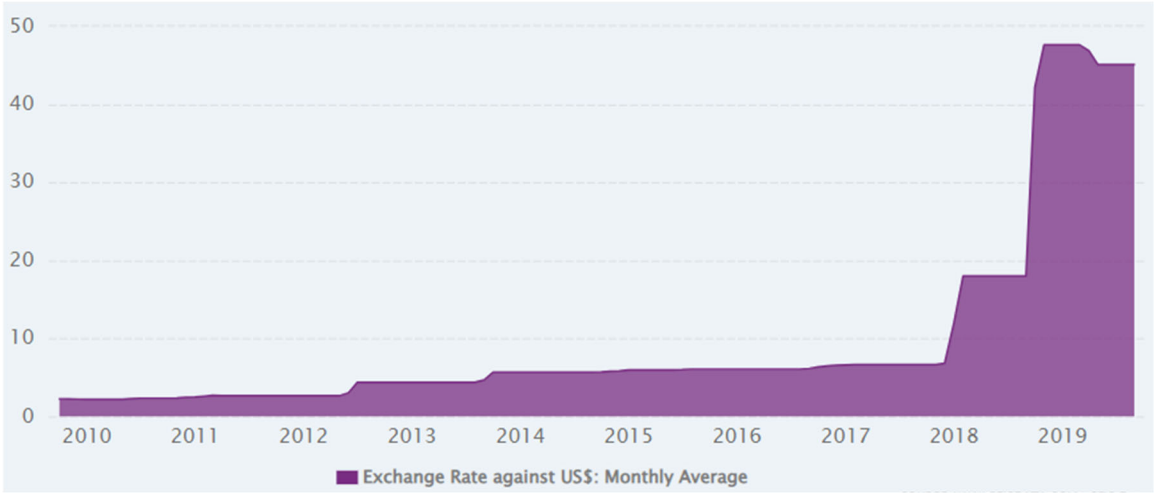


出典：世界銀行 GDP growth (annual %) - Sudan

図 2-6 ス国 GDP 成長率推移 (1990~2020 年)

(5) 為替レート

スーダン・ポンド (SDG)の対ドルレートは、2020 年時点で 1 USD = 約 55.3 SDG となっている。下記図 2-7 より、2018 年以降、レートが急激に変動している。



出典：CEIC Data

図 2-7　スーダン・ポンドの対ドルレート推移表

(6)　インフレ率

ス国では 2018 年以降、国内のインフレ率が年々上昇しており、2021 年 6 月には対前年比 413%まで高騰しており、厳しい経済状況が続いていると共に、国民の不満も高まっている。為替の悪化が継続していることから、外貨準備高の深刻な不足となり、燃料、小麦、医 薬品等生活必需品は慢性的に不足している。暫定政府は燃料補助金撤廃や管理変動相場制導入等の改革を実施しており、補助金削減や外貨準備の増強等、財政健全化に向けた改革・措置が課題となっている。

出典：ウェブサイト Trading Economics “Sudan Inflation Rate”

図 2-8　ス国インフレ率推移 (2012～2021 年)

(7)　経済対策プログラム

ス国の経済情勢は依然深刻であり、経済成長率の低迷、インフレ率の上昇、為替安が継続。IMF の発表 (2019 年)によれば、2019 年の GDP 成長率は-2.5%, 財政赤字の対 GDP 比は 10.5%, 公的

債務残高の対 GDP 比は 211%, インフレは 51%を記録。危機解決のため、政府は、(1)マクロ経済安定化、(2)生活水準改善、(3)和平開発基金の設置、(4)若者の雇用創出、(5)能力・制度構築及び国際金融システムへの復帰を 5 本柱とする経済対策プログラムを実施中。

表 2-4　ス国の経済指標諸元

主要産業	鉱業、農業、林業、畜産業、漁業
GDP	189 億ドル（2019 年、世銀）
一人当たり GNI	590 ドル（2019 年、世銀）
経済成長率	▲2.5%（2019 年、IMF）
物価上昇率	52.37%（2018 年 1 月、スーダン中央統計局）
失業率	13.3%（2017 年、世銀推定）
総貿易額（2020 年、UNCTAD）	輸出：38.03 億米ドル
	輸入：98.38 億米ドル
主要貿易品目（2015 年、世銀）	輸出：石油、食用油、金、家畜（羊）等
	輸入：小麦、航空機部品、さとうきび、医薬品等
主要貿易相手国（2018 年、WITS）	輸出：アラブ首長国連邦、中国、サウジアラビア、エジプト、インド
	輸入：中国、ロシア、サウジアラビア、インド、アラブ首長国連邦
通貨	スーダン・ポンド（SDG）
為替レート	変動相場制：1US＄＝約 55.3SDG（2020）

出典:　WITS：World Integrated Trade Solution (世界統合貿易ソリューション)

2.1.4　　社会情勢

(1)　食料供給

2019 年の経済危機に直面して以降、ス国は食糧不足問題を抱えており、国連によると、首都ハルツームに住む人々を含めた人口 4,500 万人の内、4 分の 1 近くにあたる 980 万人のス国人が「高度の急性食糧不安」に陥っている。現在のス国の食糧危機は、長引く避難民、経済の衰退とインフレ、COVID-19 の大流行によって悪化した食糧価格の高騰が原因であると、世界食糧計画や国連食糧農業機関等、ス国国内に存在している 10 の人道支援パートナーより報告されており、国連を含めた人道支援パートナーによる支援が必要とされている。

(2)　住宅供給

ス国では、砂漠の厳しい環境から逃れるため農村から都市への移住が進んでおり、2020 年時点では人口の 34%が都市部に居住している。都市部での居住者が増えたことにより、首都ハルツームでは 60%以上、ポートスーダンやオムドゥルマンなどの都市部でも不法占拠者の割合が 30%を超えると推定され、住宅供給不足は 250 万戸と推定されている。住宅事情を改善するため、ス国政府は低所得の国民が適切な住宅を取得できるよう、住宅開発計画のための国家基金を設立し、不法占

拠者の居住地を排除すると共に、政府が所有している土地を民間投資家に提供し、住宅建設を促すといった取り組みを行っている。

(3) エネルギー供給

ス国における電力へのアクセスは、2019 年時点で人口の約 32%となっており、人口の半数近くが未電化となっている。家庭への調理用燃料の供給量に関しても、調理用のクリーンな燃料が利用可能な人口は、2016 年時点で約 41%に止まっており、電力と共に全人口に行き渡っていないのが現状となっている。

(4) 医療供給

医療水準は適切な水準を下回っており、施設、医療機器、職員の観点からすると、医療体制には限りがある。国内経済が不安定なため、医療機器の不足やメンテナンス不良が著しく、特に国公立病院においてその傾向が顕著となっており、医薬品の供給も不安定な状況となっている。民間の施設での方がより多くのサービスや専門医による治療を受けられ、また国公立病院と比べて衛生状態も良い等の差がある。新型コロナウイルスの感染拡大を受け、医療体制の脆弱さが露呈した為、保健医療部門に対する投資需要は拡大傾向にある。

2.1.5 国家開発計画 (スーダン国家戦略 2017-2031)

スーダン国家戦略 2017-2031 (Sudan National Quarter-Century Strategy 2017-2031)はセクター横断で国家の開発目標を定めている。開発目標 No.3 では持続可能な開発を掲げており、電力セクターにも関わるいくつかの副目標として、電力ロスの低減、西ナイル地域各国との国際連系、エネルギー使用の合理化、データ管理の高度化、能力開発などを挙げている。この戦略は南スーダン分離前に策定されたものであり、大きな状況の変化があるにもかかわらず、いまだに参照されている。

2.2 地理と気候

2.2.1 地理

(1) ス国は、アフリカ大陸の北東部に位置し、エジプト・リビア・チャド・中央アフリカ・南スーダン・エチオピア・エリトリアの7カ国と国境を接している。総面積は約 188 万平方km (日本の約 5 倍)であり、アルジェリア、コンゴ民主共和国に次ぎアフリカ大陸第 3 位の広さを誇る。地形全般は標高 200～500 m の低平な高原であり、北部にはヌビア砂漠、西部にはエネディ高原と 3,000 m 級の高山からなるマッラ山脈、中部はゲジラとよばれる潅漑地、南部には湿潤地帯がある。地理上最も特徴的なのは、ス国を南北に貫流するナイル川 (全長約 6,700 km)であり、ウガンダのビクト リア湖より発する白ナイル川と、エチオピアのタナ湖より発する青ナイル川が、首都ハルツーム付近で合流しナイル川本流となり、国土の中央部から北流し、エジプトを経て地中海に注いでいる。

(2) 首都ハルツームは、北緯 15 度 36 分、東経 32 度 33 分、海抜 380 m にあり、ス国の中央部からやや紅海寄りに位置している。周囲は砂漠となっており、ナイル川に沿って岸から数百メートル

の地域に緑が僅かにあるのみとなっている。東は紅海に面し、港湾都市ポートスーダンがある。

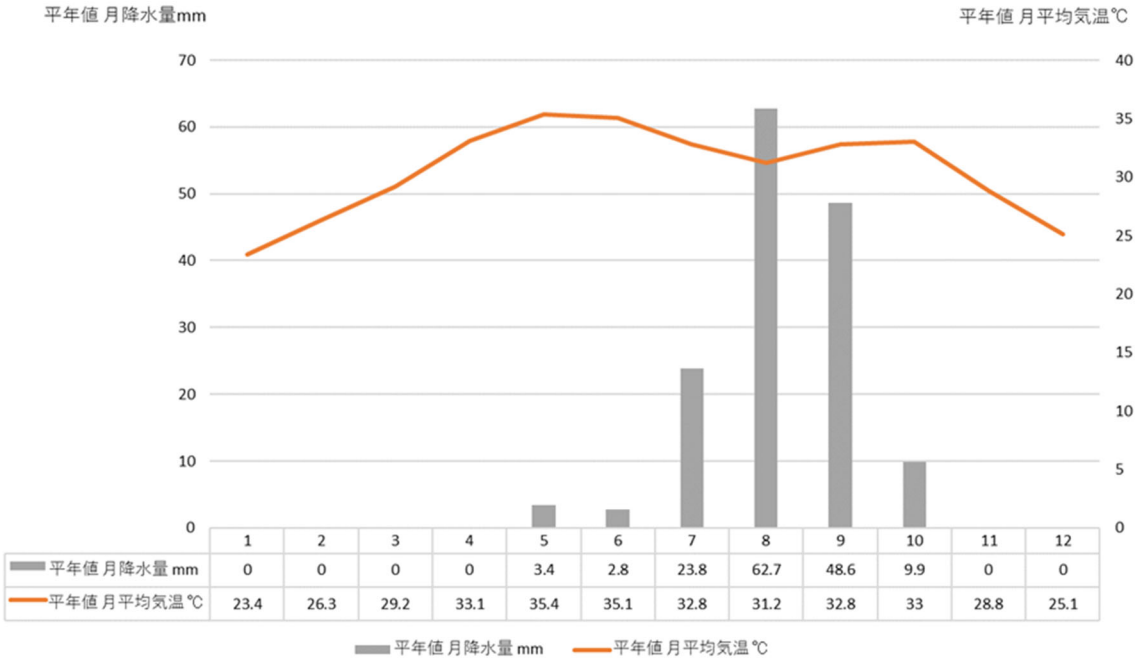
出典:外務省 HP より抜粋

図 2-9　ス国周辺地図

2.2.2　　気候

西部の山岳地帯を除き概ね標高 500 m 以下の平坦地。白ナイル川と青ナイル川が首都ハルツームで合流してナイル川本流となり、エジプトを経て地中海に注いでいる。北部は砂漠気候、南部はサバンナ気候。首都ハルツームは国土の中央やや東よりに位置し、海抜 380m と標高は低く、砂漠に囲まれている。1年を通じて高温低湿度であり、年平均気温は 26.7 度、年間平均降水量は 254 mm となっている。ハルツームの気候は概ね次の 4 つの時期に分かれる。

- ✓ 4～6 月: 最も暑く、気温は 50 度を超え、またハブーブと呼ばれる砂嵐が頻繁にみられる。
- ✓ 7、 8 月: 雨季。スコールのように短時間で激しく降る。下水道整備が不十分のため降雨後は至る所で道路の冠水が発生する。
- ✓ 9、10 月: セカンドサマーと呼ばれ、高温が続く。
- ✓ 11～3 月: 1 年のうち最も涼しい時期であるが、日中の最高気温は 30 ℃を超える。



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
平年値 月降水量 mm	0	0	0	0	3.4	2.8	23.8	62.7	48.6	9.9	0	0
平年値 月平均気温 ℃	23.4	26.3	29.2	33.1	35.4	35.1	32.8	31.2	32.8	33	28.8	25.1

出典:　気象庁データを基に調査団にて作成

図 2-10　ス国首都ハルツームの平年値

第3章 ス共和国電力セクター調査

3.1 ス国電力セクター概況

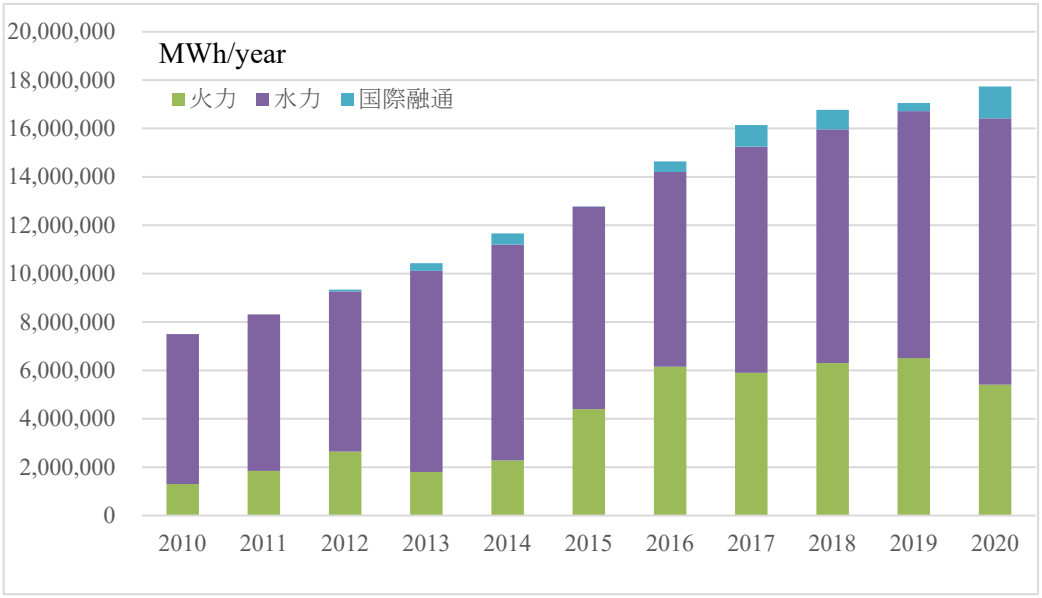
3.1.1 電力需給状況

(1) 年間発電電力量と電源構成

ス国の電源構成は、主に自国生産石油燃料による火力、ナイル川を活用した水力、隣国からの国際融通である。ス国の発電電力量と電源を図 3-1 に示す。2010 年から 2017 年にかけての 7 年間で年間発電量は約 8.0 TWh 弱から約 16.0 TWh 強まで約 2 倍以上増加している。しかし、2017 年から発電量の伸びは明確に鈍化している。制裁、通貨 (スーダン・ポンド)暴落および資金難のため、発電所の新設が進まないことが原因であると思われる。

2010 年時点では、火力 17%、水力 83%であったが、2020 年は火力 31%、水力 62%、国際融通 7%となっており、火力や国際融通の割合が増加している。

上述の通り、主に火力および水力にて賄われているが、それぞれ国際燃料価格変動や水理・気候変動に対し脆弱であることから、エネルギーの多様性が求められる。



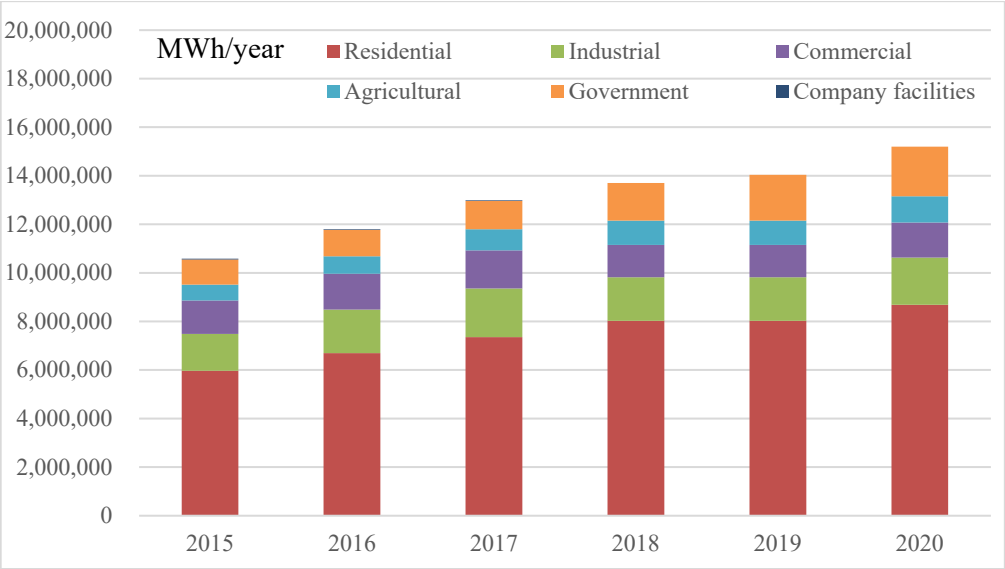
出典: SEHC

図 3-1 ス国の発電電力量の推移 (MWh/年)

(2) 年間販売電力量と消費先

ス国の年間販売電力量を図 3-2 に示す。2015 年の販売電力量は約 10.6 TWh/年、2020 年の販売電力量は 15.2 TWh/年であり、5 か年で 43.6%増加している。最も消費量が多いのは家庭用で、その次に産業用が 12.7%と続いている。

発電量よりも販売電力量が少ないのは損失が原因と思われる。



出典: 2015 年から 2017 年データは“From Subsidy to Sustainability: Diagnostic Review of Sudan’s Electricity Sector” Final report、2018 年から 2020 年データは “Rapid Post Dizaster Needs and Reconvery Assessment”

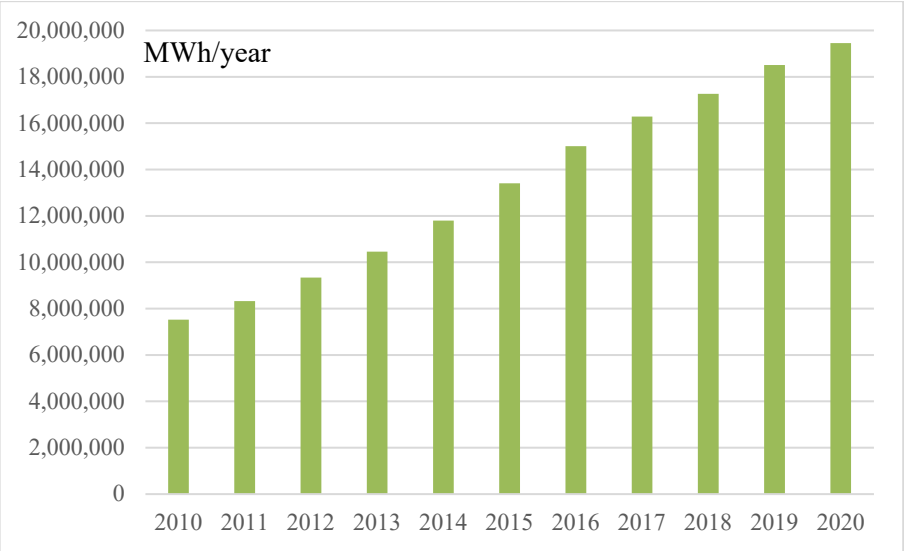
図 3-2 ス国の年間販売電力量の推移 (MWh/年)

(3) 年間需要電力量

ス国の人口に対する電力アクセス率は、緩やかではあるが着実に増加しており、2018 年には 32.2%であると推定される。但し、都市部の電力アクセス率は高いが、地方は低く地域格差が顕著である。これは送配電線網の地理的条件により、ダルフール (Darful)やコルドファン (Kordofan)等の地方には送電網が限定的であることが要因の一つである。

ス国の年間需要電力量を図 3-3 に示す。2018 年以降、年間需要電力量は、前述の年間発電電力量・年間販売電力量を上回り、負荷制限や停電が頻繁に発生しており、電力不足対策が喫緊の課題になっている。最新の報告では、毎日の負荷制限は、10~15 時間に及ぶ場合もあり、不足電力容量は、900 MW (全発電設備容量の約 25 %)と推定されている。 尚、都市部の一部の消費者は、負荷制限に備え、自家用発電機を設置している。

2020 年の 1 世帯当たりの平均電力消費量は約 535 kWh/年であり、これはサハラ以南アフリカの 10 倍の消費量である。この高消費の要因は、非常に低い電力料金且つ節約のインセンティブがないこと、エネルギー消費効率の悪い電化製品が使用されていること等である。



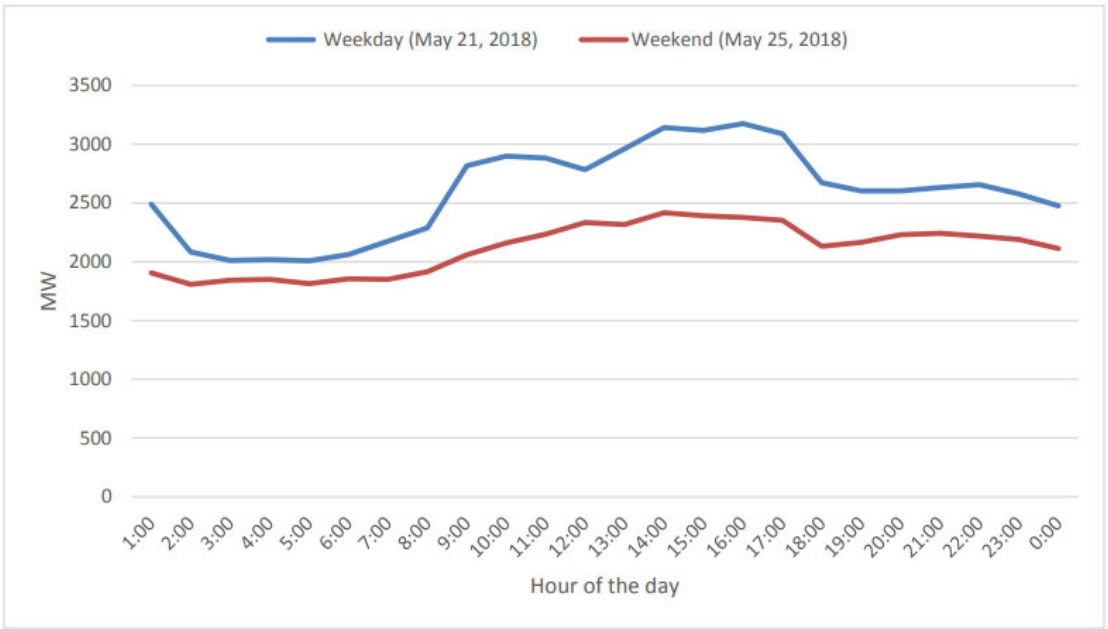
出典: SEHC

図 3-3 ス国の年間需要電力量の推移 (MWh/年)

(4) 電力需要の季節変動、日変動

ス国において需要のピーク時間は夏季である 6 月もしくは 7 月とされており、冬季の 2 倍の電力需要となる。原因は家庭や商業用途の空調使用である。需要の 40%が負荷制限 (Load shedding)されるため、正確な電力ピークは不明である。負荷制限は、制限されていない時間に必要以上に電気を使おうとする動機付けにもなっている。

ス国の日負荷曲線を図 3-4 に示す。2018 年に 3,146 MW の電力ピークを記録した。2015 年から毎年 200 から 300 MW の割合で電力ピークが増加している。



出典:“From Subsidy to Sustainability: Diagnostic Review of Sudan’s Electricity Sector” Final report, WB

図 3-4 ス国の日負荷曲線 (2018 年 5 月)

需要増加の理由は、新規消費者の増加と既存消費者の電力使用量の増加である。新規消費者数、既存消費者の電力消費の増加率は 2016 年から 2018 年で平均 5%である。既存消費者の電力消費の増加の要因としては、家電が増えていることなどが想定される。ス国の電化製品の所有率を j 表 3-1 に示す。TV、冷蔵庫、扇風機の所有率がそれぞれ約 80%、60%、70%である。エアコンの所有率は 20%を超えている。今後も更に新規消費者と電化製品所有率は、増加の傾向を辿ると推測される。

表 3-1　ス国の電化製品の所有率 (2014 年時点)

機器種類	所有している家庭の割合 (%)	1家庭で消費している台数 (台)
TV	78.7	1.1
ラジオ	27.0	1.0
コンピュータ	8.4	1.2
冷蔵庫	59.8	1.1
ファン	73.9	2.7
エアコンディショナ	22.6	1.5

出典: Diagnostic of the Electricity sector of Sudan

(5)　供給容量

ス国の電力供給能力は概ね 3,500 MW であり、系統に接続された火力並びに水力がそれぞれ 1,500 MW、1,900 MW、系統に接続されていない火力が 100 MW である。電力供給の規模はサブサハラ地域で最も大きい。一方で、最新情報では、送配電損失は 30% (配電 25%、送電 5%)であると推測されている。また、長きに亘る制裁により発電設備の予備品や保守不足となり、設備停止や出力制限等が生じている。更に、国内燃料供給が限定されているため、需要を補うために輸入燃料調達をするも、資金不足のため十分に調達できていない。結果として、長時間の負荷制限を需要家に強いている。

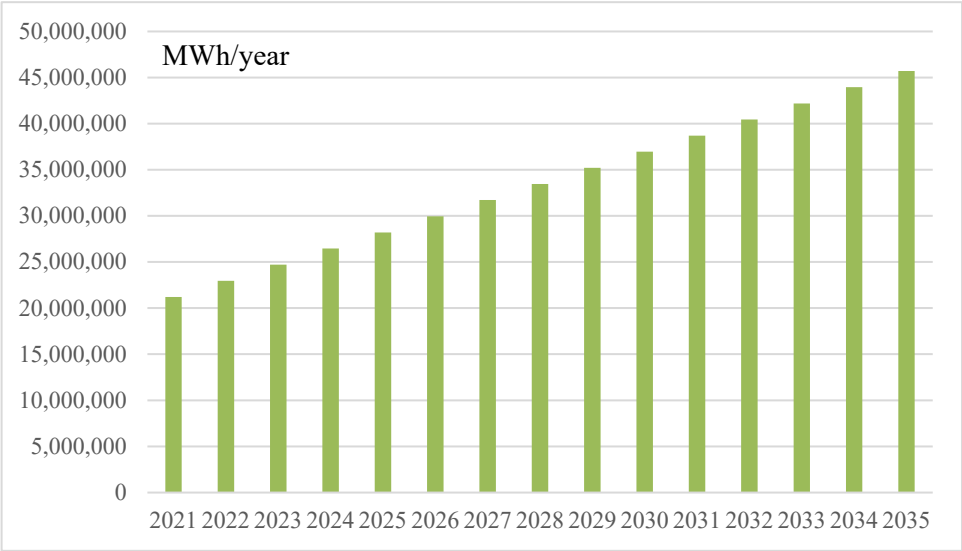
3.1.2　　電力需要予測

(1)　電化計画

国連は 2011 年に"万人のための持続可能なエネルギー" (Sustainable Energy for All。以下、SE4All)として全世界で 2030 年までに普遍的エネルギーアクセスを達成するイニシアチブを発表し、ス国政府はこれを受けて、2031 年までに全国民の 80%以上が電力系統を通じて電力供給できることを目標に掲げている。スーダン配電会社 (Sudanese Electricity Distribution Company。以下、SEDC)は年間 250,000 世帯の接続を目指しているが、2016 年から 2018 年の実績は 100,000 世帯にとどまっている。

(2)　年間需要電力量の予測

ス国の年間需要電力量の予測を図 3-5 に示す。2021 年には 20.0 TWh/年を超え、概ね毎年 1.8 TWh/年の割合で増え続け、2035 年には 45.0 TWh/年以上になると予測されている。

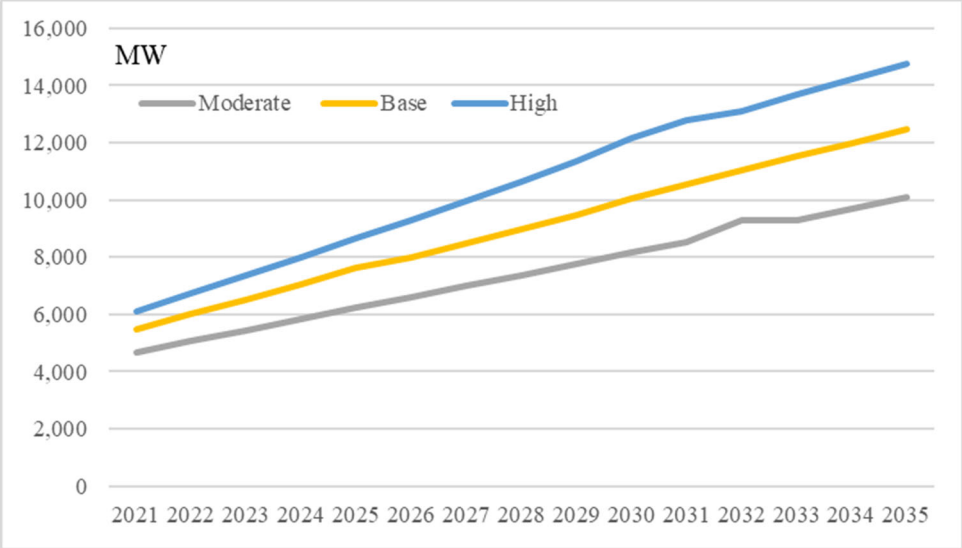


出典: Electricity Sector Strategy (2020-2035)

図 3-5 ス国の年間需要電力量の予測 (2021 年から 2035 年) (MWh/年)

(3) 最大需要電力の予測

ス国の最大需要電力の予測を図 3-6 に示す。穏健 (Moderate)、基準 (Base)、急成長 (High)の 3 シナリオが想定されており、2021 年には 4,700 MW 弱から 6,100 MW 強の範囲で想定されているが、2035 年には、10,100 MW 強から 14,800 MW 弱となると予測されている。



出典: Electricity Sector Strategy (2020-2035)

図 3-6 ス国の最大需要電力の予測 (2021 年から 2035 年) (MW)

(4) 今後の需給バランス

これまでに記述の通り、年間需要電力量が増加しているものの、2017 年頃より年間発電電力量・販売電力量の伸びは鈍化している。今後、年間需要電力量は 7~8%の伸びが予想されている。新規消費者 (新規アクセス率)や電化製品の導入率が着実に増加してきていることや人口増加 (約

2.8%)が継続していることも需要を押し上げると予想され、さらに電力供給不足および電力品質低下(負荷制限等)が顕著となる恐れがある。従い、早期に安定電源確保が求められる。

3.1.3 電力セクター関連の基本法、関連法

(1) 電力セクター関連の基本法、関連法の構造

電力セクターの関連法令を表 3-2 に示す。

電力法、投資法、公民連携(Public-Private Partnership、以下、PPP)法が制定されているが、再生可能エネルギーの導入、エネルギーの効率化を促進する法令については整備されていない。

表 3-2 電力セクターの関連法令

法令名	制定年
電力法 (Electricity Act, 2001)	2001
投資法 (Investment Act, 2021)	2021
公民連携法/PPP法 (Public-Private Partnership Act, 2021)	2021

出典: 調査団にて整理

(2) 電力法

電力法 (Energy Act, 2001。以下、EA2001)は 5 章、21 条からなり、電力セクターの基本構造と管轄大臣の権限を規定している。

EA2001 は国営電力会社 (National Electricity Corporation。以下、NEC)を発送配電の主体として指名し、かつ電力規制庁 (Energy Regulatory Authority。以下、ERA)を電力セクターの調整者(Organ)として指名している。EA2001 の法体系上では、発送配電の各分野での民間参入や電力系統への接続は開放されている。しかし、民間参入の手続きについては定められていない。また、NEC は現存しておらず、3.1.4 節に後述のスーダン電力持株会社 (Sudanese Electricity Holding Company。以下、SEHC)及びその参加会社が後継を担っていると思われ、現状に即していない。

ス国政府は現在の電力セクターの事業環境に即した改正を進めており、電力法改正版 (Energy Act, 2021。以下、EA2021)を準備中である。

第 1 章は序文であり、法の名称及び法の条文中の用語の定義を規定している。第 2 章は発送配電免許主義と免許の要件について規定している。第 3 章では電力分野での投資は調整機関(Organ)の承認が必要であり、投資法の手続きに沿って実施されるべきことを規定している。調整機関とは ERA であると解されている。第 4 章では、調整機関の機能と権能について規定している。第 5 章では、所轄大臣の権能を規定している。

(3) 投資法

投資法は 8 章、39 条からなり、国内外の投資家にとって望ましい投資環境の構築、より予測可能で透明かつ公平なシステムの樹立を目的としている。

第 6 条では投資・民間活力庁 (Investment and Private Sector Development Authority)を設立し、当該庁が監督するとしている。

第 9 条ではこの法に基づいて設立された共通窓口 (Single Window system)が異なる省庁間の調整を図ること、第 15 条では所轄官庁が関係省庁との協議に基いて国家投資戦略を策定し 5 年ごとに更新することが定められている。

第 19 条では、海外投資家はス国内投資家と等しく扱われ、公平な競争条件下での事業実施を保証することが定められている。

第 20 条では、投資の回収までを期限として、関税 (Customs Duty)、法人税 (Business Profit Tax)、付加価値税(Value Added Tax)の免税措置が導入され、併せて事業にかかる土地がス国政府の責任において準備されることが定められている。

第 23 条では、プロジェクト開始前にあらかじめ免許を得る必要があり、免許は更新可能で有効期限 3 年であることが定められている。

第 25 条ではすべての投資法人にかかる情報を集約した投資登録制度の導入を規定している。

第 26 条では投資の条件、手続き、所要時間など投資にかかる指針を規定している。

(4) PPP 法

PPP 法は 10 章、42 条からなり、PPP 事業の組成や促進、民間事業者のプロジェクトへの参画並びに投資の推奨、入札における透明性並びに公平性の確保を目的としている。

第 3 章では首相を委員長とする PPP にかかる最高委員会の設立を規定しており、当該委員会が戦略と勧告を備え、資金源を探し、プロジェクト調査や提案を承認する。また、プロジェクトに必要な土地利用許可をし、プロジェクトのかかる保証や免除に許可を与えるとしている。PPP プロジェクトは官民の双方から提案可能である。それぞれの PPP プロジェクトは入札委員会による入札手続きを経ることになっている。

(5) 規程並びに技術要件

ス国の電力セクターの規程並びに技術要件を表 3-3 に示す。系統規程、配電規程、再生可能エネルギー接続規程が定められている。

ス国の系統規程の規定内容を表 3-4 に示す。系統規程は、電力系統を系統の所有、系統の運営、市場の運営という 3 つの側面から機能を規定し、電力系統への関係者として送電役務提供者(Transmission Service Provider。以下、TSP)、送電系統運営者 (Transmission System Operator。以下、TSO)、配電役務提供者 (Distribution Service Provider(s)。以下、DSP(s))、配電系統運営者(Distribution System Operator。以下、DSO)、市場運営者 (Market Operator。以下、MO)という分類で整理している。TSP は電力系統の所有者を指し、スーダン送電会社 (Sudanese Electricity Transmission Company。以下、SETCO)が該当する。DSP(s)は配電系統の所有者を指し、SEDC 並びに将来配電会社が設立されたらその配電会社が該当する。TSO は、給電指令をする主体を指し、SETCO が兼ねている。DSO は、明確な規定はされていない。MO は、発電計画を作成する主体を指し、SEHC やスーダン火力発電会社 (Sudanese Thermal Power Generation Company。以下、STPG)並びに将来発電会社が設立されたらその発電会社が該当する。

ス国の配電規程の規定内容を表 3-5 に示す。配電規程は、DSP(s)が遵守するべき技術基準を規定したものである。

ス国の再生可能エネルギー接続規程の規定内容を表 3-6 に示す。再生可能エネルギー接続規程は、風力並びに太陽光を送電系統もしくは配電系統に接続する際に遵守するべき技術基準を規定したものである。

表 3-3　ス国の電力セクターの規程並びに技術要件

名称	制定年
系統規程 (The Grid Code, Ver. 2)	2017
配電規程　第2版 (The Distribution Sub-Code, Ver. 2)	2017
再生可能エネルギー接続規程 (The Renewable Energy Connection Sub-Code, Ver. 2)	2017

出典: SEHC からの受領資料を基に調査団にて整理

表 3-4　ス国の系統規程の規定内容

章	規定内容
1章 一般条件	条項の強化、停止 告知と秘密保持 用語の解釈
2章 系統運営	系統運営委員会の設立 系統運営下部委員会の設立 系統規程にかかる紛争の解決 系統規程の強化、改訂方法 系統運営報告
3章 系統性能基準	電力品質基準 信頼性基準 システム損失基準
4章 系統保安規程	質保証委員会 (PRC*1)と労働安全衛生基準 (OSHS*2) 保安の調整 保安の調整者
5章 系統接続規程	系統の技術、設計、運用の判断基準 系統との接続並びに変更にかかる手続き 大規模発電機にかかる要求事項 配電役務提供者とその他の系統利用者への要求事項 通信とSCADA*3設備にかかる要求事項 固定資産の責任分界 (Fixed Asset Boundary)にかかる要求事項 電気図面にかかる要求事項 接続点 (POC*4)図面にかかる要求事項 系統にかかる諸元の登録
6章 系統計画規程	系統計画にかかる責任 系統計画調査 標準計画値 発電設備計画値
7章 系統運用規程	系統運用状態、系統運用判断基準、系統保護 系統運用にかかる責任 系統運用にかかる告知と報告 系統運用と保守のプログラム 周波数制御並びに電圧制御 非常時の手続き 発電設備機能確認試験
8章 給電規程	給電計画と給電にかかる責任 給電計画における原則

	発電計画手続き 中央給電手続き
9章 計測規程	計測における要求事項 計測機器基準 計測機器試験、保守 計測読取方法、データ取扱方法 監査手続き
10章 別添	定義 略語

*1: Professional Regulation Commission
*2: Occupational Safety and Health Standards
*3: Supervisory Control And Data Acquisition
*4: Point Of Connection
出典: 系統連系規程 (The Grid Code, Ver. 2)を基に調査団にて整理

表 3-5 ス国の配電規程の規定内容

章	規定内容
1章 一般条項	適用範囲 配電役務提供者と消費者の関係 紛争の解決
2章 配電計画規程	技術並びに設計の判断基準 供給の保証 (連続性) 計画値の伝達
3章 配電接続規程	接続のために求められる情報 接続調整 接続のための技術要件 計測と伝送 配電網と接続される発電設備にかかる要求事項
4章 配電運営規程	需要予測 運営計画 需要の制御 運営状態通信と連絡所 発生事象の記録 システム試験 監視試験と調査 保安の調整
5章 別添	定義 略語

出典: 配電規程 第 2 版 (The Distribution Sub-Code, Ver. 2)を基に調査団にて整理

表 3-6 ス国の再生可能エネルギー接続規程の規定内容

項目	規定内容
系統接続要件	電圧、周波数範囲 起動 電力品質 有効電力制御 無効電力制御 系統電圧の異常に対して具備するべき要件
系統保護	出力変動型再生可能エネルギー発電所 (VRPP*1)運用者の責任 保護協調と設定 単独運転の検出と運用 遮断器 接続点 (POC*2)における短絡電流
出力の予測	日発電曲線、週発電曲線の予測と系統運用者への提出

試験、監査、規程の遵守	規程の遵守の証明義務 系統規程と配電規程への遵守 規程遵守の確認試験 規程遵守の監視 規程遵守を証する記録と5年間の保存義務
即時データ伝送	発電諸元を即時データ伝送として系統運用者へ共有
規程の変更	送電網運用者、配電網運用者が変更案を作成し、ERAが承認

*1: Variable Renewable Power Plant
*2: Point Of Connection
出典: 再生可能エネルギー接続規程 (The Renewable Energy Connection Sub-Code, Ver. 2)を基に調査団にて整理

3.1.4 電気事業体制

(1) 電力セクターの構造

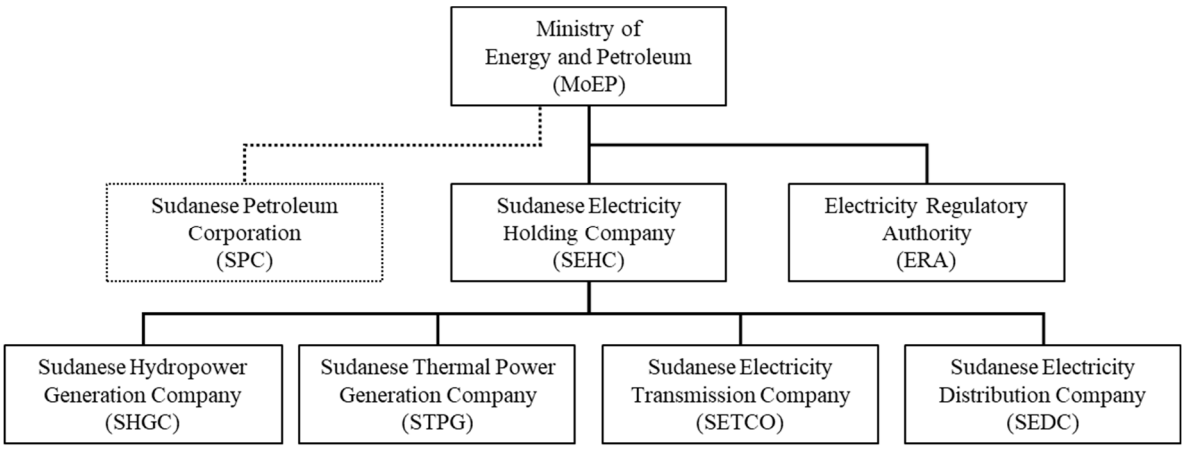
ス国の電力セクターの構造を図 3-7 に示す。

電力セクターは国営の火力発電会社、水力発電会社、送電会社、配電会社とそれらを統括するホールディング会社にて構成されている。電力規制庁が電力セクターの会社を監督している。

2001 年に制定された電力法では電力セクターの発送配電の主体として NEC が指名されており、NEC が発電、送電、配電に対して全責任を負う国営会社が一括管理をしていた。2010 年に大統領令 No. 169 により分社化され、2016 年に SEHC とその傘下の 4 企業からなる現在のセクター構造になった。

分社化はしているが、電力省が資金調達、投資、幹部の任命の権限を持ち、電力セクターの各会社の自律性はほとんどない。

後述のとおり、電力料金は極端に安く設定されており、その穴埋めのため多大の国家予算を電力セクターに投入している。



注: 出典のレポートでは Ministry of Water Resources, Irrigation and Electricity のところ、省庁再編後の Ministry of Energy and Petroleum に変更した。

出典:“From Subsidy to Sustainability: Diagnostic Review of Sudan’s Electricity Sector”, Final report, WB

図 3-7 電力セクターの構造

(2) 電力石油省

電力石油省 (Ministry of Energy and Petroleum。以下、MoEP) は、2020 年に再編された省庁である。

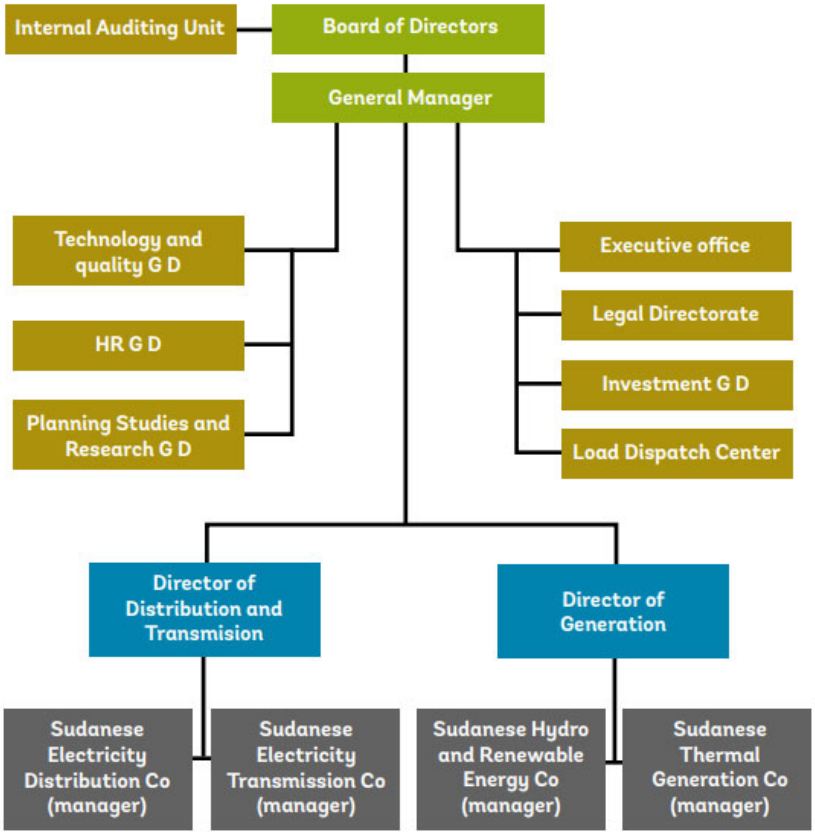
電力石油省は電力セクターのすべての会社を監督しており予算配分の権限に基づいて、幹部職員の任命、電力持株会社への補助金の支出投資決定を統制している。同省は、電力規制庁をも監督している。

前身である電力水資源灌漑省 (Ministry of Water Resource, Irrigation, and Energy)は 2012 年に組織されていた。

(3) SEHC

SEHC は、2016 年に組織され、完全に政府の管理下にある。SEHC は子会社 (Subsidiaries)に電力の各分野の設備運転の責任を委任しているが、各子会社への売電収入の分配と投資判断、資金調達における権限は留保している。また、SEHC は、電力セクターの企業間の電力取引価格を調整する。

2021 年 11 月時点では、再生可能エネルギーは SEHC の管轄である。ただし、水力、火力は設備の運転の委任を各子会社に委任しており、自ら設備運転、保守する能力はない。国際電力融通については SEHC の管轄である。SEHC の組織図を図 3-8 に示す。



出典:“Rapid Post Disaster Needs and Recovery Assessment”

図 3-8 SEHC の組織図

(4) SHGC

スーダン水力発電会社(Sudanese Hydropower Generation Company。以下、SHGC) は、2016 年に組織され、全て(6 か所)の水力発電及びダムにかかる運用(Operation and Maintenance。以下、O&M)の責を負う。水力開発計画は電力石油省で作成され、原則的に SEHC にて投資判断をするために、SHGC は開発投資に関する権限を有していない。SHGC は配分された年間予算の執行の権限のみを有し、資金調達や施工監理の責は負っていない。SHGC は、所管設備での発電電力を SETCO に供給する。その電力取引価格は、電力石油省並びに SEHC が ERA と協議の上決定している。

2021 年 11 月時点で、再生可能エネルギーを管轄していない。

(5) STPG

STPG は、2016 年に組織され、全ての火力発電にかかる建設管理並びに O&M 及び SEHC で意思決定された投資の管理の責を負う。投資資金の調達や購買は SHEC が調整するため、STPG は技術的な面での機能を有するだけである。STPG は、所管設備での発電電力を SETCO に供給する。その電力取引価格は、電力石油省並びに SEHC が ERA と協議の上決定している。尚、ス国政府から燃料調達先に直接支払いをしているために、この電力取引価格には燃料費が含まれていない。

2021 年 11 月時点で、再生可能エネルギーを管轄していない。

(6) SETCO

SETCO は、2016 年に組織され、送電にかかる管理並びに O&M、送電インフラの施工監理の責を負う。STPG と同様、SETCO は技術的な面での機能を有するだけである。STPG 並びに SHGC は、所管設備での発電電力を SETCO に供給する。その電力取引価格は、電力石油省並びに SEHC が ERA と協議の上決定している。尚、ス国政府から燃料調達先に直接支払いをしているために、この電力取引価格には燃料費が含まれていない。

給電指令所(Load Dispatch Center)は、SETCO 傘下にある。また、SETCO は通信業送電線を提供している。

(7) SEDC

SEDC は、2016 年に組織され、国営配電網並びに独立配電網の管理をしている。法によって優越的な立場を得ているわけではないが、ス国内の配電市場を独占している。2017 年時点の顧客数は 250 万、販売電力量は 12,986 GWh である。SEDC は顧客から電力料金を徴収し、配電にかかる経費を控除したうえで SEHC へ送金する。

(8) ERA

ERA は、電力セクターの調整役である。その位置づけは EA2001 により規定され、電力石油省の承諾を得て、電力石油省からの年間予算配分を取り仕切る。

ERA は 2021 年 11 月時点では、EA2001 のもとに、組織上では電力石油省の下部組織となっており、予算は電力石油省から出ている。本来 ERA は独立性を保った組織であるべきであり、近く公

布される EA2021 では、経営会議 (Board of Director。以下、BD)のもとに位置することになる。BD は、首相直轄の組織であり、電力セクターの経営層、消費者代表、環境関連組織代表など、利害関係者により構成される。EA2021 のもとでは、ERA は BD を通して首相に報告等をすることになる。電力関係法や規定に基づく審査・監視、最近再生可能エネルギー関連も管轄となった。

ERA は、電力会社の免許 (license)を承認する権限、電力購入契約 (Power Purchase Agreement。以下、PPA)を承認する権限、電力セクターの技術要求基準 (Code)の設定の権限を有する。

新規プロジェクトを実施する場合には、ERA は技術的な審査を行う権限を有している。

(9) DIU

ダム執行機関(Dams Implementation Unit。以下、DIU) は、2021 年の省庁再編により旧電力灌漑水利省から灌漑水利省 (Ministry of Irrigation and Water Resource)のもとに位置するようになった。DIU は、モロウェダムの開発、建設、施工監理のために 1999 年に組織された。2005 年にすべてのダムの開発、建設、施工監理をするべく所掌が拡張された。複合インフラプロジェクトでの経験を活かし、DIU は電力セクターにとどまらず、大規模インフラプロジェクトに活躍の場を広げている。竣工後、当該インフラは所轄官庁並びに組織へ所有権が移転される。DIU は、可能性調査(feasibility study。以下、FS)、プレ FS、灌漑、輸送インフラ、資金調達、入札管理を担当する強力な機関となっている。

3.1.5 電力自由化並びに民間活力活用の状況

(1) 法制上の制約

電力セクターにおける活動を国営企業に制限する法令などはなく、電力自由化並びに民間活力活用での制限はない。また、電力セクターは独占(Monopoly)やグリッド接続への制限(Restriction with grid connection)などはなく、開かれている。

一方、独立系発電事業者(Independent Power Producer。以下、IPP)を実施するための法的な手続きについては定められておらず、あいまいである。

PPP については、2021 年 6 月に PPP 法が制定され、法的な手続きについて定められたところである。

(2) IPP プロジェクト

2001 年からス国政府は民間資金活用を試みている。IPP の場合、建設費用を準備する必要がないことから、ス国側は IPP を推進することを望んでいる。

ス国の IPP プロジェクトを表 3-7 に示す。2021 年 11 月時点で 3 件の IPP プロジェクトが実施されている。

IPP を推進する上での障害は、ス国政府が電力買取価格を低く提示することである。開発者が魅力を感じるに足るだけの電力価格とはなっていないために市場参入者が少ない。

トルコのカルパワーシップ社の案件は、準 IPP プロジェクト (Semi-IPP)ともいうべきもので、PPA により 2018 年 5 月から 3 年間という短期の発電所借用契約 (power plant rental contract)となっている。尚、この契約ではス国政府が最低稼働率を保証し、燃料の供給している。図 3-9 に示す通り、海上に発電機能を有する船から供給している。

表 3-7 ス国の IPP プロジェクト (2021 年 11 月時点)

No.	地点	方式	規模	社名 (母国)
1	ダルフール	火力 (DG)	70 MW	不明 (不明)
2	ダルフール	火力 (DG)	80 MW	不明 (不明)
3	ポートスーダン	火力 (ST)	179 MW	Karpowership (トルコ)

No.は便宜上付したものであり、ス国政府が付与したものではない。
出典: SEHC からのインタビュー、Karpowership 社ウェブサイトに基づき調査団にて整理

出典: Karpowership 社ウェブサイト

図 3-9 カルパワーシップ社によるポートスーダン IPP の発電船 (179 MW Rauf Bey)

(3) PPP プロジェクト

2021 年 11 月時点で PPP プロジェクトの実績はない。

(4) 電力自由化並びに民間活力活用の障壁

前述の通り、電力自由化並びに民間活力活用に法的な制限はなく、2021 年版投資法では各種免税等による優遇処置が規定され、同じく PPP 法では、民間事業者のプロジェクトへの参画並びに投資の推奨、入札における透明性並びに公平性の確保等が規定されている。

一方で、次節で述べる様に、電力価格は極端に安く、サハラ以南アフリカ地域でも最安価格である。また、実質の運転コストは電力価格を大幅に上回り、燃料費と共に政府からの補助金が補填されている。

民間投資家や事業者にとっては、法的なインセンティブ不足、電力価格の安さ、及び安定廉価燃料確保等が参入への高い障壁となっていると推察される。

また、国際的な制裁、近年の継続する国内インフレや現地通貨下落も障壁要因と考えられる。2017 年に米国の制裁が解除されより良い方向に進むと考えられるが、多くの他要因が改善されないため高い障壁のままである。

3.1.6 電力価格の構造

(1) 消費者向け電力価格

ス国の電力価格を表 3-8 に示す。2021 年 1 月に電力料金の改正が実施され、SDG 基準では 2018 年時点に対して家庭向けは 5 倍程度に、商業・工業向けは 15 倍程度に値上げされている。しかし、値上げした 2021 年 1 月時点では 1 USD=55.5 SDG 程度であったが、2021 年 2 月に SDG が 1USD=380 SDG 程度にまで下落し 2021 年 7 月以降は 1 USD=450 SDG 程度と家庭向け電力価格が USD 基準では値下がりしてしまっている。また 2021 年改正前は、最も高い単価であっても 0.034 USD/kWh に過ぎず、非常に安い価格設定になっていることが問題であったが、改正後も SDG の下落のため最も高い単価は 0.026 USD/kWh であり状況は改善されなかった。ス国政府は 2022 年 1 月に再度、電力料金の改正をしており、2018 年時点に対し SDG 基準で家庭向けは 30 から 80 倍程度に、商業・工業向けは 50 から 100 倍程度に値上げされている。

ス国の電力価格は、消費者の属性ごとに設定されており、2018 年時点では消費者の属性は 10 程度に細分化されているが、2021 年には 8 程度に区分が簡素化された。2018 年時点では家庭用と商業用は、使用電力量に応じて段階的に 1 kWh の単価が高くなる累進制となっていたが、2021 年には、商業用は使用電力量に関わらず一律の単価となった。

尚、3.1.4 節に記載の通り、ス国政府から燃料調達先に直接支払いをしているために、電力会社間の電力取引価格には燃料費が含まれておらず、したがって消費者への価格にも燃料価格は含まれていない。電力にかかる燃料費は純粋に国庫から支出されている。

表 3-8　ス国の電力価格 (2018 年に対する 2021 年、2022 年時点)

	2018 (1 USD=47.6 SDG)		2021 (1 USD=450 SDG)			2022 (1 USD=450 SDG)		
Sector/Consumption	SDG/kWh	USD/kWh	SDG/kWh	USD/kWh	USD基準	SDG/kWh	USD/kWh	USD基準
Domestic tariff								
From 1 to 100	0.15	0.003	0.8	0.00177	-41%	5	0.0111	270%
From 101 to 200			1.00	0.0022	-27%	6	0.0133	343%
From 201 to 300	0.26	0.005	1.20	0.0026	-48%	8	0.0178	256%
From 301 to 400			1.40	0.0031	-38%	15	0.0333	566%
From 401 to 500	0.32	0.007	1.60	0.0035	-50%	22	0.0489	599%
From 501 to 600			1.80	0.004	-43%	25	0.0556	694%
From 601 to 800	0.52	0.011	6.35	0.014	27%	35	0.0778	607%
From 801 to 1,000	0.85	0.018			-22%			332%
From 1001 to 1,500						45	0.1	456%
Above 1,500	1.60	0.034			-59%			194%
Agricultural tariff								
Up to 50 HP, National and Research and Training Projects	0.16	0.003	-	-	-	9	0.02	-
More than 50 HP	1.60	0.034	-	-	-			-
From 1 to 200	-	-	0.80	0.00177	-			-
From 201 to 500	-	-	1.00	0.0022	-			-
Above 500	-	-	1.60	0.0035	-			-
Foreign Agricultural Investment	-	-	6.35	0.14	-	22	0.0489	-
Industrial tariff								
Medicine Industries	0.18	0.004	3.41	0.0075	88%	18	0.04	900%
Other industries	1.60	0.034	-	-	-	-	-	-
Cold stores and ice								
From 1 to 400	0.34	0.007	-	-	-	-	-	-
Above 400	0.85	0.018	-	-	-	-	-	-
All Voltage	-	-	6.35	0.014	-	26	0.0578	-
Commercial tariff								
From 0 to 200	0.34	0.007	10.20	0.0226	-69%	45	0.1	1329%
From 201 to 300	0.85	0.018			-20%			456%
From 301 to 400	1.00	0.021			-7%			376%
More than 400	1.60	0.034			50%			194%
Service tariff								
Water works and holy place	0.33	0.007	10.20	0.014	100%	18	0.04	471%
Schools								
Government schools	0.33	0.007	6.35	0.014	100%	18	0.04	471%
Private student hostels	0.33	0.007			100%	45	0.1	1329%
Private hospitals and universities	0.75	0.016	10.20	0.0226	41%	45	0.1	525%
Government	0.70	0.016	10.20	0.0226	41%	18	0.04	150%
Tourism	0.95	0.018	10.20	0.0226	26%	45	0.1	456%
Communications companies, Embassies, and organizations	1.60	0.034	10.20	0.0226	-34%	45	0.1	194%

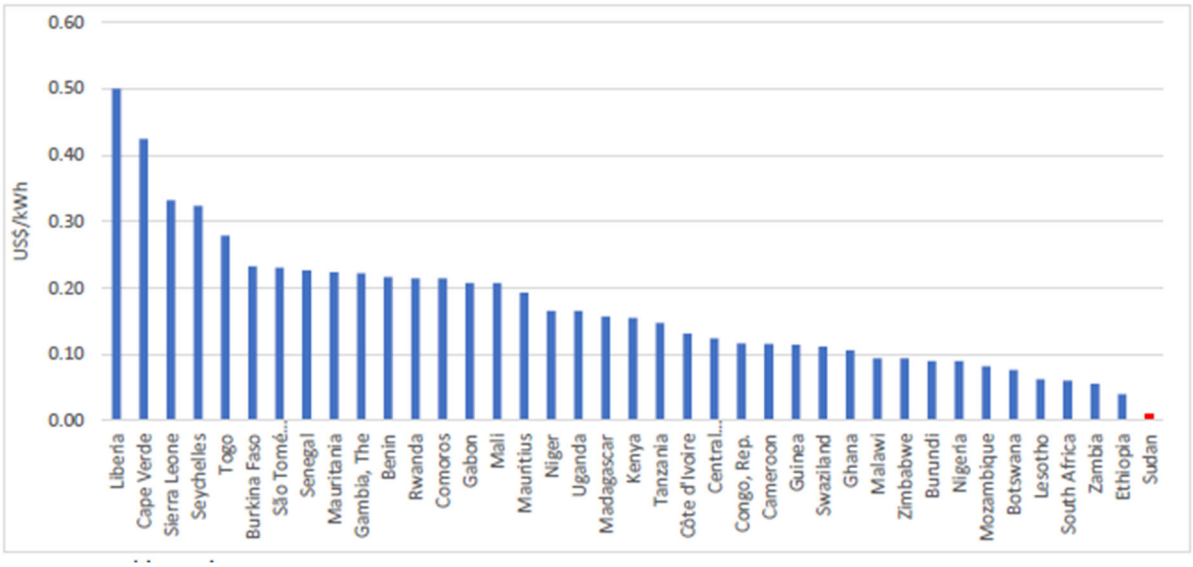
注: 2021 年 1 月時点で 1 USD=55.5 SDG 程度であったが 2021 年 7 月以降 1 USD=450 SDG のため 7 月以降の 450 SDG を為替換算とした。

出典:“From Subsidy to Sustainability: Diagnostic Review of Sudan’s Electricity Sector” Final report, WB 並びに SEHC からの受領資料に基づき調査団にて整理

(2)　電力価格

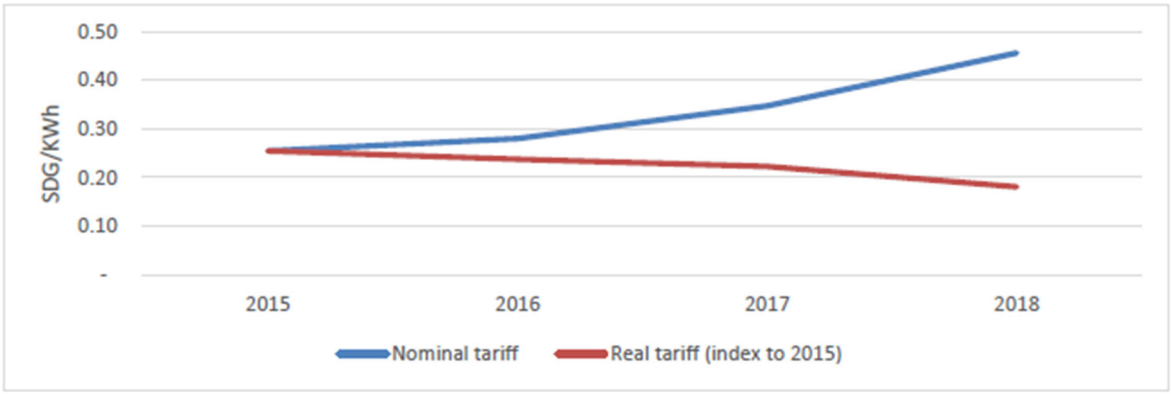
世界銀行 (World Bank。以下、WB)レポートでは、ス国の電力価格について、以下の通り報告されている。平均電力価格は、図 3-10 に示す通り、サハラ以南のアフリカで最も安く、アフリカ全体でも最も低い価格のひとつとなっている。図 3-11 に 2015 年から 2018 年の名目平均電力価格と実質

平均電力価格を示す。これによると、平均電力価格は、2015 年から 2018 年の間に名目上 80%上昇したが、国内インフレを調整した後、実質平均電力価格は同期間に 30%低下したことによる。尚、2017 年の平均電力価格は、0.35 SDG/kWh (1.5 US¢/kWh) とされている。その後、2021 年初頭価格改定を実施したが現地通貨の暴落により、実質的にはドル基準の電力価格は、更に低下した。



出典:“From Subsidy to Sustainability: Diagnostic Review of Sudan’s Electricity Sector” Final report, WB

図 3-10 サハラ以南アフリカにおける電力価格比較 (USD/kWh)



出典:“From Subsidy to Sustainability: Diagnostic Review of Sudan’s Electricity Sector” Final report, WB

図 3-11 2015 年から 2018 年における名目電力価格と実質電力価格 (SDG/kWh)

3.1.7 電力セクターに関する財務状況

(1) 費用と収益

“From Subsidy to Sustainability: Diagnostic Review of Sudan’s Electricity Sector” Final report, WB に拠れば、費用と収益は以下のとおりである。SDG と USD の換算が一律ではないが、原典の数値を採用して記載している。

2017 年の電力セクターの総費用は、43.5 Bil. SDG (2.4 Bil. USD)と見積もられ、これはサハラ以南のアフリカではほぼ平均的な値である。

OPEX (Cash OPEX) ： 19.1 Bil. SDG (1.3 Bil. USD)と試算。これはセクターが運営する最少支出(燃料、O&M、人件費等)。尚、セクター企業の財務諸表では 8.5 Bil. SDG としているが、輸入燃料費に対し並行市場為替レートを用いて見直すと前述の 19.1 Bil. SDG となる。

CAPEX(CAPEX annuity)： 24.5 Bil. SDG (1.1 Bil. USD)と試算。これはセクターが元利返済を通じて既存の資産を賄うために債務を調達する場合に必要とされる理論値である。

一方、2017 年の現金収益は、4.3 Bil. SDG (194 Mil. USD)であり、収益は年間 20 - 30%増加をしている。

しかしながら、この収益は、最少 Cash OPEX をはるかに下回っている。 サハラ以南のアフリカのほとんどの国では、大規模な新規投資が必要であること、消費者がより高い電力料金を支払う能力が限定されている等の理由で電力セクターの費用を回収できていない。

表 3-9 電力セクター費用と収益 (2017 年)

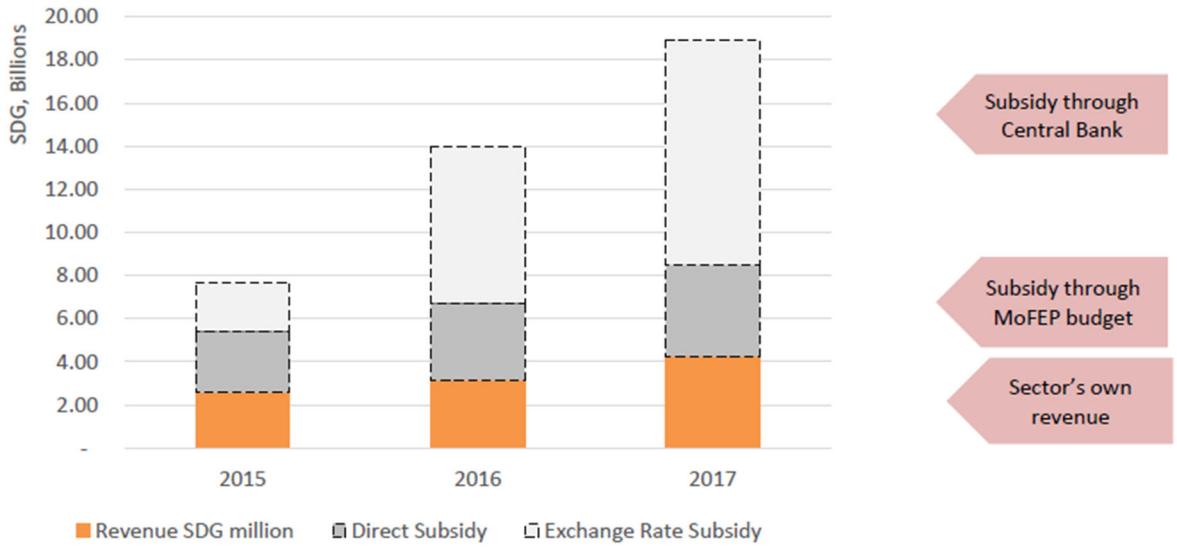
Item	Cost (Bil. SDG)	Revenue (Bil. SDG)	Cost Recovery Rate (%)
Cash OPEX (official rate)	8.5	4.3	50
Cash OPEX (parallel rate)	19.1 *2		23
Theoretical full cost (Cash OPEX and CAPEX annuity, parallel rate) *1	43.5		10

*1:すべての投資が公益事業によって行われた場合の料金を表すための簡略化された理論計算を示し、各費用には以下を含む。(a)Cash OPEX：運用費用の支払いに必要な費用を含む。基本的に OPEX から減価償却費(主な非現金項目)を差し引いたものを含む。 (b)CAPEX annuity：公益事業の資産ベース価値の年賦金、新しい交換価値での投資の元本と利息の回収を表す。資産市場価値には、12%の割引を適用している。

*2: 出典の表中の数字が 18.9 Bil. SGD、出典の本文中の数字が 19.1 Bil. SGD で不整合があったため、19.1 Bil. SDG を正とした。

出典: “From Subsidy to Sustainability: Diagnostic Review of Sudan’s Electricity Sector” Final report, WB

収益と支出のギャップを図 3-12 に示す。セクターの収益と Cash OPEX とのギャップは、2015 年から 2017 年に年平均 40%の割合で増加した。このギャップは、財務・経済計画省(Ministry of Finance and Economic Planning。以下、MoFEP)からの予算分補助金と中央銀行を通じての為替レート調整補助金で補われた。



出典: "From Subsidy to Sustainability: Diagnostic Review of Sudan's Electricity Sector", Final report, WB

図 3-12 2015 年から 2017 年における収益ギャップと補助金 (SDG, Billion)

このギャップは、Cash OPEX の 85%を占める燃料費増加により引き起こされている。即ち、需要の増加に伴い、輸入燃料の比率が多くなる一方で、通貨下落により燃料費が大幅に増加し、Cash OPEX は指数関数的に増加している。

前述の通り、平均電力価格を 2015 年から 2018 年の間に名目上 80%引き上げを実施したが、国内インフレに追い付かず、実質平均電力価格は同期間に 30%低下したと報告されている。

最新情報によると電力セクターでは、2020 年消費量を基準として 2021 年の費用と収益および回収率を表 3-10 に示す値と見積もっている。これによると費用回収率は、更に悪化している。

表 3-10 2021 年電力セクター費用・収益および回収率見積 (2020 年消費基準)

Description	Unit	Value
Average Tariff	US¢/kWh	1.05
Unit Operating Cost	US¢/kWh	12.96
Revenues	Mil. USD	156
Operating Costs	Mil. USD	1,929
Operating Costs Recovery Ratio	%	8.1

出典: 現地調査時のヒアリングにより調査団にて作成

電力セクターでは段階的な電力価格引上げ等料金改革を推進し 2024 年迄に補助金を 0%にすることを目標としている。当初計画では 2021 年末に補助金を 0%にすることを目指していた。これまでの進捗から急進的な改革で目標達成できるかは不透明である。

尚、最新情報では補助金 0%達成目標年を 2024 年から 2026 年に変更する模様である。

(2) 緊急改修費用の必要性

2020 年に水害が発生しており、875 千人以上が被災し、120 人が死亡し、経済損失は 3.34 Bil. USD 以上と推定されている。WB と国連グループは共同で被災状況を調査し、ス国洪水後復旧計画(Rapid Post Disaster Needs and Recovery Assessment。以下、Rapid PDNRA)を 2021 年 3 月に公表した。

ス国の 2020 年洪水による電力セクターの被害を表 3-11 に示す。復旧のためには、配電分野で約 4.8 Mil. USD、送電分野で約 1.9 Mil. USD、発電分野で約 0.3 Mil. USD、計約 7.0 Mil. USD 必要であると試算されている。配電では、18 州のうち 16 州で部品の損傷が発生し、変圧器、コンクリート柱、計測器などが故障した。発電分野では、ガリ 1、2 火力発電所は発電所から約 13km 遠方の取水関連設備に損傷を受けている。4 台ある取水ポンプのうち 2 台を常用、2 台を予備機の運用をしており、2 台が故障しているために運転の継続は可能であるが、予備機がないために信頼性が低下している。

表 3-11　ス国の 2020 年洪水による電力セクターの被害

種目	被害台数	復旧費用 (SDG)	復旧費用 (USD)
配電	-	266,530,031.74	4,836,407
配電用変圧器	125	126,467,138.62	2,299,402
コンクリート柱	1,927	41,511,207.40	745,157
計測器	8,506	64,034,885.72	1,164,270
その他	10,940	34,516,800.00	627,578
送電		103,626,696.00	1,884,121
中圧ヒューズ	11	96,720,110.00	1,758,547
低圧ケーブル	120		
中圧ケーブル	25		
アルミニウム導体	81,720		
設置器具	22		
アトバラ-スーダン港 220 kV	2 Towers	150,094.00	2,729
マナギル-マリンガン 110kV	5 Towers	6,551,623.00	119,120
アルガモイア-ジェベル・アウリア 220 kV	3 Towers	204,869.00	3,725
発電(火力)		17,500,000.00	318,182
ガリ 1、2(ガリCHP用川岸)	2 Sets	6,000,000.00	109,091
ガリ 1、2(昇圧ポンプ)	2 pumps	250,000.00	4,545
アルニフッド火力発電所	2 units	11,250,000.00	204,545
合計			7,038,710

出典中の複数の表を統合した。
出典中で費用を SDG のみで表記されている場合には 55 SDG=1 USD にて記載した。
出典:“Rapid Post Disaster Needs and Recovery Assessment”の表を調査団にて整理

3.1.8　国際系統連系の現状及び将来計画

(1)　東アフリカ電力融通

ス国は東アフリカ電力融通(Eastern Africa Power Pool。以下、EAPP)の一員である。EAPP は 2005 年に設立された東アフリカ地域の電力融通枠組みであり、2021 年 11 月時点でス国のほかエジプト、エチオピア、リビアなど計 11 か国が加盟している。EAPP の加盟国を図 3-13 に示す。

EAPP は政府間基本合意書 (Inter-Governmental Memorandum Of Understanding。以下、IGMOU)に基いており、各国の送電会社が会員となっている。ス国では SETCO が会員である。ただし、ス国の計画や各国との交渉は SEHC が実施している。

ス国はエチオピア並びにエジプトとの間には電力融通があるが、リビア、エリトリア、南スーダンとは連携していない。

出典: Eastern Africa Power Pool のウェブサイト

図 3-13 EAPP の加盟国

(2) エチオピアからの電力融通

エチオピアから 170 から 180 MW を 220 kV 送電線にて受電可能である。

計画としては 250 MW までの受電を企図しているが、両国間の送電線保護で制約されている模様であり、容量どおりの電力融通が可能となるべく投資しようとしている。エチオピアとの間では月間もしくは年間の電力取引予定の電力量、価格について PPA として明文化されている。価格は 5 ¢ US/kWh であり、ス国が自ら火力発電する場合の 3 分の 1 程度と安価である。

このほか、500 kV、3,000 MW の電力融通を新たに計画している。

(3) エジプトからの電力融通

2020 年 4 月より、エジプトから 80 MW を 220 kV 送電線にて受電可能である。

第 2 段階として系統安定化装置の導入により、300 MW まで拡張可能である。系統安定化装置についてはス国政府とエジプト国政府がそれぞれの国内で設備を取付ける必要がある。ス国分担分については、設備をシーメンスに、土建請負業者に契約済みであり、ドンゴラとモロウェで工事が進められている。エジプトとの間の PPA は 10 US¢/kWh と想定されていたが、いまだ締結されていないまま

電力融通を受けている。一方で 80MW の電力供給をス国北部のみにエジプトから受けており、全体系統網には接続されていない。

(4) 電力融通における課題

送電線の運用は国営中央給電指令所 (National Load Dispatch Center。以下、NLDC)が担務しているが、使用している監視制御システム(Supervisory Control and Data Acquisition。以下、SCADA)、電力運営システム、系統解析システムが古く、系統運用の信頼性が揺らいでいる。ス国側はこのことを重視し、技術的な課題や制限事項を総点検しようとしている。

3.1.9 他ドナーの動向

国際協力機関である、WB、国際連合開発計画 (United Nations Development Programme。以下、UNDP)、アフリカ開発銀行 (African Development Bank。以下、AfDB)、イスラム開発銀行 (Islamic DB。以下、IsDB)、米国国際開発庁 (United States Agency for International Development。以下、USAID)、ドイツ国際協力公社 (Deutsche Gesellschaft fur Internationale Zusammenarbeit。以下、GIZ)、ドイツ復興金融公庫 (Kreditanstalt für Wiederaufbau。以下、KfW)、英国外務・英連邦・開発省 (Foreign, Commonwealth and Development Office。FCDO)、フランス開発庁 (Agence française de développement。AFD)、アラブ経済社会開発基金(Arab Fund for Economic and Social Development。以下、AFESD)のス国への援助実績、動向について調査した。

(1) WB

WB は教育、健康、農業、自然保全、気候変動対策、平和構築、公的資金整備など、様々な分野にわたってス国において総計約 2.3 Bil. USD の援助をしている。2022 年 1 月中旬時点で、WB は、ス国において 121 件のプロジェクト実績があるが、電力セクターでス国への援助実績はない。

(2) UNDP

UNDP は、能力開発 (Capacity building)や政策助言 (Policy advice)の手段で援助する組織である。

2012 年から 2021 年まで延べ 759 件のプロジェクト実績があるが、電力セクターに関わるプロジェクトは 3 件のみである。UNDP のス国における電力セクタープロジェクト概要を表 3-12 に示す。2 件は、承認以降の進捗が不明である。実施中の 1 件は、”Promoting Utility-Scale Power Generation from Wind Energy”であり、ス国に実用規模 (Utility-Scale)の風力発電を導入する際の障害を克服することを目的としている。

表 3-12 UNDP のス国における電力セクタープロジェクト概要

プロジェクト名	概要	開始時期	状況	予算
Technology Transfer for Photovoltaic Electricity Generation	詳細不明	2009年12月概念承認	不明	4.5 Mil. USD

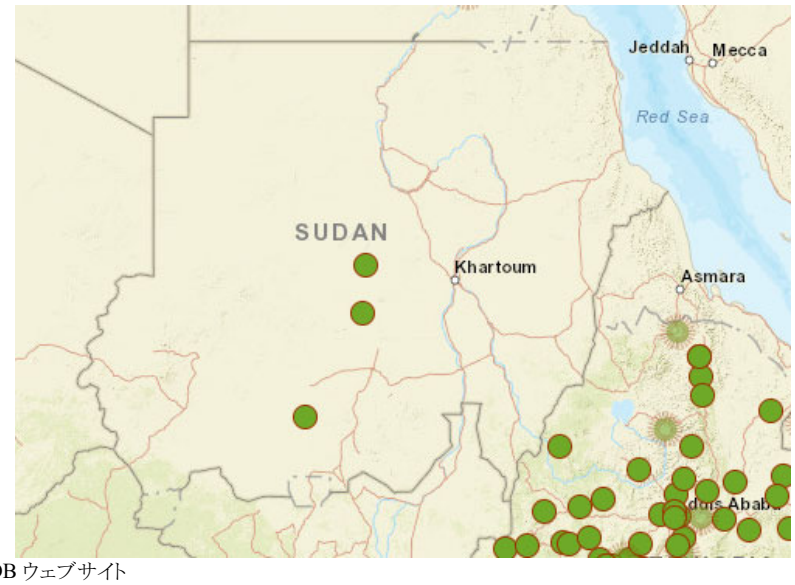
Promoting the Use of Electric Water Pumps for Irrigation	a) ソーラーポンプの導入のために農家が活用可能なローンのための国営PV基金機関の設立 b) 北部州において、3.12から29.6 kWの容量のソーラーポンプを1,468台以上導入	2016年1月 案件承認	不明	31.2 Mil. USD (26.8 Mil. USD *1)
Promoting Utility-Scale Power Generation from Wind Energy	ドンゴラに建設予定の100 MWウィンドファームへの技術支援。	2014年9月	実行中	217.5 Mil. USD (213.7 Mil. USD *2)

*1: ス国の民間銀行 (Sudanese banks)の融資 19.5 Mil. USD の活用の他、ス国側で準備する資金 26.8 Mil. USD をもって案件を実施し、UNDP は 4.4 Mil. USD を分担する。
*2: ス国の自己資金 213.7 Mil. USD をもって建設等を実施し、UNDP は技術支援分の 3.8 Mil. USD を分担する。
出典: Global Environment Facility (GEF)ウェブサイトの情報を調査団にて整理

(3) AfDB

2022 年 1 月中旬時点で、AfDB はス国において 24 件のプロジェクト実績があるが、電力セクターでは 2 件 (3 サイト)を実施している。

AfDB のス国における電力セクタープロジェクト地点及び概要を図 3-14 及び表 3-13 に示す。発電所の建設や送電線の敷設などの大規模プロジェクトは無く、約 15 年前の電力融通可能性調査と現在進行している小規模太陽光の導入にとどまっている。



出典: AfDB ウェブサイト

図 3-14 AfDB のス国における電力セクター関連プロジェクト地点

表 3-13 AfDB のス国における電力セクタープロジェクト概要

プロジェクト名	概要	開始時期	状況	予算
Eastern Nile Power Trade Program Study	西ナイル地域(ス国、エジプト、エチオピア)の電力融通プログラム調査。 a) 電力融通の評価 b) 系統接続の可能性調査	2004年3月	完了	4 Mil. USD
Sudan Solar PV Powered Pumping	ス国の農業セクターへの太陽光導入促進を目的としたプロジェクト。	2019年12月	実施中	42 Mil. USD

for Irrigation Project	a) 1,170台の太陽光発電駆動ポンプの設置 b) 北コルドファン、西コルドファン地域で上記ポンプの維持、修繕にかかるワークショップの実施 c) 試験用機材の供与	(2023年9月完了予定)		

出典: AfDB ウェブサイトの情報を調査団にて整理

(4) IsDB

2022 年 1 月中旬時点で、IsDB は、ス国において、195 件総計約 1.7 Bil. USD のプロジェクト実績がある。エネルギー関連で 18 件のプロジェクトがあるが、その詳細は不明である。

(5) USAID

2022 年 1 月初旬時点で、USAID は、ス国において、3 件のプロジェクト実績があるが、電力セクターでス国への援助実績はない。

USAID は、食料安全保障、雇用促進、民主化などの分野で活動している。

(6) GIZ

2022 年 1 月中旬時点で、GIZ は、ス国において、14 件総計約 101.8 Mil. EUR のプロジェクト実績があるが、電力セクターでス国への援助実績はない。

GIZ は、教育や平和維持などの分野で活動している。

(7) KfW

KfW は、ウェブサイト上でス国への援助実績を公開していない。

(8) FCDO

FCDO は、ス国で環境関連のプロジェクトを実施しているが、電力セクターでの実績はない。

(9) AFD

AFD は、ウェブサイト上でス国への援助実績を公開していない。

(10) AFESD

AFESD は、アラブ諸国の経済・社会開発を促進することを目的とする地域金融機関である。1968 年に設立協定が交わされ。1971 年 2 月に発効し、基金の運営は 1974 年初めから開始された。加盟国はアラブ 21 ヶ国、本部はクウェートに置かれている。 ス国は 2020 年末において署名済融資(Signed Loans) 42 件、拡張助成金(Extended Grants) 26 件ある。

AFESD のス国における 2011 年以降の電力セクタープロジェクト概要を表 3-14 に示す。

表 3-14 AFESD のス国における電力セクタープロジェクト概要（2011 年以降）

No.	プロジェクト名	セクター	承認年	予算 (KD)
1	Construction of 500 kV Transmission Ring around Khartoum	エネルギー	2019	60,000,000
2	Construction of Al-Bagair Power Generating Station	同上	2017	52,000,000
3	Transmission Line to the Darfur States (NYALLA/AL-JENENAH)	同上	2013	57,000,000
4	Electric Power Generating Station in the Upper Atbara and Setit Dams Complex	同上	2011	30,000,000

KD: クウェート ディナール 1KD = 3.28 USD (2019 年平均)
出典: AFESD ウェブサイトの情報を調査団にて整理

3.2 既設電力設備

3.2.1 既設発電所並びに燃料供給体制

(1) 既設発電所

■ 火力発電所

火力発電所は全て STPG に所有されている。

STPG が所有している発電所を表 3-15 に示す。電力系統に接続されている発電所が 9 か所あり、そのうちの 5 か所はハルツームの近郊に、3 か所はポートスーダン港にある。ハルツーム近郊の発電所は単機容量 30 から 125 MW である。2000 年代に建設されたものが多いが、マハムード・シェリフ博士発電所の 1984 年、1994 年に建設された計 4 基 180 MW は老朽化が懸念される。ポートスーダン港の発電所は単機容量 1.6 から 10.5 MW のディーゼル発電機である。

そのほか電力系統に接続されていない小規模な発電所が 8 か所ある。電力系統に接続されていない発電所は、ス国の南西部に集中しており、州都の傍にある。

表 3-15 STPG が所有している火力発電所

発電所名	系統接続	方式	燃料	容量 (MW)	運開時期
マハムード・シェリフ博士 *1 (Dr. Mahmoud Shareef)	220 kV	ST	HFO	30	Until 1985(*6)
		ST	HFO	30	Until 1985
		ST	HFO	60	Until 1994
		ST	HFO	60	Until 1994
		ST	HFO	100	Until 2011
		ST	HFO	100	Until 2011
		GT	DO	20	1992 *6
		GT	DO	25	2016
		GT	DO	25	2016
		GT	DO	25	2016
		GT	DO	25	2016
		GT	DO	25	2016
		GT	DO	25	2016
ガリ 1 (Garri 1)	220 kV	GTCC (GT)	DO	40	2003
		GTCC (GT)	DO	40	2003
		GTCC (GT)	DO	40	2003
		GTCC (GT)	DO	40	2003
		GTCC (ST)	-	30	2003

		GTCC (ST)	-	30	2003
ガリ 2 (Garri 2)	220 kV	GTCC (GT)	DO	40	Until 2007
		GTCC (GT)	DO	40	Until 2007
		GTCC (GT)	DO	40	Until 2007
		GTCC (GT)	DO	40	Until 2007
		GTCC (ST)	-	30	Until 2007
		GTCC (ST)	-	30	Until 2007
ガリ 4 (Garri 4)	220 kV	ST	PC	55	Until 2010
		ST	PC	55	Until 2010
ウム・ダバキール *2 (Umm Dabakir)	220 kV	ST	CO	125	Until 2016
		ST	CO	125	Until 2016
		ST	CO	125	Until 2016
		ST	CO	125	Until 2016
ポートスーダン A *3 (Port Sudan A)	220 kV	DG	DO	10.5	-
		DG	DO	5.6	-
		DG	DO	1.25	-
ポートスーダン C *3 (Port Sudan C)	220 kV	DG	DO	5.7	-
		DG	DO	5.7	-
		DG	DO	5.7	-
		DG	DO	1.6	-
		DG	DO	1.6	-
ポートスーダン D *3 (Port Sudan D)	220 kV	DG	DO	2.3 (1.6)	-
		DG	DO	2.3 (1.6)	-
		DG	DO	2.3 (1.6)	-
ホワイト *4 (White)	220 kV	DG	DO	12.7 *5	-
エルノフード (El Nohod)	非接続	DG	DO	8.4 (3.6) *5	-
エルフラ (El Fula)	非接続	DG	DO	-	-
カドグリ (Kadugli)	非接続	DG	DO	8 *5	-
エルジェニーナ (El Geneina)	非接続	DG	DO	7.85 *5	-
エルファシェル (El Fasher)	非接続	DG	DO	32 *5	-
ニャラ (Nyala)	非接続	DG	DO	23*5	-
エルダエイン (El Daein)	非接続	DG	DO	7.5 *5	-
ズィリンゲイ (Zalingei)	非接続	DG	DO	2.6 *5	-
合計容量				1,621.6 (1,614.7)	

ST: 蒸気タービン (Steam Turbine)、GT: ガスタービン (Gas Turbine)、GTCC: ガスタービンバインドサイクル (Gas Turbine Combined Cycle)、DG: ディーゼル発電 (Diesel Generator)、HFO: 重油 (Heavy Fuel Oil)、LPG: 液化石油ガス (Liquified Petroleum Gas)、PC: 石油コークス (Petroleum Coke)、CO: 原油 (Crude Oil)、DO: 軽油 (Diesel Oil)

*1: 旧名がバヘリ火力発電所 (Bahri Thermal power plant)。資料によってはハルツーム北火力発電所 (Khartoum North Thermal power plant)としている場合もある。

*2: 資料によってはコスティ火力発電所 (Kosti Thermal power plant)としている場合がある。

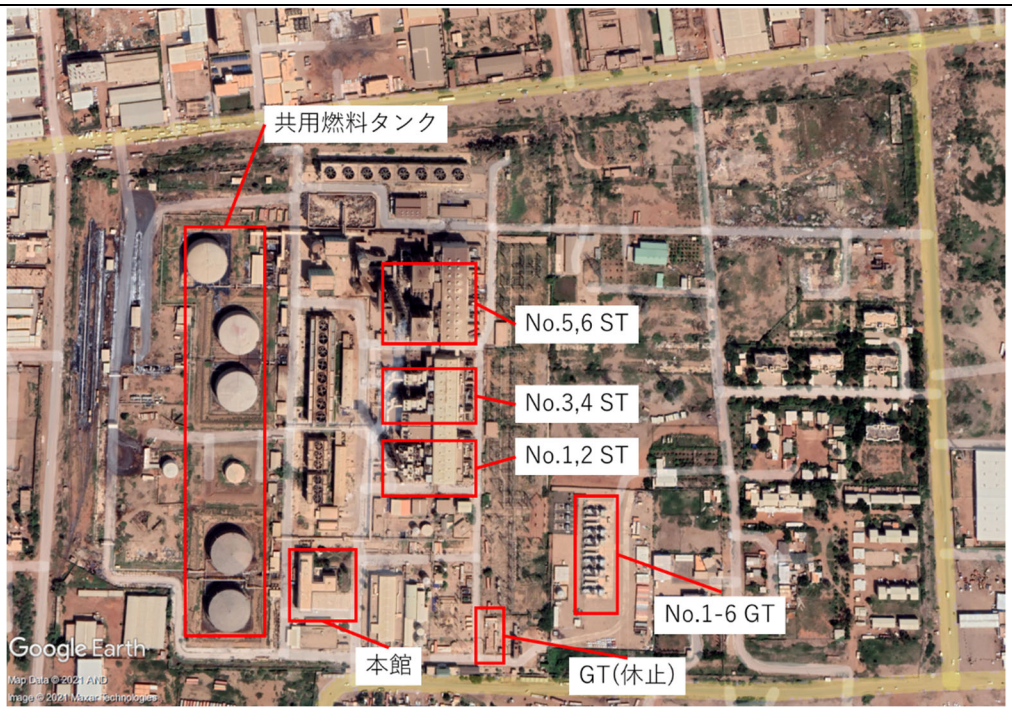
*3: 資料によってはポートスーダン火力発電所 (Port Sudan Thermal power plant)と纏めている場合がある。

*4: 資料によってはエルオベイド火力発電所 (El Obeid Thermal power plant)としている場合がある。

*5: 小容量のディーゼル発電機が複数基設置されている。各機の容量、基数は不明。

*6: 2016 年以降停止。

出典: STPG ウェブサイトの情報及びその他のウェブ検索情報に基いて調査団にて整理(2021 年 8 月 31 日時点)



Google Earth 上では、Khartoum North Thermal power plant として登録されている。

出典: Google Earth の情報を基に調査団にて作成

図 3-15 マハムード・シェリフ博士発電所

出典: Google Earth の情報を基に調査団にて作成

図 3-16 ガリ 1、 2、 4 発電所

Google Earth 上では、Kosti Thermal power project として登録されている。

出典: Google Earth の情報を基に調査団にて作成

図 3-17　ウム・ダバキール発電所

■　水力発電所

水力発電所は全て SHGC に所有されている。

SHGC が所有している水力発電所を表 3-16 に示す。水力発電はナイル川沿いに 6 地点、合計 1,900 MW 超である。モロヴェ発電所が主で 1,250 MW、近年にアトバラ上流発電所 320 MW が運開した。そのほかの 4 か所の発電所は総じて老朽化が懸念される。

表 3-16　SHGC が所有している水力発電所

発電所名	系統接続	方式	容量 (MW)	運開時期
モロヴェ (Merowe)	500 kV	フランシス	125	2009
		フランシス	125	2009
		フランシス	125	2009
		フランシス	125	2009
		フランシス	125	2009
		フランシス	125	2009
		フランシス	125	2009
		フランシス	125	2009
		フランシス	125	2009
		フランシス	125	2009
ロセイレス (Roseires)	220 kV	カプラン	40	1972
		カプラン	40	1972
		カプラン	40	1972
		カプラン	40	1972

		カプラン	40	1972
		カプラン	40	1972
		カプラン	40	1972
アトバラ上流 (Upper Atbara)	220 kV	カプラン	80	2017
		カプラン	80	2017
		カプラン	80	2017
		カプラン	80	2017
ジャバル・アウリア (Jabal Awlia)	33 kV	Hydro-max	0.38x80	2005
センナー (Sennar)	11 kV	カプラン	7.5	1962
		カプラン	7.5	1962
カシム・エル・ギルバ (Khasim El Girba)	220 kV	カプラン	5.3	1965
		カプラン	5.3	1965
		ポンプ水車	2.4	1965
		ポンプ水車	2.4	1965
		ポンプ水車	2.4	1965
合計容量			1,913.2	

出典: ウェブ検索情報に基いて調査団にて整理 (2021 年 8 月 31 日時点)

■ 再生可能エネルギー発電設備

ス国の民間所有以外の再生可能エネルギー発電設備は、SEHC の管理下にある。

ス国は風力および太陽光の賦存量が豊富であり、更にス国内陸一部および紅海付近に地熱源が存在することが確認されている。従い、これら自然エネルギーを活用した発電設備の潜在的可能性は高い。また、バイオマス発電設備に関しては、国営のケナナ砂糖会社 (Kenana Sugar Company) は砂糖工場の廃棄物であるバガス (サトウキビの搾りかす。Bagasse)を活用した自家用熱電併給設備(1981~2004 年運転開始、計 8 基、総出力 50 MW)を既に設置し自家用電源として運用している。

国際再生可能エネルギー機関 (International Renewable Energy Agency。以下、IRENA)報告書によるス国の再生可能エネルギー発電設備の容量並びに年間発電量を表 3-17 に示す。

表 3-17 ス国の再生可能エネルギー発電設備の容量並びに年間発電量

エネルギー源種別	設備容量 (MW) *1	年間発電量 (MWh/年) *1
太陽光	18	22,000
風力	0	0
バイオエナジー	199	109,000
地熱	0	0

*1: 設備容量は 2020 年時点、年間発電量は 2019 年時点の数値を記載した。
出典: Energy Profile SUDAN, IRENA を調査団にて整理

また、現在 SEHC 管理の下で建設、または稼働中の再生可能エネルギー発電設備を表 3-18 に示す。

表 3-18　ス国の建設・稼働中の再生可能エネルギー発電設備

発電所名	系統接続	方式	容量 (MW)	状況
ドンゴラ	220 kV	風力	1.0	Pilot Plantとして建設中、将来は100 MW、更には700 MW迄の計画
ダルフール (アル ファシール)	Off-Grid *1	太陽光	5.0	稼働中、ディーゼル発電併設
エル デイン	Off-Grid *1	太陽光	5.0	建設中、ディーゼル発電併設
地方各所	Off-Grid	太陽光	-	灌漑用ポンプ電源

*1 現時点では Off-grid であるが、220 kV の敷設計画がある。
出典: 現地調査時に SEHC から聴取

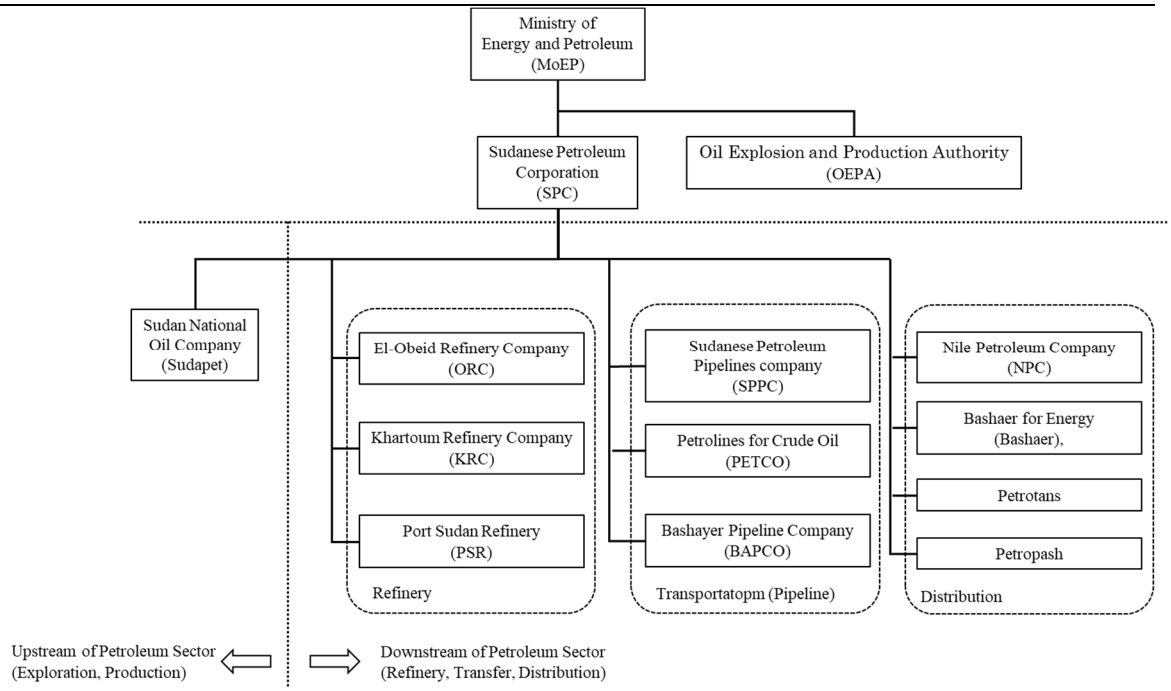
ス国は再生可能エネルギーを活用した発電設備の潜在的可能性は高いものの、漸く地方での非系統接続分散型小型発電設備が着手されたばかりである。ス国の意向としては、風力・太陽光を積極的に導入したいものの系統の安定性への懸念から段階的な導入が望ましいと考えている。資金源としては民間の投資を期待している。

(2) 燃料供給体制

■ 燃料供給における関係機関

ス国は産油国であるが、2011 年の南スーダン独立によりス国の石油関連製品輸出は約 75%減少した。南スーダンとの関係は、2012 年の合意 (2016 年改訂)で、南スーダンがス国に対してパイプライン施設使用料等と移行財政措置 (Transactional Financial Arrangement。以下、TFA)を支払うことが規定され、運用されている。

ス国の石油セクターの構造を図 3-18 に示す。現在、原油や石油製品に関しては、電力セクターと同様に電力石油省が所轄官庁となり、国営会社であるスーダン石油会社 (Sudanese Petroleum Corporation。以下、SPC)が石油セクターの上流から下流を管理している。石油探査・生産規制庁 (Oil Explosion and Production Authority。以下、OEPA)が SPC 以下を監督している。SPC 傘下で石油業界の上流側に位置する企業として、スダペット (Sudan National Oil Company。以下、Sudapet)があり、下流にハルツーム石油精製社 (Khartoum Refinery Company。以下、KRC)などの石油精製会社、スーダン石油パイプライン会社 (Sudanese Petroleum Pipeline Company。以下、SPPC)などの輸送会社、バシャエル (Bashayer)などの分配会社などがある。



出典: SPC からの資料に基づいて調査団にて整理

図 3-18　ス国の燃料セクターの構造

■ SPC

SPC は石油財産法 (Petroleum Wealth Act, 1998。以下、PWA) の第 18 条に基づき"Sudanese Petroleum Institution"として設立された会社である。SPC は PWA の第 19 条に規定された権限を持ち、ス国の石油の運用の全権を委託されている。

■ Sudapet

Sudapet は、ス国内の石油ならびにガスの探査、開発、生産を担う国営石油会社である。1996 年 12 月に設立され、1997 年 2 月に株式会社化された。Sudapet は石油並びにガスに関連した地質調査、上流サービス、プロジェクト運営、訓練を担い、8 社の傘下企業を有している。

■ ハルツーム石油精製所

KRC はハルツームの東 70 km、ナイル川の東岸に位置し、1997 年に SPC と中国国営石油会社 (China National Petroleum Corporation。以下、CNPC)が夫々50％株主比率のジョイントベンチャー企業として設立され、2000 年 5 月に日当たり処理量を 50,000 バレルにて試運転を開始し、2006 年 6 月に拡張工事により日当たり処理量を 40,000 バレル加え、2021 年 11 月時点では 90,000 バレルである。2015 年に当初の契約に基づいて比率を変更し、現在の株主比率はス国側が 90%、中国側は 10%である。ナイルブレンドと第 6 鉱区の原油を処理するため生産ラインを 2 系統有している。主たる生産物はガソリン、灯油、軽油、重油、残渣 (Sponge Coke)、液化石油ガス (Liquified Petroleum Gas。以下、LPG)である。KRC のすべての生産物は国内消費に回されて、輸出はしていない。生産される LPG は当初発電所に供給していたが、政府の指示により現在は、ほとんどが国内の家庭に供給・消費されている。尚、LPG の生産量の 5%程度は石油化学会社に供給している。LPG の供給能力は需要の半分に過ぎない。

出典: KRC ウェブサイト

図 3-19　KRC

■　エルオベイド石油精製所会社 (El Obeid Refinery Company。Al Ubayed とも表記。以下、ORC)

ORC は北オルドファン州の州都オベイド市の北に位置し、SPC の完全子会社として 1996 年に設立された。1996 年 7 月に操業を開始し、当初の日あたり処理量は 10,000 バレル、その後、15,000 バレルまで拡張した。ORC では、ナフサ、灯油(ケロシン)、ガソリン、重油、軽油を生産している。

出典: ORC ウェブサイト

図 3-20　ORC

■　ポートスーダン石油精製所会社 (廃止)

ポートスーダン石油精製所会社は、現在活動していない会社である。ポートスーダン石油精製所は、1964 年に操業開始し、2014 年に廃止している。

■　SPPC

SPPC は、1976 年に当時の石油鉱物ガス省 (Ministry of Petroleum, Mineral and Gas)の傘下に設置された会社であり、開業当初の規模は 8 インチパイプライン、総延長 815 km、ポンプ基地 6 か所であった。その後、2005 年から 12 インチパイプライン、総延長 741 km を設置した。石油製品のポートスーダンからハルツーム(輸出・輸入用に相互輸送可能)までのパイプラインおよび貯蔵タンクを所有し、輸送・貯蔵に関する設備設計、運転・保守業務を行っている。また、原油パイプラインについては原油関係 3 社が行っているが、SPPC からは運転員派遣を行っている。パイプラインは SCADA で監視され、漏洩などにはすぐに対応できるようになっている。今後は、対象製品の拡大と 6 系統の新規パイプラインを計画している。

■ PETCO

原油パイプライン会社 (Petrolines for Crude Oil。以下、PETCO)は 2014 年 9 月に大ナイル石油運営会社 (Greater Nile Petroleum Operating Company。以下、GNPOC)から運営権の譲渡を受け、ス国資本の会社として初めて原油パイプラインの運営を担う会社となった。当該のパイプラインは口径 28 インチで南コルドファン州のヘグリグからポートスーダンまでの 1,504 km の区間であり、途中 ORC と KRC に原油を供給可能である。パイプラインはハルツームの北 60 km のエルガイリ (Elgaily)に位置する制御センター (Main Control Center)の SCADA により制御している。PETCO は、6 か所のポンプ基地、蒸気噴霧基地、19 か所のブロック弁、1 か所の海洋基地を有している。海洋基地は原油タンク 8 基、船積み用ポンプが備わっている。

■ BAPCO

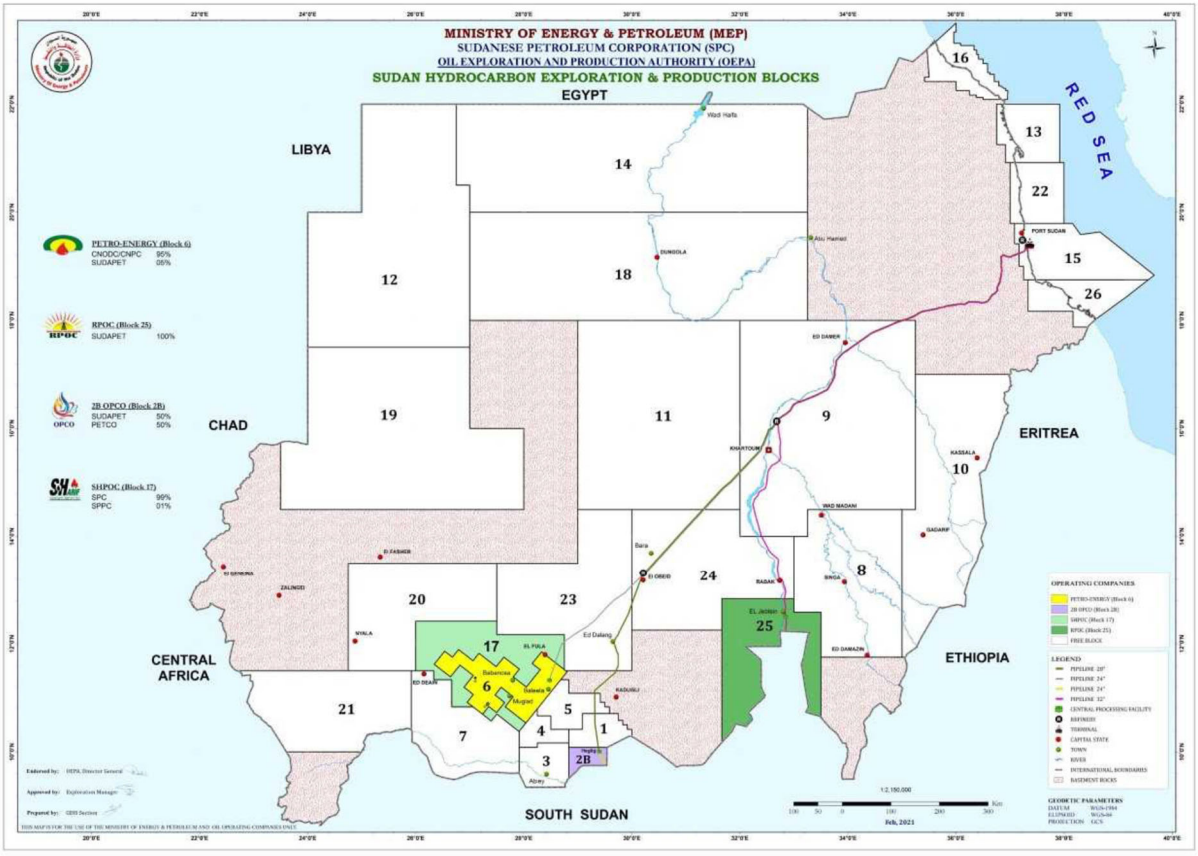
バシャエルパイプライン会社 (Bashayer Pipeline Company。以下、BAPCO)は SPC が 90%、Sudapet が 10%の割合で出資し、2018 年にドバイにフリーゾーン会社 (Free Zone Company)として設立された企業である。2018 年 4 月に BAPCO は、ペトロダル運営会社 (Petrodar Operating Company)からジャバレインのス国の主要な石油処理施設 (Central Processing Facility。以下、CPF) 並びにジャバレインからポートスーダンまでのパイプラインの運営権の譲渡を受けた。南スーダンのポンプ基地から受けた原油を処理し、ジャバレインでの産油を加えてポートスーダンまで輸送している。

■ 石油採掘鉱区と権益

ス国の石油開発鉱区と原油パイプラインを図 3-21 に示す。ス国内は 26 鉱区が設定されているが、図上で色のついている第 2B、第 6、第 17、第 25 の 4 鉱区が 2021 年 11 月時点で操業中である。第 25 鉱区は新しく開発されたものであり、2021 年の初旬から産油している。白色の鉱区は 2021 年 2 月時点で権益が設定されていない鉱区 (Free block)である。ただし、権益が設定されていない鉱区は必ずしも未開発ではない。例えば、GNPOC は、第 1A、第 2A、第 4 鉱区で運営していたが、2019 年に契約期間が満了し、現在は権益を所持していない。

各鉱区における権益割合を表 3-19 に示す。Sudapet は、各鉱区において、5%から 100%の権益を有している。

#



出典: https://sudanbidround.com

図 3-21　ス国の石油開発鉱区 (2021 年 2 月時点)

表 3-19　ス国の石油開発鉱区における権益設定状況

運営会社名	鉱区	権益	産油量 (バレル/日)
ペトロエナジー・イーアンドピー (Petro-Energy E&P)	第6	Sudapet 5% CNPC 95%	約 40,000
ラワット石油 (Rawat Petroleum Co., Ltd.)	第25	Sudapet 100%	約 3,000
2B運営会社 (2B Operating Company)	第2B	Sudapet 50% PETCO 50%	約 19,000
シャリフ石油運営会社 (Sharif Petroleum Operating Company)	第17	SPC 99% SPPC 1%	不明

CNPC: China National Petroleum Company, PETCO: Petrolines for Crude Oil
バレル (Barrel): 約 158.9 リットル
出典:ウェブ検索情報に基いて調査団にて整理(2021 年 11 月 29 日時点)

■　石油関連施設とパイプライン

ス国の石油処理施設と原油パイプラインの位置を図 3-22 に示す。CPF は、ヘグリグ (Heglig)、ジャバレイン (Jabalein)、ベレーラ (Beleela)の 3 か所にあり、それぞれの日当たり処理能力は 350,000 バレル、300,000 バレル、200,000 バレルである。

ス国の原油のパイプラインの緒元を表 3-20 に示す。原油パイプラインは 3 本敷設されており、そのうち 2 本は鉱区からハルツーム近傍を通ってポートスーダンまで、残りの 1 本は鉱区からハルツーム石油精製所までの経路となっている。

