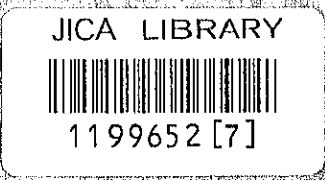


エジプト国 電力・エネルギー省
エジプト電力公社
エジプト・アラブ共和国

エジプト・アラブ共和国

電力セクター向け省エネルギー 協力プログラム準備調査

ファイナル・レポート
(和文) 要約版



平成 22 年 3 月
(2010)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

東電設計株式会社

エジプト国 電力・エネルギー省
エジプト電力公社
エジプト・アラブ共和国

エジプト・アラブ共和国

電力セクター向け省エネルギー 協力プログラム準備調査

ファイナル・レポート
(和文) 要約版

平成 22 年 3 月
(2010)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

東電設計株式会社



1199652 [7]

序 文

日本国政府は、エジプト・アラブ共和国政府の要請に基づき、同国の電力セクター向け省エネルギー協力プログラム計画にかかる準備調査を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を担当しました。

当機構は、平成21年7月から平成22年3月の間に3度、東電設計株式会社の藤澤篤史氏を団長とする調査団を現地に派遣しました。

調査団は、現地調査を実施し、エジプト・アラブ共和国政府関係者、電力庁、電力公社（EEHC）、と協議を重ねると共に、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

最後に、調査にご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

平成22年3月

独立行政法人 国際協力機構
エジプト事務所
所長 井黒 伸宏

目 次

<u>序文</u>	
<u>目次</u>	
<u>表リスト</u>	
<u>図リスト</u>	
	頁
第1章 まえがき	1-1
1.1 <u>背景</u>	1-1
1.2 <u>調査の目的</u>	1-1
1.3 <u>調査の内容</u>	1-1
1.4 <u>調査メンバー</u>	1-2
1.5 <u>調査スケジュール</u>	1-3
第2章 エジプト国の電力セクターにおけるエネルギー効率改善の取り組みの現況	2-1
2.1 <u>エジプト国の電力セクターの現況</u>	2-1
2.1.1 <u>電力セクター構造</u>	2-1
2.1.2 <u>電力需給</u>	2-2
2.1.3 <u>第6次5カ年計画</u>	2-7
2.2 <u>エジプト国におけるエネルギー効率化</u>	2-7
2.2.1 <u>1次エネルギー消費</u>	2-7
2.2.2 <u>電力セクターにおけるエネルギー効率化に関する取り組み</u>	2-9
2.2.3 <u>電力システムにおけるロスについて</u>	2-9
2.3 <u>エネルギー効率化に関する他ドナーの動向</u>	2-10
第3章 エジプト国電力セクターのエネルギー効率化ポテンシャルと候補プロジェクト	3-1
3.1 <u>エネルギー効率化の可能性</u>	3-1
3.1.1 <u>発電部門におけるエネルギー効率化の可能性</u>	3-1
3.1.2 <u>送電部門における省エネルギー改善への可能性</u>	3-4
3.1.3 <u>配電分野におけるエネルギー効率改善の可能性</u>	3-5
3.1.4 <u>負荷平準化の効果</u>	3-7
3.2 <u>エネルギー効率改善プロジェクト</u>	3-9
3.2.1 <u>発電部門の候補事業</u>	3-9
3.2.2 <u>送電案件候補リスト</u>	3-10

	頁
3.2.3 配電部門プロジェクトの候補リスト	3-11
3.2.4 需要サイドプロジェクト案	3-12
3.3 日本円の借款対象プロジェクトの候補案件	3-13
3.3.1 候補プロジェクトの評価	3-13
第4章配電モデル事業	4-1
4.1 エネルギー効率向上モデル事業の概要	4-1
4.1.1 モデル配電会社とモデルエリアの概要	4-1
4.1.2 各モデル配電会社およびプロジェクト地域における既設配電 設備	4-3
4.1.3 現状の配電損失	4-3
4.1.4 配電損失の低減方法	4-5
4.1.5 モデル配電会社における供給信頼性	4-7
4.1.6 現行の料金制度	4-8
4.2 プロジェクトスコープ	4-9
4.2.1 プロジェクト概要	4-9
4.2.2 システム構成	4-10
4.2.3 プロジェクトスコープとコスト	4-11
4.2.4 実施スケジュール	4-13
4.2.5 パッケージング	4-13
4.3 経済評価	4-14
4.3.1 モデルプロジェクトにおける配電ロス低減効果（期待値）	4-14
4.3.2 財務・経済分析	4-21
4.4 キャパシティ・デベロップメントと料金体系	4-24
4.4.1 キャパシティ・デベロップメント	4-24
4.4.2 適正な料金制度	4-24
4.5 環境社会配慮	4-25
4.5.1 関連法規とガイドライン	4-25
4.5.2 想定される事業の影響予測	4-25

表リスト

	頁	
表 2-1-2-1	向こう 5 年間の電力消費量と最大電力の予測値	2-6
表 2-1-2-2	第 6 次 5 年計画における電源開発計画	2-6
表 2-2-3-1	電力系統における損失	2-10
表 2-3-1	ヒアリング調査結果	2-10
表 2-3-2	机上調査結果	2-11
表 3-1-1-1	最適電源構成 (ベストミックス)	3-1
表 3-1-1-2	発電低下量が多い発電所	3-3
表 3-1-3-1	配電会社の配電損失	3-6
表 3-2-1-1	プロジェクト概要	3-9
表 3-2-2-1	送電におけるエネルギー効率化に関するロス低減への対策	3-10
表 3-2-3-1	エネルギー効率化に関する方法の評価	3-11
表 4-1-1-1	配電会社の概要	4-1
表 4-1-1-2	各エリアの配電ロス	4-2
表 4-1-2-3	候補配電会社 3 社の比較	4-3
表 4-1-3-1	配電損失内訳と需要増加率の比較	4-4
表 4-1-4-1	配電損失 (テクニカルロス) 低減に関する推奨方法	4-6
表 4-1-4-2	配電損失 (ノンテクニカルロス) 低減に関する推奨方法	4-6
表 4-1-5-1	各配電会社の SAIFI および SAIDI	4-7
表 4-2-3-1	提案プロジェクトコスト (アレキサンドリア)	4-12
表 4-2-3-2	提案プロジェクトコスト (北デルタ)	4-12
表 4-2-3-3	提案プロジェクトコスト (カイロ北)	4-13
表 4-3-1-1	配電変圧器のロス計算	4-15
表 4-3-1-2	低圧線ロス (3 プロジェクト地域)	4-15
表 4-3-1-3	テクニカルロス低減効果 (西アレックス)	4-16
表 4-3-1-4	テクニカルロス低減効 (北ダカリア)	4-17
表 4-3-1-5	テクニカルロス低減効果 (ヘルメイヤ)	4-17
表 4-3-1-6	ノンテクニカルロス低減効果/アレキサンドリア(西アレックス)	4-19
表 4-3-1-7	ノンテクニカルロス低減効果/北デルタ (北ダカリア)	4-19
表 4-3-1-8	ノンテクニカルロス低減効果/カイロ北 (ヘルメイヤ)	4-