ス国の石油製品パイプラインの緒元を表 3-21 に示す。石油製品パイプラインは 2 本敷設されており、いずれもハルツーム石油精製所からポートスーダンまでの経路となっている。ハルツーム石油精製所からメダンへのパイプラインがプレコミッショニング中であり、将来は農耕地帯であるセナール迄延長を予定している。双方向に送油しており、ポートスーダン側へ送りだすこともポートスーダンから受け入れることも可能である。送油できる油種は、ガソリン、軽油、灯油であり、流動点が低いために重油は扱っていない。違う油種を送油する場合でも、サンドイッチ状に、軽油～ガソリン～軽油のように送油しており、平行に 2 本の配管を敷設しているのではなく 1 本の配管を複数の油種で共用している。

出典: 化石燃料の専門家団の第一回会合, 西アジア経済社会委員会 (2018 年 12 月 5 日開催) におけるス国代表発表資料 (the first meeting of the Group of Experts on Fossil Fuels, Economic and Social Commission for Western Asia (ESCWA))の情報を調査団にて整理。

図 3-22 ス国の石油処理施設と原油パイプラインの位置 (2018 年 12 月時点)

表 3-20 ス国の原油パイプラインの緒元

区間	所有者	長さ (km)	口径 (inch)	容量 (バレル/日)
ヘグリク、ポートスーダン間 (Heglig - Port Sudan)	原油パイプライン会社 (PETCO)	1,505	28	450,000
ジャバレイン、ポートスーダン間 (Jabalein - Port Sudan)	バシャエルパイプライン会社 (BAPCO)	1,131	32	500,000
ベレーラ、ハルツーム石油精製所間 (Beleera - KRC)	中国国営石油会社 (CNPC)	720	24	200,000

所有者については、SPPC からの聞き取りによる。
KRC: Khartoum Refinery Company、PETCO: PETrolines for Crude Oil、BAPCO: Bashayer Pipeline Company、CNPC: China National Petroleum Corporation
出典: 化石燃料の専門家団の第一回会合, 西アジア経済社会委員会 (2018 年 12 月 5 日開催) におけるス国代表発表資料より。(The first meeting of the Group of Experts on Fossil Fuels, Economic and Social Commission for Western Asia (ESCWA))

表 3-21　ス国の石油製品パイプラインの緒元

区間	所有者	長さ (km)	口径 (inch)	容量 (バレル/日)
ハルツーム石油精製所～シャジャラ～ポートスーダン間 (KRC - Shajara - Port Sudan)	ス国パイプライン会社 (SPPC)	815	8	650,000
ハルツーム石油精製所～アトバラ～ポートスーダン間 (KRC - Atbala - Port Sudan)	同上	741	12	650,000
ハルツーム石油精製所～メダン間*1 (KRC – Medani)	同上	216	12	不明

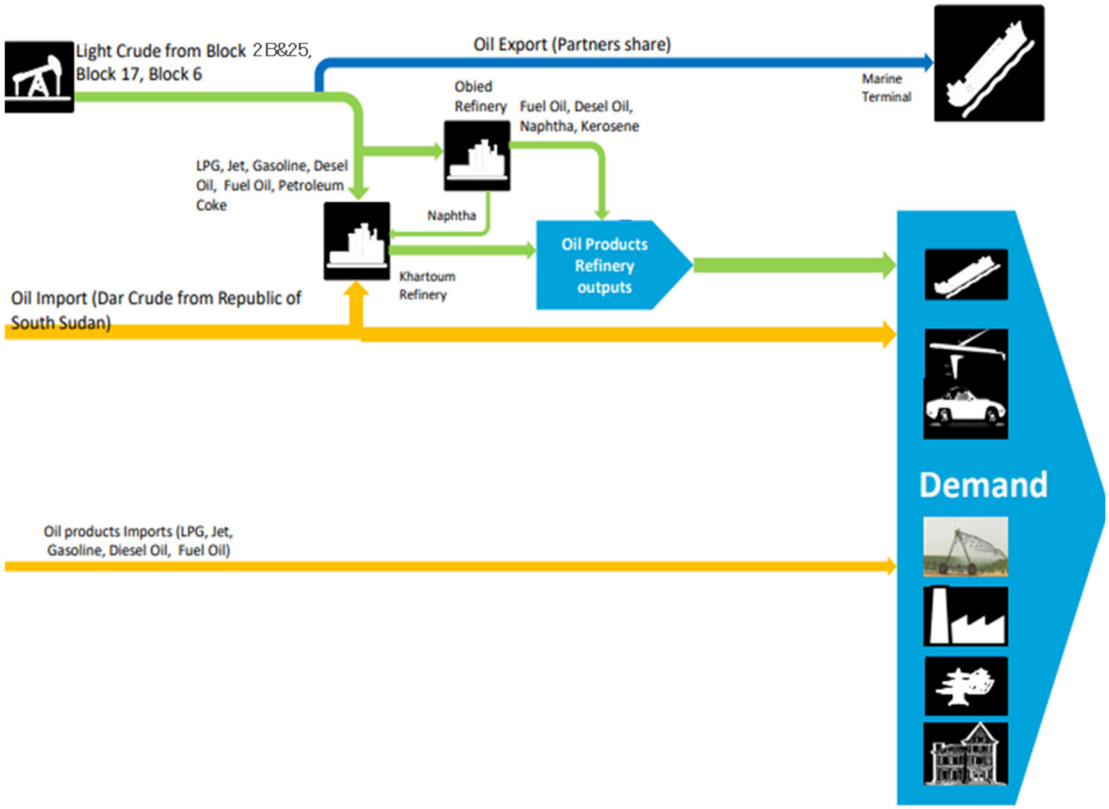
*1: 2021 年 11 月時点でコミッショニング中。将来は農耕地帯であるセナール迄延長を予定している。
SPPC: Sudanese Petroleum Pipeline Company
出典: 化石燃料の専門家団の第一回会合, 西アジア経済社会委員会 (2018 年 12 月 5 日開催) におけるス国代表発表資料より。(The first meeting of the Group of Experts on Fossil Fuels, Economic and Social Commission for Western Asia (ESCWA))

■　ス国内の石油製品の流れ

ス国内の原油並びに石油製品の流れを図 3-23 に示す。燃料調達は全て国が実施し、政府、民間へ配分している。ス国内で生産された原油は KRC もしくは ORC で精製され国内の消費に回されている。LPG、Jet 燃料、ガソリン、軽油、重油は国内の生産量では足りずに輸入している。

増産のための油田探索・開発は進めているが、大きな進展はない。原油の増産がないため、石油製品の増産計画も現状ない。

KRC において、LPG が生産されており、ガリ 1 発電所は LPG の活用を想定して LPG タンクの設置、デュアル燃料用の GT の採用、LPG 燃焼の試運転までしているが、商用運転開始後は LPG を活用していない。現状は政府の指示によりス国内の家庭に供給および消費がされている。また、ガリ 4 発電所は、ス国内の燃料逼迫と高騰の背景から、計画当時にはス国内に余剰があった石油コークスの活用を想定して設計、運用開始をしたが、現在はセメント業界などが石油コークスを使用して、価格競争が激しくなっている。



出典: Data sources for oil in Sudan を基に調査団にて一部修正

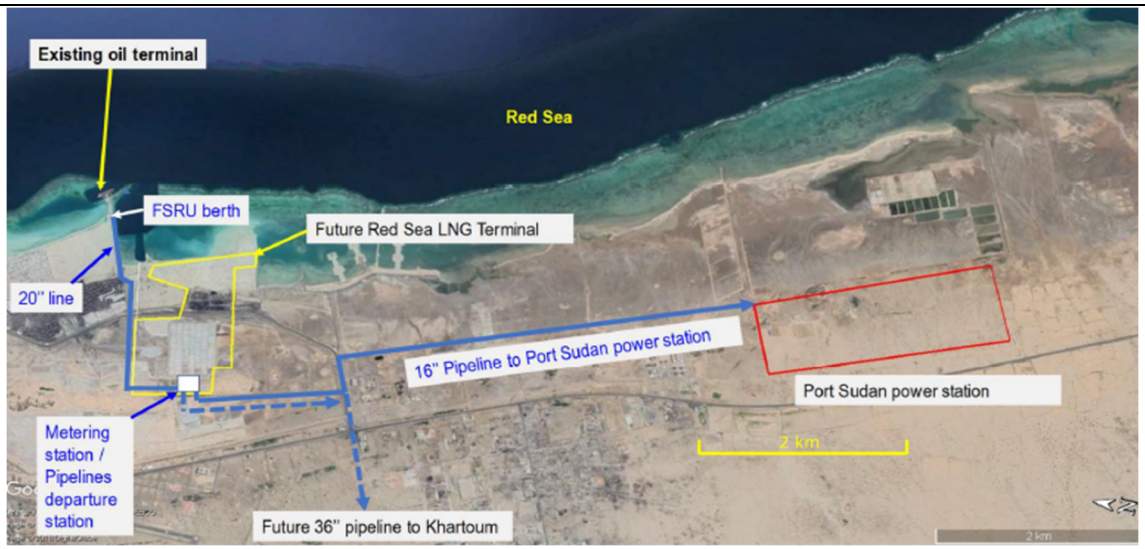
図 3-23 ス国内の原油並びに石油製品の流れ

■ 天然ガス供給の現状

SPC にてス国内の天然ガス探索や開発を進めているが、進展はしていない。埋蔵量、需要と供給、運転時期等まだ、不明点が数多くある。

そのため、天然ガスを活用する場合には輸入に頼らざるを得ない。エジプトからのパイプラインは敷設されておらず、積極的な動きもない。

一方で Sunagas 社がポートスーダンに浮体式液化天然ガス貯蔵再ガス化設備 (Floating Storage and Regasification Unit。以下、FSRU)および陸上液化天然ガス(Liquefied Natural Gas。以下、LNG)基地の建設と LNG 供給を計画し、基本設計(Front End Engineering Design。以下、FEED)に関しては、プロセス関係はフランスの SOFREGAS 社により、パイプラインは英国の Penspen 社により実施され、完了している。その後、2 年前に港の浚渫を中国企業に発注したが、資金不足により現在は中断している。尚、構成は、FSRU＋桟橋＋ガスホールダー (タンク)＋ガス圧送機＋パイプラインとされている。桟橋は港湾会社 (Sea Ports Corporation)の所掌である。



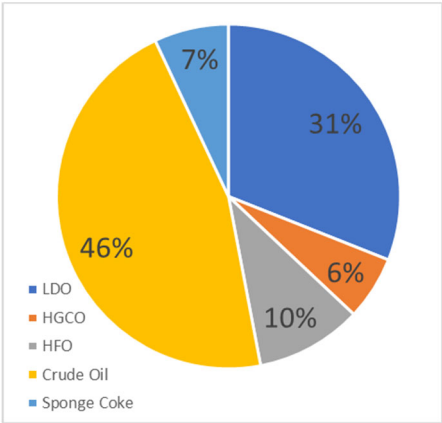
出典: スナガスウェブサイト (Sunagas)

図 3-24　ポートスーダンの FSRU 計画

ポートスーダンからハルツームにかけての天然ガスパイプラインについても FS、FEED が完了しているが、プロセスと同様に入札のための資金が準備されていないため停滞している。

■　既設火力発電所での使用燃料

STPG が所有している既設火力発電所での使用燃料は、全て原油あるいは石油製品に依存している。2020 年における燃料種類割合実績を図 3- 25 に示す。



出典: STPG ‘Existing Power Station Fuel’ を調査団にて加工

図 3-25 火力発電設備における使用燃料種類並びに消費割合 (2020 年)

前述の通り、国内生産原油、あるいは石油製品を適用しているが、国内原油・石油製品とも生産が飽和状態にあり、電力需要に見合う燃料が不足し、一部輸入をしている。2020 年実績においても輸入が記録されている。尚、LPG は主に民生用に使用され火力発電所への供給はない。従い、今後の火力発電所の燃料は輸入にならざるを得ない状況にある。

■　新規火力発電所への燃料供給の考察

前述の通り、国内の石油関連燃料は飽和状態にあり、新規火力発電所への供給は目処が立っていない。従い、新規火力発電所の燃料は、輸入する必要がある。燃料の種類は、脱炭素化移行およ

びエネルギーミックス推進を鑑みて、LNG とすることが望ましい。LNG の供給は、Sunagas の計画に則ること、あるいは新規火力発電所専用 LNG 設備を設けることが検討される。

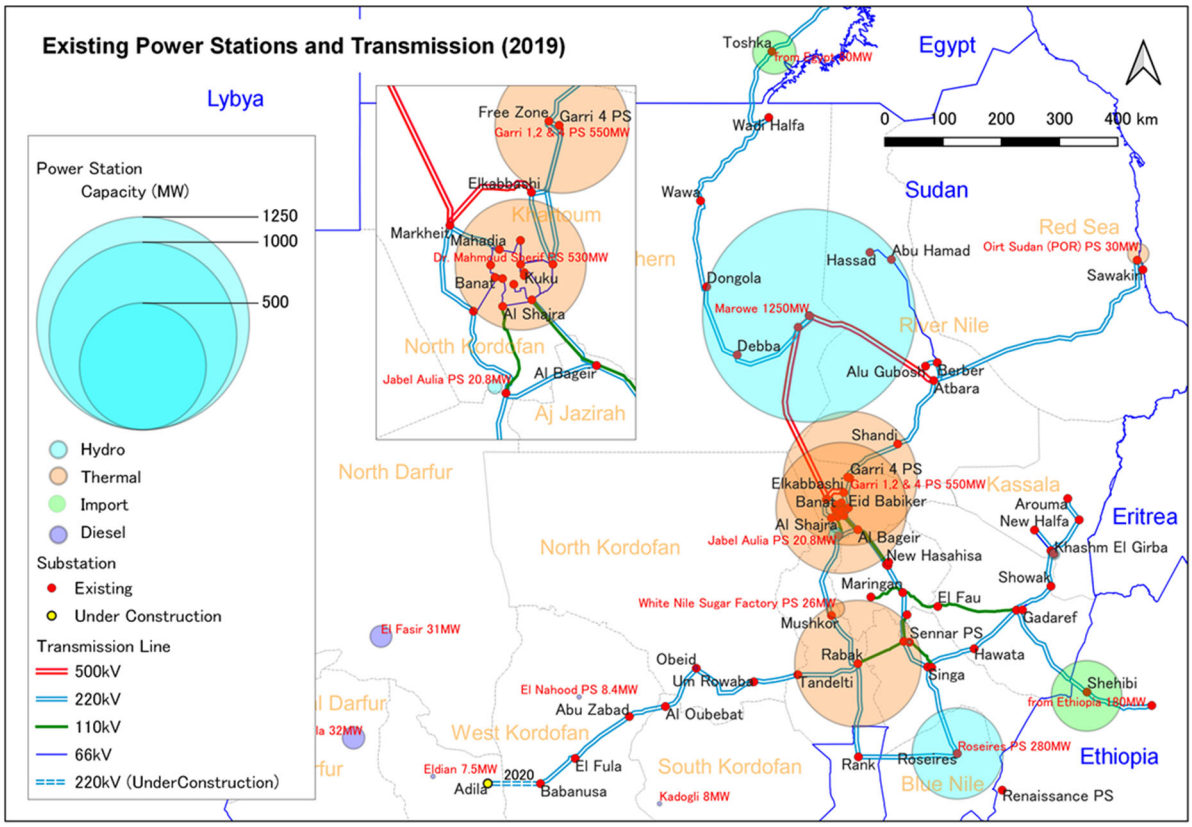
3.2.2 既設送電線

ス国の既設送電線は、SETCO によって管理・運営されている。電圧階級は、500 kV、220 kV、110 kV、および 66 kV である。首都ハルツーム周辺には 500 kV および 220 kV の外輪線が構築されている。この外輪線には、主力電源である Merowe 水力 (1250MW)、Roseires 水力 (280MW)、ガリ 1,2,4 火力 (550MW)、マハムード・シェリフ博士火力 (530MW)、およびウム・ダバキール火力 (500MW)が 500 kV および 220 kV 幹線を介して接続されている。この幹線は、北のエジプト、南のエチオピアに伸展し、これら 2 国からの電力輸入を可能にしている。

南部においては220 kV 送電線が東はカッサーラ州 (Kassala state)に西は西コルドファン州 (West Kordofan state)に伸びて地方都市に電力を供給している。

また、ハルツームの北東約 650 km に位置するポートスーダンの沖合には船上発電所 (Turkish steam boat at Port Sudan、180 MW)があり、ハルツーム外輪線には 220 kV 送電線で接続されている。ただし、短期の IPP 契約による電源供給である。

図 3-26 にス国の既設既設発電所、変電所、および送電線を示す。



注: ポートスーダンにおいて短期 IPP 契約による船上発電所があるが図には含めていない。
出典: SEHC および SETCO からの受領資料、“From Subsidy to Sustainability: Diagnostic Review of Sudan’s Electricity Sector” Final report、及び OpenStreetMap の情報に基いて調査団にて作成

図 3-26 ス国の既設発電所、変電所、および送電線

(1) 送配電ロス率

ス国の送配電ロス率を表 3-22 に示す。20.5% (2017 年、内、送電ロスは 5%、配電ロスは 15%)である。これは、良好な水準の目安とされる 10%に未達のため改善の余地はあるが、ケニア (18%)やタンザニア (18%)に匹敵する数値で、サブサハラ地域の平均値 (23.6%)よりは低い数値である。

尚、最新情報によると、送配電ロス率は 30% (送電ロスは 5%、配電ロスは 25%)と推測されている。

表 3-22 ス国の送配電ロス率 (2017 年)

項目	2017年
送配電ロス率	20.5%
(内、送電ロス率)	5.4%
(内、配電ロス率)	15.1%

出典:“From Subsidy to Sustainability: Diagnostic Review of Sudan’s Electricity Sector” Final report

(2) 電化率

ス国の電化率は 32% (2018 年)であり、電気を利用できない状態にある世帯は、約 4 万 5 千世帯と見積もられている。この数値は世界平均値 (85%、2015 年)の半分以下であり、改善の余地がある。また、既設電力系統のある首都ハルツーム、アルジャジーラ州 (Al Jazirah state)、ナイル川州 (River Nile state)等は電化率が 60%を超えているものの、人口が著しく増加しているダルフール (Darfur)やコルドファン (Kordofan)地域では電力系統が届いていないため電化率が著しく低い状況にある。

(3) 停電状況

ス国の平均停電継続時間 (System Average Interruption Duration Index。以下、SAIDI)および平均停電回数 (System Average Interruption Frequency Index。以下、SAIFI)を表 3-23 に示す。ス国の SAIDI は、9.18 時間/年 (2017 年) 、SAIFI は、10.14 回/年 (2017 年) である。どちらの数字もサブサハラ地域の平均値 (SAIDI: 約 25 時間/年、 SAIFI :約 20 回/年)よりは低い数字である。

表 3-23 ス国の平均停電継続時間および平均停電回数 (2017 年)

SAIDI (時間/年)	9.18
SAIFI (回/年)	10.14

出典:“From Subsidy to Sustainability: Diagnostic Review of Sudan’s Electricity Sector” Final report

(4) 電線サイズ

ス国工科大学による報告書「SVC を使った電圧改善」(Voltage Improvement By Using SVC)によると、ス国の既設電線サイズは、表 3-24 の通りである。

表 3-24　電圧階級毎の既設電線サイズ

電圧	既設電線サイズ
500kV	ACSR 325 mm^2 x 4
220kV	ACSR 480 mm^2 x 1
	ACSR 400 mm^2 x 1
	ACSR 240 mm^2 x 2
110kV	ACSR 240 mm^2 x 2
66kV	ACSR 350 mm^2 x 2
	ACSR 240 mm^2 x 2
	ACSR 150 mm^2 x 1
	ACSR 95 mm^2 x 1

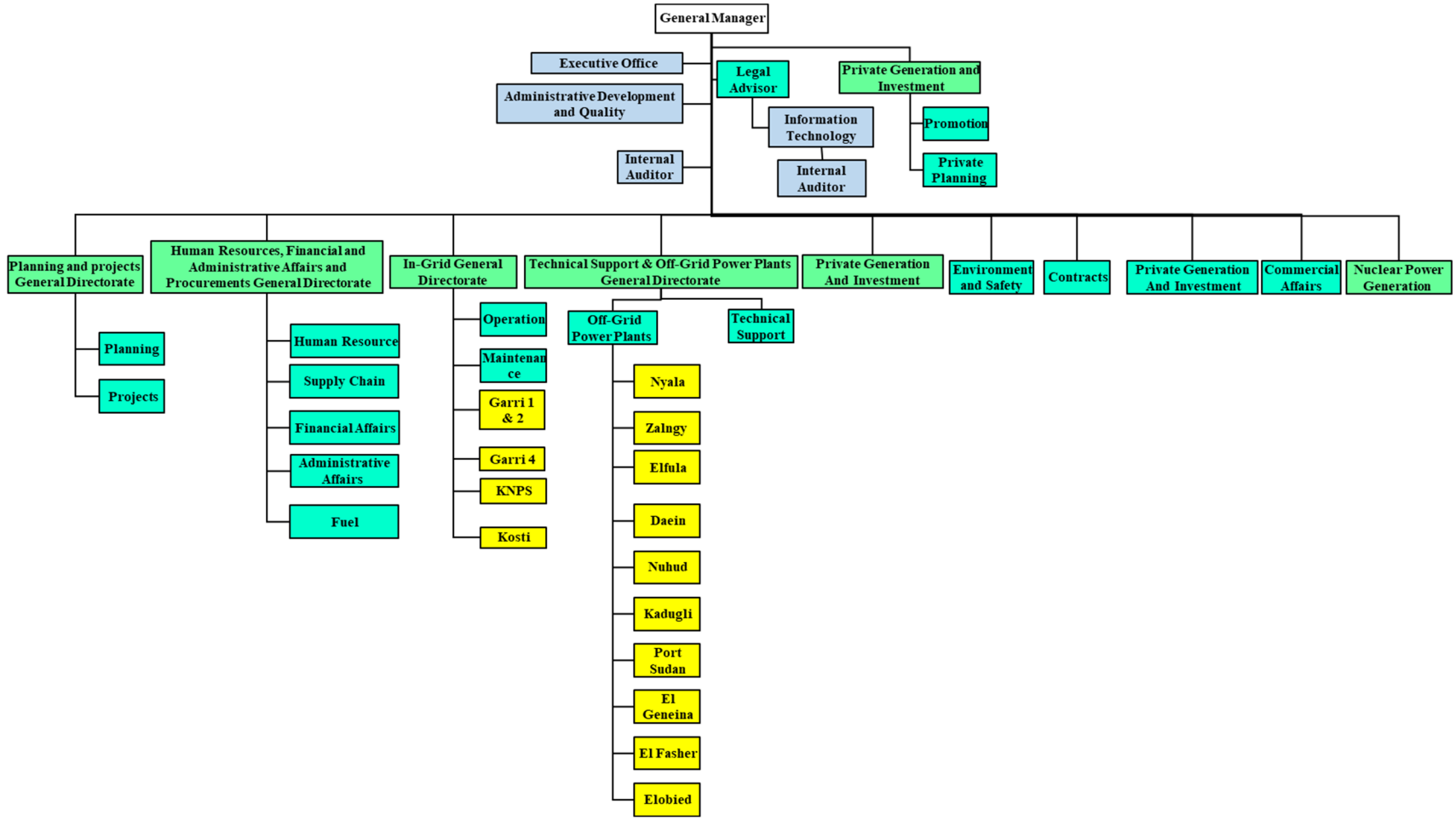
出典: SUDAN UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY COLLEGE OF POST GRADUATE STUDIES AND SCIENTIFIC RESEARCH "Voltage Improvement ByUsing SVC"の情報に基いて調査団にて作成

3.3　既設火力発電設備の運用体制

3.3.1　既設火力発電所運用体制・能力

(1)　既設火力発電所の運用体制

STPG から受領した既設火力発電所の運用体制を図 3-27 に示す。



出典:　STPG から受領した内容を参考に調査団にて作成

図 3-27　既設火力発電所の運用体制

(2) 運用状況

WB レポートでは、発電設備の運用状況について、以下の通り報告されている。WB レポートが発行された 2019 年時点においてマハムード・シェリフ博士発電所は 33 年間、ガリ 1、ガリ 2 発電所は 16 年間にわたり運用されている。

また、ス国における平均停電継続時間指標と平均停電回数指標は各々9.18 時間/年と 10.14 回/年であり、一方で国際的な指標は各々5.5 時間/年と 6.4 回/年である。国際的な指標と比較しても遜色ないレベルで運用されている。経済制裁下においてスペアパーツを調達することが困難である中で、高負荷率で運用できていることは保守が十分に実施されていることを示している。

■ マハムード・シェリフ博士発電所

マハムード・シェリフ博士発電所は、ハルツーム北部工業地帯に位置し、油焚きボイラ・ST 発電設備および DO 焚き GT 発電設備である。

ST の 1 号、2 号機は老朽化のためボイラ管の減肉が激しく、ボイラが使用できないために休止している。2 号機は、2020 年より休止しており、大規模修繕または更新の条件で電気関係以外の FS が実施されているが、予算が付かず計画は進んでいない状況である。1 号機についても FS の実施が望まれるが策定されていない。

ST の 3 号機、4 号機の電気、制御系については大規模修繕が実施されており、電気盤の更新やコンピュータ制御システムが導入されている。

ST の 5 号機はベースロードで 100MW であるが 80MW の出力しか出せない状況にある。ST の 6 号機は、中国製の 2010 年に建設されたプラントであるが、技術的な問題を抱えており休止している。

GT については年間の計画保守とその他の短周期の点検が実施されている。一方で、等価運転時間で 12,500 時間を超えた際には点検が必要となるが、実施されていない状況である。また、マハムード・シェリフ博士発電所ではボアスコープを有しており、メーカーからボアスコープでの点検は許されているが、GT のケーシングを開けることは許可されてない。そのため、部品交換の際には技術アドバイザー (Technical Advisor。以下、TA)の来所を待つ必要がある。部品交換および TA 派遣費で 1 - 2 Mil. USD が必要となる。また、テロ支援国家としてアメリカ合衆国の経済制裁下されていた期間においては、ベンダーからの部品供給が途絶えていた。GT は 2016 年に 6 基導入されたが、6 号機に深刻な問題があり交換部品を手配したいと考えている一方で、為替レートの変動により交換部品の価格と予算との乖離が大きい状況にある。

■ ガリ 1、2 火力発電所

ガリ 1、2 は、ハルツーム製油所に隣接した、DO 焚き GT と ST からなる GTCC の発電設備である。一般的な簡易保守については発電所の保守班にて実施しているが、ST 並びに GT の主要保守についてはコストが高い海外企業に頼らざるを得ない状況にある。保守は中国やタイの保守会社 2 - 3 社が対応している。一方で、予算が合わず十分に保守が出来ていない状況にある。

排水処理装置は、試運転時から多くの不具合があり、安定していない。そのため、当初に計画していた水処理を行わず発電所外に排出している。理由は設計上の問題であり、2003 年にガリ 1 発

電所が運用開始して以来の問題である。保守は、内容を GT は 3 種に区分分け、ST は 2 種に区分分けし実施している。

大規模修繕は実施されていない。

■ ガリ 4 火力発電所

ガリ 4 は、PC を燃料とした循環流動層ボイラと ST の発電設備である。中国の援助によって建設された。ガリ 4 においては短期保守と年間保守の 2 通りが計画されている。年間保守は 1 年に 1 回実施され、本格点検と簡易点検に分かれる。本格点検は 3 か月程度かかり、外部に委託している。簡易点検は 1 か月程度かかる。現状、ST に多くの問題が発生する傾向があるが、重度の問題となるのはボイラである。

1、2 号機とも定格出力は 55MW であるが、1 号機は設計上の問題があり 25 MW しか発電出来ない状況にある。2 号機は適切な予備品が適切な時期に入手出来ず、35 MW までしか出力できない状況にある。

(3) 所員の教育と能力

ス国には基準があり、所員の能力は比較的有能なレベルにある。また所員 1 人当たり、275 名の顧客に対して業務に取り組んでおり、アフリカの諸外国と比較して多い傾向にある。

ハルツームの南部にはハラス訓練センターがあり、ガリ 1、2 火力発電所、ガリ 4 火力発電所、マハムード・シェリフ博士発電所の社員が教育を受けている。一方で、ハラス訓練センターでは、初等の作業教育であり、系統だった学術的な教育はされていない。そのため、発電所での教育や国外への派遣研修や職場教育を行い、社員の能力開発に努めている。

(4) 国内製造能力

長らく課されていた制裁に対応するためス国内の企業の製作能力は向上している。

3.3.2 系統運用体制・能力

(1) 系統の運用体制

系統の運用はハルツームから約 20 km 離れたソバ (Soba)に設置された NLDC において送電系統を SCADA により制御している。2006 年に運用が開始されたものであるが、系統連系の項に記載の通り、システムの陳腐化が問題点として挙げられている。

(2) 送電線の修繕計画、維持の考え方

本調査においては送電線の修繕計画、維持の考え方を送電会社に問い合わせたが、回答が得られなかった。

(3) 送電線の保守員の能力

本事業においては送電線の保守員の能力を送電会社に問い合わせたが、回答が得られなかった。

(4) 送電網にかかる機器、器具のス国内での製造等の能力

長らく課されていた制裁に対応するためス国内の企業の製作能力は向上している。送電線の建設、付帯する土木工事を実施できる能力がある。

3.4 電力開発計画

3.4.1 発電所開発計画

(1) 2015-2020 電力セクター開発フレームワーク

電力セクターの開発は 2015-2020 電力セクター開発フレームワーク (2015-2020 Power Sector Development Framework。以下、電力セクターフレームワーク)に則って実施されていた。このフレームワーク内で、電力セクターの優先プロジェクトがリスト化されている。この計画に先立って、2012 年から 2031 年の中長期電力システム計画 (long- and medium- term power system plans for 2012-2031) が 2012 年に策定されており、コスト最適な方法に基いて発電と送電網の拡張のモデルを提案している。当時の計画ではベース電源として紅海沿岸部に石炭火力発電所を建設し、ピーク需要対応としてガス火力発電所を活用することになっていた。また、送電網の強化や水力発電の改修についても言及されている。一方、風力発電や太陽光発電の導入については含まれていない。

しかし、優先プロジェクトの約半分が実施されていない、あるいは、大幅に遅れている。この理由としては外部からの資金調達が成功していないためである。

電力セクターフレームワークにおける発電所開発計画を表 3-25 に示す。

表 3-25 電力セクター開発フレームワークにおける発電所開発計画

発電所名	方式	燃料	容量(MW)	運開予定	進捗
アトバラ上流 (Upper Atbara)	水力	-	320	2015	
ロセリーダム嵩上げ (Roseires Dam Heightening)	水力	-	280	2012	
ロセリーダム更新 (Roseires Upgrading)	水力	-	442	～2031*2	進捗なし
センナー更新 (Sennar Upgrading)	水力	-	26	2015	進捗なし
センナー新設 (Sennar Upgrading)	水力	-	146	～2027*2	進捗なし
紅海1 (Red Sea 1)	火力	石炭	300	2016	進捗なし
紅海2 (Red Sea 2)	火力	石炭	300	2016	進捗なし
アル・フラ1 (Al Fula 1)	火力	CO	135	2015	進捗なし
アル・フラ2 (Al Fula 2)	火力	CO	135	2015	進捗なし
アル・フラ3 (Al Fula 3)	火力	CO	135	2015	進捗なし
ウム・ダバキール1 *1	火力	CO	125	2012	

ウム・ダバキール2	火力	CO	125	2012	
ウム・ダバキール3	火力	CO	125	2013	
ウム・ダバキール4	火力	CO	125	2013	

CO: 原油 (Crude Oil)
*1: 資料によってはコスティ火力発電所 (Kosti Thermal power plant)としている場合がある。
*2: 電力セクターフレームでは未定となっていたが、本調査での確認により記載した。複数のユニットの工事になるため、最終の完工時期を記載した。
出典:“From Subsidy to Sustainability: Diagnostic Review of Sudan’s Electricity Sector” Final report, WB

(2) プロジェクトプロファイルフォーム 2021 - 2026

SEHC は発電所、送電線ほかの電力セクター関連の 40 プロジェクトを特定したプロジェクトプロファイルフォームを準備している。プロジェクトプロファイルフォームにおける発電所開発計画を表 3-26 に示す。

プロジェクトプロファイルフォームで計画している発電所をすべて実施すると 3,980.1 MW の容量が増加し、その内訳は風力、太陽光、水力、火力それぞれで、300 MW、420 MW、436.1 MW、2,824 MW である。ただし、紅海沿岸の 600 MW プロジェクトなど、送電線が敷設されていない地域での発電計画もあり、送電線敷設との協調が重要となる。また、前項までに述べた通り、ス国内で余剰の燃料はないことから、燃料の調達が課題になることが想定される。LNG もしくは LPG の活用が前提となっているが、ガス供給インフラ開発との協調も重要である。ほとんどの計画は FS が完了していて、資金調達の段階となっているが、電力セクターフレームワークで作成された計画と同様に資金調達ができずに進捗しない恐れがある。

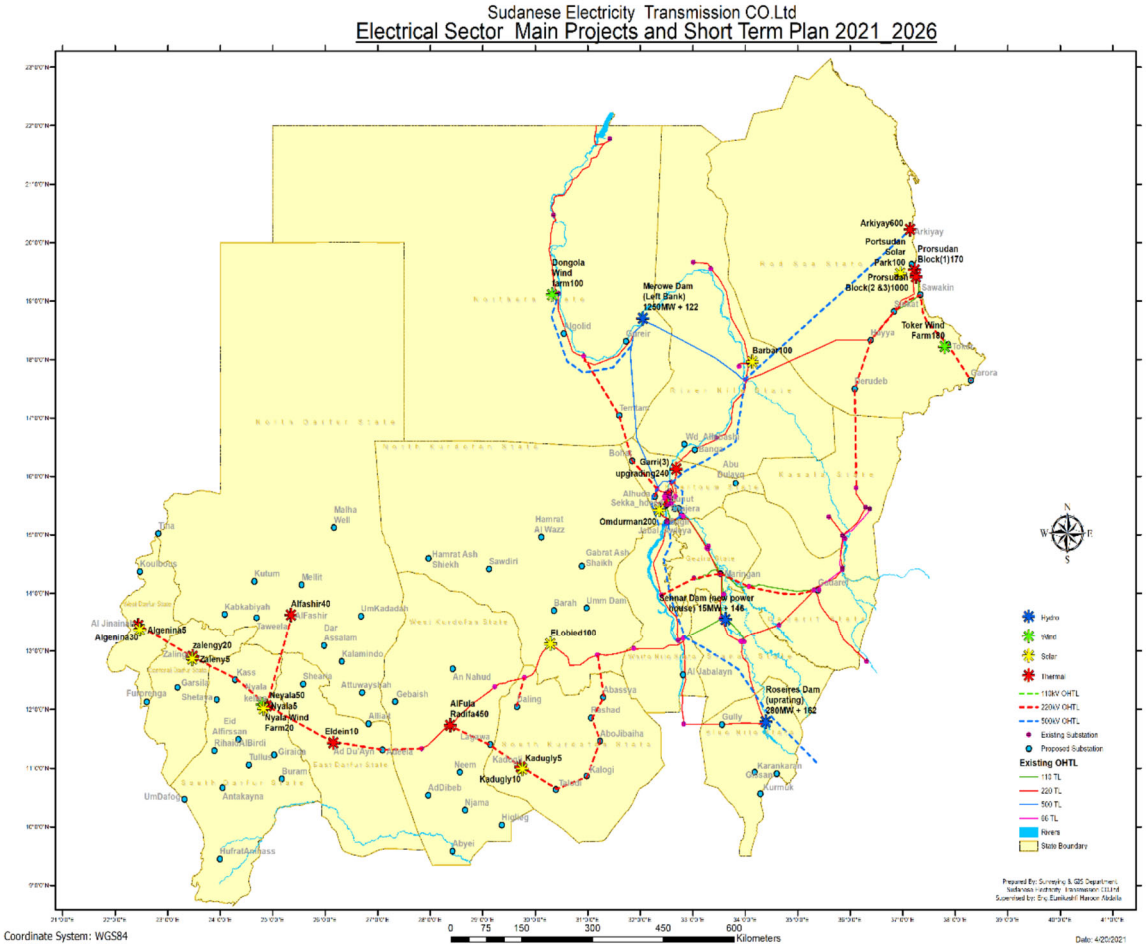
これまでの計画においても、外部より資金調達、時期、優先順位、実現可能性評価に対する妥当性や合理性に疑問が指摘されている。 従い、本邦からの技術協力事業にあたっては最新情報のレビューが欠かせない。

表 3-26 プロジェクトプロファイルフォーム 2021 - 2026 における発電所開発計画

発電所名	系統接続	方式	燃料	容量 (MW)	優先度 *3	進捗 *4
Dongola Wind Energy Project	220 kV	風力	-	100	短	Fin-FS
Toker Project	220 kV	風力	-	180	短	Fin-FS
Nyala Wind Farm	(220 kV) *1	風力	-	20	短	N
Omdurman Solar Project A	220 kV	太陽光	-	200	短	Fin-FS
Port Sudan Solar Park	220 kV	太陽光	-	100	中	Fin-FS
Elobied Solar Park	220 kV	太陽光	-	50	短	Fin-FS
Barbar Solar Park	220 kV	太陽光	-	50	短	Fin-FS
Small Solar Projects at AlGineina, Zalingie, Kadugli & Nyala	(220 kV) *1	太陽光	-	20	短	Fin-FS
Sennar New Power Plant	220 kV	水力	-	146	短	Fin-FS
Left Bank Irrigation Outlet/Hydropower Plant – Merowe Dam	500 kV	水力	-	122.1	短	Fin-FS
Roseires power plant uprating	220 kV	水力		168	短	Fin-FS
Port Sudan Block (1) 170MW Up grading to Combined Cycle Power Plant (CCPP)	220 kV	火力	LNG	374	短	Fin-FS
Port Sudan Block (2& 3) 2 x 500 MW Combined Cycle Power Plant (CCPP) (LPG+LNG)	220 kV	火力	LPG/ LNG	1,000	短	Fin-FS
Red Sea 600 MW steam Power Plant Project (LNG)	(500 kV) *1	火力	LNG	600	短	Fin-FS

Alfula Radifa 450 MW Combined Cycle Power Plant Project (CCPP).	220 kV	火力	NG	450	短	Fin-FS
Neyala 50 MW Diesel Engine Project	(220 kV) *1	火力	不明	50	短	Pre-FS
Alfashir 40 MW Diesel Engine Project	(220 kV) *1	火力	不明	40	短	Pre-FS
Zalingei 20 MW Diesel Engine Project	(220 kV) *1	火力	不明	20	短	Pre-FS
Kadugly 10 MW Diesel Engine Project	(220 kV) *1	火力	不明	10	短	Pre-FS
Algenina 30 MW Diesel Engine Project	(220 kV) *1	火力	不明	30	短	Pre-FS
Eldein 10 MW Diesel Engine Project	(220 kV) *1	火力	不明	10	短	N
Garri (3) 240 MW Up grading to Combined Cycle Power Plant (CCPP)	220 kV	火力	-*2	240	短	Fin-FS
計				3,980.1		

*1: 括弧書きは現時点ではまだ敷設されていない系統との接続を示す。
*2: 現在建設を進めているガリ 3 発電所の GT の排熱を利用するので、燃料は不要である。
*3: プロジェクトプロファイルフォームに示されている優先度 (Priority)を”短” (Short term)、”中” (Mid-term)、”長” (Long term)として示した。
*4: プロジェクトプロファイルフォームに示されている FS の実施状況を示している。Pre-FS と Final FS がある。
出典: Project Profile Form, SEHC の内容を調査団にて整理



出典: Project Profile Form, SEHC

図 3-28 プロジェクトプロファイルフォームにおける発電所開発位置

3.4.2 送電線開発計画

(1) 長期計画 (2020-2035)

SEHC の Electricity Sector Strategy (2020-2035)によると、ポートスーダンに新たな火力発電所が計画されているため、ポートスーダンとハルツーム外輪線を結ぶ 500 kV 送電線が計画されている。

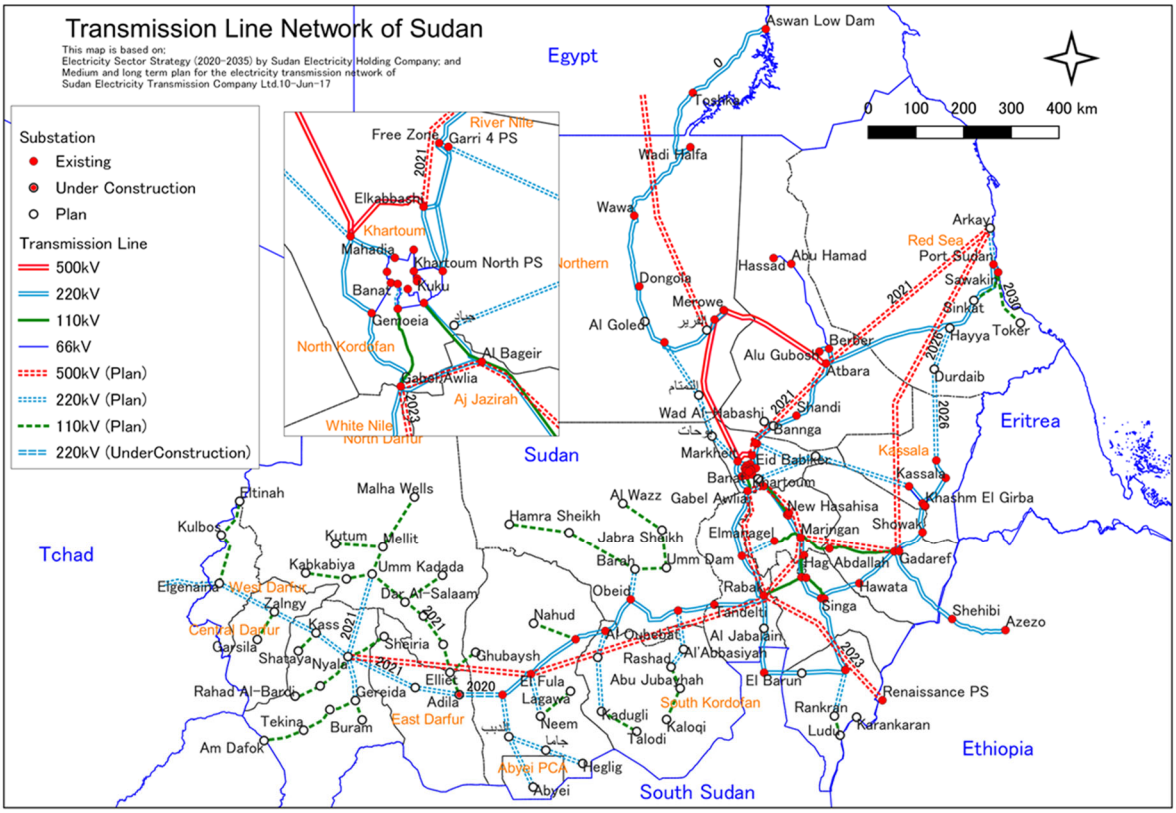
エジプトのアスワンロウ水力発電所を電源とするエジプト連携線や、エチオピアのルネッサンス水力発電所を電源とするエチオピア連携線も 500kV 送電線により増強する計画がなされている。

送電網の地方拡大に関しては、ス国西部のダルフールやコルドファン地域内の更なる伸展が 220 kV の幹線と 110 kV の支線で計画されている。

これまで系統電源から遠かったス国東部のカッサーラ州は、220 kV 送電線でポートスーダンおよびハルツーム外輪線に直接連携させることによる改善を図っている。

ス国の東、紅海に面するポートスーダンから西の南ダルフール州ニャラ迄の東西約 1800 km に及ぶ 500 kV 送電線が計画されている。完成すれば 500 kV 幹線が国内を南北、東西に貫き、北西部の砂漠地帯を除く全土に送電網が拡大され、電源の多様化や地方電力供給の意味から理想的な送電網となる。

図 3-29 にス国の既設送電線と将来計画を示す。また、表 3-27 に SEHC の Electricity Sector Strategy (2020-2035)が特に取り上げているプロジェクトを示す。



出典: SEHC および SETCO からの受領資料に基いて調査団にて作成

図 3-29 ス国の既設送電線と将来計画

表 3-27 送電線の主な将来計画プロジェクト(2020-2035)

	起点	終点	電圧階級	完成年
1	Suakin	Sinkat	110 kV	2020
2	Suakin	Bashayer	110 kV	2020
3	Al-Muqrin	Al-Shajra	66 kV to 220 kV	2020
4	Mushkor	Elmanagel	220 kV	2020
5	Port Sudan	Atbara	500 kV	2021
6	Atbara	Elkabbashi	500 kV	2021
7	Adila	Alfasher	110 kV	2021
8	Babanusa	Alfasher	220 kV	2021
9	Renaissance (Ethiopia)	Rabak	500 kV	2023
10	Rabak	Gabel Awlia	500 kV	2023
11	Arouma	Hayya	220 kV	2026
12	Elgenaina	Eltinah	110 kV	2030
13	Kass	Shataya	110 kV	2030
14	Zalngy	Garsila	110 kV	2030
15	Sawakin	Toker	110 kV	2030
16	Neem	Lagawa	220 kV	2030
17	Eldamazin	Karankaran	220 kV	2030

出典: SEHC からの受領資料に基いて調査団にて作成

(2) 短期計画 (2021 -2026)

SEHC のプロジェクトプロファイルフォーム (2021 -2026)によると、送配電ロスの削減や電化率の向上等を主な目的として、送電線の新設プロジェクトが計画されている。主な計画は、エチオピアのルネッサンス水力発電所を電源とする 500 kV エチオピア連携線、500 kV のハルツーム外輪線、220 kV および 110 kV 送電線によるハルツーム州内の送電網の増強等である。

New system Load Dispatch Centre の新設も計画されている。既存のシステムはバージョンが古く送電網の拡大に対応しきれていないため、うまく動作していない。本計画は、既存のシステムを更新するものである。

送電網の地方拡大に関しては、North, South, West Kordofan 州内に 220 kV 送電線の増設が計画されている。また、South, Central, West Darfur 州内にも 220 kV 送電線の延伸が計画されている。

表 3-28 にプロジェクトプロファイルフォーム (2021 -2026)で取り上げられているプロジェクトを示す。

表 3-28 送電線の主な将来計画プロジェクト (2021-2026)

	起点	終点	電圧階級	延長	備考
1	Maringan	Elgadarif	220 kV	224 km	
2	White Nile State	Khartoum State	500 kV	590 km	入札図書の準備中。
3	Khartoum state	Khartoum state	500 kV	271 km	
4	Alhuda	Aldeba	220 kV	320 km	
5	Mushkor	Maringan	220 kV	165 km	
6	Khartoum state	Khartoum state	220 kV & 110 kV	不明	
7	Elkabbashi	Port Sudan	500 kV	780 km	
8	Babanusa	Alfasher	220 kV	570 km	Babanusa - Adila間の工事が業者への支払い遅延により休止中。
9	Um Ruwaba	Lagawa	220 kV	630 km	地質調査や送電線ルート調査は実施済み。
10	Nyala	Elgenaina	220 kV	350 km	調査は完了済み。

出典: SEHC からの受領資料に基いて調査団にて作成

3.5 電力分野の課題分析

3.5.1 電力分野の課題分析

前項までに公表された資料および現地調査等から得られた事実あるいは情報等を整理・分析し、現在のス国電力セクターの課題を以下に抽出した。

① 電力セクター改革(組織・構造、制度、財政等)
② 需要増加への対応
③ 電力アクセス向上および地方電化
④ 電力品質向上
⑤ 低 OPEX 設備導入(再エネ等)
⑥ 既存設備改善
⑦ 安定燃料供給

また、現地調査において、ス国より電力セクター戦略「Electricity Sector Strategy (2020-2035)」を受領。この資料の中に電力セクターの戦略目標が掲げられており、上記課題との関連性を併せて確認した。 抽出した上記課題・対策(案)と電力セクター戦略目標とはほとんど齟齬がなく多くの点で合致している。これらを整理したものを表 3-29 に示す。

尚、最新情報によると、電力セクターでは次の 4 項目を喫緊課題とし、これに対する対策を定めた短期戦略を新戦略 (2022-2026)として策定し、着手開始した。

課題

① 電力需要ギャップ拡大への対応
② 財政的持続性確保
③ 地方電力アクセス拡大
④ セクター改革

対応策については、主に自国で取り組み、2026 年迄に完了させる内容となっている。

一方で中長期を睨んだ施策は、新戦略には定めておらず、電力需要ギャップ拡大への対応等事業性が伴う対策は、本邦等が協力し早期に推し進める必要がある。以降に本邦の戦略や技術を確認する。

表 3-29 電力セクター課題分析

電力セクター現況		電力セクター課題		スーダン国電力セクター戦略（Electricity Sector Strategy（2020-2035)より）	
1 需要と供給		1	電力セクター改革	1	「低コストで総需要100%を満たす」
	1 需要伸びるも供給の伸びが鈍化。	2	需要増加への対応	2	「電力加入者・受益者を10%から37%へ」（系統内 85%、系統外 15%（独立系統や家庭用太陽光にて））」
	2 電力アクセス率は低いが緩やかに増加、都市部に集中、地方への送配電網不足	3	電力アクセス向上および地方電化推進	3	「2035年迄に系統設備容量を15,000MW以上」
	3 電化製品率も増加	4	電力品質向上	4	「発電予備力を系統内で10%以上35%未満」
	4 需要が発電量を上回り、電力品質（頻繁な負荷遮断や停電）低下	5	低OPEX設備導入(再エネ)	5	「110kV/220kV系統の拡張により全国100%系統連系」
	5 ピーク時（夏場）対応不十分	6	既存設備改善	6	「配電では電力サービス加入者と受益者の割合を35%から100%へ」
	6 今後、需要電力量年間7~8%増加見通しも電力供給不足の見通し	7	安定燃料供給	7	「計画最終段階迄に再エネ(風力＆太陽光）2500MW」（＋1200MW 原子力）
2 法令				8	「計画最終段階迄にエネルギー効率プログラムにて送電損失 3%、配電損失 11% 削減」
	1 電力法2001年版にて電力セクターの機能と権限を規定も詳細は定められていない。				
	2 投資法は国内外の投資家に望ましく、透明且つ公平な投資環境構築を目的。				
	3 PPP法にて民間事業者参画、投資への推奨と門戸				
3 組織・構造					
	1 電力石油省（MoEP）が資金調達、投資、幹部任命の権限を持ち、電力セクター各社の自律性 はほとんどない。				
	2 電力親会社（SEHC)が各子会社への売電収入分配と投資判断、資金調達における権限を留保。				
	3 電力規制局（ERA)は電力関連法等の審査・監視。現在MoEPの下部組織も、2021年改正電力法により独立組織へ。				
4 民間活力活用					
	1 電力セクターを国営企業に制限する法令はなく、電力自由化並びに民間活力活用での制限はない。				
	2 政府はIPP推進するも、電力料金が低く且つ免税処置も魅力的な優遇策に乏しく市場参入者は少ない。				
	3 PPP法はあるも実績は無い				
	4 民間投資家や事業者にとって法的な優遇策乏しく、電力価格の安さ、及び安定廉価燃料確保等が高い参入障壁				
5 電力価格＆財政・資金					
	1 電力価格はサハラ以南アフリカで最安値。				
	2 費用（OPEX）と収益に大きなギャップが有、多額の補助金を補填				
	3 電力価格引き上げるも国内インフレに追い付かず				
	4 ギャップ要因は、OPEXの85%を占める輸入燃料費。 通貨下落により燃料費大幅増加				
	5 今後、段階的に電力価格を引き上げ、2024年補助金ゼロを目指すも不透明。				
	6 2020年の水害に対する緊急改修費用が国家予算を圧迫。				
6 既存設備					
	1 水力と火力で半々、火力は石油依存				
	2 古いも比較的よく維持。但し、需要変化追随等運用・管理は脆弱				
	3 休止や定格未達運転発電設備あり（予備品不足、主機保守不可ー制裁＆資金難）				
	4 訓練センターを設けているが、教育水準高くない←モチベーション低下				
7 燃料					
	1 使用燃料(除く固形)は、HFO(重油）または、LDO（ディーゼル油）、				
	2 以前はLPGを発電設備用に使用も政府の指示により、現在は発電用無、ほぼ民生用に限定使用				
	3 原油探索・開発進めるも進展少ない⇒石油製品（LPG含む）増産計画なし。				
	8 LNGの国内生産や輸入は、検討はされているが国内生産・輸入ともゼロ。				
	7 Port Sudan近辺のLNG基地とガスパイプラインの計画のFEED完了、浚渫工事開始するも資金難により中断中。				
8 再生可能エネルギー					
	1 太陽光・風力とも適した土地であり積極的に取り組みたいが開発が進まない。				
	2 地方へのOff-Grid 分散型として灌漑用等に小型PV導入				
	3 FIT(固定電力買取制度）はない。				
	4 政府は民間の投資を期待も電力価格や優遇策乏しく、参入者少ない。				
	5 安定性を鑑み、20MW程度から段階的に進めたい見解もあり。				

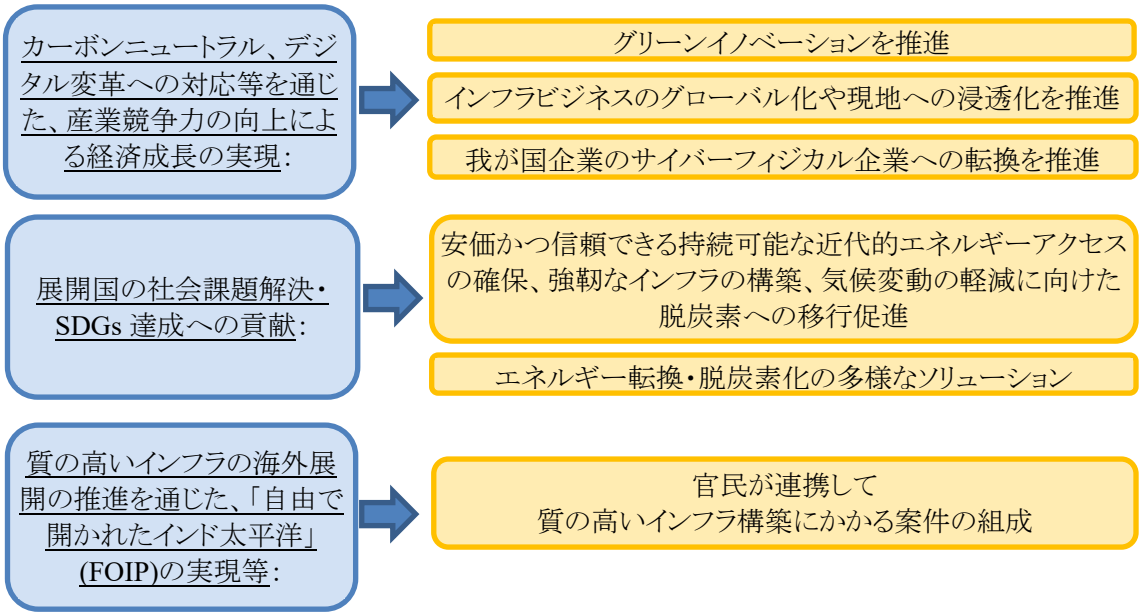
出典:調査団にて作成。

3.6 本邦技術を活用した協力対象事業候補検討

3.6.1 本邦インフラシステム海外展開 2025

本邦政府は、新戦略の目的を下記 3 本柱とする「インフラシステム海外展開 2025」を策定している。

併せて地域別取り組みとして我が国企業の推進が進んでいない「アフリカ諸国」に対し、政府開発援助(Official Development Assistance。以下、ODA)とも連携し「一つでも多くの成功事例」を生む出すことが必要であることが指摘している。



出典: インフラシステム海外展開 2025 を調査団にて整理

図 3-30 インフラシステム海外展開 2025 の概要

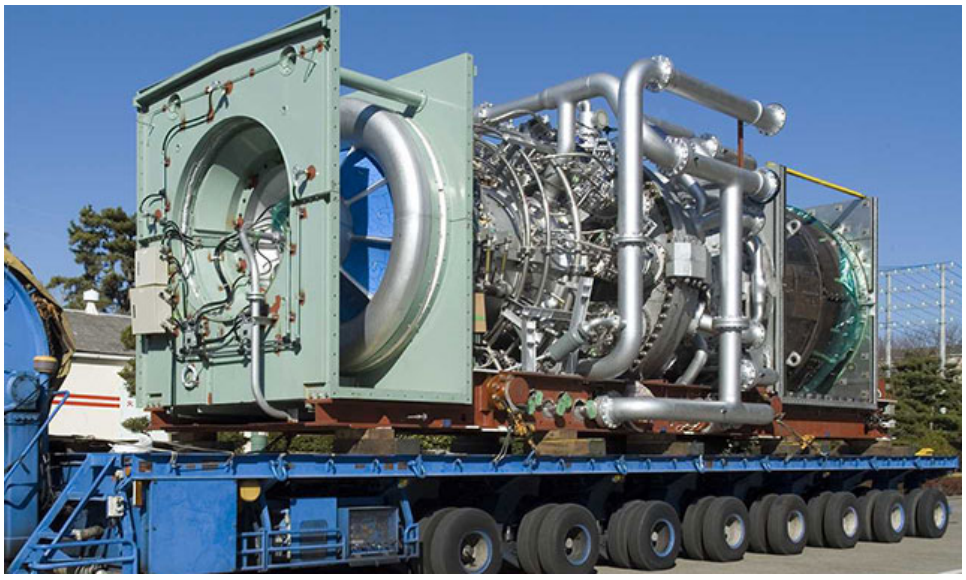
3.6.2 ス国の電力セクターで導入可能な本邦インフラ技術

(1) GT

GT は技術確立しており、世界の GT 市場は、2022 年に 260.70 億米ドルの市場価値から 2030 年末までに 760.05 億米ドルに達すると予測されている。その中で、米国の McCoy Power Report によると 2018 年に GT の世界シェア(出力ベース)において、三菱日立パワーシステムズ (当時。2021 年 11 月時点では、三菱パワー)が世界シェア 1 位になるなど、本邦が技術的優位性を保っている分野として期待されている。

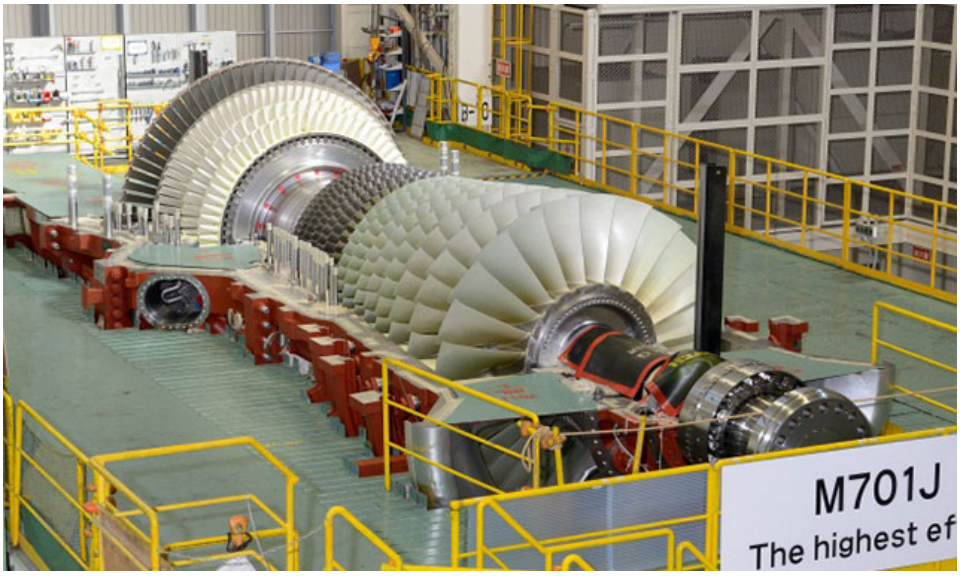
GT を図 3-31 並びに図 3-32 に示す。単機容量 100 MW 程度まではパッケージ化されており現地での組立はほとんど不要である。それより大型になると、ローターとケーシングを現地で組立てる方式が主流である。

GT 単体 (シンプルサイクル、またはオープンサイクル)では発電効率は最大でも 44%程度であり、従来型の ST による発電方式よりも若干熱効率に優れるにとどまる。近年、シンプルサイクルよりも大幅に効率が改善できる GTCC の導入が一般的である。GTCC は、プラントの総合熱効率の向上をはかったものであり、GT の排ガスを排熱回収ボイラに導き、その熱回収によって蒸気を発生させ、ST を駆動するサイクル (排熱回収サイクル)が多く採用されている。



出典: 三菱パワーウェブサイト

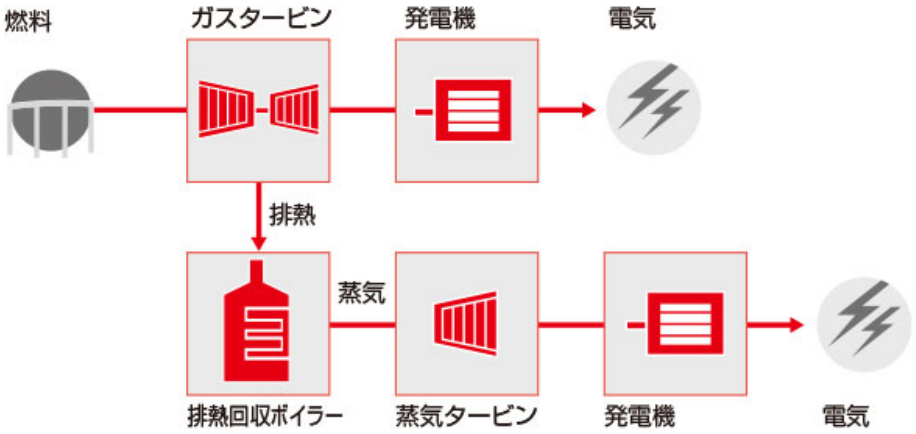
図 3-31 GT (単機容量 100 MW クラス)



出典: 三菱パワーウェブサイト

図 3-32　GT (単機容量 450 MW 以上)

GTCC の基本構成を図 3-33 に示す。GT1 基の排熱を排熱回収ボイラ 1 基に供給し、ST1 基に蒸気を供給する方式をワン・オン・ワン (1 on 1)、GT 2 基の排熱を排熱回収ボイラ 2 基に供給し、ST1 基に蒸気を供給する方式をする方式をツー・オン・ワン (2 on 1)、GT 3 基の排熱を排熱回収ボイラ 3 基に供給し、ST1 基に蒸気を供給する方式を排熱供給する方式をスリー・オン・ワン (3 on 1)と呼んでいる。



出典: 三菱パワーウェブサイト

図 3-33　GTCC の基本構成

本邦製造者によるGTの仕様を表3-30に示す。川崎重工、IHI、三菱パワーがGTを製作している。川崎重工は、シンプルサイクルの単機容量が1から30 MW程度であり、GTCCについてウェブサイト上で言及していない。GTCCに代え、熱回収して温水や蒸気を活用するコージェネレーションシステムを推進している。IHIは、シンプルサイクルの単機容量が20から50 MW程度であり、そのうち40 MWを超えるGTではGTCCについて提案している。三菱パワーは、シンプルサイクルの単機容量が40 MWから500 MW程度であり、すべてのGTがGTCC対応可能である。GTCC対応可能なGTのシンプルサイクルでの効率は35から44%であるが、GTCCとすることで、概ね20%程度

熱効率が向上する。

表 3-30　本邦製造者による GT の仕様 (シンプルサイクルおよび GTCC)

製造者	型式	シンプルサイクル	
		出力 (kW)	発電端効率（%）
川崎重工	M1A-13D	1,470	24.1
	M1A-13A	1,515	23.5
	M1A-17D	1,770	27.7
	M1T-13D	2,910	23.7
	M5A-01D	4,440	31.9
	M7A-02D	6,550	30
	M7A-03D	7,610	33.1
	M7A-03	8,060	34.3
	L20A-01D	17,530	33.5
	L20A-01	18,750	34.8
	L30A-01D	32,160	39.1
IHI	LM2500PJ	21,170	34.7
	LM2500RD	31,740	37.7
	LM6000 PF	43,000	41.0
	LM6000 PF +	51,000	41.0
三菱パワー	H-25	41,030	36.2
	H-100	116,450	38.3
	M701DA	144,090	34.8
	M701F	385,000	41.9
	M701G2	334,000	39.5
	M701J	478,000	42.3
	M701JAC*1	448,000	44

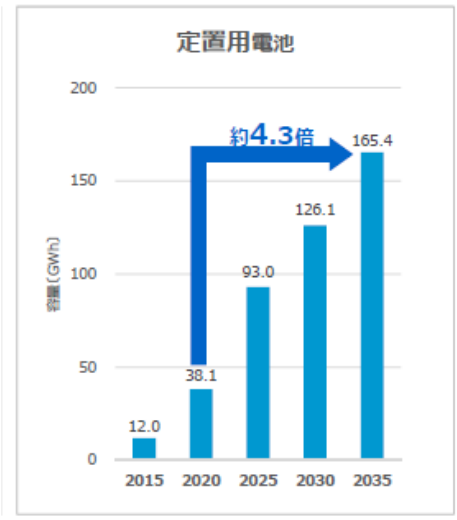
製造者	型式	GTCC	
		出力 (kW)	発電端効率（%）
IHI	LM6000 PF	56,000	54.0
	LM6000 PF +	68,000	56.0
三菱パワー	H-25	60,100	54.0
		121,400	54.5
	H-100	171,000	57.4
		346,000	58.0
	M701DA	212,500	51.4
		426,600	51.6
	M701F	566,000	62.0
		1,135,000	62.2
	M701G2	498,000	59.3
		999,400	59.5
	M701J	701,000	62.3
	M701JAC*1	650,000	64.0

コンバインドサイクルについて上段と下段で記載されている場合、上段は 1 on 1 を、下段は 2 on 1 を示す。
50 Hz と 60 Hz が製作されている場合には 50 Hz の仕様を記載した。(ス国が 50 Hz であるため)
三菱パワーの 60 Hz の GT、M501D、M501F、M501G、M501J シリーズの記載を割愛した。(ス国が 50 Hz であるため)
*1: 同一型式で 2015 年、2018 年の仕様が公開されているが 2018 年を記載。
出典:川崎重工、IHI、三菱パワー会社のそれぞれのウェブサイトの情報を調査団にて整理

(2) 蓄電池

2021 年度に策定された第 6 次エネルギー基本計画では、あらゆる論点で蓄電池の重要性に言及され、2050 年に向けた脱炭素化エネルギーシステムのオプションの一つに蓄電池が挙げられている。さらに、2021 年 11 月に発足した蓄電池産業戦略検討官民協議会では、2030 年の温暖化効果ガス削減目標、2050 年のカーボンニュートラルの達成に向けて、最重要技術の一つであるとされている。

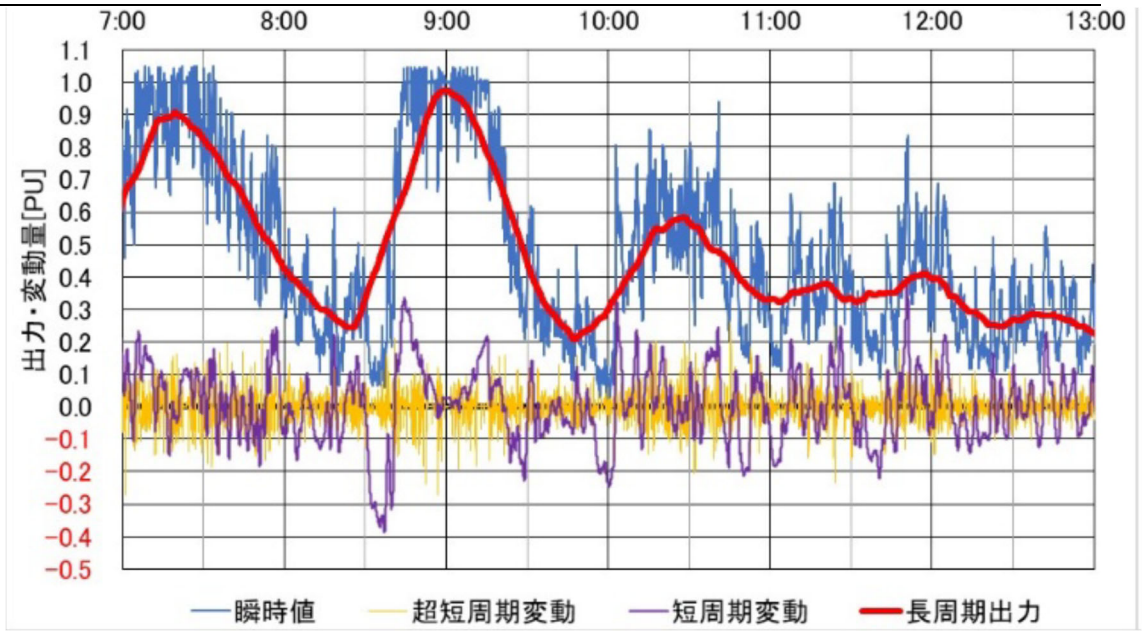
定置用電池の世界市場拡大予測を図 3-34 に示す。定置用蓄電池は 2020 年から 2035 年の 15 年間で 38.1 GWh から 165.4 GWh と約 4.3 倍になると推定されている。



出典: 蓄電池産業の現状と課題について (2021 年 11 月 18 日　経済産業省)

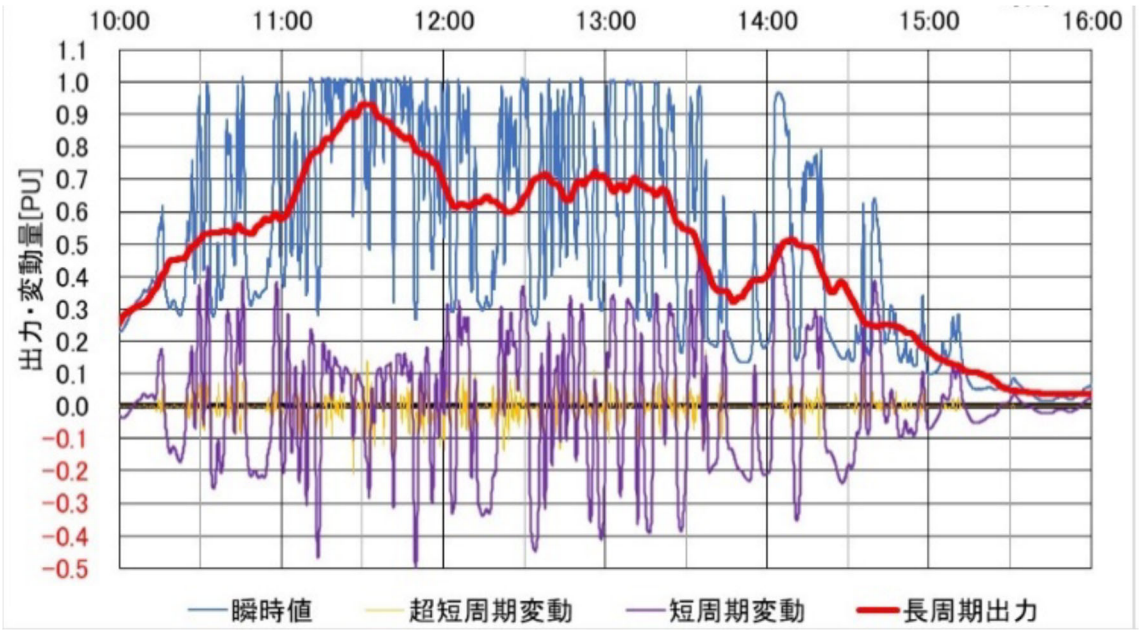
図 3-34　定置用電池の世界市場拡大予測

電力セクターにおいて蓄電池は、再生可能エネルギーの主力電源化に資する技術として期待されている。自然変動電源(太陽光発電及び風力発電)は、気象条件等によって出力が変動する。このため、自然変動電源の導入にあたっては、短周期変動(数十分単位までの出力変動)及び長周期変動(数十分から数時間単位の出力変動)を抑制・調整する必要がある。風力発電の出力と出力変動量、太陽光発電の出力と出力変動量の例をそれぞれ、図 3-35 並びに図 3-36 に示す。風力発電は一定の出力ではなく、長周期、短周期として不規則な変動をすることが分かる。太陽光発電も一定の出力ではなく、長周期として正午程度に極大値を迎え日が落ちると出力がゼロになる基調であり風力より増減幅は小さいが不規則に変動している。また、短周期としては、太陽光発電は非常に不規則で風力発電に比べて変動幅が大きい。



出典: 風力発電と太陽光発電の出力特性と両者の出力相関 (2020 年 11 月 自然エネルギー財団)

図 3-35 風力発電の出力と出力変動量



出典: 風力発電と太陽光発電の出力特性と両者の出力相関 (2020 年 11 月 自然エネルギー財団)

図 3-36 太陽光発電の出力と出力変動量

定置用蓄電池の種類を表3-31に示す。リチウムイオン電池、レドックスフロー電池、NAS電池などが実用化されており、レドックスフロー電池、NAS電池は本邦企業の特殊技術となっている。それぞれの外観を図3-37、図3-38、図3-39に示す。リチウムイオン電池は即応性が高く(Cレートが高い)、サイクル寿命の回数が高いため短周期の変動調整に優れ、レドックスフロー電池、NAS電池

は長周期の変動調整に優れていると言える。

一般に、電池は充電状態 (State of Charge。以下、SOC)の容量を満充電に対するパーセンテージで表す。また、満充電状態 (SOC 100%)や完全放電状態 (SOC 0%)付近での使用では急激に劣化が進むことが知られており、リチウムイオン電池のサイクル寿命試験は、SOC 0%からSOC 100%の間で充放電を繰り返して実施している。本邦メーカーの蓄電池は短周期変動に対応する設計・試験がされているため、使用する際には劣化が少ないと言われている。リチウムイオン電池の海外の製造者は、中国の寧徳時代新能源科技(Contemporary Amperex Technology Co., Limited。CATL)、韓国のサムスン・エスディーアイ (Samsung SDI。サムスンSDI)、エルジー・エナジーソリューション (LG Energy Solution Ltd.。LGES)などがあり、コスト競争力において優れているが、短周期変動へ対応するための頻繁な充放電により劣化が早い傾向がある模様である。そのため、20年程度の長い期間においての取替対応を含めたコストで比較すれば本邦製品は価格競争力を持っている。すなわち、中国、韓国の蓄電池であれば、20年間の間に複数回の取り替えが必要になるが、本邦の製品であれば取替なし、もしくは取替回数が少ないために、20年間などの長期での費用で評価する枠組みを導入することで価格的に優位に立つ可能性がある。

また、リチウムイオン電池は多くの火災事故が報告されている。図3-40にリチウムイオン電池の事故事例を示す。本邦製品での事故事例はないため、安全性を評価項目に取り入れることで他国製品に対して優位に立つ可能性がある。尚、NAS電池は火災事故の事例がありつつも既に改善をしており、レドックスフローは材料が不燃である。

表 3-31　定置蓄電池の種類

電池種類	リチウムイオン電池	NAS電池	レドックスフロー電池
有力な本邦企業	東芝、GSユアサ	日本ガイシ	住友電工
充放電効率	86	75	70
サイクル寿命 *1 (回)	10,000～20,000	4,500	100,000
C レート *2 (C)	5	0.17	0.25
重量エネルギー密度 (Wh/kg)	92	87	10
体積エネルギー密度 (Wh/L)	176	83	15
メンテ内容	メンテフリー *3	定期メンテ	定期メンテ

*1 ： 充放電サイクルを繰り返した際の劣化による蓄電池の寿命をサイクル寿命(単位:サイクル)とよぶ。
*2 ： Cレートは、数値が大きいほど高出力性能が優れる。 C レート[C] = 出力[W] / 定格容量[Wh]
*3 : 無人でも問題ないが、万が一設備が故障した場合に交換作業で人手が必要になる可能性がある。
出典:　電気学会技術報告やメーカー公表値をもとに調査団にて作成

出典: 東芝エネルギーシステムズウェブサイト

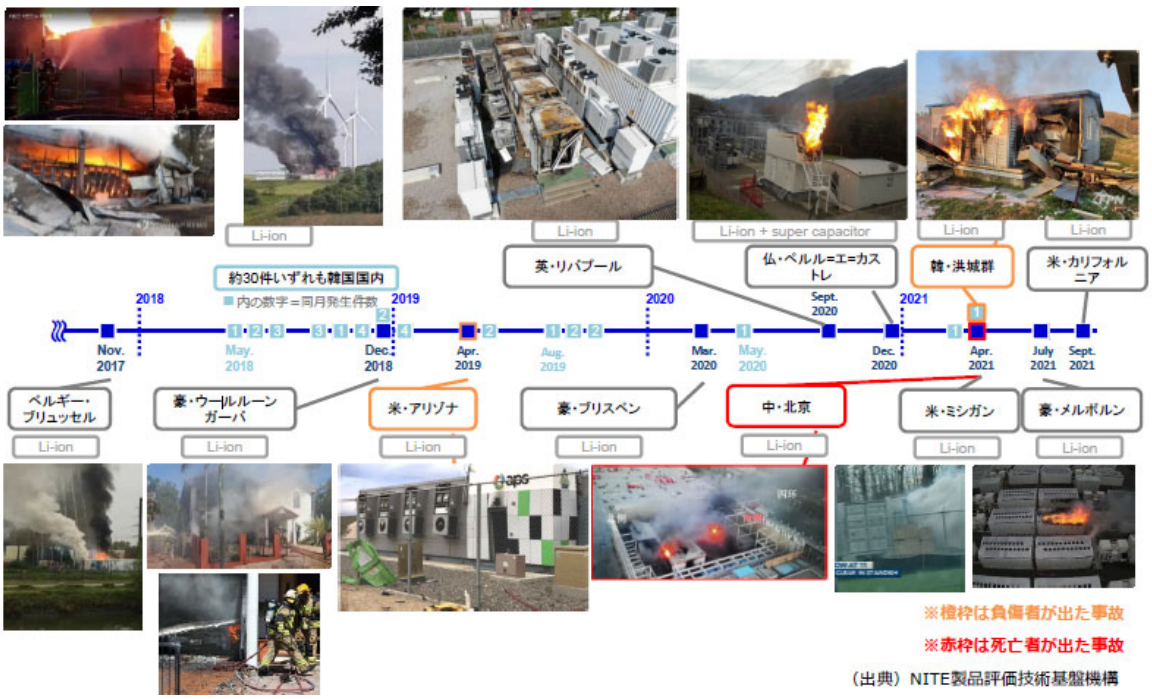
図 3-37 リチウムイオン電池

出典: 日本ガイシウェブサイト

図 3-38 NAS 電池

出典: 住友電気工業ウェブサイト

図 3-39　レドックスフロー電池

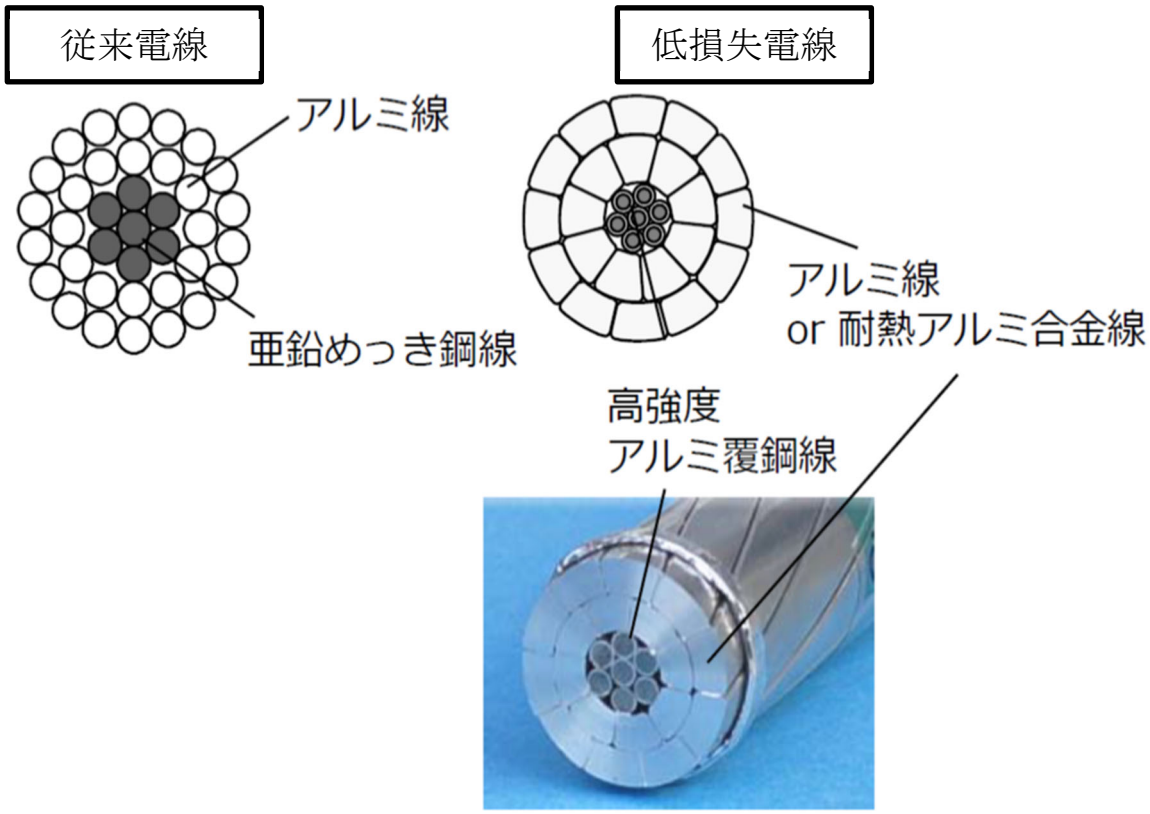


出典: 蓄電池産業の現状と課題について (2021 年 11 月 18 日　経済産業省)

図 3-40　リチウムイオン電池の事故事例

(3) 低損失電線

低損失電線とは、鋼心を高強度化且つ小径化し、その外側に台形状のアルミ線を隙間なく配置してアルミ占積率を高めた電線のことである。低損失電線の採用により、従来電線と電線の外径・引張強さを同等に維持しつつ電気抵抗を小さくすることが可能で、従来電線と比べて送電損失を約 15～25%低減することが可能である。図 3-41 に従来電線および低損失電線の断面図を示す。

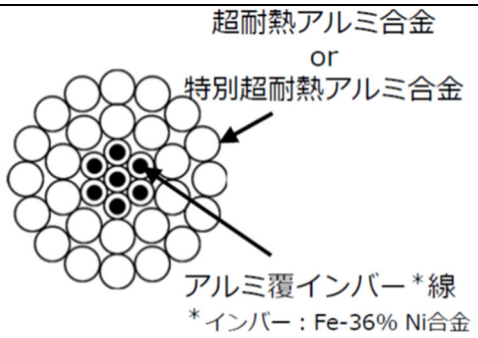


出典: 住友電気工業提供資料

図 3-41 従来電線 (左)と低損失電線 (右)の断面図

(4) 増容量電線

容量電線とは、超耐熱アルミ合金や特別耐熱アルミ合金を使用することで電流容量を倍増させた電線である。また、線膨張係数の小さいアルミ覆インバー心を使用することで低弛度化を図っている。既設送電線に増容量電線を適用することで、既設鉄塔を流用しつつ送電容量を増やすことが可能となる。一般的には、既設送電線の中で過負荷の送電線や送電容量を増やしたい区間に適用されるものである。図 3-42 に増容量電線の断面図を、表 3-32 に従来電線と増容量電線の比較表を示す。



出典: 住友電気工業提供資料

図 3-42　増容量電線の断面図

表 3-32　従来電線と増容量電線の比較表

	従来電線	増容量電線	
		超耐熱	特別耐熱
連続許容温度 (℃)	90	210	230
短時間許容温度 (℃)	90	240	310
引張強さ	-	従来電線と同等	従来電線と同等
重量	-	従来電線と同等	従来電線と同等
電流容量 (倍)	1.0	2.0	2.0

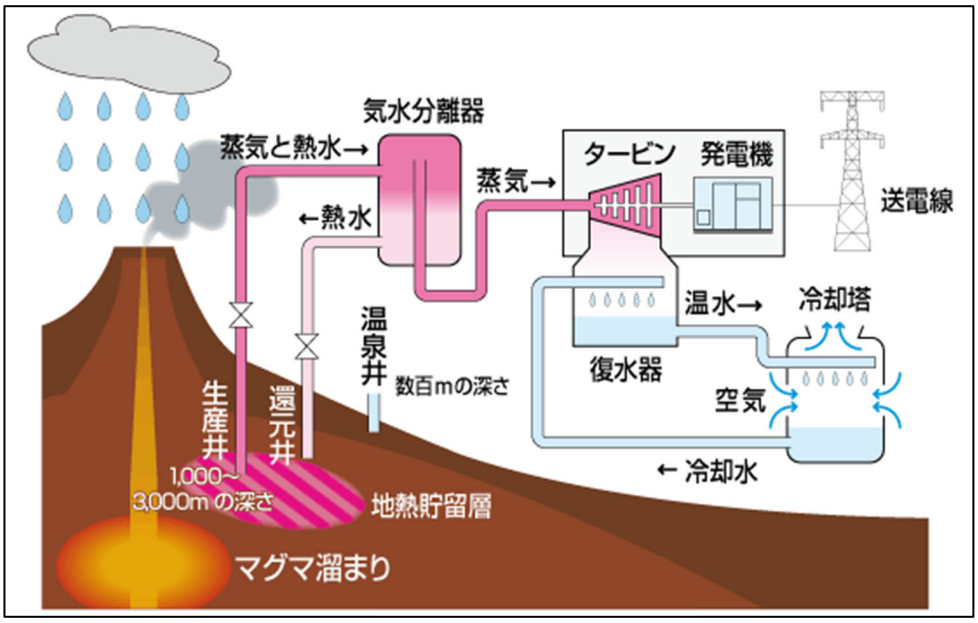
出典: メーカーヒアリングを基に調査団にて作成

(5)　地熱発電プラント

（a）　地熱発電プラントの構成と本邦技術の優位性

地熱発電プラントの概要を図 3-43 に示した。地熱発電は、地下に貯留されるマグマなどの熱で加熱された地熱流体(高温の地下水や蒸気)の貯留する地熱貯留層から、坑井と呼ばれる井戸(生産井)を掘削して地熱流体を取り出し、発電を行う方法である。地熱流体は地上で蒸気と熱水に分離され、蒸気はタービン出口の復水器で冷却され、減圧されることで大きな圧力差が発生し、タービンを回転させる。冷却された蒸気は温水となり、冷却塔を通りさらに温度が下げられ、冷却水として蒸気の凝縮に再利用される。また、熱水は井戸 (還元井)を通して地中に戻される。

地熱資源は、地熱開発地域ごとに性状が異なる。このため、地熱発電プラントは、地熱資源の性状や特徴に合わせた最適な設計が必要となる。これには高度な技術と経験が要求される。



出典：JOGMEC ウェブサイト

図 3-43　地熱発電の原理

地熱発電プラントは、図 3-43 に示すように、地熱井戸 (生産井・還元井)、タービン、発電機、復水設備 (冷却設備)、電気設備、および地熱流体の輸送管および汽水分離施設からなる地熱流体生産・還元システム (FCRS: Fluid Collection and Reinjection System)と、それらを制御する計測制御器等から構成される。設備の写真を図 3-44 に示す。

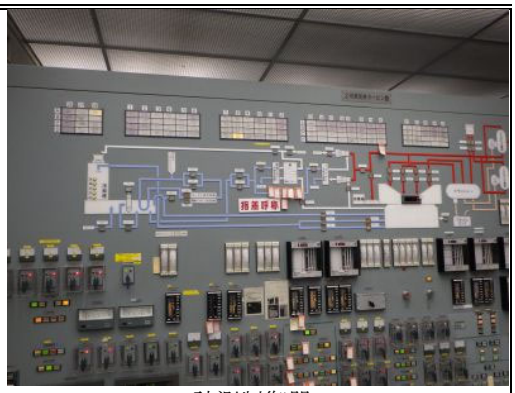
地熱井戸（生産井）

発電機とタービン建屋

復水設備

冷却設備（冷却塔）

汽水分離施設



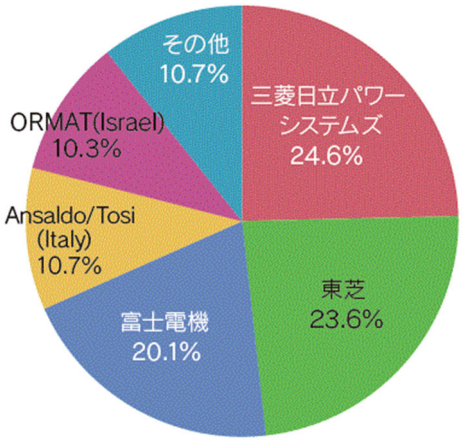
計測制御器

出典：調査団の過去業務写真にて作成

図 3-44　地熱発電プラントの設備

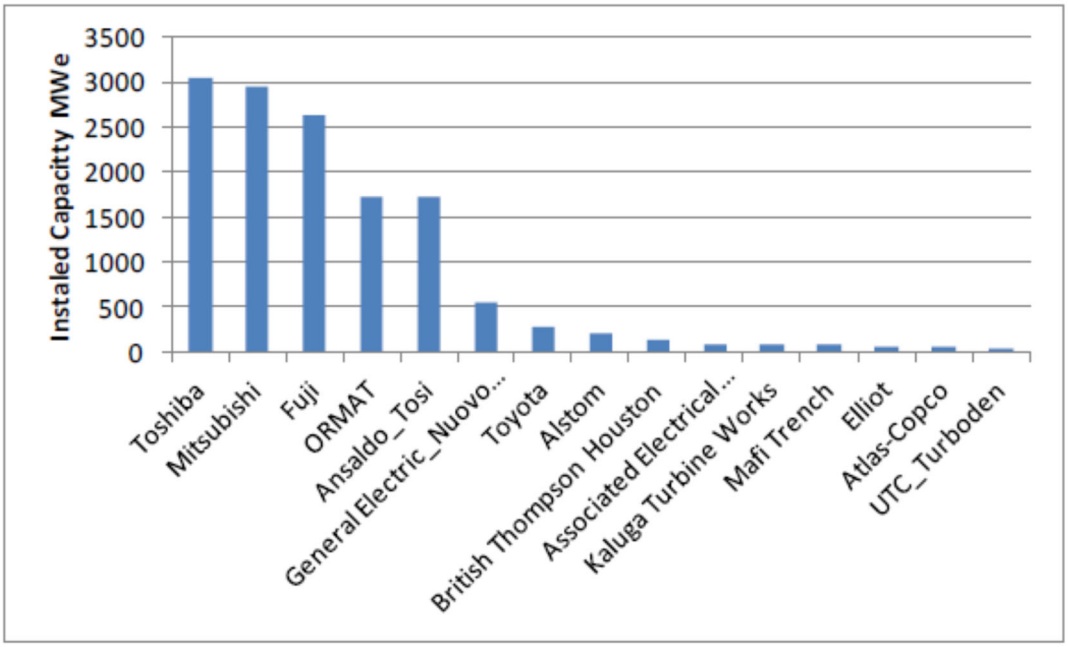
このうち、発電設備の中核機器となる地熱蒸気タービン・発電機は、本邦メーカーが開発・設計・製造から建設・運転・保守の分野にわたり世界に多数の実績を有している。地熱蒸気タービン・発電機の設備容量の世界市場では、本邦製が 67 %を超える高いシェアを占めている (図 3-45)。

地熱蒸気タービン・発電機では、三菱パワー、東芝および富士電機製が上位 3 位を独占している。これらの本邦メーカーは、1 基あたり 50MW 以上の大規模なフラッシュタイプの地熱タービンを製造・納入している（図 3-45）。一方、4 位のアメリカの ORMAT は、比較的小規模なフラッシュおよびバイナリータイプの地熱タービンを製造・納入している実績が多い。このような状況から、大規模な地熱発電事業における地熱発電プラント設備では、本邦メーカーの優位性が非常に高い。地熱発電タービンの世界のメーカーおよび設備容量の詳細を図 3-46 に示した。



会社名は当時。三菱日立パワーシステムズは、三菱パワーとなっている。
出典: 経済産業省

図 3-45　地熱蒸気タービン・発電機の世界シェア (2010 年)



出典: Geothermal Power Generation in the World, 2010-2014 Update Report
Ruggero Bertani, Proceedings Geothermics 42 (2015)

図 3-46 世界の地熱蒸気タービンの製造メーカーと設備容量 (2014 年までの情報)

地熱発電所においては、地熱蒸気タービン・発電機の性能・信頼性が発電所の経済性および信頼性を左右することから、豊富な納入・運転実績を持つ本邦メーカーの優位性は非常に高い。また、地熱発電所は硫化水素ガスを含む大気や蒸気に機器が曝されるため、硫化水素ガスによる腐食を防止する処置として、タービンの金属材料の改良や、応力が集中しないタービン形状の設計、電線・制御装置の被覆の改良が重要となる。地熱蒸気が直接当たる部分への適切な材料選定や、電気・制御装置への対策ノウハウ等も本邦メーカーの優位性となる。

また、地熱発電所は、設計から調達、建設まで一貫して請け負う EPC による建設方式も多く、地熱蒸気タービン・発電機を始めとしたすべての設備に本邦製の機器が導入される機会が多い。イタリア、米国等、また近年では中国のメーカーとの競合もあるが、ス国側にとっても機器メンテナンス、とりわけ細かなアフターサービス等(納入後の地熱発電設備の蒸気量、タービンの圧力データ等をメーカーが通信回線で受信するリモートモニタリングによって、機器のメンテナンス時期や内容の提案を行うなど)で優れた本邦メーカーの機器を選定する理由は十分にあるものと考えられる。

ケニア：三菱パワー製の地熱蒸気タービン・発電機 (140 MW)

インドネシア：富士電機製の地熱蒸気タービン (110MW)

出典: 調査団の過去業務写真にて作成

図 3-47 世界の大規模地熱発電所で稼働する本邦製の地熱蒸気タービン・発電機

（b） 地熱調査・開発およびオペレーション

日本は世界でも有数の火山国であり、国内には 111 箇所の活火山が存在し、地熱資源に恵まれた国である。日本では今から 103 年前の 1919 年、大分県において地熱利用のための噴気孔掘削に成功し、1966 年には岩手県松川において世界で 4 番目に本格的地熱発電所が運転を開始した。Huttrer(2021)によれば、2020 年時点で、日本は世界第 10 位の地熱設備容量 (550MW)である。

わが国は、地熱貯留層を対象とする地熱探査，フラッシュ及びバイナリー発電での地熱開発を自国の調査・探査技術で進めてきた経験がある。浴用、養殖や暖房などの直接利用も盛んである。長年培われた技術と経験は、東南アジア、中南米、アフリカを中心とする海外の地熱開発にも、発電所の設計、建設、維持管理および人材育成の面で貢献している。このような技術と経験は、ス国の地熱調査・開発において本邦技術の強みとなることが期待される。

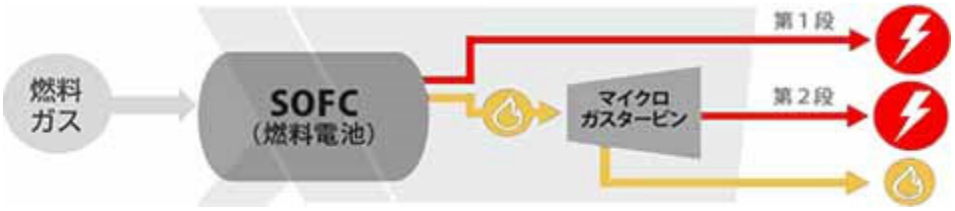
(6) 燃料電池 (将来)

METI は燃料電池・水素技術戦略 (最終改訂 2019 年 3 月)を発表しており、業務・産業用の燃料電池として、固体酸化物形燃料電池 (Solid Oxide Fuel Cell。以下、SOFC)が注目されている。

SOFCパッケージを図3-48に示す。SOFCは、他の発電方式に比べ、2021年時点では価格競争力が弱点となっているが、今後の量産化により、価格が下がることが期待されている。特に、マイクロGTを複合したハイブリッドシステムは高効率であり、電気需要の多いサイトでの最適なコージェネレーションシステムになりうる。天然ガス、バイオガス、水素、プロパン、ブタン等の多種多様な燃料の利用が可能である。SOFCハイブリッドシステムのイメージを図3-49に、SOFCの参考仕様を表3-33に示す。国内に9事例があり、海外でも1事例建設中である。再生可能エネルギーの割合が高いエネルギーシステムでは、日照や風況により発電量が左右されるが、SOFCハイブリッドシステムは環境に配慮した方法で、確実かつ迅速に電気と熱を供給できる発電所として評価されている。将来、ス国の電力マスタープランなどが作成されるときには、脱炭素化の有力な選択肢として導入を検討するのが望ましい。

出典: 三菱パワーウェブサイト

図 3-48　SOFC パッケージ



出典: 三菱パワーウェブサイト

図 3-49　SOFC ハイブリッドシステム

表 3-33　SOFC の参考仕様 (250 kW)

項目	仕様
発電出力	210 W
周波数	50 / 60 Hz
電圧	220 / 200 V
熱出力	86 kW (温水回収) 54 kW (蒸気回収)
発電効率	53% LHV
総合効率	73% LHV (温水回収)

	65% LHV (蒸気回収)
寸法	W 3.2 m × L 11.4 m × H 3.3 m
本体重量	33 トン

出典:三菱パワーSOFC 製品”MEGAMIE”パンフレット

(7) 水素 GT (将来)

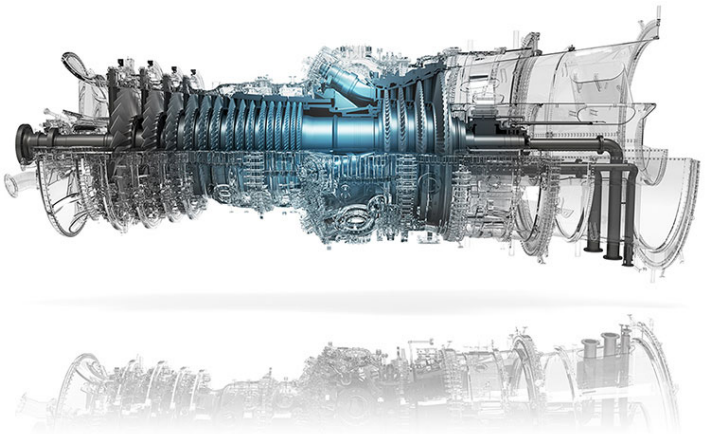
カーボンニュートラル社会の実現には、再生可能エネルギーの利用を増やすのみならず、燃やしてもCO2を発生しない水素燃料やアンモニア燃料の混焼・専焼による発電を行うことが求められている。ス国もカーボンニュートラルに強い関心を抱いており、ス国のエネルギー戦略にも合致する。

水素GTは、従来のGTの技術を生かしながら水素燃料による発電ができるため注目されている。三菱パワーは、ガス火力の燃料であるLNGに水素を体積比で30%混合して使用することができるGT用燃焼器の開発に既に成功している。水素の燃焼により懸念される窒素酸化物 (Nitrogen Oxides 。以下、NOx)の排出も、既存のガス火力レベルに抑制することが出来る。70万kW相当(タービン入り口の温度1,600 ℃)の出力に対応できる技術で、従来のGTCCと比較し、発電時のCO2 排出を約10％削減できる。

水素GTのイメージを図3-50に示す。従来の燃料GTの技術を活用しているおり、従来のGTが導入されている場合に改造にて対応できることが期待されている。

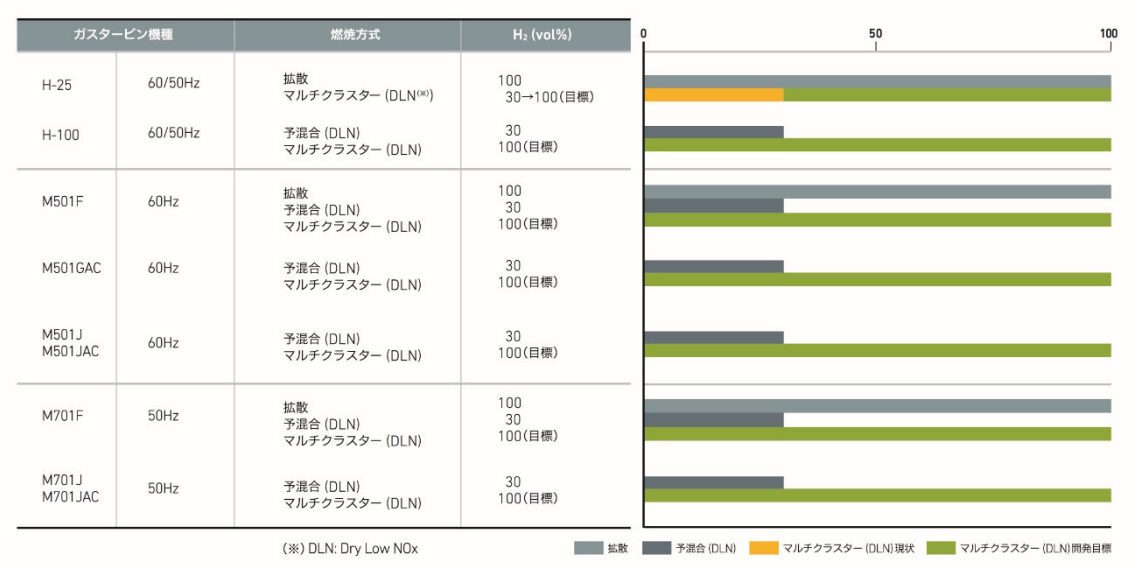
水素GTの開発目標を図3-51に示す。まず、30%の混焼を目指しており、その技術が確立された後に100%の燃焼の開発が予定されている。H-25、H-100、Fシリーズ、Gシリーズ、Jシリーズとほぼすべてのラインナップにおいて既存GTの水素転換が期待される。

石炭火力、従来GT、水素GTのCO2排出量の比較を図3-52に示す。石炭発電所の二酸化炭素排出量が820 g/kWhであるのに対し、GTCCは半分以下の340 g/kWh、水素30%混焼のGTCCで305 g/kWhに低減することが期待できる。



出典: 三菱パワーウェブサイト

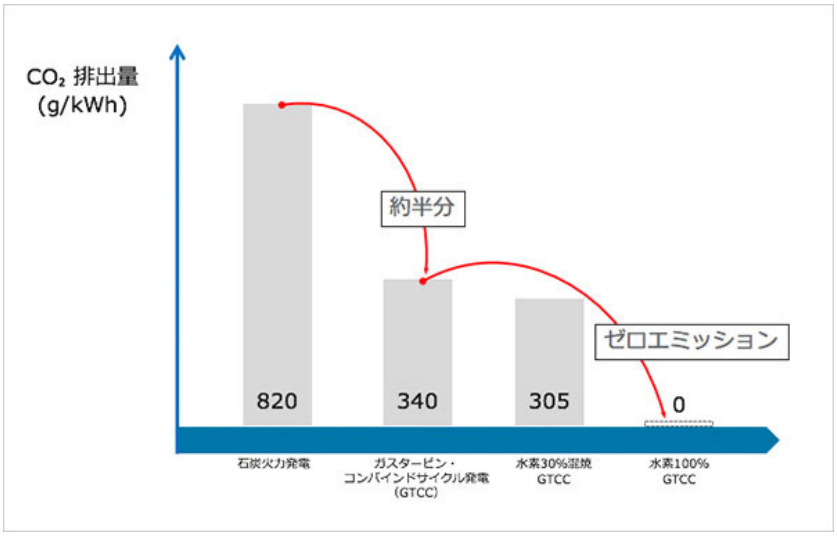
図 3-50 水素 GT



ガスタービン機種		燃焼方式	H_2 (vol%)
H-25	60/50Hz	拡散 マルチクラスター (DLN(※))	100 30→100(目標)
H-100	60/50Hz	予混合 (DLN) マルチクラスター (DLN)	30 100(目標)
M501F	60Hz	拡散 予混合 (DLN) マルチクラスター (DLN)	100 30 100(目標)
M501GAC	60Hz	予混合 (DLN) マルチクラスター (DLN)	30 100(目標)
M501J M501JAC	60Hz	予混合 (DLN) マルチクラスター (DLN)	30 100(目標)
M701F	50Hz	拡散 予混合 (DLN) マルチクラスター (DLN)	100 30 100(目標)
M701J M701JAC	50Hz	予混合 (DLN) マルチクラスター (DLN)	30 100(目標)

出典: 三菱パワーウェブサイト

図 3-51 水素 GT の開発目標

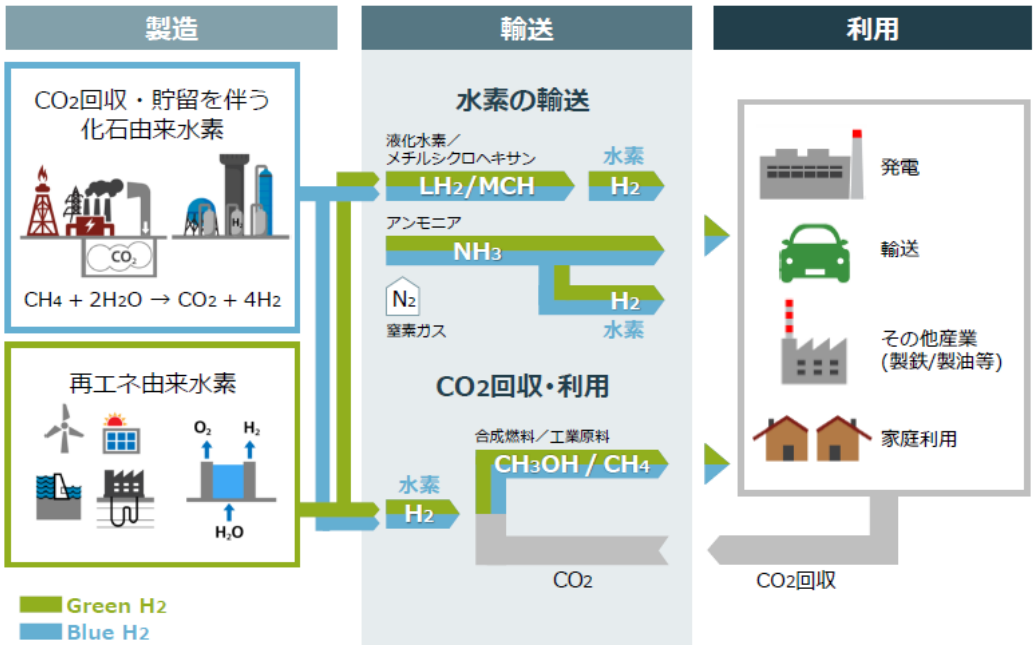


出典: 三菱パワーウェブサイト

図 3-52 石炭火力、従来 GT、水素 GT の CO2 排出量の比較

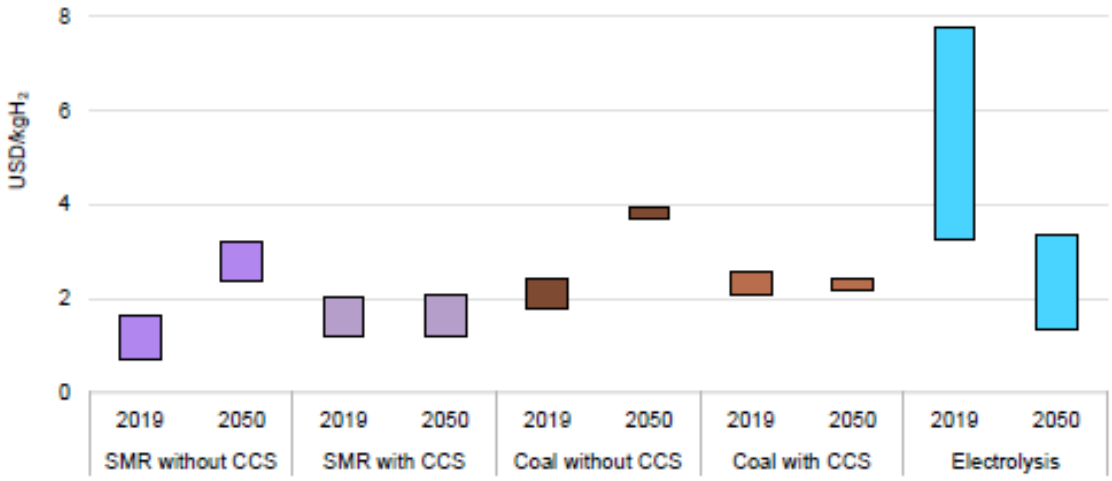
水素サプライチェーンを図 3-53 に示す。水素は様々なエネルギー源から製造が可能だが、化石燃料から触媒等を用いて改質してつくられる場合は、水素の製造過程で CO2 が排出されてしまう。そのため、二酸化炭素回収貯留 (Carbon dioxide Capture and Storage。以下、CCS)等の補償措置についても議論されている。CCS が設置されていない場合は化石燃料をベースとしてつくられた水素はグレー水素 (Gray H2)、CCS が設置されている場合製造工程の CO2 排出をおさえた水素はブルー水素(Blue H2)と呼ばれている。再生可能エネルギーによって生じた余剰な電力を使って水を電気分解して得られる水素はグリーン水素 (Green H2)とされている。

水素製造源ごとのコスト比較を図 3-54 に示す。2021 年時点では、水を電気分解する水素の単価は、水蒸気メタン改質 (Steam Methane Reforming。以下、SMR)や石炭による単価に比べ高いが、2050 年までに大幅に価格が下がり SMR や石炭と同等あるいはそれ以下になると期待されている。



出典: 2050 年に向けたガス事業の在り方研究会 第 2 回資料 “水素ガスタービン”(三菱パワー 2020 年 10 月 6 日)

図 3-53 水素サプライチェーン



SMR: Steam Methane Reforming CCS: Carbon dioxide Capture and Storage
出典: “Energy technology Perspectives 2020” (International Energy Agency。以下、IEA)

図 3-54 水素製造源ごとのコスト比較 (2019 年、2050 年予想)

3.6.3 本邦インフラシステム海外展開 2025 と技術による解決の方向性

本項では、3.5.1 項 電力分野の課題分析にて抽出されたス国電力セクターの課題に対し、「本邦インフラシステム海外展開 2025」に沿った本邦技術・経験の適用による実現化に向けた解決の方向性、あるいは支援策を検討した。その結果、①電力セクター改革、②発電開発 (「需要増加への対応」、並びに「低 OPEX 設備導入」)、③安定燃料供給に注力すべきと判断した。ス国課題と本邦インフラシステム海外展開 2025 に沿った解決の方向性とこれらを踏まえた協力事業案を表 3-34 に示す。

(1) 電力セクター改革

電力セクター関連する法の整備、補助金の削減、電力価格見直し、民間活力の活用、各組織の構造改革等、課題が山積みであり、基盤となるこれらの課題を早急に解決する必要が求められている。本邦は、これまでにもアジア・アフリカ等の電力セクター改革支援を実施しており、この経験知見を踏まえた支援策とする。解決の方向は、「本邦インフラシステム海外展開 2025」第 2 章 具体的施策の柱 5. 質の高いインフラと、現地との協創モデルの推進にある質の高いインフラを推進し、この実現に向けた現地の社会課題に対するソリューション基盤を構築することを目的とし、7. 官民連携による将来性のある領域・ビジネスモデルへの取り組みを鑑み、エネルギーマスタープラン策定および個別課題に対して経験ある専門家の派遣等により改革の支援をする。

(2) 発電開発 (需要増加への対応並びに低 OPEX 設備導入)

前述の通り、毎年増加する需要に対し、供給が追いつかず年々その不足分が顕著になっており、電力品質低下も引き起こしている。従い、早期安定電源確保が電力セクターの喫緊課題の一つである。この課題に対する解決方向性(策)は、新たな発電所の設置であるが、「本邦インフラシステム海外展開 2025」第 2 章 具体的施策の柱 2. カーボンニュートラルへの貢献を鑑みた、石油依存の既存設備から「脱炭素移行」を促進する発電設備が求められる。併せて、ス国経済成長および水力と石油火力に依存する電源構成からの多様化も求められる。具体的な解決策は、天然ガス焚き高効率・低炭素排出型 GTCC 発電設備の導入を提案する。また、前述の通り、カーボンニュートラルに向けて三菱パワーを始めとする本邦 GT メーカーでは水素混焼・専焼の開発に着手し、混焼に関しては燃焼器の開発に成功している。これを踏まえて、将来の水素混焼・専焼を視野に入れておくことを併せて提案する。

更には、前述の通りス国は、電力価格と電力セクター運営費用とのギャップが大きく、運営費用抑制には低 OPEX 設備導入が望まれる。OPEX の大部分を占める燃料費の抑制、即ち自然エネルギーの活用は解決策である。ス国は、風力、太陽光あるいは地熱の賦存量が豊富である。この状況を踏まえた「本邦インフラシステム海外展開 2025」第 2 章 具体的施策の柱 2. カーボンニュートラルへの貢献 (1)環境性能の高い電力インフラ、且つ相手国のニーズを理解した風力、太陽光、地熱発電設備の導入も解決の方向となる。

また、「本邦インフラシステム海外展開 2025」第 2 章 具体的施策の柱 2. カーボンニュートラルへの貢献 (2) エネルギー・電力インフラで記載されている包括的な視点から、風力や太陽光発電に対しては、単に設備の導入ではなく系統安定を鑑みた蓄電池併設、更には、送配電に対しては、ロス率改善・電化率向上のため低損失電線並びに増容量電線の適用による電力品質向上が望ましい解決策である。

(3) 安定燃料供給

ス国では、国内 LNG 生産の検討はされているものの具体化には至っていない。また、LNG 輸入およびこれに伴う受入・供給基地については、民間企業主導で FEED が完了し、一部着手するも資金難などにより実現化は不透明の状況にある。発電開発では、天然ガスをス国計画の LNG 受入・供給基地からの供給を受けることをベースとするも、上述状況を踏まえ、新設発電所専用 LNG 受入・供給設備の設置を解決の方向性として提案する。本提案に関しては、「本邦インフラシステム海外展開 2025」第 2 章 具体的施策の柱 2. カーボンニュートラルへの貢献 (2) エネルギー・電力インフラ の具体例にある Gas to Power として港湾を含めた天然ガスのバリューチェーン構築を考慮し、FSRU、およびパイプライン導入あるいはこれに対する支援である。

表 3-34　ス国課題と本邦インフラシステム海外展開 2025 に沿った解決方向性と協力対象事業案

項	課題	解決・支援の方向性		インフラ海外展開戦略　2025		適用可能な本邦技術・知見		本邦技術を活用した事業案	
1	電力セクター改革 （組織・構造、制度、財政等）	1	法整備、補助金削減、民間活力活用、各組織構造改革等	1	質の高いインフラと、現地との協創モデルの推進 (1) 質の高いインフラの推進 (2) 現地の社会課題に対するソリューション基盤を構築	アジアの電力セクター改革支援		**1** **2**	**エネルギーマスタープラン策定** **改革アドバイザー（専門家）派遣**
				2	官民連携による我が国に優位性または将来性のある領域・ビジネスモデルに関する取組の強化				
				3	地域別取り組み　(4)　アフリカ地域				
2	需要増加への対応 ⇒発電開発	1	発電設備導入 (1) 早期安定電源確保 (2) 脱炭素移行促進 (3) 燃料費抑制	1	カーボンニュートラルへの貢献 (1) 環境性能の高いインフラ (2) エネルギー・電力インフラ	1	高効率ガスタービン活用低炭素排出型発電設備	**1**	**ガスタービンコンバインドサイクル(GTCC)発電設備導入**
				2	地域別取り組み　(4)　アフリカ地域	2	蓄電池	**2** **3**	**風力発電に付帯した蓄電池導入** **太陽光発電に付帯した蓄電池導入**
						3	地熱発電	**4**	**地熱発電設備導入**
						4	低損失送電線	**3**	**発電所に付帯して低損失送電線(220kV)導入**
3	電力アクセス向上および地方電化	1	全国100%系統連系（ス国戦略）	1	カーボンニュートラルへの貢献 (1) エネルギー・電力インフラ	-	-	-	-
		2	分散型発電設備（再エネ等）（ス国戦略）						
4	電力品質向上	1	課題2項及び3項と同様	1	課題2項及び3項と同様	-	-	-	-
		2	質の良い運用	2	デジタル技術・データの活用促進によるデジタル変革への対応				
5	低OPEX設備導入（再エネ等） ⇒発電開発	1	再生可能エネルギー発電設備	1	カーボンニュートラルへの貢献 (1) 環境性能の高いインフラ (2) エネルギー・電力インフラ	1	蓄電池	1 2	風力発電に付帯した蓄電池導入 太陽光発電に付帯した蓄電池導入
6	既存設備改善	1	既存設備の診断と改善策提案	1	デジタル技術・データの活用促進によるデジタル変革への対応	-	-	-	-
7	安定燃料供給	1	Gas to Power 支援	1	カーボンニュートラルへの貢献 (1) エネルギー・電力インフラ (2) 環境性能の高いインフラ 水素への展開(将来)	-	-	-	**GTCCのFS中で検討** **(浮体式洋上天然ガス液化設備(FSRU)などのガスインフラ導入及びパイプラインの敷設計画)**

出典:調査団にて作成。

3.7 協力対象事業案の検討

3.7.1 電力セクター改革

既に様々な国で電力セクター改革 (Power Sector Reform)が実施されており、ス国でも実施されてきた経緯がある。電力セクター改革の起源は 1989 年のワシントン・コンセンサス (Washington Consensus)と言われている。ワシントン・コンセンサスは、米政府やIMF、世界銀行などの国際機関が発展途上国へ勧告する政策の総称であり、政策処方箋として 10 政策が掲げられ、その骨格は(a)財政規律の回復と緊縮政策、(b)税制改革と補助金削減、(c)価格・貿易・金利の自由化、(d)規制緩和と民営化の推進であった。

ワシントン・コンセンサスを受けて推進された 1990 年以降の電力セクター改革では、発送配電が一体となった国営企業に見られるように、従来の電力セクターが独占的な事業運営体となっていることが電力セクターの問題の一つであるとされ、その解決策として自律的な規制当局の設立による規制、電力セクターの独占的な運営事業体を垂直にも水平にも完全に分離する再編、民間活力の活用、競争原理の導入の 4 つの柱による構造改革を一括で導入することを標準モデルとした電力セクター改革 (以下、従来型電力セクター改革)が一般的であった。

ス国では、従来型電力セクター改革に取り組んだ経緯があるが、積み残した課題もいくつかあること、また 2015 年 9 月の国連サミットで加盟国の全会一致で採択された「持続可能な開発のための2030 アジェンダ」により電力セクターでは SDGs についても考慮する必要が生じていることから、電力セクター改革の必要性は依然高い。

(1) 電力セクター改革の方向性

■ 従来型の電力セクター改革とス国の進捗状況

電力セクターには、顧客に手頃な価格で持続可能かつ信頼性の高い基本的な電力供給とサービスを提供する責務がある。電力セクターの改革・ガバナンスはアフリカ諸国では 1990 年代から、WB グループを中心とする開発金融機関 (Development Finance Institution。以下、DFI)が従来型の電力セクター改革を遂行してきており、ス国も例外ではない。

従来型の電力セクター改革における実施目標とス国での対応状況を表 3-35 に示す。

規制改革の実施に際して、電力セクター活動の商業的側面、時には技術的側面について規制決定を行い、場合によっては規制政策を策定する法的責任を有する独立機関の設立が必要であるとされている。規制機関が法律または法令によって設立されることに加え、実際に政治的影響から独立しており、規制機関の意思決定や規制対象事業体 (電力会社などを含む)との関係において適切な公平性を確保できることが重要である。ス国では、規制機関として ERA が設立されており 20 年近くの活動実績があるが、EA 2001 で規定されているのみで ERA の権能を規定した個別の法令がないことや活動資金を規制対象である電力セクターから得ているために期待された規制機関の役割を果しづらい。

再編については、電力セクターを発電、送電、配電が垂直に統合された国営独占電力会社から、発電、送電、配電部門への分離(垂直分離)、さらには発電と配電では複数の企業に分離して競争

原理を導入(水平分離)することを指している。ス国では、垂直分離がされているが、水平分離は部分的な導入にとどまっている。

競争とは、電力セクターの役務を、独占的な役務提供者から完全な小売競争へと連続的に移行させることを指す。競争は、IPP の導入、シングルバイヤーの導入、二社間契約の許容、電力小売市場の生成へと段階的に進むとされている。シングルバイヤーは発電事業を行うことはできないものとされており、発電と送電が垂直分離されていることが前提条件となる。ス国では、IPP に準じた事業の実績があり、SETCO がシングルバイヤーとして買い上げているためある程度の進展がみられている。

PSP (Private-Sector Participation)は、電力セクターが商業的原則に従って活動するために民営化や民間連携をすることである。ス国では限定的であっても IPP の導入実績があり、PPP 法の成立により環境整備が進められている状況である。

表 3-35　従来型の電力セクター改革における実施目標とス国での対応状況

項目	評価の観点		ス国の状況
規制	規制機関の有無		有。ERAが設立されている。
	有の場合	独立性	無。ERAは電力石油省からの資金に依存している。
		成熟度	成熟がみられる。EA 2001のもとに設立されており約20年の運営実績がある。
		法的権限	限定的。EA 2001に従属しており、ERAのための特別法が制定されていない。
再編	国営独占からの脱却		独占ではない。EA 2001では独占企業としてSECが設立されたが、2016年に分社化。
	進捗	垂直分離	分離している。発電、送電、配電の垂直分離がされている。
		水平分離	分離している部門がある。発電はIPPにより並行して事業可能である。送電、配電の各部門で並行する事業者はいない。
競争	競争原理の導入の有無		初歩的な競争原理の導入がされている。
	有の場合	IPPの実績	有。ダルフールやポートスーダンでIPPに準じた実績がある。
		シングルバイヤーモデル	有。SETCOがシングルバイヤーとしてス国内(電力融通含む)の発電電力を買い上げている。
		二社間契約	無。供給者と需要者間でSETCOを飛び越えた二社間契約の枠組みはない。
		電力小売市場	無。電力小売市場は形成されていない。
PSP *1	民間活用実績の有無		IPPに準じた事業の活用実績がある。
	有の場合	発電部門の民間活用	有。IPPに準じた事業の実績がある。
		配電部門の民間活用	無。

*1: PSP (Private-Sector Participation)の略。
出典: “アフリカの電力セクター改革再考”, APUA 並びに AfDB に記載の項目と評価の観点に基づき調査団にて作成

■　従来型の電力セクター改革の問題点

従来型の電力セクター改革の課題と対応策を表 3-36 に示す。これまでに複数の国々で従来型モデルに準じて電力セクター改革が支援・実施がなされたが、その後何点かの問題点が顕在化した。

表 3-36　従来型の電力セクター改革の課題と対応策

項目		課題	対応策
理念	国の経済との相関の説明	雇用創出、社会サービスの提供、現地化、工業化との関係が不明確。	改革の論理もそうしたニーズのイデオロギー的根拠と改革がどのように関係するかについての説明。
	成果の認識の共有	改革の論理や期待される成果を、関係当事者や国民にしっかりと伝えられていない。	成果の認識の共有する枠組みと広報を導入。
規制	法の支配の脆弱性	既存の法的枠組みの脆弱さ、不透明な執行メカニズム、説明責任の欠如などにより規制が実効化しない。	電力法以外にERAのための法を整備する。また、手続きや責任の明文化をする。
再編	雇用不安	失業を巡って労働者と経営者双方の不安が払しょくされていない。	雇用不安にならない配慮。
競争	公平な取引ルール	国内外の電源の価格差の評価方法が設定されていない。国内の電源の買取価格の評価方法が設定されていない。	国際融通と国内の電力価格の差が大きく、正当な競争をするための考え方の整備が必要である。 また、安定して制御できる電源である火力と不安定な電源である再生可能エネルギーの買取価格を同じにすると正当な競争ができなくなるため、評価の考え方の整備が必要である。

出典: “アフリカの電力セクター改革再考”, APUA 並びに AfDB の記載内容を参考に課題設定し 調査団にて作成

■ SDGs への配慮の必要性

従来型の電力セクター改革に加え SDGs に配慮する必要がある。SGD7 は、”エネルギーをみんなに。そしてクリーンに” (Affordable and Clean Energy)することを目標に掲げている。

WB のエネルギー分野プログラム (Energy Sector Management Assistance Program。以下、ESMAP)は、各国における SDG7 の達成状況を持続可能なエネルギーのための規制指標 (Regulatory Indicators for Sustainable Energy。以下、RISE)として数値化して公開している。

ス国における RISE の達成状況を表 3-37 に示す。電力との接続 (Electricity Access)については一定の進捗がみられるが、再生可能エネルギーの導入 (Renewable Energy)、電力の使用の効率化 (Energy Efficiency)については、進捗が十分ではないため、取組んでいく必要性が高い。

表 3-37 ス国における RISE の達成状況

Inicators		Score
Electricity Access	National Energy Efficiency Planning	56
	Energy Efficiency Entities	60
	Framework for grid electrification plan	75
	Framework for minigrids	37
	Framework for stand-alone systems	61
	Consumer affordability of electricity	100
	Utility Transparency and monitoring	33
	Utility Creditworthiness	25
Renewable Energy	Legal framework for renewable energy	80
	Planning for renewable energy expansion	55
	Incentives and Regulatory support for renewable energy	6
	Attributes of financial and regulatory incentives	0
	Network connection and use	20
	Counterparty risk	17
	Carbon pricing and Monitoring	0
Energy Efficiency	National energy efficiency planning	60
	Energy efficiency entities	17
	Incentives & Mandates: Industrial and Commercial End users	17
	Incentives & Mandates: Public sector	13
	Incentives & Mandates: Utilities	23
	Financial mechanisms for energy efficiency	0
	Minimum energy efficiency Performance standards	0
	Energy labeling systems	0
	building energy codes	0
	Transport sector	0
	Carbon pricing and Monitoring	0

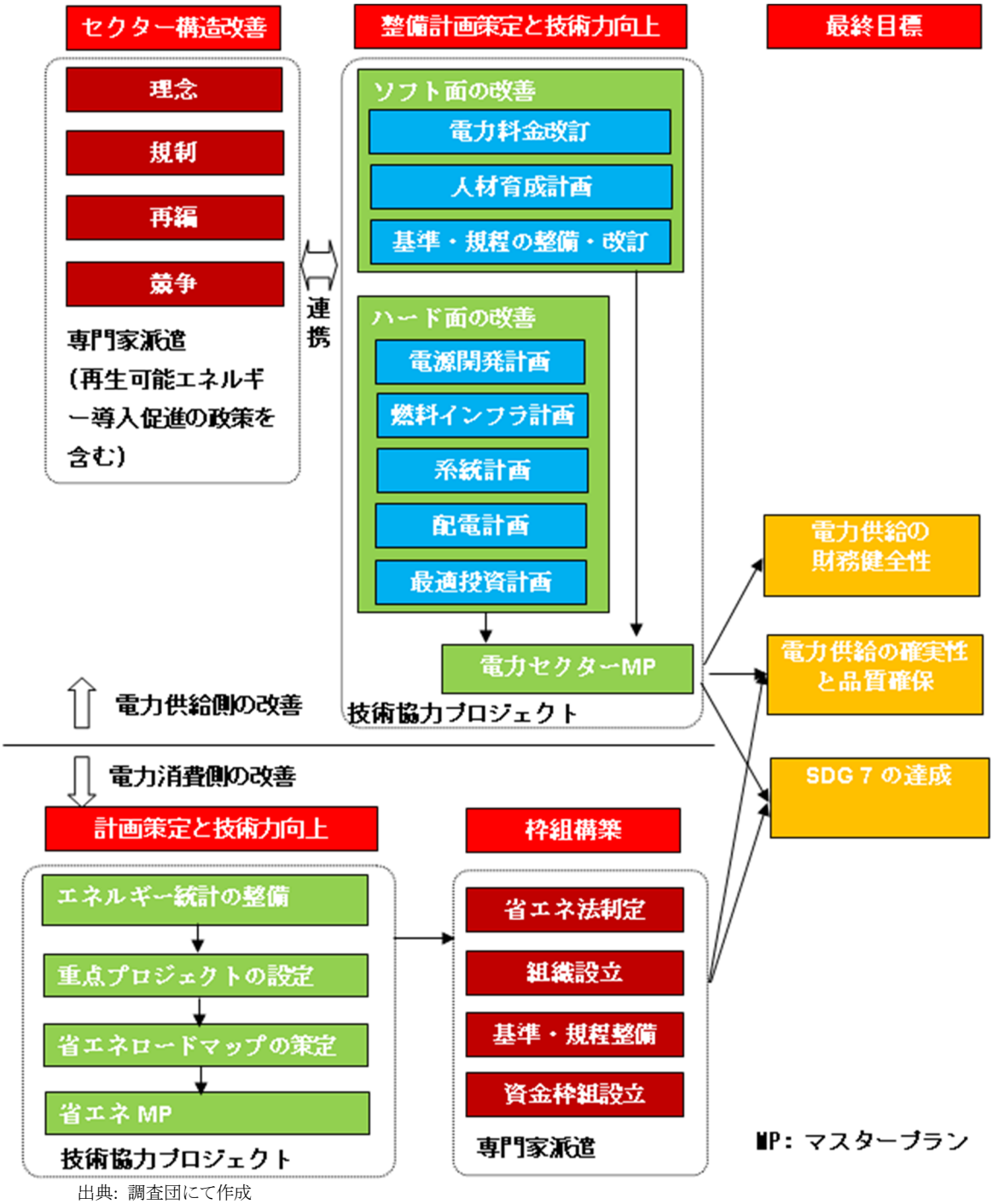
Clean Cooling については電力セクターとの直接の関連がないことから割愛した。
網掛けの色は ESMAP のウェブサイトに遵った。薄緑、薄黄、薄赤はそれぞれ取組の進捗度が高、中、低を示す。
出典: ESMAP ウェエブサイトを調査団にて整理

■ より進んだ電力セクター改革の提案

上述までの考察を踏まえ、従来型の電力セクター改革にとどまらない、より進んだ電力セクター改革を進めていくことを提案する。

より進んだ電力セクター改革の全体イメージを図 3-55 に示す。従来型の電力セクター改革では電力の供給側の改善にとどまっていたが、SDG7 に対応するために電力消費側の改善にも取り組むこととした。供給側の改善では、セクター構造改善として、既に取り組んできていた従来型の電力セクター改革における懸案事項に対して専門家派遣で対応するものとした。この際、SDG7 に即し、再生可能エネルギー導入促進政策を盛り込むのが妥当である。これと平行して連携しながら、整備計画

の策定と技術力の向上を目指した技術協力プロジェクトとして電力セクターマスタープランを実施するものとした。需要側の改善では、まず、技術協力プロジェクトとしてス国内の省エネにかかる情報を収集し、効果の期待される重点プロジェクトとその効果を算出した上で省エネマスタープランを作成するのが妥当である。マスタープランを受けて、専門家派遣を活用して、省エネ法制定などの体制整備を進めるものとした。



出典：調査団にて作成

図 3-55　より進んだ電力セクター改革の全体イメージ

■　本邦の支援事例

日本は ODA により各国の電力セクター改革に関する支援をこれまでに多く行っている。最近のアフリカ地域における電力セクター改革関連支援を表 3-38 に示す。これに示す通り、法整備、マスタープラン、電力料金を含む財務戦略、民間活力施策などで支援をしており、これら実績を踏まえてス国の課題を取り組むことを提案する。

表 3-38 本邦 ODA によるアフリカ地域電力セクター改革支援例

対象国	プロジェクト名	事業形態	期間	提言内容 (例)
ナイジェリア	電力マスタープラン策定プロジェクト	技術協力	2015年2月 ～ 2019年2月	・組織役割分担明確化と連系 ・投資金調達 ・損失改善と料金徴収 ・IPP振興　　等々
モザンビーク	電力マスタープラン策定プロジェクト	技術協力	2016年12月 ～ 2018年11月	・電力料金改定 ・電力開発計画 ・民間セクター投資プロジェクト
アンゴラ	電力開発計画策定能力向上プロジェクト	技術協力	2017年6月 ～ 2018年6月	・計画部門の編成 ・マスタープラン改定 ・電力料金制度設計 ・IPP参入制度設計

出典: ウェブ公開資料にもとづき調査団にて作成

(2) 電力セクター改革アドバイザー

表 3-36 の課題に対応して、電力セクター改革アドバイザーの実施内容例を表 3-39 に示す。

電力行政に通じた専門家が 12 か月から 24 か月の期間にわたってス国のカウンターパート (Counterpart。以下、CP)の事務所に常駐し、検討、分析に基づいて助言し、進捗状況についてモニタリングする。

表 3-39 電力セクター改革アドバイザーの実施内容例

項目	CP	実施事項
理念	MoEP	・電力セクター改革と雇用創出、社会サービスの提供、現地化、工業化などの関連の検討、分析 ・電力セクター改革の目標、成果の広報にかかる助言
規制	MoEP	・ERAに準じる規制組織の他国事例の提供 ・ERAのための特別法の骨子にかかる助言
再編	MoEP/STPG	・発電部門の財務体質の分析並びに改善のための助言 ・再編による雇用不安への影響の考察と緩和方法の提言
	MoEP/SEDC	・配電部門の財務体質の分析並びに改善のための助言 ・再編による雇用不安への影響の考察と緩和方法の提言
競争	MoEP/SETCO	・国際融通による調達価格、容量にかかる助言 ・国際融通におけるルール作りにかかる助言 ・再生可能エネルギーの導入量、買取価格の評価方法にかかる助言
	MoEP	・最適投資計画の策定方針にかかる助言

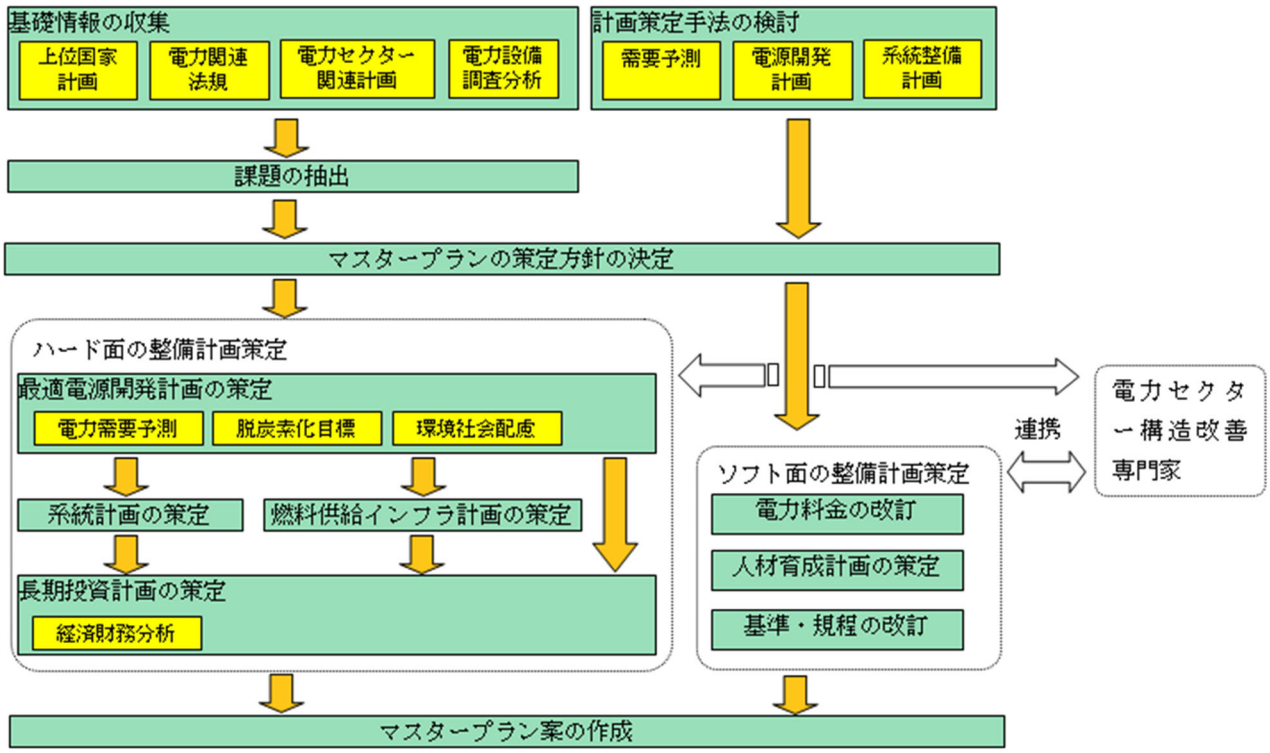
CP: 専門家とともに仕事を実施するカウンターパート (Counterpart)機関を示す。
出典: 調査団にて作成

(3) 電力セクターマスタープランの作成

電力セクターマスタープランは、電力セクター改革と連携しつつ、主に技術的な支援と計画策定支援をする。

電力セクターマスタープランの実施内容のイメージを図 3-56 に示す。電力セクターマスタープランは、主に電力供給側のハード面の整備計画策定、ソフト面の整備計画の策定を通して、電力供給側の効率向上や供給の信頼性向上のための総合施策を取り纏めるものである。

専門家団が 18 か月から 24 か月の期間、複数回にわたってス国に訪問し、情報収集と関係機関との協議を踏まえて、計画の策定をしていく。



出典: 調査団にて作成

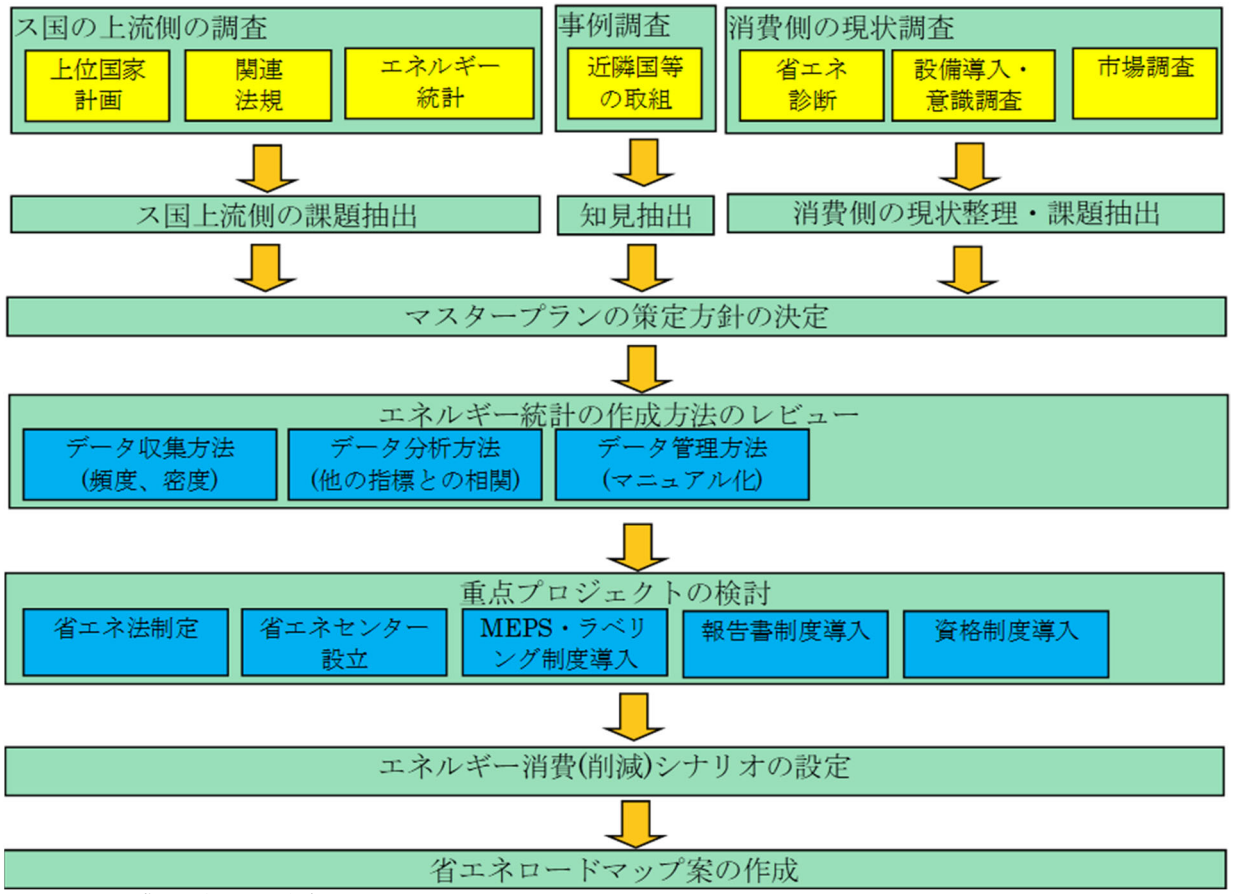
図 3-56 電力セクターマスタープランのイメージ

(4) 省エネルギーマスタープランの作成

省エネルギーマスタープランは、省エネルギーにかかる組織や既存データがないことを念頭に、省エネルギーマスタープランを作成する過程でス国内の状況を把握、分析し、今後の対応方針を提案するものである。

省エネルギーマスタープランの実施内容のイメージを図 3-57 に示す。電力セクターマスタープランは、主に電力供給側のハード面の整備計画の策定、ソフト面の整備計画の策定を通して、電力供給側の効率向上や供給の信頼性向上のための総合施策を取り纏めるものである。

専門家団が 18 か月から 24 か月の期間、複数回にわたってス国に訪問し、情報収集と関係機関との協議を踏まえて、計画の策定をしていく。



出典: 調査団にて作成

図 3-57 省エネルギーマスタープランのイメージ

(5) 省エネルギーアドバイザー

予め省エネルギーマスタープランで特定された重点プロジェクトを実施するのにあたって必要な助言を与える省エネルギーアドバイザーの実施内容例を表 3-40 に示す。

省エネ行政に通じた専門家が 12 か月から 24 か月の期間にわたってス国の CP 機関に常駐し、検討、分析に基づいて助言し、進捗状況についてモニタリングする。

表 3-40 省エネルギーアドバイザーの実施内容例

項目	CP	実施事項
省エネ法制定	MoEP	・省エネルギー法の法体系の提案、助言 ・省エネルギー法の骨子の提案、助言
省エネセンター設立	MoEP	・省エネセンターの機能と必要人員の検討、助言 ・省エネセンターの立ち上げスタッフの教育方法の検討、助言
MEPS・ラベリング制度制定	MoEP	・エネルギー消費機器の普及状況調査の実施にかかる助言、結果の分析 ・MEPS・ラベリング対象機器の対象機器選定にかかる助言 ・MEPS・ラベリング対象機器に関わる業界との意思疎通の支援 ・エネルギーの計測、評価方法の標準化にかかる助言 ・エネルギーの計測、評価方法の認証機関にかかる助言
報告書制度	MoEP	・エネルギー多消費施設の調査にかかる助言、結果の分析 ・報告を求める対象事業者の要件設定にかかる助言 ・報告書の様式の作成、収集方法、フィードバック方法にかかる助言
資格制度	MoEP	・省エネルギーにかかる資格の権限、求める技術水準にかかる検討、助言

		・設置を義務化する事業者の要件設定にかかる助言 ・資格の付与方法の検討、助言

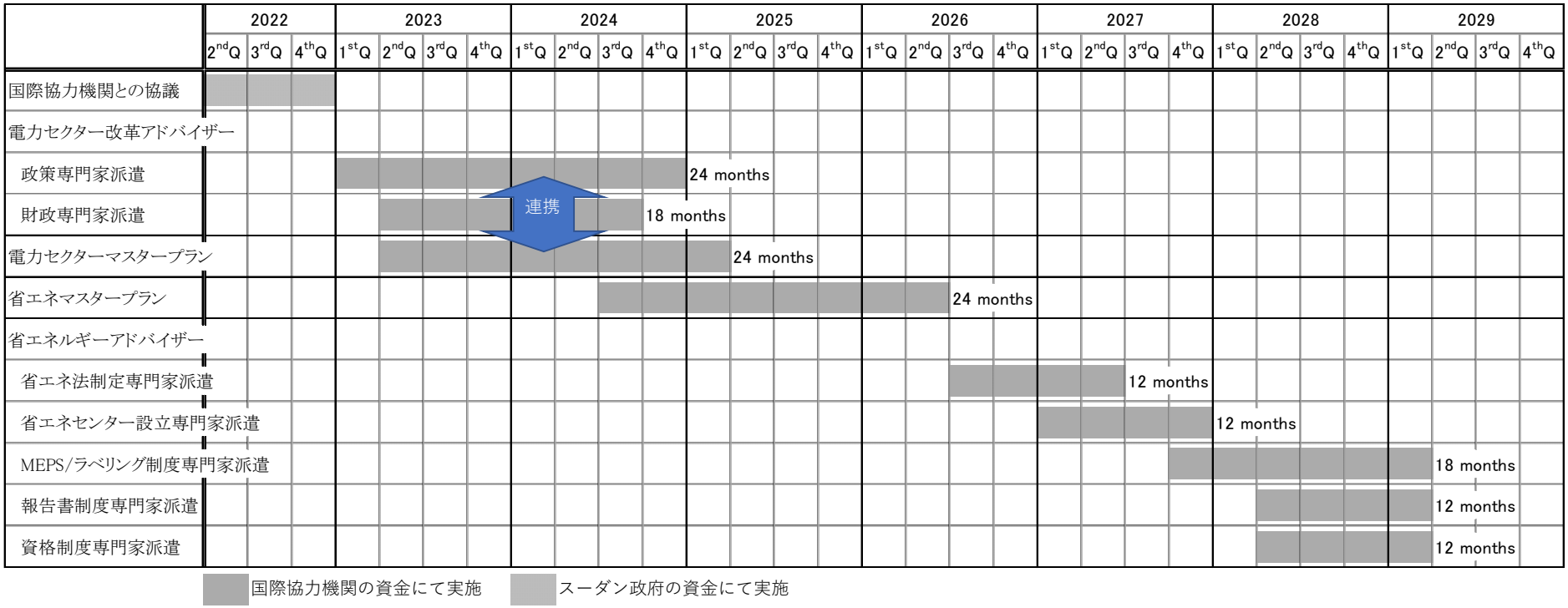
CP: 専門家とともに仕事を実施するカウンターパート (Counterpart)機関を示す。
出典: 調査団にて作成

(6) 電力セクター改革の推進のための概略工程

前項までに提案した各電力セクター改革のプログラムを実施していくための概略工程案を表 3-41 に示す。

電力セクター改革の項目は相互に関連しているため、実施の全体像について国際協力機関と協議して決定する。本調査では、まず電力セクター改革のアドバイザーの派遣と電力セクターマスタープランの策定をほぼ同時に開始し、相互に連携しつつ供給側のセクター改革を実施し、2026 年までに終了することを想定している。その後、電力消費側を改善するために省エネマスタープランを策定し、省エネマスタープランで特定された重点プロジェクトについて省エネアドバイザーの助力で進めていく。こうして、2030 年までに電力セクターの改革に一定の目途をつけるものとする。

表 3-41 電力セクター改革推進のための工程案



出典: 調査団にて作成

3.7.2 発電開発 (需要増加への対応並びに低 OPEX 設備導入)

発電開発(発電設備の導入)は、「本邦インフラ海外展開戦略 2025」を鑑み、質の高い低炭素・脱炭素技術および包括的対応力により、双方に裨益あるものとすることをベースとし、以下を対象発電設備の共通仕様とした。

① 発電設備容量: ス国の送電容量は概ね3,500 MW程度であることを鑑みて、発電設備単体の容量は送電容量の10%以下が妥当であるため、発電設備容量は300 MWを基本とする。

② 発電方式: GTCC、風力、太陽光、地熱を調査・検討対象とする。

③ GTCCおよび燃料: 天然ガスを燃料とした高効率低炭素型GTと排熱利用によるSTを組み合わせたGTCCとする。将来は、アンモニアや水素燃焼の開発状況を踏まえた展開を念頭に計画する。

④ 風力および太陽光発電安定化: 風力および太陽光発電は、系統への安定化を図るため蓄電池を併設する。

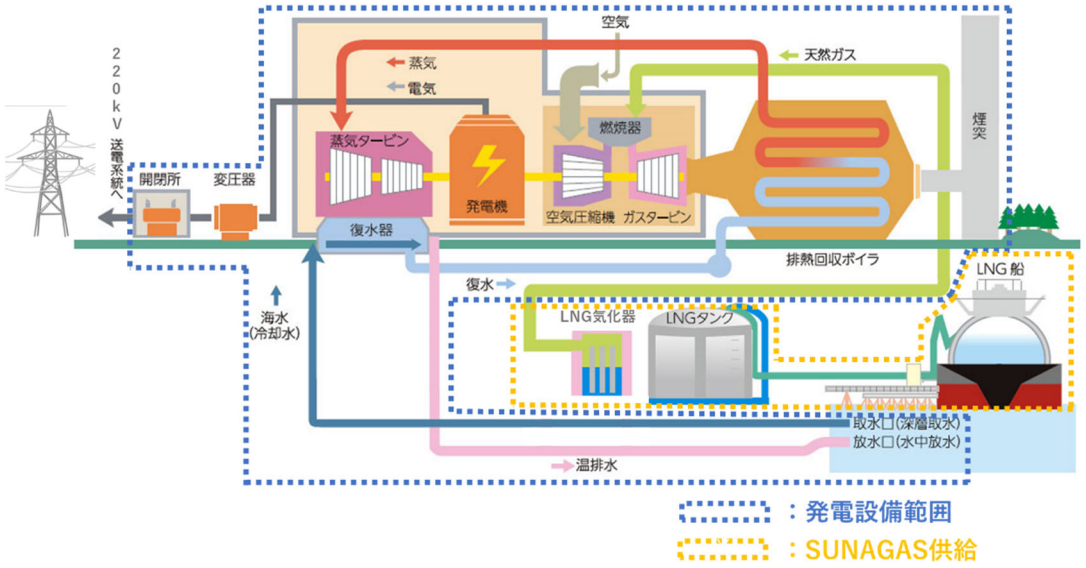
⑤ 地熱発電: これまで地熱賦存量や場所等、十分に調査されていないので、本調査では、これまでの情報整理と今後の調査・実施手法と工程を検討する。

(1) GTCC 発電所の開発

ス国は産油国であるが、石油需給と脱炭素化から燃料として石油の更なる採用は不適である。KRC において、LPG が生産されているが、現状は政府の指示によりス国内の家庭に供給および消費がされている。そのため、LPG を GT の燃料として出来ないことから、GT を運転するための燃料として LNG を使用した高効率な GTCC を導入することがス国の電力事情を鑑みると重要である。

発電容量を 300 MW とすると、100 MW クラスの GT が 2 台、100 MW クラスの ST が 1 台で構成する 2 on 1 の GTCC を設置することが適切である。尚、2021 年 10 月にス国への現地調査を実施し、関係機関に聴取した結果、以下の理由により燃料供給源の近接地に発電所を建設するケース①および②、需要地に発電所を建設するケース③の 3 案の計画が現実的である。

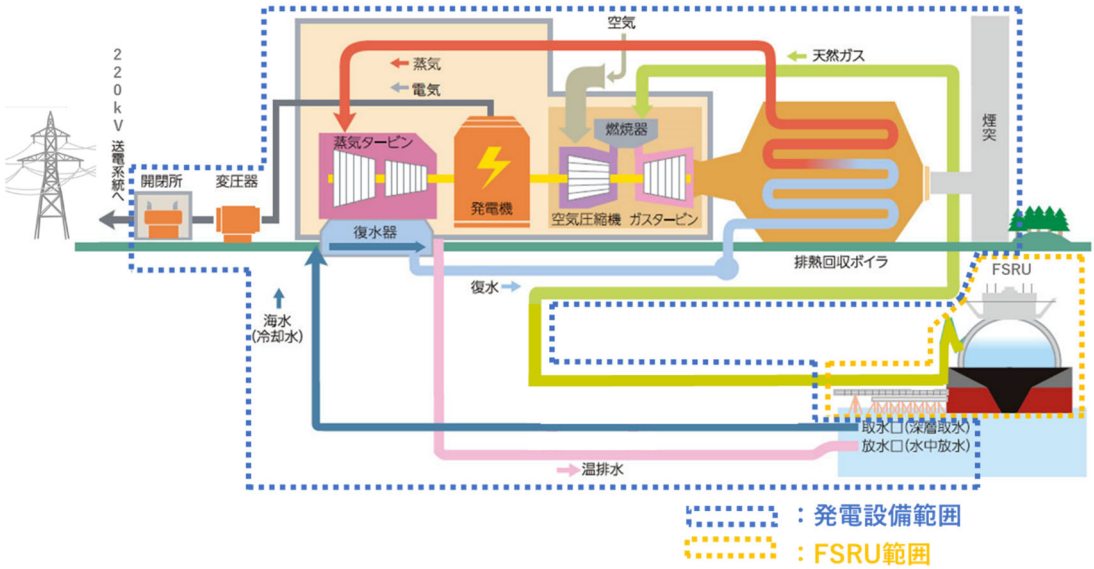
- (ケース①) LNG 基地は存在しないが、輸入 LNG 基地の FS を実施済であるため、この計画とリンクさせ、この設備から供給を受けることで検討する。尚、ケース①の概念図は図 3-58 のとおりである。建設サイトはポートスーダン港近傍もしくはスアキン港近傍を候補地とする。電力は建設サイト近傍都市および送電線を通じてハルツームに供給する。



出典: 沖縄電力ホームページの概念図を参考に調査団にて作成

図 3-58 ケース①の概念図

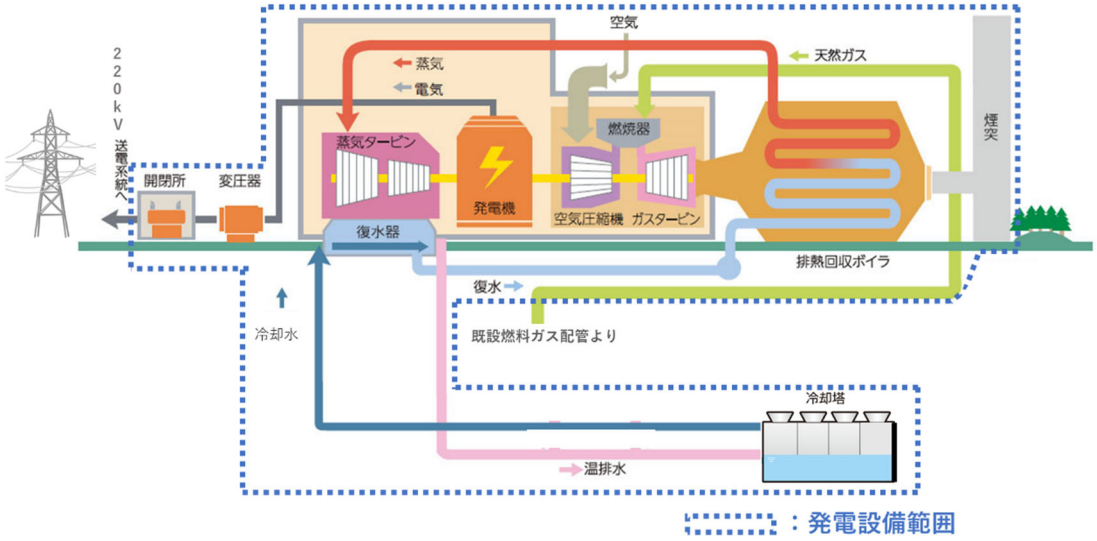
■ (ケース②) 上記輸入 LNG 基地計画内容と工程等により適用困難な場合を想定し、本発電所専用 FSRU 新設を検討する。尚、ケース②の概念図は図 3-59 のとおりである。建設サイトはポートスーダン港近傍もしくはスアキン港近傍を候補地とする。FSRU を建造し、発電所を FSRU の近傍に建設する。電力は建設サイト近傍都市および送電線を通じてハルツームに供給する。



出典: 沖縄電力ホームページの概念図を参考に調査団にて作成

図 3-59 ケース②の概念図

■ (ケース③) 現在および将来とも電力需要の多くをハルツームが占めるため、ハルツームに建設する。但し、建設サイトは既設マハムード・シェリフ博士発電所遊休地の活用とし、上記輸入計画ガスパイプラインから供給されることで検討する。尚、ケース③の概念図は図 3-60 のとおりである。



出典: 沖縄電力ホームページの概念図を参考に調査団にて作成

図 3-60　ケース③の概念図

■　ケース①、②の仕様

ケース①、②の仕様は以下のとおりである。

1)　総出力は 300 MW とする。

2)　燃料は、輸入 LNG を再ガス化した天然ガスを新設発電所境界にて配管取合いとする。

3)　復水器冷却は海水冷却方式、冷却塔方式、空冷復水器のいずれかとする。尚、海水冷却の場合は環境社会配慮の有無について、FS の際に確認する必要がある。冷却塔方式の場合、冷却塔で蒸発・飛散する水の補給水として工業用水源を確保する必要があるため、FS の際に水源について確認する必要がある。前述の方式が実現できない場合の案として空冷復水器の採用が考えられるが、ス国は高温のため、ST の出力が低下することに留意する必要がある。海水冷却方式の場合には海水供給・排出配管ともに EPC の供給とする。

4)　一般冷却水・補給水は河川水とし新設発電所境界にて配管取合いとする。

5)　新設発電所には 220 kV の受電所を設置し、系統とはこの受電所にて取合いとする。尚、ハルツームとポートスーダン間の 500 kV の送電線がス国側により敷設されているものとし、ポートスーダン近傍の変電所と新設発電所の受電所間の送電線についても同様に敷設されることを前提とする。

6)　環境規制値(大気)については表 3-42 のとおりである。

表 3-42　環境規制値

気体	単位	値
Carbon monoxide	mg/m^3	250
Nitrogen oxides	mg/m^3	400

出典：First State of the Environment and Outlook Report 2020

尚、ポートスーダン港近傍およびスアキン港近傍における気象・土地条件は表 3-43 である。

表 3-43 ケース①、②の気象・土地条件

ポートスーダンおよびスアキン		パラメータ	時期
大気温度 (℃)	最高	41.0	7月
	平均	28.0	-
	最低	19.0	1月
湿度 (%)	最高	72.0	11月
	平均	62.9	-
	最低	49.0	7月
風速 (m/s)	最高	8.4	2021.7
	平均	4.4	2020
	最低	2.2	2010.11
地震震度*1		Kh＝0.029、kv＝0.008	-
標高 (m)		14	-
冷却水温度 (紅海) (℃)	最高	32.6	-
	平均	28.7	-
	最低	24.5	-

*1: 4 章の 4.7.1.4 節で調査の地震データに基づき計算した結果である。
出典:調査団にて整理

■ ケース①、②における GTCC 発電設備性能

表 3-44 にケース①、②における GTCC 性能算出条件を示す。

GTCC 性能は非公開とした。

表 3-44 ケース①、②における GTCC 性能算出条件

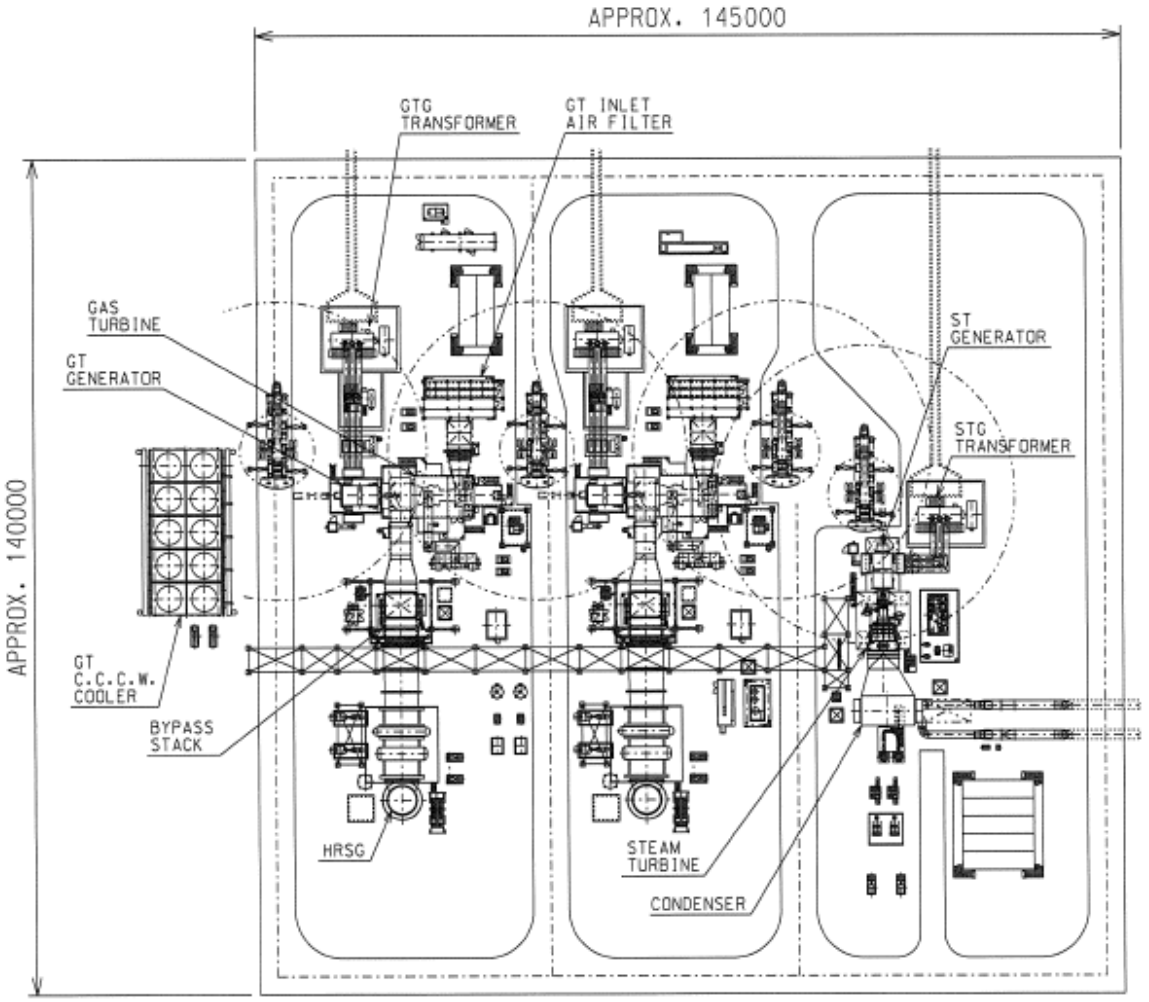
項目	単位	ケース①、②の条件
燃料	-	天然ガス
燃料の発熱量 (低位発熱量)	kJ/kg	45,481
復水器の冷却源	-	海水
冷却水量	ton/h	27,000
冷却水温度	deg. C	28.7
冷却水の上昇温度	deg. C	7
大気温度	deg. C	28.0
相対湿度	%	62.9
標高	m	14.0
大気圧力	hPa	1011.5
燃料ガス温度	deg. C	15
燃料ガス最低圧力 (GT入り口)	barg	32

備考: 冷却水温度は乾球温度と相対湿度から調査団にて計算した値である。
出典: 調査団および三菱パワー

表 3-45

■ ケース①、②における GTCC 発電設備の配置計画

ケース①、②における GTCC 発電設備の配置例を図 3-61 に示す。



出典:三菱パワー

図 3-61　ケース①、②における GTCC 発電設備の配置例

また、ポートスーダン港近傍およびスアキン港近傍における発電設備の敷地候補を図 3-62、図 3-63 に示す。

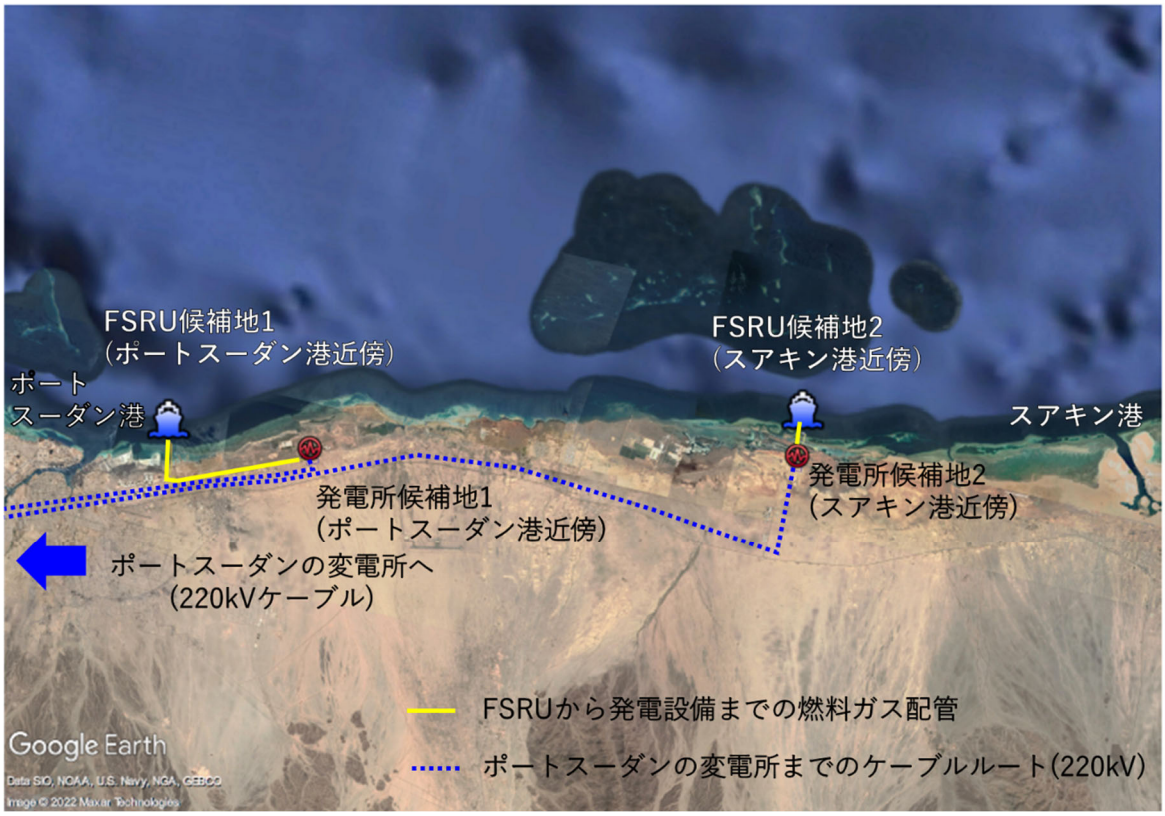
出典: Google Earth の情報を基に調査団にて作成

図 3-62 ポートスーダン港近傍における発電設備の敷地候補

出典: Google Earth の情報を基に調査団にて作成

図 3-63 スアキン港近傍における発電設備の敷地候補

尚、ケース②における FSRU および発電設備の候補地、燃料ガス配管ルート、各発電所から変電所までのルート案をそれぞれ示した位置関係を図 3-64 に示す。



出典: Google Earth の情報を基に調査団にて作成

図 3-64　ポートスーダン港近傍案とスアキン港近傍案の位置関係図

■　ケース①、②の GTCC の CAPEX の推定

費用の見積は非公開とした。

■　ケース①、②における年間発電電力量の推定と OPEX

火力発電の年間発電電力量は、簡易的には以下の式で算出されることが知られている。

G＝P×H

G: 年間発電量 (kWh)

P: 送電端出力 (kW)

H: 運転時間 (hour)

前述のプラント出力は発電端出力であるため、この値から所内動力を差し引いた出力値が送電端出力となる。所内動力は一般的に発電端出力の 2.0%程度であるため、送電端出力は 310, 268kW となる。また、1 年間あたりの運転時間を信頼性の 1 つの目安である 8,000 時間と仮定すると、年間発電量は 2,482,144,000 kWh/年となる。

費用の見積は非公開とした。

図 3-65

表 3-46

表 3-47

■ ケース③の仕様

ケース③の仕様は以下のとおりである。

1) 総出力は 300 MW とする。

2) 燃料は輸入 LNG を再ガス化し、天然ガスを新設発電所境界にて配管取合いとする。

3) 復水器冷却は冷却塔方式、補給水は河川水とし新設発電所境界にて配管取合いとする。

4) 一般冷却水・補給水は河川水とし、新設発電設備境界にて配管取合いとする。

5) 新設発電所には 220 kV の受電所を設置し、系統とはこの受電所にて取合いとする。

6) 水・空気等のユーティリティは、既設 Phase 1(30 MW x 2 units HFO 焚き BTG)設備を活用する。

7) 環境規制値については前述の表 3-42 のとおりである。

尚、ハルツームにおける気象・土地条件は表 3-48 である。

表 3-48 ハルツームの気象・土地条件

ポートスーダンおよびスアキン		パラメータ	時期
大気温度 (℃)	最高	42.0	5月
	平均	29.9	-
	最低	16.0	1月
湿度 (%)	最高	49.0	8月
	平均	28.8	-
	最低	16.0	4月
風速 (m/s]	最高	10.5	2012年3月
	平均	4.8	2020
	最低	1.5	2010年9月
地震震度*1		Kh＝0.029、kv＝0.008	-
標高 (m)		385.0	-

*1: 4 章の 4.7.1.4 節で調査の地震データに基づき計算したポートスーダンのデータ。震源は紅海に集中しているので安全側
出典:調査団にて整理

■ ケース③における GTCC 発電設備性能

表 3-49 にケース③における GTCC 性能算出条件を示す。

性能は非公開とした。

表 3-49 ケース③における GTCC 性能算出条件

項目	単位	ケース③の条件
燃料	-	天然ガス
燃料の発熱量 (低位発熱量)	kJ/kg	45,481
復水器の冷却源	-	冷却塔
冷却水量	ton/h	17,000

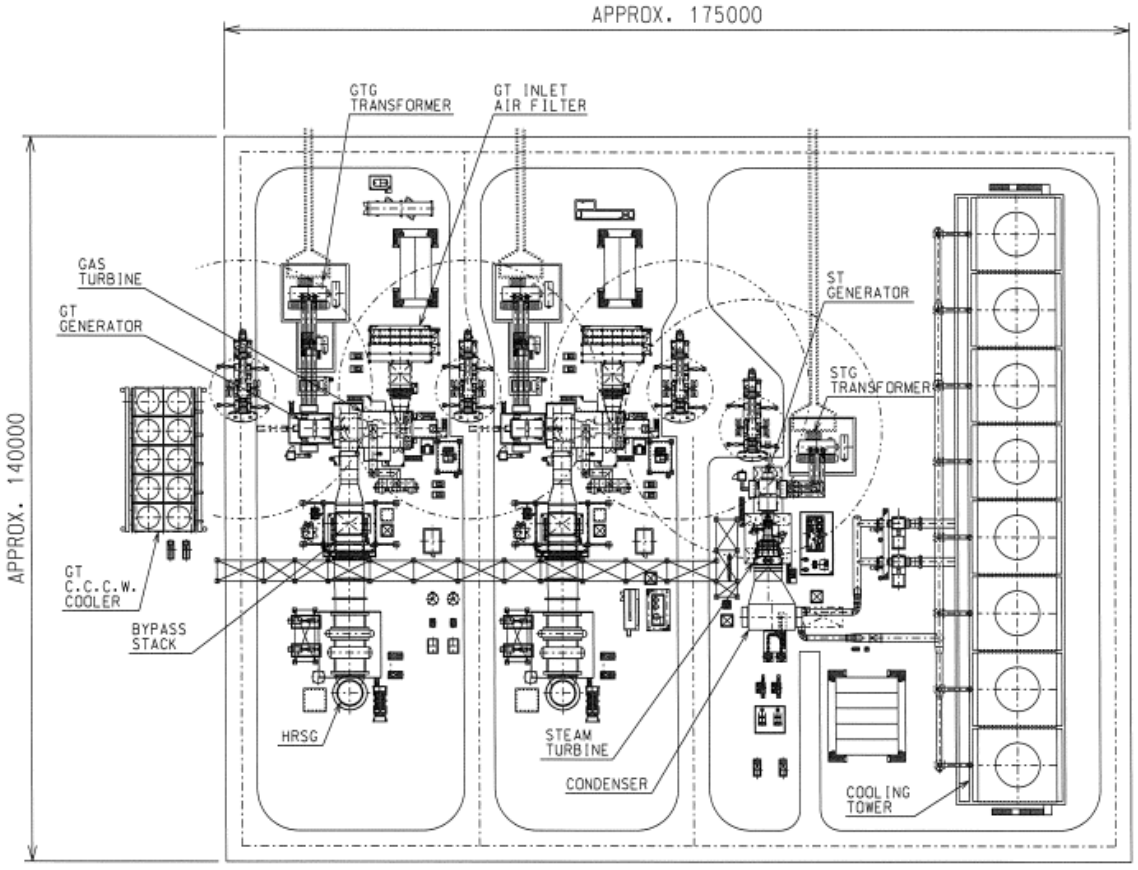
冷却水温度	deg. C	23.7
冷却水の上昇温度	deg. C	10
大気温度	deg. C	29.9
相対湿度	%	28.8
標高	m	385.0
大気圧力	hPa	967.8
燃料ガス温度	deg. C	15
燃料ガス最低圧力 (GT入り口)	barg	32

備考: 冷却水温度は乾球温度と相対湿度から調査団にて計算した値である。
出典: 調査団および三菱パワー

表 3-50

■ ケース③における GTCC 発電設備の配置計画

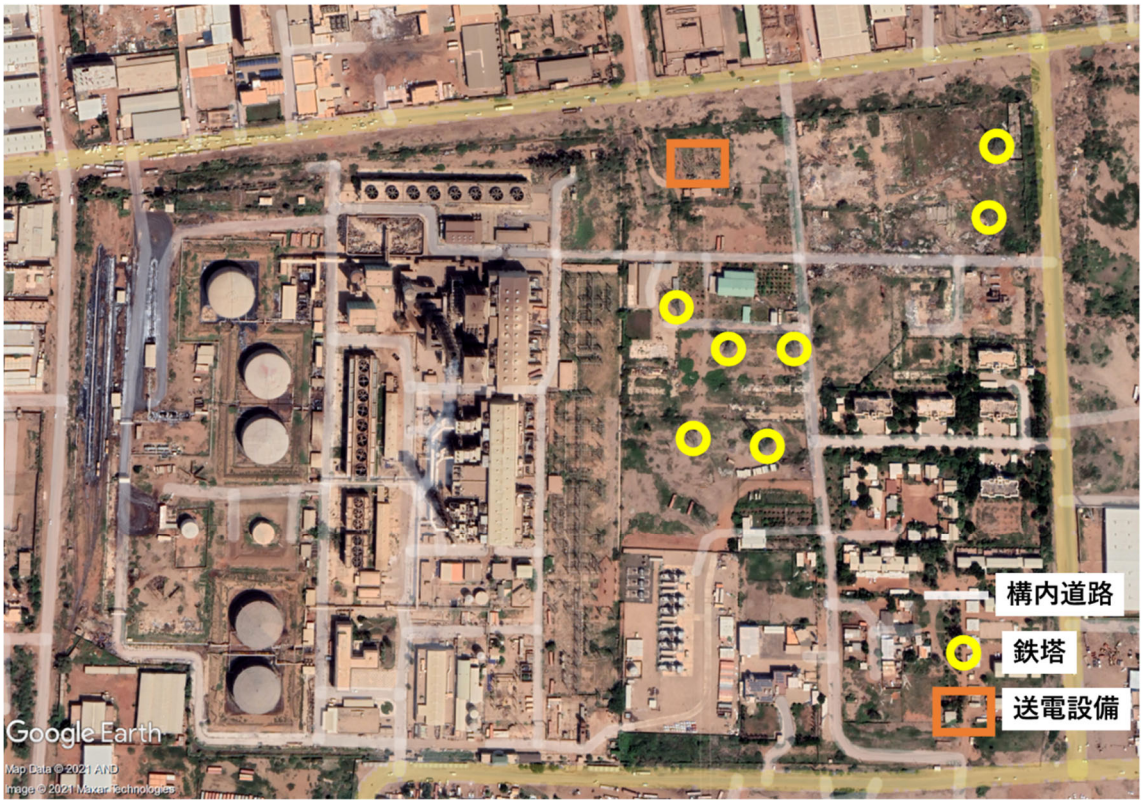
ケース③における GTCC 発電設備の配置サンプルを図 3-66 に示す。



出典:三菱パワー

図 3-66　ケース③における GTCC 発電設備の配置例

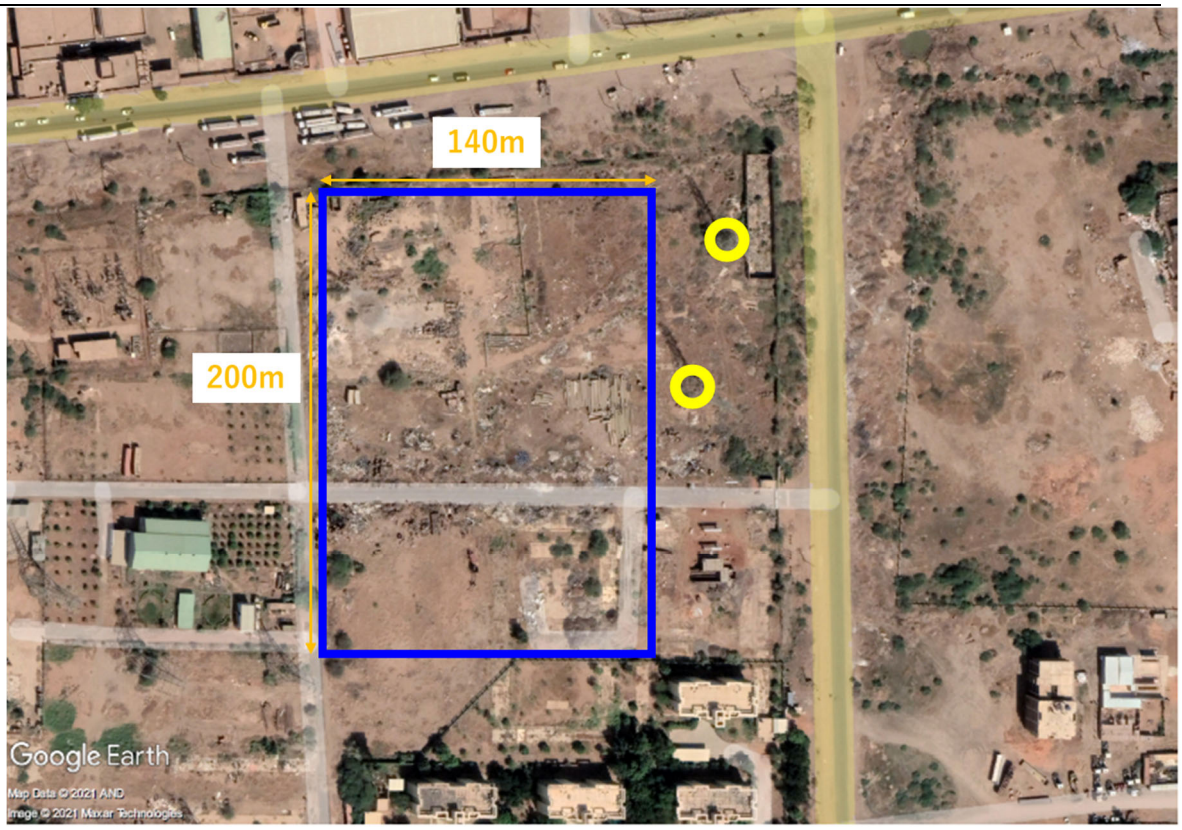
また、図 3-67 にマハムード・シェリフ博士発電所内における既存送電設備や鉄塔、構内道路を示す。



出典: Google Earth の情報を基に調査団にて作成

図 3-67 マハムード・シェリフ博士発電所の構造物

上記の送電設備や鉄塔を避けて発電設備を建設するため、マハムード・シェリフ博士発電所内の敷地候補を図 3-68 に示す。



出典: Google Earth の情報を基に調査団にて作成

図 3-68　マハムード・シェリフ博士発電所における発電設備の敷地候補

■　ケース③の GTCC の CAPEX の推定

費用の見積は非公開とした。

■　ケース③における年間発電電力量の推定と OPEX

火力発電の年間発電電力量は、簡易的には以下の式で算出されることが知られている。

G＝P×H

G: 年間発電量 (kWh)

P: 送電端出力 (kW)

H: 運転時間 (hour)

前述のプラント出力は発電端出力であるため、この値から所内動力を差し引いた出力値が送電端出力となる。所内動力は一般的に発電端出力の 2.0%程度であるため、送電端出力は 289,982 kW となる。また、1 年間あたりの運転時間を信頼性の 1 つの目安である 8,000 時間と仮定すると、年間発電量は 2,319,856,000 kWh となる。

費用の見積は非公開とした。

表 3-51

■ ケース①、②、③の比較

費用の見積は非公開とした。

表 3-52

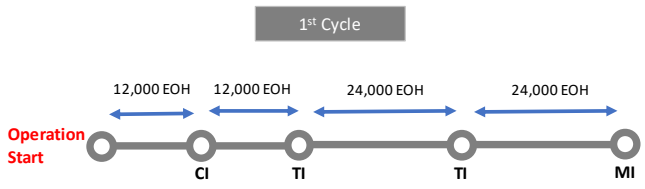
■ GTCC に関する運転・保守

発電開発により導入される新規発電設備に対して、既存設備と同様な運転・保守による運用を継続した場合には、現状と同様な低出力・低稼働率に陥る可能性がある。したがい、運転開始当初から質の良い長期運用計画を策定し、これを実施する必要がある。

本邦設備供給企業は、納入先の長期安定連続運転を維持するために、長期運用(運転・保守)計画策定、更には長期保守契約 (Long Term Service Agreement。以下、LTSA) 締結を積極的に進めている。特に精密設備である GT については、専門メーカーによる現場での保守と共にデジタル技術を活用したリモートモニタリングを取り入れた継続的管理が望ましい。

本調査で適用する 100 MW クラスの GT 本体の LTSA の条件例を表 3-53 に示す。

表 3-53 100 MW クラス (H-100)GT 本体 LTSA 例

項	項目			内容
1	機器			100 MWクラスGT (H-100) 2基
2	期間			以下いずれかの最短期間 初期点火より (1) 136,000 EOH (2) 2回目の主要オーバーホール検査(MI) (3) 16年間
3	対象機器部分			Gas Turbine Longitudinal Section (GTLS)
4	範囲	計画保守	Hot Parts (New/Repair)	含む
			その他部品	含む
			指導員 (Technical Adviser)	含む
			作業員	不含
		リモートモニタリング サービス		含む
		計画外保守		時間と材料により対応可能
		定期点検 (Routine Maintenance)		不含
5	計画保守の時期			第1回目主要オーバーホール検査(MI)前24,000 EOH毎 第1回目主要オーバーホール検査(MI)後32,000 EOH毎
6	運転条件			ベースロード(8,000 hours/year, ガス焚)
7	備考			EOH = Equivalent Operating Hours 1 hour of Operation = 1 EOH 1 Start = 10 EOH  CI = Combustor Inspection (燃焼器検査) TI = Turbine Inspection (GT検査)

		MI = Major Overhaul Inspection(主要オーバーホール検査)

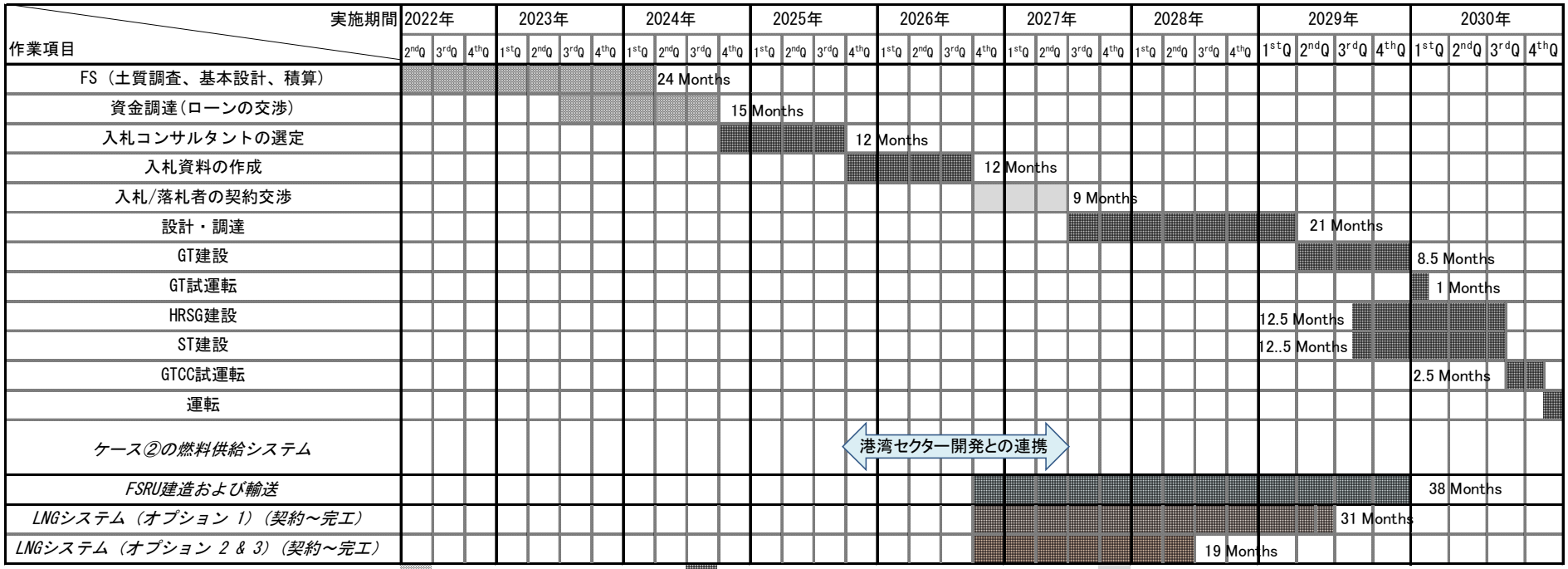
出典: 三菱パワー資料を調査団にて加工

費用の見積は非公開とした。

■ 火力発電導入への工程

円借款を活用して 300 MW 規模の火力発電所を建設するための工程案を表 3-54 に示す。無駄時間がなく導入が進んだ場合、2030 年初頭から運転可能になると想定される。

表 3-54　火力発電導入の工程案（300 MW 規模。円借款想定）



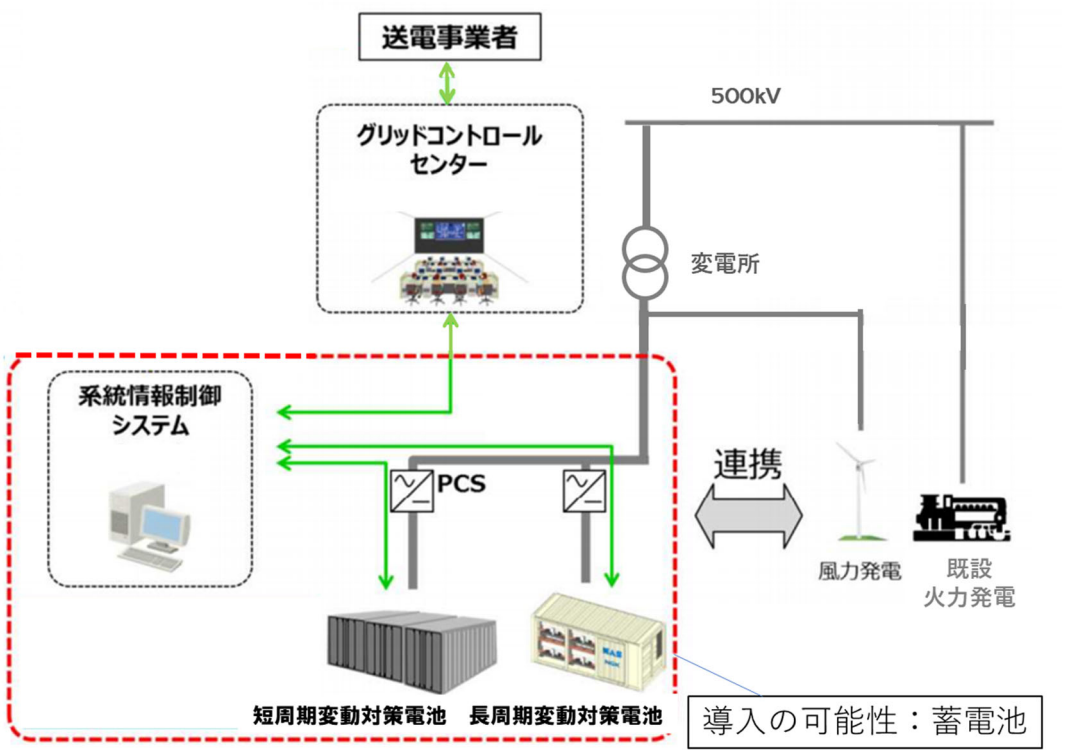
(2) 蓄電池を付帯した風力発電所の開発

ス国は風力発電の有望地域であり、200 MW のドンゴラ風力発電計画、180 MW のトーカー風力計画など、さまざまな計画が予定されているが、図 3-35 に示した通り風力発電の出力は大きく変動するために、電力系統への影響を検討し、安定化策を施す必要がある。

■ 本邦技術の導入の可能性

風力発電における本邦技術の導入の可能性を図式化したものを図 3-69 に示す。本邦技術の導入の観点から、蓄電池が想定される。

特に蓄電池は、第 6 次エネルギー基本計画 (2021 年度)において、風力・太陽光は組み合わせにより長期安定的な電源として成熟するものとされ、我が国がリードする先端技術として位置づけられている。新エネルギー・産業技術総合開発機構 (New Energy and Industrial Technology Development Organization。以下、NEDO)資金により、「米・カリフォルニア州実証」や「独・ニーダーザクセン州実証」が実施されており、海外における環境下にて、当該技術・システムの有効性の検証が進められている。上述の NEDO 資金による事業の概要を表 3-55 に示す。



出典:「独国ニーダーザクセン州大規模ハイブリッド蓄電池システム実証事業」報告書(NEDO)に基づき調査団にて作成

図 3-69 風力発電導入時における本邦技術の可能性

表 3-55 風力発電と蓄電池の組合せ実証事業

名称	独・ニーダーザクセン州実証
概要	風力発電が大量に導入されているドイツ北西部のニーダーザクセ ン州において、高出力な充電・放電が可能なリチウムイオン電池及び長時間の充電・放電が可能なNAS電池を組み合わせ、電力需給調整を行うシステムの実証を実施。2017年4月、実証運転を開始。

実証期間	2017～2019年度
場所	独ニーダーザクセン州ファーレル
実施体制	(日本側)NEDO、昭和電工マテリアルズ、 日立パワーソリューションズ、日本ガイシ (独国側)ニーダーザクセン州 EWE AG社、EWE NETS社、EWE TRADING社

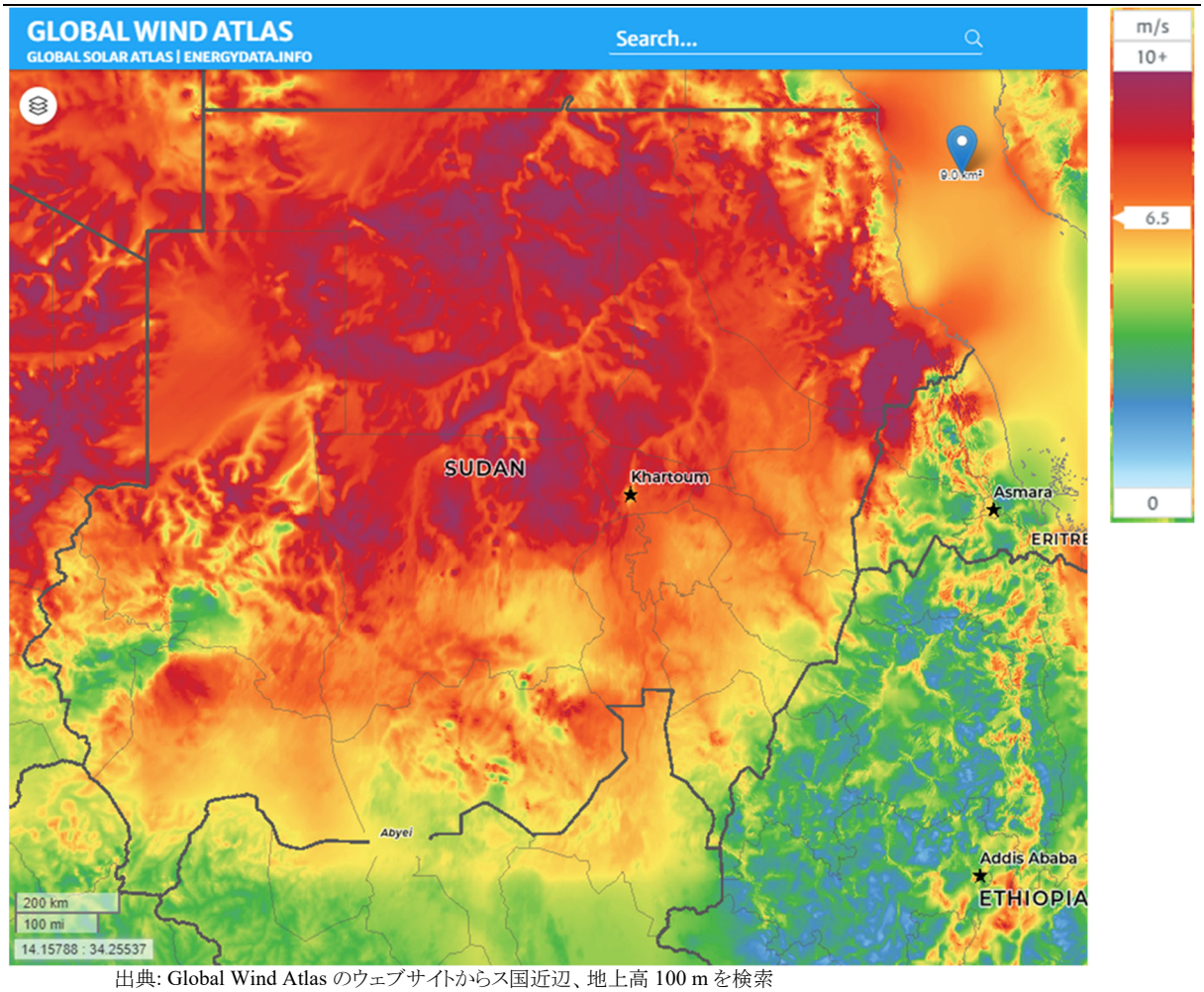
出典:「蓄電システムをめぐる現状認識」(2020 年 11 月 19 日　三菱総合研究所)

■　ス国の風況

ス国は風力発電の賦存量が豊富な地域として知られている。Global Wind Atlas (以下、GWA)が提供している風況推定ソフトによるス国の風況を図 3-70 に示す。2021 年 7 月時点で、GWA 3,1 が最新であり、この版はデンマーク技術大学風力エネルギー部とWBグループの協力 (Partnership)の基に作成されている。また、前の版である GWA 2.0 及び 3.0 は、ESMAP の資金により準備された。

一般的に、平均風速 6.5 m 程度が事業化の有無の判断の目安となるが、ス国内は平均風速 6.5 m 以上となっている地点が多い。

尚、後述するが、世界的な潮流としては大容量の洋上風力発電設備の開発が進められているが、いまだ容量当たりの単価が高い状況にあること、洋上の交通との調整が必要なことから本検討では陸上風力発電設備を前提として検討している。



出典: Global Wind Atlas のウェブサイトからス国近辺、地上高 100 m を検索

図 3-70　ス国の風況の推定（地上高 100 m 地点）

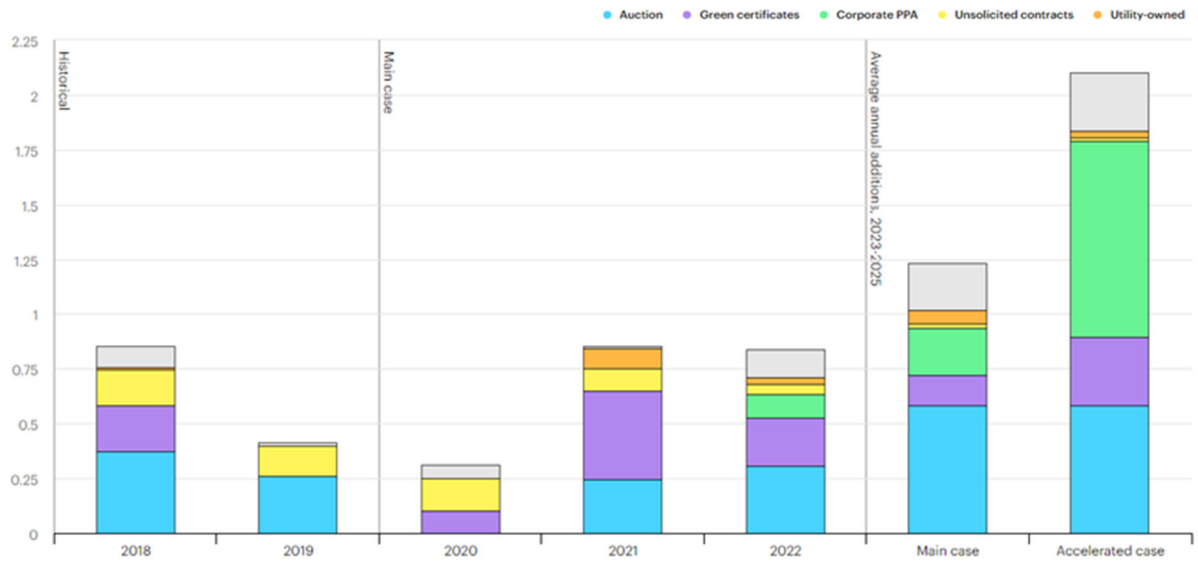
■　近隣諸国の風力発電の導入状況

中東及び北アフリカ地域の風力発電の近年の導入実績と2025年までの見通しを図3-71に示す。この地域の風力発電の導入は、年間 1 GW に迫る勢いであり、2023 年から 2025 年にかけては保守的な想定（Main case)で年間 1 GW 以上、加速的な導入を想定（Accelerated case)で年間 2 GW 程度の増加と見込まれている。

中東及び北アフリカ地域の風力発電の導入容量と事業形式を図 3-72 に示す。ス国の隣国のエジプトでは既に風力が 2.3 GW 程度導入が進んでいるが、その大部分は民間提案型（Unsolicited)であった。

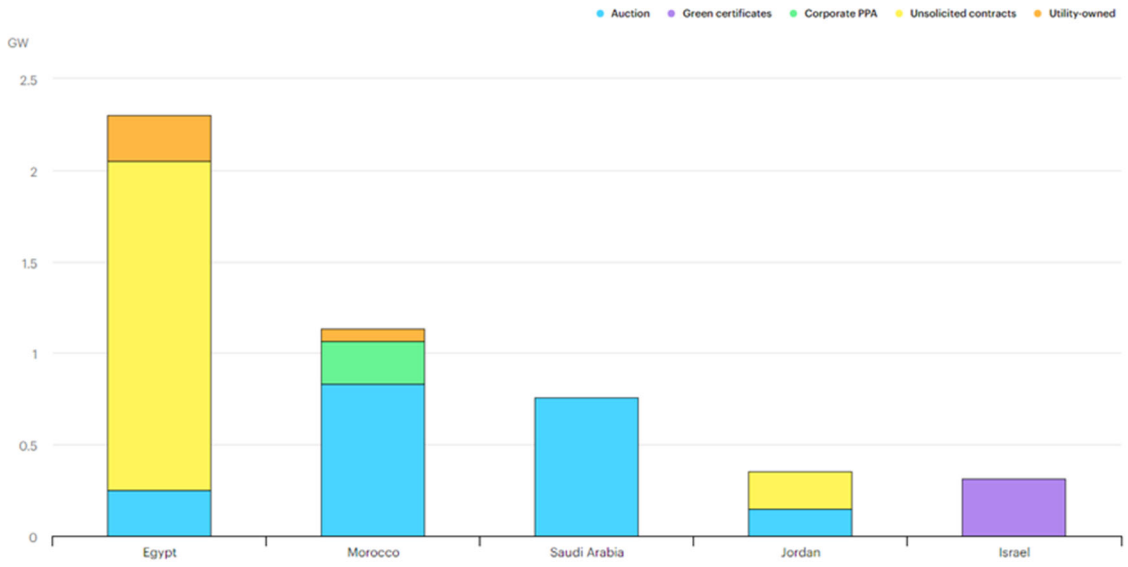
サブサハラ地域の風力発電の近年の導入実績と 2025 年までの見通しを図 3-73 に示す。この地域の風力発電の導入は、進んでいるわけではない。2023 年から 2025 年にかけては保守的な想定(Main case)で年間 0.8 GW 以上、加速的な導入を想定（Accelerated case)で年間 2.3 GW 程度の増加と見込まれている。

サブサハラ地域の風力発電の導入計画を表 3-56 に示す。ス国の隣国であるエチオピアでは、60 MW から 150 MW の風力発電プロジェクトが計 5 案件進められている。



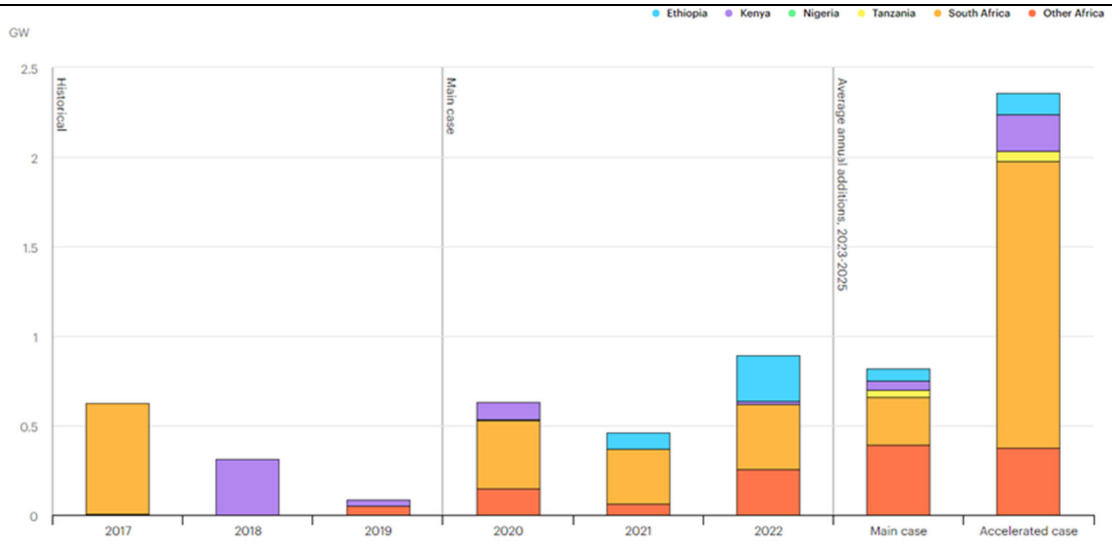
出典: IEA ウェブサイト

図 3-71　中東及び北アフリカ地域の風力発電の近年の導入実績と 2025 年までの見通し



出典: IEA ウェブサイト

図 3-72　中東及び北アフリカ地域の風力発電の導入容量と事業形式



出典: IEA ウェブサイト

図 3-73　サブサハラ地域の風力発電の近年の導入実績と 2025 年までの見通し

表 3-56　サブサハラ地域の風力発電の導入計画

国名	プロジェクト	容量 (MW)	予定運開時期
エチオピア	Aysha Phase II	120	2021
	Assela	100	2021
	Aysha Phase I	60	2022
	Aysha Phase III	120	2022
	Adama Phase III	150	2022
ケニア	Kipeto	100	2020
	Meru Phase 1	80	2023
	Lamu County	90	2025
タンザニア	Rift Valley Mufindi	2.4	2020
	Miombo Hewani	100	2020

出典: IEA ウェブサイト

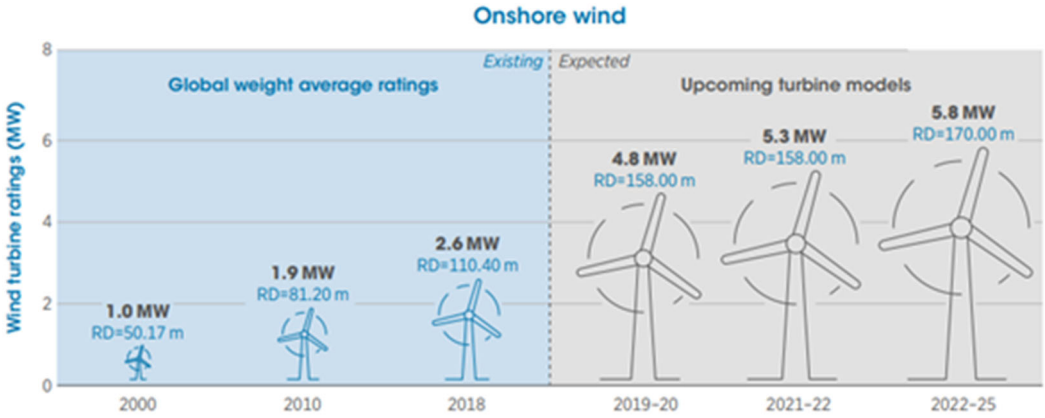
■　風力発電機の単機容量の設定

風力発電機は、GT や ST と異なり、単機で数百 MW の出力を出すことはできない。よって、ある程度のまとまった容量の発電所を計画する場合には、複数の風力発電機を設置するウィンドファームを形成する必要がある。ウィンドファームのイメージを図 3-74 に示す。

出典: 風力発電ガイドブック (NEDO, 2008 年 2 月改定第 9 版)

図 3-74 ウィンドファームのイメージ (宗谷岬ウィンドファーム)

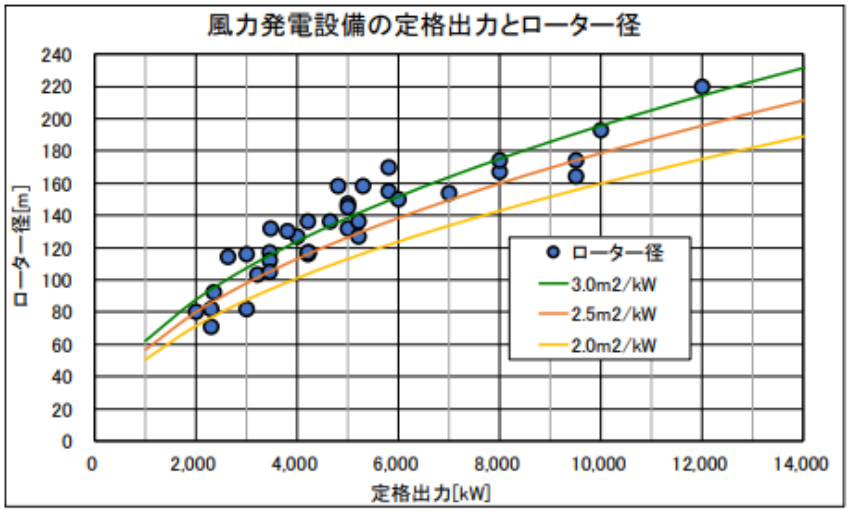
風車の単機容量の推移を図 3-75 に示す。1990 年頃から風車の大型化が始まり、1995 年頃から MW クラスの風車が製作されるようになった。その後も単機容量の大型化が試みられているが、陸上風力では、輸送上の制限から 2～5 MW が選択されることが多い。本検討では、単機容量 3 MW を前提とした。



出典: IRENA, 2019; Wind Power Monthly, 2019, 2018

図 3-75 世界の風車の大型化の推移

風力発電設備の定格出力とローター径の関係を図 3-76 に示す。風力発電の出力は、理論上風速の三乗に、受風面積に比例 (ローター径の二乗に比例)する。風車設計上は、kW 当たりの受風面積が約 2.5 m^2/kW が主流であったが、近年は設備利用率の向上のために 3.0 m^2/kW を目指す動きがある。本検討では、2.5 m^2/kW とし、図 3-76 での 3 MW(=3,000 kW)の読み取りからローター径を 100 m とした。



出典: 令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書 (環境省)

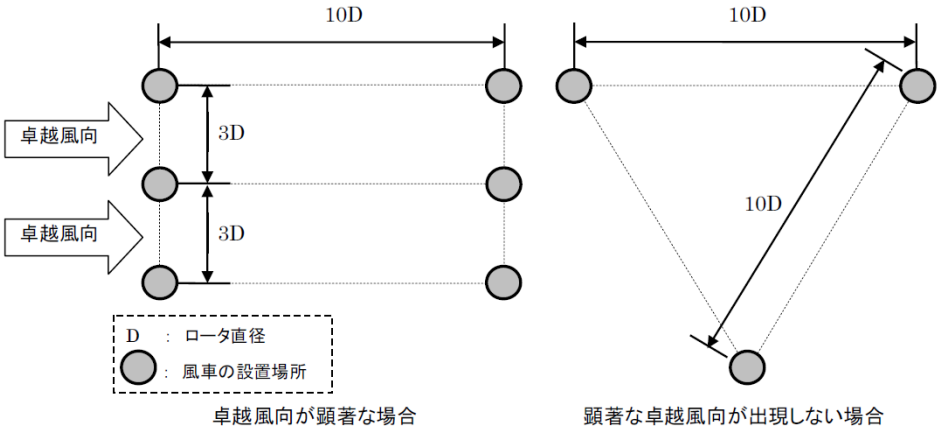
図 3-76　風力発電設備の定格出力とローター径

■　モデル風力発電所の容量の設定

ス国の送電容量は概ね 3.5 GW 程度であり、発電所単体の容量は送電容量の 10%以下にするべきであるため、モデル発電所の容量を 300 MW とした。

■　モデル風力発電所の必要敷地面積の推定

風車の配置方法を図 3-77 に示す。風車の風下に形成される風況の乱れた領域はウェーク領域と呼ばれ、この領域に風車を設置した場合、エネルギー取得量は大きく減少する。ウェーク領域は風向と直角方向に 3D (D:ローター直径)、風下方向に約 10D 程度であることが、実験や実測により確かめられている。したがって、複数台の風車設置を対象とするときには、これらのウェーク領域に設置地点が入らないようにすべきである。



出典: 風力発電ガイドブック (NEDO, 2008 年 2 月改定第 9 版)

図 3-77　風車の配置方法 (複数台設置の場合)

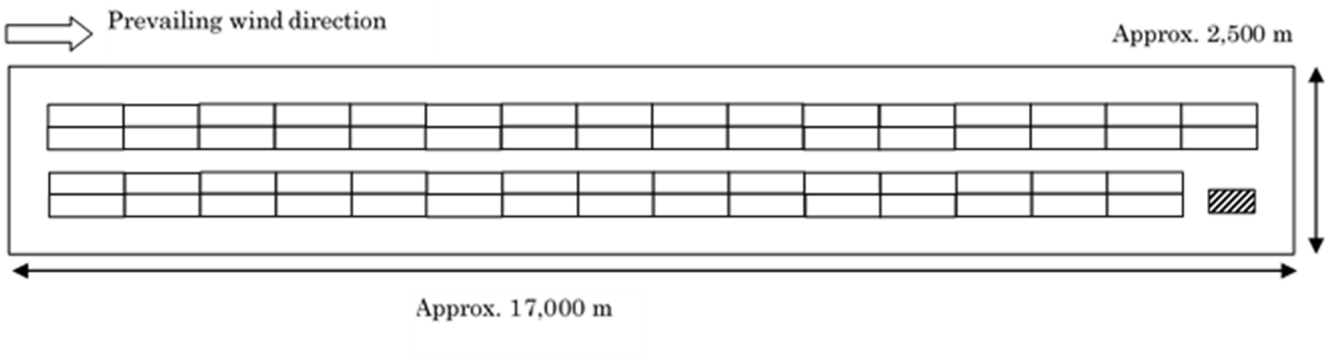
ス国の風況は概ね卓越風向があるために、よりコンパクトな配置である図 3-77 の左側の配列を採用することができる。羽根の直径は 100 m を想定しているので、3D=300 m (=3*100 m)、10D=1,000

m (=10*100 m)となる。モデル発電所の容量を 300 MW とした場合の必要敷地面積を表 3-57 に整理した。

表 3-57　モデル発電所の容量と必要敷地面積

容量	300 MW
単機容量	3 MW/基
台数	100 基
想定配列	図3-78参照
必要面積	42.5 km^2

出典: 調査団にて作成



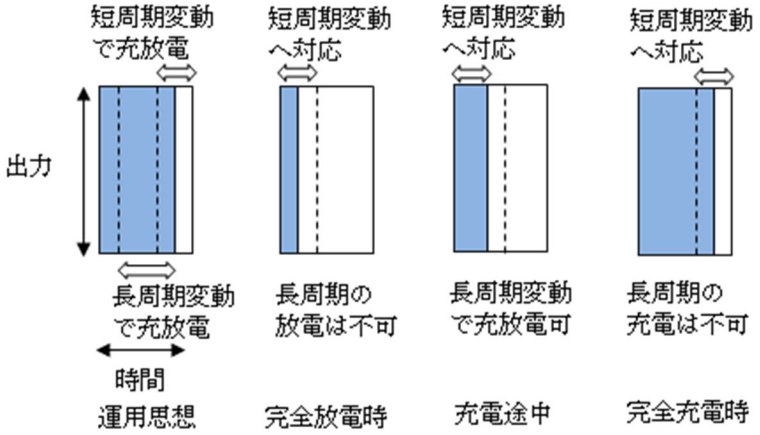
出典: 調査団にて作成

図 3-78　300 MW 発電所での風車の配置

■　蓄電池のシステム構成と容量の設定

風力発電は、短周期変動共に長周期変動にも対応するべくシステムを構築するのが一般的である。

従来は、この 2 つの用途ごとに分けることなく同一の蓄電池で対応するシステム構成としていた。(以下、従来型システム) 従来型システムでの蓄電池運用を図 3-79 に示す。短周期変動への対応機能が失われると系統運用に重大な影響を与える恐れがあることから、常に対応するだけの調整代を確保しておく必要がある。そのため、完全放電時においても短周期変動による出力急増を吸収するための空き容量を確保し、完全充電時においても短周期変動による出力急減を補償するためにある程度の充電が残っているものとする。完全放電時並びに完全充電時には蓄電池からの長周期変動に対応できる充放電はできないため、火力発電所の出力増など他の電源による補償や系統の運用調整により対応する。



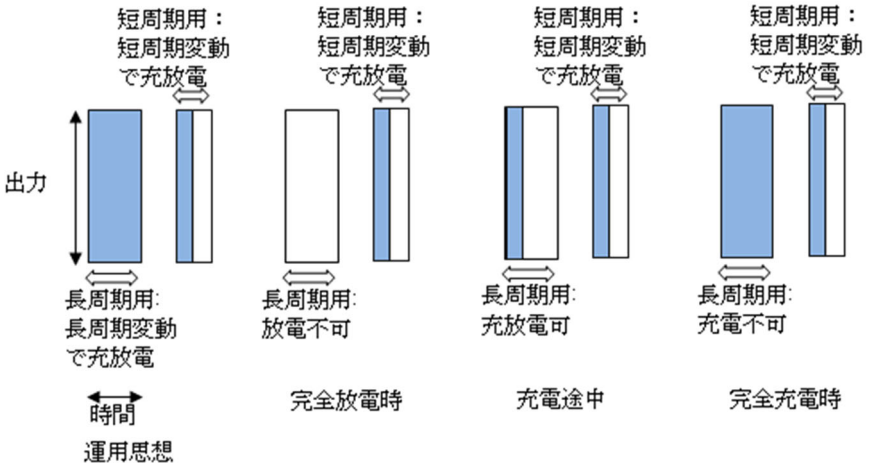
出典: 調査団にて作成

図 3-79　従来型システムでの蓄電池運用

しかし、従来型システムでは、すべての蓄電池が短周期変動による充放電を繰り返すことになり、劣化が早くなる。これにより、長期間で考えると何度か蓄電池を交換する必要が生じる。これに対応するために、短周期変動調整用、長周期変動調整用を目的別に分離して設置するシステム(以下、短、長周期変動用蓄電池分離システム)が着目されてきている。

短、長周期変動用蓄電池分離システムでの蓄電池運用を図 3-80 に示す。短周期変動用の蓄電池と長周期変動用の蓄電池を分けて設置する。短周期変動用の蓄電池は専ら短周期変動に対応し、短周期変動による出力急減を補償するため中央値を目標に制御され、充放電を繰り返す。短周期変動用の蓄電池は長期の発電予測と需要予測に基づいて充放電をする。完全放電時並びに完全充電時には蓄電池からの長周期変動に対応できる充放電はできないため、火力発電所の出力増など他の電源による補償や系統の運用調整により対応する。

本調査では、短、長周期変動用蓄電池分離システムを前提として短、長周期変動用の蓄電池容量を提案する。

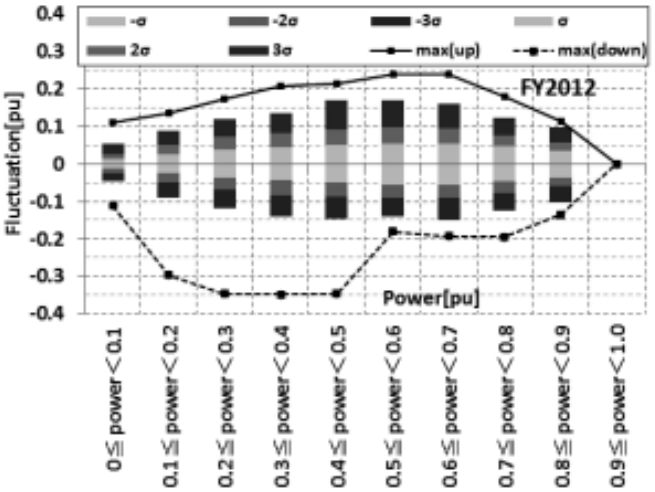


出典: 調査団にて作成

図 3-80　短、長周期変動用蓄電池分離システムでの蓄電池運用

日本の風力発電所(40 か所)における短周期変動分析結果 (2017 年)を図 3-81 に示す。pu とは、per unit の略で、風力発電の定格容量の出力の時を 1.0 pu としたときに、短周期変動で何 pu の変

動が発生したかを最大値 (出力上昇、出力減少とも)と標準偏差 (σ)にて表したものである。尚、標準偏差が±3σよりも外れた値をとる確率は0.27%と極めて小さく、逆に言えばほとんどの事象は±3σの範囲に収まる。図 3-81 から判断すると、短期変動に対応するためには±0.2 pu 程度の蓄電容量があれば充分であると考える。



出典: 再生可能エネルギーの大量導入に向けた風力発電の短周期およびランプ変動の分析, 生産研究 69 巻第 1 号

図 3-81 日本の風力発電所(40 か所)における短周期変動分析結果 (2017 年)

上述の検討を踏まえ、本調査では、0.4 pu (-0.2 pu から 0.2 pu までの幅)の範囲で風力発電所の短周期変動を調整可能とし、その時間を0.5時間とした。すなわち、モデル発電所の容量を300 MWとした場合の短周期変動用の蓄電池最大充放電電力及び蓄電池容量は、120 MW (=300*0.4)、60 MWh (=120*0.5)となる。

長周期変動に対しては、本調査では 0.4 pu、4 時間で対応可能と想定した。すなわち、モデル発電所の容量を 300 MW とした場合の長周期変動用の蓄電池の最大充放電電力及び蓄電池容量は、120 MW(=300*0.4)かつ 480 MWh (=120*4)となる。

■ 建設適地について

前述の通り、ス国は広範囲に風力発電に適した風速の賦存量地域が存在するが、風力発電設備としての適地は、表 3-58 の選定条件を考慮する必要があると言われている。

表 3-58 風力発電の適地の選定の視点

項目		視点
自然条件	最大傾斜角	20° 以上は不可
	地上開度 *1	75° 未満は不可
社会条件: 法制度等	法規制区分 (自然的条件)	環境保全にかかる法令への抵触は不可
	法規制区分 (社会的条件)	航空法へ抵触などは不可
社会条件: 土地利用	既往開発計画との整合	既往の開発計画 (風力以外)と競合する場合には要調整
	現居住者への影響 *2	現居住者の宅地との離隔の確保 (日本では500 m以上の離隔)
送電線との接続	送電線敷設費用	220 kV送電線と近い地点を優位に評価
	系統安定化費用	系統安定化のための追加対策が少ない地点を優位に評価

*1: 地上開度は着目する標本地点から距離 L の範囲内で見える空の広さを表す。
*2: 騒音など現居住者への悪影響を想定。
出典:「令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング 基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書」(環境省)を参考に調査団にて作成

適地の選定検討については、本調査以降に実施される FS にて実施するものとする。

■ 送電線との連系

上述のとおり風力発電の適地は本調査では設定していないが、モロウェからエジプト国境、もしくは、ハルツームからポートスーダンまでの既設の 220 kV 送電線と接続することを想定し、既設送電線と風力発電所間の距離を 30 km 程度とした。費用等については、低損失電線の項にて検討した。

■ 年間発電電力量の推定

風力発電の年間発電電力量は、理論設備利用率が設定されている場合には、簡易的に以下の式で算出されることが知られている。尚、理論設備利用率とは平均風速毎の年間発電量を、定格容量における年間発電量で除した値である。風車の設備利用率は表 3-59 に示した数値となる。

$G = \alpha \times P \times H$

G: 年間発電量 (kWh)

α: 理論設備利用率

P: 定格出力 (kW)

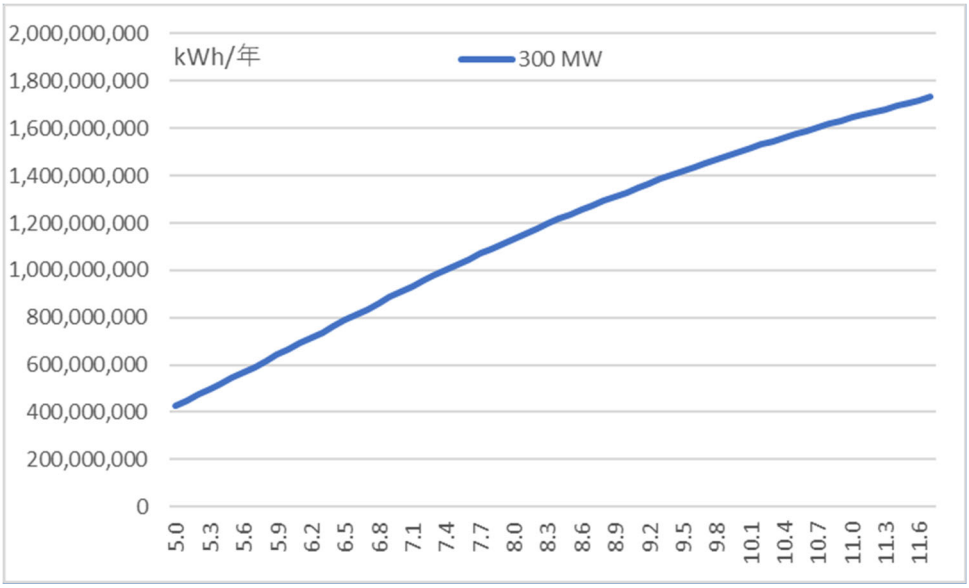
H:運転時間 (hour) = 24 hours x 365 days = 8,760 hours

定格容量 300 MW の風力発電所での年間発電電力量を推定した結果を図 3-82 に示す。風速 6.5 m/s に地点に風力発電所を建設した場合は、年間発電量は約 788,000,000 kWh/年となる。

表 3-59　風車の理論設備利用率 (0.1 m/s ピッチ)

平均風速 (m/s)	理論設備利用率	平均風速 (m/s)	理論設備利用率	平均風速 (m/s)	理論設備利用率
5.0	16.20%	7.3	37.20%	9.6	54.60%
5.1	17.10%	7.4	38.10%	9.7	55.30%
5.2	18.00%	7.5	39.00%	9.8	55.90%
5.3	18.90%	7.6	39.80%	9.9	56.50%
5.4	19.80%	7.7	40.70%	10.0	57.10%
5.5	20.70%	7.8	41.50%	10.1	57.70%
5.6	21.60%	7.9	42.30%	10.2	58.30%
5.7	22.50%	8.0	43.10%	10.3	58.80%
5.8	23.50%	8.1	43.90%	10.4	59.40%
5.9	24.40%	8.2	44.70%	10.5	60.00%
6.0	25.30%	8.3	45.50%	10.6	60.50%
6.1	26.30%	8.4	46.30%	10.7	61.00%
6.2	27.20%	8.5	47.00%	10.8	61.60%
6.3	28.10%	8.6	47.80%	10.9	62.10%
6.4	29.10%	8.7	48.50%	11.0	62.60%
6.5	30.00%	8.8	49.20%	11.1	63.10%
6.6	30.90%	8.9	49.90%	11.2	63.60%
6.7	31.80%	9.0	50.60%	11.3	64.00%
6.8	32.80%	9.1	51.30%	11.4	64.50%
6.9	33.70%	9.2	52.00%	11.5	65.00%
7.0	34.60%	9.3	52.70%	11.6	65.40%
7.1	35.50%	9.4	53.40%	11.7	65.90%
7.2	36.40%	9.5	54.00%		

出典: 平成 27 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書 (環境省)



出典: 表 3-59 を参照して調査団にて推定

図 3-82　平均風速ごとの年間発電量の推定 (kWh/年)

■ CAPEX の推定

費用の見積は非公開とした。

図 3-83

図 3-84

■ OPEX の推定

費用の見積は非公開とした。

表 3-60

■ 20 年間の総費用の試算

費用の見積は非公開とした。

表 3-61

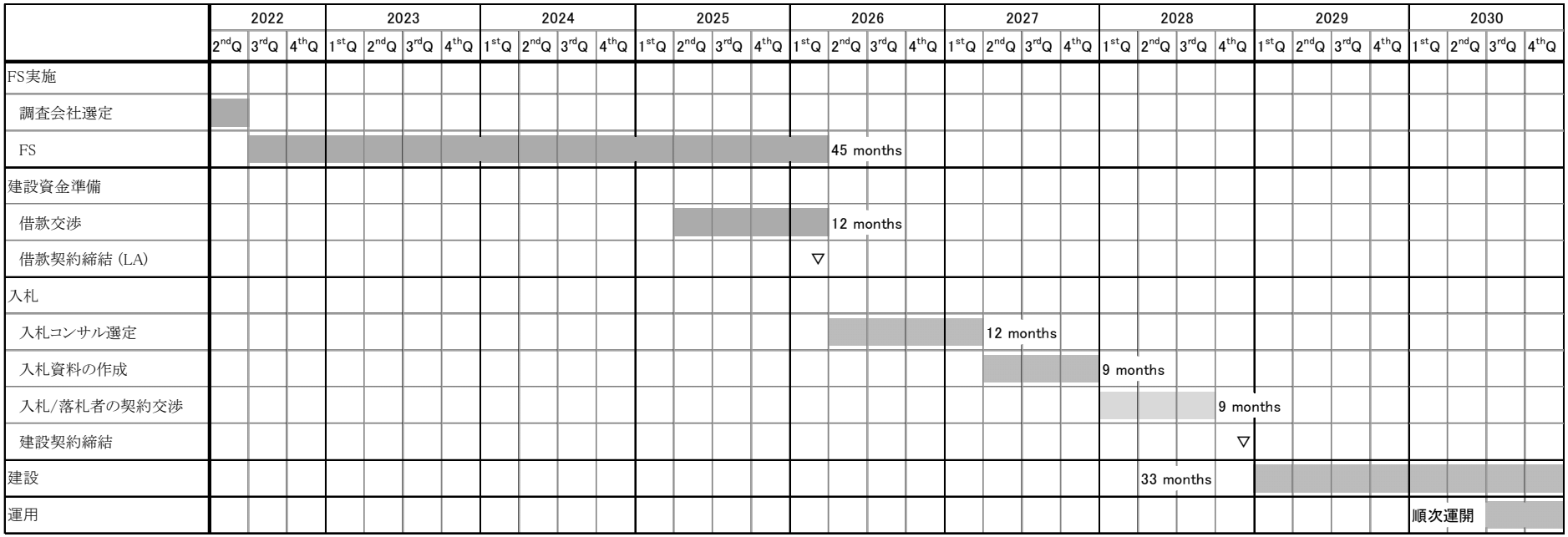
■ 風力発電導入への工程

円借款の活用を想定した場合の 300 MW 規模の風力発電所を建設するための工程案を表 3-62 に示す。無駄時間がなく導入が進んだ場合、2030 年の中ごろから順次風力発電機が稼働し始め、2031 年の終わりに建設が完了すると想定される。

FS は適地の選定、候補地での風況調査にて賦存量を確認した上で、地質調査や地形測量、系統解析、EIA などを実施することを想定し、45 か月とした。入札コンサルの選定、入札は、円借款事業での標準的な月数にて想定した。

風力発電では、ハルツームからそれほど離れていない地点ですでに 220 kV が敷設されている個所へ設置するものとし、系統との接続には大きな障害は無いとしている。

表 3-62　風力発電導入の工程案（300 MW 規模。円借款想定）



出典: 調査団にて作成

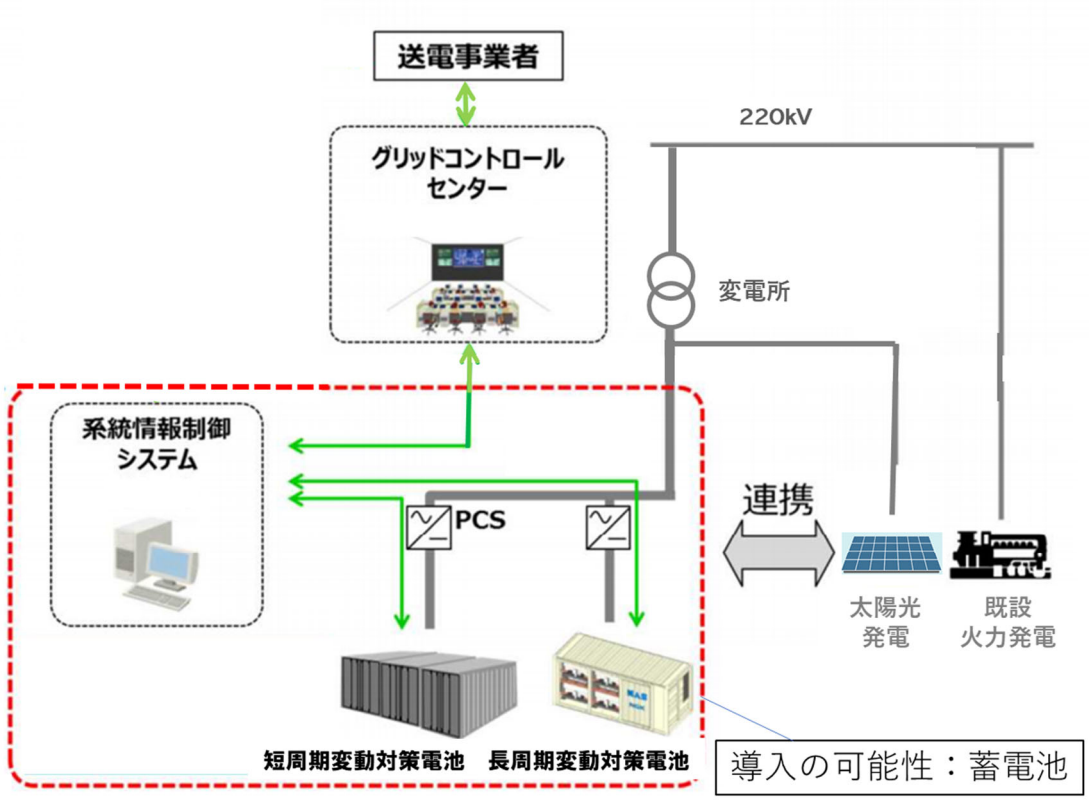
(3) 太陽光発電所に付帯した蓄電池の導入

ス国は太陽光発電の有望地域であり、200 MW のオンドルマン太陽光発電計画、100 MW のポートスーダン太陽光計画など、さまざまな計画が予定されているが、図 3-36 に示した通り太陽光発電の出力は大きく変動するために、電力系統への影響を検討し、安定化策を施す必要がある。

■ 本邦技術の導入の可能性

太陽光発電における本邦技術の導入の可能性を図式化したものを図 3-85 に示す。

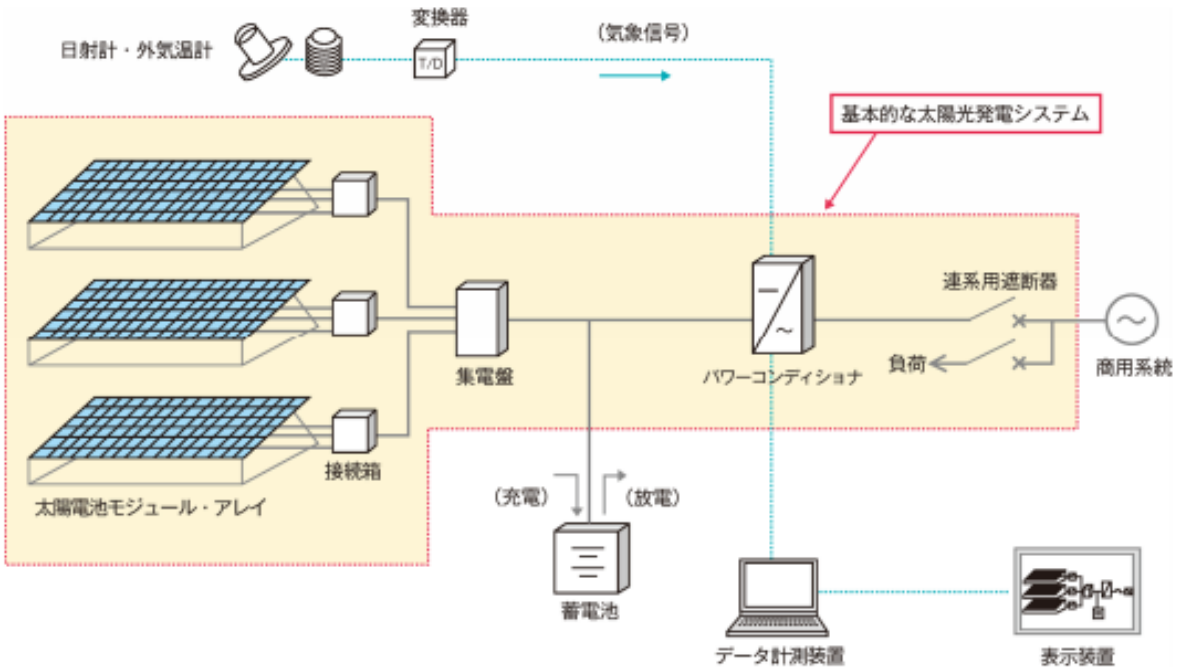
蓄電池は、第 6 次エネルギー基本計画 (2021 年度)において、風力・太陽光は組み合わせにより長期安定的な電源として成熟するものとされ、我が国がリードする先端技術として位置づけられている。NEDO 資金により、「米・カリフォルニア州実証」や「独・ニーダーザクセン州実証」(前掲、表 3-55 参照)実施されており、海外における環境下にて、当該技術・システムの有効性の検証が進められている。



出典:「独国ニーダーザクセン州大規模ハイブリッド蓄電池システム実証事業」報告書(NEDO)に基づき調査団にて作成

図 3-85 太陽光発電導入時における本邦技術の可能性

太陽光発電の構成を図 3-86 に示す。



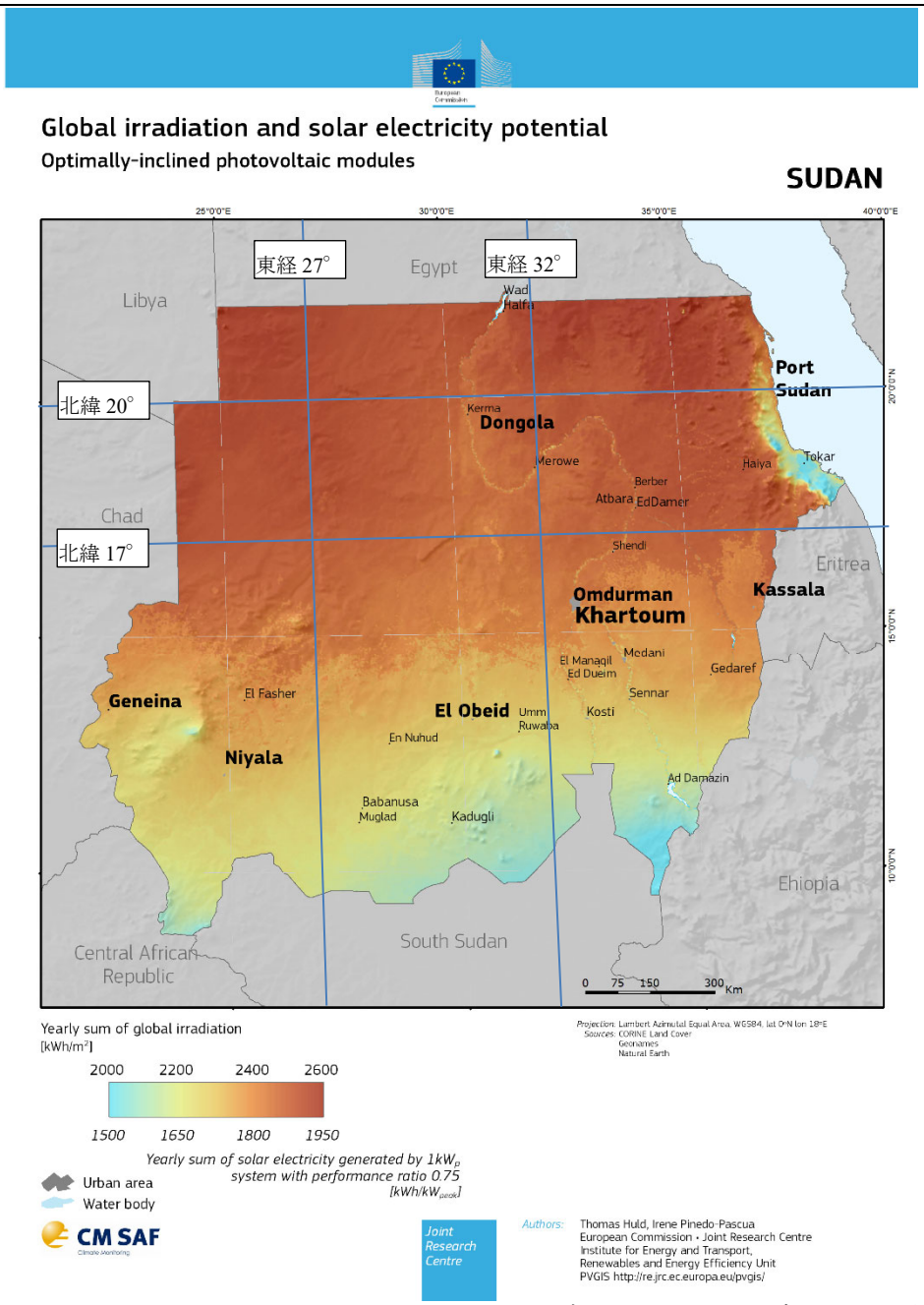
出典:「NEDO 再生可能エネルギー技術白書第 2 番」(NEDO)

図 3-86 太陽光発電設備の構成

■ ス国の日照

ス国は太陽光発電の賦存量が豊富な地域として知られている。欧州委員会 (EC: European Committee)の共同研究センター (JRC: Joint Research Centre)が提供している日照情報システム (PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System)によるス国の日照状況を図 3-87 に示す。PVGIS のデータは、単位面積あたりエネルギー量を示している。ス国の北緯 17 度以北は特に発電有望な地域であることが分かる。

ス国内の北緯 17 度以北の 4 地点 (北緯 20°-東経 27°、北緯 17°-東経 27°、北緯 20°-東経 32°、北緯 17°-東経 32°)の月ごとの日射エネルギーを整理した結果を表 3-63 に示す。原データは添付資料 1 として添付した。日射エネルギーは受光面の傾きによって変化することが知られているため、受光面の傾斜角を 10°から 40°に 10°刻みで変化させた場合のそれぞれの値を表示している。日本国内で検討する場合には一般的に傾斜角 30° が年あたりの日射エネルギーの取得の最大値になることが多いことが知られているが、ス国では概ね 20° 近辺で最大値になる。ただし、10° と 30° の場合においても、それほど年あたりの日射エネルギーは減少しない。受光面を 10° ～30° の傾斜角で設置すれば、この 4 地点はいずれも、年あたり 2,600 - 2,700 kWh/m^{2}もの高い日射量を期待することができる。また、日射エネルギーは、季節変動があることが知られているが、ス国内の場合、傾斜角を急にすると 6～8 月ごろが谷に、傾斜角を緩くすると 12 - 1 月ころが谷になる傾向があり、傾斜角が急であると季節ごとの山と谷の差が広がる。そのため、傾斜角を 10° もしくは 20° で設置した方が、季節変動も少なくなりより安定した発電量を得られる。



出典: Photovoltaic Geographical Information System のウェブサイトからス国のデータ (2019 年 8 月 1 日)
北緯 17°、20°と東経 27°、32°の青線は調査団にて挿入

図 3-87　ス国の日照

表 3-63　ス国内の 4 地点の太陽光エネルギー (2005 年～2016 年平均) (単位: kWh/m^2)

北緯	東経	傾斜角	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
17°	27°	10°	200.37	205.55	239.07	237.53	236.41	223.43	218.74	208.73	213.28	218.60	203.20	196.83	2,601.74
		20°	217.63	217.57	243.00	231.56	223.26	207.76	205.65	201.97	213.34	227.40	219.82	216.52	2,625.46
		30°	229.44	224.15	241.03	220.25	205.13	187.84	188.39	191.00	208.58	230.75	230.91	230.72	2,588.18
		40°	235.35	225.00	233.11	203.62	182.33	163.71	166.99	175.87	198.98	228.42	236.02	238.90	2,488.29
	32°	10°	208.45	207.21	240.96	235.75	232.55	216.33	211.94	204.84	205.06	214.25	201.70	200.33	2,579.37
		20°	228.05	219.79	245.07	229.81	219.69	201.91	199.92	198.49	205.07	222.93	218.29	221.27	2,610.29
		30°	241.90	226.85	243.22	218.44	201.93	183.29	183.65	187.97	200.59	226.35	229.41	236.59	2,580.20
		40°	249.48	228.09	235.33	201.89	179.88	160.77	163.48	173.47	191.61	224.24	234.61	245.72	2,488.57
20°	27°	10°	198.19	200.11	237.44	238.08	241.51	234.07	239.07	231.39	224.19	220.55	198.77	193.24	2,656.61
		20°	218.76	214.04	243.42	233.90	229.60	218.50	225.14	224.72	225.99	232.06	217.97	216.22	2,700.32
		30°	233.82	222.61	243.43	224.39	213.03	198.94	206.58	213.11	222.48	237.90	231.62	233.68	2,681.59
		40°	242.80	225.44	237.35	209.40	191.44	174.71	183.36	196.63	213.59	237.75	239.22	244.98	2,596.66
	32°	10°	196.42	200.19	238.16	237.74	240.78	230.97	232.35	225.78	215.91	213.08	193.98	190.30	2,615.65
		20°	216.77	214.16	244.17	233.54	229.15	216.43	219.76	219.67	217.54	223.78	212.07	212.38	2,659.42
		30°	231.67	222.76	244.19	223.78	212.31	197.08	202.34	208.66	214.18	229.10	224.83	229.04	2,639.94
		40°	240.55	225.63	238.10	208.65	190.92	173.57	180.45	192.96	205.78	228.75	231.76	239.70	2,556.82

出典: Photovoltaic Geographical Information System のウェブサイトのデータを調査団にて整理

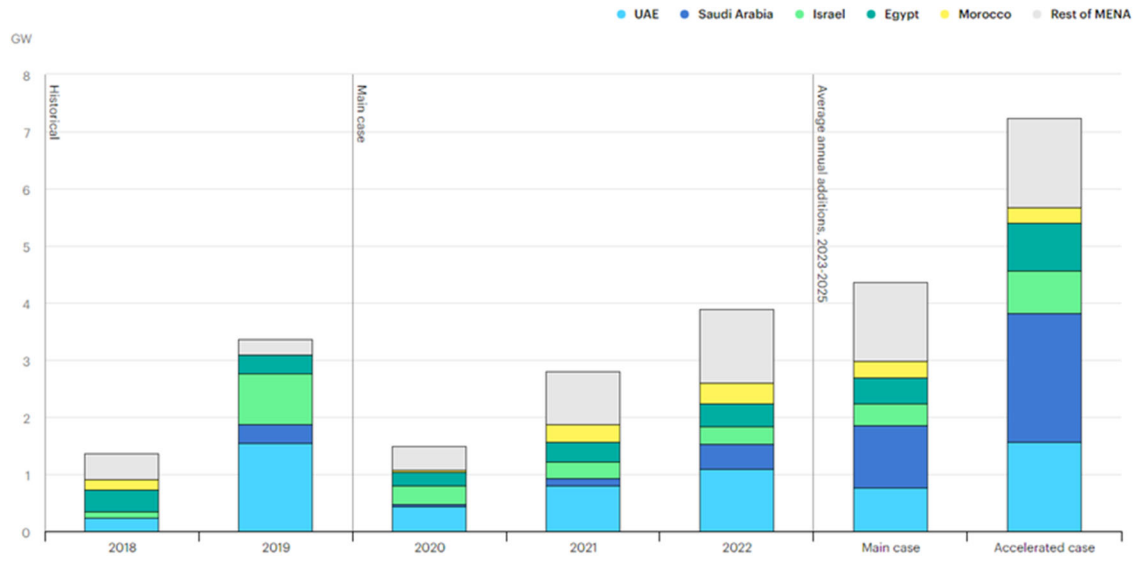
■ 近隣諸国の太陽光発電の導入状況

中東及び北アフリカ地域の太陽光発電の近年の導入実績と 2025 年までの見通しを図 3-88 に示す。この地域の太陽光発電の導入は、年間平均 3 GW に迫る勢いであり、2023 年から 2025 年にかけては保守的な想定 (Main case)で年間 4 GW 以上、加速的な導入を想定 (Accelerated case)で年間 7 GW 程度の増加と見込まれている。

中東及び北アフリカ地域の太陽光発電の導入容量と事業形式を図 3-89 に示す。ス国の隣国のエジプトでは既に太陽光が 2 GW 程度導入が進んでいるが、そのうち 0.5 GW は民間提案型(Unsolicited)であった。また、PPA や固定価格買取制度 (Feed-in Tariff。以下、FIT)も 0.3 GW ずつであり、民間資金を活用しつつ導入が進められていることが分かる。

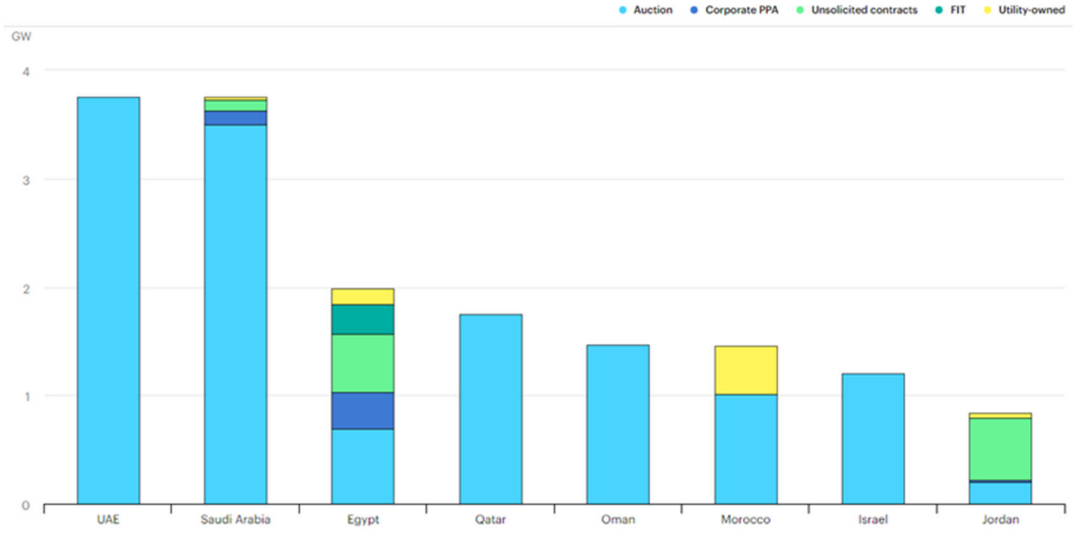
サブサハラ地域の太陽光発電の近年の導入実績と 2025 年までの見通しを図 3-90 に示す。この地域の太陽光発電の導入は、進んでいるわけではない。過年度の導入は概ね年平均 1 GW 程度であり、2023 年から 2025 年にかけては保守的な想定 (Main case)で年間 1.5 GW 以上、加速的な導入を想定 (Accelerated case)で年間 2.5 GW 程度の増加と見込まれている。

サブサハラ地域の太陽光発電の導入計画を表 3-64 に示す。いずれの計画も土地問題などを抱えておりプロジェクトの停滞が指摘されている。そのため、ス国においても太陽光発電の導入に当たっては同様の問題についてあらかじめ調査する必要性がある。



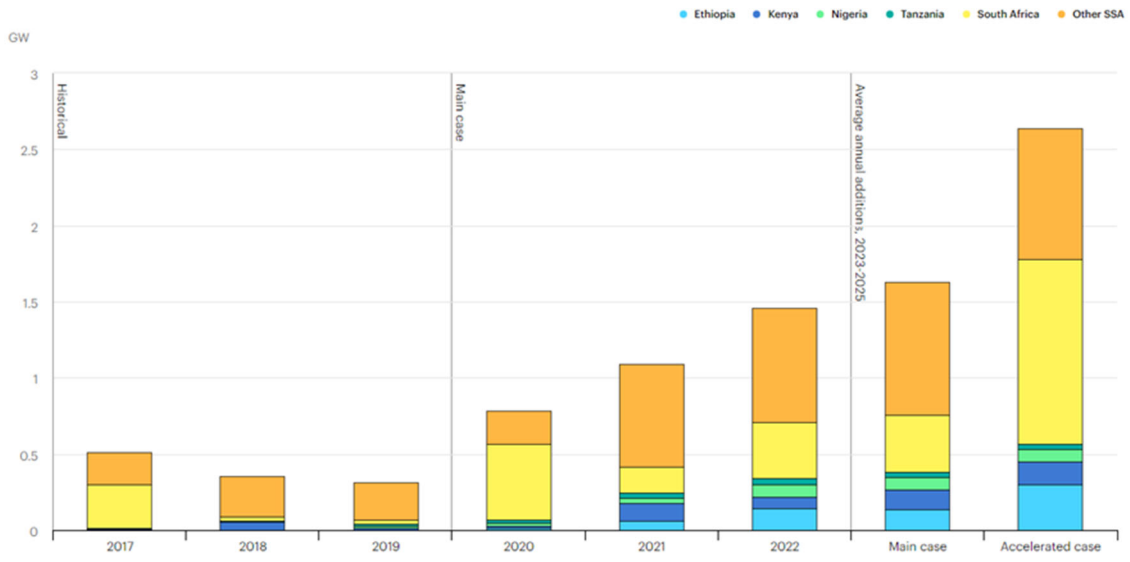
出典: IEA ウェブサイト

図 3-88 中東及び北アフリカ地域の太陽光発電の近年の導入実績と 2025 年までの見通し



出典: IEA ウェブサイト

図 3-89　中東及び北アフリカ地域の太陽光発電の導入容量と事業形式



出典: IEA ウェブサイト

図 3-90　サブサハラ地域の太陽光発電の近年の導入実績と 2025 年までの見通し

表 3-64　サブサハラ地域の太陽光発電の導入計画

国名	プロジェクト	容量 (MW)	予定運開時期
エチオピア	不明	170	不明
ケニア	不明	120	不明
ナイジェリア	不明	113	不明
タンザニア	不明	30	不明

出典: IEA ウェブサイト

■　太陽光パネルの単体容量の設定

太陽光発電は、太陽光モジュール (いわゆる太陽光パネル)を複数設置して所要の容量とする。太陽光モジュール単体の出力は高々250 - 400 W 程度であり、ある程度のまとまった容量の発電所

を計画する場合には、広大な敷地に太陽光パネルを敷詰めたメガソーラ発電所とする必要がある。メガソーラ発電所のイメージを図 3-91 に示す。

出典: シャープウェブサイト

図 3-91　メガソーラのイメージ (シャープ多奈川太陽光発電所)

2022 年 1 月現在、本邦の主要な太陽光モジュールメーカーの仕様を表 3-65 に示す。セル種類は単結晶が主流であり、モジュール 1 枚当たりの電圧は 30 - 60 V 程度、重量は 14 - 20 kg 程度の範囲で、さまざまな仕様の太陽光モジュールが製作されている。

モジュール変換効率が、同じ出力を出すためにより小さい面積で敷設できる指標であり、各社はモジュール変換効率の向上を目指して開発していることを踏まえ、表中で最も変換効率が高いモジュール (東芝エネルギーシステムズ　TA60E375WA/H　変換効率 20.1%)を前提に検討を進めた。よって、以降の検討では、太陽光モジュールの単体容量を 375 W とし、その寸法は 1,769 mm x 1,052 mm とする。

表 3-65　太陽光モジュールの仕様

製造者名			東芝エネルギーシステムズ			シャープ			パナソニック*1			
型式			TA60E335WA/H	TA60E375WA/H	TA72E395WB/H	NU-330KC	NU-310YC	ND-275YC	PERC 315A	HIT325A	HIT293A	HIT243LP
セル種類			単結晶	単結晶	単結晶	単結晶	単結晶	多結晶	単結晶	不明	不明	不明
公称最大出力		W	335	375	395	330	310	275	315	325	293	243
モジュール変換効率			19.90%	20.10%	19.60%	19.60%	18.90%	16.70%	19.40%	19.40%	19.00%	18.90%
最大システム電圧		V	1,500	1,500	1,500	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
公称最大出力動作電圧		V	34.48	34.5	41.38	34.27	33.18	31.37	32.4	57.6	52.6	43.4
重量			19.0	20.2	23.1	19.5	18.5	18.5	18.5	19.0	17.5	14.0
寸法	L	mm	1,689	1,769	2,008	1,684	994	994	1,640	1,590	1,463	1,580
	W	mm	996	1,052	1,002	1,002	1,652	1,652	992	1,053	1,053	812
	D	mm	35	35	40	46	46	46	35	40	35	35

製造者名			京セラ*2					
型式			KN330-120HL3	KN325-120HL3	KK305P-5EL3CG	KK285P-5CD3CG	KN315HX-BWEB2-S	KS270P-5ETCG
セル種類			不明	不明	不明	不明	不明	不明
公称最大出力		W	330	325	305	285	315	270
モジュール変換効率			19.60%	19.30%	18.50%	17.30%	18.80%	18.50%
最大システム電圧		V	不明	不明	不明	不明	不明	不明
公称最大出力動作電圧		V	34.1	33.8	32.7	31.5	33.2	29.2
重量			18.5	18.5	18.0	19.0	20.0	
寸法	L	mm	1,698	1,698	1,662	1,662	1,665	1,470
	W	mm	990	990	990	990	1,002	990
	D	mm	35	35	35	46	46	36

*1 カタログ上はHIT232AG、HIT120A、HITダブルがあるが、それぞれ防眩用、高強度タイプ、両面発電タイプの特殊目的用なので除外した。

*2 カタログ上はKK250P-5CG3CGがあるが、多雪対応の特殊目的用なので除外した。

モジュール変換効率 (%): モジュール公称最大出力 (W)×100÷(モジュール面積 (㎡)×1000 W/㎡)で算出される指標。同じ出力のモジュールであればモジュール変換効率が高い方が、より面積が小さくなる。

最大システム電圧: モジュールを直列に繋げる上限のこと。最大システム電圧が 1,000 V の場合、モジュールを直列に 1,000 V まで接続しても良いことを示す。

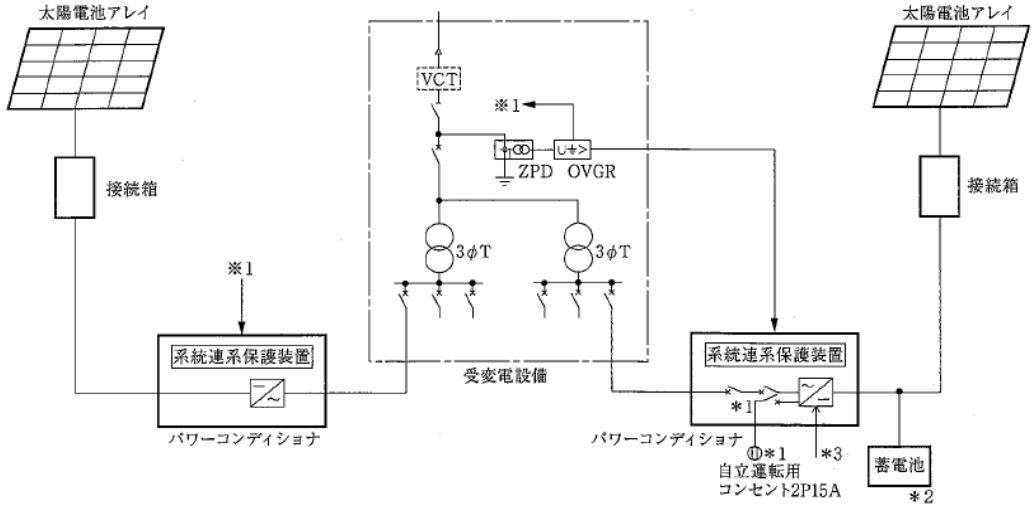
出典: 太陽光モジュールメーカーのウェブサイト並びに電子カタログを調査団にて整理

■　モデル太陽光発電所の容量の設定

ス国の送電容量は概ね 3.5 GW 程度であり、発電所単体の容量は送電容量の 10%以下にするべきであるため、モデル発電所の容量の上限を 300 MW とした。

■　モデル太陽光発電所の必要敷地面積の推定

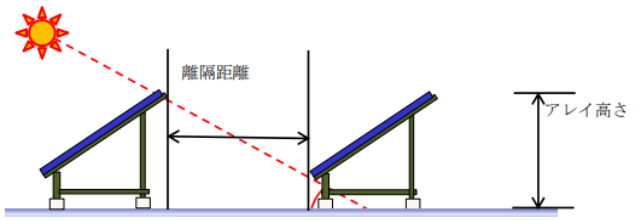
太陽光発電の基本構成を図 3-92 に示す。太陽光モジュールをいくつか組合わせて太陽光アレイを構成し、その太陽光アレイを架台に載せる。発生した電力は直流であるので、パワーコンディショナで交流に変換する。



注　＊1　自立運転を行う場合
　　＊2　蓄電池を用いる場合
　　＊3　OVGR 作動時
出典: 建築設備計画基準(H30 年版)

図 3-92　太陽光発電の基本構成

太陽光モジュールと架台間の離隔距離のイメージを図 3-93 に示す。太陽光モジュールは傾斜角設置するのが一般的である。一方、傾かせることにより影が発生し、その影が別の太陽光モジュールにかかると単体のモジュールのみならず、そのモジュールが接続されている太陽光アレイ全部の出力が急激に落ちてしまう。そのため、他のモジュールに影がかからないように相互の離隔を確保する必要がある。また、影の有無に関わらず、メンテナンスのために架台間の離隔が必要であり、最低でも 1,500 mm の離隔を確保するものとした。

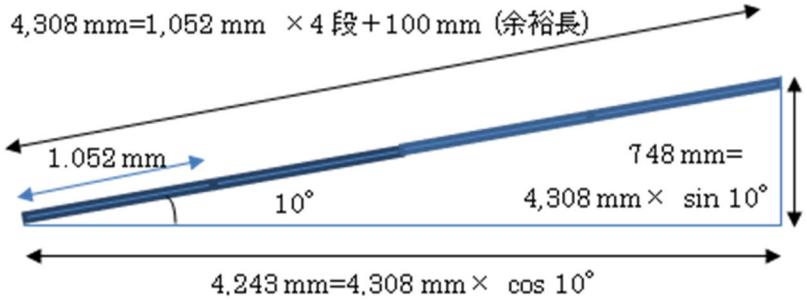


出典: 地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン　2019 年版　(NEDO)

図 3-93　太陽光モジュールの配列と架台間の離隔距離のイメージ

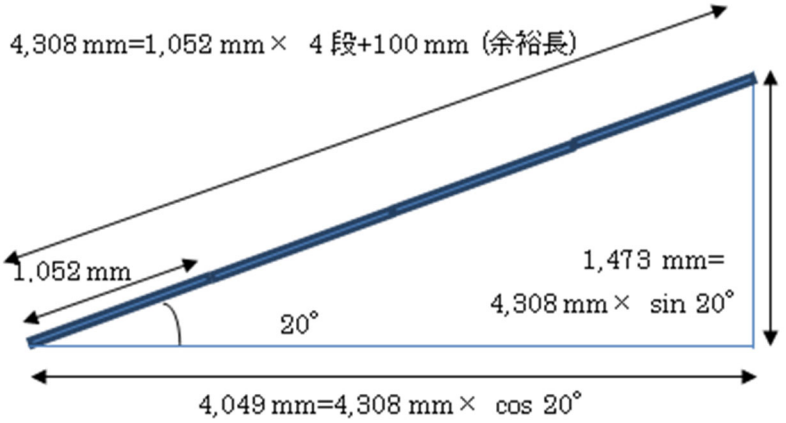
太陽光モジュールを架台に載せるときには、3～5 段積みにすることが一般的である。前掲の表 3-63 で示した通り、日射エネルギーを効率的に取得できるのは傾斜角度 10° 及び 20° の場合であ

る。一例として、4 段積みでの推定される各角度の高さを図 3-94 並びに図 3-95 に示す。傾斜角が 10° から 20° にしたとき、横方向には 200 mm 弱短くなる程度であるのに対し、高さは 700 mm も高くなるので、20° の時には影の影響を受けやすいことが分かる。



出典: 調査団にて作成 (東芝エネルギーシステムズ TA60E375WA/H 4 段積み相当)

図 3-94 太陽光モジュール傾斜角 10°の時の高さ (一例)



出典: 調査団にて作成 (東芝エネルギーシステムズ TA60E375WA/H 4 段積み相当)

図 3-95 太陽光モジュール傾斜角 20°の時の高さ (一例)

北緯 17° 並びに 20° において 1 MW の太陽光発電所に必要な敷地を試算した結果を表 3-66、表 3-67 にそれぞれ示す。両表では、傾斜角を 10° 及び 20° にしたときに、それぞれ 3 段、4 段、5 段積みで架台に載せる計 6 通りのケースで試算している。北緯 17° の地点では、傾斜角 10° で 5 段積みとした時が最も敷地面積が小さく約 12,200 m^2、傾斜角 20° で 5 段積みしたときが最も敷地面積が大きく約 13,700 m^2 となる。北緯 20° の地点では、傾斜角 10° で 5 段積みとした時が最も敷地面積が小さく約 12,300 m^2、傾斜角 20° で 5 段積みしたときが最も敷地面積が大きく約 14,200 m^2 となる。傾斜角 10° で設置した場合には緯度が変わっても必要敷地面積に大きな影響はない。本検討では、1 MW 当たりの必要設置面積を約 12,500 m^2 とする。

また、影の長さについては、太陽高度と太陽方位角から試算している。冬至の影の長さの試算(北緯 17° において傾斜角 10° で 5 段積みの場合)を表 3-68 に示す。同表では、冬至前後の 10 日間の 6 時から 18 時の日陰の長さを算出している。表 3-66 並びに表 3-67 の敷地の試算においては、8 時ないし 16 時時点の影の長さを採用している。

以上の検討に基づき、300 MW のモデル発電所を建設するのに必要な敷地面積は、3.75 km^2 (=300 MW x 12,500 m^2/MW/1,000,000)となる。

表 3-66　1 MW の太陽光発電所の敷地の試算（北緯 17°の地点で傾斜角 10°, 20°で 3～5 段積みの 6 ケース）

太陽光モジュール出力	a	375 W						備考
モデル発電所容量	b	1 MW						
必要枚数	c=b×1,000,000/a	2,667 枚						小数点以下切上げ
1架台の長手方向での長さの上限	d	100 m						1架台を100m以下とした
モジュール寸法 (L)	e	1,769 mm						東芝TA60E375WA/H想定
モジュール寸法 (W)	f	1,052 mm						東芝TA60E375WA/H想定
1架台の長手方向での枚数	g=d×1,000/e	56 枚						
架台の長手方向の長さ	h=e×g/1,000	99 m	99 m	99 m	99 m	99 m	99 m	小数点一位四捨五入
傾斜角	i	10°			20°			
1架台の短手方向での枚数	j	3 枚	4 枚	5 枚	3 枚	4 枚	5 枚	
1架台内の枚数	k=g×j	168 枚	224 枚	280 枚	168 枚	224 枚	280 枚	
架台数	l=c/k	16 架台	12 架台	10 架台	16 架台	12 架台	10 架台	小数点以下切上げ
余裕長	m	100 mm						
架台の短手方向の水平投影長さ	n=(f×j+m)×cosi	3,207 mm	4,308 mm	5,360 mm	3,060 mm	4,308 mm	5,360 mm	小数点以下切上げ
架台の高さ	o=(f×j+m)×sini	566 mm	749 mm	931 mm	1,114 mm	1,474 mm	1,834 mm	
短手方向の影の長さ	太陽高度角より	904 mm	1,196 mm	1,487 mm	1,779 mm	2,354 mm	2,929 mm	冬至の8時、16時
架台間の離隔	p	1,500 mm	1,500 mm	1,500 mm	1,779 mm	2,354 mm	2,929 mm	最低1,500 mmを確保
敷地面積(架台群)の長手方向	q=h	99 m	99 m	99 m	99 m	99 m	99 m	
敷地面積(架台群)の短手方向	r=(n*l+p*(l−1))/1,000	74 m	69 m	68 m	76 m	78 m	80 m	
管理道路の幅	s	14 m						
敷地面積の長手方向	t=q+2*s	127 m	127 m	127 m	127 m	127 m	127 m	架台の四囲に管理用道路
敷地面積の長手方向	u=r+2*s	102 m	97 m	96 m	104 m	106 m	108 m	同上
敷地面積	v=t*u	12,954 m2	12,319 m2	12,192 m2	13,208 m2	13,462 m2	13,716 m2	

出典: 調査団にて作成 (東芝エネルギーシステムズ　TA60E375WA/H を使用したと想定)

表 3-67　1 MW の太陽光発電所の敷地の試算 (北緯 20°の地点で傾斜角 10°, 20°で 3～5 段積みの 6 ケース)

太陽光モジュール出力	a	375 W						備考
モデル発電所容量	b	1 MW						
必要枚数	c=b×1,000,000/a	2,667 枚						小数点以下切上げ
1架台の長手方向での長さの上限	d	100 m						1架台を100m以下とした
モジュール寸法 (L)	e	1,769 mm						東芝TA60E375WA/H想定
モジュール寸法 (W)	f	1,052 mm						東芝TA60E375WA/H想定
1架台の長手方向での枚数	g=d×1,000/e	56 枚						
架台の長手方向の長さ	h=e×g/1,000	99 m	99 m	99 m	99 m	99 m	99 m	小数点一位四捨五入
傾斜角	i	10°			20°			
1架台の短手方向での枚数	j	3 枚	4 枚	5 枚	3 枚	4 枚	5 枚	
1架台内の枚数	k=g×j	168 枚	224 枚	280 枚	168 枚	224 枚	280 枚	
架台数	l=c/k	16 架台	12 架台	10 架台	16 架台	12 架台	10 架台	小数点以下切上げ
余裕長	m	100 mm						
架台の短手方向の水平投影長さ	n=(f×j+m)×cosi	3,207 mm	4,308 mm	5,360 mm	3,060 mm	4,308 mm	5,360 mm	小数点以下切上げ
架台の高さ	o=(f×j+m)×sini	566 mm	749 mm	931 mm	1,114 mm	1,474 mm	1,834 mm	
短手方向の影の長さ	太陽高度角より	1,019 mm	1,348 mm	1,676 mm	2,005 mm	2,653 mm	3,301 mm	冬至の8時、16時
架台間の離隔	p	1,500 mm	1,500 mm	1,676 mm	2,005 mm	2,653 mm	3,301 mm	最低1,500 mmを確保
敷地面積(架台群)の長手方向	q=h	99 m	99 m	99 m	99 m	99 m	99 m	
敷地面積(架台群)の短手方向	r=(n*l+p*(l−1))/1,000	74 m	69 m	69 m	80 m	81 m	84 m	
管理道路の幅	s	14 m						
敷地面積の長手方向	t=q+2*s	127 m	127 m	127 m	127 m	127 m	127 m	架台の四囲に管理用道路
敷地面積の長手方向	u=r+2*s	102 m	97 m	97 m	108 m	109 m	112 m	同上
敷地面積	v=t*u	12,954 m2	12,319 m2	12,319 m2	13,716 m2	13,843 m2	14,224 m2	

出典: 調査団にて作成 (東芝エネルギーシステムズ　TA60E375WA/H を使用したと想定)

表 3-68　冬至の影の長さの試算 (北緯 17°において傾斜角 10°で 5 段積みの場合)

Lcos α		φ	17	その地方の緯度を入力		931		Lが負の数の時には地平線より下に太陽があり、影は生じない。							
		T	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
		δ　t	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0	15	30	45	60	75	90
12月13日	12月12日	-23.1704	-3,045	3,689	1,465	1,041	877	806	786	806	877	1,041	1,465	3,689	-3,045
12月14日	12月13日	-23.2289	-3,045	3,709	1,469	1,043	879	808	788	808	879	1,043	1,469	3,709	-3,045
12月15日	12月14日	-23.2807	-3,045	3,726	1,473	1,046	881	810	789	810	881	1,046	1,473	3,726	-3,045
12月16日	12月15日	-23.3255	-3,045	3,741	1,477	1,048	883	811	790	811	883	1,048	1,477	3,741	-3,045
12月17日	12月16日	-23.3635	-3,045	3,754	1,480	1,049	884	812	791	812	884	1,049	1,480	3,754	-3,045
12月18日	12月17日	-23.3946	-3,045	3,765	1,482	1,051	885	813	792	813	885	1,051	1,482	3,765	-3,045
12月19日	12月18日	-23.4188	-3,045	3,773	1,484	1,052	886	814	793	814	886	1,052	1,484	3,773	-3,045
12月20日	12月19日	-23.4361	-3,045	3,779	1,486	1,053	886	814	793	814	886	1,053	1,486	3,779	-3,045
12月21日	12月20日	-23.4465	-3,045	3,783	1,486	1,053	887	814	794	814	887	1,053	1,486	3,783	-3,045
12月22日 (冬至	12月21日	-23.45	-3,045	3,784	1,487	1,053	887	815	794	815	887	1,053	1,487	3,784	-3,045
12月23日	12月22日	-23.4466	-3,045	3,783	1,486	1,053	887	814	794	814	887	1,053	1,486	3,783	-3,045
12月24日	12月23日	-23.4363	-3,045	3,779	1,486	1,053	886	814	793	814	886	1,053	1,486	3,779	-3,045
12月25日	12月24日	-23.419	-3,045	3,773	1,484	1,052	886	814	793	814	886	1,052	1,484	3,773	-3,045
12月26日	12月25日	-23.3949	-3,045	3,765	1,482	1,051	885	813	792	813	885	1,051	1,482	3,765	-3,045
12月27日	12月26日	-23.3639	-3,045	3,754	1,480	1,049	884	812	791	812	884	1,049	1,480	3,754	-3,045
12月28日	12月27日	-23.3259	-3,045	3,742	1,477	1,048	883	811	790	811	883	1,048	1,477	3,742	-3,045
12月29日	12月28日	-23.2812	-3,045	3,726	1,473	1,046	881	810	789	810	881	1,046	1,473	3,726	-3,045
12月30日	12月29日	-23.2295	-3,045	3,709	1,469	1,043	879	808	788	808	879	1,043	1,469	3,709	-3,045
12月31日	12月30日	-23.171	-3,045	3,690	1,465	1,041	877	806	786	806	877	1,041	1,465	3,690	-3,045
1月1日(元旦)	1月1日	-23.0317	-3,045	3,644	1,454	1,035	873	802	782	802	873	1,035	1,454	3,644	-3,045
1月2日	1月2日	-22.9526	-3,045	3,618	1,448	1,031	870	800	780	800	870	1,031	1,448	3,618	-3,045

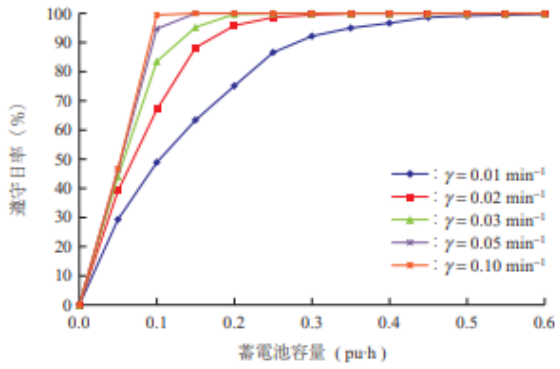
出典: 調査団にて作成 (東芝エネルギーシステムズ　TA60E375WA/H を使用したと想定)

■　蓄電池のシステム構成と容量の設定

風力発電と同様、太陽光発電所は、短周期変動共に長周期変動にも対応するべくシステムを構築するのが一般的である。

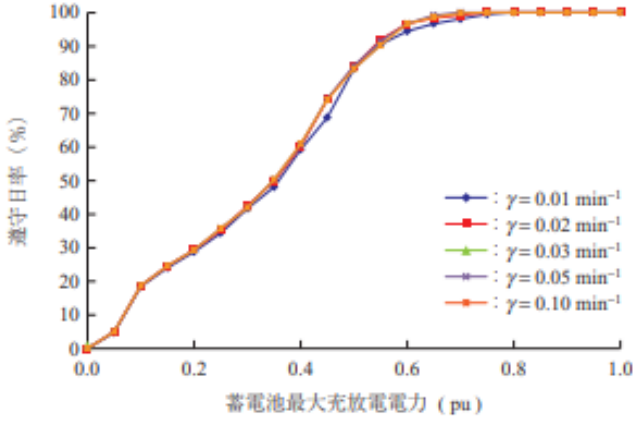
そのため、風力発電の検討で図 3-79 と図 3-80 で説明したのと同様、本調査では、短、長周期変動用蓄電池分離システムを前提として短、長周期変動用の蓄電池容量を提案する。

蓄電池容量と遵守日率の関係を図 3-96 に示す。太陽光発電においては、日中の全時刻で平滑化制約条件を遵守できた日の数(以下、遵守日数)に着目して、蓄電池容量を検討する手法がある。また、γ は系統供給電力変化率制限値を示し、γ の値が大きい場合は制約が緩いことになる。図 3-96 では、$\gamma = 0.01\ \mathrm{min}^{-1}$ の場合では約 0.5 pu·h、$\gamma = 0.10\ \mathrm{min}^{-1}$ の場合、約 0.1 pu·h の容量が必要であることが分かる。本検討ではより厳しい条件として 0.5 pu·h とした。また、蓄電池最大充放電電力と遵守日率の関係を図 3-97 に示す。蓄電池最大充放電電力は 0.8 pu とした。



出典: 大規模太陽光発電所向け蓄電池制御技術の開発 IHI 技報　Vol. 55 No. 4 2015)

図 3-96　蓄電池容量と遵守日率の関係



出典: 大規模太陽光発電所向け蓄電池制御技術の開発 IHI 技報 Vol. 55 No. 4 2015)

図 3-97　蓄電池最大充放電電力と遵守日率の関係

上述の検討を踏まえ、本調査では、0.8 pu の範囲で太陽光発電所の短時間変動を調整可能とし、太陽光発電に対して 0.5 pu·h の容量を持つとした。すなわち、モデル発電所の容量を 300 MW とした場合の短周期変動用の蓄電池最大充放電電力及び蓄電池容量は、240 MW (=300*0.8)、150 MWh (=300*0.5)となる。

長周期変動に対しては、本調査では 0.2 pu、3 時間で対応可能と想定した。すなわち、モデル発電所の容量を 300 MW とした場合の長周期変動用の蓄電池の最大充放電電力及び蓄電池容量は、60 MW(=300*0.2)かつ 180 MWh (=60*3)となる。

■　建設適地について

本検討では太陽光発電の適地は設定しない。別途、FS を実施して、その FS の中で適地が選定されるものとする。

ただし、風力発電と太陽光発電はいずれも広い敷地面積を要求するために現に土地利用されていない地点での設置が望ましいこと、ス国北部において賦存量があることからお互い競合する関係にあるので、建設地選定はそれぞれの将来計画を考慮することが必要である。

そのため、事業規模、投資効率、社会環境配慮などの多角的な観点から風力発電と太陽光のいずれを建設するべきかについて検討を進めるべきである。

■　送電線との連系

上述のとおり太陽光発電の適地は本調査では設定していないが、モロウェからエジプト国境、もしくは、ハルツームからポートスーダンまでの既設の 220 kV 送電線と接続することを想定し、既設送電線と太陽光発電所間の距離を 30 km 程度とした。費用等については、低損失電線の項にて検討した。

■　年間発電電力量の推定

太陽光発電の年間発電電力量は、簡易的には以下の式で算出される。

$$Ep = H \times K \times P / I$$

Ep: 年間予想発電量 (kWh/年)

H: 設置面の 1 年あたりの年平均日射量 (kWh/m²)

K: 損失係数・約 70%(モジュールの種類、受光面の汚れ等で多少変化。)

年平均セルの温度上昇による損失・約 15%

パワーコンディショナによる損失・約 8%

配線、受光面の汚れ等の損失・約 7%

P: システム容量 (kW)

I; 標準状態における日射強度 (kW/m²)=1 kW/m²

よって、前述のとおり、ス国での年平均日射量は 2,600 - 2,700 kWh/m^2 であるから、保守的に 2,600 kWh/m^2 を前提として試算すると、300 MW の太陽光発電所で 546,000,000 kWh (=2,600 kWh/m^2 ×70%×300,000 kW÷1 kW/m^2)となる。

■ CAPEX の推定

費用の見積は非公開とした。

図 3-98

■ OPEX 費用の推定

費用の見積は非公開とした。

表 3-69

図 3-99

■ 20 年間の総費用の試算

費用の見積は非公開とした。

表 3-70

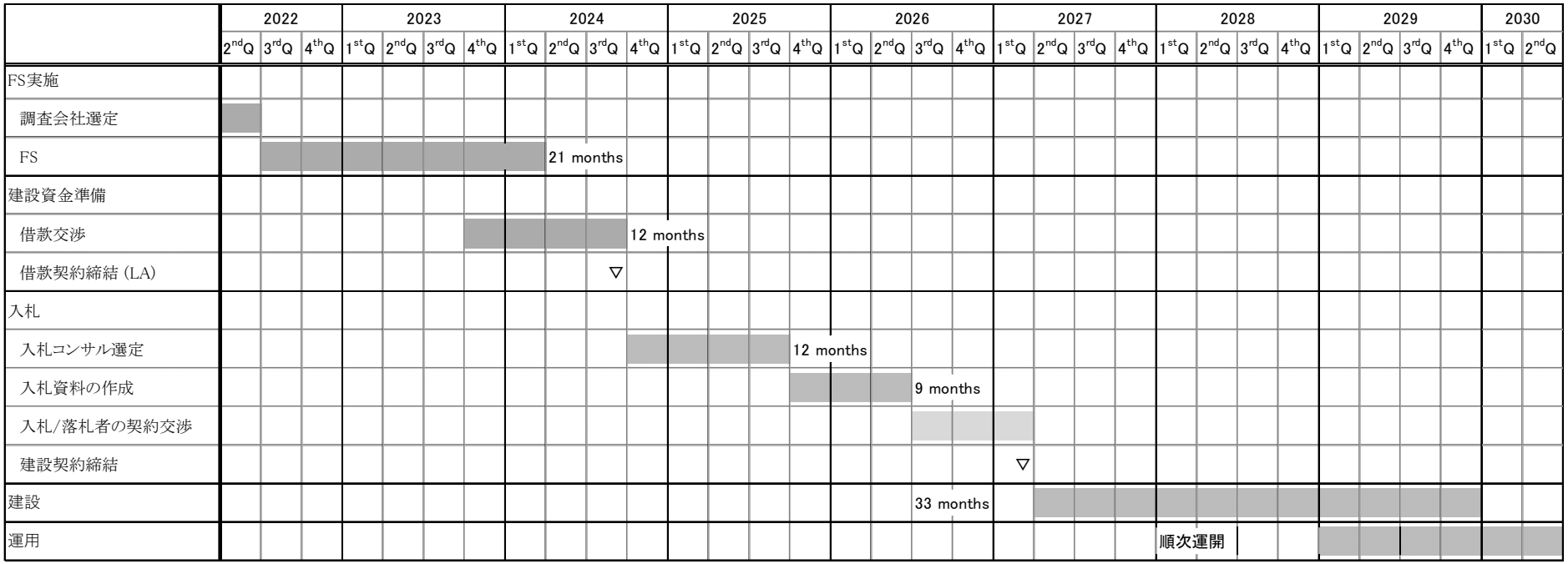
■ 太陽光発電導入への工程

円借款を活用して 300 MW 規模の太陽光発電所を建設するための工程案を表 3-71 に示す。無駄時間がなく導入が進んだ場合、2029 年の初めから順次太陽電池が稼働し始め、2029 年の終わりに建設が完了すると想定される。

FS は適地の選定、候補地での地質調査や地形測量、EIA、系統解析などを実施することを想定し、21 か月とした。入札コンサルの選定、入札は、円借款事業での標準的な月数にて想定した。

太陽光発電では、ハルツームからそれほど離れていない地点ですでに 220 kV が敷設されている個所へ設置するものとし、系統との接続には大きな障害は無いとしている。

表 3-71　太陽光発電導入の工程案（300 MW 規模。円借款想定）

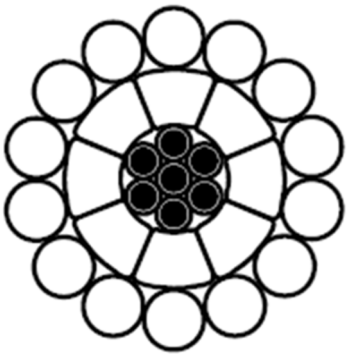
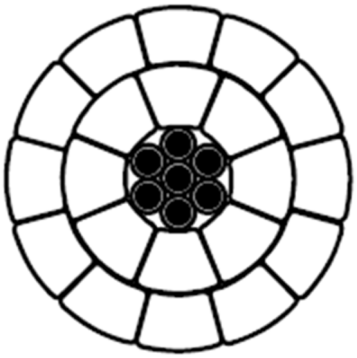


出典: 調査団にて作成

(4) 低損失電線の導入

低損失電線には、従来電線と外形および電線重量が同等の Type-1 と外形のみ同等の Type-2 がある。表 3-72 に Type-1 および Type-2 の特徴を示す。

表 3-72 Type-1 および Type-2 の特徴

	Type-1	Type-2
断面図		
外径	従来電線と同等	従来電線と同等
電線重量	従来電線と同等	従来電線より約10%増
弛度	従来電線と同等	従来電線より若干増
送電損失低減効果	約15%	約25%
特徴	既設鉄塔に適用可能	損失低減効果大

出典: メーカーヒアリングを基に調査団作成

既設送電線や計画送電線における低損失電線の適用検討には、既設の負荷容量や計画送電線の送電容量等のデータが必要であるが、本調査ではこれらデータは開示されなかった。従って、本検討では、3.7.2 (1)～(3)で検討されている新設発電所から既設変電所間の新設送電線を検討対象とする。検討手法は、従来電線と低損失電線におけるライフサイクルコスト (Life cycle cost。以下、LCC)の経済性比較である。尚、ここでいう LCC とは、イニシャルコストとランニングコスト (毎年発生する送電損失(Wh)に電気代を乗じたもの)を合算したものである。

1) 前提条件の整理

① 新設発電所の概要

始めに、LCC 算出に必要な前提条件を整理する。本検討で対象としている新設発電所は、3.7.2 (1)～(3)で検討されている発電所の内、設備容量が明確である GTCC 発電所、風力発電所、および太陽光発電所である。各々の発電所の概要は、表 3-73 の通りである。

表 3-73 新設発電所の概要

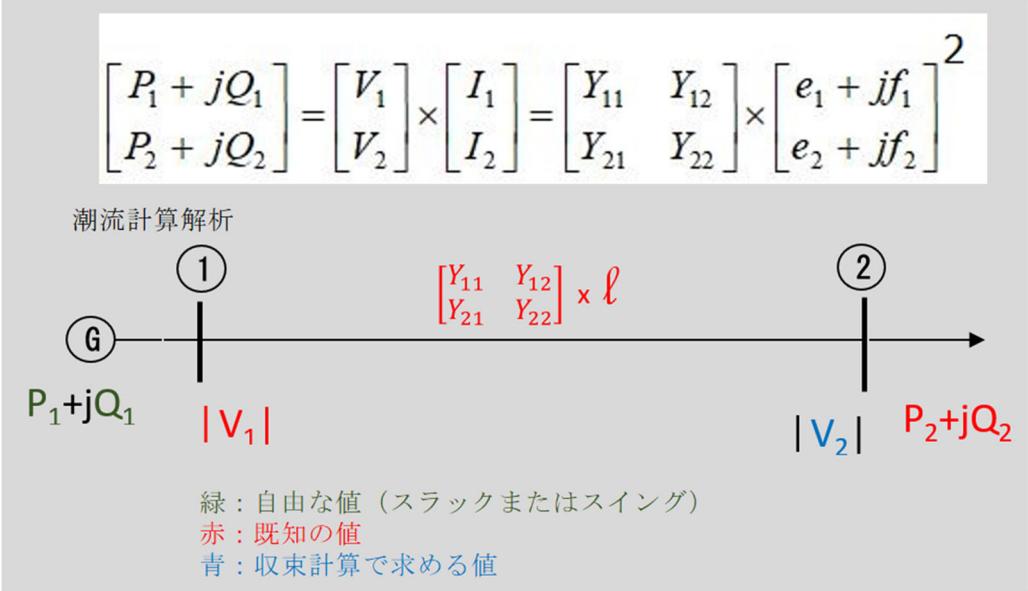
	GTCC発電所	風力発電所	太陽光発電所
サイト	未定	未定	未定
設備容量 [MVA]	300	300	300
利用率(想定値) [%]	85	30	20

出典: 調査団にて作成

② 電圧階級・電線サイズ・送電線延長

次に、前述した新設発電所の発電容量 (300 MVA)が送電可能な電圧階級、電線サイズおよび送電線延長を算出する。尚、全発電所のサイトが未定のため、送電線延長は理論上の送電可能距

離 (最大値)とする。本計算では、図 3-100 に示す Newton-Raphson 収束法を用いた潮流計算手法を用いる。

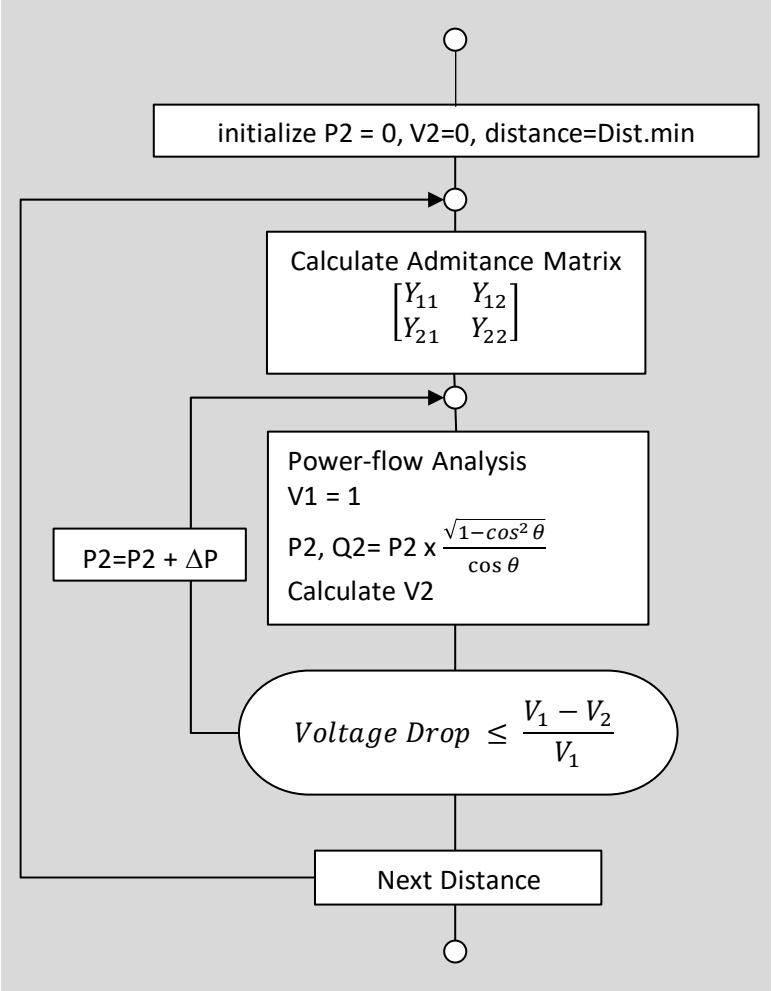


【凡例】
P: 有効電力、Q: 無効電力、V: 電圧、I: 電流、Y: アドミタンス、e: 電圧の実部、
f: 電圧の虚部、ℓ: 送電距離

出典: 調査団にて作成

図 3-100 Newton-Raphson 収束法

本計算のフローチャートは図 3-101 に示す通りである。



出典: 調査団にて作成

図 3-101 本計算のフローチャート

Newton-Raphson 収束法の計算に必要な線路定数は、図 3-102 の計算式によりで算出した。

抵抗値

$$R = R_{20} \times \{1 + \alpha \cdot (t - 20)\} / n$$

R_{20}	ohm/km	20deg.Cに於ける直流抵抗値
α		抵抗温度係数
t	deg.C	温度
n	nos.	多導体の導体数

PUへの換算

$$R_{PU} = R \times \frac{MVA_{base}}{V^2}$$

R_{PU}		抵抗値のPU換算値
R	ohm	抵抗値
MVA_{base}	MVA	PU換算の基準容量
V	kV	線路電圧

インダクタンス

$$L = \frac{0.05}{n} + 0.4605 \times log_{10}\left(\frac{D}{\sqrt[n]{r \cdot d^{n-1}}}\right)$$

L	mH/km	インダクタンス
D	m	回線内の幾何学的電線間等価距離
d	m	多導体の導体間距離
r	m	電線の半径
n	nos.	多導体の導体数

$$X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L$$

$$X_{PU} = X \times \frac{MVA_{base}}{V^2}$$

X	ohm	リアクタンス
f	Hz	周波数
L	mH	インダクタンス
X_{PU}		リアクタンスのPU換算値
MVA_{base}	MVA	PU換算の基準容量
V	kV	線路電圧

キャパシタンス

$$C = \frac{0.02413}{log_{10}\frac{D}{\sqrt[n]{r \cdot d^{n-1}}}}$$

C	μF/km	キャパシタンス
D	m	回線内の幾何学的電線間等価距離
d	m	多導体の導体間距離
r	m	電線の半径
n	nos.	多導体の導体数

$$Y = \frac{1}{2\pi \cdot f \cdot C}$$

$$Y_{PU} = Y \times \frac{V^2}{MVA_{base}}$$

Y	phm	アドミタンス
f	Hz	周波数
C	μF	キャパシタンス
Y_{PU}		アドミタンスのPU換算値
MVA_{base}	MVA	PU換算の基準容量
V	kV	線路電圧

出典: 調査団にて作成

図 3-102　線路定数の算出

また、電線の許容電流およびコロナ臨界電圧は、それぞれ図 3-103 および図 3-104 に示す計算式により算出した。

電線の熱放射係数（ステアン・ボルツマンの法則）

$$h_r = \frac{0.000567}{\theta} \cdot \left\{ \left(\frac{273 + T + \theta}{100} \right)^4 + \left(\frac{273 + T}{100} \right)^4 \right\} \quad \left(\frac{W}{deg.C \cdot cm^2} \right)$$

熱対流係数（ライスの実験式）

有風時：一般的に 0.5m/sec が用いられる。

$$h_w = \frac{0.00572}{\left(273 + T + \frac{\theta}{2} \right)^{0.123}} \cdot \sqrt{\frac{v}{D}}$$

無風時：　$h_w = 0.00035 \cdot \sqrt{\frac{v}{D}}$

表皮効果と鉄損を無視した場合の許容電流

$$I_d = 560.5 \cdot \sqrt{\frac{\left\{ h_w + \left(h_r - \frac{W_s}{\pi \cdot \theta} \right) \cdot \varepsilon \right\} \cdot D \cdot \theta}{R_t}}$$

表皮効果係数、 K1

$$X = \frac{D + 2 \cdot d}{(D + d)} \cdot 0.01 \cdot \sqrt{\frac{8 \cdot \pi \cdot f \cdot (D - d)}{(D + d) \cdot R_t}}$$

$$K_1 = 0.99609 + 0.018578 \cdot X - 0.030263 \cdot X^2 + 0.020735 \cdot X^3$$

鉄損係数(アルミの奇数層にのみ適用)、K2

$$\delta = \frac{I_d}{A}$$

$$K_2 = 0.99947 + 0.028895 \cdot \delta - 0.0059348 \cdot \delta^2 + 0.00042259 \cdot \delta^3$$

$$K = K_1 + K_2$$

表皮効果と鉄損を考慮した許容電流

$$I_d = 560.5 \cdot \sqrt{\frac{\left\{ h_w + \left(h_r - \frac{W_s}{\pi \cdot \theta} \right) \cdot \varepsilon \right\} \cdot D \cdot \theta}{K \cdot R_t}}$$

D	cm	電線の外形	
d	cm	電線の鋼芯径	
A	sq. mm	電線の断面積	
R_{dc}	ohm/km	20deg. Cに於ける直流抵抗値	
α	1/deg. C	抵抗温度係数	
T	deg. C	最高周囲温度	
θ	deg. C	許容温度上昇値	
v	m/sec	風速	0.5
Ws	W/cm2	太陽光エネルギー	0.1
ε		電線の表面反射係数	0.9
f	Hz	周波数	
Rt	ohm	温度補正後の直流抵抗値	

出典: 調査団にて作成

図 3-103　電線の許容電流の算出

標高［h］における空気密度は；

$$\delta = \frac{0.386 \cdot b}{273 + t}$$

$$b = 760 \times exp\left\{\frac{-h}{7.991 \cdot (1 + \alpha \cdot t) \cdot 1000}\right\}$$

δ	kg/m3	空気密度
b	mm	気圧の水銀柱表示
t	deg.C	温度
α		空気膨張係数
n	nos.	多導体の導体数
m_0		電線の表面係数 - 単線 1 to 0.93 - 7 本より線 0.87to 0.83 - 19～61本より線 0.85 to 0.8
m_1		天候係数 - 晴天 1.0 - 雨天 0.8
D	m	回線内の幾何学的電線間等価距離
r	m	電線半径
d	m	多導体の導体間距離
h	m	標高

コロナ臨界相電圧

$$E_0 = \frac{n \times 48.6 \cdot m_0 \cdot m_1 \cdot \delta \cdot r \cdot log_{10}\frac{D}{\sqrt[n]{r \cdot d^{n-1}}}}{1 + \frac{2 \cdot (n-1) \cdot r}{d} \cdot sin\frac{\pi}{n}} \quad (kV)$$

線間電圧は、

$$V_0 = \sqrt{3} \cdot E_0 \quad (kV)$$

出典: 調査団にて作成

図 3-104　コロナ臨界電圧の算出

前述までの計算式を基に 300 MVA の送電に必要な電線サイズを、表 3-24 で示したス国で一般的に使用されている電線サイズ毎に算出した結果を整理すると表 3-74 の通りとなる。尚、それぞれの算出結果を添付資料 2 に添付した。

表 3-74　300 MVA の送電に必要な電線サイズ

電圧	ス国で使用されている電線サイズ	算出結果				備考
		300 MVA の送電に必要な電線サイズ	最大送電距離	経済性	施工性	
500kV	ACSR 325 mm² x 4	ACSR 325 mm² x 6	約 480 km	△	△	
220kV	ACSR 480 mm² x 1	ACSR 480 mm² x 2	約 40 km	○	◎	
	ACSR 400 mm² x 1	ACSR 400 mm² x 2	約 40 km	○	◎	
	ACSR 240 mm² x 2	ACSR 240 mm² x 2	約 30 km	◎	◎	110 kV~500 kV 送電線の中では最も経済性に優れる。
110kV	ACSR 240 mm² x 2	ACSR 240 mm² x 4	約 10 km	○	○	
66kV	ACSR 350 mm² x 2	ACSR 350 mm² x 6	約 1 km	△	△	導体数が多く最大送電距離が僅少のため、現実的でない。
	ACSR 240 mm² x 2	ACSR 240 mm² x 6	約 1 km	△	△	
	ACSR 150 mm² x 1	ACSR 150 mm² x 8	約 1 km	△	△	
	ACSR 95 mm² x 1	送電不可	-	-	-	

凡例; ◎:大変良い、○:良い、△:悪い
出典: 調査団にて作成

上表より、220 kV の ACSR 240 mm² x 2 が経済性・施工性共に最も優れている。従って、本検討で用いる電圧階級・電線サイズ・送電線延長は表 3-75 の通り設定する。

表 3-75　電圧階級・電線サイズ・送電線延長

電圧階級	電線サイズ	送電線延長
220 kV	ACSR 240 mm² x 2	30 km

出典: 調査団にて作成

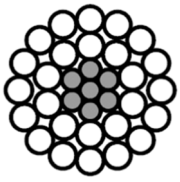
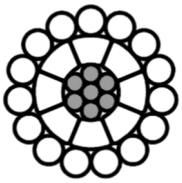
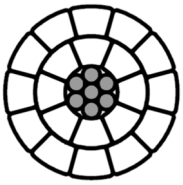
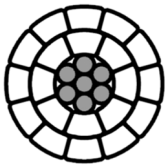
③　回線数

回線数は、冗長性を確保するため N-1 基準を適用して 2 回線 (内、1 回線は予備)とする。

④ 電線仕様

本検討で使用する電線の詳細仕様は、表 3-76 の通りである。

表 3-76 電線の詳細仕様

		従来電線	低損失電線		
			Type-1	Type-2	Type-2’
線種		ACSR Hawk	LL-ACSR/AS 270/30 mm^2	LL-ACSR/AS 320 mm^2	LL-ACSR/AS 236 mm^2
外径 (mm)		21.78	21.78	21.78	19.45
断面積 (mm^2)	アルミ線	241.7	273.6	315.0	236.4
	鋼心	39.1	30.4	26.6	33.0
	合計	280.8	304.0	341.6	269.4
重量 (kg/km)		976.5	972.0	1,065.0	892.0
20℃における直流抵抗値 (Ohm/km)		0.1196	0.1028	0.0905	0.1190
断面図					
備考		ACSR240 mm^2 相当	従来電線と外形・重量が同等	従来電線と外形が同等	従来電線と電気抵抗 (20℃における直流抵抗値) が同等

出典: メーカーヒアリングを基に調査団にて作成

⑤ ライフサイクル期間

最大許容温度で使用し続けた場合に引張強さが初期値の 90%まで落ちる期間がおおよそ 40 年とされており、これが送電線の寿命の一つの考えとされている。従って、本検討ではライフサイクル期間を 40 年とする。

2) 従来電線と低損失電線の LCC 比較

低損失電線は、その性質から従来電線と電気抵抗を同等にして外径・重量を小さくするものや、外径・重量を従来電線と同等にして電気抵抗を小さくするものが製造可能である。従って、従来電線と低損失電線の比較検討には、以下の 3 つのケースが考えられる。

・ケース 1: 電気抵抗を同等とした場合

・ケース 2: 電線の外径・重量を同等とした場合

・ケース 3: 電線の外径を同等とした場合

上記の各ケースについて、前項の前提条件を基に従来電線と低損失電線の比較検討を実施する。

① ケース 1: 電気抵抗を同等とした場合

低損失電線を従来電線と同等の電気抵抗とすることで、電線の外径・重量を小さくしてコンパクト化することか可能である。これにより、鉄塔および基礎費用を抑えることができる。一方で、電気抵抗が同等のため、送電損失およびランニングコストは同等となる。従って、本ケースでは、従来電線と低損失電線 (Type-2')のイニシャルコストのみを比較検討する。尚、ここでいうイニシャルコストは、従来電線と低損失電線で費用が増減するコスト (電線コスト、鉄塔コスト、基礎コスト)のみとする。以下に検討結果を示す。

表 3-77 ケース 1 における前提条件

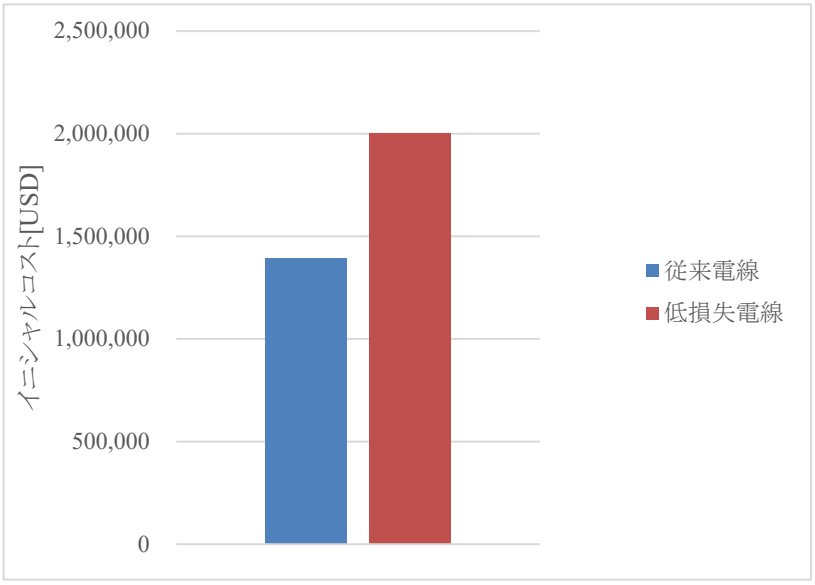
送電線延長 (km)	30
回線数	2
導体数	2
導体延長 (予備回線含む) (km)	360

出典: 調査団にて作成

表 3-78 ケース 1 における従来電線と低損失電線の比較表

	従来電線		低損失電線		備考
線種	ACSR 240mm^2(Hawk)		LL-ACSR/AS236mm^2(Type-2')		
重量	976.5	kg/km	892	kg/km	メーカーヒアリング
電線コスト単価	3.8	USD/m	5.5	USD/m	メーカーヒアリング
電線コスト	1,368,000	USD	1,980,000	USD	
鉄塔コスト	16,200	USD	14,798	USD	過去のアフリカにおける送電線プロジェクトを基に算出
基礎コスト	6,649	USD	6,074	USD	過去のアフリカにおける送電線プロジェクトを基に算出
イニシャルコスト	1,390,849	USD	2,000,872	USD	電線コスト+鉄塔コスト+基礎コスト

出典: メーカーヒアリングを基に調査団にて作成



出典: 調査団にて作成

図 3-105 ケース 1 における従来電線と低損失電線のイニシャルコスト

上記より、本ケースの場合は、従来電線の方が低損失電線よりも経済性に優れる。従来電線のイニシャルコストは、低損失電線のイニシャルコストの約 69.5%である。

② ケース 2: 電線の外径・重量を同等とした場合

低損失電線の外径および重量を従来電線と同等にすることで、電気抵抗が小さくなり送電損失およびランニングコストを抑えることが可能である。本ケースでは、従来電線と低損失電線 (Type-1)の LCC を比較検討する。尚、電線の重量が同等のため、鉄塔および基礎コストも同等となる。従って、本ケースのイニシャルコストは電線コストのみとする。以下に検討結果を示す。

表 3-79　ケース 2 における前提条件

区間	300 MW新設発電所ー既設変電所間	
送電線延長	30	km
回線数	2	
送電回線数	1	
導体数	2	
導体延長	180	km
導体延長（予備回線含）	360	km
送電容量	300	MVA
送電電圧	220	kV
1導体当たりの送電電流	393	A
ス共和国の平均電気代	0.015	USD/kWh

補足：ス国の平均電気代は、“From Subsidy to Sustainability: Diagnostic Review of Sudan’s Electricity Sector” Final report より。
出典: 調査団にて作成

表 3-80　ケース 2 における従来電線と低損失電線の比較表 (ガスタービン発電所)

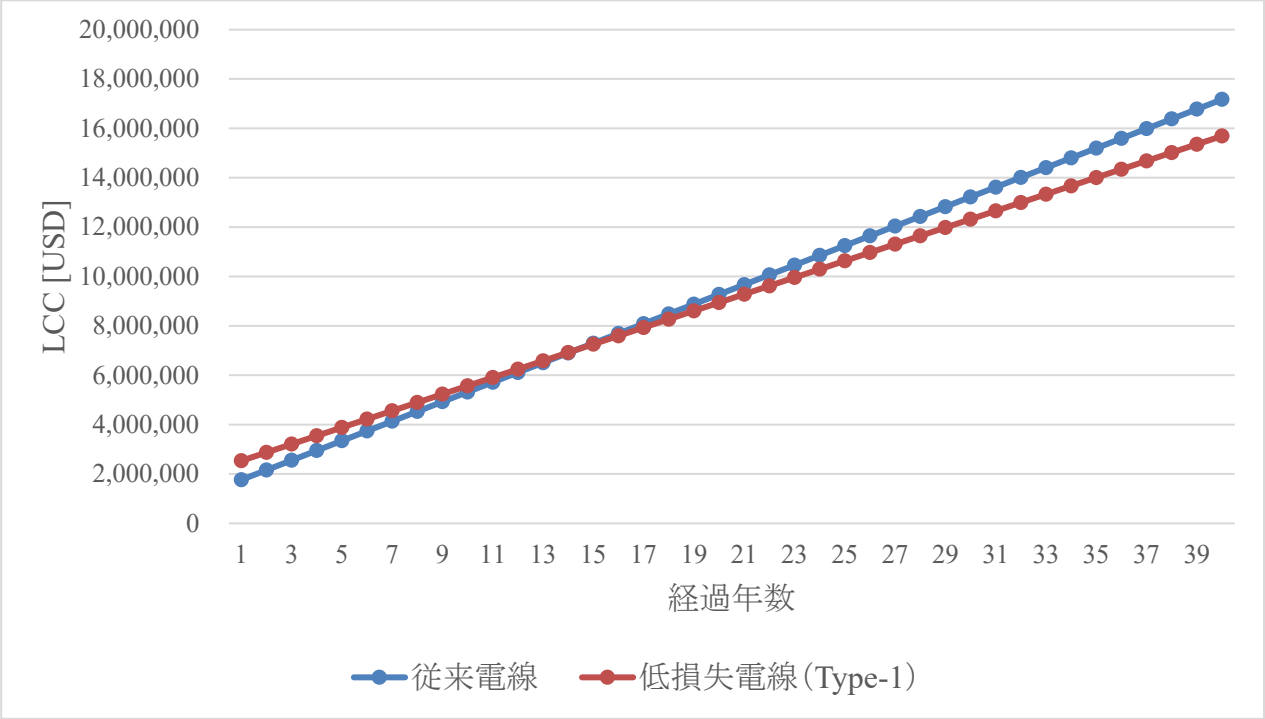
	従来電線		低損失電線		備考
線種	ACSR 240mm^2(Hawk)		LL-ACSR/AS270/30mm^2(Type-1)		
抵抗値（393A）	0.1422	Ω/km	0.1214	Ω/km	メーカーヒアリング
送電損失	3,953	kW	3,375	kW	
年負荷率	0.85		0.85		ガスタービン発電所の利用率
損失係数	0.761		0.761		年負荷率による係数；電気工学ハンドブック P.1220より
送電損失/年	26,343,464	kWh/年	22,491,574	kWh/年	電気工学ハンドブック P.1220より
送電損失コスト/年	395,152	USD/年	337,374	USD/年	
電線コスト単価	3.8	USD/m	6.1	USD/m	メーカーヒアリング
電線コスト	1,368,000	USD	2,196,000	USD	

出典: メーカーヒアリングを基に調査団にて作成

表 3-81 ケース 2 における従来電線と低損失電線の LCC 比較表 (ガスタービン発電所)

従来電線	初期費用	経過年数						合計
		1	10	14	15	30	40	
送電損失コスト		395,152	395,152	395,152	395,152	395,152	395,152	15,806,078
電線コスト	1368000	0	0	0	0	0	0	1,368,000
トータルコスト	1,368,000	395,152	395,152	395,152	395,152	395,152	395,152	17,174,078
LCC	1,368,000	1,763,152	5,319,520	6,900,127	7,295,279	13,222,559	17,174,078	17,174,078
低損失電線（Type-1）	初期費用	経過年数						合計
		1	10	14	15	30	40	
送電損失コスト		337,374	337,374	337,374	337,374	337,374	337,374	13,494,944
電線コスト	2196000	0	0	0	0	0	0	2,196,000
トータルコスト	2,196,000	337,374	337,374	337,374	337,374	337,374	337,374	15,690,944
LCC	2,196,000	2,533,374	5,569,736	6,919,230	7,256,604	12,317,208	15,690,944	15,690,944

出典: 調査団にて作成



出典: 調査団にて作成

図 3-106 ケース 2 における従来電線と低損失電線の LCC (ガスタービン発電所)

表 3-82　ケース 2 における従来電線と低損失電線の比較表 (風力発電所)

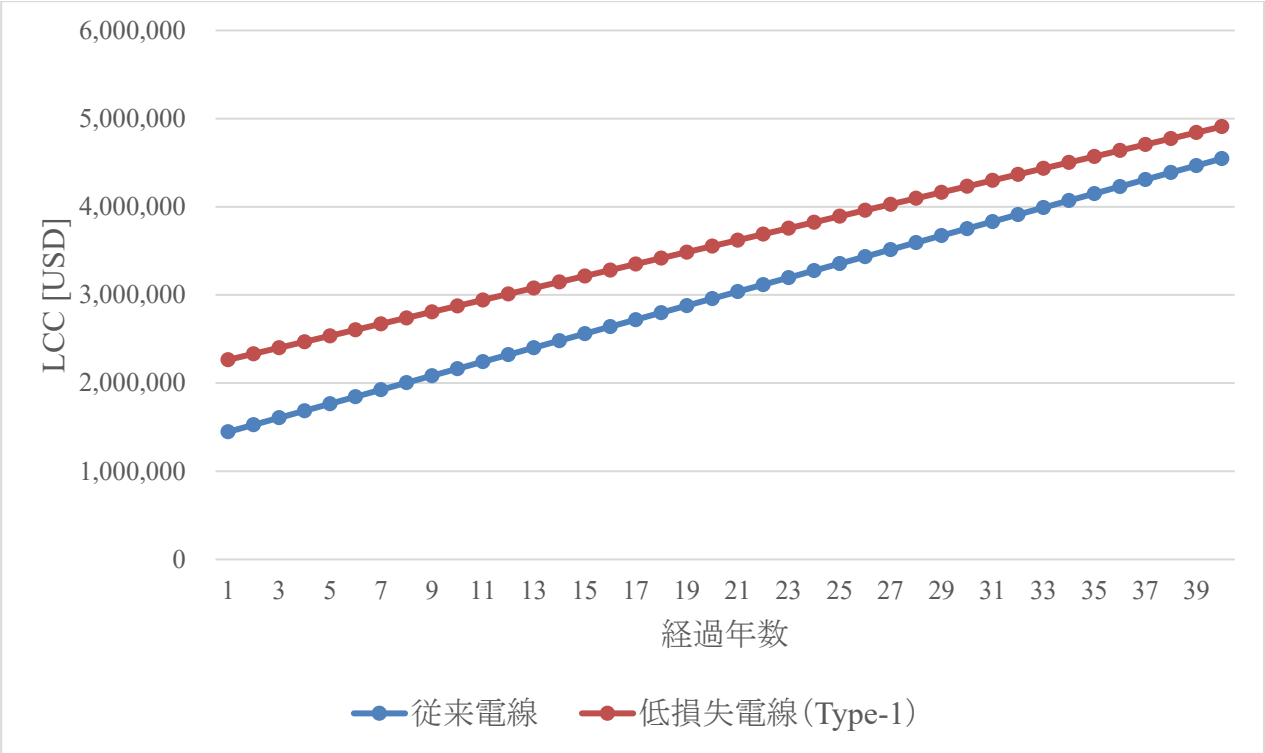
	従来電線		低損失電線		備考
線種	ACSR 240mm^2(Hawk)		LL-ACSR/AS270/30mm^2(Type-1)		
抵抗値（393A）	0.1422	Ω/km	0.1214	Ω/km	メーカーヒアリング
送電損失	3,953	kW	3,375	kW	
年負荷率	0.30		0.30		風力発電所の利用率
損失係数	0.153		0.153		年負荷率による係数；電気工学ハンドブックP.1220より
送電損失/年	5,298,127	kWh/年	4,523,445	kWh/年	電気工学ハンドブックP.1220より
送電損失コスト/年	79,472	USD/年	67,852	USD/年	
電線コスト単価	3.8	USD/m	6.1	USD/m	メーカーヒアリング
電線コスト	1,368,000	USD	2,196,000	USD	

出典: メーカーヒアリングを基に調査団にて作成

表 3-83　ケース 2 における従来電線と低損失電線の LCC 比較表 (風力発電所)

従来電線	初期費用	経過年数					合計
		1	10	20	30	40	
送電損失コスト		79,472	79,472	79,472	79,472	79,472	3,178,876
電線コスト	1368000	0	0	0	0	0	1,368,000
トータルコスト	1,368,000	79,472	79,472	79,472	79,472	79,472	4,546,876
LCC	1,368,000	1,447,472	2,162,719	2,957,438	3,752,157	4,546,876	4,546,876
低損失電線（Type-1）	初期費用	経過年数					合計
		1	10	20	30	40	
送電損失コスト		67,852	67,852	67,852	67,852	67,852	2,714,067
電線コスト	2196000	0	0	0	0	0	2,196,000
トータルコスト	2,196,000	67,852	67,852	67,852	67,852	67,852	4,910,067
LCC	2,196,000	2,263,852	2,874,517	3,553,034	4,231,550	4,910,067	4,910,067

出典: 調査団にて作成



出典: 調査団にて作成

図 3-107 ケース 2 における従来電線と低損失電線の LCC (風力発電所)

表 3-84 ケース 2 における従来電線と低損失電線の比較表 (太陽光発電所)

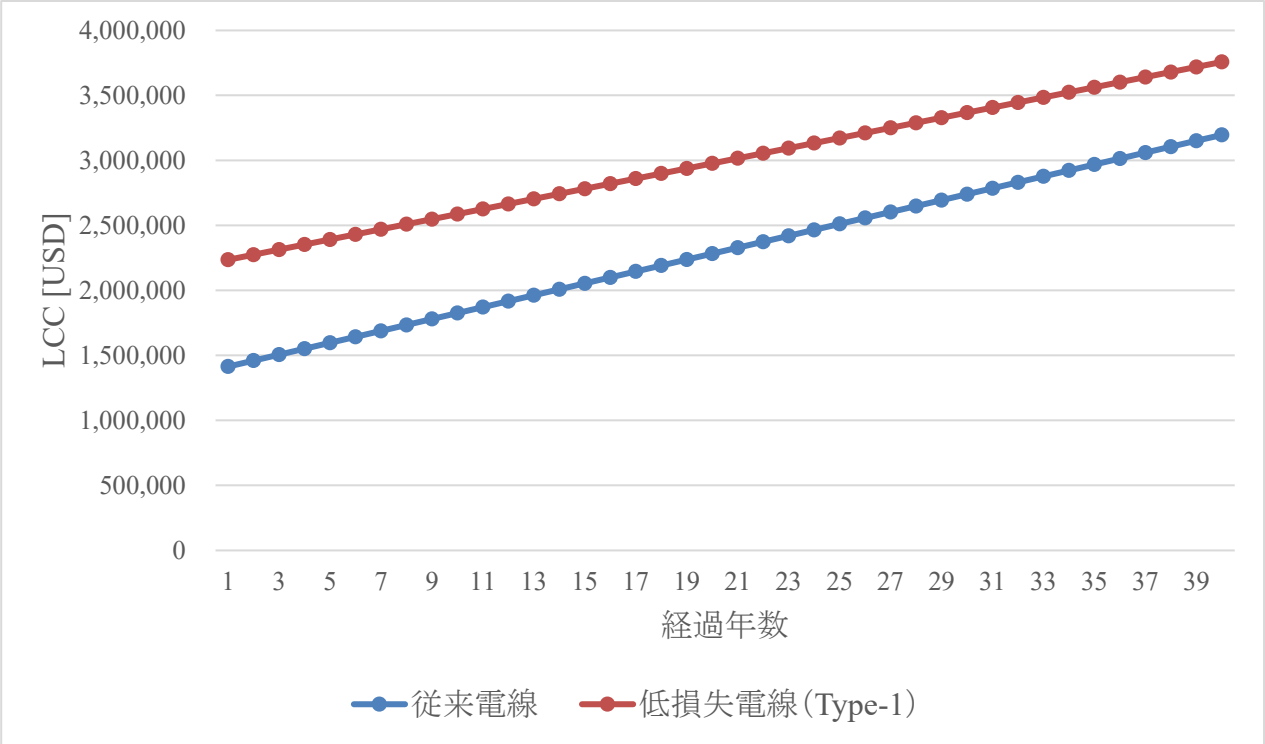
	従来電線		低損失電線		備考
線種	ACSR 240mm^2(Hawk)		LL-ACSR/AS270/30mm^2(Type-1)		
抵抗値（393A）	0.1422	Ω/km	0.1214	Ω/km	メーカーヒアリング
送電損失	3,953	kW	3,375	kW	
年負荷率	0.20		0.20		太陽光発電所の利用率
損失係数	0.088		0.088		年負荷率による係数；電気工学ハンドブック P.1220より
送電損失/年	3,047,289	kWh/年	2,601,720	kWh/年	電気工学ハンドブック P.1220より
送電損失コスト/年	45,709	USD/年	39,026	USD/年	
電線コスト単価	3.8	USD/m	6.1	USD/m	メーカーヒアリング
電線コスト	1,368,000	USD	2,196,000	USD	

出典: メーカーヒアリングを基に調査団にて作成

表 3-85　ケース 2 における従来電線と低損失電線の LCC 比較表 (太陽光発電所)

従来電線	初期費用	経過年数					合計
		1	10	20	30	40	
送電損失コスト		45,709	45,709	45,709	45,709	45,709	1,828,373
電線コスト	1368000	0	0	0	0	0	1,368,000
トータルコスト	1,368,000	45,709	45,709	45,709	45,709	45,709	3,196,373
LCC	1,368,000	1,413,709	1,825,093	2,282,187	2,739,280	3,196,373	3,196,373
低損失電線（Type-1）	初期費用	経過年数					合計
		1	10	20	30	40	
送電損失コスト		39,026	39,026	39,026	39,026	39,026	1,561,032
電線コスト	2196000	0	0	0	0	0	2,196,000
トータルコスト	2,196,000	39,026	39,026	39,026	39,026	39,026	3,757,032
LCC	2,196,000	2,235,026	2,586,258	2,976,516	3,366,774	3,757,032	3,757,032

出典: 調査団にて作成



出典: 調査団にて作成

図 3-108　ケース 2 における従来電線と低損失電線の LCC (太陽光発電所)

以上より、本ケースの場合、ガスタービン発電所から既設変電所間であれば低損失電線の方が従来電線よりも経済性に優れる。送電損失の抑制により電線コストの増分を 15 年で回収することができる。また、低損失電線の LCC は、従来電線の LCC の約 91.4%である。

一方で、風力発電所から既設変電所間および太陽光発電所から既設変電所間では、従来電線の方が低損失電線よりも経済性に優れる。

③　ケース 3: 電線の外径を同等とした場合

低損失電線の外径を従来電線と同等にすることで、電気抵抗が小さくなり送電損失およびランニングコストを抑えることが可能である。また、ケース 2 に比べると低損失電線のアルミ線の面積が大きくなるため、より送電損失を抑えることができる。本ケースでは、従来電線と低損失電線(Type-2)の LCC を比較検討する。尚、電線の重量は低損失電線の方が大きくなるため、鉄塔コストおよび基礎コストも大きくなる。従って、本ケースのイニシャルコストは、従来電線と低損失電線で費用が増減するコスト(電線コスト、鉄塔コスト、基礎コスト)とする。以下に検討結果を示す。

表 3-86　ケース 3 における前提条件

区間	300 MW新設発電所ー既設変電所間	
送電線延長	30	km
回線数	2	
送電回線数	1	
導体数	2	
導体延長	180	km
導体延長（予備回線含）	360	km
送電容量	300	MVA
送電電圧	220	kV
1導体当たりの送電電流	393	A
ス共和国の平均電気代	0.015	USD/kWh

補足:ス国の平均電気代は、“From Subsidy to Sustainability: Diagnostic Review of Sudan’s Electricity Sector” Final report より。
出典: 調査団にて作成

表 3-87　ケース 3 における従来電線と低損失電線の比較表 (ガスタービン発電所)

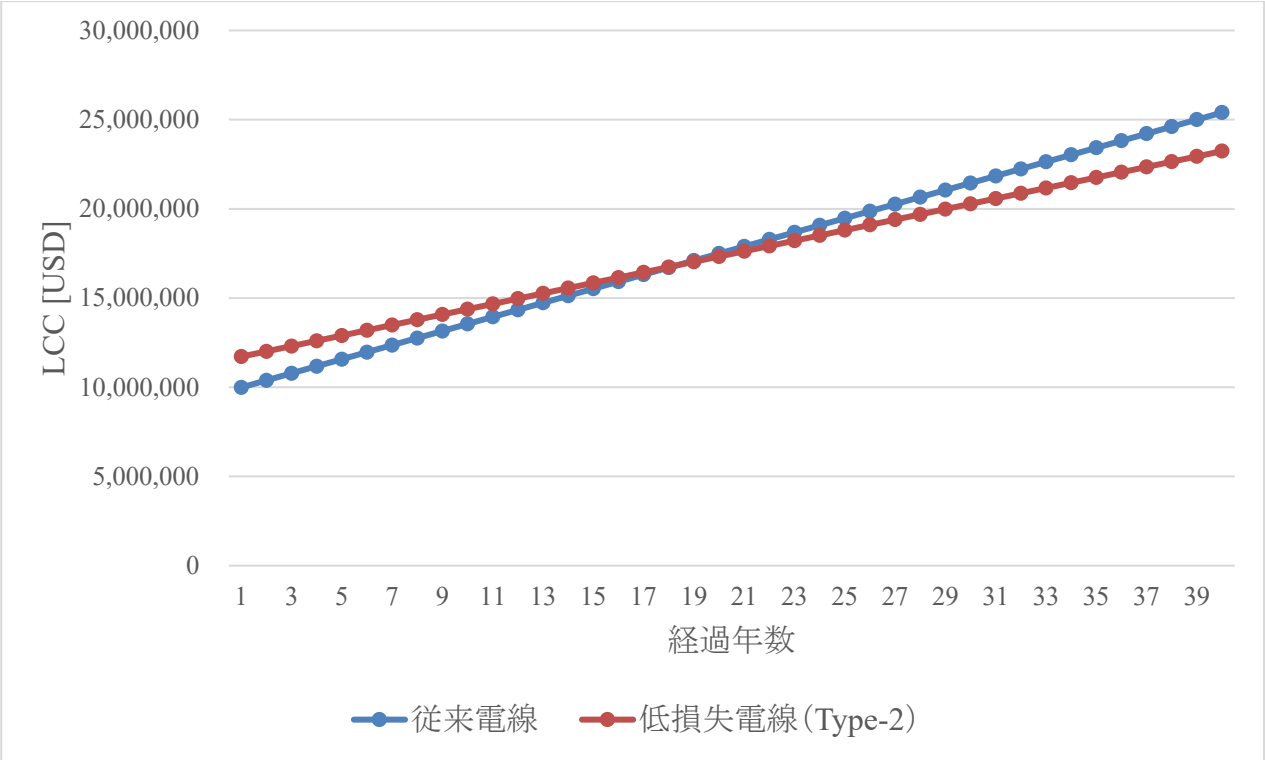
	従来電線		低損失電線		備考
線種	ACSR 240mm^2(Hawk)		LL-ACSR/AS320mm^2(Type-2)		
重量	976.5	kg/km	1065	kg/km	メーカーヒアリング
総重量	351,540	kg	383,400	kg	
抵抗値（393A）	0.1422	Ω/km	0.1063	Ω/km	メーカーヒアリング
送電損失	3,953	kW	2,955	kW	
年負荷率	0.85		0.85		ガスタービン発電所の利用率
損失係数	0.761		0.761		年負荷率による係数；電気工学ハンドブックP.1220より
送電損失/年	26,343,464	kWh/年	19,692,622	kWh/年	電気工学ハンドブックP.1220より
送電損失コスト/年	395,152	USD/年	295,389	USD/年	
電線コスト単価	3.8	USD/m	6.8	USD/m	メーカーヒアリング
電線コスト	1,368,000	USD	2,448,000	USD	
鉄塔コスト	5,832,048	USD	6,360,606	USD	過去のアフリカにおける送電線プロジェクトを基に算出
基礎コスト	2,393,987	USD	2,610,954	USD	過去のアフリカにおける送電線プロジェクトを基に算出

出典: メーカーヒアリングを基に調査団にて作成

表 3-88　ケース 3 における従来電線と低損失電線の LCC 比較表 (ガスタービン光発電所)

従来電線	初期費用	経過年数						合計
		1	10	18	19	30	40	
送電損失コスト		395,152	395,152	395,152	395,152	395,152	395,152	15,806,078
電線コスト	1368000	0	0	0	0	0	0	1,368,000
鉄塔コスト	5,832,048	0	0	0	0	0	0	5,832,048
基礎コスト	2,393,987	0	0	0	0	0	0	2,393,987
トータルコスト	9,594,035	395,152	395,152	395,152	395,152	395,152	395,152	25,400,113
LCC	9,594,035	9,989,187	13,545,555	16,706,770	17,101,922	21,448,594	25,400,113	25,400,113
低損失電線（Type-2）	初期費用	経過年数						合計
		1	10	18	19	30	40	
送電損失コスト		295,389	295,389	295,389	295,389	295,389	295,389	11,815,573
電線コスト	2448000	0	0	0	0	0	0	2,448,000
鉄塔コスト	6360606	0	0	0	0	0	0	6,360,606
基礎コスト	2610954	0	0	0	0	0	0	2,610,954
トータルコスト	11,419,560	295,389	295,389	295,389	295,389	295,389	295,389	23,235,133
LCC	11,419,560	11,714,949	14,373,453	16,736,568	17,031,957	20,281,240	23,235,133	23,235,133

出典: 調査団にて作成



出典: 調査団にて作成

図 3-109 ケース 3 における従来電線と低損失電線の LCC (ガスタービン発電所)

表 3-89 ケース 3 における従来電線と低損失電線の比較表 (風力発電所)

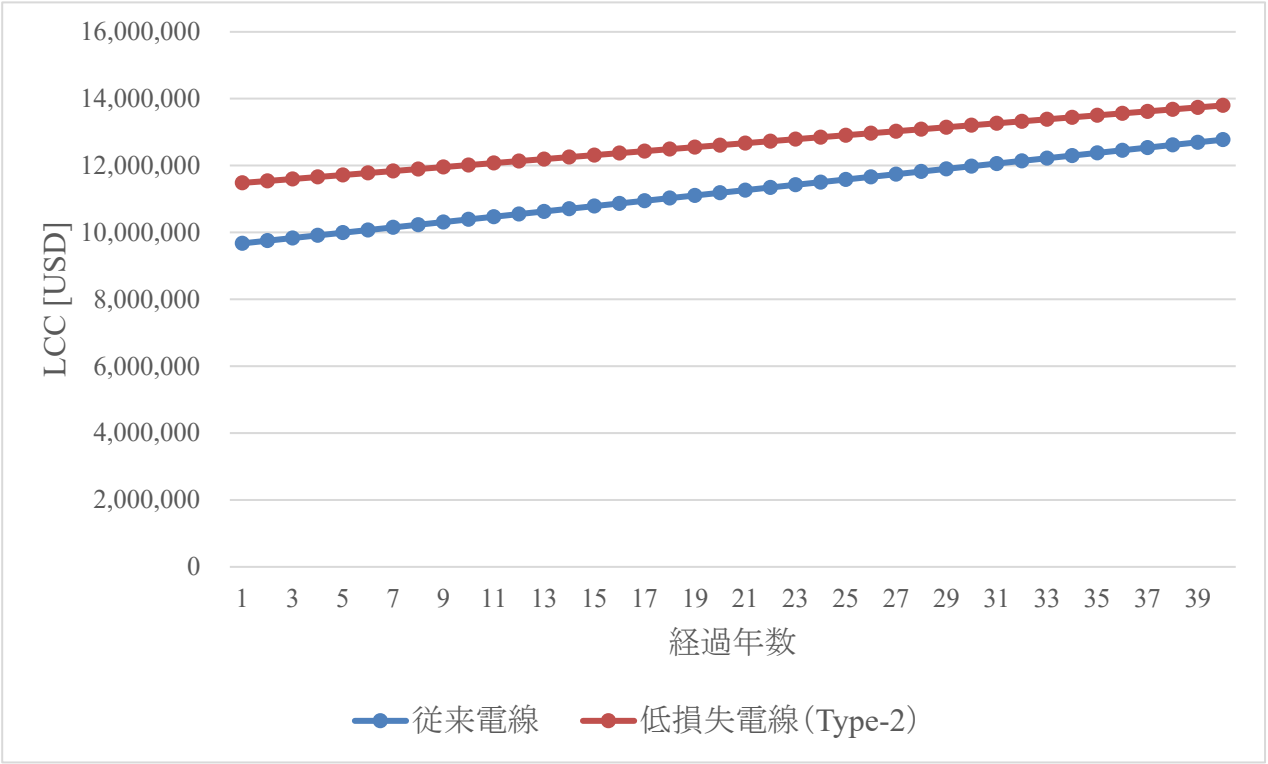
	従来電線		低損失電線		備考
線種	ACSR 240mm^2(Hawk)		LL-ACSR/AS320mm^2(Type-2)		
重量	976.5	kg/km	1065	kg/km	メーカーヒアリング
総重量	351,540	kg	383,400	kg	
抵抗値（393A）	0.1422	Ω/km	0.1063	Ω/km	メーカーヒアリング
送電損失	3,953	kW	2,955	kW	
年負荷率	0.30		0.30		風力発電所の利用率
損失係数	0.153		0.153		年負荷率による係数；電気工学ハンドブックP.1220より
送電損失/年	5,298,127	kWh/年	3,960,527	kWh/年	電気工学ハンドブックP.1220より
送電損失コスト/年	79,472	USD/年	59,408	USD/年	
電線コスト単価	3.8	USD/m	6.8	USD/m	メーカーヒアリング
電線コスト	1,368,000	USD	2,448,000	USD	
鉄塔コスト	5,832,048	USD	6,360,606	USD	過去のアフリカにおける送電線プロジェクトを基に算出
基礎コスト	2,393,987	USD	2,610,954	USD	過去のアフリカにおける送電線プロジェクトを基に算出

出典: メーカーヒアリングを基に調査団にて作成

表 3-90　ケース 3 における従来電線と低損失電線の LCC 比較表 (風力発電所)

従来電線	初期費用	経過年数					合計
		1	10	20	30	40	
送電損失コスト		79,472	79,472	79,472	79,472	79,472	3,178,876
電線コスト	1368000	0	0	0	0	0	1,368,000
鉄塔コスト	5,832,048	0	0	0	0	0	5,832,048
基礎コスト	2,393,987	0	0	0	0	0	2,393,987
トータルコスト	9,594,035	79,472	79,472	79,472	79,472	79,472	12,772,911
LCC	9,594,035	9,673,507	10,388,754	11,183,473	11,978,192	12,772,911	12,772,911
低損失電線（Type-2）	初期費用	経過年数					合計
		1	10	20	30	40	
送電損失コスト		59,408	59,408	59,408	59,408	59,408	2,376,316
電線コスト	2448000	0	0	0	0	0	2,448,000
鉄塔コスト	6360606	0	0	0	0	0	6,360,606
基礎コスト	2610954	0	0	0	0	0	2,610,954
トータルコスト	11,419,560	59,408	59,408	59,408	59,408	59,408	13,795,876
LCC	11,419,560	11,478,968	12,013,639	12,607,718	13,201,797	13,795,876	13,795,876

出典: 調査団にて作成



出典: 調査団にて作成

図 3-110　ケース 3 における従来電線と低損失電線の LCC (風力発電所)

表 3-91　ケース 3 における従来電線と低損失電線の比較表 (太陽光発電所)

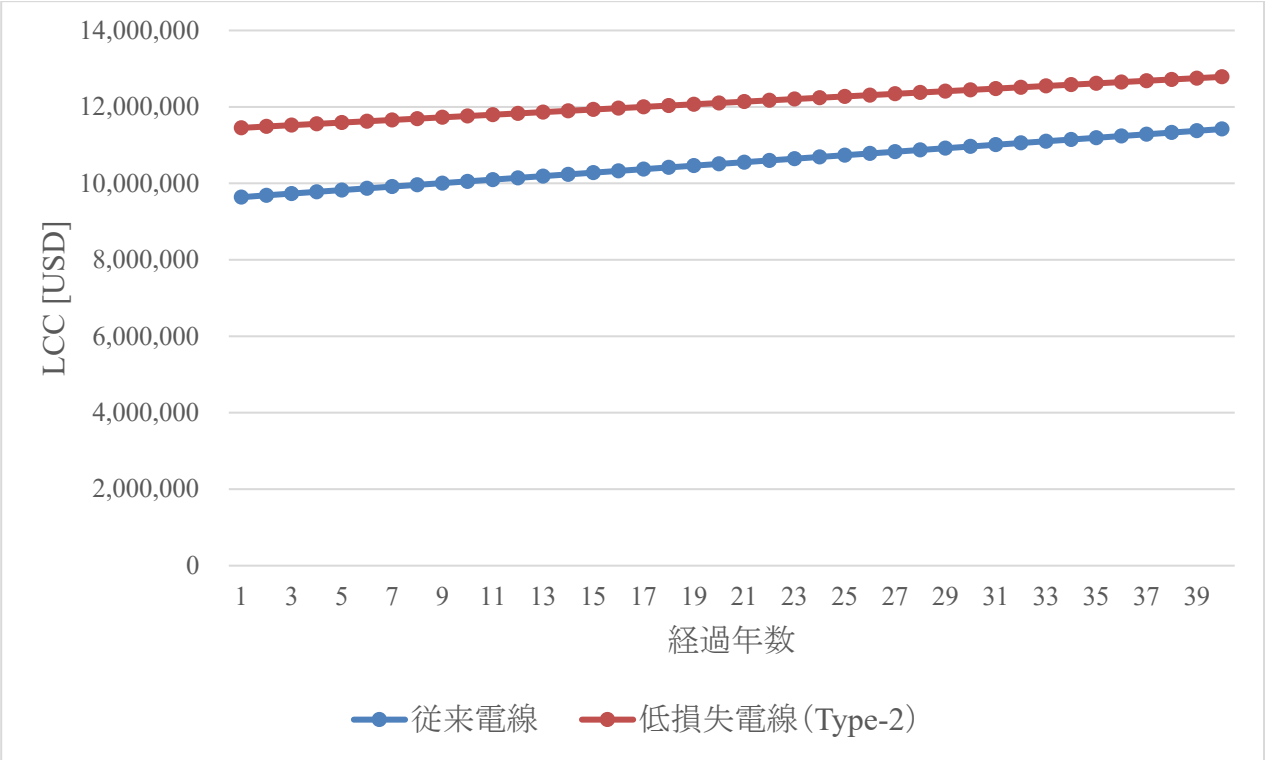
	従来電線		低損失電線		備考
線種	ACSR 240mm^2(Hawk)		LL-ACSR/AS320mm^2(Type-2)		
重量	976.5	kg/km	1065	kg/km	メーカーヒアリング
総重量	351,540	kg	383,400	kg	
抵抗値（393A）	0.1422	Ω/km	0.1063	Ω/km	メーカーヒアリング
送電損失	3,953	kW	2,955	kW	
年負荷率	0.20		0.20		太陽光発電所の利用率
損失係数	0.088		0.088		年負荷率による係数；電気工学ハンドブックP.1220より
送電損失/年	3,047,289	kWh/年	2,277,950	kWh/年	電気工学ハンドブックP.1220より
送電損失コスト/年	45,709	USD/年	34,169	USD/年	
電線コスト単価	3.8	USD/m	6.8	USD/m	メーカーヒアリング
電線コスト	1,368,000	USD	2,448,000	USD	
鉄塔コスト	5,832,048	USD	6,360,606	USD	過去のアフリカにおける送電線プロジェクトを基に算出
基礎コスト	2,393,987	USD	2,610,954	USD	過去のアフリカにおける送電線プロジェクトを基に算出

出典: メーカーヒアリングを基に調査団にて作成

表 3-92　ケース 3 における従来電線と低損失電線の LCC 比較表 (太陽光発電所)

従来電線	初期費用	経過年数					合計
		1	10	20	30	40	
送電損失コスト		45,709	45,709	45,709	45,709	45,709	1,828,373
電線コスト	1368000	0	0	0	0	0	1,368,000
鉄塔コスト	5,832,048	0	0	0	0	0	5,832,048
基礎コスト	2,393,987	0	0	0	0	0	2,393,987
トータルコスト	9,594,035	45,709	45,709	45,709	45,709	45,709	11,422,408
LCC	9,594,035	9,639,744	10,051,128	10,508,222	10,965,315	11,422,408	11,422,408
低損失電線（Type-2）	初期費用	経過年数					合計
		1	10	20	30	40	
送電損失コスト		34,169	34,169	34,169	34,169	34,169	1,366,770
電線コスト	2448000	0	0	0	0	0	2,448,000
鉄塔コスト	6360606	0	0	0	0	0	6,360,606
基礎コスト	2610954	0	0	0	0	0	2,610,954
トータルコスト	11,419,560	34,169	34,169	34,169	34,169	34,169	12,786,330
LCC	11,419,560	11,453,729	11,761,253	12,102,945	12,444,638	12,786,330	12,786,330

出典: 調査団にて作成



出典: 調査団にて作成

図 3-111　ケース 3 における従来電線と低損失電線の LCC (太陽光発電所)

以上より、本ケースの場合、ガスタービン発電所から既設変電所間であれば低損失電線の方が従来電線よりも経済性に優れる。送電損失の抑制により電線コストの増分を 19 年で回収することができる。また、低損失電線の LCC は、従来電線の LCC の約 91.5%である。

一方で、風力発電所から既設変電所間および太陽光発電所から既設変電所間では、従来電線の方が低損失電線よりも経済性に優れる。

3)　まとめ

前述までの検討結果を整理すると、表 3-93 の通りとなる。

表 3-93　低損失電線と従来電線の比較検討結果

	ガスタービン発電所 ~ 既設変電所間	風力発電所 ~ 既設変電所間	太陽光発電所 ~ 既設変電所間
ケース 1	従来電線		
ケース 2	**低損失電線** (従来電線の LCC の約 91.4%)	従来電線	従来電線
ケース 3	**低損失電線** (従来電線の LCC の約 91.5%)	従来電線	従来電線

出典: 調査団にて作成

ケース 2 およびケース 3 においてガスタービン発電所から既設変電所間であれば、低損失電線の方が従来電線よりも有利となる。従って、低損失電線を活用した協力対象事業案は表 3-94 の通りである。

表 3-94 低損失電線を活用した協力対象事業案

協力対象事業案		備考
概要	区間	
Type-1 または Type-2 を用いた新設 220 kV 送電線	ガスタービン発電所から既設変電所間	送電線延長は最大 30 km まで。

出典: 調査団にて作成

(5) 増容量電線の導入

既設送電線における増容量電線の適用検討には、既設の負荷容量や計画送電線の送電容量等のデータが必要であるが、本調査では左記のデータは開示されなかった。従って、本検討では、増容量電線の使用実績を基にス国において適用可能性のある箇所について整理した。

一般的に増容量電線は、電圧階級が低く (154 kV 以下)、人口密集地のように新たに鉄塔を新設することが難しい区間に適用されることが多い。ス国の場合は、人口密集地の首都ハルツーム周辺にある 66 kV 送電線がこれにあたる。この中で、過負荷の送電線や送電容量を増やしたい区間に増容量電線の適用可能性がある。

ただし、既設鉄塔の状態確認は必須である。電線を更新しても既設鉄塔の状態が悪い場合は、既設鉄塔の改修も必要となり経済性が悪化する。

以上をふまえると、増容量電線を活用した協力対象事業案は表 3-95 の通りである。

表 3-95 増容量電線を活用した協力対象事業案

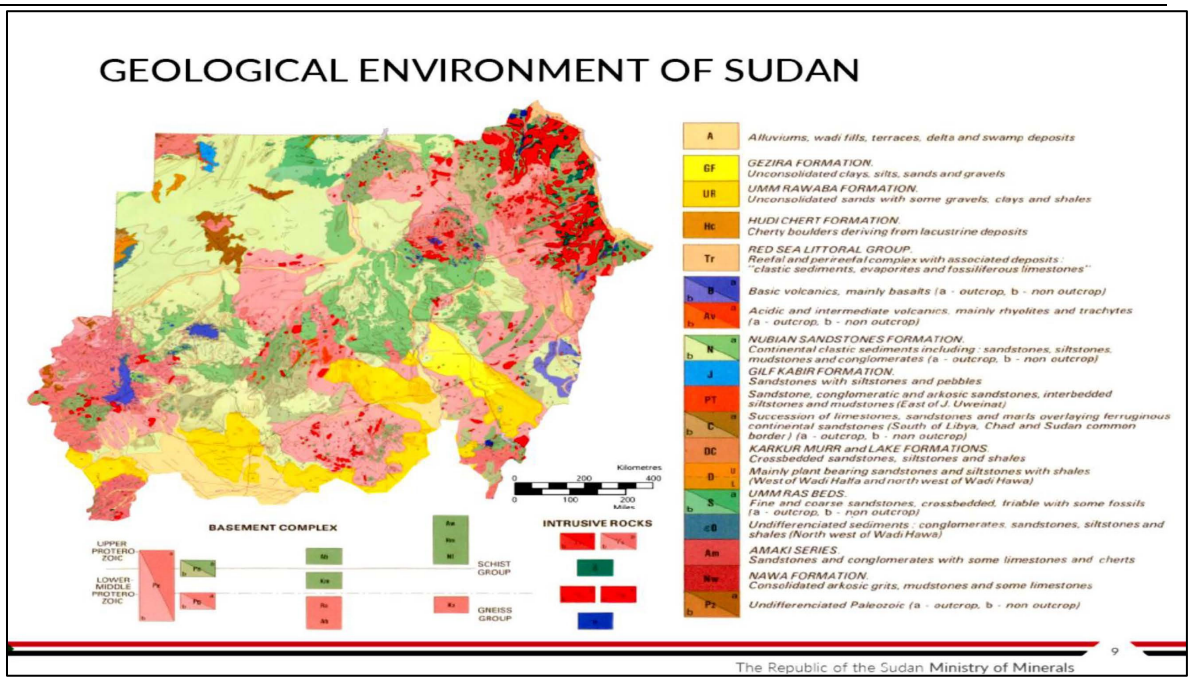
協力対象事業案	備考
首都ハルツーム周辺の 66 kV 送電線の更新	・左記の送電線の内、過負荷の送電線や送電容量を増やしたい区間は適用可能性が大きい。 ・既設鉄塔の状態は要確認

出典: 調査団にて作成

(6) 地熱発電所の開発

■ ス国の地質概要

ス国の地質を図 3-112 に示す。ス国の位置するアフリカ北西部は、約 7 億年前に造山運動により形成された大陸地殻から構成される。現在、大陸地殻を構成する花崗岩および変成岩が露出する地域は地表の侵食が進み、台地や準平原、構造平野などを形成している。これらの岩石は、北部州の東部、紅海州からカッサーラ州一帯、北コルドファン州から南コルドファン州一帯、および西ダルフール州から南ダルフール州一帯に広く分布している。これ以外の地域では、中古生代の堆積岩、および新生代の堆積岩、火山岩がその上位を覆っており、その一部はス国の油田の貯留層となっている。



出典：PowerPoint Presentation (mineafrica.com)

図 3-112　ス国の地質図

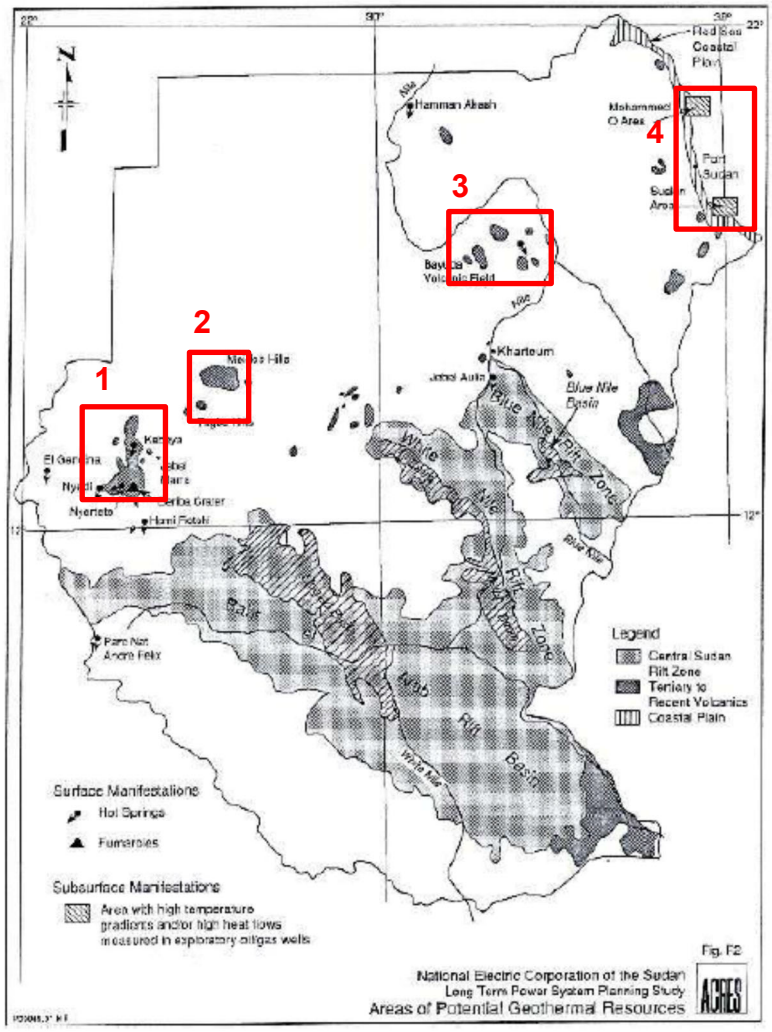
■　ス国の地熱有望地域

地熱発電は、地球内部から放出される熱を利用した発電である。地球内部の熱の多くは、地球表面を覆うプレートの境界部に位置する火山帯から放出されており、世界のほとんどの地熱発電施設は、そのような火山帯上に位置している。

ス国の北東方には紅海が位置し、また同国の東南方のエチオピアにはアフリカ大地溝帯が位置する。これらは拡大型(発散型)のプレート境界であり、活発な火山活動によって特徴づけられた地熱開発の有望地である。エチオピアには大地溝帯に地熱発電所(Aluto-Langano 発電所、12 MW)が建設された実績がある。ス国内にはこれらのプレート境界や、火山帯は存在しない。このことから、ス国は地熱資源が存在しない、もしくは乏しい国であると一般に認識されている。

一方、ス国内には、表 3-96 に示すように、新生代第四紀完新世（概ね過去 1 万年以内）以降の活火山が数箇所に認められる。これらの火山は、プレートの内部に位置する火山である。このようなプレート内の火山は、プレート境界に位置する火山と比較して、地熱資源としての有望性は少ないと考えられているが、地熱発電に必要な、「熱」「貯留構造（断層など、帽岩 caprock の存在も含めて）」「水」の 3 要素が確認できれば、資源開発は可能である。さらに、ス国北東部の紅海沿岸部はプレート境界に近く、地温勾配が高いことが判明しており、将来の地熱エネルギーの開発の可能性を秘めている。

上記に示した火山地帯のうち、第四紀完新性(1 万年以内)に活動した火山、および地熱有望サイトの位置を図 3-113 に示すとともに、その概要を表 3-96 に示した。



出典：KenGen(2013)

図 3-113 ス国の地熱有望サイトの位置図

表 3-96 ス国の地熱有望サイトの概要

No.	サイト名	地形	既往地熱調査概要
1	ジャヴェル・マラ (Javel Marra)	火山(火山体)	地熱調査は未実施(噴気・温泉の調査のみ実施)
2	メイドブ・クトゥン (Meidob and Kutum)	火山(丘陵)	地熱調査は未実施
3	バユダ (Bayuda)	火山(丘陵)	地熱地表調査を実施(2011 年-2013 年)
4	紅海沿岸平野部 (Red Sea coastal plain)	沿岸	地熱調査は未実施(既存の油井の地温勾配から、地熱資源の存在が示唆されている)

出典：KenGen(2013)を元に調査団にて編集

表 3-96 で述べた 4 サイトの概要は次のとおりである。

(ア) ジャヴェル・マラサイト

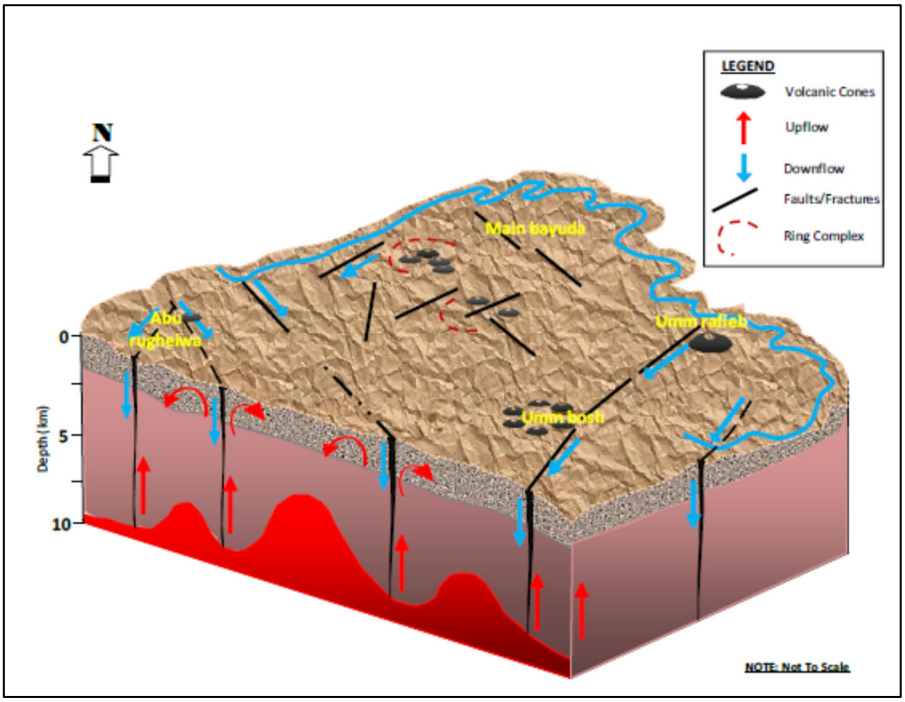
ス国南西部の西ダルフール州と南ダルフール州の境界部に位置し、南ダルフール州の地方都市ニャラの北北西約 120 km に位置する大規模な火山体である。火山体頂上の標高は 3,042 m であり、ス国で最も高い山でもある。山体の頂部には、約 3,500 年前に形成されたと推定される直径約 4 km のカルデラ (Caldera。大型の火山性円形くぼ地)があり、デリバクレーター (Deriba Crater)と呼ばれている。カルデラ内部には湖が形成されているほか、温泉や噴気があることが知られており、温泉の温度は 40 - 80 ℃に達することが 1980 年代の調査で判明している。しかしながら、地熱開発のための調査は未だ行われていない。

(イ) メイドプおよびクトゥンサイト

北ダルフール州に位置する。両サイトともに直径約 500 m - 数 km の溶岩円頂丘、スコリア丘(噴火により火口から噴出された噴出物のうち、多孔質で、暗色のものをスコリアという。スコリア丘とは、スコリアが火口周辺に堆積して生じた円錐形の小丘。) が多数分布する火山地帯であり、これらの小規模火山体が連なり、丘陵を形成している。第四紀更新世―完新世に活動したものと考えられ、メイドプ地域では約 5000 年前まで火山活動があったことが判明している。地熱開発のための調査は行われていない。

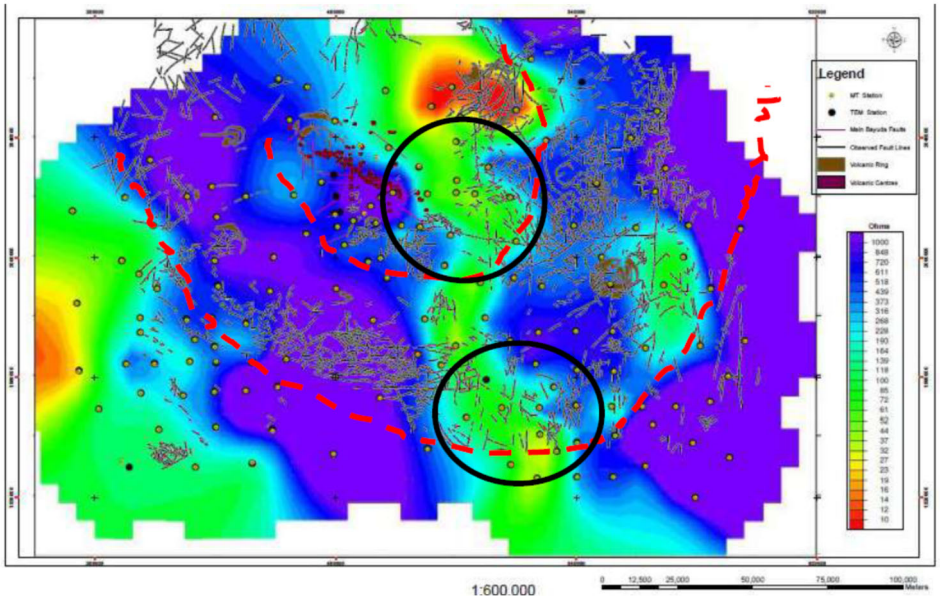
(ウ) バユダサイト

ナイル州と北部州の境界部、バユダ砂漠に位置し、ハルツームの北約 350 km に位置する火山地帯である。直径約 500 m - 数 km の溶岩円頂丘、スコリア丘が 100 箇所分布する。紀元 850 年に火山噴火が発生したことが判明しており、同国では最も若い火山地帯である。同サイトでは、2011 年 - 2013 年にかけて、地熱開発のための地表調査(物理探査・地科学調査)が、ケニアのケンジェン(KenGen)により約 9,000 km^2 の広域にわたって行われ、地熱概念モデルの策定と、2 箇所の有望地域を抽出している(図 3-114 および図 3-115)。このため、次の段階としてこれら 2 箇所でのより詳細な地表調査の計画と実施が必要な状況となっている。



出典：KenGen(2013)

図 3-114 バユダサイトの地熱概念モデル



黒線の円で囲まれた 2 地域が KenGen による提案個所である。
出典：KenGen(2013)

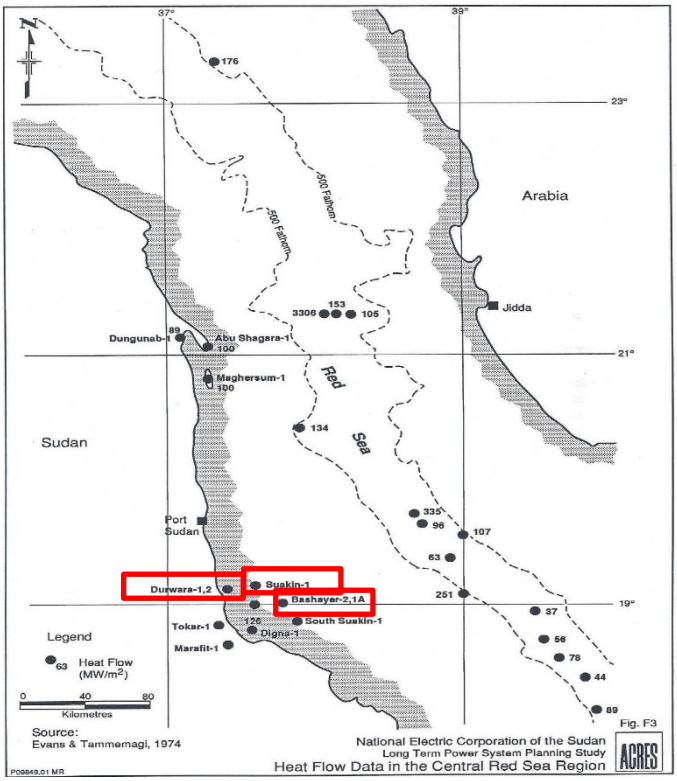
図 3-115 バユダサイトにおける地下 2 km の比抵抗分布と詳細地表調査提案箇所

(エ) 紅海沿岸平野部サイト

紅海州のポートスーダンを含む沿岸地域である。同エリアには、1970 - 80 年代にかけて、石油資源開発を目的として、25 本の深度約 1500 - 2500 m の井戸が掘削されている。これらの井戸掘削結

果から、同地域は紅海の中央部で地温勾配が高く、陸側に向かうにつれて低くなることが判明しており、これは紅海中央部にプレート境界(海嶺)があることが理由と考えられている。

これらの掘削された井戸の位置を図 3-116 に、井戸の諸情報を表 3-97 に示した。ポートスーダン南方のスアキン地域に位置する 3 つの井戸(赤四角にて追記)において、孔底の地温が概ね 200℃前後となっており、地熱開発に有望な熱源の存在が確認されている。しかしながらその後、地熱開発のための調査は行われていない。



出典：GEOTHERMAL ENERGY IN SUDAN：
https://au.int/sites/default/files/newsevents/workingdocuments/29699-wd-geothermal_energy_in_sudan_0.pdf

図 3-116　紅海沿岸平野部サイトの試掘井の位置図

表 3-97　紅海沿岸平野部サイトの試掘井の孔底温度・地温勾配および地殻熱流量

Well	Latitude (°)	Longitude (deg)	Depth (m)	Bottom Hole Temperature (°C)	Temperature Gradient (°C/km)	Heat Flow (mWm^{-2})
Dungunab-1 (2)	21 08'	37 05'	1500±	-	34.5	88.7
Abu Shagara-1 (2)	21 03'	37 17'	2500±	95±	30.2	99.6
Maghersum (1)	20 49'	37 17'	2500±	100±	34.5	100.1
Durwara-2 (1)	18 49'	37 38'	4152	193	40.0 (below 2000 m)	126.4 (2)
Marafit-1 (2)	18 20'	37 42'	2254	79	22.7	-
Suakin-1 (2)	18 53'	38 03'	2744	196	51 (from 1341 to 2315 m)	-
Bashayer-1A (2)	18 31'	38 02'	2787	216	81 (below 2315 m) up to 73	-

Source of Information
(1) Evans and Tammemagi (1974)
(2) National Energy Administration, Energy Resources Group

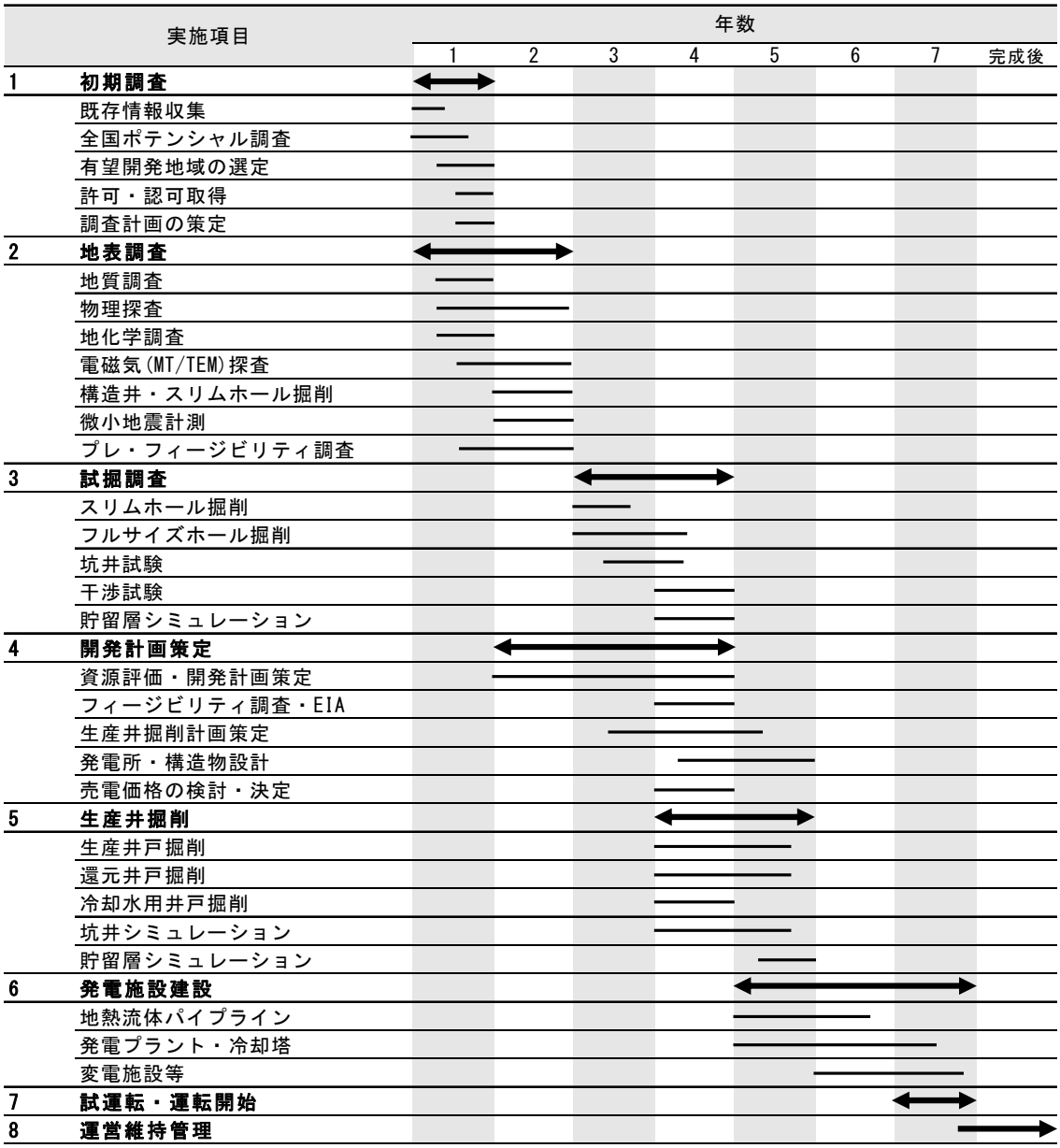
出典：GEOTHERMAL ENERGY IN SUDAN：
https://au.int/sites/default/files/newsevents/workingdocuments/29699-wd-geothermal_energy_in_sudan_0.pdf

■　ス国の地熱開発の状況と地熱開発のロードマップ

一般的な地熱開発ステージを図 3-117 に示す。前項で記述の通り、ス国では地熱発電のための調査が実施されたのは 2011 年-2013 年にかけて行われたケンジェンのバユダサイトでの概略地表調査のみであり、これは図 3-117 の「1.予備調査」に相当する。その他の地域では、地熱ポテンシャルの存在が想定されているが、地熱開発のための調査は実施されていない。

バユダサイトの場合、予備調査によって 2 箇所の有望地点が選定されたことから、今後「2.地表調査」を行い、地熱資源のより詳細な推定と、「3.試掘調査」のための計画を立案する必要がある。試掘調査が実施され、資源の存在が確認できれば、引き続き地熱生産井戸等の掘削を行って資源量を確定し、地熱発電プラントおよび付帯設備等を建設することとなる。

この一連の地熱開発ステージは、図 3-117 に示すとおり、最短で 7 年の期間となるが、通常は資金の調達や、環境社会配慮に関する手続き等の期間を含めた場合、10-15 年程度の期間となるのが一般的である。このことから、バユダサイトで 2022 年から地表調査を開始したとしても、地熱発電に到達するのは、2032 年-2037 年頃となる。さらに、試掘調査の中で地熱資源が確認できても、経済的に有望ではないと判断される場合には、開発が打ち切りとなることも考えられる。



出典：World Bank/ESMAP Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation

図 3-117　地熱開発ステージ

2021 年 8 月、エジプトの国立天文学地球物理学研究所 (NRIAG：National Research Institute of Astronomy and Geophysics in Egypt)は、今後ス国政府とともに、国内に地震計を設置し、地熱資源の存在を探査するプロジェクトを実施することを表明している。しかしながら、その詳細については、2022 年 1 月時点では明らかになっていない。同国での地熱開発には、地表調査の実施とその継続が引き続き求められている状況となっている。

3.7.3 安定燃料供給

前述 3.7.2(1)項にて天然ガス焚き GTCC の導入を事業案としているが、安定燃料供給が重要であることは言うまでもない。天然ガスの供給元として Sunagas がポートスーダンで計画している LNG 基地からを予定しているが、Sunagas の計画は進捗が確認できず、Sunagas の LNG 基地を前提に計画するにはリスクがある。従い、単独に専用 FSRU およびガスパイプラインを設けることを検討した。

■ LNG 供給用港湾整備の必要性

ポートスーダン港近傍あるいはスアキン港近傍へ GTCC を建設する場合には LNG 供給用港湾設備が必要になる。ポートスーダン港近傍では、図 3-118 右図 (3 章の図 3-24 の再掲)に示した通り Sunagas 社が FSRU 及び陸上液化天然ガスの建設を計画していたところであるが、港湾会社(Sea Port Corporation)は 2022 年 1 月時点で、Sunagas 社から当該地点での開発の申請を受けるも、図 3-118 左図のようにエルヒール油ターミナル第二期整備 (Al Khier oil terminal phase II)のために使用されるとしている。また、SPC は、Sunagas の FSRU 計画は延期されており、資金調達段階にあると認識しているために、当該の FSRU 計画が進むことを前提に GTCC 計画を考慮するのはリスクが大きいと判断される。

そのため、本調査では、ポートスーダン港近傍あるいはスアキン港近傍へ GTCC を建設する場合に独自の専用 FSRU 港湾設備を整備するものとした。GTCC の初点火以前に FSRU の設置及びガスパイプラインの敷設が必要となる。一般的には FSRU の運用開始までは、契約から建造及び現地回航まで約 29 から 38 か月および試運転期間が必要である。一方で、GT の初点火までの期間は、契約から約 30 か月であるため、先行して FSRU の設置準備に着手する必要がある。

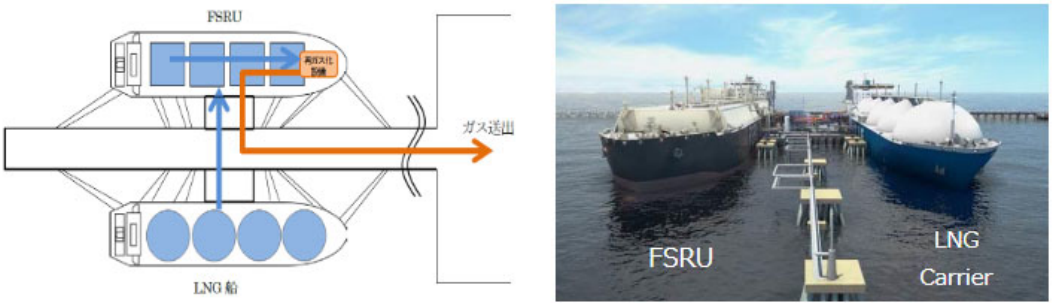
出典: Dama Dama Oil Terminal (Phase II) Proposal Reclamation Area Schematic Layout (左図)
Sunagas ウェブサイト(右図)

図 3-118 エルヒール油ターミナル第二期整備 (左図)と Sunagas FSRU 整備 (右図)の重複

■ FSRU と LNG 陸上受入基地の比較

LNG 供給としては、FSRU と陸上受入基地のいずれかとなる。そのほか、ガス産出国であるエジプトからのパイプラインということも技術的では不可能ではないが、2022 年 1 月時点で敷設計画がなく現実的ではない。

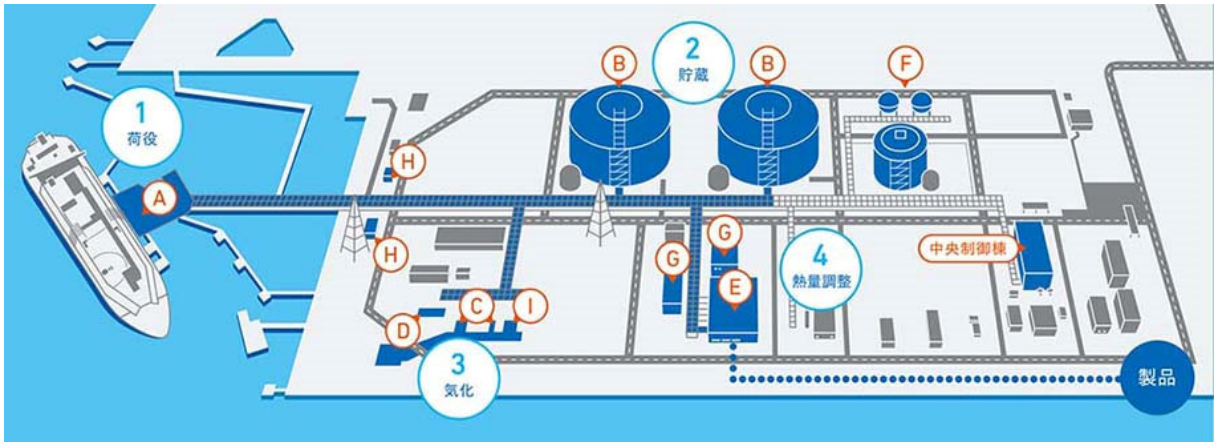
FSRU を図 3-119 に示す。FSRU は、LNG 貯蔵機能と気化機能を具備した船である。常時は桟橋に係留されており、LNG 船が寄港すると LNG 船からパイプラインを通じて LNG を FSRU 内の貯蔵設備に受け入れる。貯蔵された LNG は FSRU 内の気化設備で気化され、予め桟橋に敷設されているパイプラインを通して地上に送気される。FSRU は、船であり 2.5 から 5 年に 1 回の周期でドック入りして点検する必要がある。



出典: 平成 29 年エネルギー・鉱物資源に関する在外公館戦略会議資料 “FSRU ビジネスモデルの課題とその解決に向けて” 2018 年 2 月　商船三井

図 3-119　FSRU

LNG 陸上受入基地を図 3-120 に示す。LNG 貯蔵タンクと気化設備を陸上に配置した基地になる。LNG 船が寄港すると LNG 船からパイプラインを通じて LNG 貯蔵タンクに LNG を移送し、気化設備で気化させて負荷に送気する。基地の構成自体はそれほど複雑ではないが、マイナス 162℃ともいわれる LNG を液体のまま保存するために、LNG 貯蔵タンクの建設には特殊技術が使用されており、熟練技能者による建設が求められる。第 11 回総合資源エネルギー調査会資料によれば、タンク容量 1,000,000 リットルの LNG 貯蔵タンク 1 基あたり約 180 Mil. USD (約 200 億円。1 USD=110 円換算)という試算もある。



A: アンローディングアーム、B: LNG タンク、C: 気化器、D: 気化器、E: 熱量調整設備、F: LPG タンク、G: BOG 処理設備、H: リターンガスブロア、I: LPG ヒーター
出典: INPEX ウェブサイト

図 3-120　LNG 陸上受入基地の例 (直江津 LNG 基地)

FSRU と LNG 陸上受入基地の長所と短所を表 3-98 に示す。FSRU は、初期費用が低く、短工期であるとされている。2014 年以降 LNG の輸入を開始した国での輸入量と受入方法を図 3-121 に示しているが、FSRU を採用している事例が多く、近年の主流の考えであるといえる。FSRU をリースす

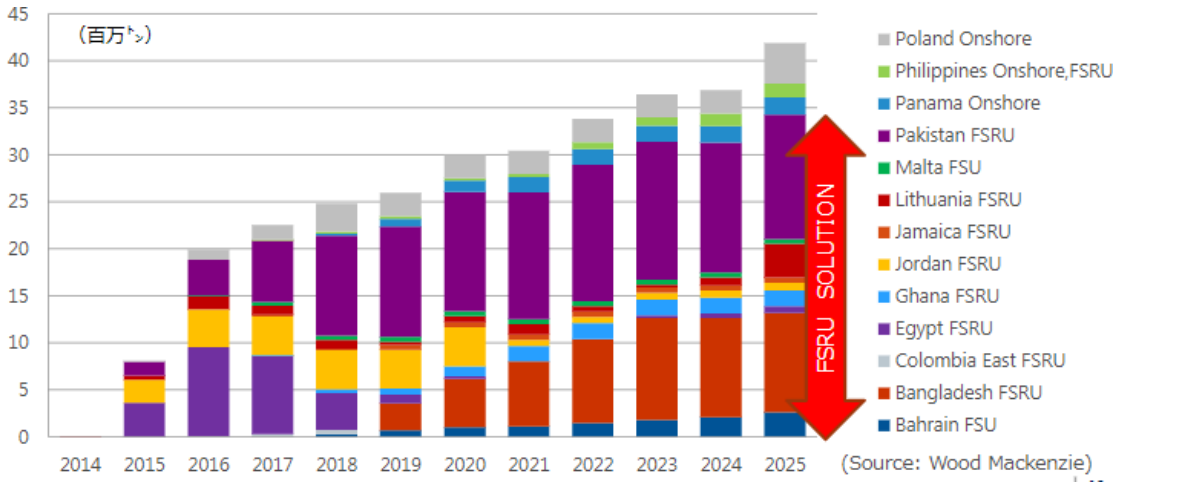
る事例もあるが、1 年あたりのリース料が 70 – 80 Mil. USD となり、5 年程度以上の長期で運用すると FSRU を建造するよりもリース料の総計が高くなる恐れがあるため、本調査では建造を前提とした。

ただし、GTCC の FS を実施する際に、ガス供給について再検討するべきである。GTCC の FS を実施する場合のガス受入設備の論点、確認事項を表 3-99 に示した。

表 3-98 FSRU と LNG 陸上受入基地の長所と短所

	FSRU	LNG陸上受入基地
長所	・低CAPEX *1 ・短工期 契約から約36か月 *2+回航/試運転期間 ・完工リスク低 造船所が建造 ・撤去可能 ・必要許認可が少ない	・安定操業 ・大規模ガス需要に合わせた大規模操業が可能
短所	・LNG貯蔵能力の制限 一隻当たりのタンクサイズに制限がある ・気化器能力の制限 船上設置のための小規模モジュール気化器 ・気化機器に要する燃料費 ・気象海象による稼働率への影響	・高CAPEX ・長工期(3～5年以上) ・拡張・撤去は難しい ・複雑かつ長期にわたる許認可プロセス ・(主に)新興国での建設工事における完工リスク

*1: 中古 LNG 船を購入して改造も可能とされる。
*2: 新設船の場合の建造期間。中古 LNG 船の改造の場合は約 12 か月程度とされる。
出典: 平成 29 年エネルギー・鉱物資源に関する在外公館戦略会議資料 “FSRU ビジネスモデルの課題とその解決に向けて” 2018 年 2 月 商船三井、並びに”浮体式設備(FSRU/FLNG)による LNG 市場の拡大”2017 年 10 月 石油天然ガス・金属鉱物資源機構 を参考に調査団にて作成



出典: 平成 29 年エネルギー・鉱物資源に関する在外公館戦略会議資料 “FSRU ビジネスモデルの課題とその解決に向けて” 2018 年 2 月 商船三井

図 3-121 2014 年以降 LNG の輸入を開始した国での輸入量と受入方法

表 3-99　GTCC の FS を実施する場合のガス受入設備の論点、確認事項

論点	オプションA: SunagasのFSRUからガス供給	オプションB: GTCCのために独自で ガス供給を整備
サプライチェーン	・Sunagasサプライチェーン調査 ・供給途絶リスクと代替案の検討	・独自サプライチェーン調査・構築 （供給元、供給方法、運営形態等） ・供給途絶リスクと代替案の検討
設備構成	・Sunagas設備構成確認 （FSRUおよびLNG陸上基地の両計画の模様）	・FSRUの機器構成 ・FSRU、桟橋、ガスパイプライン検討
品質・量	・Sunagasが採用しているガス性状 ・Sunagas供給能力（本GTCCへの供給余力有無） ・不足の場合の増設可否 ・Sunagasのガスパイプライン	・ガスの輸入元候補の調査（品質・量） ・LNG船の入港間隔の検討 ・LNGの貯蔵容量の検討
GTCCの工期との整合性	・Sunagas計画の進捗（FSRUおよびLNG陸上基地） ・供給可能時期とGTCC建設工期 ・供給期間と制限有無	・運用開始時期と期間検討
O & M	・Sunagasにて運用	・運営者の特定 (サプライチェーン側 or ス国運用)
コスト	・Sunagasが採用している単価	・独自サプライチェーンコスト検討 （CAPEX,OPEX、燃料価格）

出典: 調査団にて作成

■ FSRU の仕様

FSRU の仕様を表 3-100 に示す。FSRU の標準の容積である 170,000 m^3 とする。

表 3-100　FSRU の想定仕様

項目	仕様
容量	170,000 m^3
再ガス化容量 (Peak)	800 mmscfd
再ガス化用海水	Open Loop
入渠間隔	5年間隔
荷役方法	フレキシブルホース (Flexible hose)
リロード	不可

出典: 平成 29 年エネルギー・鉱物資源に関する在外公館戦略会議資料 “FSRU ビジネスモデルの課題とその解決に向けて” 2018 年 2 月　商船三井における標準仕様を採用し、調査団にて作成

■ FSRU 用港湾設備

FSRU 用港湾設備に関しては、次の 3 案を検討した。

オプション 1: FSRU の岸壁停船、且つカーゴハンドリングを併設した複合港湾設備

オプション 2: FSRU のドルフィン係留のみを目的としたポートスーダン港近傍港湾設備

オプション 3: FSRU のドルフィン係留のみを目的としたとしたスアキン港近傍港湾設備

これらの詳細については第 4 章 4.6.2 を参照のこと。

■ 天然ガス配管

FSRU にて再ガス化された天然ガスは、FSRU から発電設備までパイプラインで送気される。

オプション 1 においては、港湾内および港湾から発電所まで、陸上パイプラインとした。一方、オプション 2 および 3 においては、FSRU が海上に係留されているので、FSRU から陸上港湾設備迄は海底パイプライン、それ以降は陸上パイプラインとした。

■ CAPEX の推定

費用の見積は非公開とした。

表 3-101

■ OPEX の推定

費用の見積は非公開とした。

表 3-102

■ FRSU 導入工程

一般的には FSRU の新造船建造は、27 か月から 36 か月である。造船所からス国迄の回航を 2 か月とすると、現地には、契約から約 29 か月から 38 か月で着岸となる。その後、試運転期間を経て発電所への天然ガス供給開始となる。 FSRU 建造および港湾設備工程を含めた火力発電導入工程を表 3-54 に示す。尚、改造船の場合の建造期間は、一般的に 18 か月から 24 か月とされる。

3.8 事業実施枠組みの検討

3.8.1 用地の取得

ス国では、土地取引法 (Civil Transaction Act。最終改正 1993 年)により、土地に関する権利の種類と取引の手続きが設定されている。ただし、投資法 (Investment Act。最終改正 2021 年)により、投資に対する環境を整えるために、政府の権限が最大級に強化された。政府に土地を接収された場合に土地所有者が法的手段に訴えるための枠組みはないが、政府は補償するための義務を負っている。

そのため、新規事業においては、政府が土地を準備するのが妥当であり、その際に用地の取得においての問題は発生しない。しかし、風評リスクについては留意することが望ましい。

3.8.2 事業規模の試算

費用の見積は非公開とした。

表 3-103

3.8.3 資金源と実施枠組み

(1) 国際協力機関の資金活用について

ス国は、旧バシール政権下では、制裁対象とされており、人道支援などの限られた目的以外では国際協力機関からの協力を得ることができなかった。

2019 年 4 月 11 日に 30 年間に及んだバシール政権が崩壊し、同年 8 月に発足した暫定政府が、民政移管と和平の実現、経済危機の解決に取り組んできた。2020 年 6 月には、ドイツなどが「スーダン・パートナーシップ会合」を開催し、ドナー各国・機関から総額約 18 億ドルの資金供与が決定するなど、国際社会もス国の取り組みを支援することとなった。2021 年 6 月に、ス国が IMF 救済プログラムにおける”Decision point”に到達した (高債務貧困国(HIPC：Highly Indebted Poor Countries)に対する救済)ことで、同国が債務救済を受け始めることが可能になり、2024 年に借款供与が可能となる”Completion point”に到達することが期待されていた。

しかし、2021 年 10 月 25 日に、政変が発生したため、国際協力機関の借款が可能であるかは流動的になっている。

本邦の国際協力機関としては JICA 並びに JBIC がある。それぞれの借款の概要を表 3-104 に整理した。これらの国際協力機関がプロジェクト資金を貸付(借款)する規模、組成及び条件は一概に言えず、場合によっては、WB や AfDB など他の国際協力機関との協調融資で賄うことが必要になる場合がある。

表 3-104 JICA 並びに JBIC の借款の概要

	JICA	JBIC
要請書	案件実施主体または政府機関からの調査要請	同左

審査/事業事前評価	JICAの資金によりFSを実施して審査	同左(JICA を JBIC と読み替える)
地域の制限	なし	同左
貸付対象	電力セクターやインフラの建設プロジェクトなど	同左
貸付範囲	本体事業のほか付帯事業も含む。オーナーズコストも含む。	同左
自己資金の必要性	プロジェクト全体の費用のうち、一定割合 (15%程度)は自己資金 (市中銀行からの借付含む)にて準備する必要がる。	同左
貸付条件	交渉により決定。 (a) 基本的に基本設計、入札補助、施工監理のコンサルタントの雇用が必要。(貸付対象内)当該コンサルタントの選定にあたってはJICAのコンサルタント選定ガイドラインに従う必要。 (b) EPCコントラクターの選定にあたってはJICA入札ガイドラインに従う必要。資格審査で適格とされた事業者による入札で選定する。 (c) 建設にあたっては、JICA安全ガイドラインに従う必要。	同左(JICA を JBIC と読み替える)

出典: 調査団にて作成

(2) 事業の実施枠組み

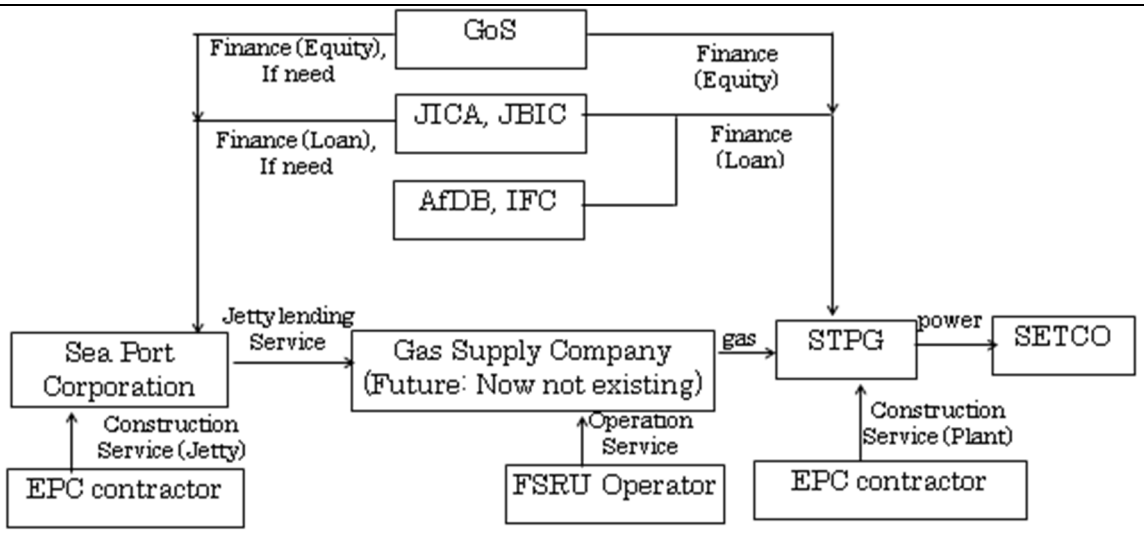
■ ポートスーダン港近傍もしくはスアキン港近傍での GTCC 建設プロジェクト

ポートスーダン港近傍もしくはスアキン港近傍での専用 FSRU を併設した GTCC 建設プロジェクト(ケース②)の事業実施枠組の例を図 3-122 に示す。

この例では、GTCC を建設する主体は STPG を想定し、STPG が融資を受け、EPC に GTCC を建設させたのちに SETCO に売電し、売電費用をもって融資を償還する場合を想定している。また、目的とする GTCC のほか、2022 年 1 月時点ではガス供給インフラも準備されていないため、整備をする必要がある。本調査では、FSRU の活用を念頭に、港湾会社が FSRU 用の桟橋 (Jetty)をポートスーダン港近傍もしくはスアキン港近傍の遊休地に建設し、当該の桟橋に常時係留された FSRU からガス供給を受ける想定とした。

図 3-122 は現時点で想定される一例であり、実際の枠組みは FS にて検討されるべきである。ポートスーダン港近傍もしくはスアキン港近傍での GTCC 建設プロジェクトの事業枠組における論点を表 3-105 に示す。図 3-122 に関わらず、陸上 LNG 気化設備の整備をするか FSRU を活用するか、FSRU を活用するのであれば購入するのかリースするのかを十分に検討するべきである。

尚、燃料の供給を Sunagas から受ける GTCC 建設プロジェクト(ケース①)に関する事業実施枠組みは、後述ハルツームでの GTCC 建設プロジェクトと同様である。



出典: 調査団にて作成

図 3-122　ポートスーダン港近傍もしくはスアキン港近傍での GTCC 建設プロジェクトの事業実施枠組の例

表 3-105　ポートスーダン港近傍もしくはスアキン港近傍での GTCC 建設プロジェクトの事業枠組における論点

項目	内容
融資を受ける主体	SEHCかSTPGか
協調融資の必要性	協調融資するか、する場合には、責任の分担
ガス供給インフラ	独自のFSRUから供給するか、他の発電所のためのガス供給インフラ (SUNAGAS)から供給を受けるか

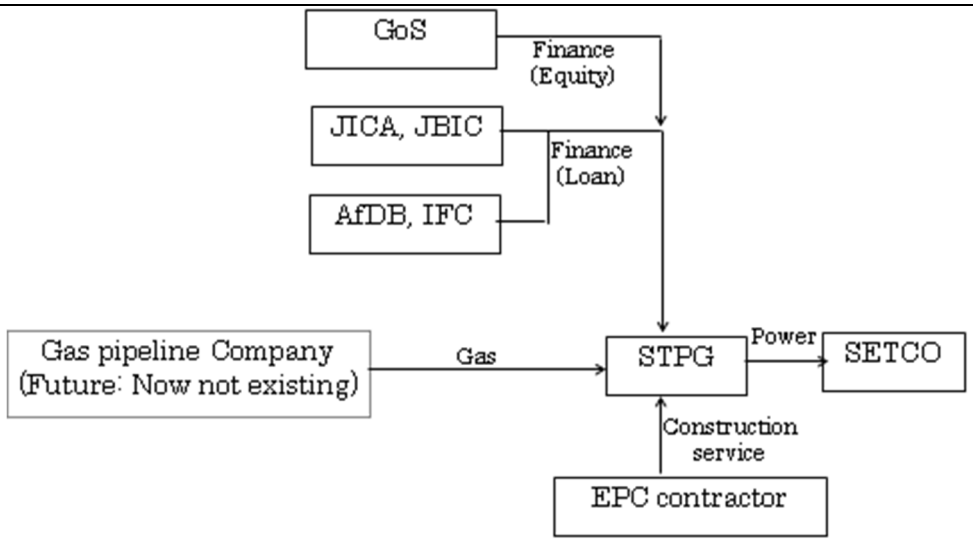
出典: 調査団にて作成

■　ハルツームでの GTCC 建設プロジェクト

ハルツームでの GTCC 建設プロジェクトの事業実施枠組の例を図 3-123 に示す。

この例では、GTCC を建設する主体は STPG を想定し、STPG が融資を受け、EPC に GTCC を建設させたのちに SETCO に売電し、売電費用をもって融資を償還する場合を想定している。2022 年 1 月時点ではハルツーム市内にガス供給インフラが準備されていないため、整備をする必要がある。本調査では、将来のある時点において、ハルツーム市内に天然ガス供給インフラが整備されておりその天然ガス供給インフラからガス供給を受けるものとした。2022 年 1 月時点では、エジプトから、もしくは、ポートスーダン港からの天然ガス供給についても信頼に足る整備計画がないので、ハルツームでの GTCC 建設は、ハルツームの天然ガス供給インフラの整備の目途が立ったのちに進めざるを得ない。

図 3-123 は現時点で想定される一例であり、実際の枠組みは FS にて検討されるべきである。ハルツームでの GTCC 建設プロジェクトの事業枠組における論点を表 3-106 に示す。



出典: 調査団にて作成

図 3-123 ハルツームでの GTCC 建設プロジェクトの事業実施枠組の例

表 3-106 ハルツームでの GTCC 建設プロジェクトの事業枠組における論点

項目	内容
融資を受ける主体	SEHCかSTPGか
協調融資の必要性	協調融資するか、する場合には、責任の分担

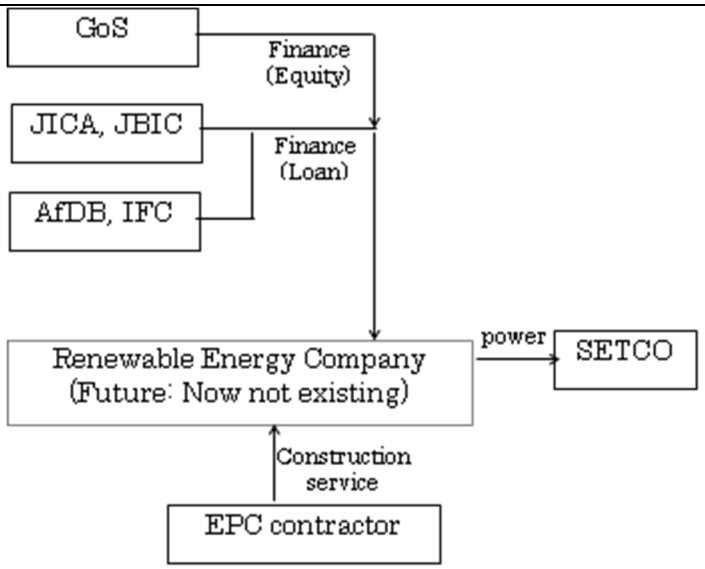
出典: 調査団にて作成

■ 再生可能エネルギー発電 (風力、太陽光、地熱)建設プロジェクト

再生可能エネルギー発電 (風力、太陽光、地熱)建設プロジェクトの事業実施枠組の例を図 3-124 に示す。

この例では、再生可能エネルギー発電所 (風力、太陽光、地熱)を建設する主体は再生可能エネルギー発電会社を想定し、当該会社が融資を受け、EPC に発電所を建設させたのちに SETCO に売電し、売電費用をもって融資を償還する場合を想定している。2022 年 1 月時点では再生可能エネルギー発電所がス国内になく、STPG もしくは SHGC が再生可能エネルギーを管轄するのか、それとも再生可能エネルギー発電所を管轄するための新会社が設立されるのかが不明である。また、民間企業が再生可能エネルギー発電会社を IPP として設立する場合も考えられるが、本例ではス国への借款をベースとしているため、当該発電運営会社は、SEHC 関連会社であることを前提とした。

図 3-124 は現時点で想定される一例であり、実際の枠組みは FS にて検討されるべきである。再生可能エネルギー発電 (風力、太陽光、地熱)建設プロジェクトの事業枠組における論点を表 3-107 に示す。



出典: 調査団にて作成

図 3-124　再生可能エネルギー発電 (風力、太陽光、地熱)建設プロジェクトの事業実施枠組の例

表 3-107　再生可能エネルギー発電 (風力、太陽光、地熱)建設プロジェクトの事業枠組における論点

項目	内容
融資を受ける主体	SEHCかSTPGかSHGCか再生可能エネルギーのための新会社か
協調融資の必要性	協調融資するか、する場合には、責任の分担

出典: 調査団にて作成

3.9　環境社会配慮

3.9.1　環境社会配慮に関連する法

ス国の開発にかかる環境社会配慮は環境・天然資源最高評議会 (The Highest Council for Environment and Natural Resources。以下、HCENR)が管轄している。

HCENR のウェブサイトにて公開されている環境社会配慮関連法を整理した結果を表 3-108 に示す。HCECR のウェブサイトでは、環境保護法 (Environment Protection Act, 2001)についての直接の言及がされていないが、環境保護法が HCENR の設置と権限付与をしている。

HCENR の概要を表 3-109 に示す。HCENR は、首相を会長とする機関で、大臣評議会 (Council of Ministers)の片腕となって働く。省庁横断的に、環境保護にかかる政策立案、法令整備をし、その施行に対して責務を有している。

表 3-108　ス国の環境社会配慮関連法

No.	分野	関係法令	所轄官庁
1	環境保護	Environment Protection Act, 2001	HCENR
2	ハルツーム州内の環境保護	Act of Environmental Protection and Promotion in the State of Khartoum, 2008	HCENR
3	ハルツーム州内の環境影響評価方法	Environmental Impact Assessment Regulations for Projects in Khartoum State, 2011	HCENR

4	漁業権	Fishing Act, 1937	HCENR
5	森林保護	Forest and Renewable Natural Resources Act, 2002	HCENR
6	野生動物保護	National Hunting and Fishing Protection Act, 1986	HCENR
7	ハルツーム州内の廃棄物処理	The list of hazardous wastes in the state of Khartoum, 2011	HCENR

No.は便宜上付したものであり、ス国政府が付与したものではない。
HCENR: The Highest Council for Environment and Natural Resources
出典: HCENR のウェブサイトで公開されている法令を調査団にて整理

表 3-109 HCENR の概要

概要	HCENRは、ス国の大臣評議会 (Council of Ministers)の指示に基づいて活動する機関であり、環境保護並びにス国の天然資源の持続可能な開発に責任を負う。HCENRは首相を会長とし、連邦もしくは州単位における経済社会活動のあらゆるセクターの活動に渡って、天然資源の持続可能な運営と環境課題を省庁間で調整する機能を有している。HCENRの最重要責務は、環境政策、法令、戦略立案である。この責務には、連邦並びに州政府の各実行機関と連携して、環境法令の強化並びに施行が含まれる。さらに、環境分野における国際協力、国際協調も所掌となる。
方針	現世代並びに将来世代の幸福のための完全かつ考え抜かれた生態系と環境を保つ。
役割	現世代並びに将来世代の経済、社会、文化的な項福を維持するために自然並びに環境の持続的開発、活用するため、環境健全性並びに総合的な生態系を保護する。

出典: HCENR のウェブサイトで公開されている HCENR の役割を調査団にて整理

3.9.2 EIA の枠組み

ハルツーム州内の EIA の手続きについては、ハルツーム州 EIA 手続規則 (Environmental Impact Assessment Regulations for Projects in Khartoum State, 2011)に定められている。この規則は、ハルツーム州環境保護並びに促進法 (Act of Environmental Protection and Promotion in the State of Khartoum, 2008)の第 35 条に基づいて制定されたものである。

ハルツーム州 EIA 手続規則の概要を表 3-110 に示す。発電、送電、燃料パイプラインの建設プロジェクトは EIA の対象となる。設備所有者は、EIA のほか、環境管理計画 (Project Environmental Management Plan)の作成、提出も求められている。

表 3-110 ハルツーム州 EIA 手続規則の概要

項目	根拠条項	概要
EIAの実施者	第3条 (a)項	設備所有者 (Owner)が実施する。
EIAの対象プロジェクト	第3条 (a)項, Annex (A)	1. 土地活用にかかるプロジェクト (a) 灌漑農業のための開拓、(b) 土地、村落、住宅計画、(c) 産業開発、(d) 商業施設の開発、(e) 宿泊施設の建設 2. 輸送設備 (a) 国道、(b) 保護区に敷設される道路、(c) 橋、隧道、(d) 鉄道、(e) 空港及び滑走路、(f) 石油並びにガスパイプライン、(g) ナイル川の港 3. 貯水池並びに水路 (a) 貯水池の領域の変更、(b) 洪水並びに洪水制御ダムの変更、(c) 地下水の取水の範囲の変更 4. 殺虫剤の空中散布並びに害虫駆除 5. 商業水産プロジェクト 6. 鉱業並びに採石業

		(a) 貴金属、(b) ダイアモンド、(c) 砂、岩石、石膏、(d) 石油探査・石油採掘、(e) 砕石並びに焼成(クリンカ) 7. 林業 (a) 伐木搬出、(b) 植林 8. 農業 (a) 大規模プロジェクト、(b) 新品種の殺虫剤の使用、(c) 新品種の肥料の使用、(d) 天水農業から灌漑農業への移行 9. 種々の工業 (a) 炭酸水製造業、(b) 食品業、(c) レンガ・セメント業、(d) ガラス工業、(e) 肥料製造業、(g) 石油精製 10. 電力の基盤 (a) 発電、(b) 高圧変圧器、(c) 送電線、(d) 変電所 11. 天然ガス並びにその他の貯蔵を含む炭化水素の管理 12. 廃棄物処理 (a) 固形廃棄物処理、(b) 有害廃棄物処理、(c) 下水処理(d) 外界への有害物の排出 13. 生物学的多様性に影響を与えるプロジェクト (a) 保護区の設立、(b) 保護林の設立並びに変更、(c) 動物並びに植物の商業利用、(d) 外来生物の導入 14. そのほかのいかなるプロジェクトであれ、省がEIAの必要性を認める場合
EIAの記載内容	Annex (C)	1. 概要、2. 目次、3. 実施範囲、4. 調査工程、5. 選択肢の分析、6. ス国における関係法令、7. 計画しているプロジェクト内容、8. 環境に及ぼす影響の基本調査、9. 予想される環境変動の評価、10. 緩和策の提案、11. 調査実施要員のリスト、12. 参考資料、13. 根拠資料
環境管理計画	第6条	1. 環境影響の概要、2. 緩和策、3. 緊急時対応計画並びにリスク評価、4. 対策を実施するために設置されるべき管理組織、5. 関係者の役割分担、6. 環境監視プログラムと適用基準、7. 実行プログラムと費用推計、8. プロジェクト計画への環境管理計画の統合、9. 法に基づいた手続き

出典: ハルツーム州 EIA 手続規則を調査団にて和訳及び整理

3.9.3 電力セクターのプロジェクトにおいて想定される環境社会配慮上の課題

(1) GTCC の建設 (ポートスーダン港近傍もしくはスアキン港近傍)

■ 土地の造成に伴うマングローブ林の伐採による生態系へ影響 (環境配慮)

GTCC 及び FSRU 用桟橋のため造成および浚渫などが必要となり、海岸における生態系への影響を考慮する必要がある。殊に、潮間帯に生えている植物を総称してマングローブと表現するが、マングローブが生態系を支えているために、マングローブ林の伐採は環境への影響が高いことが知られている。ス国の紅海沿岸もマングローブ林が形成されているため、土地の造成における生態系への影響に注意を払う必要がある。

尚、紅海沿岸のマングローブについては、ともに民間環境保護団体であるワンアース (https://www.oneearth.org/ecoregions/red-sea-mangroves/) 、アールイーディーディープラス (https://www.reddplussd.org/)などが保護活動をしている。

■ 取水・放水による生態系への影響 (環境)

海岸に面した GTCC の場合には、海水を復水器に供給および冷却し、温排水をワンスルーで海に放出する。そのため、取水に伴なう魚卵や稚魚の吸い込みによる漁業資源の減少、放水中のごみや水温上昇による生態系への影響に注意を払う必要がある。

■ 窒素酸化物の排出による人体への影響 (環境配慮)

GTCC では GT の燃料燃焼に伴い NOx が発生する。環境保護法 (Environmental Protection Act, 2001)が定められているが、大気汚染物質の排出制限値は規定されていない。円借款等の国際協力機関の資金を活用する場合には、国内法での環境基準値での規制値と国際金融公社 (International Finance Cooperation.。以下、IFC) の環境ガイドラインのうち、より厳しい基準を適用するのが一般的であるため、ス国では IFC の環境ガイドラインを参照することになる。

■ 二酸化炭素の排出による気候変動への影響 (環境配慮)

GTCC では GT の燃料燃焼に伴い二酸化炭素 (Carbon Dioxides。以下 CO2)が発生する。CO2 については、IFC の環境ガイドラインのような明確な排出規制基準はない。円借款等の国際協力機関の資金を活用する場合には、再生可能エネルギーの導入を含め様々な代替案との比較検討を求められることが通例である。

■ 土地の造成に伴うマングローブ林の伐採による経済活動へ影響 (社会配慮)

マングローブ林の生態系を活用した漁業活動がされていることが一般的であり、マングローブ林伐採による地域の経済活動への影響についても配慮するべきある。

(2) GTCC の建設 (ハルツーム近傍)

■ 発電所への河川水引き込みによる環境へ影響 (環境配慮)

既設発電所の遊休地を活用した GTCC の場合には、冷却塔で冷却した水を復水器に供給および冷却し、温排水を冷却塔に戻す。循環水を冷却塔で冷却する際には水が蒸発し濃縮するため、前処理を行った河川水を冷却水系統に補給する必要がある。そのため、河川水の取得による環境影響について考慮する必要がある。ただし、マハムード・シェリフ博士発電所に設置する場合には、老朽化して停止している ST 発電ユニットがあるために、現時点で余剰の河川水の水利権が設定されていると期待される。

■ 窒素酸化物の排出による人体への影響 (環境配慮)

前項”GTCC の建設 (ポートスーダン港近傍もしくはスアキン港近傍)”の記載と同様である。

■ 二酸化炭素の排出による気候変動への影響 (環境配慮)

前項”GTCC の建設 (ポートスーダン港もしくはスアキン港近傍)”の記載と同様である。

(3) 風力発電所の建設

■ 風力発電所の建設に伴う鳥類の生態系への影響 (環境配慮)

風力発電所の建設における鳥類の生態系への影響としては、衝突死 (バードストライク)、生息地放棄などがある。

鳥類の生息や絶滅危惧の恐れなどついては、バードライフ・インターナショナルが公開している。バードライフ・インターナショナルは、1922 年に英国で発足した国際環境 NGO の一つであり、鳥類を生物多様性の指標と位置づけ、「種」、「生息地」、「持続可能性」、「地域の人々」の 4 つの側面から様々な保全活動を推進している。

ス国の鳥の生息状況を表 3-111 に示す。陸鳥が約 750 種、渡り鳥が約 300 種、水鳥が約 160 種、総計約 900 種が生息している。

表 3-111 ス国の鳥の生息状況

種別	生息種数
陸鳥 (Land birds)	751
渡り鳥 (Migratory)	306
海鳥 (Seabirds)	21
水鳥 (Water birds)	165
計	917 (世界19位)

出典: バードライフ・インターナショナルウェブサイト

ス国における国際自然保護連合 (International Union for Conservation of Nature。以下、IUCN)のレッドリストに該当する鳥の生息状況を表 3-112 に示す。IUCN 絶滅危惧種レッドリストは、国際自然保護連合により 1964 年に創設されたリストであり、動物、植物、菌類の地球規模での保全状況に関する世界で最も包括的な情報源とされている。ス国内で、地球規模で絶滅の恐れのある種は 26 種、準絶滅危惧種は 20 種とされている。

表 3-112 ス国における ICUN のレッドリストに該当する鳥の生息状況

種別	該当種数
絶滅 (Extinct)	0
野生絶滅 (Extinct in the Wild)	0
地球規模で絶滅のおそれのある種 (Globally Threatened)*1	(26。世界50位)
近絶滅種 (Critically Endangered)	5
絶滅危惧種 (Endangered)	10
危急種 (Vulnerable)	11
準絶滅危惧種 (Near Threatened)	20
低危険種 (Least Concern)	870
データ不足 (Data Deficient)	1
計	917 (世界19位)

*1 地球規模で絶滅のおそれのある種は、近絶滅種、絶滅危惧種、危急種を合わせたものである。
出典: バードライフ・インターナショナルウェブサイト

ス国の重要野鳥生息地 (Important Bird and Biodiversity Area。以下、IBA)を図 3-125 に示す。IBA は鳥類にとって重要な生息地を、世界共通の基準 (IBA 基準)によって選定し、すべての生息地をネットワークとして世界的に守っていこうというプログラムである。IBA では、”特に水鳥の生息地として国際的に重要な湿地に関する条約”(ラムサール条約)によりリストアップされた湿地に加え、湿

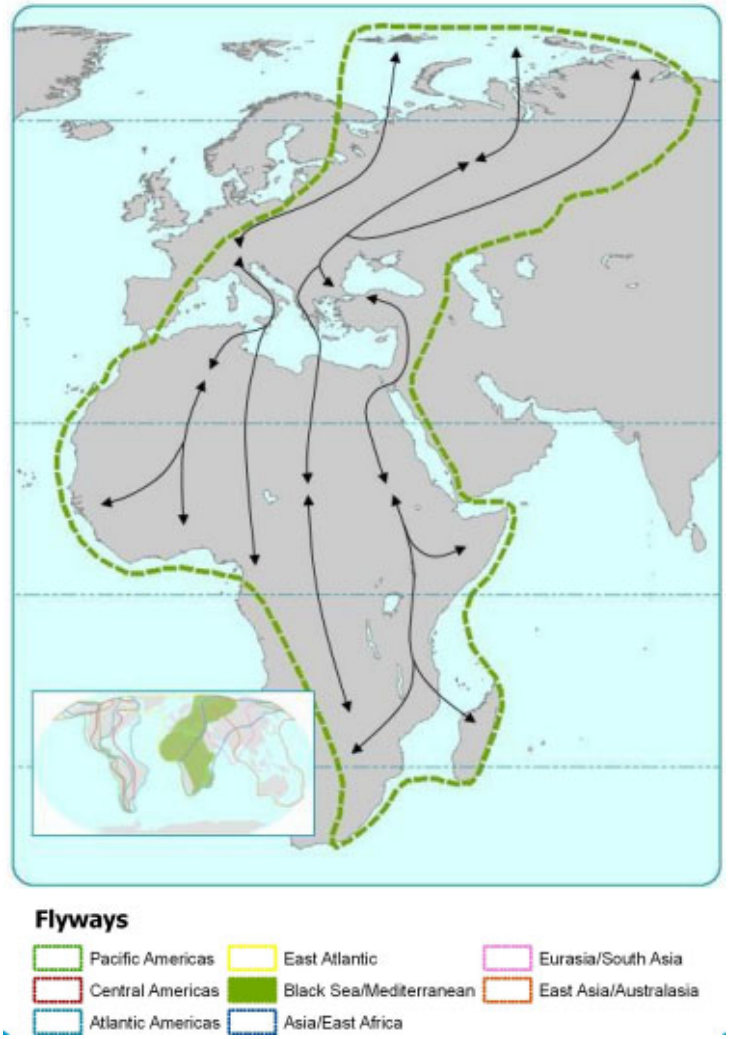
地以外に保護するべき環境(森林・草原・島嶼・崖地など)を勘案しており、国際的な重要度を示す基準として用いられている。

ス国内では、11 か所の IBA があり、そのほとんどはス国南部、紅海沿岸である。ス国内の IBA の面積は 5,062,000 ha とされている。

出典: バードライフ・インターナショナルウェブサイト

図 3-125 ス国の重要野鳥生息地図

ス国は渡り鳥の経路であることも知られており、エジプトからス国を通ってエチオピアへ渡る鳥もいる。地中海/黒海周りをする渡り鳥の経路を図 3-126 に示す。旧北区からアフリカの間を結ぶ渡り鳥の経路は 3 種あることが知られており、地中海/黒海周りはその 1 種である。代表的な鳥としては、コウノトリ (White stork)があげられる。コウノトリは、南アフリカに居住し、アフリカ東部沿岸からス国を通ってヨーロッパで繁殖する。低危険種ではあるが、前世紀から顕著な減少が確認されている。



出典: バードライフ・インターナショナルウェブサイト

図 3-126　地中海/黒海周りをする渡り鳥の経路

風力発電における鳥類生態の影響と対応策を表 3-113 に示す。主な影響として衝突死、生息地放棄が知られており、これらに対する対応策として、設計時から風車の位置や配列を工夫し、運転後に風力発電設備の稼働制限などの調整をするのが望ましいとされている。

表 3-113　風力発電における鳥類生態の影響と対応策

種別	概要	対応策
衝突死 (バードストライク)	風力発電施設の設置については、日本でも、猛禽類をはじめとした鳥類が風力発電施設のブレードに衝突し死亡する事故が生じており、野生生物保全と風力発電推進の両立を目指す上での課題となっている。こうした衝突死の原因はまだ判明しておらず、抜本的な解決は難しいとされている。	稼動制限等の順応的管理 (事後対策)
生息地放棄	風車を忌避して生息地を放棄する恐れがある。日本ではガンやカモなどにその傾向がみられる。また障壁影響として、渡り鳥が経路を変更することもある。鳥は10 km迂回すると20%余計にエネルギーを消費するというデータもあり、渡り鳥の生態への影響は無視できない。	風車の位置や配列の工夫 (事前対策)

出典: 第1回 再生可能エネルギーの適正な導入に向けた環境影響評価のあり方に関する検討会資料"風力発電が鳥類に与える影響"(日本野鳥の会)の内容を調査団にて整理。

■ 風力発電所の建設に伴う騒音による生活への影響 (環境配慮)

風力発電所から発生する騒音が、居住民の健康的な生活へ影響を及ぼす恐れがある。ただし、これまでに日本国内外で得られた研究結果を踏まえると、風力発電施設から発生する騒音が人の健康に直接的に影響を及ぼす可能性は低いと考えられているが、風車騒音に含まれる振幅変調音や純音声成分等はわずらわしさを増加させる傾向がある。そのため、居住地から十分に離れた位置(日本では 500 m 程度)に風車を設置するなどで対応することが望ましい。

■ 風力発電所の建設に伴う景観への影響 (社会配慮)

風力発電所の建設に伴う景観への影響について、欧米を中心に意識が高まっている。

風力発電における景観に関する検討範囲の例を表 3-114 に示す。この例では、超大規模の風力発電所の場合には風車タワーから 15 km 半径の範囲で検討し、景観においてのタービンの見え方の図の作成などを求めている。ス国において、必ずしもこの例に遵う必要はないが、合意形成を進めるうえで景観についても配慮することが望まれる。

表 3-114 風力発電における景観に関する検討範囲の例

規模 *1	検討範囲 *2	ZTV *3	視覚イメージ	居住検討範囲
極小 (25 m未満)	2 km	-	不要	地面から風車の最高点までの長さの10倍に相当する範囲
小 (25から50 m)	5 km	該当	3から5点	同上
中 (50から80 m)	8 km	同上	5から7点	同上
大 (80 から109 m)	11 km	同上	場所と点数は合意による。写真合成と有線。	地面から風車の最高点までの長さの10倍に相当する範囲もしくは合意による。
超大*4 (109 m超)	15 km	同上	同上	同上

*1: 規模は風車の最高点の高さを示す。
*2: 検討範囲は、風車タワーを中心とした半径を示す。
*3: ZTV: Zone of Theoretical Visibility。景観においてのタービンの見え方を示した計画図
*4: 6 基以上のタービンを配列する風力発電所の場合には、最高点の高さに拠らず超大規模とみなす。
出典: Planning Guidance for Wind Turbine Development Landscape and Visual Impact Assessment Requirements

(4) 太陽光発電所の建設

■ 太陽光発電所の建設に伴う鳥類の生態系への影響 (環境配慮)

風力発電所の建設にて記載したのと同様、鳥類の生態系への影響を勘案する必要がある。

生息地放棄を招かないように、計画・設計するべきである。

■ 太陽光発電所から発生する騒音の影響 (社会配慮)

太陽光発電所内のパワーコンディショナにより発生する騒音の影響について検討することが望ましい。尚、系統につながれていないディーゼル発電所であるアル・フラ発電所は騒音と大気汚染を理由に移転をしている模様であり、騒音はス国でも課題になりうる。

騒音上の問題が無いことを地域住民等と合意しておく方が無難である。

■ 太陽光発電所の建設に伴う景観への影響 (社会配慮)

風力発電所の建設にて記載したのと同様、景観への影響について検討することが望ましい。

景観上の問題が無いことを地域住民等と合意しておく方が無難である。

■ 太陽光発電所の建設に伴う反射光の影響 (社会配慮)

太陽光発電所の建設に伴い太陽光パネルの反射光によるまぶしさの影響について検討することが望ましい。

反射光の問題が無いことを地域住民等と合意しておく方が無難である。

3.10 課税項目及び免税手続き

3.10.1 課税項目

ス国の税金を管轄しているのは、基本的にス国税務会議所 (Sudan Taxation Chamber。以下、STC)であるが、関税 (Custom duty。輸入税に相当)についてのみ税関 (Custom Authority。以下、CA)が管轄している。

STC のウェブサイトにて公開されている税法規を整理した結果を表 3-115 に示す。国際建設プロジェクトでは、一般的に、付加価値税と関税がプロジェクト費用を押し上げる要因となる恐れがあるとされている。

表 3-115 ス国の税法

No.	税名称	対象	関係法令	所轄官庁
1	付加価値税 (Value Added Tax)	すべての物品、役務(サービス)に賦課。10物品、5役務については法で除外。※1	Value Added Tax Act, 1999 Value Added Tax Regulation, 2000	STC
2	法人税 (Business Profit Tax)	個人、会社、提携事業者が得た事業利益に賦課。不動産賃貸収入に賦課。	Income Act, 1986	STC
3	所得税 (Personal Income Tax)	個人の報酬や給与に賦課。	Income Act, 1986	STC
4	関税 (Custom Duty)	輸入品に賦課。	Customs Act, 1986	CA
5	印紙税 (Stamp Duty)	印紙の添付を要する書面の発効に賦課。	Stamp Duty Act, 2002	STC
6	譲渡税 (Capital Gain Tax)	不動産、乗物の譲渡に賦課。	Capital Gain Act, 1986	STC

No.は便宜上付したものであり、ス国政府が付与したものではない。
STC: Sudan Taxation Chamber, CA: Custom Authority
※1: 対象外となる物品は、a) 農作物一般、b) 家畜、食肉、家禽及びその副生品、魚、乳及びその副生品、c) 肥料、d) 種子、e) 殺虫剤並びに除草剤、f) 医薬品、g) 国産小麦粉、h) パン、i) 特権並びに免除法により輸入された物品、j) 免除の覚書に明記されている物品。対象外となる役務(サービス)は、I) 金融、II) 保険、III) 教育、IV) 医療、V) 個人の住居のための不動産にかかる取得、賃貸
出典: STC のウェブサイトで公開されている税法規を調査団にて整理

3.10.2 免税手続き

ス国の免税の規定を表3-116に示す。投資法2021年版の第20条に投資特権 (Investment Privilege)が規定されており、その中で関税免除 (Customs exemption)、付加価値税免除 (Exemption from Value Added Tax)が規定されている。EA2001によれば、電力セクターのすべてのプロジェクトは投資法のもとに実施されることとなっているので、電力セクターのプロジェクトは関税、付加価値税を免除されることになる。また、投資法2021年版第20条では、投資プロジェクトに関し、5年間の法人税 (Exemption from Business Profit Tax) 免税が規定されており、国内外の民間セクターの事業参画を促進・期待をしていることが伺える。

表 3-116 ス国の免税の規定

免除対象税	根拠条項	法文の抜粋
関税	投資法2021年版第20条	(a) 関税の免除 (i) 投資プロジェクトは、監督当局の調整に基づき、資本的設備の輸入にかかる関税を免除されるべきである。 (ii) 規則に定めるところにより、輸送費は関税から免除されるべきである。 (iii) 投資プロジェクトの原材料は、規則に定めるところにより、原材料にかかる税関率表により課されるべき関税と等しい金額が賦課されるべきである。
付加価値税	投資法2021年版第20条	(c) VATの免除 投資プロジェクトにおける資本的設備のうち、省の承認したリストに記載されたものについては、VATから免除される。

出典: Investment Act, 2021 に基いて調査団にて整理

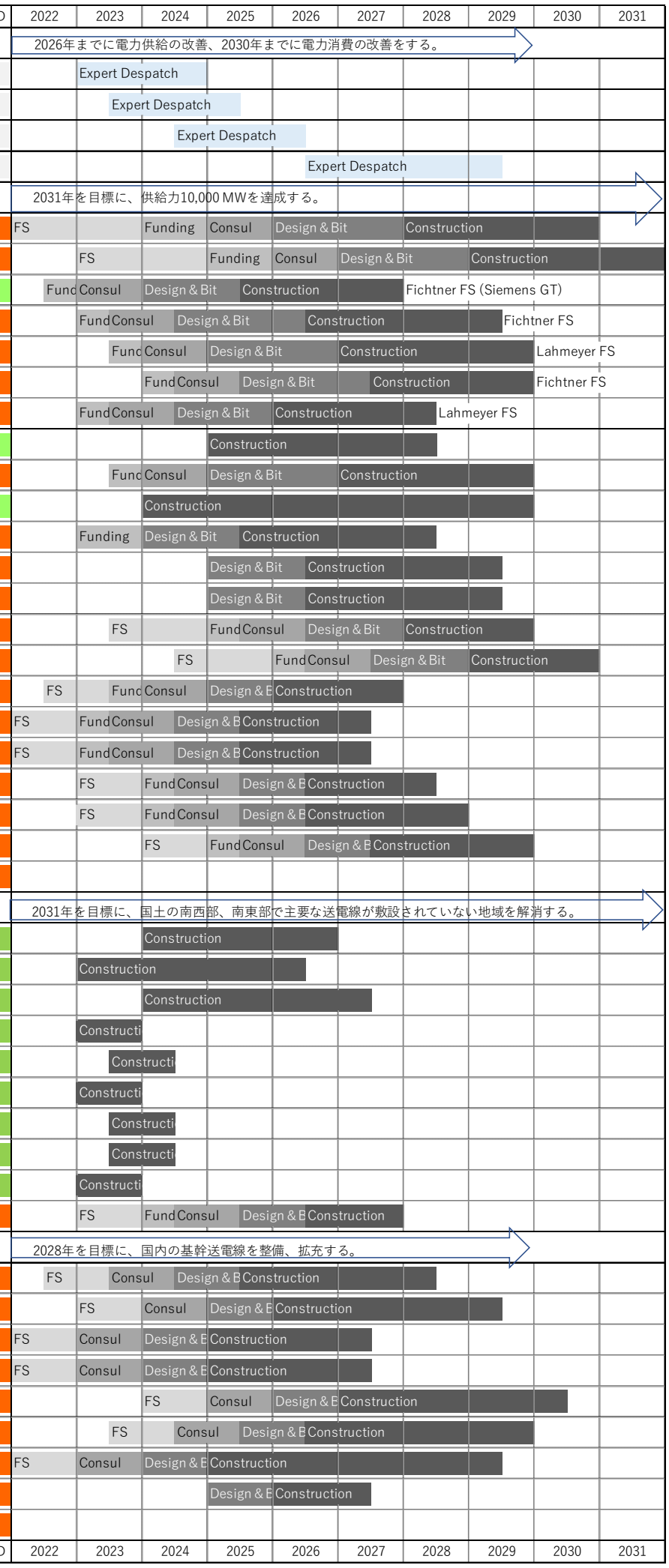
3.11 今後進むべき方向

3.11.1 電力セクターの進むべき方向

2022 年 2 月ス国側とウェブ会議を開催し、本邦技術を活用した協力事業案を含め本報告書の要旨を説明した。これに対し、ス国側からは、協力事業案については着手した新戦略 2022 - 2026 の線上にあるので、日本側と並行して進めていくことを期待する等、好意的且つ前向きな意見が示された。

電力セクターの進むべき方向について整理した。

	PPF	項目	地点	規模	日本の技術	FS	EIA	BD
電力セクター改革	"電力の構造改革"							
	New	電力セクターアドバイザー	全土	-	なし	-	-	-
	New	電力セクターMP	全土	-	なし	-	-	-
	New	省エネMP	全土	-	なし	-	-	-
	New	省エネアドバイザー	全土	-	なし	-	-	-
需要増加への対応	"電力の供給力向上"							
(安定電源)	New	火力発電 (高効率GTCC)	スーダン港	300 MW	高効率GT	N	N	N
	New	火力発電 (高効率GTCC)	ハルツーム	300 MW	高効率GT	N	N	N
	No. 11	火力発電 (CC改造)	スーダン港	170 MW	なし	Y	Y	U
	No. 12	火力発電 (GTCC)	スーダン港	1,000 MW	なし	Y	N	N
	No. 13	火力発電 (LNG)	紅海 (スーダン港北)	600 MW	なし	Y	N	N
	No. 14	火力発電 (CC)	ニャラ	450 MW	なし	Y	N	N
	No. 21	火力発電 (CC改造)	ガリ (ハルツーム)	240 MW	なし	Y	Y	N
需要増加への対応	No. 8	水力発電	センナー	146 MW	なし	Y	Y	U
(低OPEX＆低炭素)	No. 9	水力発電	モロウェ	122 MW	なし	Y	N	N
	No. 10	水力発電	ロセイエス	162 MW	なし	Y	Y	U
	No. 1	風力発電	ドンゴラ	700 MW	なし	Y	Y	N
	No. 4	風力発電	トーカー (スーダン港)	180 MW	なし	Y	Y	N
	No. 5	風力発電	ニャラ	20 MW	なし	N	Y	N
	New	風力発電	ハルツーム	300 MW	蓄電池	N	N	N
	New	風力発電	バーバー	300 MW	蓄電池	N	N	N
	No. 2	太陽光発電	ウンドゥルマン (ハルツーム)	200 MW	なし	Y	N	N
	No. 3	太陽光発電	スーダン港	100 MW	なし	Y	N	N
	No. 6	太陽光発電	アルオベイド	100 MW	なし	Y	N	N
	No. 34	太陽光発電	バーバー	100 MW	なし	Y	N	N
	New	太陽光発電	ハルツーム	300 MW	蓄電池	Y	N	N
	New	太陽光発電	ボハト	300 MW	蓄電池	Y	N	N
	New	地熱発電	ハルツーム	NA	地熱発電	N	N	N
電力アクセスの向上、	"全ての国民に電気を"							
地方電化	No. 31	220 kV送電線	ババヌサ～アルファシール※1	570 km	なし	Y	Y	Y
	No. 32	220 kV送電線	ウムルワダ～ラガワ	630 km	なし	Y	Y	Y
	No. 33	220 kV送電線	ニャラ～ゲニエラ※2	350 km	なし	Y	Y	Y
	No. 15	火力発電 (ディーゼル)	ニャラ	50 MW	なし	Y	Y	Y
	No. 16	火力発電 (ディーゼル)	アルファシール	40 MW	なし	Y	Y	Y
	No. 17	火力発電 (ディーゼル)	ザリンゲイ	20 MW	なし	Y	Y	Y
	No. 18	火力発電 (ディーゼル)	カデュグリ	10 MW	なし	Y	Y	Y
	No. 19	火力発電 (ディーゼル)	アルゲニナ	30 MW	なし	Y	Y	Y
	No. 20	火力発電 (ディーゼル)	エルデイン	10 MW	なし	Y	Y	Y
	No. 7	太陽光発電	ニャラ他3か所※3	20 MW	なし	Y	N	N
電力品質の向上	"電力強靭化"							
	No. 22	220 kV送電線	マリンガン～ガダリフ※4	224 km	低損失送電線	N	N	N
	No. 26	220 kV送電線	アルフダ～アルデバ※5	320 km	低損失送電線	N	N	N
	No. 27	220 kV送電線	ムシュコル～マリンガン※6	165 km	低損失送電線	N	N	N
	No. 28	220&110 kV送電線	ハルツーム周辺	165 km	低損失送電線	N	N	N
	No. 23	500 kV送電線	ハルツーム～白ナイル州	590 km	なし	Y	N	N
	No. 25	500 kV送電線	ハルツーム環状	271 km	なし	Y	N	N
	No. 30	500 kV送電線	エルカバシ～スーダン港※7	780 km	なし	N	N	N
	No. 24	220 kV変電所	スーダン港	450 MVA	なし	N	N	N
	No. 29	新給電指令所	ハルツーム周辺	-	VPP	Y	N	N



PPF: Project Profile Form (2021 -2026)、GTCC: Gas Turbine Combined Cycle、GT: Gas Turbine、FS: Feasibility Study、EIA: Environmental Impact Assessment、BD: Bidding Document Assessment、MP: Master Plan
※1: ババヌサ～アディラ～エルデイン～ニャラ～アルファシール、※2: ニャラ～カス～ザリンギ～ゲニエラ、※3: ニャラ、アルゲニナ、カデュグリ、ザリンゲイ、※4: マリンガン～エルファウ～ガダリフ
※5: アルフダ～ボハト～テムタム～アルデバ、※6: ムシュコル～エルマナゲル～マリンガン、※7: エルカバシ～アトバラ～スーダン港

FS, EIA, BD の欄においてそれぞれ緑網掛けで Y と記載されている場合にはすでに当該の作業や文書が整っていること、橙網掛けで N と記載されている場合には整っていないことを示す。
出典:調査団にて作成

図 3-127　推進するべきプロジェクト一覧

3.11.2 プロジェクトシート並びに実施すべき FS 案

電力セクターの進むべき方向を実現するためのプロジェクトシート並びに実施するべき FS 案を作成した。

電力セクター改革については、FS が不要であるが、ス国側がドナーに協力申請の協議するにあたり整理しておくべき事項についてまとめた。

1. 電力セクター改革

項目	各項目概要
ス国課題と解決・支援方向	電力セクター硬直化 ⇒ より進んだ電力セクター改革およびマスタープラン策定支援
協力対象事業案	電力セクター改革とマスタープラン作成への専門家派遣並びに技術協力
対象機関	MoEP、SEHC、STPG、SETCO、SEDC 等
想定予算 (Mil. USD)	費用の見積は非公開とした。
想定工期 (FS～支援完了)	2023 年～2026 年 2Q (電力セクター改革&マスタープラン) 2026 年 3Q～2028 年 (省エネルギーマスタープラン)
協力対象事業案概要	電力セクター改革: 従来型電力セクター改革手法に SDG7 を配慮した「ス国に適したより進んだ電力セクター改革」を推進する技術協力とフォローアップ。 電力セクターマスタープラン: 電力セクター改革と連携しつつより実現可能性かつ持続性のある電力セクターマスタープランおよび省エネルギーマスタープラン策定への技術協力とフォローアップ 専門家派遣: 両支援に対し、現状把握・分析・課題抽出・策定補助等に対し、都度各分野専門家派遣。

評価

項	評価項目	項	評価内容
1	技術品質	1	従来型電力セクター改革手法に SDG7 を配慮した「より進んだ電力セクター改革」
		2	ス国事情把握・分析・反映 (法令、需給バランス、財務、アクセス率、燃料、再エネ、民間活用、組織役割・責任および能力等々)
		3	ス国課題とリンクしたハードおよびソフト両面からのマスタープラン策定
		4	本邦実績を踏まえた技術協力、専門家派遣およびフォローアップ。
2	工期	1	ス国の喫緊課題であり、早期着手と完成が望まれる。
3	費用	1	ス国側にとっては負担とならない支援が望まれる。
4	環境・社会配慮	1	形式に拘わらず新規発電設備導入に際しては事前調査実施が必須。
		2	制度改定面では、消費者の理解を得られる合理的な根拠明示。
5	その他	1	国際融通など他国との協調

実施に当たって整理すべき課題など

項	課題項目	項	課題内容
1	全般	1	ス国側新戦略、法令、各種計画などの進捗を含む詳細調査。
2	技術品質	1	ス国側電力セクター新戦略を踏まえた、上位のロードマップ調査と検討。(政策面の支援是非の検討)
		2	本邦以外のドナーとの協調可否検討。
3	工期	1	最短工期検討。
4	費用	1	本邦以外のドナーとの協調可否検討。
5	環境・社会配慮	1	対象事業に対する具体的調査検討。
6	その他	1	ス国側国家戦略の把握と進捗確認
		2	本邦以外のドナーの動向確認と協調可否検討。

2. 300 MW クラス 天然ガス焚き GTCC (ポートスーダン港近傍もしくはスアキン港近傍 Sunagas から天然ガス供給)

項目	各項目概要
ス国課題と解決・支援方向	需要増加への対応 ⇒ 発電設備導入
協力対象事業案	総出力 300 MW クラス天然ガス焚き高効率・低炭素型 GTCC 発電設備導入 (ポートスーダン港近傍もしくはスアキン港近傍に設置)
対象機関	MoEP、SEHC、STPG、SETCO 等
想定予算 (Mil. USD)	費用の見積は非公開とした。
想定工期 (FS～運転)	2022 年～2030 年末 (内 建設期間 41 か月)
協力対象事業案概要	出力 100 MW クラス天然ガス焚き GT2 基と出力 100 MW クラス ST1 基を組み合わせた GTCC 発電設備を燃料供給源に近接するポートスーダン港近傍もしくはスアキン港近傍に設置。年間 約 2,482 GWh/年の発電量を確保する。 (敷地面積(除く、取水設備)は、約 28,000 m^2) NG は、現在計画中の Sunagas から供給受けを想定。冷却水系統は、直接海水冷却方式とし、近傍海岸より取水。発電所からポートスーダン変電所に 220 kV 送電線を敷設。

評価

項	評価項目	項	評価内容
1	技術品質	1	脱炭素移行・エネルギーミックスに貢献する本邦技術である高効率・低炭素型天然ガス焚き GTCC を採用。
		2	低 NOx 型等燃焼装置による環境負荷低減。
		3	気象による日変動、季節変動がない安定電源。
		4	将来は水素ガスタービンへの改造により更なる脱炭素化可能。
		5	送電線の一部に低損失送電線活用することで損失を低減。
2	工期	1	ス国側の需要や経済成長を考慮すると、全体工期短縮や GT 単独運転先行等の工夫が望まれる。
3	費用	1	CAPEX/OPEX 共に、ス国側にとっては負担が大きい。
		2	更なる複合発電や規模の最適化も望まれる。
4	環境・社会配慮	1	復水器冷却は、直接海水冷却であり、取水・放流を含め EIA および漁業への配慮等の観点から更なる調査を要する。 場合によっては、冷却塔あるいは空気式冷却の適用の検討を要する。
5	その他	1	ガスインフラとの複合開発が必要。 (独自の FSRU 導入案と共に Sunagas の計画への参画、協調および調整が必須)

次 FS への課題

項	課題項目	項	課題内容
1	全般	1	財務・資金及び工期を再考した更なる複合発電や規模最適化検討。
2	技術品質	1	建設候補地の具体化調査。土木調査 (地質調査、地形測量)の実施。
		2	系統解析の実施。
		3	持続的長期安定運転のための水素混焼及び O & M 支援案検討。
3	工期	1	工期短縮案の検討。
		2	Sunagas 建設工事並びに 500 kV 送電線 (ハルツーム – ポートスーダン間)の整備の工程確認と調整。
4	費用	1	GTCC 並びにガスインフラの CAPEX、OPEX、LCOE 及び IRR 等を含めた財務分析。
		2	本邦を含めドナーの協力体制、費用分担。
5	環境・社会配慮	1	冷却方式 (取水、放水)による環境社会影響の検討、代替措置の検討。
		2	マングローブ伐採の環境社会影響の検討、代替措置の検討。

6	その他	1	Sunagas との協議及びフォロー。 (サプライチェーン、品質、工期、価格等)
		2	Sunagas 計画中止・延期の場合のバックアップ計画。

3. 300 MW クラス 天然ガス焚き GTCC＋専用 FSRU

項目		各項目概要	
ス国課題と支援方向		需要増加への対応 ⇒ 発電設備導入	
協力対象事業案		総出力 300 MW クラス天然ガス焚き高効率・低炭素型 GTCC 発電設備導入＋FSRU および港湾設備設置 (ポートスーダン港近傍もしくはスアキン港近傍)	
対象機関		MoEP、SEHC、STPG、SETCO 等	
想定予算 (Mil. USD)		費用の見積は非公開とした。	
想定工期 (FS～運転)		2022 年～2030 年末 (内 建設期間 41 か月)	
協力対象事業案概要		出力 100 MW クラス天然ガス焚き GT 2 基と出力 100 MW クラス ST 1 基を組み合わせた GTCC 発電設備をポートスーダン港近傍もしくはスアキン港近傍に係留する FSRU (燃料供給源)近接に設置。 (敷地面積(除く、取水設備)は、約 28,000 m^2)年間約 2,482 GWh/年の発電量を確保する。 NG は、ポートスーダン港近傍もしくはスアキン港近傍に本発電所専用に FSRU を設置し、これより供給されることを想定。冷却水系統は、直接海水冷却方式とし、近傍海岸より取水。 発電所からポートスーダン変電所に 220 kV 送電線を敷設。	
評価			
項	評価項目	項	評価内容
1	技術品質	1	脱炭素移行・エネルギーミックスに貢献する本邦技術である高効率・低炭素型天然ガス焚き GTCC を採用。
		2	低 NOx 型等燃焼装置による環境負荷低減。
		3	気象による日変動、季節変動がない安定電源。
		4	将来は水素ガスタービンへの改造により更なる脱炭素化可能。
		5	送電線の一部に低損失送電線活用することで損失を低減
2	工期	1	ス国側の需要や経済成長を考慮すると、全体工期短縮や GT 単独運転先行等の工夫が望まれる。
3	費用	1	CAPEX/OPEX 共、ス国側にとっては負担が大きい。
		2	更なる複合発電や規模の最適化も望まれる。
4	環境・社会配慮	1	復水器冷却は、直接海水冷却であり、取水・放流を含め EIA および漁業への配慮等の観点から更なる調査を要する。 場合によっては、冷却塔あるいは空気式冷却の適用の検討を要する。
5	その他	1	Sunagas の計画に影響受けぬ単独専用 FSRU 設置。
次 FS への課題			
項	課題項目	項	課題内容
1	全般	1	財務・資金及び工期を再考した更なる複合発電や規模最適化検討。
2	技術品質	1	建設候補地の具体化調査。土木調査 (地質調査、地形測量)の実施。
		2	系統解析の実施。
		3	持続的長期安定運転のための水素混焼及び O & M 支援案検討。
3	工期	1	発電設備、FSRU 及び港湾設備を含めた全工期短縮案の検討。また、発電設備及び FSRU の相互の工程の調整。
		2	500 kV 送電線 (ハルツーム － ポートスーダン間)整備の工程確認と調整。
4	費用	1	GTCC 並びにガスインフラの CAPEX、OPEX、LCOE 及び IRR 等を含めた財務分析。
		2	本邦を含めドナーの協力体制、費用分担。
5	環境・社会配慮	1	冷却方式 (取水、放水)による環境社会影響の検討、代替措置の検討。
		2	マングローブ伐採の環境社会影響の検討、代替措置の検討。

6	その他	1	サプライチェーン調査・構築。 (供給元、供給方法、運営形態、FSRU 船等)
		2	FSRU 建設候補地及び具体化の調査。

4. 300 MW クラス 天然ガス焚き GTCC(ハルツーム近郊既設発電所遊休地設置)

項目	各項目概要
ス国課題と支援方向	需要増加への対応 ⇒ 発電設備導入
協力対象事業案	総出力 300 MW クラス天然ガス焚き高効率・低炭素型 GTCC 発電設備導入 (ハルツーム近郊既設発電所遊休地設置)
対象機関	MoEP、SEHC、STPC、SETCO 等
想定予算 (Mil. USD)	費用の見積は非公開とした。
想定工期 (FS～運転)	2022 年 － 2030 年末 (内 建設期間 41 か月)
協力対象事業案概要	出力 100 MW クラス天然ガス焚き GT 2 基と出力 100 MW クラス ST 1 基を組み合わせた GTCC 発電設備を需要が最大であるハルツーム近郊に設置。 具体的にはマハムード・シェリフ博士発電所内と仮定。 (敷地面積は約 32,000 m^2)約 2,320 GWh/年の発電量を確保する。NG は、現在計画中の SUNAGAS パイプラインから供給受けを想定。 冷却水系統は、冷却塔方式とし水源は既設と同様にナイル川。 既設発電所近傍の 220 kV 送電線に連系。

評価

項	評価項目	項	評価内容
1	技術品質	1	脱炭素移行・エネルギーミックスに貢献する本邦技術である高効率・低炭素型天然ガス焚き GTCC を採用。
		2	低 NOx 型等燃焼装置による環境負荷低減。
		3	気象による日変動、季節変動がない安定電源。
		4	将来は水素ガスタービンへの改造により更なる脱炭素化可能。
2	工期	1	ス国側の需要や経済成長を考慮すると、全体工期短縮や GT 単独運転先行等の工夫が望まれる。
3	費用	1	CAPEX/OPEX 共、ス国側にとっては負担が大きい。
		2	更なる複合発電や規模の最適化も望まれる。
4	環境・社会配慮	1	既設と同様な方式や設備流用により新規環境影響を最小限化。
5	その他	1	Sunagas の計画への参画、協調および調整が必須。

次 FS への課題

項	課題項目	項	課題内容
1	全般	1	財務・資金及び工期を再考した更なる複合発電や規模最適化検討。
2	技術品質	1	建設候補地 (マハムード・シェリフ博士発電所)の具体化調査。
		2	系統解析の実施
		3	持続的長期安定運転のための水素混焼及び O & M 支援案検討。
3	工期	1	工期短縮案の検討。
		2	Sunagas 建設工事 (含むガスパイプライン)工程確認と調整。
4	費用	1	GTCC 並びにガスインフラの CAPEX、OPEX、LCOE 及び IRR 等を含めた財務分析。
		2	本邦を含めドナーの協力体制、費用分担。
5	環境・社会配慮	1	冷却方式(取水)による環境社会影響の検討、代替措置の検討。
6	その他	1	Sunagas との協議及びフォロー。 (サプライチェーン、品質、工期、価格等)
		2	Sunagas 計画中止・延期の場合のバックアップ計画

5. 総出力 300 MW クラス 陸上風力発電設備 ＋ハイブリッド型蓄電池装置(北部地域設置)

項目	各項目概要
ス国課題と支援方向	需要増加への対応 ⇒ 発電設備導入
協力対象事業案	総出力 300 MW クラス 陸上風力発電設備導入 (賦存量豊富な北部に設置)
対象機関	MoEP、SEHC、SETCO 等
想定予算 (Mil. USD)	費用の見積は非公開とした。
想定工期 (FS～運転)	2022 年～2031 年末 (内 建設期間 36 か月) 2030 年 9 月頃より順次運転開始
協力対象事業案概要	単機出力 3.0 MW クラス風力発電機を幅 約 2.5 km、長さ 約 17.0 km (総敷地面積 4,250 ha) の敷地内に 100 基設置し、年間 約 788 GWh の発電量を確保する。 系統への影響を緩和するために短周期および長周期変動対応ハイブリッド型蓄電設備 (短周期用:120 MW/60 MWh、長周期用:120 MW/480 MWh)を装備する。 低損失送電線を活用し近接する既存送電線 (220 kV または 110 kV)に連系。

評価

項	評価項目	項	評価内容
1	技術品質	1	カーボンニュートラルに貢献する再生可能エネルギーの風力発電を採用。
		2	系統への影響緩和のためのハイブリッド型蓄電池採用。
		3	蓄電池は本邦技術である安全かつ長充放電寿命サイクル製品主体。
		4	本邦技術である低損失送電線活用による損失低減。
2	工期	1	ス国側の需要や経済成長を考慮すると、全体工期短縮の工夫が望まれる。
3	費用	1	ス国側にとっては負担が大きい CAPEX。
		2	更なる複合発電や規模の最適化も望まれる。
4	環境・社会配慮	1	風力賦存量が大きい北部における生態系への影響未確認。
		2	景観等社会配慮への影響未確認。
5	その他	1	民間投資を巻き込む制度やインセンティブが未確立。
		2	ス国は再生可能エネルギーについては小規模から段階的な増大を検討。

次 FS への課題

項	課題項目	項	課題内容
1	全般	1	再生可能エネルギー (規模や段階)を含めた電力マスタープラン策定検討およびこれに伴う制度設計案。
		2	財務・資金及び制度を再考した更なる複合発電や規模最適化検討。
2	技術品質	1	建設候補地の具体化調査。
		2	持続的長期安定運転のための O & M 支援案検討。
		3	建設候補地での系統変動・挙動や風力賦存量・挙動等調査による蓄電池容量、及びこれに伴う系統・設備制御の最適化。
		4	系統解析の実施。建設候補地からの具体的送電計画。
3	工期	1	工期短縮案の検討。
4	費用	1	風力発電設備並びに送電線の CAPEX、OPEX、LCOE 及び IRR 等を含めた財務分析。
		2	本邦を含めドナーの協力体制、費用分担および PPP や IPP 等含めス国電力セクター改革支援検討。
5	環境・社会配慮	1	鳥類生態系、騒音等 EIA を想定した候補地現地調査による精査。
		2	景観等社会的配慮面からの候補地現地調査による精査。

6. 総出力 300 MW クラス 太陽光発電設備 ＋ハイブリッド型蓄電池装置(北部地域設置)

項目	各項目概要
ス国課題と支援方向	需要増加への対応 ⇒ 発電設備導入
協力対象事業案	総出力 300 MW クラス 太陽光発電設備導入 (賦存量豊富な北部に設置)
対象機関	MoEP、SEHC、SETCO 等
想定予算 (Mil. USD)	費用の見積は非公開とした。
想定工期 (FS～運転)	2022 年～2031 年末 (内 建設期間 57 か月) 2029 年 9 月初めより順次運転開始
協力対象事業案概要	適正な太陽光モジュール間離隔距離を確保した総敷地面積 3.75 km^2 (375 ha) の敷地内に設置し、年間 約 546 GWh の発電量を確保する。 系統への影響を緩和するために短周期および長周期変動対応ハイブリッド型蓄電設備 (短周期用:200 MW/150 MWh、長周期用:60 MW/120 MWh)を装備する。 低損失送電線を活用し近接する既存送電線 (220 kV または 110 kV)に連系。

評価

項	評価項目	項	評価内容
1	技術品質	1	カーボンニュートラルに貢献する再生可能エネルギーの太陽光発電を採用
		2	系統への影響緩和のためのハイブリッド型蓄電池採用
		3	蓄電池は本邦技術である安全かつ長充放電寿命サイクル製品主体
		4	本邦技術である低損失送電線活用による損失低減
2	工期	1	ス国側の需要や経済成長を考慮すると、全体工期短縮の工夫が望まれる
3	費用	1	ス国側にとっては負担が大きい CAPEX。本邦を含めドナーの組成と PPP や IPP 等含めス国電力セクター改革支援が重要
		2	更なる複合発電や規模の最適化も望まれる
4	環境・社会配慮	1	太陽光賦存量が大きい北部における生態系への影響未確認
		2	景観や反射光等社会配慮への影響未確認
5	その他	1	民間投資を巻き込む制度やインセンティブが未確立
		2	ス国は再生可能エネルギーについては小規模から段階的な増大を検討

次 FS への課題

項	課題項目	項	課題内容
1	全般	1	再生可能エネルギー (規模や段階)を含めた電力マスタープラン素案検討およびこれに伴う制度設計素案。
		2	財務・資金及び制度を再考した更なる複合発電や規模最適化検討。
2	技術品質	1	建設候補地の具体化調査。土木調査 (地質調査、地形測量)の実施。
		2	持続的長期安定運転のための O & M 支援案検討。
		3	建設候補地での系統変動・挙動や太陽光賦存量・挙動等調査による蓄電池容量、及びこれに伴う系統・設備制御の最適化。
		4	系統解析の実施。建設候補地からの具体的送電計画。
3	工期	1	工期短縮案の検討。
4	費用	1	太陽光発電設備並びに送電線の CAPEX、OPEX、LCOE 及び IRR 等を含めた財務分析。
		2	本邦を含めドナーの協力体制、費用分担および PPP や IPP 等含めス国電力セクター改革支援検討。
5	環境・社会配慮	1	鳥類生態系、騒音等 EIA を想定した候補地現地調査による精査。
		2	景観や反射光等社会的配慮面からの候補地現地調査による精査。

7. 地熱発電設備にかかるプロジェクトの提案と課題

項目	各項目概要
ス国課題と支援方向	需要増加への対応 ⇒ 発電設備導入
協力対象事業案	バユダ (Bayuda)のサイト地熱開発事業
対象機関	MoEP、SGA (ス国地質調査所)
想定予算 (Mil. USD)	費用の見積は非公開とした。
想定工期 (FS～運転)	2032 年末 (地熱資源が確認された場合の最短のケース)
協力対象事業案概要	2011 年-2013 年における予備調査で得られた結果から、地表調査および試掘調査を実施し事業評価を行う。 事業評価により有望性が確認された場合は、生産井の掘削および地熱発電プラントの建設を行う。

評価

項	評価項目	項	評価内容
1	技術品質	1	カーボンニュートラルに貢献する再生可能エネルギーの地熱発電を採用
		2	再生可能エネルギーの中でも安定した発電が可能
		3	本邦技術である地熱発電タービンの導入が見込まれる
2	工期	1	一般的に開発までに 10-15 年を要するが、地熱資源の有無とその規模によっては、工期の延長またはプロジェクトの打ち切りの可能性がある。
3	費用	1	試掘調査まではコスト・リスク共に高いため、AU およびドナー機関のバスケットファンドの利用が推奨される。
		2	事業評価後は自国資金または借款等による費用捻出の可能性がある。
4	環境・社会配慮	1	KenGen により初期調査 (Initial Environmental Examination) を実施済み
		2	今後、試掘計画作成後に EIA の実施と環境当局による承認が必要となるとともに、その後のステージにおいても見直しが必要
5	その他	1	資源量が不明であり、開発までに多額の費用を要することから、民間の参入による開発はリスクが高く困難である
		2	地熱開発のための国家人材の能力強化が必要であり、本邦の専門家派遣や技術協力スキームの活用が望ましい。
		3	ス国は再生エネルギーについては小規模から段階的な増大を検討

次 FS への課題

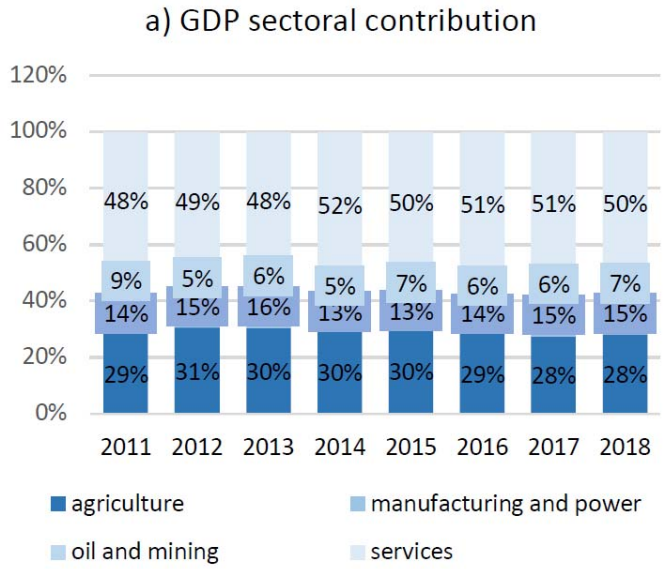
項	課題項目	項	課題内容
1	全般	1	地表調査: ス国側の意向および協議を踏まえ、対象箇所・範囲・工期・費用を確定。現時点では、2 箇所の地区で物理探査 (電磁探査・重力探査等)の実施と想定。
		2	試掘調査: ス国側の意向および協議を踏まえ、対象箇所・範囲・工期・費用を確定。現時点では、開発優先度の高い地区で 2000m 級の試掘井戸を掘削と想定。
2	技術品質	1	(地表調査)地熱貯留層モデルを策定し、開発優先度を決定するとともに試掘計画について取りまとめる
		2	(試掘調査)試掘により地熱資源の存在の確認と評価を行う
		3	(試掘調査)試掘結果の評価結果に基づき事業評価を行い、今後の開発計画・事業計画について取りまとめる
3	工期	1	地表調査: 1-2 年、試掘調査: 2 年程度
4	費用	1	地表調査:約 2-4 億円、試掘調査:約 11-33 億円
5	環境・社会配慮	1	試掘計画作成後に EIA の実施と環境当局による承認が必要

第4章 スーダン共和国インフラセクター調査

4.1 スーダン国港湾セクター概況

4.1.1 スーダン国産業及び輸出入の概況

ス国の産業は、農業および畜産、漁業が GDP 比で約 30%、工業及び鉱業、建設業が約 20%、サービス業が約 50%を占めている。2011 年以降の産業セクター別 GDP の割合を図 4-1 に示す。



出典:スーダン中央統計局及びスーダン中央銀行 Annual Report(スーダン財政経済計画省 2019 年「イスタンブール計画実施報告書」より)

図 4-1 GDP セクター別割合 (2011 年～2018 年)

外国貿易の約 30%を占める輸出のうち、ベンゼン、ケロシンを含む原油は、2016 年～2017 年には 10-11%、2018 年～2019 年には 14-15%を占めていたが、2020 年には 1.7%に急減している。2020 年のその他の主な輸出品目は、鉱物(主に金、39%)、ゴマや綿、アラビアガム等の農産物(42%)、家畜及び畜産物(11%)である。主な輸入品目は食品(30%)、製造物(21%)、機械類(17%)、ガソリン、ベンゼン、潤滑油、ブタン等の石油製品(14%)である。

2020 年の主な輸出相手国は、アラブ首長国連邦、中国、エジプト、サウジアラビア、インド、主な輸入相手国は中国、アラブ首長国連邦、インド、サウジアラビア、ロシアである。スーダンは大アラブ自由貿易地域(Greater Arab Free Trade Area。以下、GAFTA))および東南部アフリカ市場共同体(Common Market for Eastern and Southern Africa。以下、COMESA)に加盟しており、GAFTA へは主に金、家畜、ゴマを輸出し、石油製品、製造物、食品を輸入している。COMESA 向けには家畜、ゴマの他、農産物、綿、石油製品を輸出しており、製造物、化学品、食品、コーヒー、茶を輸入している。その他の国々へは、主にゴマ、落花生、綿、アラビアガム、金、を輸出し、機械類、製造物、食

品、小麦及び小麦粉、輸送機器を輸入している。表 4-1 に 2020 年のス国の主な輸出相手国、表 4-2 に主な輸入相手国を挙げる。

表 4-1　2020 年スーダン主要輸出相手国

輸出額順位	輸出相手国	輸出額（Million USD）	輸出額合計に占める割合
1	アラブ首長国連邦	1,637.5	43.1%
2	中国	752.3	19.8%
3	エジプト	363.8	9.6%
4	サウジアラビア	284.9	7.5%
5	インド	158.7	4.2%
6	トルコ	93.6	2.5%
7	イタリア	87.7	2.3%
8	フランス	52.7	1.4%
9	パキスタン	49.2	1.3%
10	エチオピア	36.2	1.0%
-		-	-
28	日本	2.8	0.1%

出典：スーダン中央銀行 Economic & Financial Statistics Review (January – September 2021)

表 4-2　2020 年スーダン主要輸入相手国

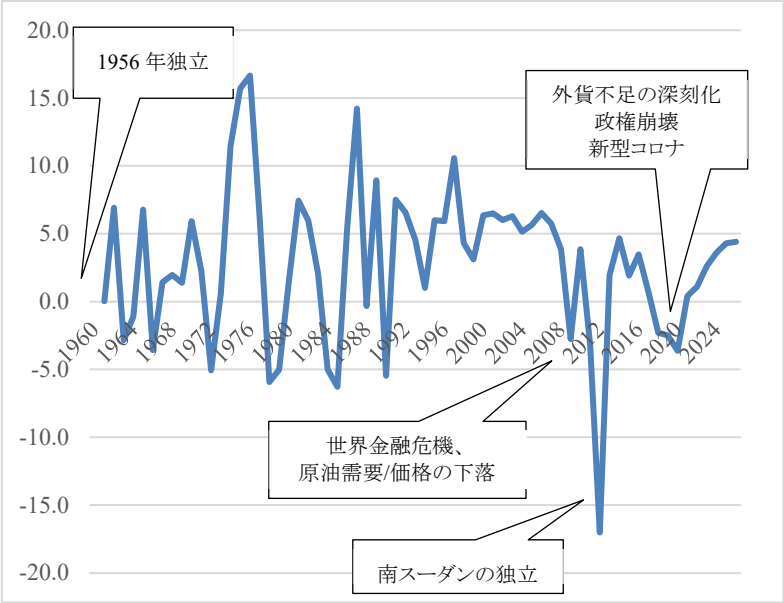
輸入額順位	輸入相手国	輸入額（Million USD）	輸入額合計に占める割合
1	中国	2,317.4	23.6%
2	アラブ首長国連邦	1,061.6	10.8%
3	インド	985.9	10.0%
4	サウジアラビア	910.8	9.3%
5	ロシア	733.0	7.5%
6	エジプト	535.2	5.4%
7	トルコ	362.3	3.7%
8	ドイツ	225.1	2.3%
9	日本	192.1	2.0%

出典：スーダン中央銀行 Economic & Financial Statistics Review (January – September 2021)

ス国では 1956 年の独立以降、2005 年まで南北内戦が続いていた。油田が発見された 1980 年代までは、実質 GDP 成長率は 10%前後からマイナス 5%前後の間での変動があったが、中国及びマレーシアの石油開発企業が進出し始めた 1990 年代以降は 5%前後で推移している。2008 年の世界金融危機に伴う原油需要および原油価格の低下、2011 年の南スーダン独立に伴う原油収入および輸出額の減少のタイミングでマイナス成長となっているが、その後ス国政府はイスタンブール計画[1]に沿って様々な開発を進めている。米国の経済制裁に伴い 2014 年までに主な外国銀行が取引を停止したことで、輸入品不足によるインフレの増大、2018 年には外貨不足、為替レートの悪化、2019 年のバシール政権の崩壊、2020 年の新型コロナの感染拡大等の影響で経済成長が鈍化している。しかし、2017 年の米国による制裁解除、2019 年のテロ支援国家指定の解除、その後の国際社会の債務救済に向けた動きを踏まえ実施されている IMF によるス国財政改革のモニター（Staff-Monitored Program）の第 2 回レビュー（2021 年 4 月）によれば、2021 年以降は堅調な経済成長が

[1] イスタンブール行動計画（Istanbul Plan of Action。以下、IPoA）は、第 4 回国連後発開発途上国（Least Developed Country。以下、LDC）会議で採択された計画で、2011 年～2020 年の間に、LDC 諸国の半数が、貧困削減及び成長の実現を通じ LDC の卒業基準を満たすことを包括的な目標としていた。

見込まれている。図 4-2 は独立以降の実質 GDP 成長率の推移を表したもので、2021 年以降の予測を含めている。



出典：World Bank World Development Indicator 及び IMF Country Report June 2021

図 4-2 実質 GDP 成長率推移 (1960 年～2020 年)及び予測 (2021 年～2026 年)

4.1.2 近年の農業・家畜及び交通インフラの開発状況

イスタンブール行動計画に従って、ス国政府は民間セクター開発の奨励策として農業及び家畜セクター、鉱業や製造業、道路、鉄道、港湾等の交通インフラ、電力、通信、教育、保健、社会保障への投資の他、内陸国との輸送網改善や WTO 加盟促進による貿易収支の改善、燃料、パン、電気等生活必需品への補助を進めた。IPoA の進捗についてス国財政経済計画省が 2019 年に取り纏めた評価の概要は以下のとおり。

農業及び家畜セクターについては、公共支出に占める割合が 2012 年の 6.4%から 2015 年～2017 年には年平均 10%を超えて増加した。輸出用家畜へのワクチンや検査、検疫の実施により、家畜輸出が大きく回復した他、アラビアゴムの自由化と投資の推進、遺伝子組み換え技術を利用した綿の生産等、農業技術開発への投資、道路建設による市場への接続性の改善等により、農産物の生産量や輸出量の増加に貢献した。しかし、農産物原料や自然資源等の原料輸出から農産物加工や製造業への転換政策はまだとられていない。

道路セクターにおいては、2011 年に既存の舗装道路網の 33%（3,477 km）が建設され、2018 年には合計 10,595 km となった。このうち 1,125km が内戦によって隔絶されていたダルフール地域にあり、国内市場との連結性が改善した。また、エリトリア、チャド、エチオピア、南スーダン、エジプト等、内陸国とポートスーダンを結ぶ道路も 2018 年までに建設が完了し、2017 年には車軸荷重規制の導入が始まり、ハルツームーポートスーダンを結ぶ道路での安全監査が実施される等、様々な取り組みが行われた。輸送貨物に占める道路利用の割合は 2010 年の 87%から 2018 年には 95%に増加

した。しかし、国土が広大であるため未だ接続されていない地域があり、ス国政府は新たに 3,230km の調査、設計を進めている。また、道路の不十分なメンテナンスや不適切な車軸荷重規制、それによる道路の劣化や交通事故の増加、政府及び自治体による多くのチェックポイントによる停止時間の増加解消が今後の課題とされている。

鉄道はスーダン鉄道公社（Sudan Railways Corporation、以下、SRC）が運営しており、4,180 km に及ぶが、このうち 1,280 km は使用できない状態にある。機関車、車両、設備の老朽化、設備や線路の不十分なメンテナンス、時代遅れの通信システムといった問題により、1970 年代半ばには鉄道の老朽化が始まった。車両や鉄道施設の多くが米国製であったため、経済制裁下では修理に必要な部品が輸入できず列車を停止せざるを得ないなど、影響は深刻であった。SRC は鉄道の修復と近代化に向けた長期計画（2016-2029）を策定し、これまでに鉄道の修復（1,239 km）、前頭車 29 両、貨車 755 両の輸入、機関車 80 台のうち 25 台の修復、最新の通信システムを導入し、現在では列車と駅が GPS で接続されている。しかし、輸送貨物に占める鉄道利用の割合は 2010 年の 11%から 2018 年には 6.6%に減少しており、鉄道インフラへのさらなる投資と民間セクターによる効率的な管理が必要とされている。

ス国の港はスーダン港湾公社（Sea Ports Corporation (Sudan)、以下、SPC）が管理運営しており、主な港はポートスーダン港で、一般貨物を扱う North Quay、穀物を扱う Green Harbour、コンテナ貨物を扱う South Quay、石油製品を扱う Al Khair から成る。また、旅客、家畜、一般貨物を扱うスアキン港、鉱物輸出のオセイフ港、原油輸出のバシャール港、2018 年に建設された家畜輸出のハイドゥープ港がある。これらス国の港湾を図 4-3 に示す。ポートスーダン港では、2006 年に近代化の取り組みが始まったが、大規模な事業としては、2011 年に South Quay に建設された新コンテナターミナルが挙げられる。これによって South Quay の年間取扱容量が 70 万 TEU 増加して 120 万 TEU となり、South Quay 全体では年間 1,200 万トンの取扱容量となった。アフリカ国別インフラストラクチャー診断（Africa Infrastructure Country Diagnostic。以下、AICD)の調査によれば、2007 年にはコンテナのターミナル内滞留時間が 28 日であったが、2014 年には 15 日へと大幅に短縮されている。また、大型船舶に対応可能な大型のタグボートの導入と、そのメンテナンスが可能なフローティングモジュラードックが建設、そしてターミナル全体の生産性向上のためのシングルウィンドウシステムが導入された[2]。さらに、船舶と港湾施設の保安のための国際コード（International Ship and Port Facility Security Code。以下、ISPS コード）の実施および船舶交通管理システムが導入され、2018 年末、SPC は国際海事機関（International Maritime Organization。以下、IMO）と共に海事監査業務の準備を完了した。今後は、港湾管理の強化、収集情報の効果的な利用方法等 UNCTAD へのシングルウィンドウシステムにかかる支援依頼、自動船舶識別装置（Automatic Identification System。以下、AIS）の継続利用および更新、国際標準での規則規制の見直し、専門能力の強化が課題とされている。

[2] 2021 年の JICA 報告書によれば、ナショナル・シングル・ウィンドウ・システムは、ス国貿易・供給省が導入プロジェクトを主導しており、2021 年末にプロジェクト受注者が決まる計画である。

図 4-3 スーダン港湾配置図

上述のとおりインフラは全般的に未整備の状況であるが、ス国政府は国境を接するチャド、中央アフリカ、南スーダン等の内陸国にとってス国が国際市場との重要な玄関口となることを目標としており、特に、港湾物流システムの再建やその為の港湾整備（港の改修・拡張の他、荷役及びターミナルオペレーションの効率化、輸出入手続きの簡素化等）が足元のニーズとして想定される。その為、インフラ分野の中でも港湾セクターを中心に本調査を行うこととした。

4.1.3 紅海周辺港での海運概況

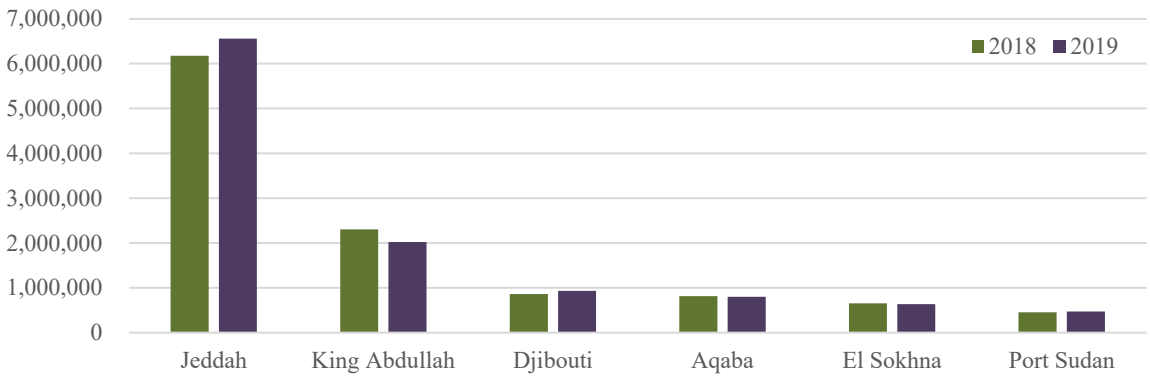
ス国の港は北にスエズ運河、南にアデン湾からインド洋に繋がる紅海に位置しており、国際海運の大動脈とされている海域にある。紅海周辺港には、定期コンテナ船社による 3 つの海運アライアンスだけで 14、その他のコンソーシアムおよび個別船社が展開するサービスを合わせると合計 33 の定期サービスが寄港している。サウジアラビアのジェダ港やキングアブドラ港が主な寄港地だが、ジブチ港、エジプトのアインスクナ（El Sokhna）港、ヨルダンのアカバ港が含まれるサービスもある。ポートスーダン港はこれらサービスの寄港地には含まれていない。表 4-3 は、紅海周辺港を寄港地に含む定期船サービスの概要である。サービス概要の番号は 1) 寄港回数、2) ラウンド日数、3) 合計船舶数、4) 平均積載容量、5) 年間運航容量を表している。また、図 4-4 に紅海周辺港の 2018 年、2019 年のコンテナ取扱量を示す。 MarineTraffic の 2020 年 9 月～2021 年 8 月のデータによれば、ポートスーダン港に寄港するコンテナ船の 8 割は主にジェダ港を積揚げ地としており、残りの 2 割がキングアブドラ港、次いでオマーンのサララ港、その他の揚げ地にはジブチ港やインドのムンドラ港が 1 回ずつ記録されている。また、寄港船の 3 割が常に満載での入出港となっており、稀に空荷での出港も発生している。紅海周辺港におけるコンテナ取扱量を比較したグラフとも合致しており、定期船サービスに含まれるためには、少なくともジブチ港やアインスクナ港、アカバ港と同程度の貨物量を取り扱うことが望まれる。

表 4-3　紅海周辺港に寄港する定期コンテナサービス

No.	サービス名/概要	寄港地（青太字が紅海周辺港）（※1）
1	MSC - Australia Express 1) 7 日/回　4) 6,675TEU 2) 105 日　5) 348,035TEU 3) 15 隻	豪州-東南アジア-南アジア-中東-地中海-欧州 London Gateway -Antwerp -Rotterdam -Gdynia (Poland) -Klaipeda (Lithuania) -Bremerhaven -Antwerp -Le Havre -Naples -Pointe Des Galets (Reunion/France) -Port Louis -Sydney -Melbourne -Fremantle -Singapore -Colombo -Salalah (Oman) -**Djibouti -King Abdullah Port (Saudi Arabia)** -Gioia Tauro (Italy) -Valencia -London Gateway
2	Maersk - MECL1 1) 7 日/回　4) 6,351TEU 2) 77 日　5) 331,141TEU 3) 11 隻	南アジア-中東-地中海-北米 Jebel Ali (Dubai) -Port Qasim (Pakistan) -Pipavav (India) -Nhava Sheva (India) -Salalah -Algeciras (Spain) -New York -Charleston -Savannah -Houston -Savannah -Norfolk -New York -Algeciras -Port Said East (Suez Canal Container Terminal) -**Djibouti** -Salalah -Jebel Ali (Dubai)
3	THE Alliance/Wan Hai - AR1 1) 7 日/回　4) 4,878TEU 2) 56 日　5) 254,339TEU 3) 8 隻	東アジア-東南アジア-南アジア-紅海 Busan -Shanghai -Ningbo -Shekou -Singapore -Port Klang -**Jeddah -Aqaba -El Sokhna (Egypt) -Jeddah** -Singapore -Ningbo -Busan
4	Ocean Alliance/APL – FRS/FRX/RSS/RES1 1) 7 日/回　4) 11,796TEU 2) 63 日　5) 615,043TEU 3) 9 隻	東アジア-東南アジア-紅海 Tianjin/Xingang -Qingdao -Busan -Shanghai -Ningbo -Guangzhou (Nansha) -Shekou -Tanjung Pelepas (Malaysia) -Singapore -**Jeddah -El Sokhna -Aqaba -Jeddah** -Port Klang -Ningbo -Tianjin/Xingang
5	Ocean Alliance/APL - FRS/FRX/RSS/RES1 .. RES2 1) 7 日/回　4) 8,383TEU 2) 56 日　5) 437,090TEU 3) 8 隻	東アジア-東南アジア-紅海 Shanghai -Ningbo -Taipei -Xiamen -Shekou -Singapore -**Djibouti -Jeddah -El Sokhna -Aqaba -Djibouti** -Singapore -Shanghai
6	CMA CGM/COSCON - IndiaMed/IPM/GEM2 1) 7 日/回　4) 4,815TEU 2) 42 日　5) 251,054TEU 3) 6 隻	中東-紅海 Jebel Ali (Dubai) -Doha/Umm Said -Port Qasim -Mundra (India) -Hazira (India) -Nhava Sheva **-Djibouti -Jeddah** -Damietta (Egypt) -Piraeus -Marsaxlokk (Malta) -Izmir (Turkey) -Mersin (Turkey) -Port Said -**Aqaba** -Jebel Ali (Dubai)
7	MSC/CMA CGM/Hapag-Lloyd - IPAK/EPIC1/ IEC1 1) 7 日/回　4) 8,938TEU 2) 56 日　5) 466,027TEU 3) 8 隻	南アジア-紅海-地中海-欧州 Port Qasim -Nhava Sheva -Hazira -Mundra -**King Abdullah Port** -Gioia Tauro -Tangers Med (Morocco) -Southampton -Rotterdam -Antwerp -Dunkirk -Felixstowe (England) -Le Havre -**King Abdullah Port -Djibouti** -Port Qasim 中東-南アジア-紅海-地中海 Jebel Ali (Dubai) -Doha/Umm Said -Port Qasim -Mundra (India) -Hazira (India) -Nhava Sheva -**Djibouti -Jeddah** -Damietta (Egypt) -Piraeus -Marsaxlokk (Malta) -Izmir (Turkey) -Mersin (Turkey) -Port Said **-Aqaba** -Jebel Ali (Dubai)
8	Maersk - ME6 1) 7 日/回　4) 3,002TEU 2) 28 日　5) 156,524TEU 3) 4 隻	紅海-地中海 **Aqaba -Jeddah -El Sokhna -Jeddah -Aqaba** -Port Said East (SCCT) -Algeciras -**Aqaba**

9	Ignazio Messina – Med 1) 13 日/回 4) 2,965TEU 2) 52 日 5) 83,244TEU 3) 4 隻	地中海-紅海-中東 Castellon (Spain) -Marseilles -Fos -Genoa -Salerno (Italy) -**Aqaba** -**Jeddah** -**Djibouti** -Bandar Abbas (Iran) -Abu Dhabi -Jebel Ali (Dubai) -**Djibouti** -**Jeddah** -Salerno -Castellon
紅海周辺港		

※1 表中において、1) 寄港回数、2) ラウンド日数、3) 合計船舶数、4) 平均積載容量、5) 年間運航容量を表す。
出典：Drewry Report 2018 及び航路図は定期コンテナ船社ホームページより



出典：UNCTAD（ジブチ、ポートスーダン）、各港ホームページより

図 4-4 紅海周辺港コンテナ取扱量

4.2 既設港湾設備

4.2.1 既存港湾

ス国は北東部 853 km が紅海に面している[3]。紅海は全長 1,900 km（エジプトのシナイ半島先端からアラビア半島南西部のイエメンと東アフリカのエリトリア、ジブチ国境付近のバブエルマンデブ海峡まで）、最大幅は 306 km、サンゴ礁が点在する 50 m 未満の浅い棚、500～1000 m の深い棚、1,000 m 以上の中央海溝から成り、水深はポートスーダン沖が最も深く 3,040 m である[4]。

上述の通り、ス国の北からオセイフ港、ポートスーダン港、バシャール港、スアキン港、ハイドゥーブ港があり、ポートスーダン港の穀物貯蔵用サイロを利用した荷役とバシャール港以外は SPC が管理運営を行っている。South Quay の穀物貯蔵用サイロは Agricultural Bank of Sudan、North Quay 及び Green Harbour のサイロは民間企業が管理運営しており、バシャール港は MoEP と SPC の共同管理の下、原油の各パイプライン運営会社であるグレーターナイル石油事業会社（Greater Nile Petroleum Operating Company、以下、GNPOC）およびペトロダール事業会社（Petrodar Operating Company、以下、PDOC)が運営している 。

4.2.1.1 ポートスーダン港

ポートスーダン港は、首都ハルツームから北東に 1,200 km の紅海沿岸に建設され、紅海を挟んで 260km 北東にサウジアラビアのジェッダ港がある。2006 年以降近代化が進められており、周辺地域には石油精製所、国際空港、ハルツームに接続する鉄道が整備されている。

ポートスーダン港は North Quay、South Quay、Green Harbor と Al Khair Oil Terminal の 4 つのターミナルから成り、主に一般貨物、家畜、セメント、コンテナ、石油製品、穀物、自動車を取り扱っている。これらのターミナルでス国貿易量の 90%を扱い、取扱額は輸出で年間 40 億米ドル相当、輸入では年間 70 億米ドル相当となっている（SPC Handbook 2016-2018）。図 4-5 にポートスーダン港における各ターミナルの配置を示す。

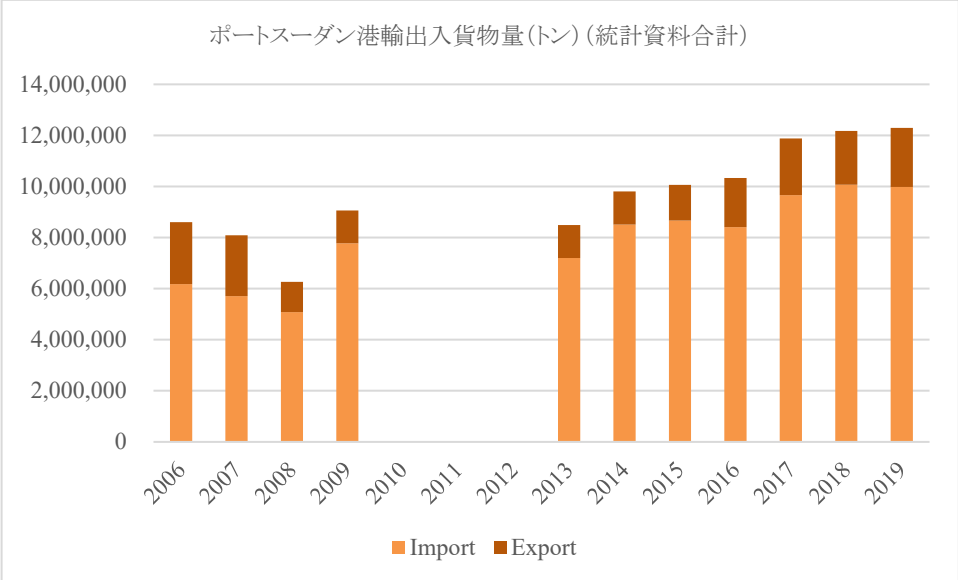
[3] Homepage of Sudan Embassy in US *https://sudanembassy.org/in-brief-sudan/*

[4] Homepage of Sudan Embassy in Netherlands *http://www.sudanembassy.nl/tourism/sudanese-red-sea/*

出典：SPC Handbook (2016-2018)

図 4-5 ポートスーダン港のターミナル配置図

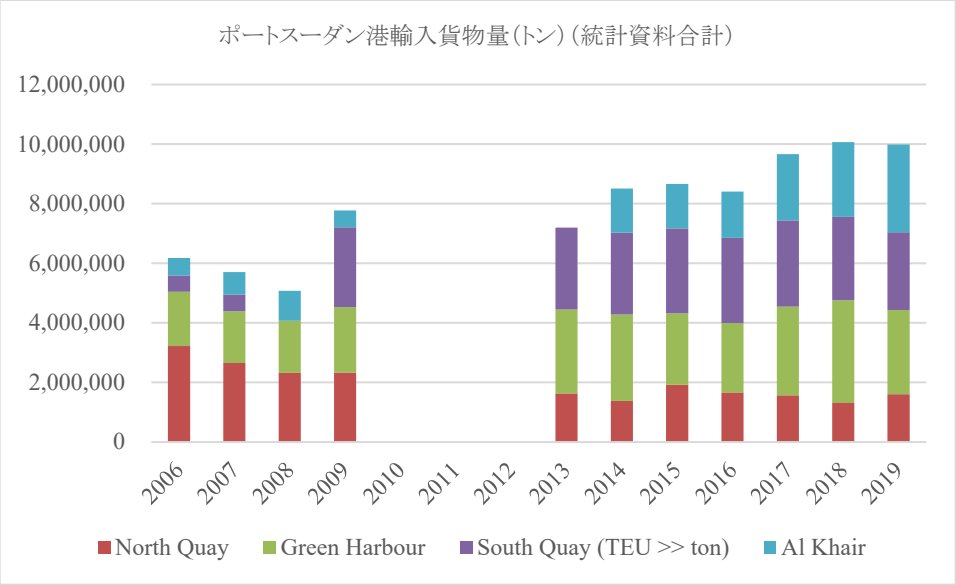
図 4-6 はポートスーダン港における貨物取扱量の推移を輸出入別に示したものである。2019 年までのデータによれば、輸入、輸出共に増加傾向にあるが、SPC によれば 2018 年以降、貨物量は減少傾向にあるとのこと。



注：各ターミナルでの取扱量を合計したもの。2008 年のデータは South Quay での取扱量が含まれていない。また、2010 年から 2012 年までのデータは公開されていない。
出典：SPC Statistics (2009, 2013, 2014, 2018 及び 2019)

図 4-6 ポートスーダン港における貨物取扱量推移（トン）

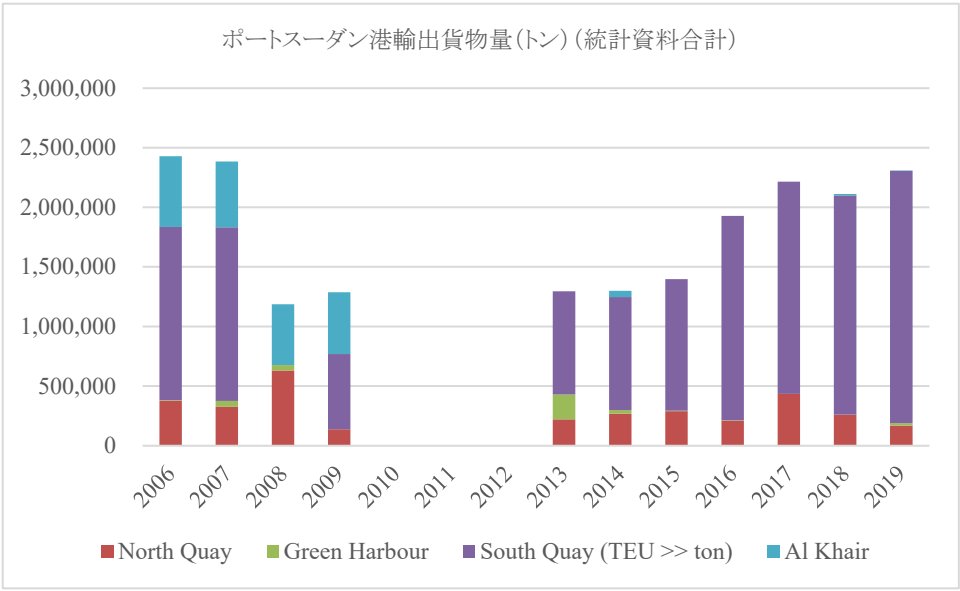
図 4-7 は輸入貨物量をターミナル別に表したものである。石油製品を扱う Al Khair と主にバルク穀物を扱う Green Harbour で増加している。



注:2008 年のデータには South Quay での取扱量が含まれていない。また、2010 年から 2012 年までのデータは公開されていない。
出典:SPC Statistics (2009, 2013, 2014,2018 及び 2019)

図 4-7 ポートスーダン港における輸入貨物取扱量推移 (トン) (ターミナル別)

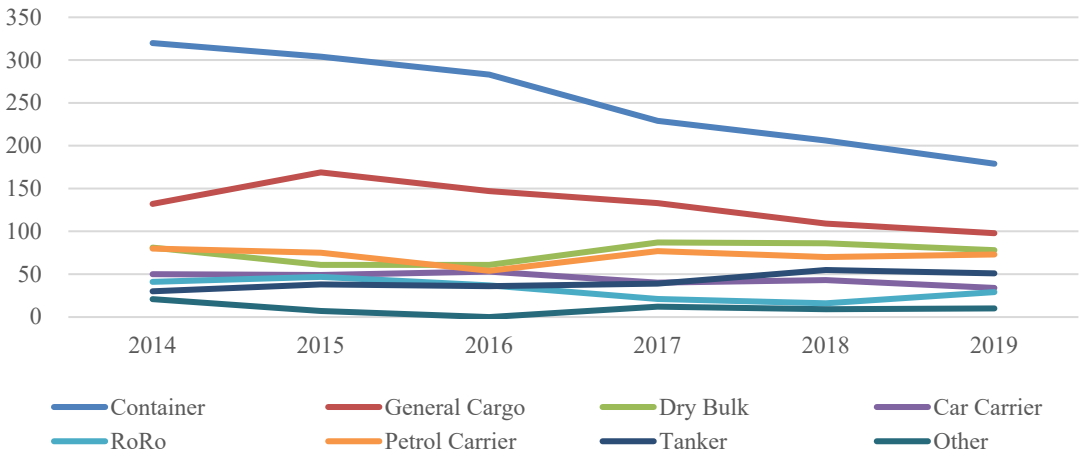
輸出貨物については、図 4-8 のとおり、South Quay からの輸出量が際立って多く、North Quay 及び Green Harbour からも少量の輸出があるが、Al Khair からはほとんど輸出されていない。



注:2010 年から 2012 年までのデータは公開されていない。
出典:SPC Statistics (2009, 2013, 2014, 2018 及び 2019)

図 4-8 ポートスーダン港における輸出貨物取扱量推移 (トン) (ターミナル別)

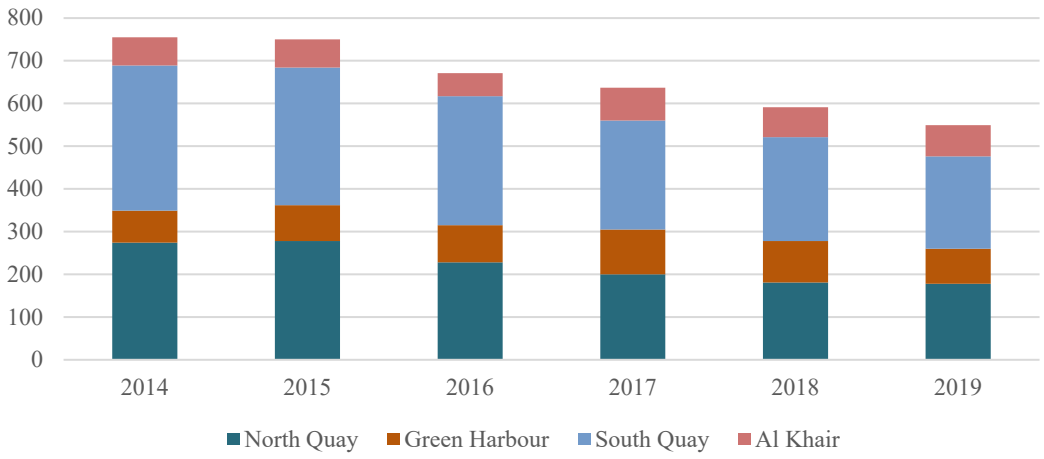
図 4-9 はポートスーダン港全体での寄港船舶数の推移を船種別に示したものである。コンテナ船と一般貨物船は減少傾向にあるが、バルク船(ドライ)と石油製品船は微増となっている。



注:船種の Tanker には、South Quay に寄港する LNG 船、ガソリン輸送船、エタノール輸送船が含まれる。
出典:SPC Statistics (2018 及び 2019)

図 4-9 ポートスーダン港寄港船舶数推移 (船種別)

図 4-10 にターミナル別の寄港船舶数を示す。全体的に減少傾向にあるが、石油製品船が寄港する Al Khair と主にバルク船(ドライ)が寄港する Green Harbour は、寄港隻数の割合は少ないものの僅かに増加している。一方、主にコンテナ船が寄港する South Quay と一般貨物船が寄港する North Quay への寄港隻数は減少しているが、2019 年時点で合わせて 7 割を占めている。



出典:SPC Statistics (2018 及び 2019)

図 4-10 ポートスーダン港寄港船舶数推移 (ターミナル別)

次に、各ターミナルの概要を示す。

1） North Quay

ポートスーダンで最も古く、1905 年～1909 年に 5 バース、1955 年～1964 年に 6 バースが建設された。近年バース No.5A が整備されたため現在は 12 バース、総延長は 1,866 m。取扱い貨物は一般貨物、食用油、糖蜜、バルクセメント及び穀物。海上エリアは奥行き 2,845 m、幅は平均 300 m、陸上エリアは 57,000 m2 で 27 ヶ所の蔵置場とサイロ 1 ヶ所を含む。バース諸元を表 4-4、荷役機器一覧を表 4-5 に示す。各バースにクレーンが整備されているが、WFP Logcluster がまとめたウェブサイトによれば、バルクおよび一般貨物の荷役を岸壁で行う場合はギア付き船舶であることが前提とされている。

表 4-4 North Quay バース諸元

バース No.	バース延長（m）	水深（m）	取扱い貨物
1, 2, 3	597	8.5	一般貨物、糖蜜、バルクセメント
4, 5			一般貨物、糖蜜、バルクセメント
5A	229.8	9.5	一般貨物、糖蜜、バルクセメント
6-7	365.7	10.7	一般貨物、バルクセメント
8-9	365.7	12.5	一般貨物、食用油
11	106.7	8.5	一般貨物、バルクセメント
12	201.8	8.5	
合計	1,886		

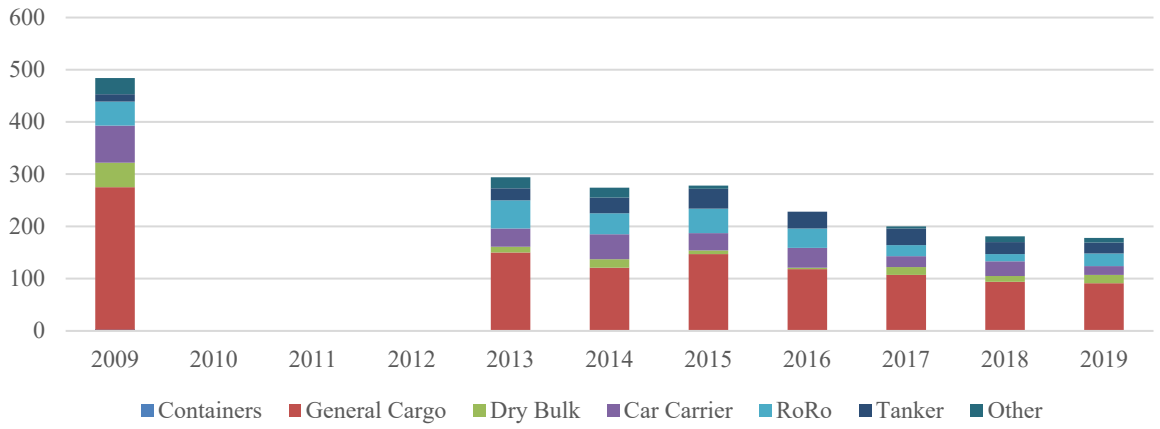
出典：SPC Statistics 2014 及びヒアリングより

表 4-5 North Quay 荷役機器

荷役機器種類	最大積載量 (トン)	数量	荷役機器種類	最大積載量 (トン)	数量
キークレーン	5	17	フォークリフト	3	14
キークレーン	6	9	フォークリフト	8	10
キークレーン	15	1	フォークリフト	10	1
モバイルクレーン	35	3	フォークリフト	15	2
モバイルクレーン	40	1	フォークリフト	35	3
モバイルクレーン	50	2	トラクタートラック	35	1
モバイルクレーン	70	3	トレーラー	15	40
モバイルクレーン	100	1	トレーラー	20	6
モバイルクレーン	20	1	トレーラー	45	13
エリアクレーン	5	2	入替機関車(Shunter)	35	3
タグマスター(RoRo 船用)	50	5			

出典：SPC Statistics 2014 及び JICA 2021

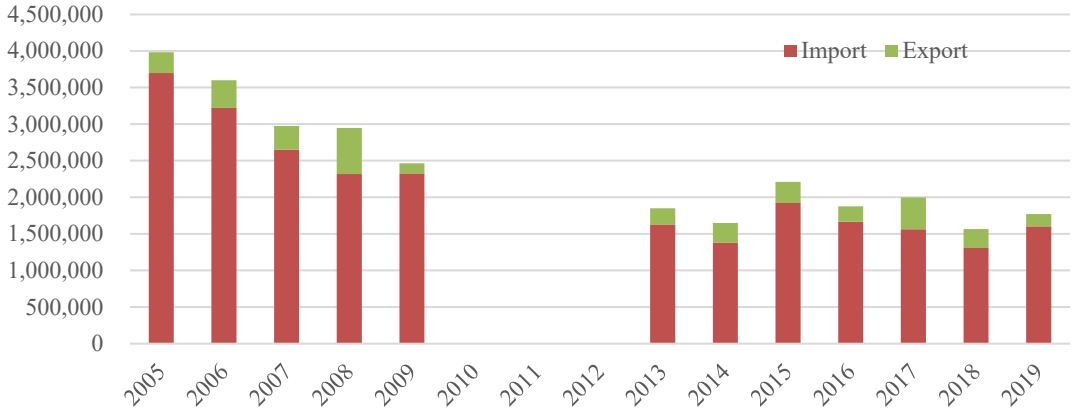
North Quay における寄港船舶数の推移を図 4-11 に示す。主に一般貨物船が寄港しているが、Tanker、RoRo 船、バルク船（ドライ）、自動車船等、様々な船種が利用している。



注：2010 年から 2012 年までのデータは公開されていない。
出典：SPC Statistics (2009, 2013, 2018 及び 2019)

図 4-11 North Quay 寄港船舶数の推移 (船種別)

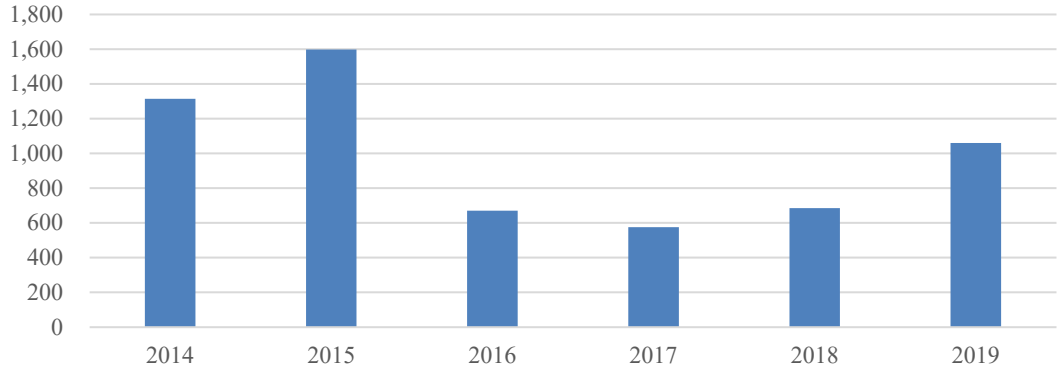
図 4-12 に示すように、North Quay の取扱い貨物量は減少傾向にあり、2019 年には 177 万トンでポートスーダン全体の 14%となっている。



注：2010 年から 2012 年までのデータは公開されていない。
出典：SPC Statistics (2009, 2013, 2018 及び 2019)

図 4-12 North Quay 輸出入貨物量の推移 (トン)

また、少量ではあるがコンテナも取り扱っており、図 4-13 のとおり 2016 年以降は取扱個数が増加している。



出典：SPC Statistics (2018 及び 2019)

図 4-13　North Quay コンテナ取扱量 (個数)

North Quay の南端には SEAGRAINS が運営する 50,000MT のサイロがあり、鉄道と接続している。SPC へのヒアリングによれば、穀物の荷役にはベルトコンベヤーが整備されており、サイロに保管せず直接配送する穀物は船からトラクターに落としているとのこと。

2）　South Quay

1978-1979 年に、コンテナ、一般貨物、バルク穀物等を扱うターミナルとして建設された。2012 年から新たに 2 バース（No.13 及び No.14）の運用が開始されており、現在は全 6 バース、総延長は 1,546 m である。年間取扱貨物容量はトンベースで 1,200 万トン、コンテナベースで 120 万 TEU とされている。SPC Handbook (2016-2018)によれば、旧コンテナバースと新コンテナバースを合わせたコンテナ蔵置スペースは 39,000TEU 分となっている。

バース諸元を表 4-6 に示す。旧コンテナバースは No. 17 及び No.18 で水深は 12.5 m と浅い。一方、2012 年から運用されている新コンテナバース（No. 13 及び No.14）は水深 16 m のため大型のコンテナ船の寄港に利用されており、最大 70,000 DWT のコンテナ船が寄港している。

表 4-6　South Quay バース諸元

バース No.	バース延長（m）	水深（m）	取扱い貨物
13	781.0	16.0	コンテナ貨物
14			
15	198.6	10.7	一般貨物、果物、バルク穀物(*1)
16	146.2	10.7	コンテナ貨物
17	420.0	12.5	コンテナ貨物
18			
Ext. 18	-	-	-
合計	1,545.8		

出典：SPC Statistics 2014 及び JICA 2021

*1 ソルガム（モロコシ）の輸出。South Quay のバース No.15 では、Agricultural Bank of Sudan によって 50,000 MT のサイロが管理・運営されている。（WFP Logcluster ウェブサイトより）。

保管ヤード一覧を表 4-7 に示す。

表 4-7 South Quay 保管ヤード

保管用ヤード	面積（m2）
輸入コンテナ保管ヤード	283,000
通関検査エリア	478,000
空コンテナ保管およびテストエリア	65,000
廃棄物及び危険物保管ヤード	85,000
合計	911,000

出典：SPC Statistics 2014

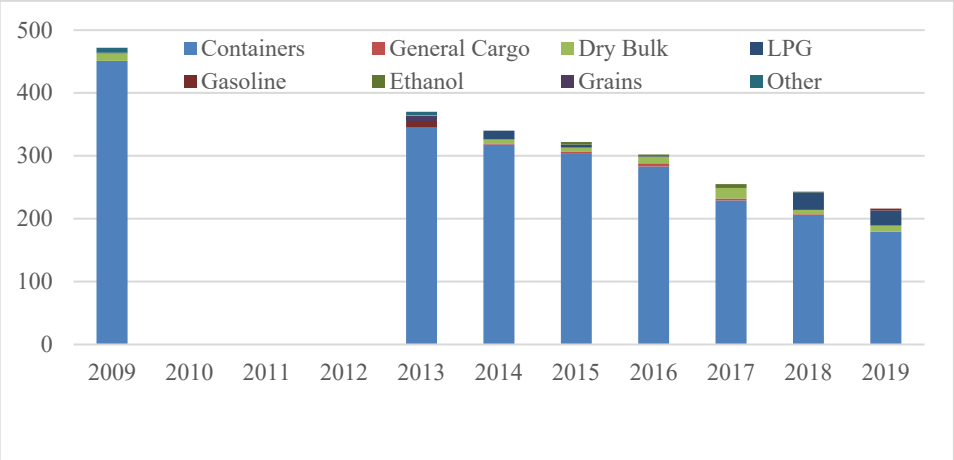
表 4-8 は South Quay の荷役機器一覧である。ガントリークレーンは旧コンテナバース、新コンテナバースそれぞれ 4 基、RTG は旧コンテナバースに 15 基、新コンテナバースに 8 基、配置されている。SPC へのヒアリングによれば、近年行われた荷役機器の更新は新コンテナバースの機器が対象となっており、旧コンテナバースの機器については更新計画が作成されていない。機器が古いため荷役トラブルが発生しやすく、機器故障の際には小型のコンテナ船が新コンテナバースでの荷役を行うケースも起きている。機器の耐用年数上、2024 年には更新が必要になる機器もあるとのこと。

表 4-8 South Quay 荷役機器リスト

荷役機器種類	最大積載量（トン）	数量	荷役機器種類	最大積載量（トン）	数量
ガントリークレーン	40-65	8	コンテナ開梱用機械	3	8
RTG クレーン	40	23	牽引用タグマスタートラクター（MAN 製）	50	9
モバイルヤードクレーン	5	2	牽引用タグマスタートラクター	50	33
実入りコンテナ用機器	35	26	トレーラー	40-50	35
空コンテナ用機器	8-15	18	牽引用トレーラー（レンタル）	-	45

出典：SPC Statistics 2014 及び JICA 2021

寄港船は主にコンテナ船であるが、SPC の統計資料によると、図 4-14 に示されるように、穀物船の他、バルク船（ドライ）、LPG 船、ガソリン輸送船、エタノール輸送船も寄港している。



注：2010 年から 2012 年までのデータは公開されていない。
出典：SPC Statistics (2009, 2013, 2018 及び 2019)

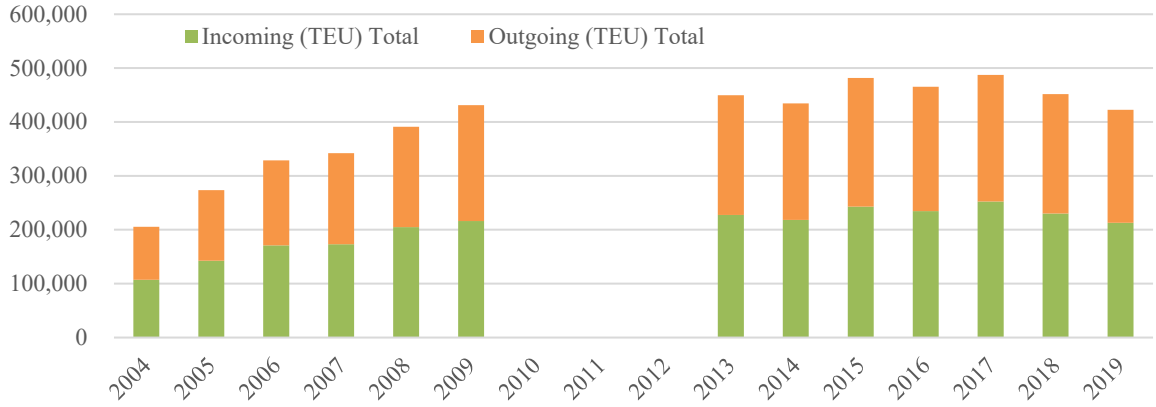
図 4-14 South Quay 寄港船舶数推移 (船種別)

取扱い貨物の殆どを占めるコンテナ貨物については、トンベースでは図 4-15 のとおり 2007 年までは輸出貨物量が輸入貨物量を上回っている。SPC へのヒアリングによれば、原油輸出が盛んな時期で、統計データは公表されていないものの 2008 年をピークに貨物輸出量が多い時期であったとのことである。2009 年以降、2010 年から 2012 年のデータは公表されていないが、輸出量は約 4 割に減少し、徐々に増加している。一方、輸入量は 2009 年以降ほぼ横這いである。全体として、2019 年の取扱量は約 470 万トンで、ポートスーダン港全体の 4 割を占めている。

注：2010 年から 2012 年までのデータは公開されていない。
出典：SPC Statistics (2009, 2013, 2018 及び 2019)

図 4-15　South Quay 輸出入コンテナ取扱量（トンベース）

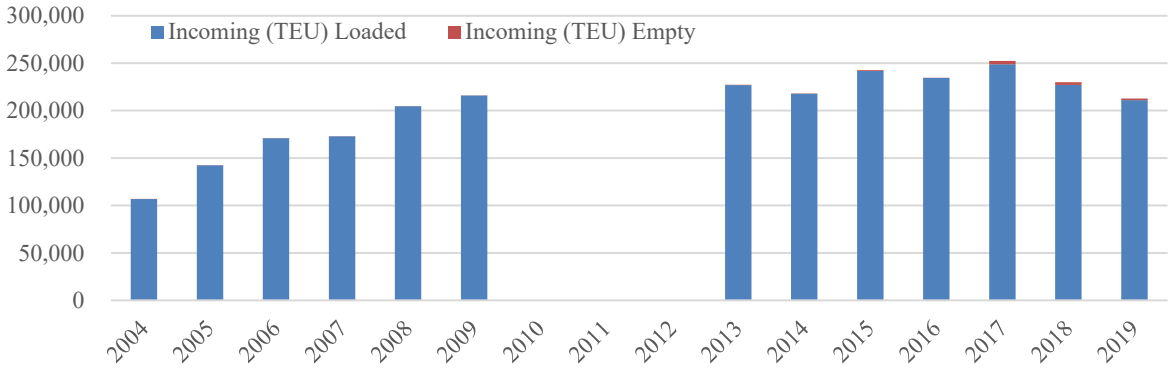
図 4-16 は、TEU ベースでの取扱い貨物量の推移を表したものである。2009 年までは増加傾向にあったが、それ以降は横這いで約 40 万 TEU となっており、直近の 2～3 年は減少している。South Quay の年間コンテナ取扱容量は 120 万 TEU のため、近年はその 3 割での運用に留まっている。



注：2010 年から 2012 年までのデータは公開されていない。
出典：SPC Statistics (2009, 2013, 2018 及び 2019)

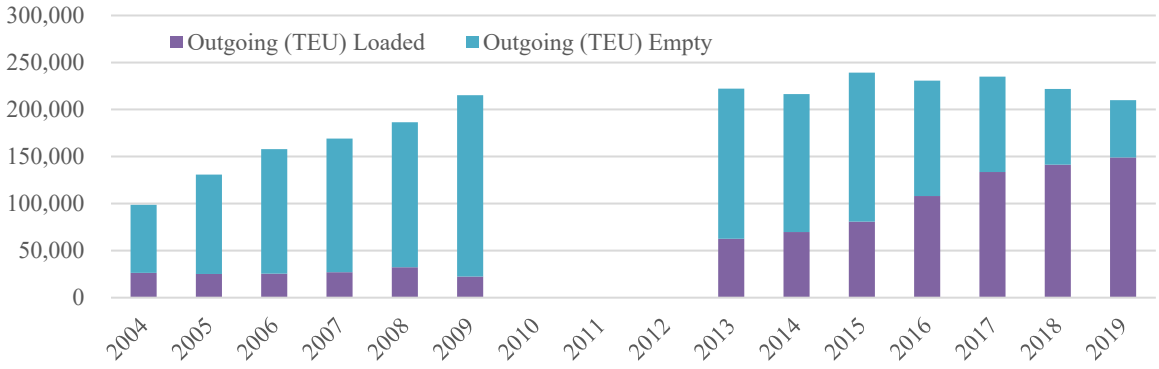
図 4-16　South Quay 輸出入コンテナ取扱量（TEU）

図 4-17 は輸入コンテナの取扱量、図 4-18 は輸出コンテナの取扱量を表しているが、空コンテナの輸入は殆ど見られない一方、近年では空コンテナの輸出も減少傾向にある。



注：2010 年から 2012 年までのデータは公開されていない。
出典：SPC Statistics (2009, 2013, 2018 及び 2019)

図 4-17　South Quay 輸入コンテナ取扱量（TEU）



注：2010 年から 2012 年までのデータは公開されていない。
出典：SPC Statistics (2009, 2013, 2018 及び 2019)

図 4-18　South Quay 輸出コンテナ取扱量（TEU）

第 4 回国連後発開発途上国会議で採択されたイスタンブール行動計画（2011 年～2020 年）の実施報告書（2019 年）によれば、アフリカ開発銀行によって 2007 年 5 月に実施された AICD の調査ではコンテナのターミナル内滞留時間は 28 日であったのが、2014 年には 15 日に大きく減少している。

近隣諸国との積替えおよびトランジット貿易の向上を目指し、フィリピンに本拠を置くマニラ国際コンテナターミナル（International Container Terminal Service Inc.　以下、ICTSI）との間で South Quay のコンテナターミナル運営契約が締結され、当初契約 2 年、延長 1 年を経て、2017 年に終了した。ICTSI による South Quay の運営終了後の 2018 年 7 月には ICTSI が 20 年間のコンセッション契約でコンテナターミナルの運営権を取得したが、外国企業による港湾運営に反対する港湾労働者のス

トライキを受けたバシール政権はその契約を見直すとしていた（AFP 2019 年）[5]。SPC へのヒアリングによれば、スーダン政府の方針では、今後は民間運営ではなく SPC による運営を行っていくとのことである。

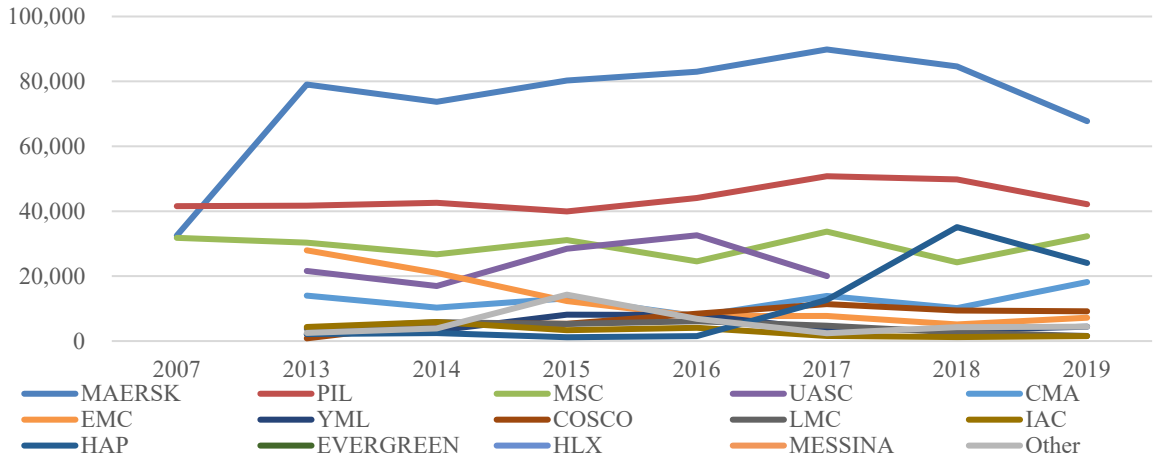
2019 年から 2021 年にかけて港内混雑とそれに伴う滞船が顕著であったが、SPC へのヒアリングによれば、荷役機器新規導入時のオペレーターのトレーニング不足に起因する荷役効率の低下、コンテナヤード外へのコンテナ移動の遅れによるコンテナのヤード内滞留、荷役機器のスペアパーツが禁輸により供給停止され修理ができなかったことが主な原因とのことである。SPC Handbook（2016-2018）において STS ガントリークレーン 2 基とリーチスタッカー4 基の調達契約締結、また、ZPMC との間で STS ガントリークレーン 1 基と RTG3 基の更新契約への署名について言及されており、上述の荷役機器の新規導入は、同契約による調達等を指していると思われる。2021 年からは、クレーン及びその他荷役機器オペレーターの新規雇用とトレーニング等、荷役効率の改善が図られており、2016 年 6 月にハンブルク・ポート・コンサルティング社（Hamburg Port Consulting。以下、HPC）が受注したコンテナターミナル運営改善業務もこれに含まれる。新たな荷役機器の調達（SGS を 2 基、RTG を 8 基、その他機器を 15 基）、新コンテナバース No.13 および No.14 背後地へのコンテナスタッキングヤードの整備も進められており、さらなる港内混雑の改善が見込まれるとのこと。

HPC によるコンテナターミナル運営改善業務は South Quay の滞船時間の大幅な改善、荷役業務の効率化、荷役機器のメンテナンス、SPC 職員を対象としたトレーニング等、港湾運営の向上を目的として 2021 年 7 月に開始された。South Quay はスーダンの貿易の玄関口であると共にポートスーダンの主要な雇用創出産業と見做されており、その近代化および運営の改善は、国全体の成長の原動力になり得るものとして期待されている（HPC プレスリリース 2021 年）[6]。しかし、2021 年後半の情勢不安により業務は遅延している。

図 4-19 および図 4-20 は、コンテナ船社によるポートスーダン港での輸入、輸出コンテナ取扱量を表したものである。輸入、輸出共、上位 3 社は 2007 年から配船している Maersk、パシフィック・インターナショナル・ラインズ（Pacific International Lines、以下、PIL)、メディタレニアン・シッピング・カンパニー（Mediterranean Shipping Company、以下、MSC)が占めており、ハパックロイド（Hapag-Lloyd、以下、HAP)は 2016 年から 2018 年にかけて取扱量が増加した。

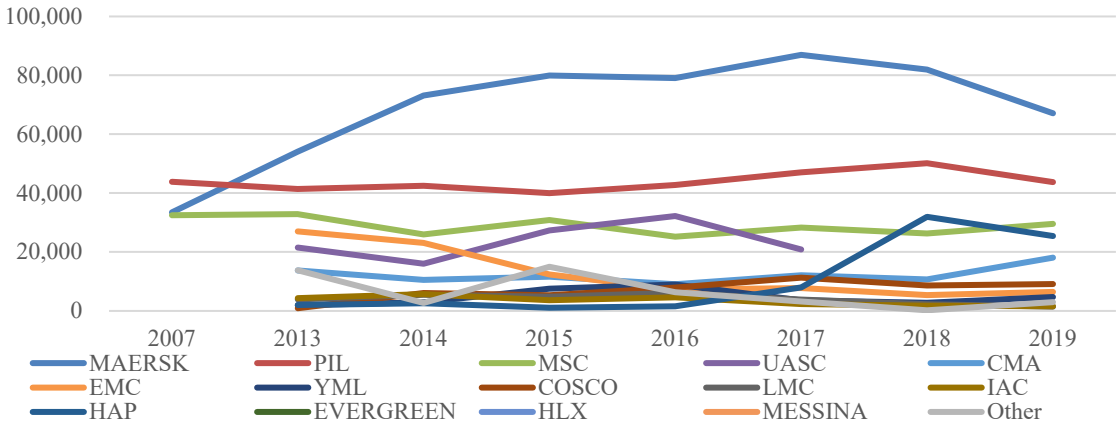
[5] AFP, Mar 8, 2019, https://www.france24.com/en/20190308-sudans-bashir-says-port-sudan-terminal-deal-under-review

[6] HPC Press Release, June 11, 2021, https://www.hamburgportconsulting.com/news/press-release/hpc-to-assist-in-upgrading-performance-of-south-port-container-terminal-in-port-sudan



注：2008 年から 2012 年までのデータは公開されていない。
出典：SPC Statistics (2007, 2013, 2014, 2018 及び 2019)

図 4-19 船社別輸入コンテナ取扱量推移 (TEU)



注：2008 年から 2012 年までのデータは公開されていない。
出典：SPC Statistics (2007, 2013, 2014, 2018 及び 2019)

図 4-20 船社別輸出コンテナ取扱量推移 (TEU)

3） Green Harbour

Green Harbour は 2003 年にバース No.21 および No.22 の 2 バースで建設された。近隣諸国への経済開放政策に伴って 2007 年に No.23 および No.24 の 2 バースが延長され、現在は 4 バース、総延長 1,226 m である。受入れ可能な最大船型は 60,000DWT とされている。ターミナルの取扱貨物量は年間 4 百万トン。蔵置面積は 436,000m2 で、岸壁には民間企業が運営するサイロが 4 つあり、総容量は 366,000MT である。現在、新たに穀物貯蔵用サイロを 2 つ建設中。

バース諸元を表 4-9、サイロ一覧を表 4-10 に示す。

表 4-9　Green Harbour バース諸元

バース No.	バース延長(m)	水深(m)	取扱い貨物
21	548	14.2	穀物、ドライバルク、コンテナ貨物、車
22			
23	680	14.7	
24			
合計	1,226		

出典 SPC Statistics 2014

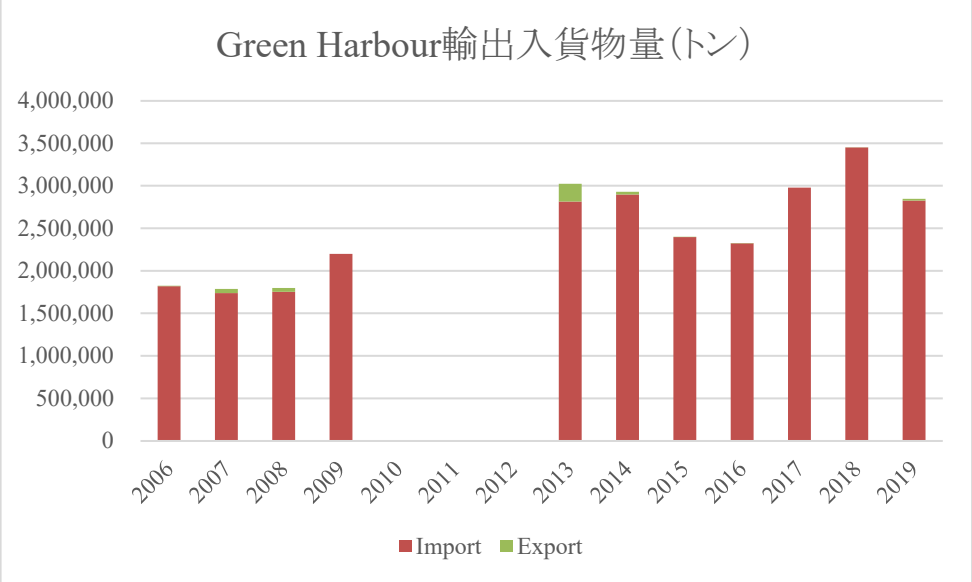
表 4-10　Green Harbour のサイロ一覧

所有者	運営者	容量(MT)
WITA		60,000
SEEN Flower Mills		90,000
Alkhaleej	SEEN	76,000
DAL Foods/Sayga Flour Mills		140,000
合計		366,000

出典:SPC Statistics 2014

SPC へのヒアリングによれば、Port Sudan 駅と North Quay および Green Harbour は鉄道で接続されており、サイロに保管された穀物は鉄道で港外に配送される。穀物の荷役方法は North Quay 同様、各サイロにベルトコンベヤーが整備されており、サイロに保管せず直接配送する穀物は船からトラクターに落としているとのこと。

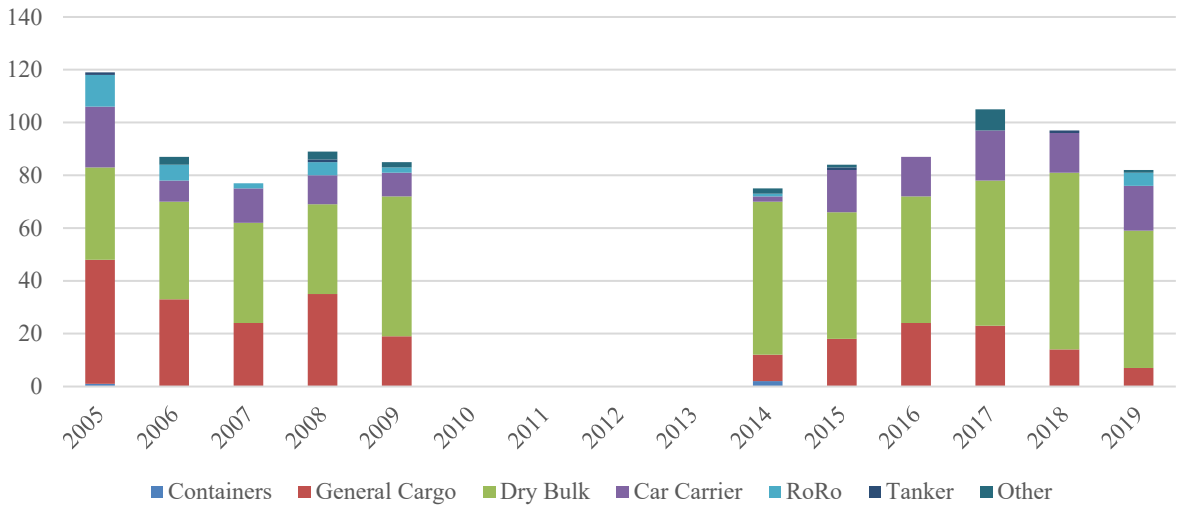
Green Harbour での取扱貨物量は図 4-21 のとおり増加傾向にある。



注:2010 年から 2012 年までのデータは公開されていない。
出典:SPC Statistics (2009, 2013, 2014, 2018 及び 2019)

図 4-21　Green Harbour 輸出入貨物量推移 (トン)

Green Harbour への寄港船舶は、図 4-22 に見られるように主に穀物を積んだバルク船(ドライ)が多く、次に自動車船の寄港が顕著である。



注：2010 年から 2013 年までのデータは公開されていない。
出典：SPC Statistics (2009, 2013, 2014, 2018 及び 2019)

図 4-22 Green Harbour 寄港船舶数推移 (船種別)

4) Al Khair (Dama Dama) Oil Terminal

2003 年に石油製品取扱い港として建設され、現在は延長 310 m、水深 14.6 m の 1 バースで運用されている。SPC Handbook（2016-2018）によれば、受入れ可能な最大船型は 50,000 DWT（LOA 221 m、喫水 13.2 m）。年間取扱容量は 267 万 MT。安全と保安に関する国際規則に準拠している。バース諸元は表 4-11、荷役施設は表 4-12 のとおり。

表 4-11 Al Khair Oil Terminal バース諸元

バース No.	バース延長（m）	水深（m）	取扱い貨物
1	310	14.6	石油製品

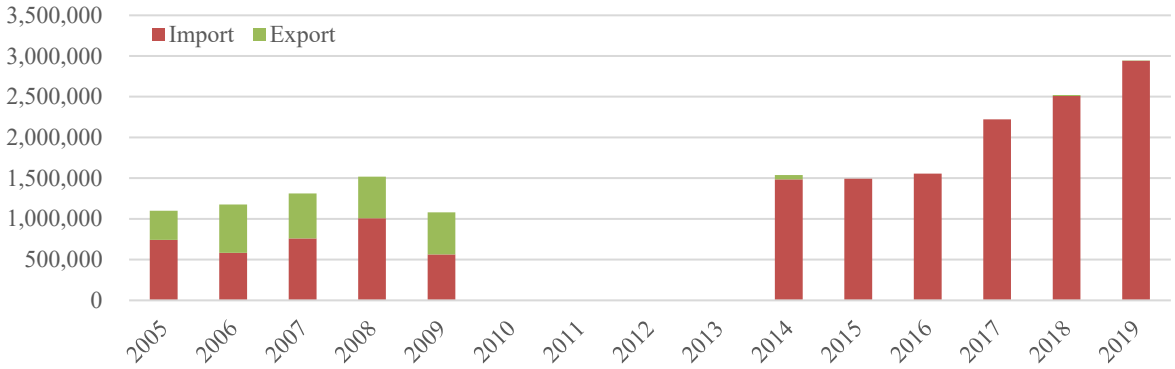
出典：SPC Statistics 2014

表 4-12 Al Khair 荷役施設

	数量	寸法	高度		
オペレーションプラットフォーム	1	35 m x 21 m	3 m		
ブレスティングドルフィン（接岸用）	2	12 m x 10 m	3 m		
ムアリングドルフィン（係留索用）	4	6 m x 6 m	3 m		
油槽	1	1.5 m x 1.5 m x 3 m			
パイプライン（アンローディング）	1	2.7 km (貯蔵タンクーオペレーションプラットフォーム間)			
アンローディングアーム	5	-	アーム最大高度	深さ	用途
アンローディングアーム 1	-	8 inch / 4 inch	13.8 m	9 m	LPG
アンローディングアーム 2	-	8 inch	13.8 m	10.9 m	ジェット燃料油
アンローディングアーム 3	-	10 inch	19.3 m	18.3 m	ナフサ
アンローディングアーム 4	-	12 inch	19.3 m	18.3 m	ガソリン
アンローディングアーム 5	-	12 inch	19.3 m	18.3 m	重油／原油

出典：SPC Statistics 2014

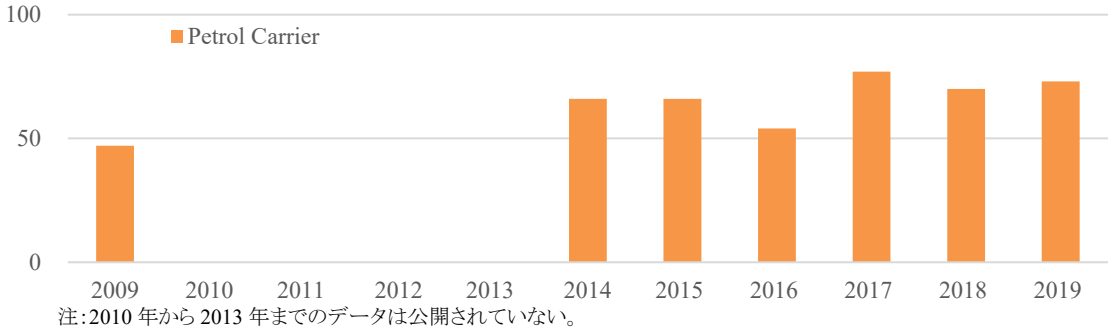
取扱い輸入貨物は LPG、ジェット燃料油、ナフサ、ガソリン、重油等の石油製品で、輸出は現在ではエタノールのみとのこと。図 4-23 のとおり、2017 年以降石油製品の国内需要が急増したが、バースが 1 つのため荷役遅れが問題となった。今後需要が増加した場合に 2 隻同時荷役を可能とするための拡張事業が予定されており、2013 年 10 月～2016 年 8 月にかけて浚渫が行われ、受入れ可能な最大船型は 150,000 DWT となる予定。新しいバースの建設工事は 2022 年 3 月～4 月頃に開始見込みである。



注：2010 年から 2013 年までのデータは公開されていない。
出典：SPC Statistics (2007, 2009, 2018 及び 2019)

図 4-23　Al Khair 輸出入貨物量推移（トン）

Al Khair 寄港船舶数は図 4-24 のとおり、近年横這いとなっているが、上述のとおり限られたバース数のため頭打ちの状況にあると考えられる。



注：2010 年から 2013 年までのデータは公開されていない。
出典：SPC Statistics (2009, 2018 及び 2019)

図 4-24　Al Khair 寄港船舶数推移

4.2.1.2　スアキン港

19 世紀に繁栄したスアキン旧港の北、ポートスーダンの南 60 km 地点に、1991 年に建設された。バースは 9 つで、年間貨物取扱容量は 3 百万 MT。野積場、一般貨物および旅客手荷物用の倉庫向けに 300 万 m2 のスペースを擁している。表 4-13 にバース諸元、表 4-14 に荷役機器一覧を示す。

表 4-13 スアキン港バース諸元

バース No.	バース延長(m)	水深(m)	取扱い貨物等
1	156	9.0	旅客、RoRo、一般貨物
2	130	9.0	旅客、RoRo、一般貨物
3	106	9.0	旅客、RoRo、一般貨物
4	60	8.0	家畜、一般貨物
5	100	12.0	家畜、一般貨物
6	104	8.0	家畜、一般貨物、ドライバルク
7	34	8.0	家畜、一般貨物
8	34	8.0	家畜、一般貨物
9	24	8.0	旅客、RoRo、一般貨物
Total	748		

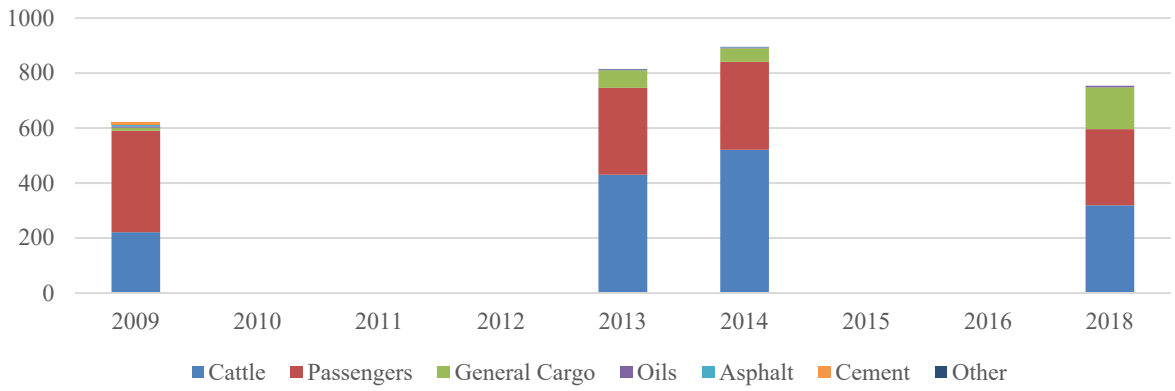
出典:SPC Statistics 2014

表 4-14 スアキン港荷役機器

荷役機器種類	最大積載量 (トン)	数量
フォークリフト	8	7
フォークリフト	3	8
入替機関車(Shunter)	-	3
タグマスター	-	3
トレーラー	-	10
モバイルクレーン	25	2

出典:SPC Home Page

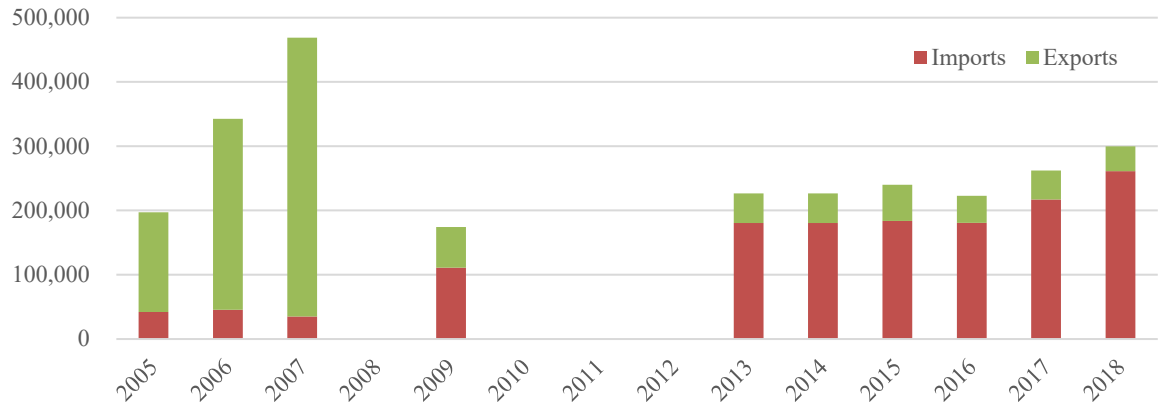
寄港船舶数の統計データは揃っていないが、図 4-25 のとおり旅客船および家畜運搬船が約 8 割を占める。



注:2010 年～2012 年、2015 年～2016 年までのデータは公開されていない。
出典:SPC Statistics (2009, 2013, 2014 及び 2018)

図 4-25 スアキン港寄港船舶数推移 (船種別)

図 4-26 はスアキン港の取扱い貨物量をトンベースで表したものである。スアキン港でも、2007 年までは輸出貨物量が輸入貨物量を上回っており、2009 年以降は逆転している。2009 年に取扱い貨物総量は減少したが、2018 年にかけて徐々に増加している。



注：2008 年及び 2010 年～2012 年までのデータは公開されていない。
出典：SPC Statistics (2007, 2009, 2013 及び 2018)

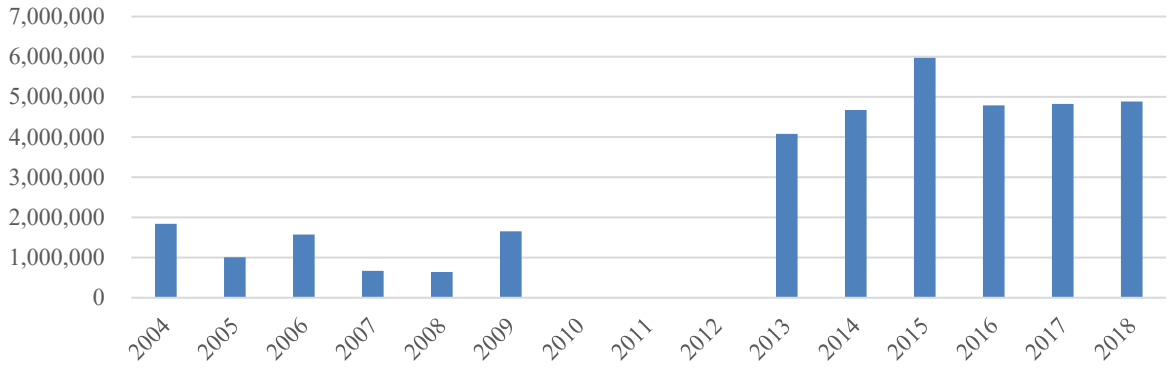
図 4-26　スアキン港輸出入貨物量推移（トン）

スアキン港を利用する旅客者数は図 4-27 のとおり 2014 年以降増加し、その後横這いとなっている。

注：2010 年から 2013 年までのデータは公開されていない。
出典：SPC Statistics (2009, 2013, 2014 及び 2018)

図 4-27　スアキン港旅客者数推移（人数）

図 4-28 のように、輸出家畜数は 2013 年以降増加したが、SPC へのヒアリングによると、現在はスアキン港の家畜取扱い容量の上限に達したため頭打ちの状態にあるとのこと。



注：2010 年から 2012 年までのデータは公開されていない。
出典：SPC Statistics (2009, 2013, 2014 及び 2018)

図 4-28 スアキン港家畜輸出頭数推移 (頭数)

スアキン港では、家畜や農産物輸出機能を新たな港に移転する計画が進められており、次に紹介するハイドゥーブ港では、Phase 1 として家畜輸出ターミナルが建設された。また、ポートスーダン港の拡張先として、大型コンテナ船を受け入れ可能な国際港をスアキン港に整備する計画も、長期計画として検討されている。

4.2.1.3 ハイドゥーブ港

ハイドゥープ港は、スアキン港から南に 30 km の地点に、家畜輸出港として建設された。家畜や魚、果物等非石油製品の輸出を奨励・促進するための国家農業復興計画の一環で、フェーズ 1 として建設されたもので、2011 年 11 月から 2013 年 6 月にかけて浚渫工事が行われ、2017 年 11 月から 2018 年 9 月にかけてバースが建設された。受入れ可能な最大船型は 20,000 DWT。SPC へのヒアリングによれば、供用開始が遅れているが 2022 年にも開始見込とのこと。バース諸元を表 4-15 に示す。

表 4-15 ハイドゥープ港バース諸元

フェーズ	バース延長（m）	水深（m）	取扱い貨物
1	241	12	家畜

出典：SPC へのヒアリング

ハイドゥープ港から 4.5 km の地点に狩猟動物の検疫所が建設され、2021 年 8 月より運用されている。現在家畜は主にスアキン港から輸出されているが、今後はハイドゥープ港に機能移転し集約する方針とのことである。

4.2.1.4 オセイフ港

オセイフ港はポートスーダンから北に 250 km の場所に 1961 年に建設された小さな港で、バース延長は 62 m、水深は 12.0 m。スーダンでは、過去 20 年の間に鉄鉱石、マンガン、銅、金等の採掘が増加しており、SPC は背後のフォドルクワン地域から東アジアや欧州向けに鉱物を輸出する港とし

て修復することを決定した。2012 年に小規模なマスタープランが作成され、将来的には 100,000 DWT 船の受入れを念頭に、まずは 50,000 DWT 船が寄港できるバース延長 310 m、水深 13.8 m の計画が検討されている。

4.2.1.5 バシャール港

ポートスーダン港から 25 km 南に位置し、南スーダン及びス国で採掘された原油の輸出を取り扱っている。寄港船の 72%が原油輸送用タンカー、5%がアスファルト等歴青輸送用タンカーである。実績ベースでは船長 278 m、喫水 9.5 m、159,149 DWT が最大寄港船となっている。(MarineTraffic、2022 年)[7]。表 4-16 にターミナル概要を示す。

表 4-16 バシャール港ターミナル概要

ターミナル	位置	運営 / 取扱原油種類	施設
Bashayer 1 Crude Oil Terminal	19°24.13'N 037°19.32'E ポートスーダンの 13nm 南	運営:Greater Nile Petroleum Operation Co. Ltd 種類:Nile Blend crude oil	ブイ:CALM 型 SPM* 錨地:ターミナルから 1.8 km 沖合、水深 54m 桟橋:作業船用桟橋がターミナル西側にある 年間寄港船舶数:170 隻 最大船型:LOA 368 m, Beam 58 m, Draught 20.3 m, 300,000 DWT
Bashayer 2 Oil Terminal	19°38.33'N 037°33.33'E ポートスーダンの 14.5nm 南	運営:Petro Dar Operating Company 種類:Dar Blend crude oil	ブイ:CLAM 型 SPM 錨地:Bashayer 1 Oil Terminal から 1.5 km 南の沖合、水深 69 m。 喫水制限は 54 m。 最大船型:300,000 DWT

*CALM: Catenary Anchor Leg Mooring、SPM: Single Point Mooring

出典: ShipNext (January 4, 2022 https://shipnext.com/port/bashayer-1-oil-terminal-ssd, https://shipnext.com/port/bashayer-2-oil-terminal-sdmbh-ssd)

現在、ポートスーダンのバシャール港へは 2 本の原油パイプラインが引かれており、合計で 1 日あたりの輸送容量は 95 万バレルである。パイプラインの諸元は表 3-20 に記載のとおり。スーダン中央銀行の 2018 年アニュアルレポートによれば、ス国が輸出する原油は 2017 年には年間約 590 万バレル、2018 年は年間 640 万バレルである。

4.3 港湾設備運用状況

4.3.1 SPC の役割

SPC は 1974 年に創設されたス国の港湾公社で、灯台を含む港湾の管理、建設、維持、運営を担う、港湾管理運営者である。SPC が管理運営する港湾は、オセイフ港、ポートスーダン港、スアキン港、

[7] MarineTraffic, January 1, 2022, https://www.marinetraffic.com/jp/ais/details/ports/22147

ハイドゥープ港だが、ポートスーダン港 Green Harbour の穀物サイロへの荷役は各民間会社が運営している。

SPC のホームページでは、SPC 内の部署として、沿岸通信局（Coastal Station）、海運管理部（Maritime Control）、造船所（Dockyard）、研修センター（Traning Center）が紹介されている。

沿岸通信局の前身は郵政電信総局で、近代化の一環として 1984 年に SPC に統合された。ス国沿岸における入出港及び通航船へのアドバイザリーサービス、貨物輸送業者と船舶間における通信、領海内での警報発令等を行い、領海内外及び報告管轄内での遭難、緊急事態及び保安状況のモニタリング、SOLAS 条約および国際電気通信連合（International Telecommunication Union。以下、ITU）条約の適用を担う。海上における遭難及び安全の世界的制度（Global Maritime Distress and Safety System。以下、GMDSS）に係る機材、システムが導入されている。

海運管理部は、海事法及び国際条約の適用、商船によるス国海運法順守の監督、海運分野における教育訓練手法の開発、ス国籍船の登録と管理、船員の登録と乗下船の監督、船舶管理における他国との情報交換、造船の承認、海洋環境の保全、捜索救助活動の監督及び計画策定等、関連機関（港湾、船舶、船員、海運会社、代理店）による全ての海事活動の監督、規制、管理を担っている。

造船所は、SPC の機械技術部門に含まれる船舶管理部の傘下にあり、小型船舶の維持修繕、分解修理、エンジンやその他補助装置及び機器の修繕、部品製造等を行っている。

研修センターは 1981 年に経営層の直下に設立され、SPC 全職員への教育研修を行う。国際コースとしては、ILO によって紹介された港湾労働者育成プログラムコース（Port worker development programme、以下、DPP course）、UNCTAD が実施した港湾運営改善コース（Improving port performance、以下、IPP Course）、国連プログラムのひとつで紅海沿岸及びアデン湾地域から参加した海洋保護区コース（Marine Protected Area。以下、MPA Course）があり、国内コースには、港湾管理、財務、購買、機械工学、土木工学、電気工学、海洋コースがあるとされている。

4.3.2 SPC による港湾サービスと料金体系

SPC が提供する港湾サービスには、パイロット（強制）、灯台及び灯標による航行支援、検疫、保健衛生管理、バンカリング及び飲料水の供給、救難、着岸中の船舶及び公共貨物倉庫における火災の消防、造船所での船舶修理及び保守、GMDSS を含む沿岸通信局を通じた通信、一般貨物、コンテナ貨物、石油製品、バルク貨物の荷役、保管及び計量、旅客対応および家畜輸送対応がある。

SPC による貨物/旅客船の港湾利用料金体系は表 4-17 のとおり。各利用料の単価は SPC ホームページの料金表に公開されている。

表 4-17 SPC の料金体系 (貨物船・旅客船による港湾利用)

	North Quay, South Quay, Green Harbour	Al Khair	スアキン港	バシャール港
パイロット料	Gross Ton あたり。30,000 GT 未満（5 段階）と 30,000 GT 以上（1 段階）の料金設定。パイ	1 シフトあたり。時間外料金は適用なし。リスク、VHF 代として 10 %加算。1 時	Gross Ton あたり。10,000 GT 未満（5 段階）と 10,000 GT 以上（1 段階）	Gross Ton あたり。

	ロット手当、リスク、VHF 代として 12%加算。	間超または港外からのパイロット乗船時は 20 分ごとに 100 %加算。	の料金設定。パイロット手当、リスク、VHF 代として 12%加算。	パイロット手当、リスク、VHF 代として 12%加算。
タグサービス料	LOA 1 Feet あたり。コンテナ船/RoRo 船/自動車船、バルク船(ドライ)、バルク船(リキッド)、家畜運搬船、一般貨物船その他の 5 種に分類され、LOA 91 m 未満と 91 m 以上の 2 段階に分類される。タグ 1 隻 1 時間以内の料金。20 分超過ごとに 100 %加算。	1 回あたり。スタンバイ、un/mooring、曳舟/押船作業を含む。時間外料金は適用なし。1 時間超の場合は 20 分ごとに 100%加算。	LOA 1 Feet あたり。客船、RoRo 船、一般貨物船その他、家畜運搬船の 4 種に分類され、LOA 91 m 未満と 91 m 以上の 2 段階に分類される。タグ 1 隻 1 時間以内の料金。20 分超過ごとに 100 %加算。	-
タグライン利用料	1 曳航あたり。港内と港外の 2 種に分類される。		-	-
着岸料	一般貨物船、コンテナ船(10,000 GT 未満と 10,000 GT 以上の 2 段階)、RoRo 船、自動車船、バルク船(ドライ)、バルク船(リキッド)、家畜運搬船の 8 種に分類され、日数/時間数によって 1-3 段階に分類される。North Quay、Green Harbour では最初の 24-36 時間までの割引設定がある。	輸入と輸出の 2 種類の料金設定。	1 GT あたり。客船、巡礼船、RoRo 船、一般貨物船、家畜運搬船の 5 種類に分類され、日数/時間数によって 2-3 段階に分類される。	-
入港料	一般貨物船/バルク船(ドライ)、コンテナ船/RoRo 船/自動車船、バルク船(リキッド)、家畜運搬船の 4 種に分類され、日数/時間によって 2-3 段階に分類される。航路及び航行支援施設を含む一般的な港湾施設利用料。North Quay、Green Harbour では 24 時間以内の荷役完了に対する割引設定がある。	照明及び航行支援施設料として。 Gross Ton によって 4 種類に分類され、1 寄港(3 日間)あたりと 4 日目以降 1 日あたりの 2 段階の料金設定。2 早期出港時の割引設定あり。	1 GT あたり。客船、巡礼船、RoRo 船、一般貨物船、家畜運搬船の 5 種類に分類され、日数/時間数によって 2-3 段階に分類される。	航路利用料と航行料があり、いずれも GT あたりの料金設定。 パイロット手当、リスク、VHF 代として 12 %加算。
錨泊・報告料	LOA 150 Feet (45.72 m)を境に 2 種に分類され、日数ごとに 3 段階に分類される。	1 日あたり Gross Ton あたりの料金設定(1 種類)。	North/South Quay, Green Harbour に同じ。	-

セキュリティ・警備料	LOA 150 Feet (45.72 m)未満、150 Feet 以上、押収船の 3 種類に分類され、1 寄港あたりの料金設定。押収船は 1 日あたり。		North/South Quay, Green Harbour に同じ。	-
廃棄物回収料	LOA 150 Feet (45.72 m)を境に 2 種に分類され、1 寄港あたりの料金設定。	固定料金（1 種類）	-	-
ロイヤルティ料	-	-	-	Gross Ton あたり。 パイロット手当、リスク、VHF 代として 12 %加算。
コンテナ取扱料（クレーン利用）	コンテナあたり（20 Feet, 40 Feet, Over 40 Feet の 3 種類の料金設定。コンテナ船、非コンテナ船、空コンテナ、積替え（フィーダー船と母船、フィーダー船とヤードの 2 種）、空コンテナの積替え、オーバーサイズコンテナ（高さ/幅/長さ超、プラットフォーム、フラットラック、オープントップコンテナ）、危険物コンテナ（IMO クラス 1 及び 7、IMO クラス 2, 6, 8 及び 9 の 2 種類）、Shut Out コンテナ（積込み拒否）の 10 種類に分類される。	-	-	-
コンテナ取扱料（RoRo 船利用）	荷役機械利用料（トレーラーへのコンテナの積み降ろし。コンテナサイズ 6 m, 12 m の 2 種類の料金設定）。トレーラー利用時（1 種類）、自走式ユニット利用時（重量により 6 段階）、一般貨物の積み降ろし（1 種類、定額）の 8 種類に分類される。全て 1 往復での料金設定。	-	-	-
コンテナ岸壁利用料	コンテナあたり（輸出・輸入の実入り、空の 4 種類）の料金設定。コンテナサイズおよび再輸出の場合に分類される。	-	-	-

荷役料	一般貨物:トンあたり(輸出・輸入、積込み拒否貨物、再輸出貨物(岸壁受取)、直接配送貨物(岸壁経由)、荷姿が袋の貨物)。 車両:1 台あたり。 家畜:トンあたり。 トランシップ貨物:100 トン未満と 100 トン以上(2 種類)での料金設定。 バルク貨物:トンあたり。リキッド/ドライ、石油、トランシップ。クロッシング、クロッシング(トランシップ)(受取人から徴収)。 セメント:トンあたり。ポートスーダン港(1 種類)。荷受人から徴収。 荷役機器持込料:1-10 トン、11-20トン、20トン以上の 3 段階。トラック持込料。	ローディングアーム利用。輸入と輸出で Metric Ton あたりの料金設定(2 種類)	貨物:トンあたり(1 種類) 旅客:出発 1 人あたり。 羊:1 頭あたり。 牛・ラクダ:1 頭あたり。 荷受人から徴収。入港料及びクロッシング料を含む。	-

出典:SPC General Cargo & Ships Tariff (2018)

この他、荷役機器(補助ギアを含まない)のレンタル料は表 4-18 のとおり。

表 4-18 SPC の荷役機器レンタル料

サービスコード	荷役機器	単価 (EUR/1 基/1 時間)
キークレーン		
E/1-1	5 トン	12
E/1-2	1 船に対し 2 基以上利用する場合	9
E/1-3	15 トン	14
エリアモバイルクレーン		
E/2-1	15 トンまで	33
E/2-2	15-30 トン	38
E/2-3	30-70 トン	46
E/2-4	70 トン以上	46
フォークリフト		
E/3-1	3 トンまで	10
E/3-2	8 トン	24
E/3-3	10-12 トン	28
E/3-4	15 トン	32
E/3-5	25 トン	33
E/3-6	35 トン	48
トレーラー		
E/4-1	30 トン	4
E/4-2	40 トン	10
タグマスター		
E/5-1	40-45 トン	16
ハーバークレーン		
E/6-1	40 トン	60

出典：SPC General Cargo & Ships Tariff (2018)

港湾内での貨物保管料の料金体系は表 4-19 のとおり。輸出貨物の無料期間は設けられていないが、輸入及びトランシップ貨物については貨物種類により 5 日から 15 日の無料期間が設けられている。各保管料の単価は SPC ホームページの料金表に公開されている。

表 4-19 SPC の料金体系 (貨物保管料)

貨物種類	保管料金の設定
輸出貨物	30 日間の保管料、30 日超の場合の 1 日あたり保管料。
輸入貨物	最初の 7 日間は無料。次の 7 日間の保管料、荷降ろし後 14 日を超えた場合の延滞料。
トランジット貨物（陸路/空路での越境貨物）	最初の 15 日間は無料。次の 15 日間の保管料、荷降ろし後 30 日を超えた場合の 1 日あたりの保管料。
トランシップ貨物（海路での越境貨物）	最初の 15 日間は無料。15 日を超えた場合の 1 日あたりの保管料。
車/トラック/トレーラー/	最初の 5 日間は無料。次の 7 日間、荷降ろし後 14 日を超えた場合の 1m2 あたりの保管料、トン数による 1 日あたりの保管料（5 トン以下、5 トン以上）、数量による 1 日あたりの保管料（車 10 台以上）
個人所持品	最初の 15 日間は無料。15 日を超えた場合の 1 日あたりの保管料。

出典：SPC General Cargo & Ships Tariff (2018)

コンテナ保管料の料金体系は表 4-20 のとおり。トランシップされる場合、空コンテナでは最大 30 日間、実入りコンテナで最大 20 日間の無料期間が定められている。

表 4-20　SPC の料金体系 (コンテナ貨物保管料)

貨物種類	保管料金の設定（コンテナサイズ 6m, 12m, 12m 超の 3 種類）
輸入コンテナ（実入り）	最初の 10 日間は無料。次の 10 日間、荷降ろし後 20 日を超えた場合の 1 日あたりの保管料。
輸出コンテナ	最初の 10 日間は無料。次の 7 日間、荷降ろし後 17 日を超えた場合の 1 日あたりの保管料。
空コンテナ（港で開梱されたもの）	最初の 7 日間は無料。7 日を超えた場合の 1 日あたりの保管料。
空コンテナ（港で船舶から降ろされたもの）	最初の 3 日間は無料。3 日を超えた場合の 1 日あたりの保管料。
トランシップ（実入り）	最初の 20 日間は無料。次の 10 日間、荷降ろし後 30 日を超えた場合の 1 日あたりの保管料。
トランシップ（空）	最初の 30 日は無料。30 日を超えた場合の 1 日あたりの保管料。
陸路輸送コンテナ	1 日あたりの保管料。
積込み拒否されたコンテナ	最初の 7 日間、7 日を超えた場合の 1 日あたりの保管料。
RoRo 機器（空）	1 日あたりの保管料。ひとまとまりの構成により 4 種類に分類される。
リーファーコンテナ（空）	最初の 3 日間は無料。3 日を超えた場合の 1 日あたりの保管料。
危険物コンテナ（1, 2, 6, 7）	最初の 7 日間は無料。7 日を超えた場合の 1 日あたりの保管料。
危険物コンテナ（その他）	最初の 7 日間は無料。7 日を超えた場合の 1 日あたりの保管料。

出典：SPC Containers Tariff Charges Rates (2017)

4.3.3　SPC による航行支援サービスの提供

SPC はパイロットや灯台及び灯標による航行支援サービスを提供している。国際水路機関（International Hydrographic Organization。以下、IHO）の Year Book への参加に係る 2007 年の資料によれば、航行支援施設の設置及び維持管理、航路の維持管理は SPC が担っており、ス国の独立以来、実質的にス国の海図更新を行っている英国水路部（United Kingdom Hydrographic Office。以下、UKHO）への情報提供を行うことになっている。一方、水路調査はス国海軍の水路部がハルツームの調査会社と連携して実施しており、SPC による浚渫前の水路調査もこの海軍水路部が行っている。なお、2022 年 1 月現在、ス国は非メンバー国として IHO の Year Book に掲載されている。

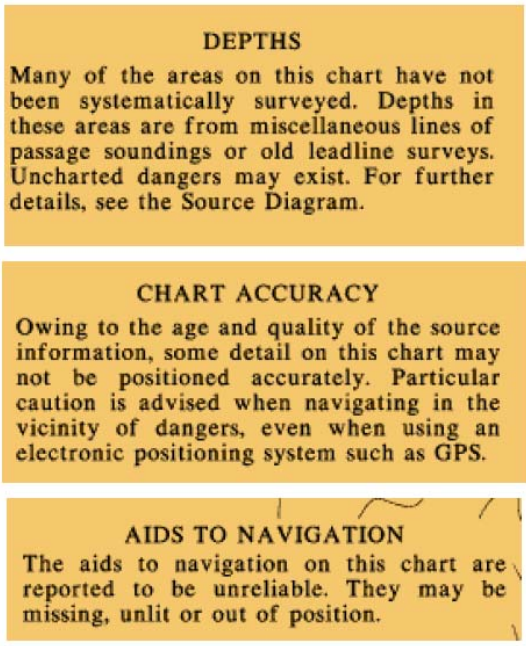
ス国沿岸の多くは比較的海岸に近く水深が深いが、沖合及び沿岸には航行に影響を与える多くのサンゴ礁がある。しかし、沿岸海域の大部分は、画像や近年の港内での調査から得られているデータを除き、調査されていない。上述のとおり、ス国では港湾建設を進めて貿易量の増加を支援してきたが、ス国政府は航行の安全性が開発の障壁で、環境、経済、保安面におけるリスクになっていると認識しており、国際海事機関（International Maritime Organization、以下、IMO）に海事分野での能力向上を要請した。ス国政府の要請を受け、2016 年に IMO の統合技術協力プログラム（Integrated Technical Cooperation Programme。以下、ITCP)によるニーズ評価が実施され、SOLAS 条約に基づく優先事項の特定とフォローアップ活動のロードマップが作成された。続いて国際航路標識協会（International Association of Lighthouse Authorities。以下、IALA）によるニーズ評価ミッションが 2017 年に実施された。2018 年の IMO、IHO 及び IALA によるニーズ評価ミッションは、前年のミッションで挙げられた水路調査、海図及び航路標識に係る提言の実施のレビュー、水路学、水路調査、海図及び航路標識に関する具体的なニーズ及び要望の特定を目的として実施された。

2018 年の評価ミッションでは、SPC の意欲は評価されたものの、目に見える形での結果があまり見られず、52 の提言のうち 15 項目が実施済み、4 項目が保留という評価で、33 項目は引き続き今後のアクションプランとして残されている。港湾に係る法規制の策定と港湾管理については進捗が見られ、今後の進展が期待されるが、以下の点については不十分と評価された。

- 沿岸域全体における航行支援サービスの管理責任に係る国内法が起案されていない。
- 港湾利用料の徴収が、航行支援サービスの維持管理及び改善に充当されない。
- 航路標識の状態に関する提言がアクションプランに含まれていない。
- 海上安全情報（Maritime Safety Information。以下、MSI）の発出及び海図更新に係る取り組みが実施されていない。
- NAVAREA 航行警報に係る調整官が指名されていない。

一方、ス国政府は紅海のスーダン側を通航する商船の交通量を理由として海上交通管理システム（Vessel Traffic Service。以下、VTS）のアップグレードを期待したが、今後数年間は交通量の大幅増加につながるような新たな開発は予想されず、アップグレードは正当化されるものではないとのこと。航路標識および VTS については、各担当職員への研修が必要で、適切な研修コースの実施可能性が検討されている。ス国沿岸域での衝突や座礁事故の発生頻度は非常に少ないため、SPC は航路制御は必要ないと考えているが、航行の安全性の確保は IMO が同ミッションを実施する目的のひとつであり、IALA が主催する航路標識管理研修への招待状の送付や、SPC による国内での IALA モデルコースの実施が検討されている。

水路調査に関しては、SPC と海軍がそれぞれシングルビームエコーサウンダーと関連機器を保有し、連携して調査を行っている。2018 年のニーズ調査時点では SPC は保有機器の通信障害のため調査ができないため、近年は、海軍が毎年異なる場所で 4 ヶ所程度の調査を行っているが、海図更新を行う UKHO に調査結果が共有されているか否かについては最終的に回答が得られなかったとのこと。SPC は様々な港湾開発の一環でマルチビームによる調査を委託し、調査結果は UKHO に提供されたが、PDF 形式のみでの提供であった。バシャール港でもターミナル運営者が水路調査の能力向上を模索しているが、SPC や海軍との調整は検討されていない様子とのこと。また、2014 年に中国企業が行った調査結果が UKHO に提供され電子海図に含まれているが、データが十分でなかったため、精度情報（Category Zone of Confidence。以下、CATZOC）はカテゴリ B とされている。図 4-29 に近年ス国の海図上に示されている警告表示、表 4-21 に CATZOC によるカテゴリ分類を示す。



出典：IMO 2018 ニーズ評価報告書"Needs assessment mission on aids to navigation and review of the state of hydrographic survey, nautical charting and navigational aids"

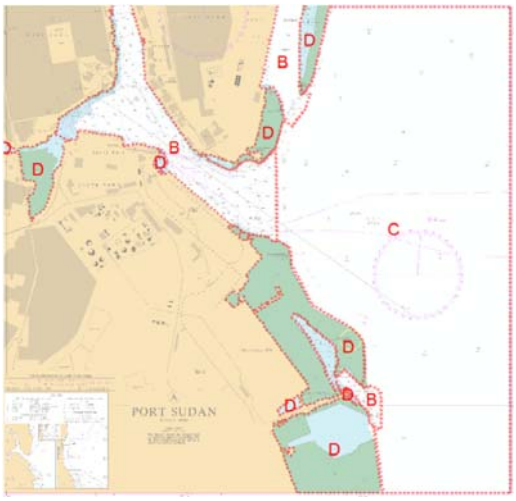
図 4-29　ス国海図に示された警告表示

表 4-21　海図の精度情報 (CATZOC)による分類

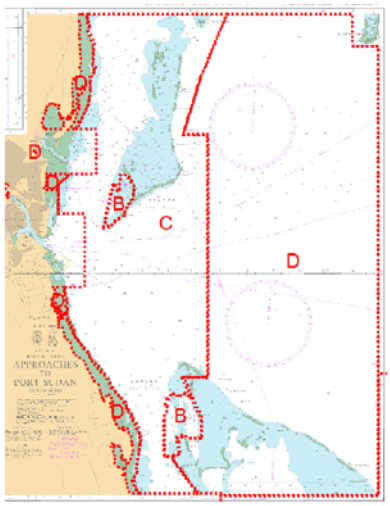
ZOC	Seafloor Coverage	Typical Survey Characteristics
A1	Full area search undertaksn. Significant seafloor features detected and depth measured.	Controlled, systematic survey high position and depth accuracy achieved; using DGPS or a minimum three high quality lines of position (LOP) and a multibeam, channel or mechanical sweep system.
A2	Full area seach undertaken. Significant seafloor features detected and depth measured.	Controlled, systematic survey achieved position and depth accuracy less than ZOC A1 and using a modern survey echosounder and a sonar or mechanical sweep system.
B	Full area seach not achieved; uncharted features, hazardous to surface navigation are not expected but may exist.	Controlled, systematic survey achieved similar depth but lesser position accuracy than ZOC A2 and using a modern survey echosounder but no sonar or mechanical sweep system.
C	Full area seach not achieved, depth anomalies may be expected.	Low accuracy survey or data collected on an opportunity basis such as coundings on passage.
D	Full area seach not achieved, large depth anomalies may be expected.	Poor quality data that cannot be quality assessed due to lack of information.
U	Unassessed – The quality of the bathymetric data has yet to be assessed.	

出典：IMO 2018 ニーズ評価報告書"Needs assessment mission on aids to navigation and review of the state of hydrographic survey, nautical charting and navigational aids"

IMO による 2018 年のニーズ評価ミッションで確認された海図を図 4-30（ポートスーダン港）、図 4-31（スアキン港）、図 4-32（バシャール港）及び図 4-33（ハイドゥープ港）に示す。図中の赤点線とアルファベットは CATZOC による分類を表している。いずれの港湾でも、カテゴリ B が多い。



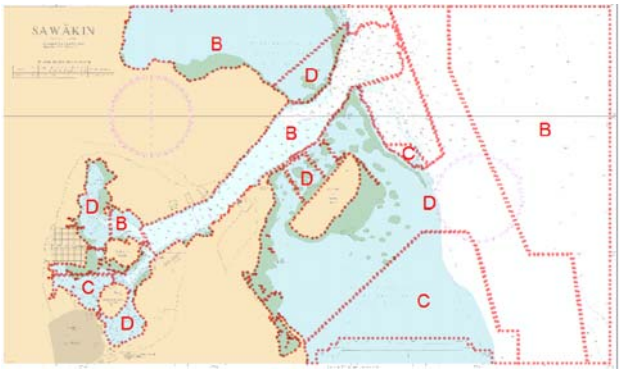
ポートスーダン港



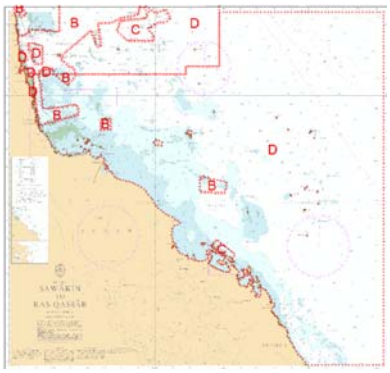
ポートスーダン港へのアプローチ

出典：IMO 2018 ニーズ評価報告書”Needs assessment mission on aids to navigation and review of the state of hydrographic survey, nautical charting and navigational aids”

図 4-30 ポートスーダン港海図



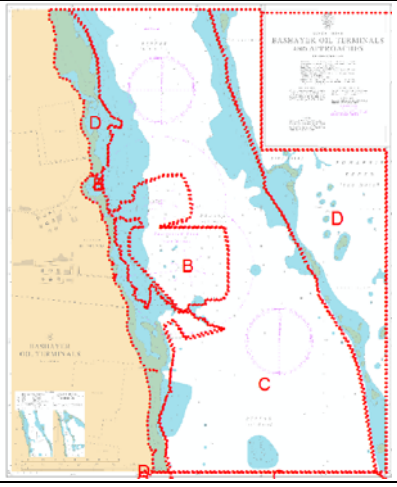
スアキン港



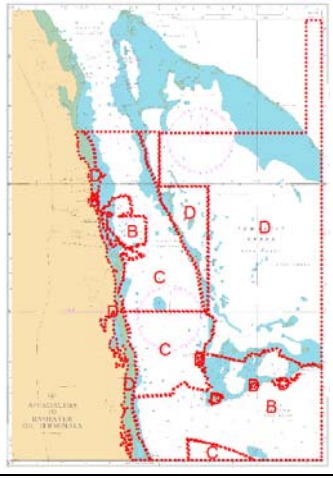
スアキン港へのアプローチ

出典：IMO 2018 ニーズ評価報告書”Needs assessment mission on aids to navigation and review of the state of hydrographic survey, nautical charting and navigational aids”

図 4-31 スアキン港海図



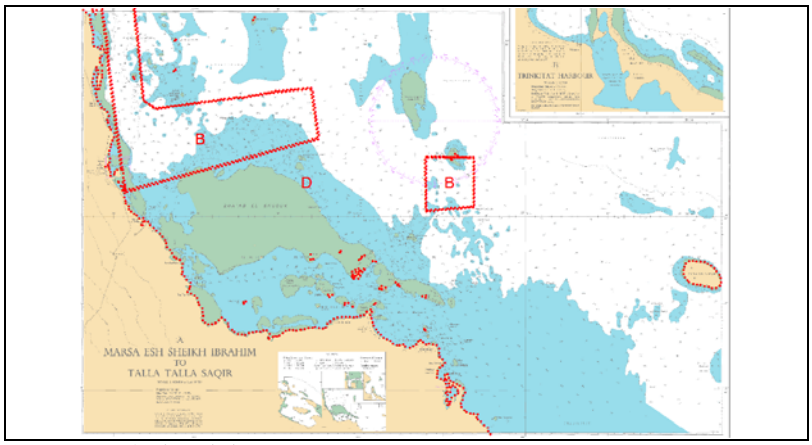
バシャール港



バシャール港へのアプローチ

出典：IMO 2018 ニーズ評価報告書”Needs assessment mission on aids to navigation and review of the state of hydrographic survey, nautical charting and navigational aids”

図 4-32　バシャール港海図



出典：IMO 2018 ニーズ評価報告書”Needs assessment mission on aids to navigation and review of the state of hydrographic survey, nautical charting and navigational aids”

図 4-33　ハイドゥープ港海図

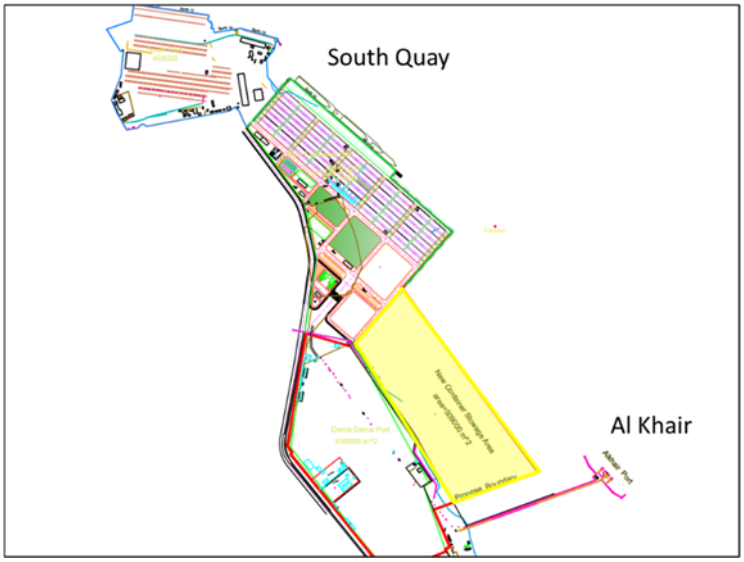
4.4　港湾開発計画

港湾セクター開発計画や、インフラセクター開発計画といった包括的なマスタープランはなく、個々の事業ごとにマスタープランが作成され、開発事業が実施されている。以下に、SPC へのヒアリングを通じ入手した現在実施中または計画中の事業について概要を紹介する。

4.4.1　ポートスーダン港

(1) South Quay

コンテナ取扱量の増加及びコンテナの港内滞留時間の長期化に対応するため、SPC では No.13 及び No.14 コンテナバースの背後に South Quay Container Stacking Yard Phase 2 としてコンテナスタッキングヤードの整備を行っている。ヤード面積は、実入りコンテナ蔵置スペースとして 124,830 m2（3,570 スロット、平均 2.75 段積），空コンテナ蔵置スペースとして 101,455 m2（4,260 スロット、平均 4.9 段積）が計画されている。その他、基礎、下水、上水、変電施設、ゲート（新たに入場出場各 5 レーン）、事務所、道路（トラック及び RTG 通行用）等が整備される予定。資金不足により 8 ヶ月遅延したが 2021 年 12 月時点で開始されており、コントラクター（China Habour Engineering Co., LTD）がサイトにアクセスし土質調査を実施中。事業期間は 18 ヶ月、総事業費は 80 百万 USドルで、資金は全て SPC が拠出している。今次のスタッキングヤードの建設によって、SPC は、South Quay 周辺のコンテナ貨物の取扱いが可能な土地は全て開発し尽くしたと認識している。コンテナバース No.13 の南側（現在整備中のスタッキングヤードの東側）海岸沿いが空いており、バースの拡張が可能であるように見受けられるが、SPC としては、海象条件が厳しいため岸壁の建設は考えていないとのことである。図 4-34 に現在建設中のコンテナスタッキングヤードの位置図を黄枠で示す。



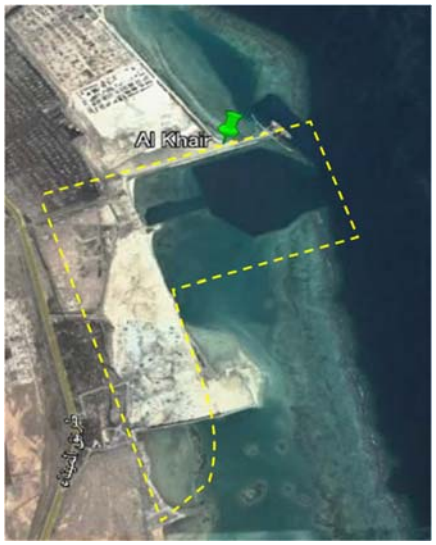
出典：SPC

図 4-34 South Quay Container Stacking Yard Phase 2 事業地

(2) Al Khair Oil Terminal

新たなバース建設を目的として、既存施設の南側が浚渫された。浚渫量 400 万 m3、水深-19 m で、15 万DWT型の石油製品船を受け入れ可能となる。事業費は 63 百万 EUR（全て SPC 資金）、事業期間は 2013 年 10 月から 2016 年 8 月。

また、2017 年頃からの石油製品の需要増を受け、Dama Dama Oil Terminal Phase 2 としてマスタープランを作成しており、2022 年 3 月～4 月には工事が開始される見込み。同事業には、岸壁（330m 以上）、ドルフィン、プラットフォーム、パイプライン、基礎、貯蔵タンク、タグボートのスペース、管理棟、消防所、発電所等の建設及び荷役器械の調達が含まれる。水深が深いため追加での航路浚渫は不要。事業費は見積りベースで 70 百万 EUR が見込まれており、全て SPC 資金による（インフラ省や財務省の予算は入らない）事業とのこと。事業予定地は図 4-35 の黄枠（破線）のとおりであるが、第 3 章で紹介した SUNAGAS による LNG プラント開発事業は当初同一エリアで計画されていたため、SPC へのヒアリングによれば、SPC は却下したとのこと。SUNAGAS は計画の実施に向けて非常に活発に動いていたが、約 3 年前からは進捗が止まっており、Dama Dama Oil Terminal Phase2 は予定通り進められているとのことである。SUNAGAS の事業においても桟橋等の港湾施設は SPC の管轄になるようであるが、SUNAGAS が再開する場合はその時点で事業地を含めて再検討することになるという回答であった。



出典：SPC 提供資料を基に調査団にて編集

図 4-35　Dama Dama Oil Terminal Phase 2 事業地

4.4.2　スアキン港

現在スーダンの輸出入貨物の 9 割を扱うポートスーダン港は水深の深いエリアが限られている。SPC は、コンテナ取扱量が増加している South Quay 周辺にはバース拡張スペースがないと考えており、今後の港湾拡張エリアとしてスアキン港が候補とされている。Suakin International Port として、10 万 DWT 型の船舶を受け入れ可能なバース 2 ヶ所を含む 24 バースの建設、Swakin エリアへの鉄道の接続、北側には多目的ターミナル、一般貨物ターミナル、バルクターミナル、旅客ターミナル等が長期計画として検討されている。2021 年 12 月のヒアリング時点では資金源を模索している段階で、民間資金を活用したパブリック・プライベート・パートナーシップ（Public-Private Partnership。以下、PPP）も視野に含んでいるとのことである。民間事業者からのいくつかのオファーはあるものの、いずれもまだ詳細検討ではなく長期構想ベースとのこと。

4.4.3　その他

(1) ハイドゥープ港

上述のとおり、ハイドゥープ港は、フェーズ 1 として家畜輸出港が建設され、2022 年に供用開始見込となっている。フェーズ 2 以降では、農産物や畜産物、魚介等、貨物別に、4～5 バースの建設が予定されている。

(2) オセイフ港

過去 20 年の間に、鉱物（鉄鉱石、マンガン、銅、金等）の採掘が増加しており、SPC は鉱物輸出港として修復することを決定、2012 年に小規模なマスタープランが作成されている。将来的には

100,000 DWT 船の受入れを念頭に、まずは 50,000 DWT 船が寄港できるバース延長 310 m、水深 13.8 m の計画が検討されている。

4.5 港湾分野における課題分析

- 水深不足

ポートスーダン港の主な取扱い貨物はコンテナ貨物、穀物、一般貨物、スアキン港では家畜、旅客および一般貨物であるが、いずれも入り江に整備されてきた港であり、入り江の中の水深は、ポートスーダン港で 8.5 m～12.5 m、スアキン港で 8 m～12 m である。寄港船は主にサウジアラビアで積替えを行うフィーダー船となっている。ポートスーダン港では、入り江の外側の紅海に面した沿岸に水深 16 m の新コンテナバース、水深 14.2 m～14.7 m の穀物輸入ターミナルが整備されており、SPC へのヒアリングによれば、現在、新コンテナバースには最大 70,000 DWT、穀物ターミナルには最大 50,000 DWT の船舶が着岸している。近年の船舶の大型化に伴い、コンテナ船については水深の深い新バースに利用が集中しているが、依然として、水深に対応したフィーダー船の利用も余儀なくされている状況にある。

現在、ポートスーダン港はコンテナ船の国際基幹航路には含まれておらず、最大水深 16 m を活かしきれていないが、貨物量の増加に応じ、紅海周辺港であるジブチ港やエジプトのアインスクナ等に寄港しているような豪州⇔欧州、アジア⇔北米、アジア⇔紅海、地中海⇔紅海、アジア⇔欧州サービス（表 4-3 参照）への参入を目指す場合は、South Quay の新コンテナバースと同程度以上のバース整備が必要である。

また、主に一般貨物を取り扱うポートスーダン港の North Quay 及びスアキン港のバースは水深の浅い入り江の内側に整備されているのみで、小型船またはフィーダー船での利用が一般的である。ス国では今後、大規模インフラ開発や産業開発への活発な支援及び投資が進むと期待されており、開発事業の実施に伴って大型資機材の輸出入が多く発生すると考えられる。しかし、現状では North Quay やスアキン港に入港可能なフィーダー船への積み替えを余儀なくされることが予想されるため、大型船による直接寄港が可能な水深の深い多目的港の整備が望ましい。

- コンテナの荷役効率の低さ

コンテナターミナルには、新コンテナバースにガントリークレーンが 4 基、RTG が 8 基、旧コンテナバースにはガントリークレーンが 4 基、RTG が 15 基整備されているが、近年は港内混雑が発生していた。SPC へのヒアリングによれば、主な原因は、荷役機械の新規導入による荷役効率の低下、コンテナヤードから港外へのコンテナ移動の遅さ、荷役機器の故障時には禁輸によるスペアパーツの供給停止を原因として荷役停止が頻発する等、長期滞船および着岸・荷役時間の長期化も招いていた。荷役機器そのものの老朽化に加え、メンテナンス技術の不足、荷役機器を新規導入した際のオペレーターの習熟不足であったと指摘しており、2021 年 12 月現在、荷役機器オペレーターの新規雇用、操作・メンテナンスに係るトレーニングが進められているほか、荷役機器の新規調達（SGS を 2 基、RTG を 8 基、その他 15 基）も進められており、以前に比べて滞船時間、荷役時間共に格段に改善

されたとのことである。一方、荷役機器の新規調達は新コンテナバースのみが対象とされている。旧コンテナバースにおける荷役機器の更新計画はなく、既存の荷役機器は2年後には更新の時期を迎える状況とのことである。そのため、旧コンテナバースでは依然として荷役機器の故障が滞船・荷役時間の長期化を招き、また、喫水の浅い小型の船舶がやむを得ず新コンテナバースでの荷役に変更となる等、新コンテナバースへの影響も引き起こしている。ポートスーダン港における全体的な荷役効率の向上のためには、旧コンテナバースでの荷役機器の更新計画も検討する必要がある。

- コンテナのヤード内滞留時間の長さ

ポートスーダン港でのコンテナの滞留時間は 2007 年には 28 日、2014 年には 15 日と改善傾向にある。この滞留時間はターミナル内でのコンテナ移動時間だけではなく、関税手続き、輸送手続き、コミュニケーション、銀行手続き等に掛かる時間も含まれている。ターミナル内でのコンテナ移動時間については、ターミナルの混雑率が高い状況ではさらに時間を要する原因となる。また、2018 年のポートスーダン港の料金表によれば、ターミナル内でのコンテナ無料保管期間は、実入りコンテナで輸出入共 10 日、空コンテナについては 3-7 日、トランシップコンテナで 20 日とされており、ターミナル内でのコンテナの長期滞留はコスト増の原因となる。しかし、2012 年の JICA 調査によれば、輸入業者組合の要望に応える形で 2005 年に当時の財務大臣によって無料期間を 20 日間とする規則が作られ、無料期間一杯ターミナルに蔵置しておく業者も出ていた。また 2021 年の JICA 調査では、現在の無料保管期間は輸出の場合で 30 日、輸入の場合で 20 日とされており、この運用が、現在も続く貨物滞留時間の長さに影響し、ターミナル混雑の一因になっていると考えられる。ターミナル混雑は荷役効率にも影響が及ぶため、輸出入および輸送手続に掛かる期間の短縮化および無料保管期間の縮減、あるいはコンテナ蔵置スペースの整備を進めていく必要がある。

- スーダン沿岸域の航行の安全性

IMO、IHO、IALA が 2018 年に共同で実施したス国の水路、海図及び航路標識に係るニーズ評価によれば、海図更新に必要な水路調査結果が UKHO に確実には共有されておらず、精度の低い海図が利用されている状況にある。水路調査の責任機関については、既存の SPC 及び海軍以外の機関であっても、連携を取らず個別に実施可能な状況にある。また、航路標識の管理体制についても法制化されておらず、設備の維持管理が不十分な状態にあることが窺える。SPC へのヒアリングにおいても、ポートスーダン港、スアキン港、ハイドゥープ港の航路標識は改善が必要とのコメントが挙げられている。

- 包括的な港湾計画の不在

ス国には、オセイフ港（鉱石）の再整備計画、スアキン港（家畜、旅客、一般貨物）の長期開発計画（コンテナバースを含む多目的港）、ハイドゥーブ港（家畜）の拡張計画（農産・畜産物、魚介）があるが、これらは既存港湾における個別の貨物需要に応じて計画・実施されている状況である。将来的な、国内および内陸国での経済発展に伴う貨物需要やエネルギー需要等を踏まえた港湾セクター全体の整備計画を策定し、需要の変化を予測しつつ、計画的に整備計画を進めていく必要がある。

また、スアキン港の長期開発計画については、ポートスーダン港の South Quay 近辺に海象面での安全性が確保できる拡張スペースがないことがその検討の背景とされているが、South Quay の延長上にある Al Khair Oil Terminal で実施中の拡張計画では周辺海域での海象影響に関する特段の調査結果は示されておらず、港湾開発における適地選定の根拠が明確ではない。

これまで取扱いのない貨物については、現状、民間企業による港湾開発（原油輸出開始時のバシャール港や SUNAGAS による LNG プラント開発事業に伴う港湾施設開発等）が主導し検討、開始している状況である。既存の取扱い貨物の需要を踏まえた SPC の計画と事業地が競合したケースにおいては、事業案が却下されたのみで、事業検討が可能な代替地は特に示されていない。

第 3 章で調査・分析された今後の電力需要を支える発電燃料の調達の必要性等、国全体として今後重点的に促進していく社会サービスや産業の分析を踏まえた輸出入貨物の需要、また内陸国による海上貿易の窓口として、ス国港湾が有すべき機能、施設及び規模を分析し、その実現に必要なインフラ開発、組織制度の整備や人材育成等を考慮した港湾セクター全体の開発計画を策定し、必要に応じて需要予測を見直しつつ計画的に開発を進めていく必要がある。

4.6 本邦技術を活用した協力対象事業候補検討

4.6.1 協力対象事業候補検討

上述のス国における港湾セクターの現況・課題整理より、以下に示す項目の実施を提案する。

表 4-22 本調査で検討するスコープ案

	施設	整備内容	候補地
Option-1	LNG 受入拠点、多目的ターミナル	岸壁、渡橋、ヤード、建築・設備、荷役機械、LNG システム(FSRU、RMS、陸上パイプライン)	Damma Damma Oil Terminal Phase2 南側
Option-2	LNG 受入拠点	桟橋、ドルフィン、ヤード、建築・設備、 LNG システム(FSRU、RMS、海底パイプライン、陸上パイプライン)	
Option-3	LNG 受入拠点		Basher Oil Terminal 南側
Option-4	コンテナターミナル	岸壁、ヤード、建築・設備、荷役機械、港湾アクセス道路	Suakin 港 North Quay
Option-5	荷役機器	ガントリークレーン、RTG、その他	ポートスーダン港 South Quay 旧コンテナバース
Option-6	航路標識	灯標、照射灯、灯浮標、その他	ポートスーダン港、スアキン港、ハイドゥープ港

出典：NK にて作成

以下では Option-1～4 の候補事業について詳細検討を行う。

4.6.1.1 コンテナターミナル

現在、コンテナ貨物は主にポートスーダン港の South Quay で扱われているが、South Quay の年間コンテナ取扱容量は 120 万 TEU である。現在停滞している貨物取扱率が今後数年で回復し、2024 年以降は年あたり貨物増加率が 7%（2005 年以降の年あたり貨物増加率）に達すると仮定した場合、2040 年には South Quay 全体でのコンテナ取扱容量を超過する見込みである。現在、South Quay の中でも主に水深の深い新コンテナバースが好まれて利用されていること、また、コンテナ船の大型化が続く現在の海運セクターの状況を踏まえれば、少なくとも現在の新コンテナバースの仕様が維持できる新たなバースおよびコンテナヤードの増設によって、需要の増加に対応する必要がある。定期コンテナ船社による定期コンテナサービスへの参入を目指す場合は、少なくとも 8,500 TEU 積程度のコンテナ船（約 100,000 DWT を想定）の受け入れが可能な規模とする必要がある。

一方で、ポートスーダン港内での拡張スペースは、旧コンテナバースのある入り江内側については水深が浅くフィーダー船の利用に限られ、水深の深い新コンテナバースの南側については厳しい海象条件のため SPC は岸壁の建設を考えていない。南部のスアキン港については、既存の家畜輸出ターミナルをより南のハイドゥープ港に機能移転し、現在の旅客および一般貨物のターミナルに加え、多目的ターミナルを含むコンテナターミナルを建設するという長期計画を SPC が検討している。スアキン港は、南部に市街地が広がっているが、水路を挟んだ北側、特に海岸寄りは特段の利用が見られないため、将来的なコンテナターミナルの整備に適していると考えられる。

ポートスーダン港 South Quay の貨物取扱容量と、2024 年以降の年あたり増加率 7%と仮定した場合のコンテナ貨物取扱量予想を元に、South Quay と、新たなコンテナターミナルをスアキン港に建設した場合の貨物量の配分を表 4-23、図 4-36 にて検討した。既存港から 60 km と地理的に離れた地域に新コンテナターミナルが建設されることから、新港が活用されるためには、現在ポートスーダン港を利用している荷主がスアキン港へシフトする必要がある。各荷主の既存事業の仕組みを変更するこ

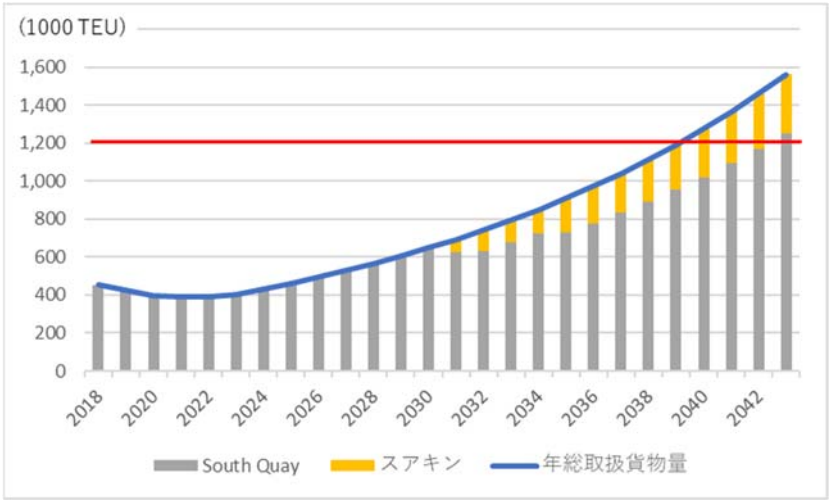
とになるため、新コンテナターミナルの供用開始から一定期間は誘致策を講じ、スアキン港への荷主のシフトを促進する必要があるため、1 年目の取扱い貨物量は全貨物量の 10%を目標と仮定し、徐々に増加していくと想定した。

表 4-23 スーダン港湾コンテナ取扱量将来予測

(1000TEU)

年		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
年総取扱貨物量		452	423	396	393	390	404	432	462	495	529	566	606	648	694	742	794	850	909	973	1,041	1,114	1,192	1,275	1,364	1,460	1,562
年貨物増加率		-6.4%	-6.4%	-6.4%	-0.7%	-0.7%	3.5%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%
年取扱	South Quay	452	423	396	393	390	404	432	462	495	529	566	606	648	624	631	675	722	727	778	833	891	953	1,020	1,092	1,168	1,250
貨物量	スアキン	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	69	111	119	127	182	195	208	223	238	255	273	292	312
貨物取扱	South Quay	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	90%	85%	85%	85%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
割合	スアキン	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	15%	15%	15%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%

注:2018 年、2019 年は実績値。2020 年以降は年貨物増加率を仮定し、年総取扱貨物量を予想した。
出典:SPC Statistics (2009, 2013, 2018 及び 2019)を元に調査団にて作成



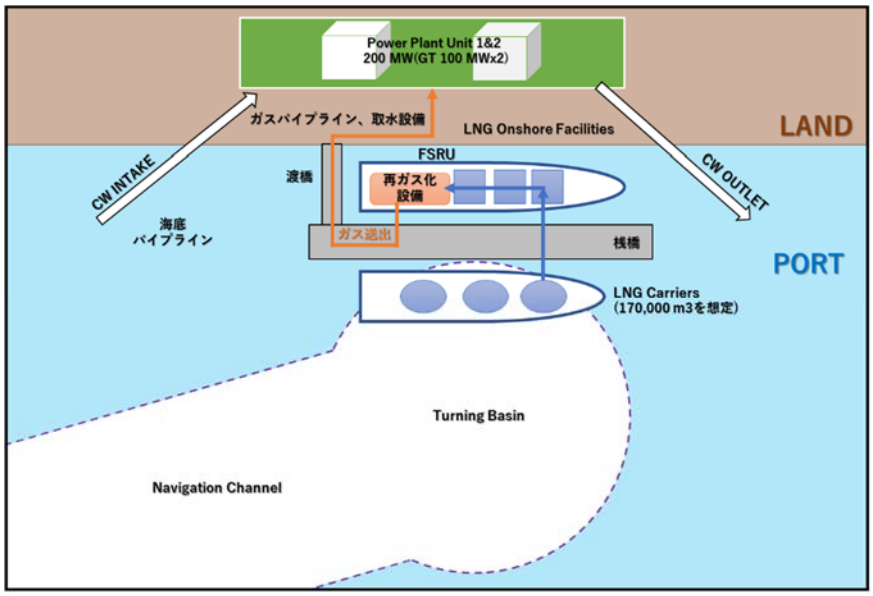
注:赤線は South Quay のコンテナ取扱容量を表す。
出典:調査団

図 4-36 スーダン港湾コンテナ取扱量将来予測

4.6.1.2 LNG 受入拠点

3 章で述べられたように、今後のス国の電力需要は年 7~8%での増加が予想され、電力不足対策が喫緊の課題とされている。ス国の発電所は火力発電と水力発電が主であるが、特に火力発電に必要な原油や石油製品等の石油燃料は、従来の国内生産では賄いきれず、一部を輸入している状況である。脱炭素化及びエネルギー多様化の推進を踏まえ、今後の輸入燃料は LNG が望ましいとされており、既に LNG の海上輸入による新規火力発電所が検討されている。次世代エネルギーへの転換まで 20 年程度の運用期間が想定されることから、LNG の貯蔵・再ガス化設備を洋上に設ける FSRU の利用が検討されている。従って、新規発電施設近傍に、発電燃料となる LNG の輸入拠点の整備を提案する。

以下の検討においては、港湾設備(LNG 貯蔵再ガス化設備、浚渫、係留設備)、LNG 受入基地土地造成、発電設備までのパイプラインを対象とし、発電所施設、および、発電所施設内の各種設備は本項での検討対象に含まない。



出典：NK にて作成

図 4-37　LNG (液化天然ガス)の荷下ろしのイメージ

4.6.1.3　多目的ターミナル

現在、一般貨物は主にポートスーダン港の North Quay で扱われているが、North Quay は入り江の内側で水深が 7 m～12.5 m と浅くフィーダー船やバージの利用に限られており、大型船の入港は困難である。また、スアキン港でも一般貨物を扱っているが、こちらも水深が 8 m ～12 m と浅く、現在は、大型の一般貨物船が寄港可能な港湾が無い状況である。しかし、現在計画されている港湾事業や、今後、後背地および内陸地域での実施が想定される様々な建設事業のための資機材の輸送には、コンテナターミナルのみでなく、水深の深い多目的ターミナルも必要になると考えられる。現在、ポートスーダン港に寄港している一般貨物船のうち、喫水が深く Green Harbour を利用している可能性が高いと思われる船舶の約 8 割は 40,000 DWT から 60,000 DWT であるが、僅かながら 90,000 DWT、100,000 DWT の船舶の寄港記録も見られることから、100,000 DWT 型の需要もあると考えられる（Sea-web _2021Aug23、MarineTraffic）。

本調査で提案する LNG 受入れ拠点は、紅海に面した水深の深い港湾施設を想定しているため、LNG 船の寄港に影響のない範囲で渡橋等の施設を供用し、多目的ターミナルとして桟橋を増設することを提案する。

4.6.2　事業候補地

LNG 受入拠点については、下図に示す候補地 1、および、候補地 2 の 2 箇所、コンテナターミナルについては、ポートスーダンから南に 60 ㎞に位置する候補地 3 の 1 か所を候補地として選定した。

出典：GoogleEarth を用いて NK にて作成

図 4-38 事業候補地

LNG ガスの受入拠点の候補地については、以下に示す 2 案を想定している。LNG は、万一、漏液または火災等の事故が発生した場合に二次災害を防止できる場所とすることに配慮し、可能な限り、一般船舶向けの港湾施設から離れたエリアとした。

表 4-24 FSRU 設置の候補地

提案.	位置	概要	関連する計画	電力供給先
Option-1	候補地 1	桟橋を建設、FSRU を係留し、渡橋に敷設するパイプラインで陸上に気化ガスを移送。	Al Khair oil Terminal Phase 2	ポートスーダン
Option-2		ドルフィンを建設、FSRU を係留し、海底パイプラインで陸上に気化ガスを移送。		
Option-3	候補地 2	ドルフィンを建設、FSRU を係留し、海底パイプラインで陸上に気化ガスを移送。	ー	スアキン

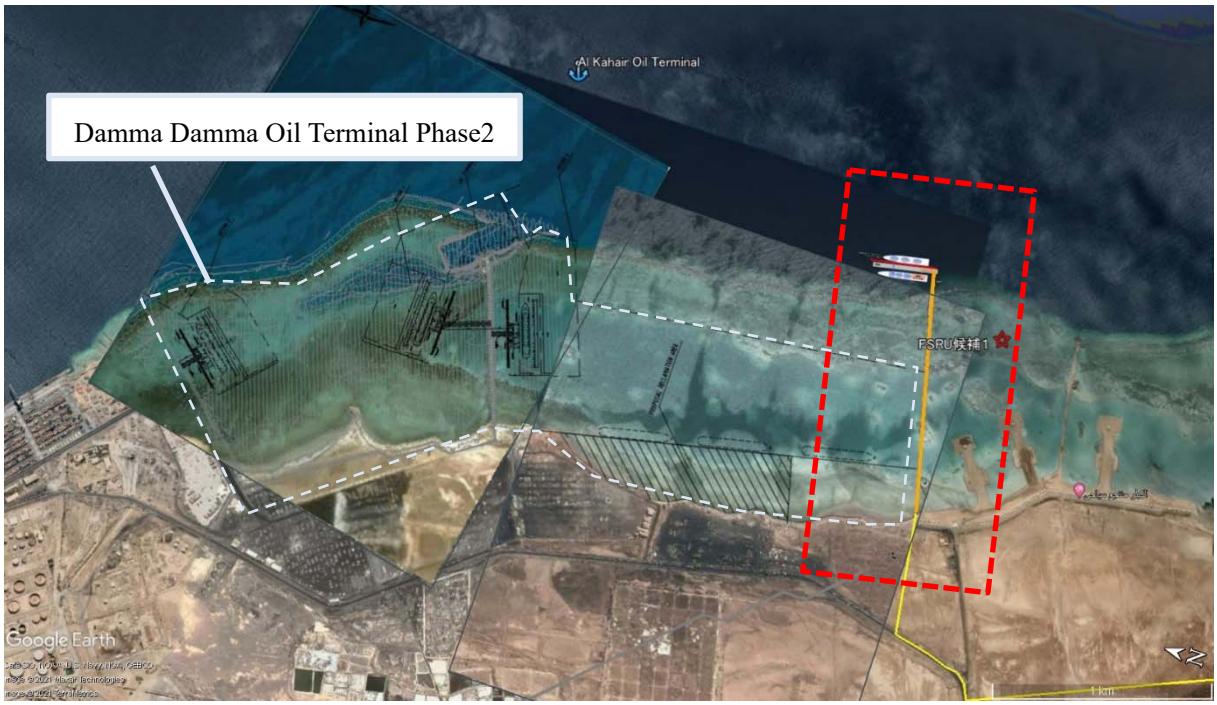
出典：NK にて作成

1） 候補地1

現在実施中の Al Khair Oil Terminal Phase 2 の南端に位置する。Al Khair Oil Terminal は、ポートスーダン港入り江から南東に約 3 ㎞の位置にある石油製品取扱い港である。Phase 2 の事業は、今後

予想される石油製品の需要拡大に対応するため、Master Plan (M/P)に沿って、下図の白点線で囲まれたエリアでの拡張が予定されており、現在、浚渫(400 万㎥、－19m)は完了しており、125,000DWT のタンカーが入港可能となる計画で、現在入札段階にあり、2022 年 3-4 月には工事開始の見込み。

本調査では、Al Khair Oil Terminal Phase2 の拡張予定地に隣接するエリア(図 4-39 赤色部分)にて LNG 受入拠点の整備を提案する。



出典：GoogleEarth をもとに NK にて作成

図 4-39　事業候補地周辺の開発計画 (Option-1、2)

2)　候補地 2

バシャール港とスアキン港の間に位置する。スアキン向けの発電所建設を前提としつつ、LNG 船の安全な航行及び一般船舶の航行の安全確保に配慮した位置を想定する。

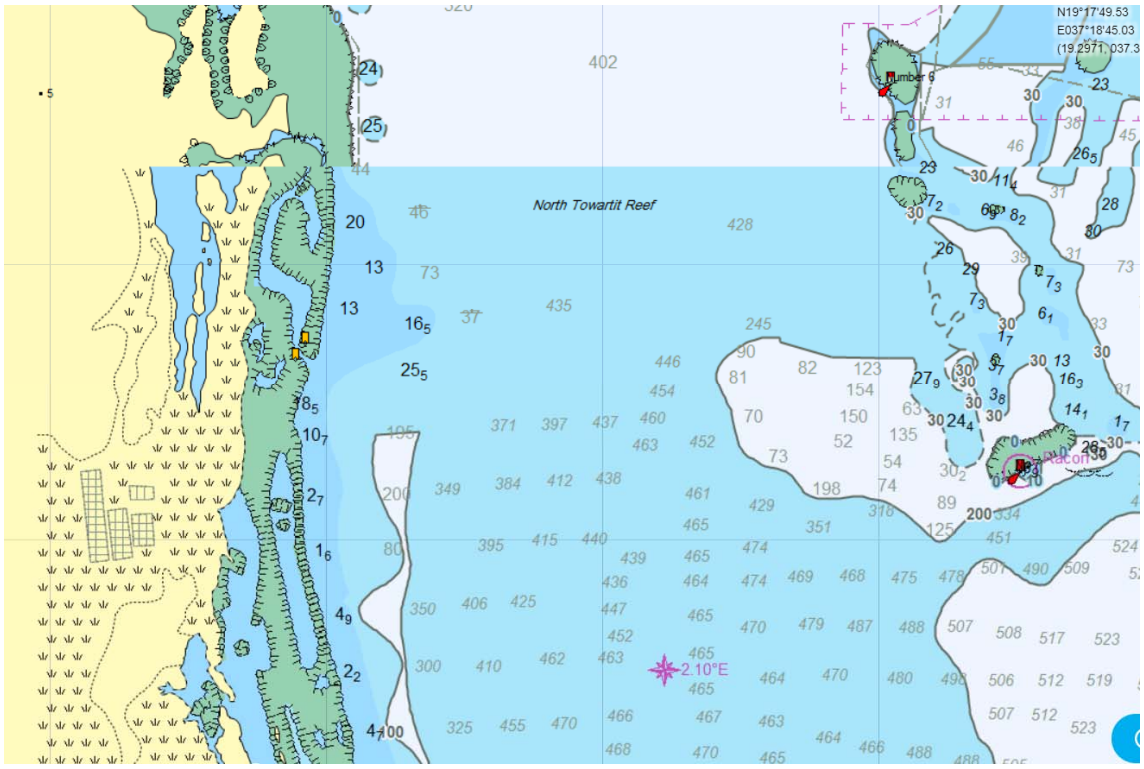
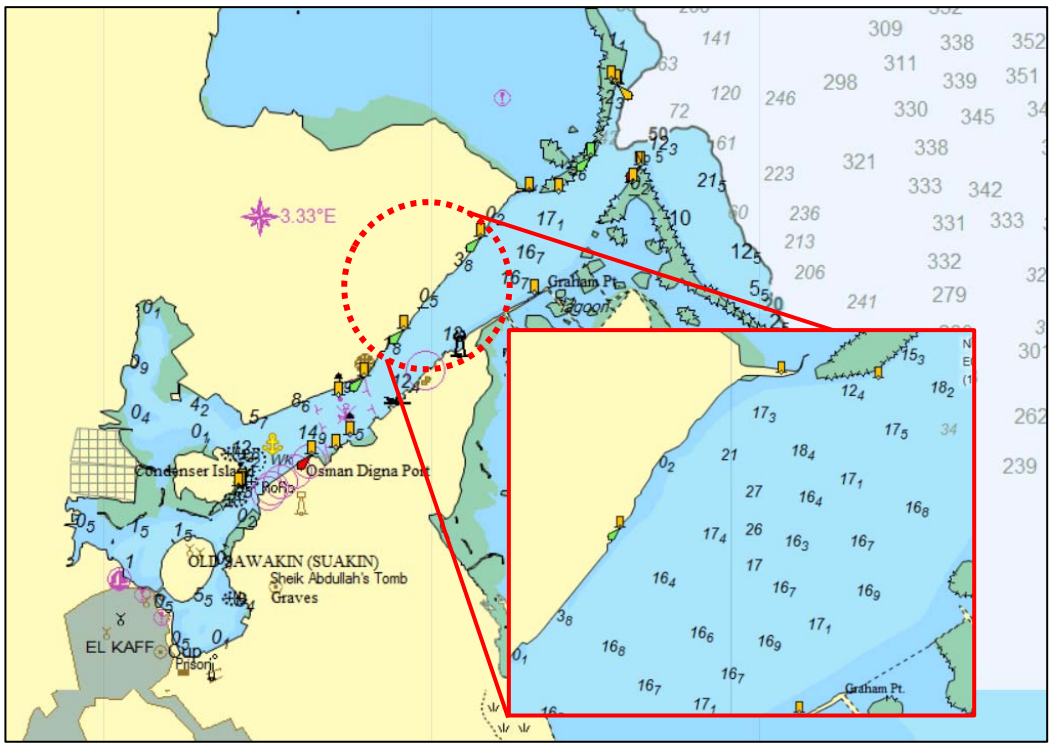


図 4-40　Option-3 の建設候補地の海図

3)　候補地 3

スアキン港はポートスーダンから南に 60 ㎞に位置する自然港。入り江の両側にはサンゴ礁が広がっており、現状では今回提案する北側よりも南側の利用が活発である。ポートスーダンからの道路が、ポートスーダン空港への空港道路分岐、スアキン市街地の外縁を経由し、ハルツームまで整備されており、貨物の国内輸送に適した立地となっている。入り江の入口付近は約 600 m の幅があるが、水路に入るとほぼ一貫して 300 m 程度となっており、南側には既存の港湾施設が整備されている。入口から約 1.7 km の箇所に屈曲部があり、その奥にて旅客船や家畜運搬船等多数の船舶の利用が見られることから、屈曲部手前の北側に、コンテナターミナルの整備を提案する。将来的な貨物需要に応じてバースを増設していく可能性を考慮し、入り江の奥から順次整備していく計画が妥当と考えられる。



出典：Marine Traffic(https://www.marinetraffic.com/)

図 4-41　Option-3 の建設予定地の海図

2013 年に実施された Suakin International Container Terminal Environmental Impact Assessment の Final Report によると、候補地辺では居住住民はいないものの、漁民による漁業活動が確認されている。

候補地周辺での漁業活動

候補地周辺で生息する生物

出典：SPC、Suakin International Container Terminal Environmental Impact Assessment Final Report、2013 年

図 4-42　スアキン港予定地周辺の状況

4.7　候補地周辺の自然条件

建設候補地点では、以下に示す既往調査が存在する。本調査の検討では、既往調査結果を用

いて検討を行った。

表 4-25 候補地の既往調査

No.	調査名	実施年	実施主体
1	Red Sea CCPP Pre-feasibility Study, Sudanese Thermal Power Company	2017-2018	SPC
2	SUAKIN INTERNATIONAL CONTAINER TERMINAL PHAS 1 ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT	2013	SPC
3	Wind Observation for Damma Port	2008-2009	SPC

出典：NK にて作成

4.7.1.1 気象

ポートスーダン、およびスアキンは亜熱帯砂漠気候であり、気温はとても高く、乾燥した気候である。詳細は第 3 章を参照。

4.7.1.2 海象

1） 潮位

表 4-26 候補地の潮位情報

Item	Port Sudan	Suakin Port
H.W.L	CDL＋1.05m	CDL＋0.85m
L.W.L	CDL＋0.20m	CDL＋0.00m
潮位差	0.85m	0.85m

出典：SUAKIN INTERNATIONAL CONTAINER TERMINAL PHAS 1 ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT Final Report, 2013

2） 風

表 4-27 風速-風向グループの平均出現率：年間 (%)

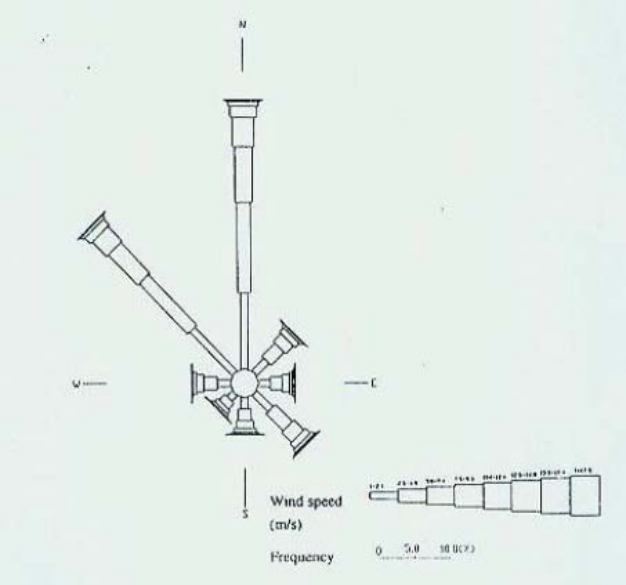
Dir.	Wind Speed(m/sec)								
	0-2.4	2.5-4.9	5.0-7.4	7.5-9.9	10.0-12.4	12.5-14.9	15.0-17.4	17.5 plus	Total
N	10.3	12.2	7.5	3.9	1.5	0.6	0.2	0.1	36.3
NE	2.3	2.5	1.5	0.8	0.3	0.1	0.0	0.0	7.5
E	1.5	1.6	1.0	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0	4.8
SE	3.0	3.3	1.9	0.9	0.4	0.2	0.1	0.0	9.8
S	1.5	1.6	1.0	0.5	0.2	0.1	0.0	0.0	4.9
SW	1.0	1.1	0.6	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	3.1
W	1.8	1.9	1.0	0.5	0.1	0.0	0.0	0.0	5.3
NW	8.3	9.7	5.8	2.8	1.1	0.4	0.1	0.1	28.3
Total	29.7	33.9	20.3	10.1	3.9	1.5	0.4	0.2	100.0

出典：CONCEPT DESIGN PROPOSAL FOR DAMMA DAMMA OIL TERMINAL (PHASE II), PORT SUDA, 2013 年 6 月

表 4-28 ポートスーダン近傍の海面上における異なる再現期間の風速 (m/s)

Duration	100 years	50 years	10years
3hour	26	25	22
1hour	29	28	25
Half an hour	30	29	36
1 minute	37	35	31
Maximum gust	45	43	38

出典：CONCEPT DESIGN PROPOSAL FOR DAMMA DAMMA OIL TERMINAL (PHASE II), PORT SUDA, 2013 年 6 月



出典：CONCEPT DESIGN PROPOSAL FOR DAMMA DAMMA OIL TERMINAL (PHASE II), PORT SUDA, 2013 年 6 月

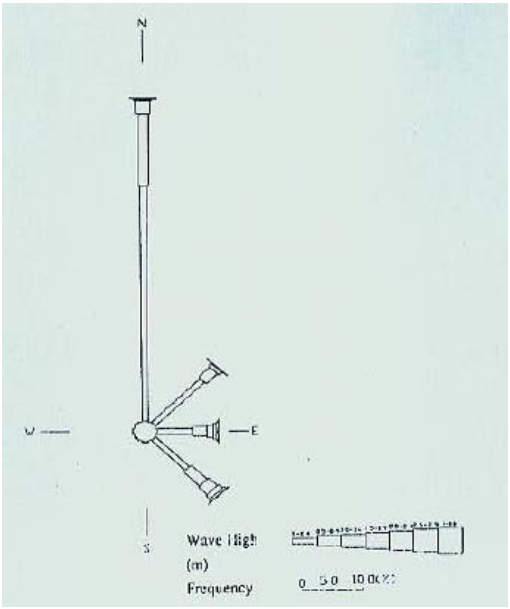
図 4-43 調査地周辺の風配図

3） 波浪

表 4-29 流速-流向別平均出現率 (%)：年間観測値

Direction	Significant Wave Height Groups (m)							
	0-0.4	0.5-0.9	1.0-1.4	1.5-1.9	2.0-2.4	2.5-2.9	3.0 plus	Total
N	43.7	13.2	2.6	0.3	0.0	0.0	0.0	59.8
NE	11.4	2.6	0.6	0.2	0.0	0.0	0.0	14.8
E	5.9	2.2	1.1	0.5	0.2	0.1	0.0	10.0
SE	7.8	3.7	2.0	0.9	0.4	0.1	0.1	15.0
S	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
SW	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
W	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
NW	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Total	69.2	21.7	6.3	1.9	0.6	0.2	0.1	100.0

出典：CONCEPT DESIGN PROPOSAL FOR DAMMA DAMMA OIL TERMINAL (PHASE II), PORT SUDA, 2013 年 6 月



出典：CONCEPT DESIGN PROPOSAL FOR DAMMA DAMMA OIL TERMINAL (PHASE II), PORT SUDA, 2013 年 6 月

図 4-44 調査地周辺の波配図

出典：NK にて作成

図 4-45 観測地点

表 4-30 水深 40m 地点における波浪情報 (波向：東)

Wave element / Return period	H1%(m)	H4%(m)	H5%(m)	H13%(m)	Hm(m)	Tm(s)	L(m)
50	6.88	5.83	5.64	4.72	2.99	8.6	113.3
10	5.63	4.76	4.60	3.84	2.43	7.8	93.9
2	4.35	3.67	3.54	2.95	1.86	6.8	72.6

出典：CONCEPT DESIGN PROPOSAL FOR DAMMA DAMMA OIL TERMINAL (PHASE II), PORT SUDA, 2013 年 6 月

表 4-31　水深 40m 地点における波浪情報 (波向：南東)

Wave element / Return period	H1%(m)	H4%(m)	H5%(m)	H13%(m)	Hm(m)	Tm(s)	L(m)
50	7.67	6.51	6.30	5.28	3.36	9.1	124.3
10	6.34	5.37	5.19	4.34	2.75	8.3	105.1
2	5.00	4.22	4.08	3.40	2.14	7.3	83.8

出典：CONCEPT DESIGN PROPOSAL FOR DAMMA DAMMA OIL TERMINAL (PHASE II), PORT SUDA, 2013 年 6 月

表 4-32　水深 40m 地点における波浪情報 (波向：北)

Wave element / Return period	H1%(m)	H4%(m)	H5%(m)	H13%(m)	Hm(m)	Tm(s)	L(m)
50	3.91	3.30	3.19	2.65	1.66	6.5	65.0
10	3.26	2.74	2.65	2.20	1.38	5.9	53.9
2	2.60	2.18	2.11	1.75	1.09	5.3	43.4

出典：CONCEPT DESIGN PROPOSAL FOR DAMMA DAMMA OIL TERMINAL (PHASE II), PORT SUDA, 2013 年 6 月

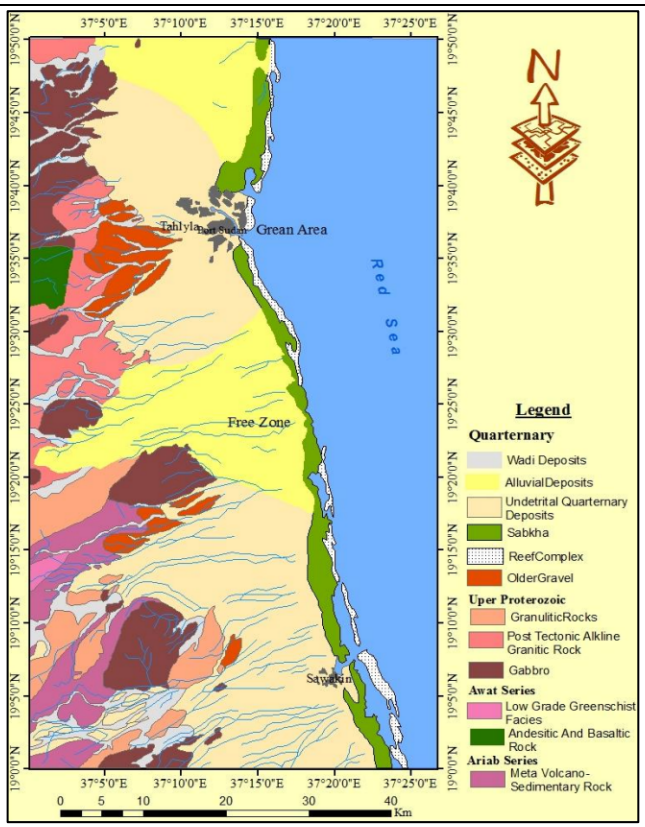
表 4-33　水深 40m 地点における波浪情報 (波向：北東)

Wave element / Return period	H1%(m)	H4%(m)	H5%(m)	H13%(m)	Hm(m)	Tm(s)	L(m)
50	4.20	3.54	3.42	2.85	1.79	6.7	70.4
10	3.39	2.85	2.76	2.29	1.44	6.0	56.0
2	2.57	2.16	2.09	1.73	1.08	5.20	43.0

出典：CONCEPT DESIGN PROPOSAL FOR DAMMA DAMMA OIL TERMINAL (PHASE II), PORT SUDA, 2013 年 6 月

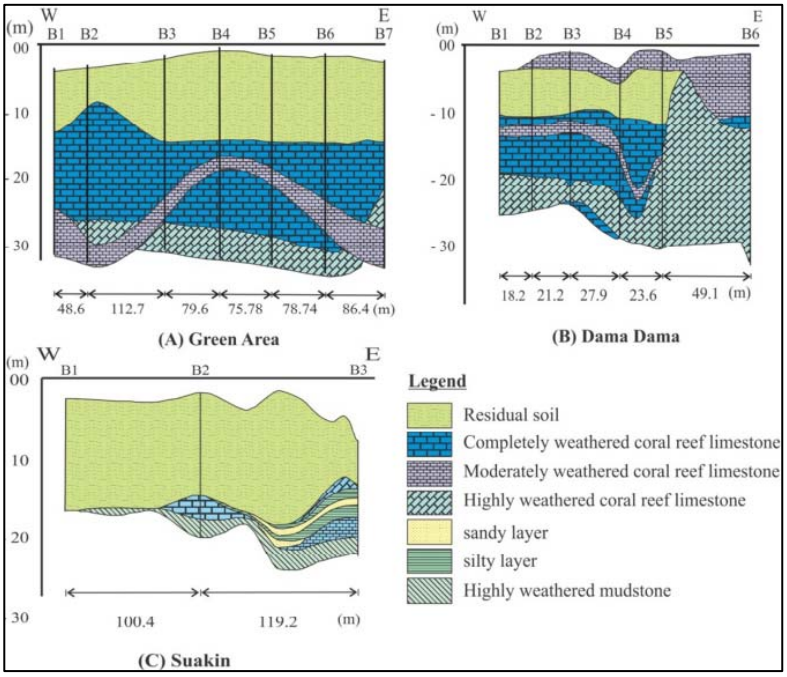
4.7.1.3　土質

Al Neelain University の研究によると、Green Harbor、および、Damma Damma Oil Terminal エリアと、スアキン港エリアは異なる特性を有していることが指摘されている。前者については、サンゴ礁の石灰岩と沖積堆積物の 2 種類の層が見られる共通の特徴を有しており、Damma Damma エリアはラグーンに向かって堆積物の厚みが増すのに対して、グリーンエリアは隆起したサンゴ礁が点在している。他方、スアキン港ラグーン内の沖積堆積物は下図に示す通り珊瑚石灰岩、砂、シルト、泥質シルト岩の層で最大 24m に達している。



出典：Al Neelain University

図 4-46　調査地域の地層図

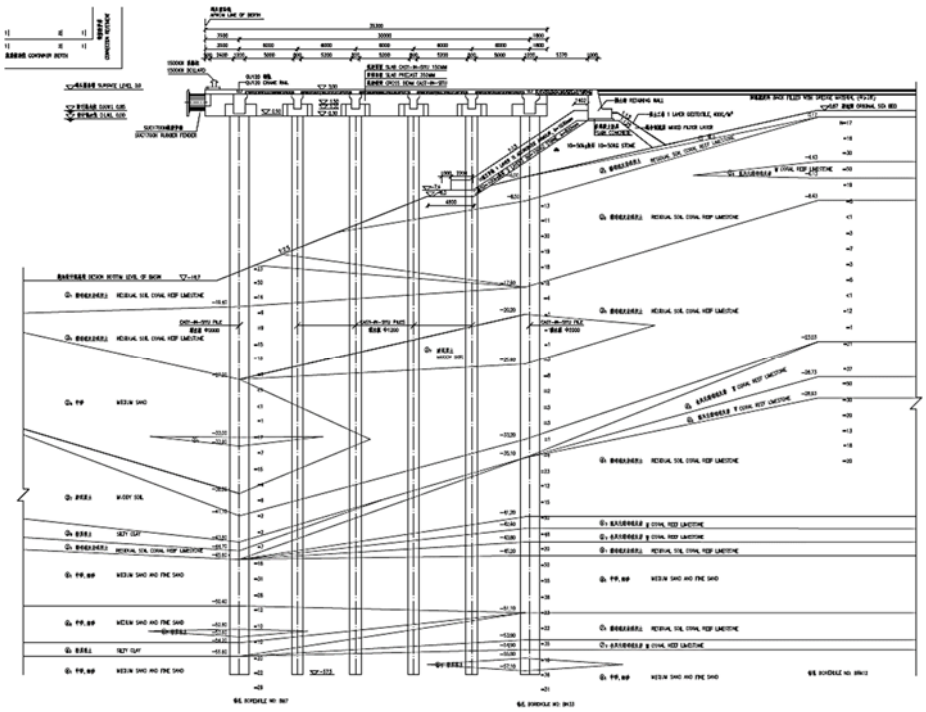


出典：Al Neelain University

図 4-47　風化等級分類技術を用いた 3 地点のサーフェスマッピング

2012 年実施のスアキン港におけるコンテナターミナル開発事業実現可能性調査において実施された土質調査の地層断面図を以下に示す。石灰化した珊瑚層やシルト等が非常に複雑に積

層されており、複雑な層状風化が見られるため基礎設計・施工には細心の注意を払う必要性がある。次段階調査での詳細な検討が強く求められる。



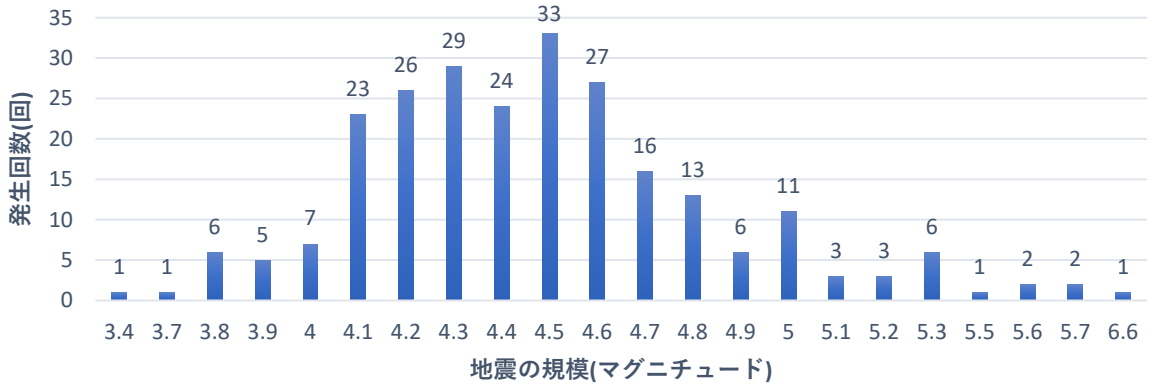
出典：Feasibility Study Report of Suakin International Container Terminal より

図 4-48　スアキン港にて実施された土質試験結果に基づく地層断面図

4.7.1.4　地震

出典：USGS(https://earthquake.usgs.gov)

図 4-49　候補地付近で発生した地震の震源地 (1921-2021 年、マグニチュード 2.5 以上)



出典：USGS(https://earthquake.usgs.gov)より NK にて作成

図 4-50 候補地付近で発生した地震の発生回数 (1921-2021 年、マグニチュード 2.5 以上)

4.8 施設計画

4.8.1 コンテナターミナル

4.8.1.1 建設規模と対象船舶

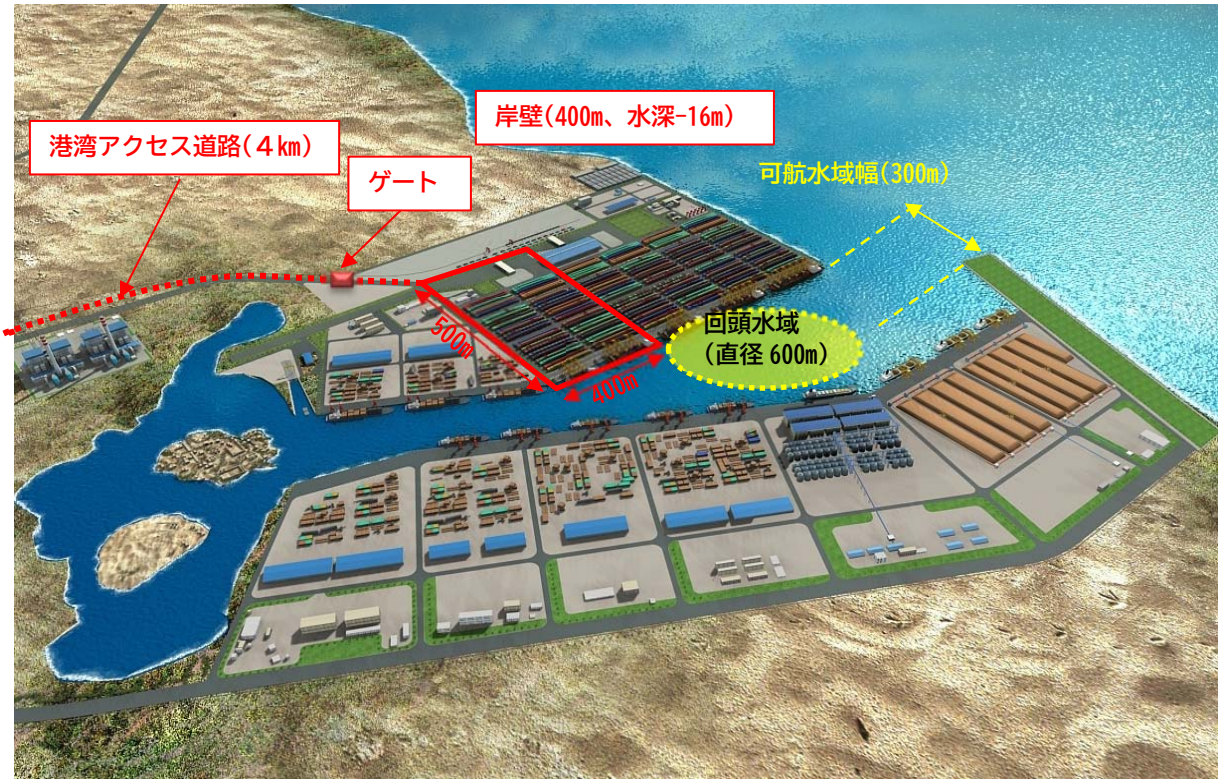
本事業提案には、1 バースの 100,000DWT コンテナターミナルとそれに対応する補助施設が含まれ、年間貨物処理能力は 30 万 TEU を想定する。

4.8.1.2 配置計画

1） 港湾施設の概要

下図に港湾の主要施設のレイアウトおよび仕様を示す。

岸壁延長は 400m、水深は 16.5m。岸壁の後背地の奥行 500m、20 万㎡を造成、周囲は被覆石で護岸する。ヤードはコンテナヤード、管理棟、ワークショップ等で構成され、コンテナヤードはコンクリート、港内道路等そのほかの範囲はアスファルトで舗装される仕様とする。港湾施設の他、既存の道路施設から港湾に接続するアクセス道路の整備も含める。

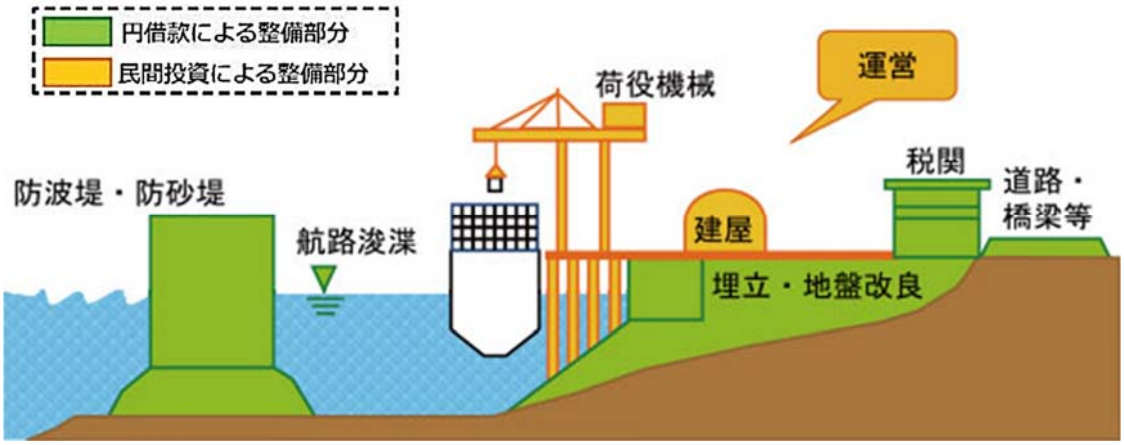


出典：SPC、Suakin International Container Terminal Environmental Impact Assessment Final Report、2013 年記載の MP イメージ図をもとに NK にて作成

図 4-51　スアキン港予定地のイメージ

4.8.1.3　運用シナリオ

SPC は、ス国資金不足を背景に官民連携案件(PPP)を想定している。円借款により整備する部分と日本企業がコンテナターミナルの整備・運営に参画し、民間投資として整備する部分で構成されるいわゆる上下分離型の整備が実施される例が挙げられる。ベトナム、ラックフェン港では、日本の円借款により土地の造成(埋立や地盤改良)、航路と泊地浚渫およびアクセス道路の建設を行い、民間資金によりコンテナバース、荷役クレーン、ヤード舗装、建屋などの整備を行ういわゆる上下分離型が採用された事例もあるが、民間事業者の積極的な参画が必要不可欠であるために、昨今の情勢不安により現地での投資リスクが高まる中で、民間の関心をいかにして集約するか、インセンティブの付与の面で大きな課題となる。



出典:外務省 H.P より

図 4-52 上下分離型の官民分担の考え方 (一例)

4.8.2 LNG 受入拠点

4.8.2.1 建設規模と対象船舶

主な技術指標を以下に示す。年間 300MW の発電能力を有する発電所の燃料となる LNG 気化ガスの輸入拠点の整備を目的とし、FSRU の調達、および、岸壁(桟橋＋渡橋)、発電所に至るまでのパイプラインの整備が含まれる。

FSRU の仕様については、標準の容積である 170,000 m3 とする。その場合、300 MW 規模の GTCC (GT 100 MW x 2 基、ST 100 MW x 1 基)に対して、1 隻当たりの補充で、約 1,626 時間分の運転可能な LNG を供給できる。GTCC の年間の稼働時間が 8,000 時間として、170,000 m^3 の LNG 船で年に 5 回供給する供給間隔となる。

表 4-34 LNG 船の年間供給間隔

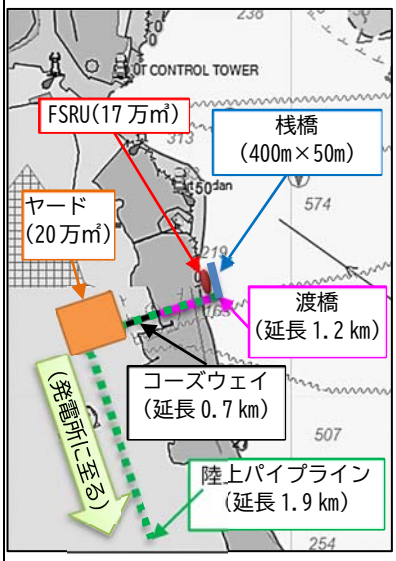
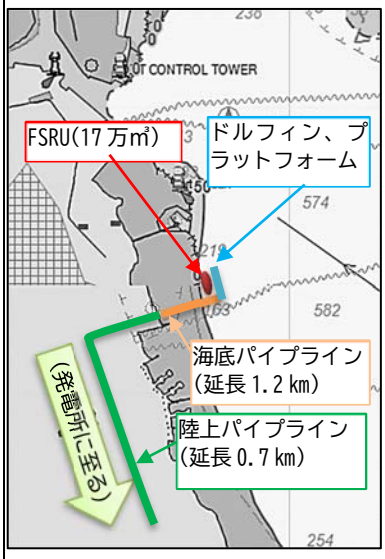
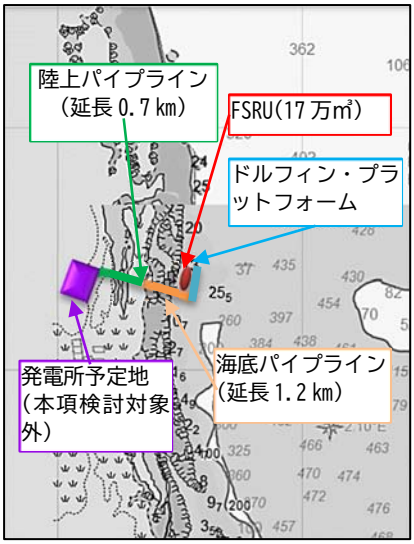
項目	式	量	単位	根拠
GT1台当りのLNG消費量	a	22,480	kg/h/Unit	前提条件
GTCCのGT台数	b	2	Unit	前提条件
GTCCの1時間当たりのLNG消費量 (重量)	c=a x b	44,960	kg/h	
LNGの比重	d	0.43	kg/Litre	
GTCCの1時間当たりのLNG消費量 (容積)	e=c/d/1,000	104.6	m3/h	
1隻あたりのLNG補充量	f	170,000	m3/隻	前提条件
LNG船の1回の補充量での運転可能時間	g=f/e	1,626	h/隻	
GTCCの年間運転時間	h	8,000	h/年	前提条件
1年間のLNG船の補充回数	i=h/g	5.0	隻/年	

出典: NK にて作成

4.8.2.2 配置計画

桟橋は陸地に対して垂直とし、桟橋上で LNG の荷役を行う(FSRU と LNG 船が挟む)形を想定。FSRU で LNG を貯蔵、再ガス化の上、パイプラインで発電所に移送する。

表 4-35　レイアウト案一覧

Option-1	Option-2	Option-3
LNG 受入拠点、多目的ターミナル 岸壁、渡橋、ヤード、荷役機械、LNG システム(FSRU、RMS、陸上パイプライン)	LNG 受入拠点　ドルフィン・プラットフォーム、LNG システム(FSRU、RMS、海底パイプライン、陸上パイプライン)	LNG 受入拠点　ドルフィン・プラットフォーム、LNG システム(FSRU、RMS、海底パイプライン、陸上パイプライン)
		
Damma Damma Oil Terminal Phase2 南側	**Damma Damma Oil Terminal Phase2 南側**	**Basher Oil Terminal 南側**

出典: NK にて作成

4.9　概略設計

4.9.1　コンテナターミナル

4.9.1.1　設計条件

設計条件の一覧を以下に示す。なお、供用期間は 50 年と設定する。

表 4-36 設計条件（コンテナターミナル）

項目	設計値	備考
1. 潮位		SUAKIN INTERNATIONAL CONTAINER TERMINAL PHAS 1 ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT Final Report, 2013、SPC 参照
ー H.W.L	CDL＋0.85m	
ー L.W.L	CDL＋0.00m	
2. 風速	V＝20m/s 程度と想定	
3. 潮流	V＝0.8m/s 程度と想定	
4. 波浪	下表の通り	
5. 地震震度	Kh＝0.029、kv＝0.008	候補地半径 500 ㎞圏内の地震データ もとに調査団算出
6. 土質	基礎地盤 CDL-50m 程度	想定値
7. 対象船舶		
ーコンテナ船	8,500TEU	想定値
ー総トン数	100,000 dwt	想定値
ー船長	330m	港湾基準 2018 年参照
ー幅	45.3m	港湾基準 2018 年参照
ー満載喫水	14.6m	港湾基準 2018 年参照
8. 船舶接岸速度	V=0.10m/s	港湾基準 2018 年参照
9. 荷重条件		
ー上載荷重	常時 20kN/㎡、異常値 10kN/㎡	港湾基準 2018 年参照
ー材料の単位体積重量	港湾基準に示されている値	
10. 設計基準	港湾の施設の技術上の基準・同解説	
	BS、PIANK	必要に応じて使用

出典：NK にて作成

表 4-37 設計波 (バース NE より)

Wave element / Return period	H1%(m)	H4%(m)	H5%(m)	H13%(m)	Hm(m)	Tm(s)	L(m)
50	2.3	2.0	1.9	1.6	1.0	6.7	65
10	1.9	1.6	1.5	1.3	0.8	6.0	55
2	1.5	1.2	1.1	1.0	0.6	5.2	45

出典：Red Sea CCPP Pre-feasibility Study, Sudanese Thermal Power Company, 2015 年 3 月

表 4-38 設計波 (擁壁)

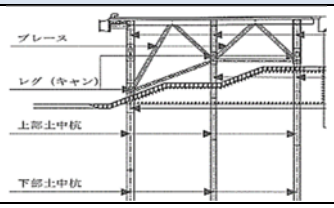
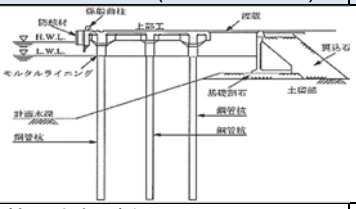
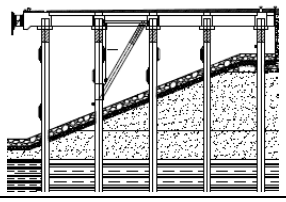
Wave element / Return period	H1%(m)	H4%(m)	H5%(m)	H13%(m)	Hm(m)	Tm(s)	L(m)
50	0.7*	0.7*	0.7*	0.7*	0.7*	6.7	10
10	0.7*	0.7*	0.7*	0.7*	0.7*	6.0	10

出典：Red Sea CCPP Pre-feasibility Study, Sudanese Thermal Power Company, 2015 年 3 月

4.9.1.2 構造比較

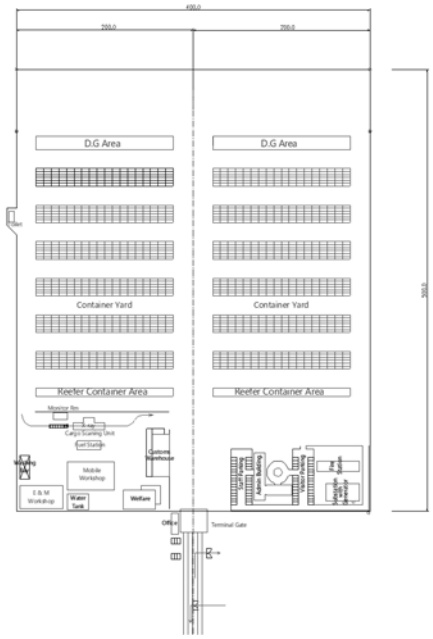
岸壁の構造形式を簡易に比較検討した結果を下表に示す。ただし岸壁形式を決定するために最も重要な要素である土質条件を仮定した結果であるため、限られた既存資料を基にあくまで簡易的な検討である点に留意が必要である。次段階調査において、詳細な調査の実施、情報の精査を行った上で最終的な構造の選定を行うものとする。

表 4-39　岸壁構造の比較検討

工種	ジャケット式桟橋	桟橋式係船岸(直杭式横桟橋)	ストラット式桟橋
構造断面			
特徴	・杭の本数が少ない ・杭打設とジャケットの施工精度が必要 ・上部構造が剛なので水平力に強く、水平変位は小さい ・使用鋼材量が多い ・現場の据え付けに大きなクレーンが必要	・杭の本数が多い ・杭の種類は安価なコンクリート杭の使用が可能である（使用可能な条件は限られる） ・水平力に対する耐力が小さく、水平変位差が大きい ・杭の打設は容易であり、大きなクレーンは不要	・杭の本数が比較的少ない ・杭打設の精度が比較的必要 ・水平力に強く、水平変位は少ない ・ストラットと杭を現場で結合する作業が必要となる ・大きなクレーンは不要
施工性	工期：19 か月/300m	工期：27 か月/300m	工期：25 か月/300m
経済性	工事比率：1.09(基準) 早期開業の伴う便益：約 7 か月の工期短縮	工事比率：1.00(基準) 早期開業の伴う便益：なし(基準)	工事比率：1.07(基準) 早期開業の伴う便益：約 1 か月の工期短縮
環境影響	最小：杭本数が最も少ないため、周辺の流況や地形変化に与える影響も小さいと想定される。	中：杭本数が最も多いため、周辺の流況や地形変化に与える影響も大きいと想定される。	小：杭本数が少ないため、周辺の流況や地形変化に与える影響も小さいと想定される。
メンテナンス	鋼管杭とジャケット部材の腐食対策必要	鋼管杭の腐食対策必要	鋼管杭の腐食対策必要
特殊性	○本邦技術	×(特殊性なし)	○(本邦技術)
適用例	海外での適用例はミャンマー国ティラワ港の1件のみ（工事完了済み）。またケニア国モンバサ港で詳細設計中。日本では災害復旧など急速施工を必要とする場所、または羽田空港第4滑走路など河川流を妨げないことが望まれる場所での適用例が多い。	国内外で、最も適応事例の多い構造形式の1つであり、比較的小規模港湾に適する。	海外での適用例は、インドネシア国パディンバン港の1件のみ（現在施工中）。またバングラディシュ国マタバリ港で詳細設計中。日本では、急速施工を必要とする場所、既存施設の改修工事や、背面の施工スペースに制約がある場合などでの適用例が多い。
検討	**Option-1 の桟橋構造として検討を行った。**	**Option-2、3 の桟橋構造として検討を行った。**	ー

出典：NK にて作成

4.9.1.3 レイアウト案



出典:NK にて作成

図 4-53 ターミナルレイアウトイメージ

4.9.2 LNG 受入拠点

4.9.2.1 設計基準

設計条件の一覧を以下に示す。

表 4-40 岸壁・ドルフィンに関する設計条件

自然条件	潮位	最高潮位(HWL)＝CD＋0.85m 最低潮位(LWL)＝CD＋0.00m	スーダン交通省提供資料より
	設計波浪 岸壁前面	H1/3(有義波高)＝0.60m、T1/3(有義周期)＝12.0sec、波向 NNE	スーダン交通省提供資料より
	設計水深	14.5m	港湾術基準に準拠 船舶の喫水＋余裕水深(＝喫水の 10%) ＝13.0＋1.3＝14.3m
	土質条件	支持層 N 値≧50 相当、CDL－50m	
	設計震度	Kh＝0.029、kv＝0.008	候補地半径 500 ㎞圏内の地震データ もとに調査団算出
	風速	最大 20m/sec	想定値
接岸条件	接岸速度	10 ㎝/sec	想定値
船舶条件	－船長	300m	想定値
	－幅	50m	想定値
	－満載喫水	13m	想定値
設計条件		港湾の施設の技術上の基準・同解説	必要に応じて BS、PIANK を参照。

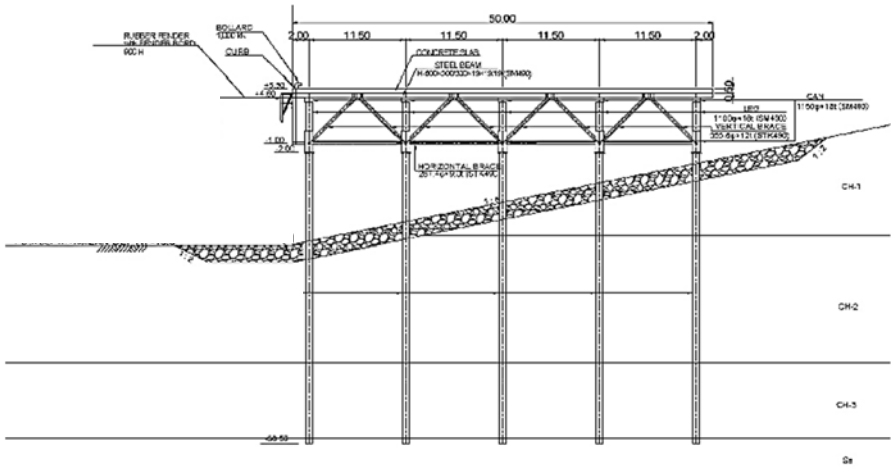
出典:NK にて作成

4.9.2.2 構造比較

Option-1 の岸壁の構造形式を簡易に比較検討した結果を表 4-39 の通り。ただし岸壁形式を決

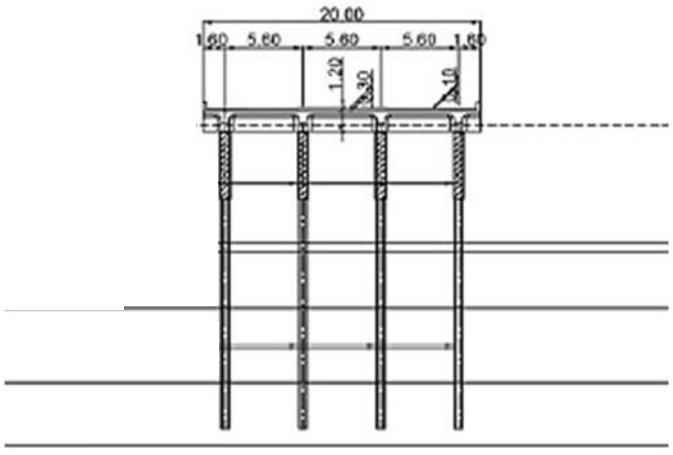
定するために最も重要な要素である土質条件を仮定した結果であるため、限られた既存資料を基にあくまで簡易的な検討である点に留意が必要である。

4.9.2.3 レイアウト案



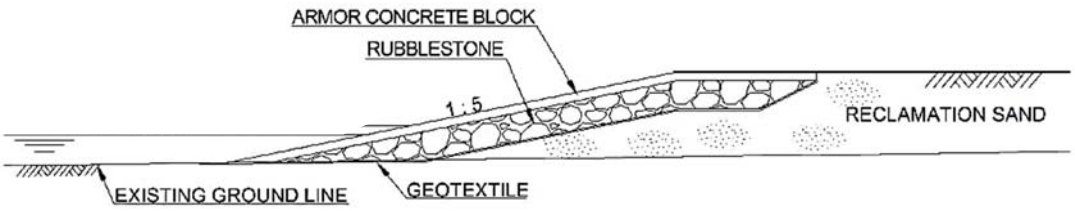
出典：NK にて作成

図 4-54　ジャケット式桟橋の断面構造 (Option-1)



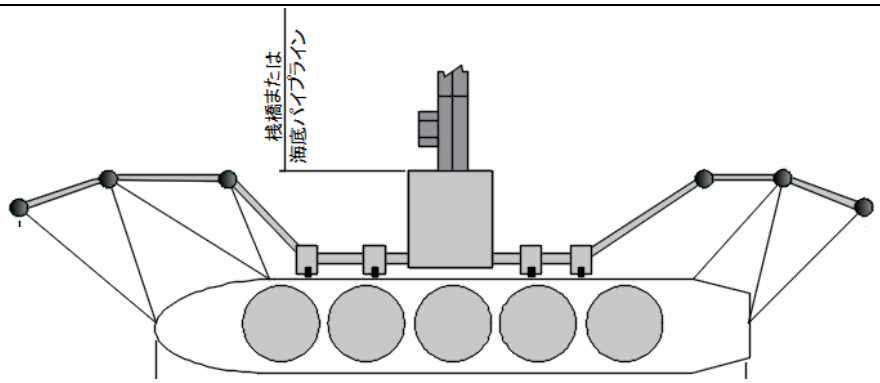
出典：NK にて作成

図 4-55　渡橋　断面図 (Option-1)



出典：NK にて作成

図 4-56　護岸　断面図



出典：NK にて作成

図 4-57 ドルフィン・プラットフォーム 平面図 (Option-2, Option-3)

4.10 港湾事業実施枠組みの検討

4.11 事業実施の枠組み

4.11.1 資金源

2021 年の政変により、国際協力機関による借款の実現性には不確定要素を含むが、本検討においては本邦の国際協力機関である JICA・JBIC を想定し以下の通り検討を行った。2 者の借款概要については、表 3-104 を参照。

円借款（本体及びコンサルティングサービスを含む）調達条件としては、下表の構成を想定している。STEP（本邦技術活用条件）は、OECD ルール上タイド借款が供与可能な案件のうち、我が国の優れた技術やノウハウを活用するものとして途上国から本条件適用の要請があるもので、かつ我が国の事業者の有する技術やノウハウが必要かつ実質的に活かされる案件に適用される。STEP 対象国は、OECD 公的輸出信用アレンジメント上タイド借款が供与可能な国であるが、2022 年 1 月時点でスーダンは対象国に含まれている。

表 4-41 円借款調達条件 (案)

Option	パッケージ	円借款調達条件	備考
1	1－1	STEP(タイド)	Option-1 のうち、LNG システムを除く一式
1	1－2	アンタイド	Option-1 のうち LNG システムのみ
2	-	アンタイド	
3	-	アンタイド	
4	-	アンタイド	

出典：JICA H.P (https://www.jica.go.jp/activities/schemes/finance_co/about/standard/ku57pq00002o2zga-att/202110.pdf) を基に NK にて作成

4.12 事業費概算と施工計画

4.12.1 積算条件

費用の見積は非公開とした。

表 4-42

表 4-43

4.12.1.1 主要プロジェクトコンポーネント

以下に当プロジェクトの提案事業の主要コンポーネントの特性・数量を示す。

表 4-44 主要プロジェクトコンポーネント (Option-1)

工種	内訳	補足
(1)土木工事		
－岸壁	延長 400 m、幅 50 m、水深 -14.5 m	本邦技術として、桟橋構造にジャケット工法を、鋼管杭の防食に電気防食工法を採用
－渡橋	延長 1200m、幅 20m、水深-5m	直杭式を採用
－護岸	延長 1,800 m	護岸傾斜堤
－埋立・舗装	20ha (400m x 500m)	
(2)建築・設備		
－建屋	管理棟、受変電設備棟、受水槽・ポンプ室、給油所、メンテナンスショップ、ワーカー用休憩所、屋外トイレ、消防署、他	メンテナンスショップ：鋼構造 管理棟、受変電設備棟、受水槽・ポンプ室、給油所、ワーカー用休憩所、屋外トイレ他：RC 構造 管理棟、消防署のみ杭基礎
－電力/給水設備	受変電設備、給水設備	
－セキュリティ	港内保安用システム(CCTV 他)	
(3)荷役機械	Mobile Harbor Crane (Panamax)×2、Reach Stacker×6、Forklift×4 、Tractor & Chassis×10	本邦調達を想定
(4)LNG システム		
－FSRU	タンク容量 170,000m3	新造船の調達を想定
－RMS Station	1 式	
－パイプライン	陸上 1.9 ㎞	16"(400A)配管、FSRU 出口において天然ガスは 38BarG 程度に昇圧され、16"(400A)配管にて取り合うものとする。

出典：NK にて作成

表 4-45　主要プロジェクトコンポーネント (Option-2，3)

工種	内訳	補足
(1)土木工事		
－岸壁	延長 430 m、 水深 -14.5 m	プラットフォーム、およびドルフィン形式とする
－護岸	延長 1,800 m	護岸傾斜堤
－埋立・舗装	約 20 ha	
(2)建築・設備		
－建屋	ゲート、フェンス等	ゲート：杭基礎
－電力/給水設備	受変電設備、給水設備	受変電設備は、非常時発電機も含む
－セキュリティ	港内保安用システム(CCTV 他)	
(3)LNG システム		
－FSRU	タンク容量 170,000m3	新造船の調達を想定
－RMS Station	1 式	
－パイプライン	海底 1.2 ㎞、陸上 0.7 ㎞	16"(400A)配管、FSRU 出口において天然ガスは 38BarG 程度に昇圧され、16"(400A)配管にて取り合うものとする。

出典：NK にて作成

表 4-46　主要プロジェクトコンポーネント (Option-4)

工種	内訳	補足
(1)土木工事		
－岸壁	延長 400 m、幅　35 m、水深 -16.5 m	直杭式桟橋
－護岸	延長 1,800 m	護岸傾斜堤
－埋立	20ha (400m x 500m)	圧密促進工法（PVD 工法）。周辺の砂を埋め立て材として利用。
－舗装/排水	約 20 ha	コンクリート舗装 / アスファルト舗装
－港湾アクセス道路	既存道路までの接続部分 4 ㎞	造成、舗装、付帯施設を含む
(2)建築・設備		
－建屋	メンテナンスショップ、管理棟、受変電設備棟、受水槽・ポンプ室、給油所、ワーカー用休憩所、屋外トイレ他、管理棟、消防署	メンテナンスショップ：鋼構造 管理棟、受変電設備棟、受水槽・ポンプ室、給油所、ワーカー用休憩所、屋外トイレ他：RC 構造 管理棟、消防署のみ杭基礎
－電力/給水設備	受変電設備、給水設備	受変電設備は、非常時発電機も含む
－セキュリティ	港内保安用システム(CCTV 他)	
(3)荷役機械	STS Gantry Crane×3、RTG×9、Trailer and Chassis×15、Reach Stacker×6、Forklift×5、Top Lifter×5	本邦調達を想定

出典：NK にて作成

4.12.2　概略事業費

費用の見積は非公開とした。

表 4-47

4.12.3 事業工程

4.12.3.1 建設スケジュール

建設スケジュールを下表に示す。土木・建築等の建設に必要な準備工の期間に加え、機材調達の製作期間と納入期間及び試運転の期間も含めている。

表 4-48 建設スケジュール (Option-1)

	Unit	Qty	Project Year 1	2	3	4
(1) Civil Works	L.S.	1				
(2) LNG System	L.S.	1				
(3) Buildings and Utilities	L.S.	1				
(4) Cargo Handling Equipment	L.S.	1				

出典:NK にて作成

表 4-49 建設スケジュール (Option-2、3)

	Unit	Qty	Project Year 1	2	3	4
(1) Civil Works	L.S.	1				
(2) LNG System	L.S.	1				
(3) Buildings and Utilities	L.S.	1				

出典:NK にて作成

表 4-50　建設スケジュール (Option-4)

	Unit	Qty	Project Year 1	2	3	4
(1) Civil Works	L.S.	1				
(2) Buildings and Utilities	L.S.	1				
(3) Cargo Handling Equipment	L.S.	1				

出典：NK にて作成

4.12.3.2　事業実施スケジュール

建設期間以外の F/S、ローン手続き、D/D・入札等の期間を含め、事業実施スケジュールとして下表に整理する。

表 4-51　事業実施スケジュール (Option-1)

Project Year		1	2	3	4	5	6	7	8	9
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Conduct of F/S										
Loan procedure										
L/A			◎							
Procurement of Consultant										
Detailed Design and Preparation for Tender Documents										
Tender										
Signing the supply Contracts						◎				
Construction	(1) Site Preparation (Carried by Owner)									
	(2) Engineering									
	(3) Civil Works									
	(4) Buildings and Utility									
	(5) Cargo Handling Equipment									
	(5) LNG System (FSRUを除く)									
Comissioning and Testing										
Hand-over for Operation										◎

FSRU の建造・輸送完了

出典：NK にて作成

表 4-52 事業実施スケジュール (Option-2, Option-3)

Project Year		1	2	3	4	5	6	7	8	9
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Conduct of F/S										
Loan procedure										
L/A			◎							
Procurement of Consultant										
Detailed Design and Preparation for Tender Documents										
Tender										
Signing the supply Contracts						◎				
Construction	(1) Site Preparation (Carried by Owner)									
	(2) Engineering									
	(3) Civil Works									
	(4) Buildings and Utilities									
	(5) LNG System (FSRUを除く)									
Comissioning and Testing										
Hand-over for Operation										◎

FSRU の建造・輸送完了

出典：NK にて作成

表 4-53 事業実施スケジュール (Option-4)

Project Year		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Conduct of F/S										
Loan procedure										
L/A			◎							
Procurement of Consultant										
Detailed Design and Preparation for Tender Documents										
Tender										
Signing the supply Contracts						◎				
Construction	(1) Site Preparation (Carried by Owner)									
	(2) Engineering									
	(3) Civil Works									
	(4) Buildings and Utility									
	(5) Cargo Handling Equipment									
Comissioning and Testing										
Hand-over for Operation										◎

出典：NK にて作成

4.12.4 協力対象事業評価と次期 FS への課題

表 4-54　協力対象事業評価と次期 FS への課題 (Option-1)

ス国課題と解決・支援方向		発電向け新規燃料（LNG）の輸入需要 ⇒ LNG 輸入拠点の整備 ポートスーダンにおける水深不足・混雑緩和への対応⇒ LNG 輸入拠点の桟橋を多目的ターミナルとして併用	
協力対象事業案		タンク容量 170,000m3 クラスの FSRU 係留施設および LNG システムの導入、多目的ターミナル整備	
対象機関		MoEP、SEHC、SETCO、MoT、SPC 等	
想定予算（億円）		680－770 億円	
想定工期（FS～運転）		2022 年～2030 年 （内　建設期間　36 ヶ月）	
協力対象事業案概要		ポートスーダン Damma Damma Oil Terminal の近傍に多目的ターミナルを兼ねる LNG の輸入拠点を整備する。	
項	評価項目	評価	次 FS での課題
1	技術品質	LNG 船受入拠点と多目的ターミナルの併用を想定	候補地における各種船舶の利用に係る諸条件（通航、荷役の安全性）の調査・検討
		本邦技術(ジャケット工法)の岸壁に採用	設置候補地調査（現地踏査）
			既存の調査結果の収集に加え、必要と判断される自然条件調査(地質・土質調査、水文・水質調査、深浅測量、海象調査(底質状況、波浪、潮流・潮位等))について現地調査を実施
			設計条件の精査
			設置場所に対応する施設断面の検討
		陸上パイプラインによる気化ガスの輸送を採用	発電施設までのパイプラインの線形検討
			危険物取扱基準・規則の精査
2	費用・財務	CAPEX、OPEX ともにス国側にとっては負担が大きい	最適規模・適地の検討
			設備及び現地工事精査による費用検討
			事業による効果を定量的に評価、経済分析、財務分析をもとに内部収益率（IRR）を算出。本結果および前述の検討を踏まえて事業実現可能性を評価。
3	工期	さらに詳細な調査・検討を要する。	作業項目の精査
4	環境・社会配慮	EIA および漁業、観光産業への配慮の観点からさらなる調査を要する。	鳥類生態系、騒音等 EIA を想定した候補地現地調査による精査
			景観等社会的配慮面からの候補地現地調査による精査
			ステークホルダー会議の実施支援
5	法令等	民間投資へのインセンティブが不十分。	税務、法令規則の整理、先方政府への提案次項の精査
6	関連計画との整合性	最適化の観点からさらなる調査を要する。	港湾セクターマスタープラン素案検討
			他国ドナーによる整備計画との整合性確保
7	事業実施体制	維持管理体制の明確化が重要	大水深化をすることにより維持管理コストが増大し、港湾管理者の財政が悪化する可能性が高い。管理主体が明らかになっていないほか、メンテナンスにかかわる能力が不足しており、維持管理・運用保守計画体制を検討にする必要がある。

出典：NK にて作成

表 4-55　協力対象事業評価と次期 FS への課題 (Option-2，3)

ス国課題と解決・支援方向		発電向け新規燃料（LNG）の輸入需要 ⇒ LNG 輸入拠点の整備	
協力対象事業案		タンク容量 170,000m3 クラスの FSRU 係留施設および LNG システムの導入	
対象機関		MoEP、SEHC、SETCO、SPC 等	
想定予算（億円）		500－590 億円	
想定工期（FS～運転）		2022 年～2030 年 （内　建設期間　28 ヶ月）	
協力対象事業案概要		発電燃料となる LNG の輸入拠点整備。桟橋、パイプラインの整備、FSRU の調達を含む。	
項	評価項目	評価	次 FS での課題

1	技術品質	LNG 船受入拠点として候補地を 2 箇所選定	候補地における LNG 船の利用に係る諸条件（通航、荷役の安全性）の調査・検討が求められる。
		プラットフォーム・ドルフィンによる LNG 船係留を採用	設置候補地調査（現地踏査）
			既存の調査結果の収集に加え、必要と判断される自然条件調査(地質・土質調査、水文・水質調査、深浅測量、海象調査(底質状況、波浪、潮流・潮位等))について現地調査を実施
			設計条件の精査
			設置場所に対応する施設断面の検討
		海底パイプラインによる陸上への気化ガスの輸送を採用	海底パイプライン敷設エリアの環境影響の検討
			発電施設までのパイプラインの線形検討
			危険物取扱基準・規則の精査
2	費用・財務	CAPEX、OPEX ともにス国側にとっては負担が大きい	最適規模・適地の検討
			設備及び現地工事精査による費用検討
			事業による効果を定量的に評価、経済分析、財務分析をもとに内部収益率（IRR）を算出。本結果および前述の検討を踏まえて事業実現可能性を評価。
3	工期	詳細な調査・検討を要する	作業項目の精査
4	環境・社会配慮	EIA および漁業、観光産業への配慮の観点からさらなる調査を要する。	鳥類生態系、騒音等 EIA を想定した候補地現地調査による精査
			景観等社会的配慮面からの候補地現地調査による精査
			ステークホルダー会議の実施支援
5	法令等	危険物取扱規則の確認が不十分	税務、法令規則の整理
6	関連計画との整合性	最適化の観点からさらなる調査を要する。	港湾セクターマスタープラン素案検討
			他国ドナーによる整備計画との整合性確保
7	事業実施体制	維持管理体制の明確化が重要	維持管理コストが増大し、港湾管理者の財政が悪化する可能性が高い。管理主体が明らかになっていないほか、メンテナンスにかかわる能力が不足しており、維持管理・運用保守計画体制を検討にする必要がある。

出典：NK にて作成

表 4-56　協力対象事業評価と次期 FS への課題 (Option-4)

ス国課題と解決・支援方向		長期的なコンテナ取扱量の増加とポートスーダン港拡張スペースの不足⇒コンテナ取扱機能のスアキン港への分散	
協力対象事業案		コンテナターミナルの整備事業	
対象機関		MoEP、SEHC、SETCO、MoT、SPC 等	
想定予算（億円）		285 億円	
想定工期（FS～運転）		2022 年～2030 年末 （内　建設期間　42 ヶ月）	
協力対象事業案概要		スアキン港 North Quay に新コンテナターミナルを整備。2040 年に既存ターミナルでの取扱容量（120 万 TEU）を超過見込の貨物需要に対応する。岸壁延長 400m、奥行き 500m のヤード、各種建築施設、既存道路までの港湾アクセス道路の整備、および、荷役器機の調達を含む。	
項	評価項目	評価	次 FS での課題
1	技術品質	スアキンを新規コンテナターミナルの候補地とした	候補地におけるコンテナ船の利用に係る諸条件（通航、荷役の安全性）の調査・検討が求められる。
		ポートスーダンからスアキンへのコンテナ取扱能力の機能移転を行う想定とした	港湾全体の開発や利用について一元的な責任を持つ港湾管理者不可欠であり、港湾の利用拡大や振興の戦略を立て、実行する主体組織の検討が必須である。
		適地について、現地の自然条件を考慮したうえで精査する必要がある	設置候補地調査（現地踏査）
			既存の調査結果の収集に加え、必要と判断される自然条件調査(地質・土質調査、水文・水質調査、深浅測量、海象調査(底質状況、波浪、潮流・潮位等))について現地調査を実施
			設計条件の精査
			設置場所に対応する施設断面の検討
			危険物取扱基準・規則の精査

		既存道路へ接続する港湾アクセス道路を敷設する想定とした	線形検討
2	費用・財務	CAPEX、OPEX ともにス国側にとっては負担が大きい	最適規模・適地の検討
			設備及び現地工事精査による費用検討
			事業による効果を定量的に評価、経済分析、財務分析をもとに内部収益率（IRR）を算出。本結果および前述の検討を踏まえて事業実現可能性を評価。
		官民連携による整備を想定	クーデター発生に伴う情勢不安、港湾荷役の一時停止等投資リスクが高まる中で、積極的な民間投資を促すための施策検討が必須である。
3	工期	さらに詳細な調査・検討を要する。	作業項目の精査
4	環境・社会配慮	EIA および漁業、観光産業への配慮の観点からさらなる調査を要する。	鳥類生態系、騒音等 EIA を想定した候補地現地調査による精査
			景観等社会的配慮面からの候補地現地調査による精査
			ステークホルダー会議の実施支援
5	法令等	民間投資へのインセンティブが不十分。	税務、法令規則の整理、先方政府への提案次項の精査
6	関連計画との整合性	最適化の観点からさらなる調査を要する。	港湾セクターマスタープラン素案検討
			他国ドナーによる整備計画との整合性確保
7	事業実施体制	維持管理体制の明確化が重要	大水深化をすることにより維持管理コストが増大し、港湾管理者の財政が悪化する可能性が高い。管理主体が明らかになっていないほか、メンテナンスにかかわる能力が不足しており、維持管理・運用保守計画体制を検討にする必要がある。

出典：NK にて作成

4.12.5 次段階調査での要検討事項

4.12.5.1 港湾セクターマスタープランの策定

現在、ス国の港湾セクター全体を網羅するマスタープランが存在しておらず、港湾開発は個別の貨物需要に応じ、港湾ごとの計画を作成して進められている。現在ス国の貿易量の 9 割を扱うポートスーダン港とは別に、スアキン港の国際港湾化が検討されているが、将来的なポートスーダン港及びスアキン港の役割をどのように考えるのか、また、産業の発展に沿った専用港の整備計画、今後の電力需要に対応した輸入燃料の取扱い港の検討、必要な港湾機能に適した沿岸地域の土地利用計画等、包括的な計画の下に開発を進めていくべきと考えられる。

4.12.5.2 貨物需要予測

港湾開発において、必要とされる港湾規模の想定には国全体の輸出入貨物量及び港湾取扱い貨物量の実績と、将来需要を予測し、適切な規模や開発フェーズを検討することが重要である。ス国では、港湾によっては取扱い貨物量の実績値が集計されているが、品目別の貨物量はデータが公開されておらず、国全体の輸出入貨物量は金額ベースのみであり、貨物需要の予測に必要なトンベースおよびコンテナ（TEU）ベースでの統計が不足している。また、将来予測は個別事業ベースでのみ実施されている状況にある。港湾開発事業の検討をさらに進めるためには、取扱貨物量の実績調査及び需要予測を行う必要がある。

4.12.5.3 航路および通航検討

新規港湾施設の検討では、従来ス国の港湾に寄港している船舶よりも大型船による寄港を想定している。しかし、ス国の既存港湾およびその周辺における海図の精度が低いため、既存のデータのみでなく、新たに水路調査を行い、必要であれば事業地、航路の検討、もしくは浚渫の再検討を行う必要がある。

4.12.5.4 ゲートウェイ港との機能分担

供用開始後大型船が本格的に寄港するまでは、貨物の一部をポートスーダン港へバージ輸送することが想定される。フィーダー航路の就航を目指すのであれば、ゲートウェイ港との機能分担やアクセス道路など関連プロジェクト実施、周辺地域開発、港湾管理体制構築について検討が必要であると考える。

4.12.5.5 港湾供用と利用拡大のタイムラグの縮減

一般に港湾施設は供用開始と取扱貨物量の拡大にタイムラグがあることが指摘されている。このタイムラグを縮減するためには港湾関係者へインセンティブを付与し、安定して取扱貨物量を確保することが重要である。大型船の寄港が本格化するまで各段階での貨物需要量に合わせて多様なループサービスを呼び込み、フィーダー航路サービスを継続して機能させるための方策が望まれる。

4.12.5.6 自然条件調査の実施

既存の調査結果の収集に加え、必要と判断される自然条件調査(地質・土質調査、水文・水質調査、深浅測量、海象調査)について現地調査を実施し、適地選定、および、各種設計条件に反映させる。特に海岸保全施設の設計に当たっては、波浪諸元(波高、周期、波高等)を適切に設定することが重要である。次段調査を実施する場合においては、当地における長期間にわたる観測データを用いた統計解析、また、観測データが十分でない場合においては波浪推算の結果を用いて検討を行う必要がある。

4.12.5.7 環境・社会配慮調査の実施

既往調査では、建設候補地における地元住民の居住は認められなかったが、漁業活動や、固有種の生息域であることが確認された。本調査での提言として、港湾近くでの発電所建設を提案しているが、次段階の調査においてはこの現況・計画を踏まえたうえで詳細な環境・社会配慮に関する検討を進める必要がある。

4.12.5.8 維持管理体制の明確化

必要水深が確保できなくなると安全な航行の確保が困難になるため、ターミナル供用後も継続した航路の維持管理が必要である。防波堤などの外郭施設や航路などの水域施設は国有施設として管理されることが一般的だが、大水深化をすることにより維持管理コストが増大し、港湾管理者の財政が悪化する可能性が指摘されている。以下に示す通り、管理主体が明らかになっていないほか、メンテナンスにかかわる能力が不足しており、維持管理・運用保守計画体制を検討にする必要があると考える。

（a） 寄港船舶の増加に伴う航行管理体制の整備が検討されていない。
（b） 官民分担について検討の余地あり。
（c） 維持管理・運営保守にかかわる事業費の検討が十分でない。
（d） 内部収益率について検討が必要である。
（e） 評価手法・指標について検討が必要である。
（f） 実施技術者の技能の習得が求められる。
（g） 海洋法に則した Port Management and Operation Board の設立に関する検討を行う。

4.12.5.9 日本企業の参画への働きかけ

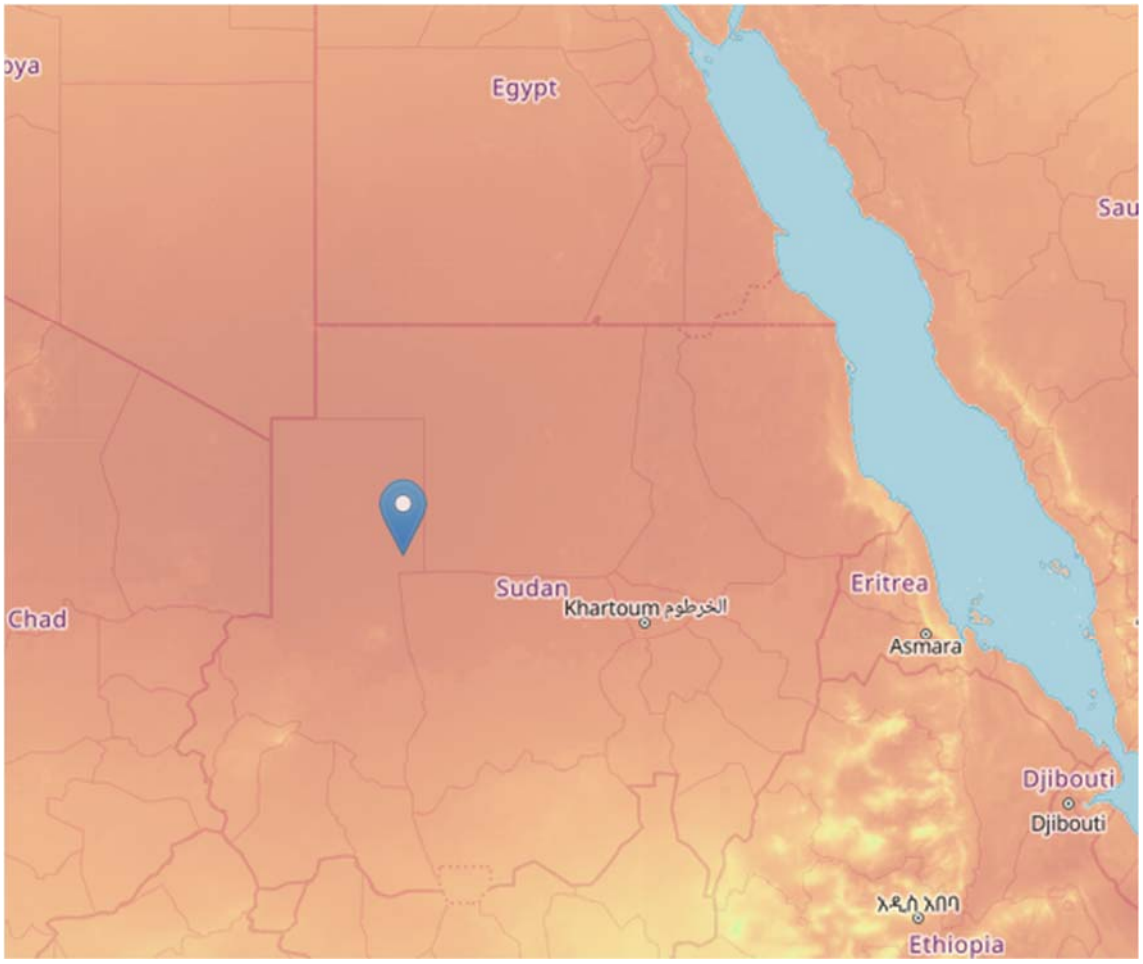
昨今の情勢不安により日本の投資会社にとって、スーダンへの投資リスクが高まっている状況にあり、優先度が低いことが想定される。参入を促す特別な働きかけが必要である。荷主企業がス国進出時に必要となる手続きや法制度、現地関連業界の情報提供、コンテナ無料蔵置期間等、荷主及び船社メリットとなる制度の周知、他の紅海周辺港と同等の港湾利用料等を検討し、ハンドリングチャージの価格等検討し、日本企業の参画をいかに確保するのか検討が求められる。

添付資料１

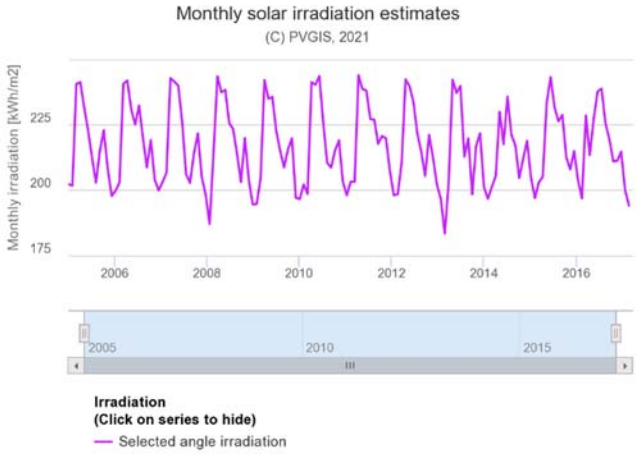
月ごとの日射エネルギー

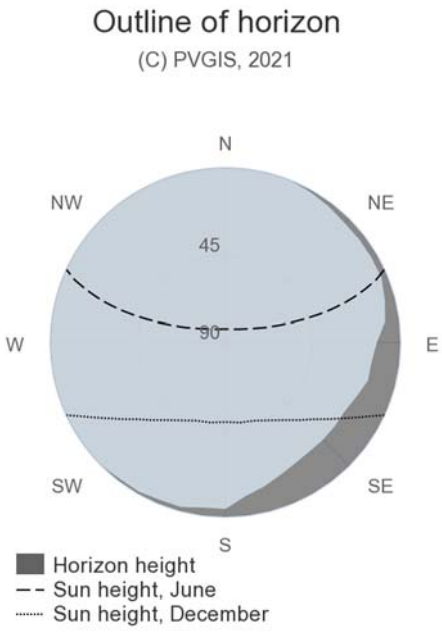
添付資料 1

北緯 17°　東経 27°　地点　(標高　631 m)



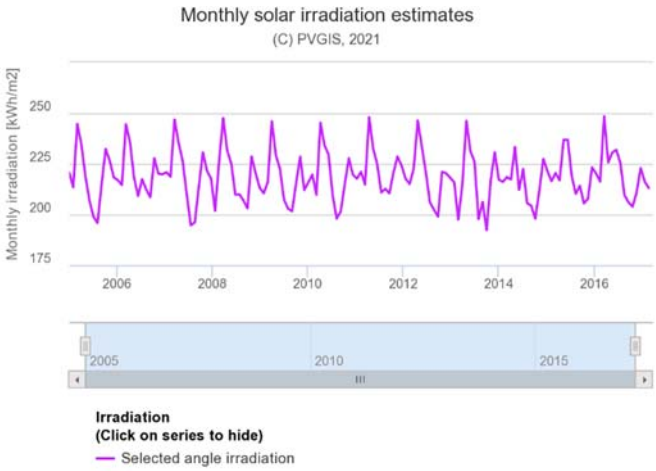
傾斜 10°

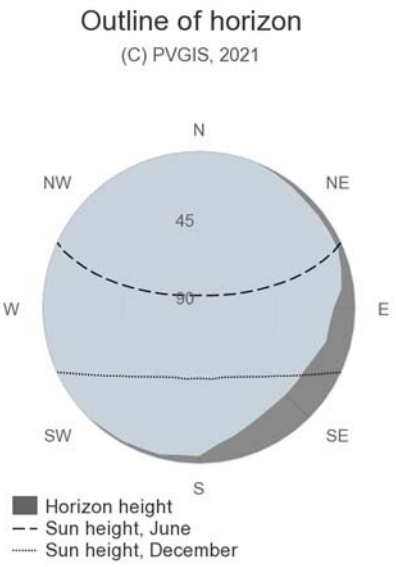




	北緯	17°	東経	27°	傾斜角	10°							
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
2005	202.09	201.52	240.53	241.21	231.52	222.63	212.32	202.70	214.87	222.77	208.10	197.55	2,597.81
2006	199.55	202.67	240.54	241.81	230.79	225.03	232.20	219.69	208.53	219.00	203.80	199.69	2,623.30
2007	202.91	206.48	242.77	241.42	239.89	225.87	205.89	202.63	213.78	221.55	204.81	198.00	2,606.00
2008	186.85	213.95	243.45	237.35	238.23	225.52	223.20	213.79	202.91	219.77	203.72	194.37	2,603.11
2009	194.47	204.14	242.03	234.85	235.53	222.58	214.93	208.53	215.45	219.66	196.84	196.40	2,585.41
2010	201.96	198.36	241.22	240.23	243.51	225.56	210.30	208.44	214.99	218.89	203.04	197.86	2,604.36
2011	203.04	202.95	243.85	238.55	237.99	227.10	226.87	217.63	220.51	219.67	207.12	197.88	2,643.16
2012	198.21	210.37	242.25	239.69	233.69	221.53	214.58	205.32	220.99	212.30	201.90	196.42	2,597.25
2013	183.15	202.90	242.14	237.09	239.68	212.68	219.64	198.20	216.70	221.57	201.00	196.50	2,571.25
2014	201.01	205.16	229.82	217.42	235.63	221.01	217.04	204.47	211.80	218.70	204.60	196.79	2,563.45
2015	202.82	204.85	233.16	243.10	231.69	226.20	228.61	212.46	207.76	214.78	203.60	196.69	2,605.72
2016	228.43	213.23	227.10	237.64	238.75	225.41	219.30	210.86	211.04	214.53	199.88	193.85	2,620.02
Ave.	200.37	205.55	239.07	237.53	236.41	223.43	218.74	208.73	213.28	218.60	203.20	196.83	2,601.74

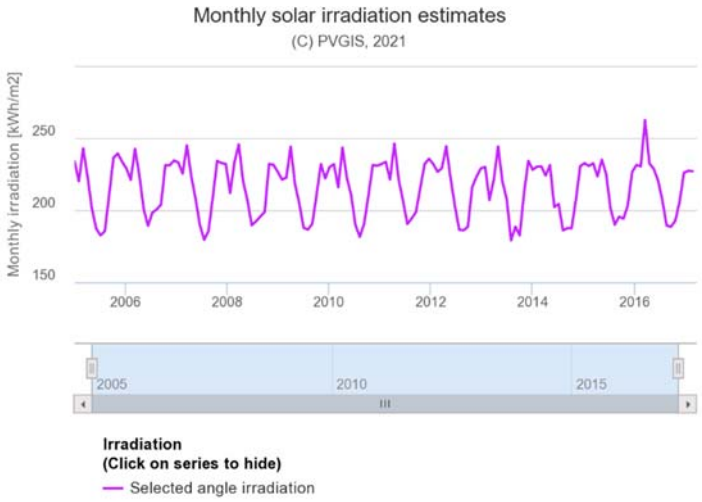
傾斜 20°

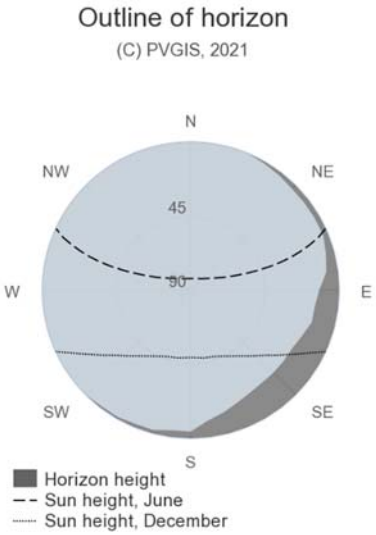




	北緯	17°	東経	27°	傾斜角	20°							
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
2005	220.74	213.47	244.64	234.66	218.94	206.90	198.91	195.84	214.88	232.32	226.55	218.35	2,626.20
2006	216.96	214.55	244.49	235.73	218.21	209.20	217.42	212.37	208.55	227.79	220.19	219.84	2,645.30
2007	220.85	218.66	246.82	235.29	226.40	210.02	194.70	196.17	213.93	230.63	221.51	217.77	2,632.75
2008	201.87	226.48	247.51	231.41	225.05	209.78	209.99	206.94	203.08	228.62	220.42	213.21	2,624.36
2009	210.48	215.99	246.02	229.18	222.56	207.37	202.91	201.62	215.55	228.52	212.07	215.86	2,608.13
2010	219.70	209.77	245.23	234.08	229.57	209.67	198.01	201.61	215.04	227.78	219.66	217.69	2,627.81
2011	221.04	214.82	248.02	232.54	224.77	210.91	212.67	210.42	220.57	228.57	224.22	217.68	2,666.23
2012	215.10	222.53	246.28	233.65	220.80	206.06	202.40	199.00	221.02	220.34	218.14	215.92	2,621.24
2013	197.55	214.70	246.14	231.19	226.12	197.79	206.19	192.35	216.79	230.65	217.23	216.09	2,592.79
2014	218.44	217.29	233.30	212.23	222.40	205.59	204.35	198.00	211.90	227.36	221.36	216.46	2,588.68
2015	220.43	216.89	236.91	236.87	218.93	210.21	214.17	205.49	207.79	223.23	220.23	216.26	2,627.41
2016	248.42	225.66	230.60	231.90	225.34	209.60	206.02	203.88	210.92	222.95	216.25	213.11	2,644.65
Ave.	217.63	217.57	243.00	231.56	223.26	207.76	205.65	201.97	213.34	227.40	219.82	216.52	2,625.46

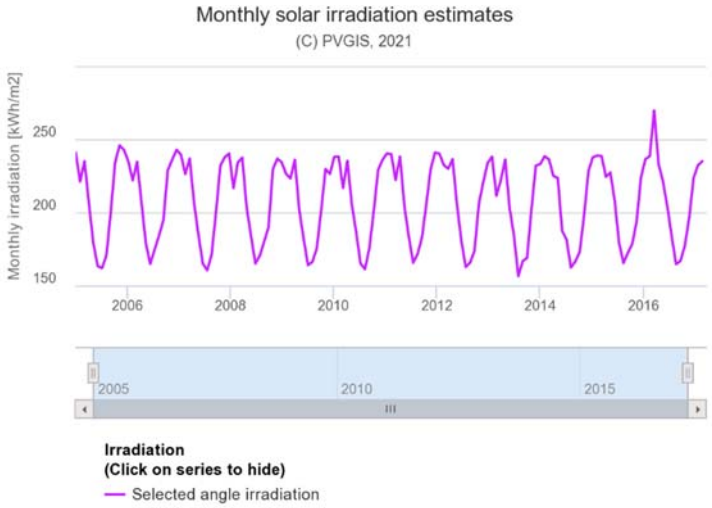
傾斜 30°

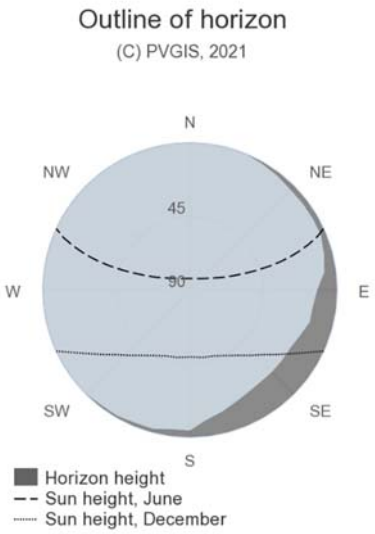




	北緯	17°	東経	27°	傾斜角	30°							
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
2005	233.81	220.10	242.82	223.40	201.40	187.27	182.52	185.39	210.23	236.29	239.26	233.62	2,596.11
2006	228.90	221.08	242.50	224.05	200.78	189.15	198.21	200.46	203.89	231.12	231.04	234.38	2,605.56
2007	233.19	225.37	244.84	223.65	207.89	189.65	179.47	185.57	209.25	234.16	232.61	232.01	2,597.66
2008	211.95	233.32	245.53	220.08	206.86	189.54	192.28	195.65	198.74	231.98	231.56	226.67	2,584.16
2009	221.25	222.45	244.02	218.16	204.65	187.73	186.55	190.50	210.75	231.90	222.05	229.85	2,569.86
2010	231.89	216.01	243.27	222.50	210.48	189.50	181.52	190.56	210.22	231.22	230.74	231.99	2,589.90
2011	233.44	221.33	246.13	221.10	206.50	190.43	194.21	198.73	215.58	231.98	235.65	231.94	2,627.02
2012	226.61	229.14	244.31	222.19	203.01	186.46	186.05	188.41	215.99	223.17	228.92	229.96	2,584.22
2013	207.11	221.13	244.14	219.86	207.55	179.09	188.49	182.55	211.95	234.18	228.05	230.20	2,554.30
2014	230.34	223.99	231.22	202.20	204.25	186.04	187.42	187.44	207.18	230.57	232.51	230.63	2,553.79
2015	232.46	223.49	234.96	225.10	201.30	189.93	195.44	194.11	203.16	226.38	231.30	230.35	2,587.98
2016	262.33	232.42	228.67	220.70	206.91	189.23	188.49	192.64	206.04	226.02	227.19	227.00	2,607.64
Ave.	229.44	224.15	241.03	220.25	205.13	187.84	188.39	191.00	208.58	230.75	230.91	230.72	2,588.18

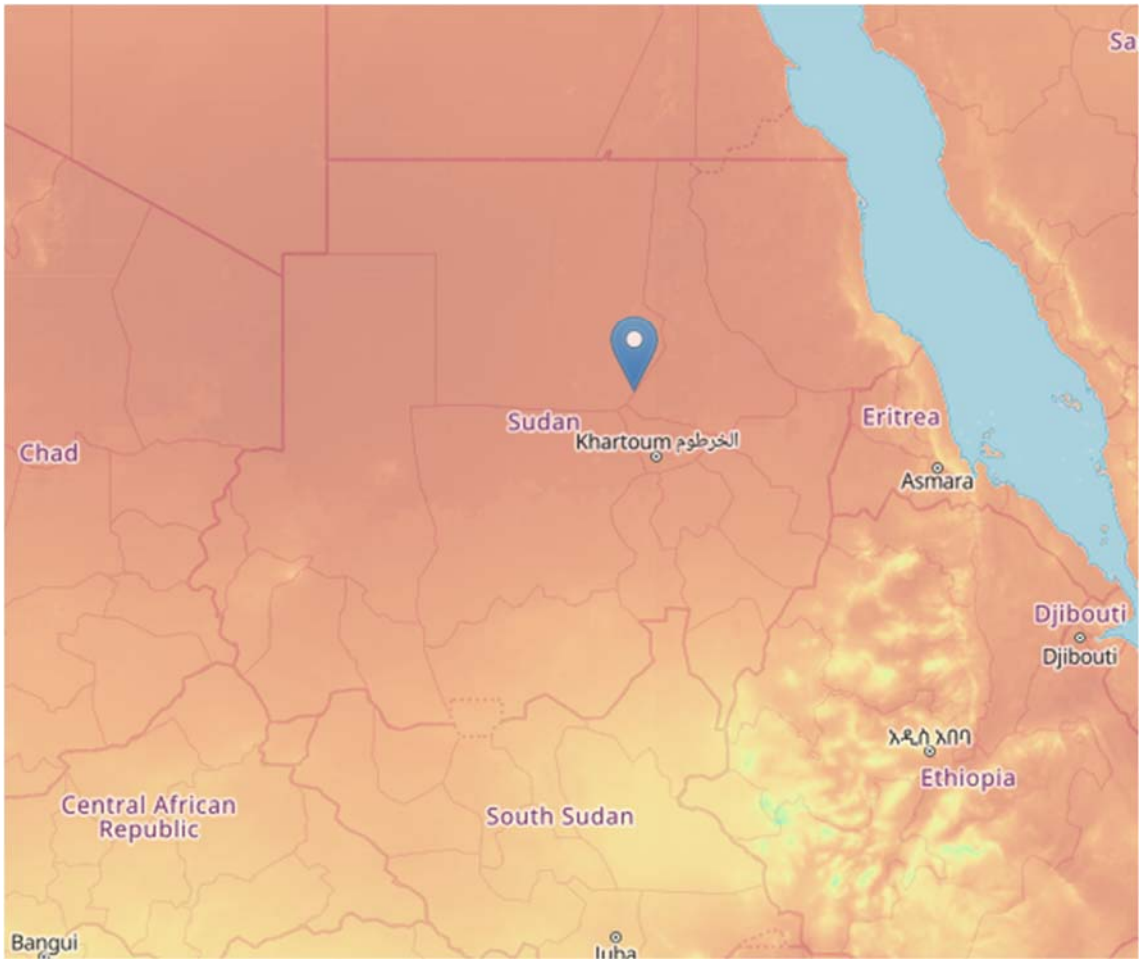
傾斜 40°



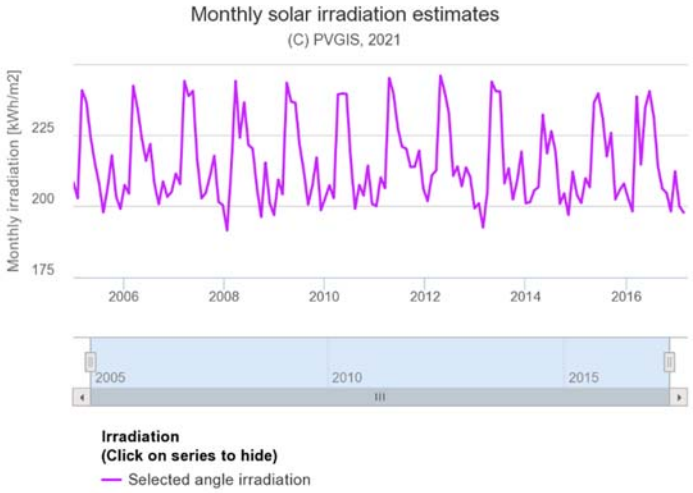


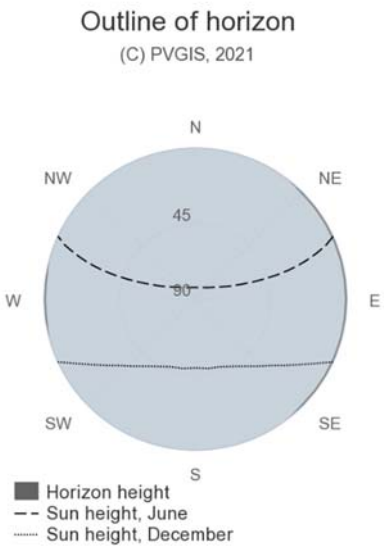
	北緯	17°	東経	27°	傾斜角	40°							
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
2005	240.82	221.10	234.98	206.44	179.29	163.32	161.90	170.67	200.54	234.40	245.73	242.79	2,501.98
2006	234.90	221.95	234.50	206.97	178.83	164.83	174.52	184.12	194.55	228.76	235.92	242.78	2,502.63
2007	239.48	226.28	236.76	206.59	184.61	165.05	160.47	171.00	199.72	231.90	237.68	240.19	2,499.73
2008	216.69	234.16	237.42	203.46	183.96	165.06	170.32	180.07	189.90	229.62	236.70	234.25	2,481.61
2009	226.36	223.21	235.95	201.91	182.11	163.96	166.16	175.29	201.03	229.57	226.36	237.87	2,469.78
2010	238.07	216.78	235.25	205.54	186.51	165.06	161.16	175.42	200.51	228.97	235.85	240.23	2,489.35
2011	239.78	222.18	238.09	204.34	183.51	165.64	171.40	182.67	205.53	229.67	240.95	240.14	2,523.90
2012	232.31	229.89	236.29	205.39	180.60	162.68	165.69	173.72	205.89	220.58	233.80	238.02	2,484.86
2013	211.48	221.91	236.09	203.26	184.22	156.54	166.66	168.90	202.17	231.92	233.01	238.32	2,454.48
2014	236.26	224.96	223.51	187.46	181.46	162.36	166.40	172.87	197.64	228.11	237.64	238.79	2,457.46
2015	238.45	224.36	227.24	207.87	179.12	165.38	172.34	178.48	193.87	223.99	236.38	238.44	2,485.92
2016	269.61	233.22	221.25	204.21	183.75	164.62	166.80	177.20	196.39	223.54	232.26	234.98	2,507.83
Ave.	235.35	225.00	233.11	203.62	182.33	163.71	166.99	175.87	198.98	228.42	236.02	238.90	2,488.29

北緯 17°　東経 27° 地点 （標高　437 m）



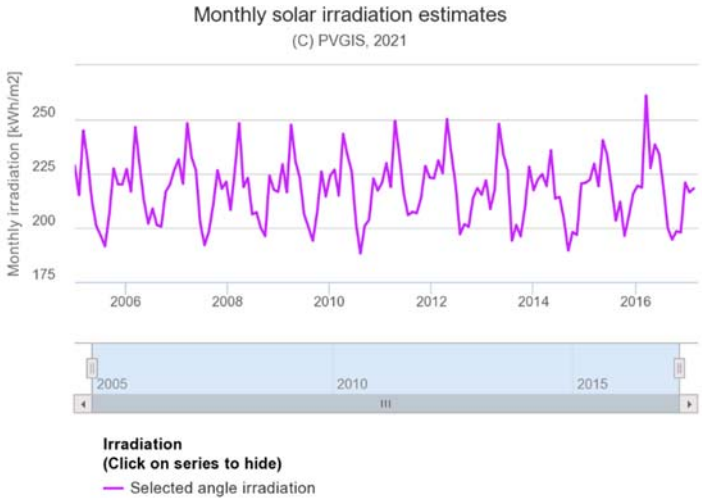
傾斜 10°

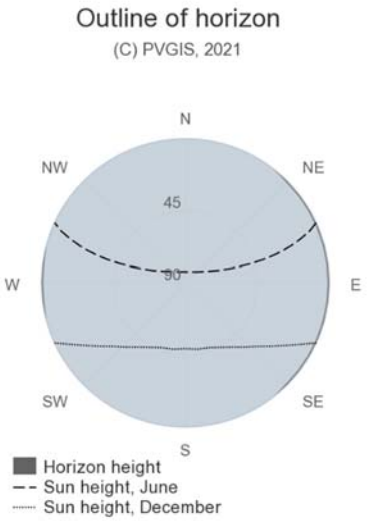




	北緯	17°	東経	32°	傾斜角	10°							
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
2005	208.16	202.70	240.73	236.83	224.49	215.25	207.91	197.71	206.24	217.76	203.29	198.96	2,560.03
2006	207.32	204.33	242.28	234.47	223.99	215.91	221.79	207.61	200.61	208.59	203.18	204.93	2,575.01
2007	211.32	207.69	243.99	238.73	240.48	216.47	202.65	204.54	210.45	217.63	201.41	200.24	2,595.60
2008	191.35	213.53	243.97	224.01	236.45	221.48	220.15	206.29	196.10	215.24	200.98	196.76	2,566.31
2009	209.25	204.11	243.39	236.75	236.36	221.42	212.07	200.49	207.15	217.05	198.49	202.72	2,589.25
2010	207.20	202.74	239.28	239.56	239.44	216.08	198.99	207.33	203.62	214.16	200.69	199.88	2,568.97
2011	209.98	206.24	245.04	239.57	227.60	220.84	220.17	213.70	213.77	219.44	206.05	201.66	2,624.06
2012	210.78	212.42	245.92	240.17	232.44	210.57	213.84	206.93	213.52	210.06	199.12	200.85	2,596.62
2013	192.39	204.95	243.76	240.36	240.32	207.89	213.17	202.30	208.94	219.07	200.88	201.29	2,575.32
2014	205.45	206.64	232.12	218.54	226.32	218.91	200.74	204.37	196.81	212.02	203.84	201.02	2,526.78
2015	209.69	206.59	236.41	239.61	231.26	217.44	225.72	202.28	205.47	207.80	202.63	198.08	2,582.98
2016	238.54	214.57	234.59	240.38	231.46	213.69	206.06	204.54	198.06	212.14	199.88	197.60	2,591.51
Ave.	208.45	207.21	240.96	235.75	232.55	216.33	211.94	204.84	205.06	214.25	201.70	200.33	2,579.37

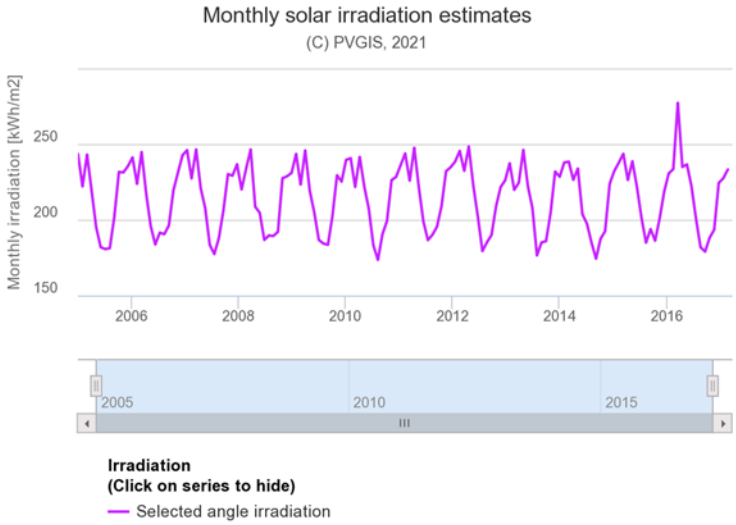
傾斜 20°

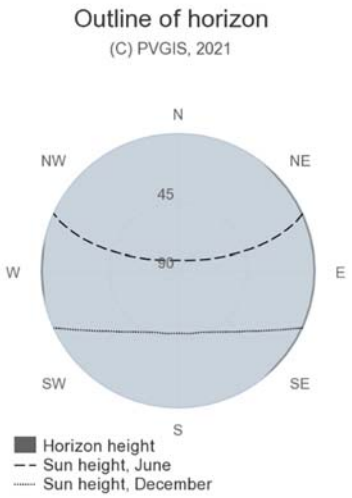




	北緯	17°	東経	32°	傾斜角	20°							
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
2005	228.70	215.09	244.87	230.75	212.18	200.74	196.47	191.45	206.35	227.34	220.05	219.99	2,593.98
2006	227.09	216.73	246.48	228.68	212.33	201.92	208.87	201.18	200.59	216.53	219.93	226.67	2,607.00
2007	231.58	220.30	248.24	232.61	226.60	202.12	191.98	198.31	210.55	226.56	218.00	221.25	2,628.10
2008	208.27	226.46	248.22	218.85	223.02	206.21	207.11	199.90	196.16	224.00	217.57	216.60	2,592.37
2009	229.26	216.41	247.59	230.74	223.01	206.14	200.29	194.01	207.11	225.91	214.51	223.99	2,618.97
2010	226.80	214.92	243.32	233.53	225.84	201.75	188.15	200.95	203.63	222.80	217.22	220.77	2,599.68
2011	229.81	218.80	249.34	233.37	215.68	205.85	207.31	206.76	213.78	228.49	223.17	222.87	2,655.23
2012	231.06	225.20	250.20	234.06	219.64	197.05	201.63	200.52	213.59	218.37	215.25	221.88	2,628.45
2013	208.65	217.42	247.97	234.09	226.57	194.05	201.22	196.12	209.04	228.17	217.35	222.38	2,603.03
2014	224.75	219.28	235.77	213.55	214.21	204.02	189.49	197.98	196.72	220.47	220.74	222.16	2,559.14
2015	229.53	219.22	240.42	233.43	218.78	203.31	211.95	196.27	205.45	215.71	219.39	218.53	2,611.99
2016	261.07	227.59	238.42	234.10	218.45	199.80	194.55	198.39	197.86	220.85	216.34	218.17	2,625.59
Ave.	228.05	219.79	245.07	229.81	219.69	201.91	199.92	198.49	205.07	222.93	218.29	221.27	2,610.29

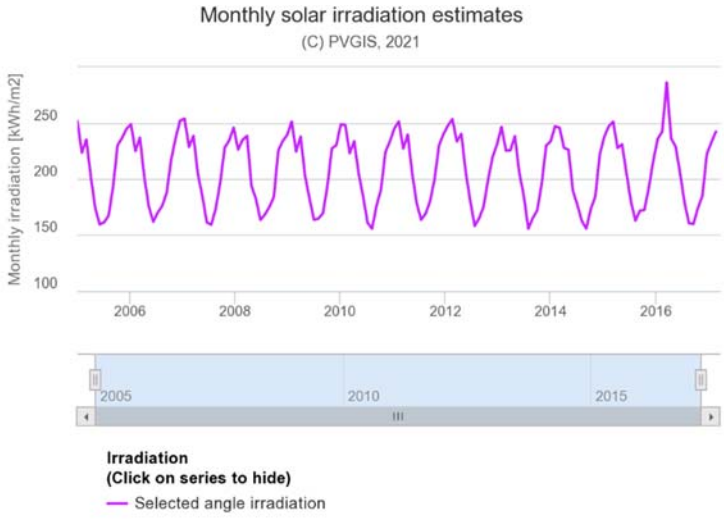
傾斜 30°

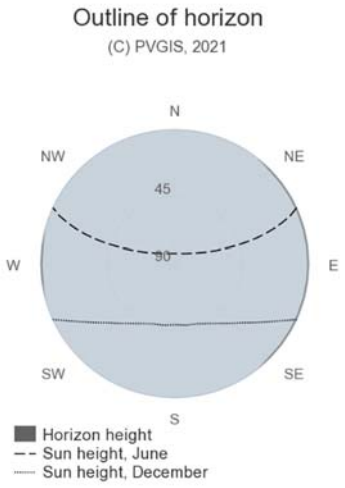




	北緯	17°	東経	32°	傾斜角	30°							
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
2005	243.44	222.10	243.01	219.15	195.12	181.88	180.59	181.21	201.94	231.51	231.29	235.44	2,566.68
2006	241.11	223.71	244.69	217.52	195.91	183.67	191.40	190.48	196.22	219.40	231.15	242.61	2,577.87
2007	245.95	227.37	246.41	220.93	207.65	183.41	177.33	187.89	206.00	230.10	229.12	236.64	2,598.80
2008	220.06	233.70	246.39	208.64	204.57	186.68	189.56	189.30	192.00	227.44	228.70	230.97	2,558.01
2009	243.44	223.30	245.75	219.23	204.74	186.67	184.27	183.46	202.52	229.39	225.19	239.55	2,587.51
2010	240.67	221.75	241.45	221.92	207.14	183.15	173.52	190.37	199.21	226.17	228.31	236.07	2,569.73
2011	243.79	225.88	247.53	221.59	198.97	186.57	190.05	195.43	209.03	232.09	234.67	238.42	2,624.02
2012	245.46	232.35	248.35	222.41	201.96	179.33	185.12	189.87	208.88	221.54	226.01	237.27	2,598.55
2013	219.77	224.43	246.13	222.23	207.74	176.46	184.95	185.89	204.52	231.81	228.39	237.82	2,570.14
2014	238.37	226.42	233.78	203.69	197.39	184.96	174.28	187.47	192.42	223.75	232.09	237.64	2,532.26
2015	243.54	226.34	238.62	221.70	201.36	184.90	193.78	186.18	200.95	218.61	230.64	233.46	2,580.08
2016	277.20	234.89	236.53	222.23	200.64	181.83	178.95	188.12	193.39	224.34	227.37	233.21	2,598.70
Ave.	241.90	226.85	243.22	218.44	201.93	183.29	183.65	187.97	200.59	226.35	229.41	236.59	2,580.20

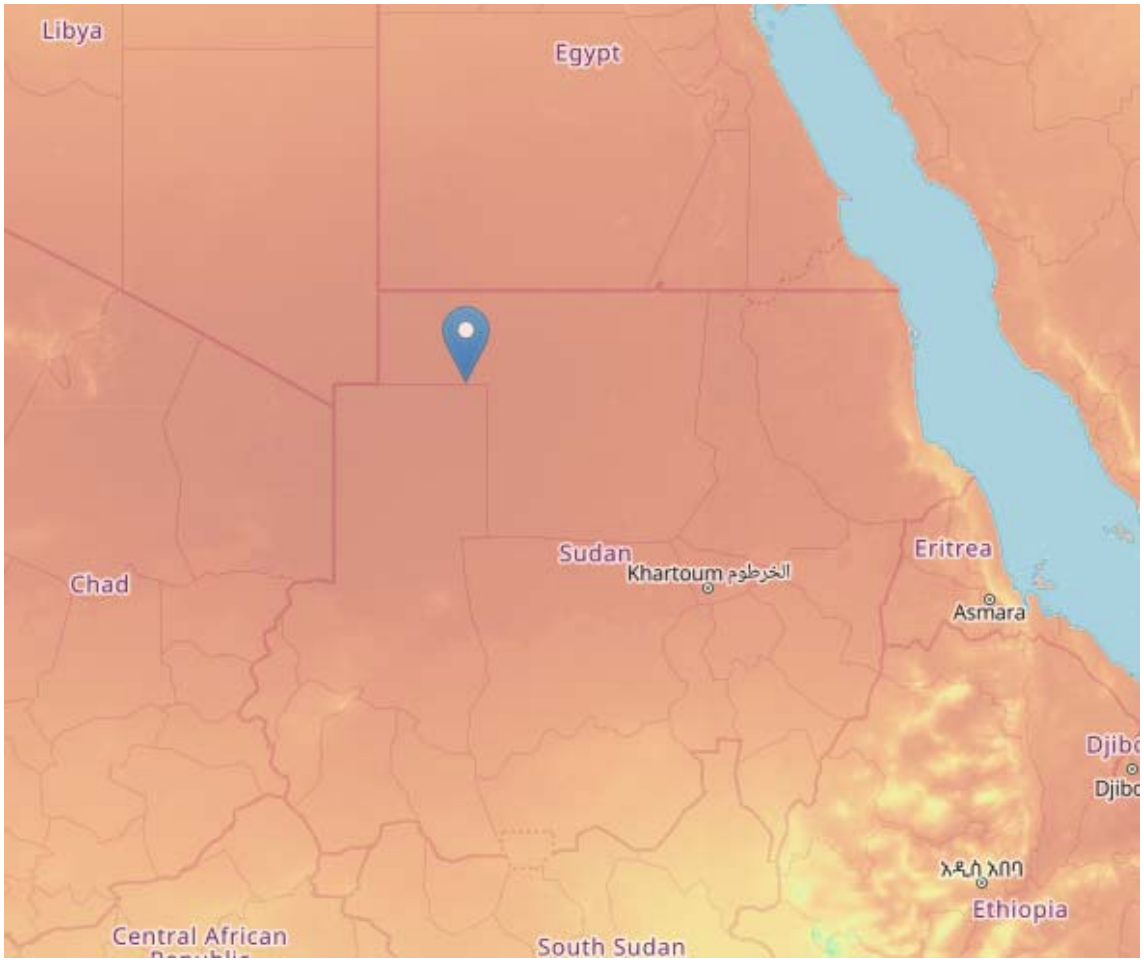
傾斜 40°



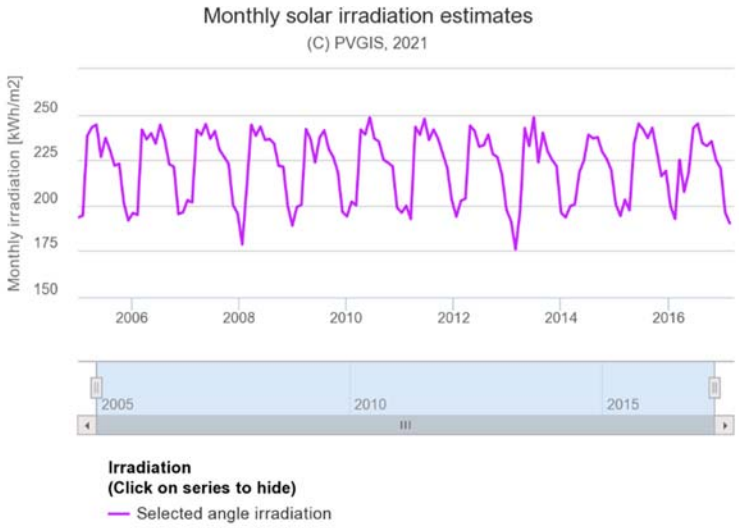


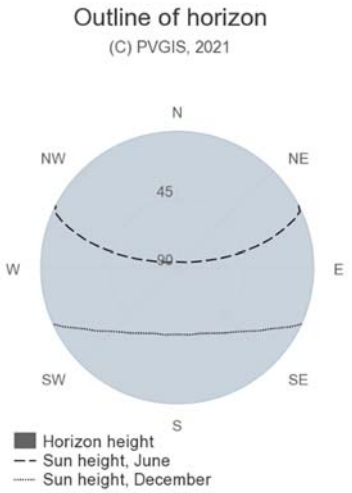
	北緯	17°	東経	32°	傾斜角	40°							
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
2005	251.85	223.41	235.09	202.25	173.67	159.10	160.93	167.16	192.98	230.00	236.56	244.74	2,477.74
2006	248.85	224.95	236.80	201.31	175.17	161.52	169.77	175.70	187.47	216.98	236.40	252.17	2,487.09
2007	253.88	228.61	238.43	204.04	184.32	160.74	158.98	173.45	196.76	227.99	234.33	245.82	2,507.35
2008	226.25	234.92	238.42	193.52	181.89	163.13	167.91	174.67	183.59	225.31	233.92	239.33	2,462.86
2009	251.27	224.47	237.78	202.49	182.13	163.19	164.36	169.02	193.37	227.27	230.11	248.83	2,494.29
2010	248.28	222.92	233.61	204.96	184.08	160.64	155.28	175.77	190.36	224.03	233.52	245.19	2,478.64
2011	251.40	227.14	239.52	204.60	178.11	163.30	168.72	179.90	199.51	229.98	240.08	247.73	2,529.99
2012	253.43	233.52	240.29	205.51	180.14	157.82	164.67	175.17	199.38	219.34	230.97	246.47	2,506.71
2013	225.31	225.68	238.15	205.10	184.59	155.27	164.75	171.74	195.37	229.74	233.56	247.02	2,476.28
2014	245.81	227.73	226.06	189.10	176.47	161.96	155.44	172.98	183.90	221.60	237.42	246.90	2,445.37
2015	251.20	227.63	230.93	204.73	179.41	162.52	171.37	172.17	191.93	216.27	235.93	242.30	2,486.39
2016	286.27	236.14	228.84	205.11	178.52	160.08	159.61	173.88	184.65	222.36	232.52	242.17	2,510.15
Ave.	249.48	228.09	235.33	201.89	179.88	160.77	163.48	173.47	191.61	224.24	234.61	245.72	2,488.57

北緯 20°　東経 27° 地点 （標高　599 m）



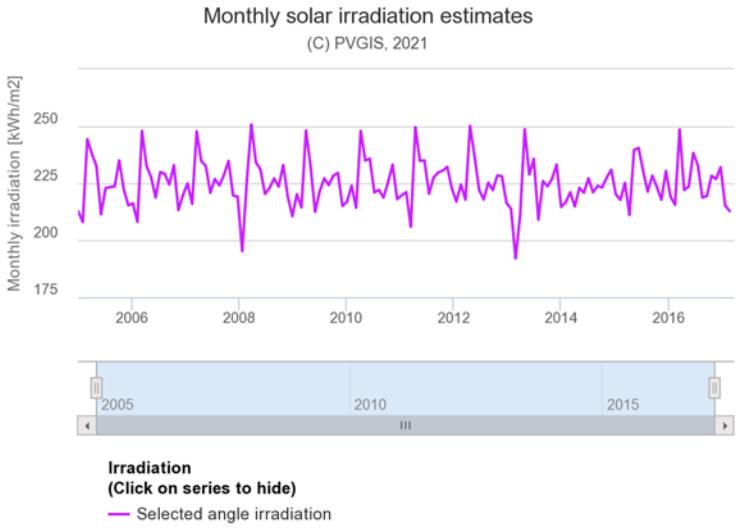
傾斜 10°

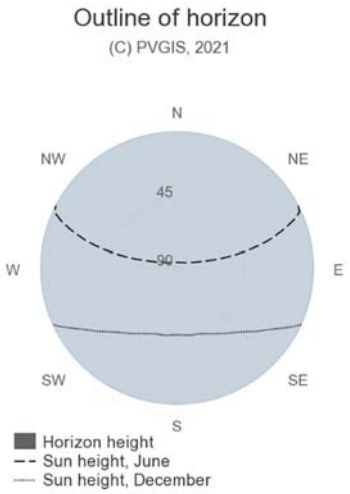




	北緯	20°	東経	27°	傾斜角	10°							
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
2005	193.38	194.50	238.29	242.95	244.39	226.81	237.06	230.31	221.89	222.95	201.64	191.77	2,645.94
2006	195.84	194.83	241.70	236.40	239.62	233.99	244.40	236.01	222.63	221.32	195.37	196.19	2,658.30
2007	202.91	201.71	241.60	238.83	244.70	236.69	240.85	230.68	226.85	222.97	200.24	195.58	2,683.61
2008	178.64	210.53	244.34	238.36	243.31	236.04	236.56	234.01	221.73	221.38	199.66	188.96	2,653.52
2009	199.23	200.36	241.97	236.45	223.71	237.36	241.28	231.02	226.45	218.32	196.41	194.08	2,646.64
2010	202.12	200.11	241.70	239.06	248.36	236.84	235.14	225.11	223.53	221.51	198.80	196.05	2,668.33
2011	199.81	192.62	243.22	238.94	247.59	236.11	241.75	236.61	228.62	220.63	202.92	193.95	2,682.77
2012	202.58	203.82	243.80	241.04	232.36	232.99	239.01	228.26	226.60	216.97	197.63	191.51	2,656.57
2013	175.95	197.27	242.47	232.70	248.40	223.78	239.97	229.94	225.11	221.62	195.94	193.49	2,626.64
2014	199.67	200.65	218.20	224.74	238.87	236.88	237.53	229.56	225.64	219.48	200.59	194.31	2,626.12
2015	203.16	197.38	233.68	244.92	241.85	237.10	242.64	229.87	216.18	218.97	199.77	192.72	2,658.24
2016	225.03	207.54	218.35	242.56	244.94	234.26	232.67	235.27	225.00	220.49	196.25	190.30	2,672.66
Ave.	198.19	200.11	237.44	238.08	241.51	234.07	239.07	231.39	224.19	220.55	198.77	193.24	2,656.61

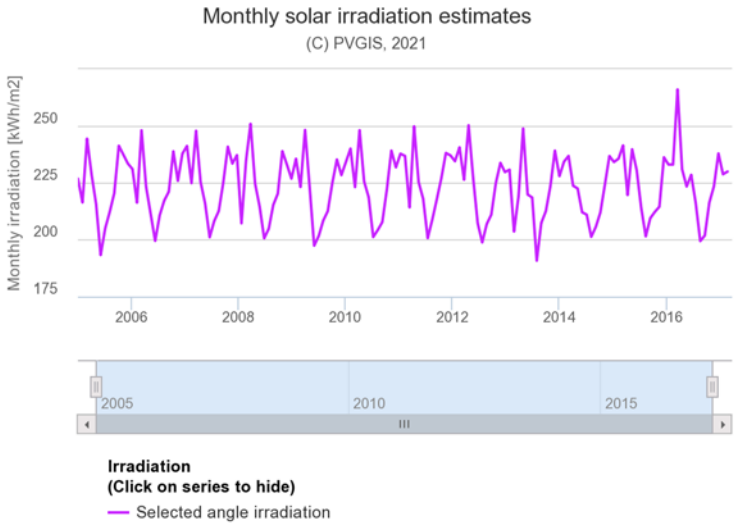
傾斜 20°

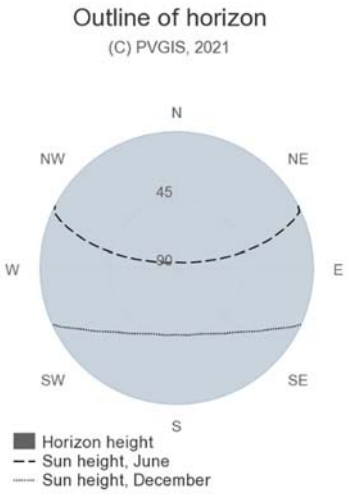




	北緯	20°	東経	27°	傾斜角	20°							
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
2005	212.70	207.98	244.29	237.89	232.50	211.41	222.78	223.33	223.58	234.95	222.30	215.30	2,689.01
2006	216.13	208.09	247.89	232.49	227.69	218.74	229.89	229.12	224.43	232.87	213.26	219.78	2,700.38
2007	224.87	215.96	247.74	234.71	232.57	220.84	226.81	224.04	228.68	234.75	219.61	219.12	2,729.70
2008	195.21	225.44	250.69	234.22	231.07	220.29	222.87	227.07	223.53	232.94	219.07	210.54	2,692.94
2009	220.13	214.42	248.11	232.44	212.50	221.44	227.13	224.17	228.31	229.51	215.08	216.86	2,690.10
2010	223.88	214.27	247.92	235.00	235.79	220.97	222.05	218.72	225.35	233.13	218.03	219.69	2,714.80
2011	221.08	205.90	249.57	234.82	235.01	220.38	227.52	229.66	230.50	232.16	222.79	216.95	2,726.34
2012	224.40	217.77	250.11	236.79	222.03	217.85	225.22	222.01	228.41	228.08	216.37	213.79	2,702.83
2013	192.02	210.78	248.69	228.84	235.68	209.06	225.90	223.66	226.91	233.18	214.60	216.62	2,665.94
2014	221.00	214.82	222.95	220.84	227.13	221.02	223.77	223.18	227.52	230.87	220.13	217.69	2,670.92
2015	225.13	211.09	239.58	240.49	230.31	221.30	228.33	223.42	217.76	230.34	219.15	215.56	2,702.46
2016	248.58	222.00	223.47	238.25	232.97	218.73	219.38	228.22	226.84	231.98	215.19	212.76	2,718.37
Ave.	218.76	214.04	243.42	233.90	229.60	218.50	225.14	224.72	225.99	232.06	217.97	216.22	2,700.32

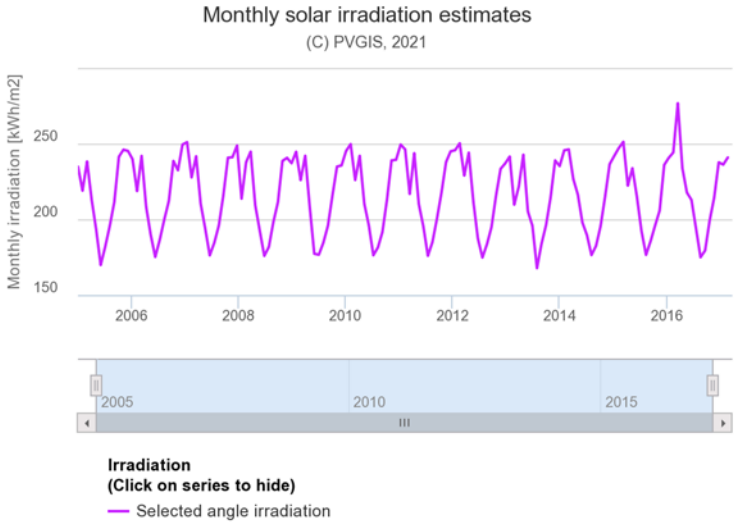
傾斜 30°

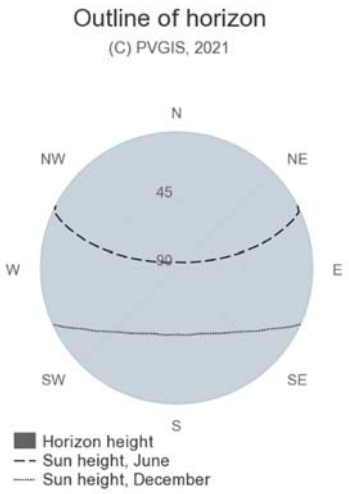




	北緯	20°	東経	27°	傾斜角	30°							
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
2005	226.67	216.25	244.30	228.58	215.44	193.04	204.79	212.07	220.28	241.19	237.27	233.33	2,673.21
2006	230.96	216.17	247.99	223.12	211.27	199.29	210.59	217.05	220.96	238.71	225.78	237.74	2,679.63
2007	241.09	224.77	247.79	225.23	215.79	200.89	208.02	212.43	225.08	240.77	233.38	237.04	2,712.28
2008	207.05	234.65	250.84	224.55	214.36	200.45	204.59	215.11	220.08	238.78	232.89	226.77	2,670.12
2009	235.44	223.07	248.15	223.04	197.18	201.39	208.22	212.38	224.77	235.13	228.31	234.10	2,671.18
2010	239.92	223.02	248.04	225.44	218.55	200.98	204.03	207.54	221.87	239.04	231.71	237.68	2,697.82
2011	236.73	214.08	249.76	225.18	217.80	200.52	208.58	217.61	226.90	238.00	236.97	234.41	2,706.54
2012	240.48	226.27	250.22	227.12	207.05	198.62	206.72	210.84	224.81	233.64	229.62	230.63	2,686.02
2013	203.42	219.01	248.79	219.70	218.38	190.57	207.16	212.33	223.35	239.03	227.86	234.19	2,643.79
2014	236.70	223.59	222.37	211.88	210.82	201.08	205.40	211.75	224.01	236.64	234.06	235.49	2,653.79
2015	241.33	219.52	239.64	230.51	213.79	201.29	209.28	212.05	214.31	236.09	232.94	232.91	2,683.66
2016	266.02	230.87	223.27	228.37	215.97	199.19	201.63	216.19	223.30	237.79	228.67	229.82	2,701.09
Ave.	233.82	222.61	243.43	224.39	213.03	198.94	206.58	213.11	222.48	237.90	231.62	233.68	2,681.59

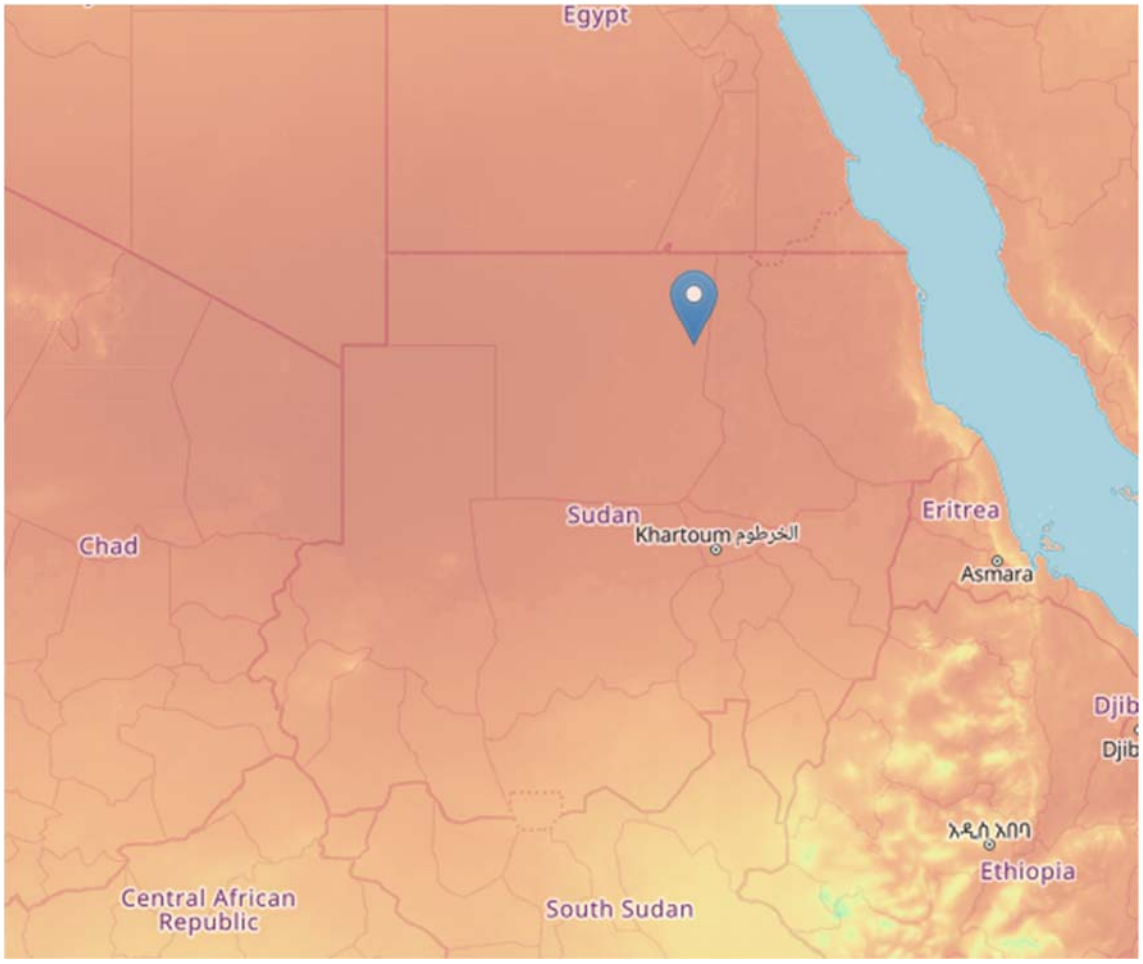
傾斜 40°



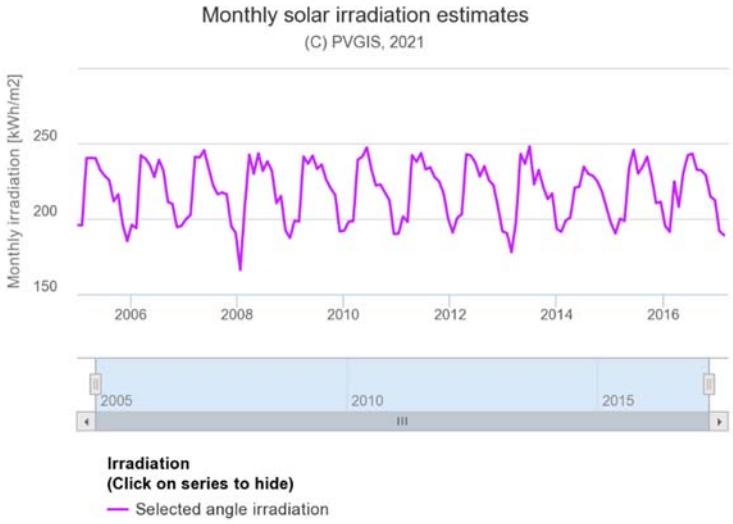


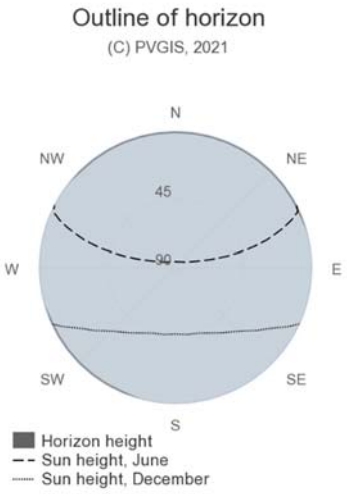
	北緯	20°	東経	27°	傾斜角	40°							
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
2005	234.76	218.97	238.19	213.20	193.31	169.85	182.03	195.71	211.51	241.35	245.99	245.21	2,590.08
2006	239.76	218.72	241.86	208.31	189.84	175.20	186.49	199.99	212.18	238.53	232.45	249.42	2,592.75
2007	250.96	227.75	241.61	210.28	193.87	176.22	184.53	196.00	216.02	240.72	241.03	248.71	2,627.70
2008	213.69	237.76	244.66	209.47	192.56	175.90	181.73	198.23	211.35	238.61	240.60	237.09	2,581.65
2009	244.59	225.96	241.94	208.26	177.24	176.62	184.60	195.78	215.77	234.86	235.60	245.17	2,586.39
2010	249.66	226.02	241.92	210.41	196.05	176.28	181.41	191.67	213.05	238.92	239.34	249.39	2,614.12
2011	246.20	216.81	243.65	210.10	195.34	175.95	184.92	200.54	217.78	237.85	244.92	245.69	2,619.75
2012	250.23	228.96	244.02	211.90	187.33	174.78	183.56	194.90	215.75	233.35	236.88	241.43	2,603.09
2013	209.73	221.60	242.64	205.27	195.81	167.78	183.74	196.16	214.40	238.87	235.22	245.59	2,556.81
2014	246.20	226.59	216.37	197.90	189.58	176.43	182.43	195.47	215.09	236.46	241.85	247.07	2,571.44
2015	251.17	222.31	233.73	214.84	192.36	176.55	185.49	195.90	205.80	235.91	240.64	244.14	2,598.84
2016	276.66	233.78	217.64	212.89	193.93	174.96	179.37	199.16	214.34	237.61	236.17	240.84	2,617.35
Ave.	242.80	225.44	237.35	209.40	191.44	174.71	183.36	196.63	213.59	237.75	239.22	244.98	2,596.66

北緯 20°　東経 32° 地点 （標高　381 m）



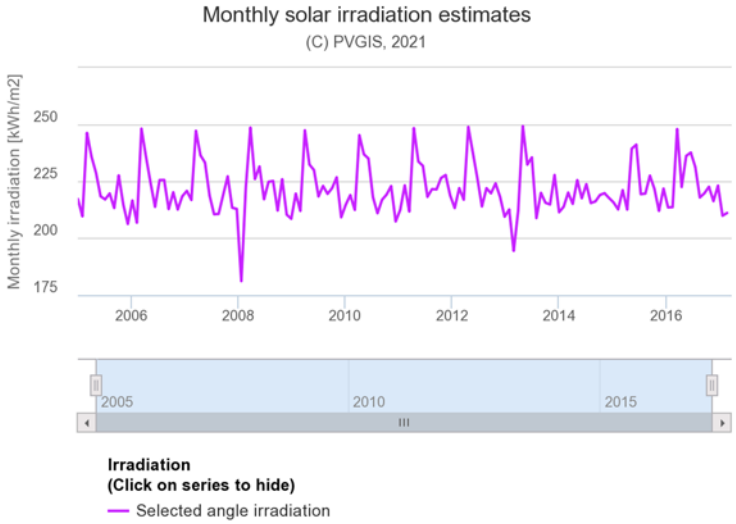
傾斜 10°

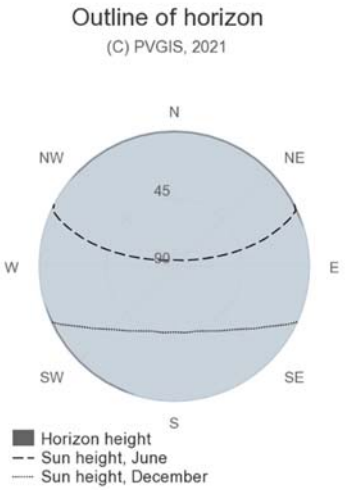




	北緯	20°	東経	32°	傾斜角	10°							
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
2005	195.76	195.62	240.11	240.16	240.03	232.52	228.44	225.66	211.55	216.11	196.15	185.21	2,607.32
2006	195.93	193.72	241.96	239.93	235.56	227.58	238.97	231.97	211.07	209.76	194.42	195.27	2,616.14
2007	199.71	202.41	240.99	240.59	245.39	233.68	222.13	216.21	217.39	216.11	195.00	190.51	2,620.12
2008	166.01	207.87	242.31	229.84	243.32	231.72	238.00	231.65	210.36	215.01	192.25	187.25	2,595.59
2009	198.58	198.09	241.24	236.45	241.76	233.06	235.88	225.84	220.17	215.76	191.51	192.09	2,630.43
2010	197.99	198.39	239.14	241.07	247.22	232.89	221.95	222.66	217.39	212.22	189.82	190.10	2,610.84
2011	201.43	197.76	242.07	237.68	243.43	232.77	234.05	227.53	224.64	216.57	199.74	190.85	2,648.52
2012	200.58	202.93	242.65	241.88	237.19	228.02	234.83	225.55	222.23	207.93	191.65	190.33	2,625.77
2013	177.82	198.30	242.94	236.41	247.91	222.83	232.35	221.22	213.05	216.65	193.29	191.26	2,594.03
2014	198.75	200.76	220.60	221.24	234.47	229.69	228.46	224.78	218.03	207.30	197.00	190.30	2,571.38
2015	199.90	198.59	233.44	245.59	229.91	234.42	241.06	227.63	210.31	211.25	195.10	191.32	2,618.52
2016	224.60	207.86	230.49	241.98	243.11	232.42	232.07	228.70	214.69	212.31	191.81	189.07	2,649.11
Ave.	196.42	200.19	238.16	237.74	240.78	230.97	232.35	225.78	215.91	213.08	193.98	190.30	2,615.65

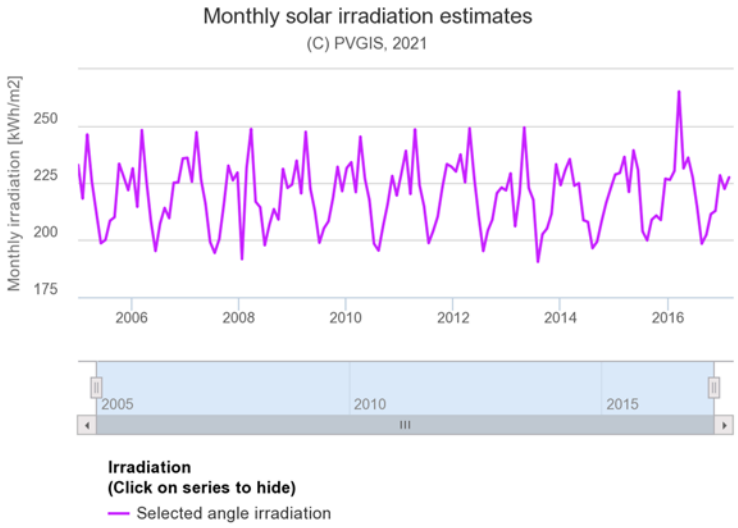
傾斜 20°

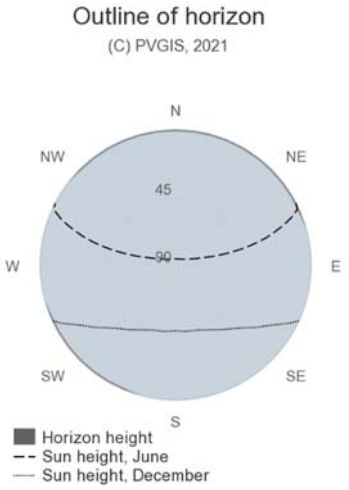




	北緯	20°	東経	32°	傾斜角	20°							
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
2005	217.07	209.49	246.23	235.82	228.57	218.28	216.91	219.54	213.15	227.49	214.65	206.11	2,653.31
2006	216.38	206.67	248.13	235.76	224.28	213.68	225.44	225.49	212.68	220.03	212.49	218.31	2,659.34
2007	220.66	216.70	247.18	236.36	233.19	218.70	210.37	210.51	218.90	227.07	213.25	212.71	2,665.60
2008	180.89	222.48	248.57	225.92	231.43	217.02	224.68	225.05	212.04	225.79	210.18	208.39	2,632.44
2009	219.45	211.89	247.39	232.30	229.90	218.26	222.84	219.38	221.89	226.64	209.06	214.55	2,673.55
2010	218.79	212.32	245.23	236.81	234.98	217.93	210.85	216.76	219.05	222.78	207.22	212.26	2,654.98
2011	223.10	211.61	248.36	233.62	231.72	218.08	221.43	221.32	226.37	227.66	218.70	213.14	2,695.11
2012	221.86	216.81	248.89	237.54	226.20	213.84	221.84	219.62	223.96	218.03	209.30	212.44	2,670.33
2013	194.24	212.09	249.22	232.30	235.43	208.71	219.79	215.43	214.69	227.66	211.30	213.63	2,634.49
2014	219.90	214.97	225.40	217.44	223.63	215.32	216.03	218.88	219.66	217.54	215.58	212.53	2,616.88
2015	220.97	212.48	239.29	241.07	219.24	219.50	227.38	221.57	211.90	221.67	213.40	213.51	2,661.98
2016	247.95	222.43	236.11	237.59	231.24	217.79	219.60	222.48	216.17	222.99	209.74	210.93	2,695.02
Ave.	216.77	214.16	244.17	233.54	229.15	216.43	219.76	219.67	217.54	223.78	212.07	212.38	2,659.42

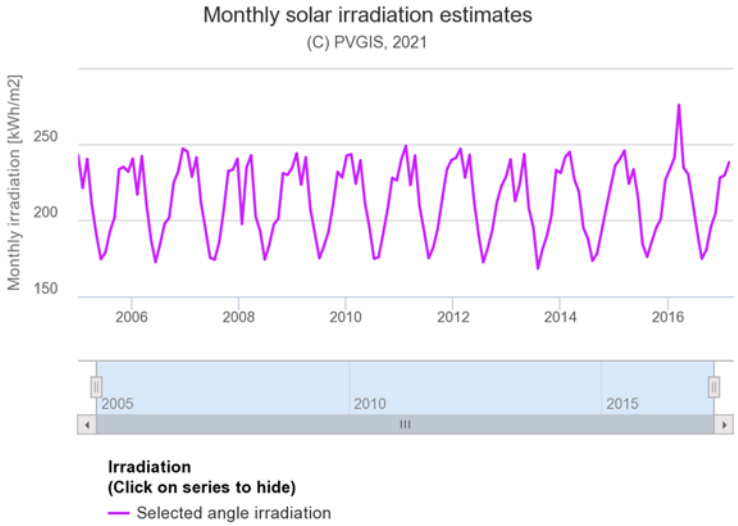
傾斜 30°

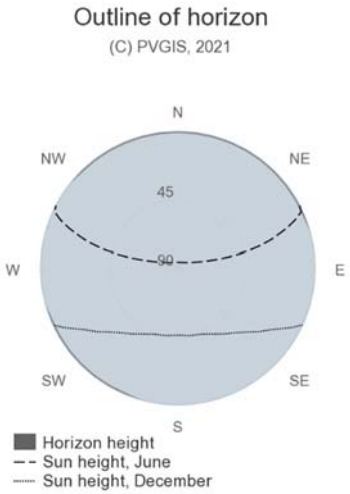




	北緯	20°	東経	32°	傾斜角	30°							
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
2005	232.88	218.12	246.27	225.79	211.91	198.43	199.88	208.33	209.88	233.38	227.72	221.81	2,634.40
2006	231.35	214.49	248.20	225.98	207.95	195.03	207.04	213.94	209.49	225.05	225.23	235.75	2,639.50
2007	236.00	225.53	247.28	226.47	215.63	198.95	194.18	200.20	215.38	232.54	226.13	229.49	2,647.78
2008	191.46	231.49	248.70	216.71	214.24	197.56	206.45	213.43	208.90	231.13	222.82	224.25	2,607.14
2009	234.74	220.40	247.45	222.61	212.80	198.66	205.01	208.07	218.48	232.05	221.38	231.52	2,653.17
2010	234.04	220.94	245.31	226.86	217.31	198.25	195.22	206.07	215.69	228.02	219.45	229.01	2,636.17
2011	239.07	220.15	248.53	224.01	214.69	198.52	203.86	210.17	222.83	233.24	232.12	230.00	2,677.19
2012	237.47	225.28	249.00	227.53	210.13	195.01	204.00	208.84	220.47	222.92	221.72	229.15	2,651.52
2013	205.93	220.58	249.36	222.69	217.50	190.27	202.38	204.90	211.41	233.17	224.01	230.54	2,612.74
2014	235.44	223.77	224.83	208.56	207.80	196.28	199.10	208.11	216.23	222.60	228.70	229.34	2,600.76
2015	236.41	221.02	239.31	230.72	203.64	199.71	208.77	210.59	208.68	226.80	226.33	230.26	2,642.24
2016	265.22	231.39	236.08	227.48	214.07	198.24	202.14	211.26	212.69	228.29	222.39	227.41	2,676.66
Ave.	231.67	222.76	244.19	223.78	212.31	197.08	202.34	208.66	214.18	229.10	224.83	229.04	2,639.94

傾斜 40°

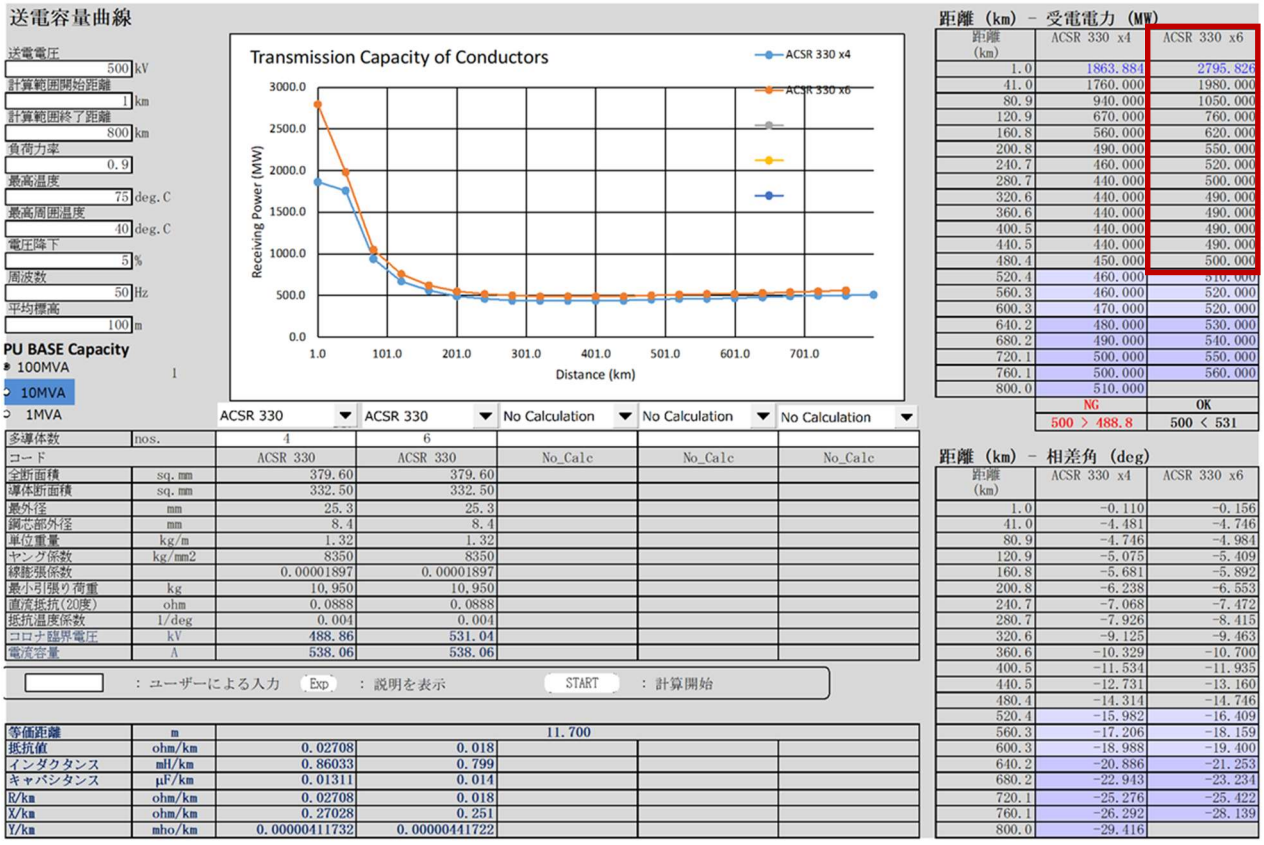




	北緯	20°	東経	32°	傾斜角	40°							
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
2005	242.61	221.13	240.12	210.24	190.35	174.20	178.45	192.42	201.70	233.46	234.86	231.74	2,551.28
2006	240.28	216.84	242.04	210.77	187.30	172.22	184.03	197.54	201.43	224.53	232.13	246.96	2,556.07
2007	245.15	228.53	241.15	211.11	193.58	175.03	173.82	185.46	206.78	232.22	233.13	240.25	2,566.21
2008	197.32	234.51	242.56	202.37	192.48	173.97	183.62	197.05	200.91	230.72	229.68	234.26	2,519.45
2009	243.88	223.24	241.29	207.61	191.28	174.80	182.64	192.13	209.89	231.70	227.98	242.41	2,568.85
2010	243.17	223.88	239.23	211.44	194.96	174.46	175.38	190.76	207.26	227.64	226.04	239.75	2,553.97
2011	248.75	223.02	242.43	209.05	192.73	174.82	181.75	194.28	213.96	233.01	239.47	240.81	2,594.08
2012	246.86	227.99	242.84	212.06	189.58	172.12	181.64	193.38	211.73	222.33	228.42	239.84	2,568.79
2013	212.44	223.38	243.20	207.79	195.05	167.99	180.51	189.78	203.17	232.87	230.94	241.38	2,528.50
2014	244.80	226.79	218.76	194.73	187.63	173.10	177.84	192.64	207.70	222.17	235.86	240.12	2,522.14
2015	245.65	223.86	233.37	214.76	183.86	175.67	185.50	194.87	200.59	226.34	233.38	240.97	2,558.82
2016	275.74	234.39	230.25	211.87	192.20	174.50	180.17	195.24	204.19	227.95	229.26	237.93	2,593.69
Ave.	240.55	225.63	238.10	208.65	190.92	173.57	180.45	192.96	205.78	228.75	231.76	239.70	2,556.82

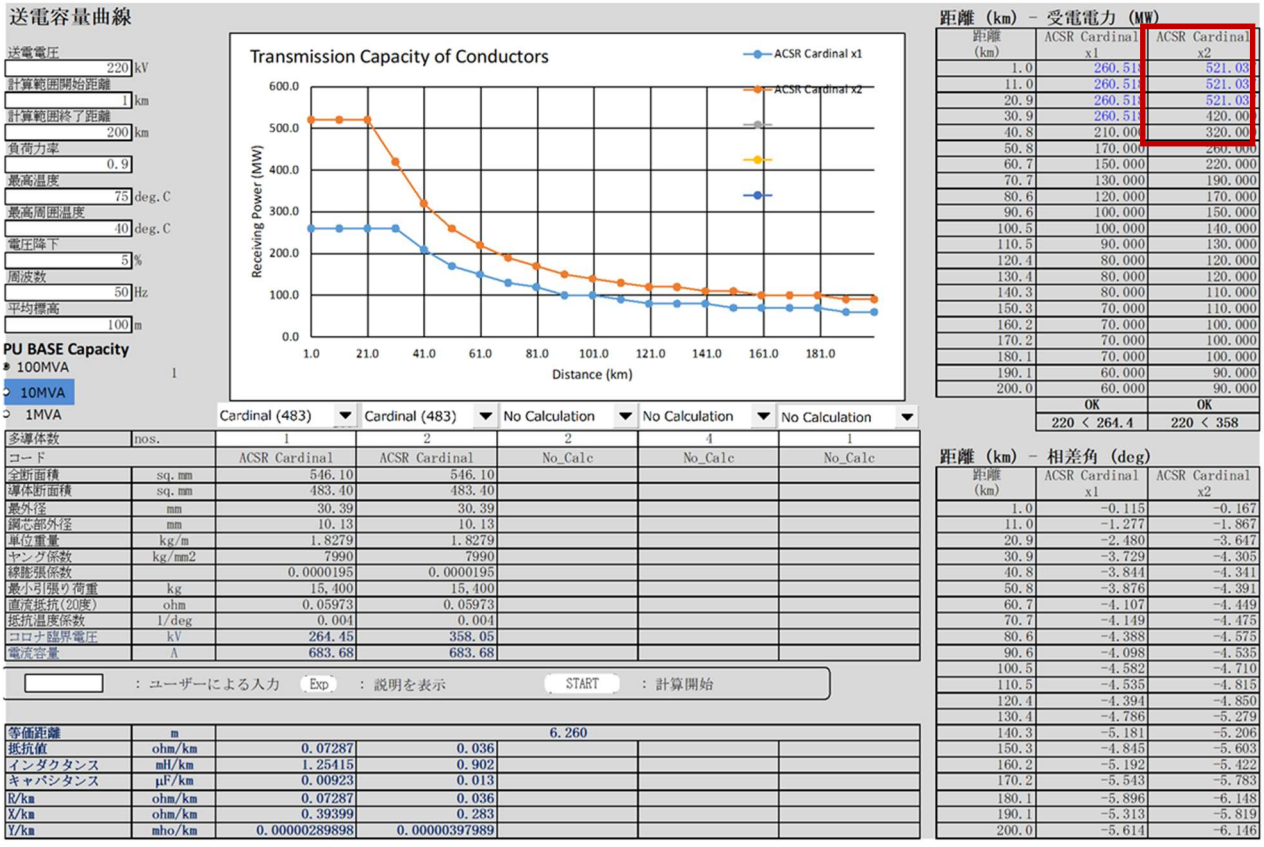
添付資料 2

300 MW 発電所の送電の電線太さ算出（送電容量結果）



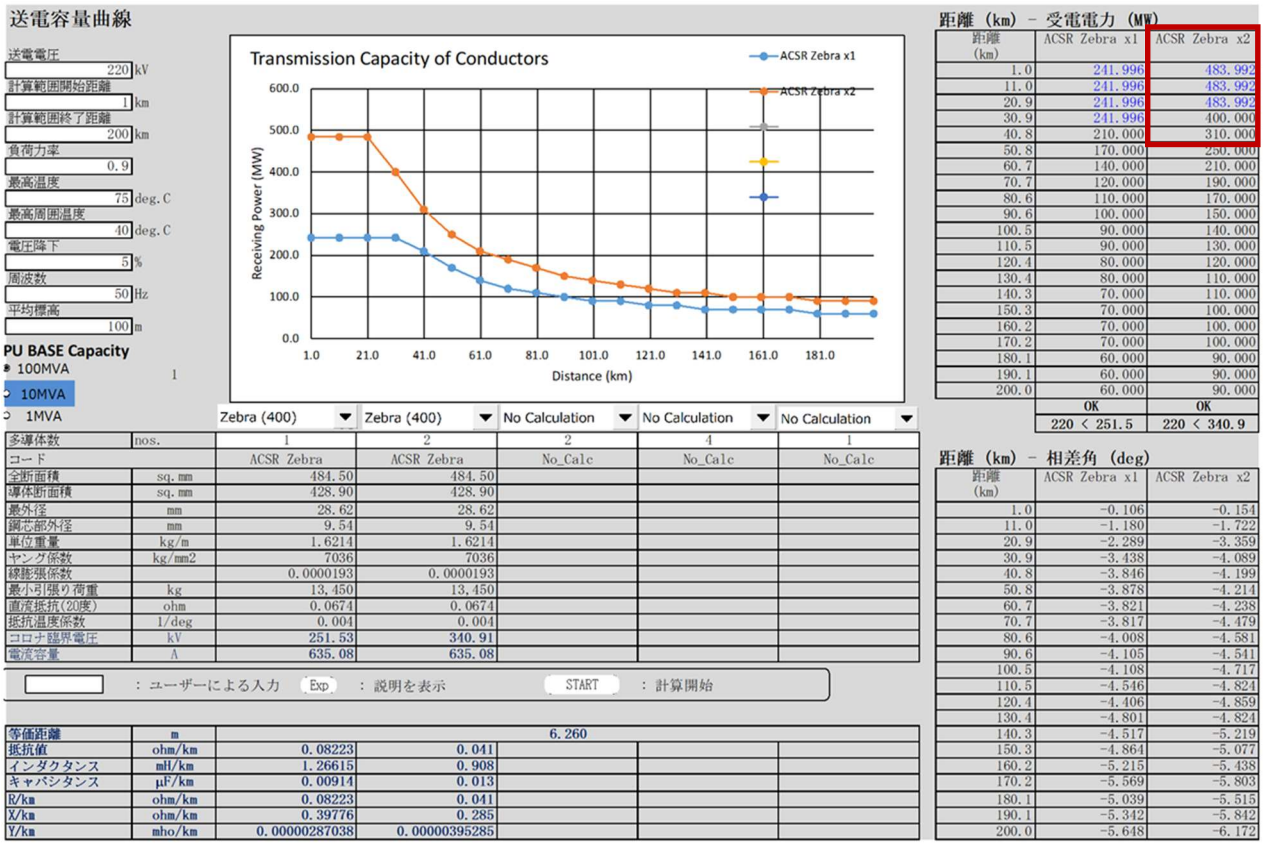
補足: 距離が 480 km よりも大きくなると、相差角が 15 deg を超えてしまう。従って、最大送電距離は 480 km と判断する。
出典: NK 作成

図 送電容量計算結果（電圧：500 kV、電線サイズ：ACSR 325 mm^2 相当）



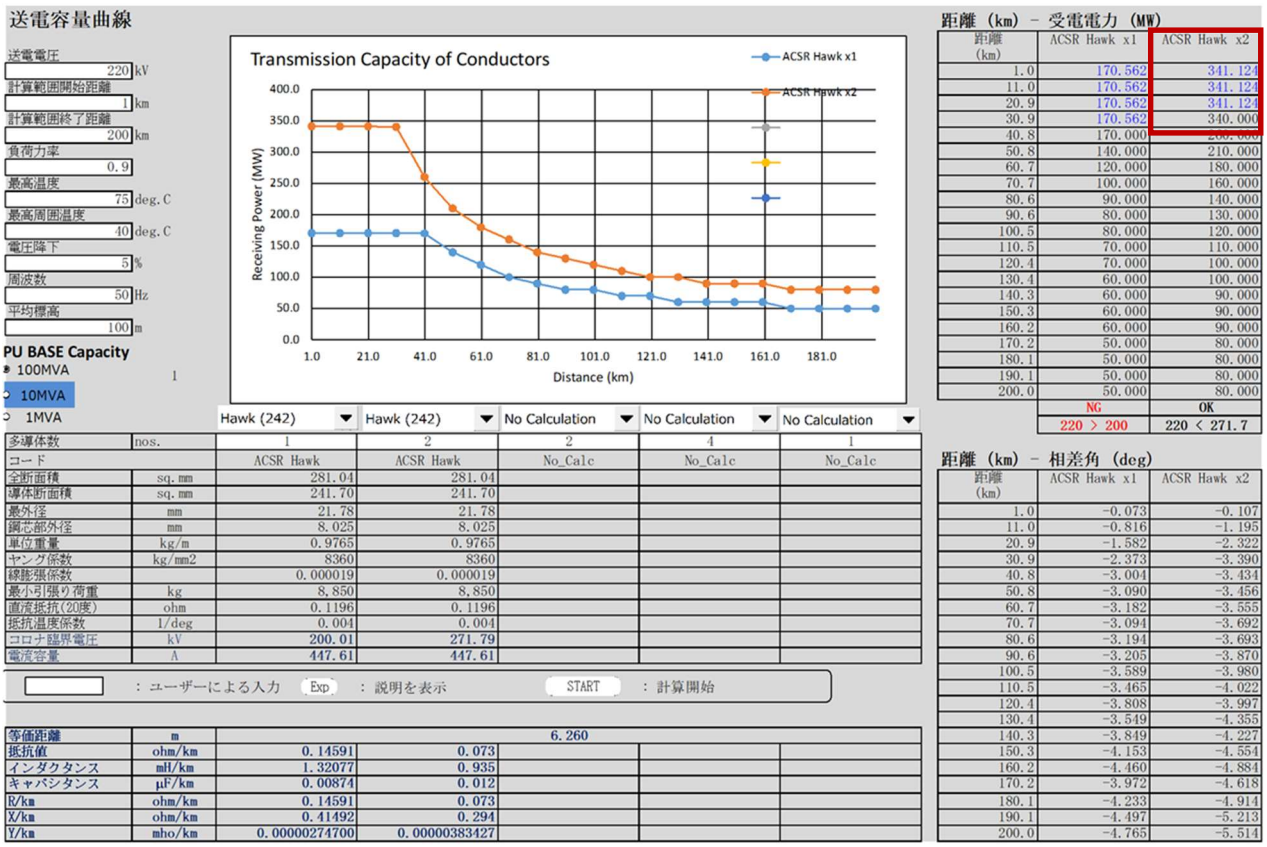
出典: NK 作成

図 送電容量計算結果（電圧：220 kV、電線サイズ：ACSR 480 mm^2 相当）



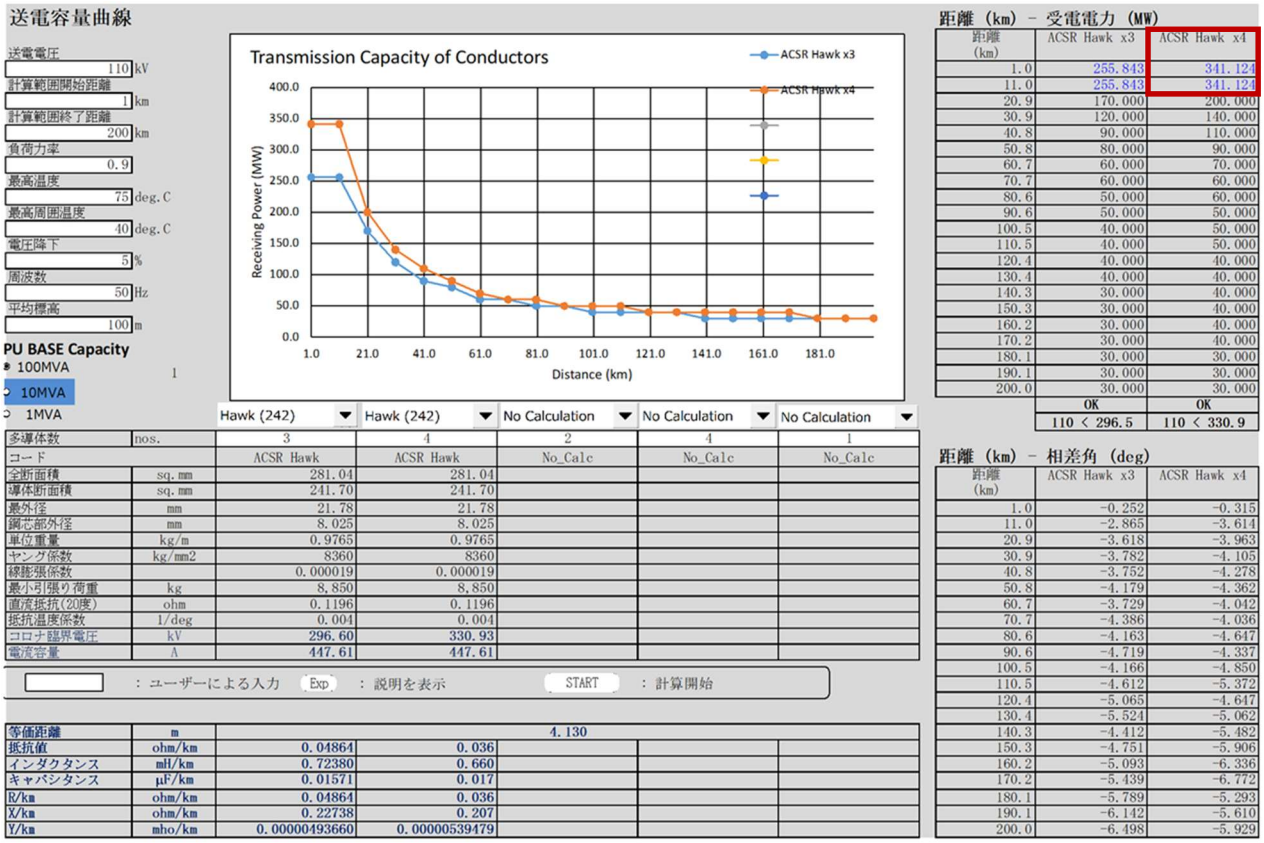
出典: NK 作成

図 送電容量計算結果（電圧：220 kV、電線サイズ：ACSR 400 mm^2 相当）



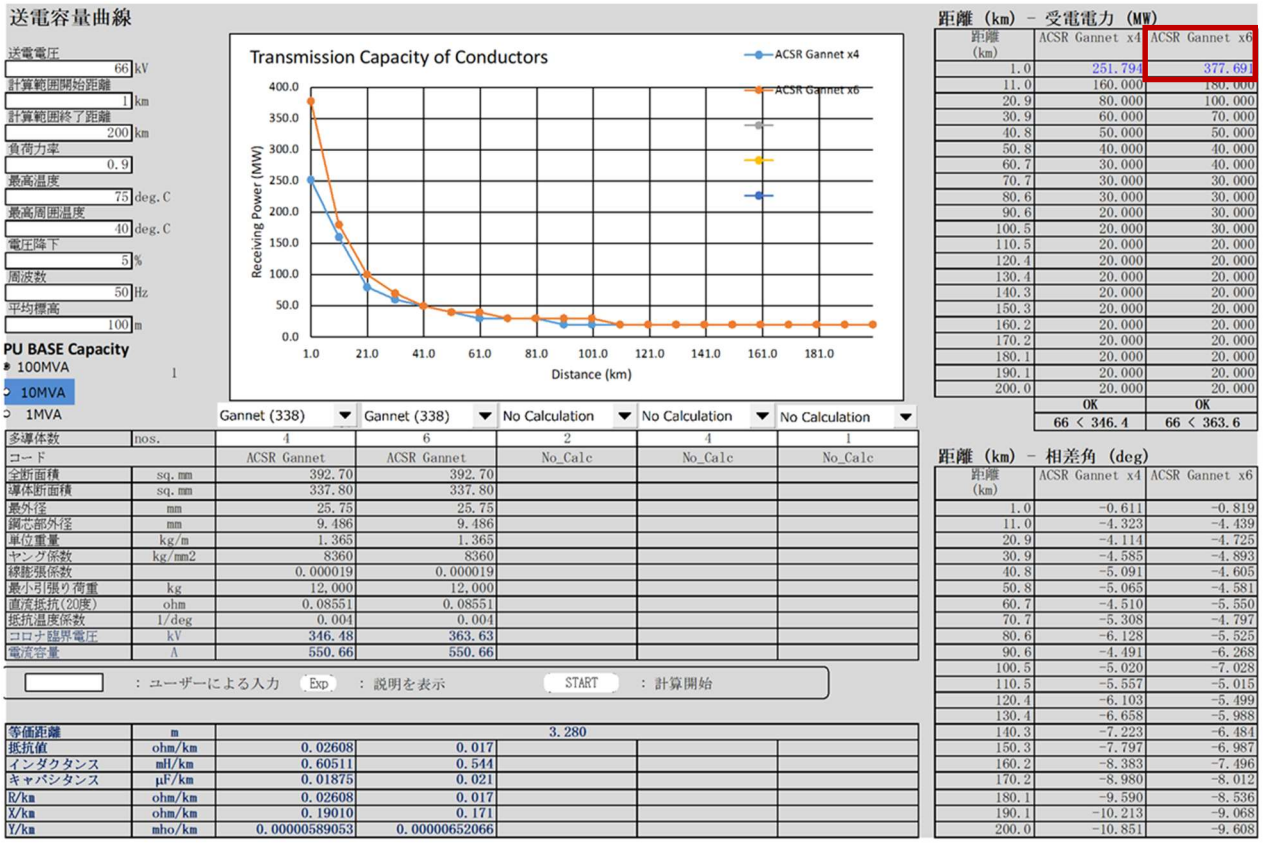
出典: NK 作成

図 送電容量計算結果（電圧：220 kV、電線サイズ：ACSR 240 mm^2 相当）



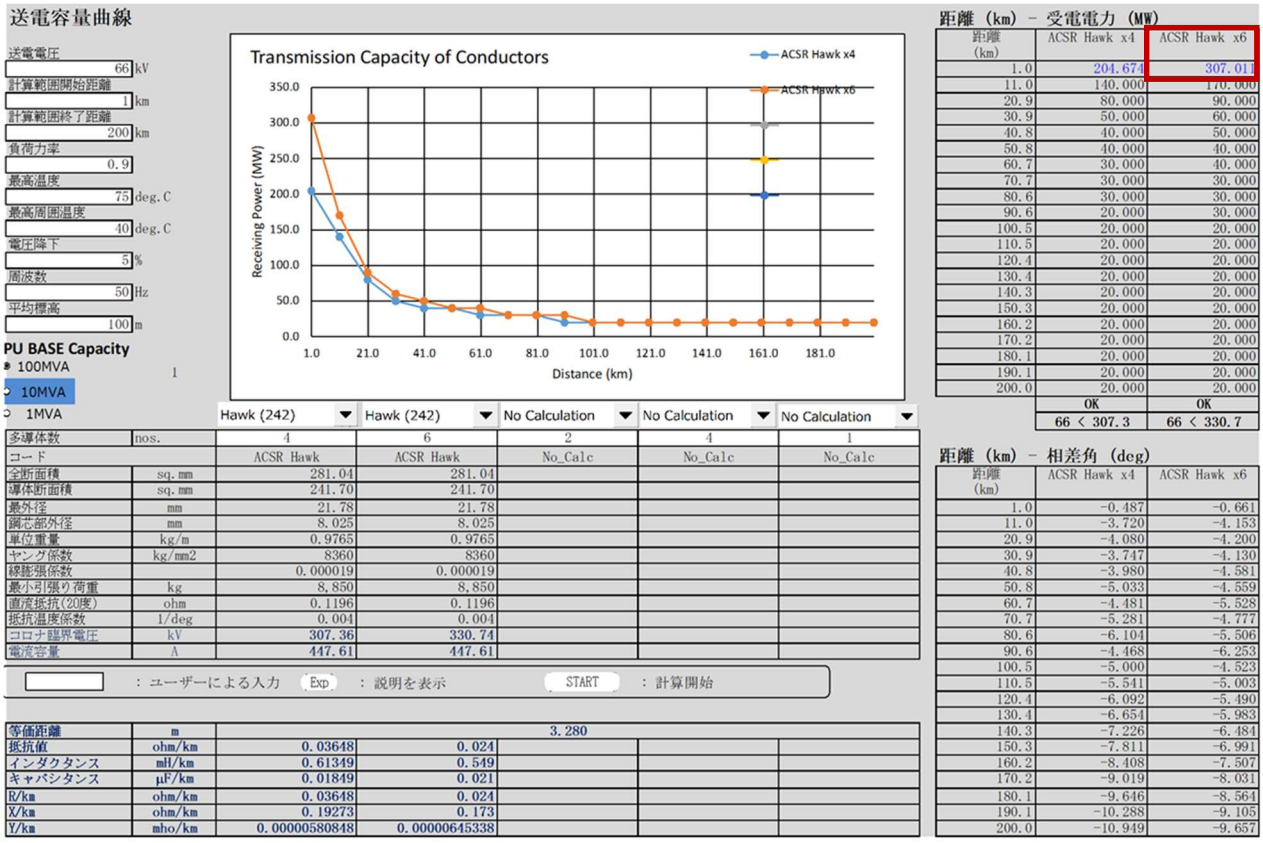
出典: NK 作成

図 送電容量計算結果（電圧：110 kV、電線サイズ：ACSR 240 mm^2 相当）



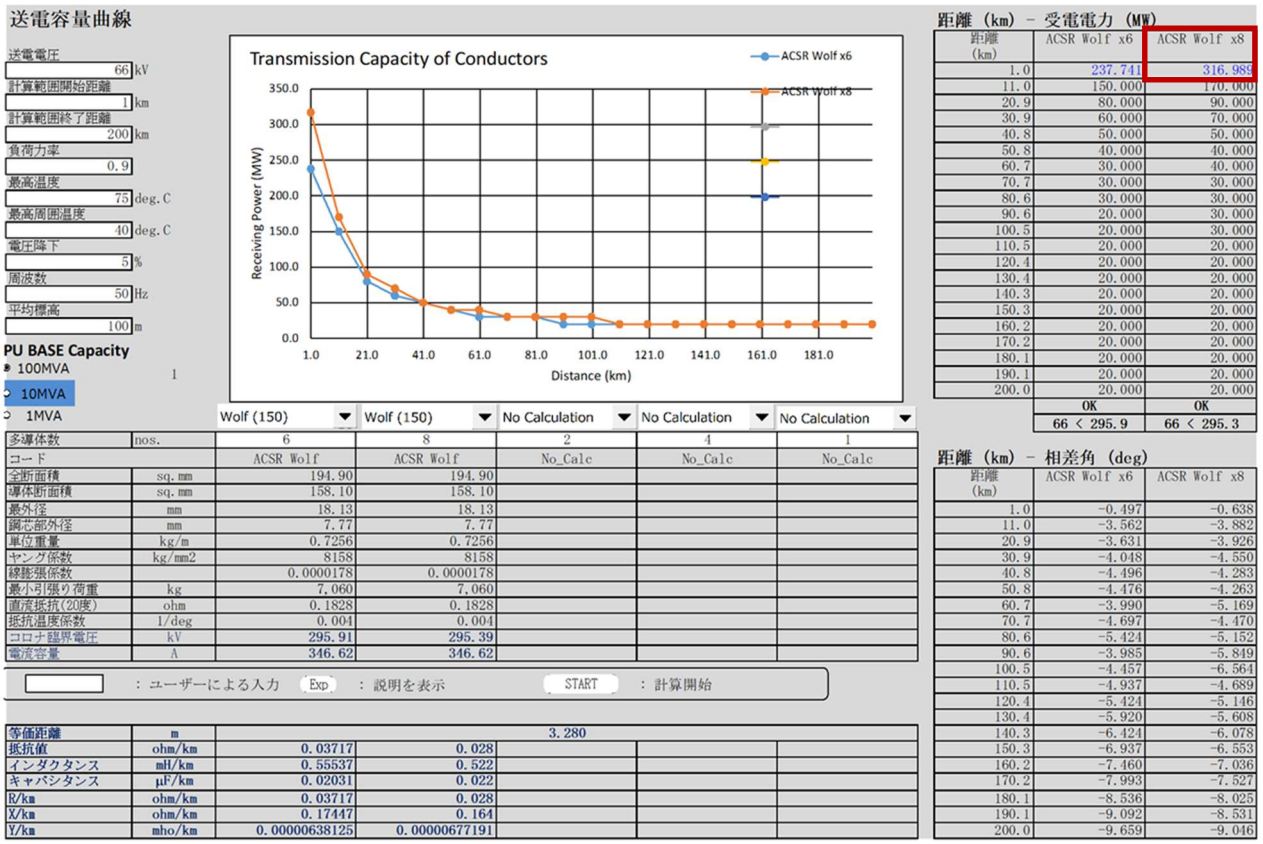
出典: NK 作成

図 送電容量計算結果（電圧：66 kV、電線サイズ：ACSR 350 mm^2 相当）



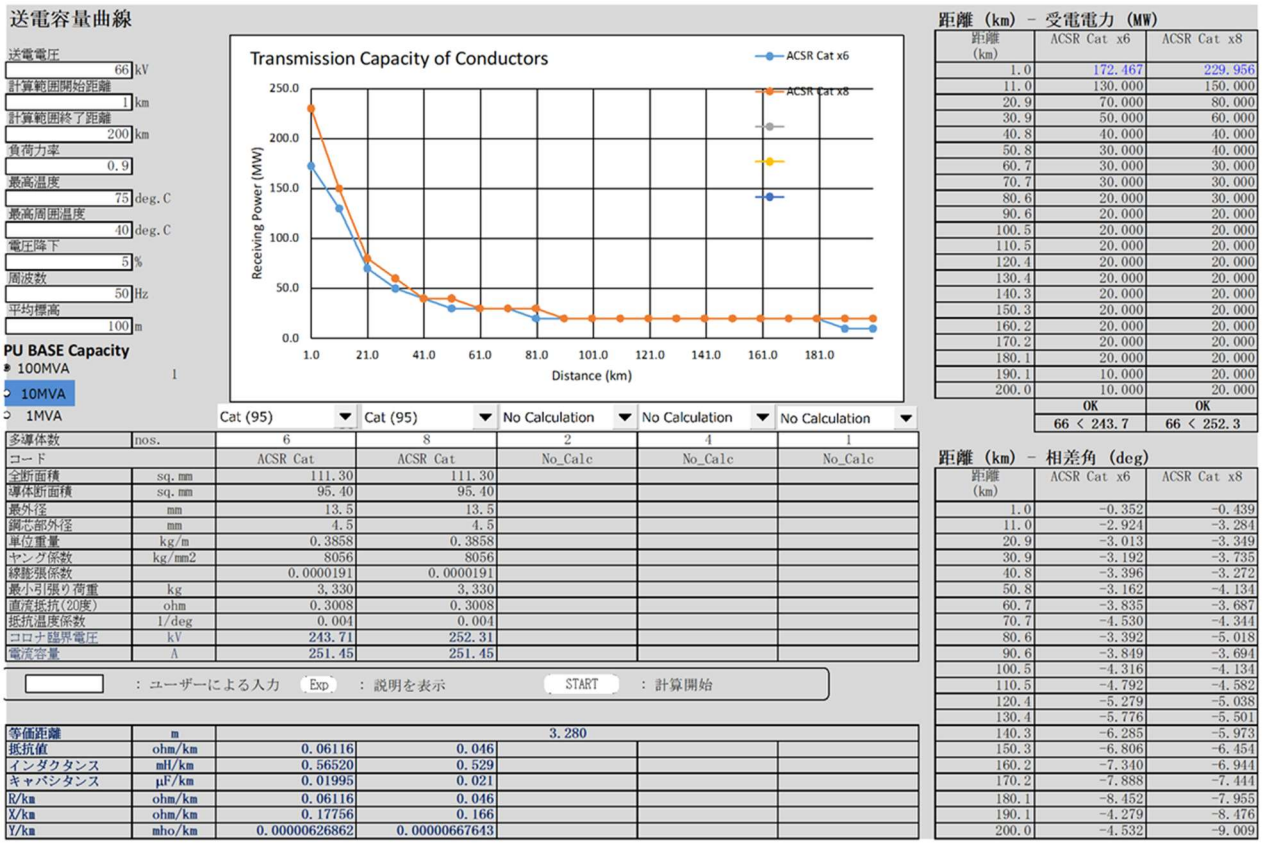
出典: NK 作成

図 送電容量計算結果（電圧：66 kV、電線サイズ：ACSR 240 mm^2 相当）



出典: NK 作成

図 送電容量計算結果（電圧：66 kV、電線サイズ：ACSR 150 mm^2 相当）



補足: 一般的に導体数は 8 が限度である。8 導体の場合でも最大送電容量は 300 MVA に満たない。従って、本電線サイズの場合は送電不可と判断する。
出典: NK 作成

図 送電容量計算結果（電圧：66 kV、電線サイズ：ACSR 95 mm^2 相当）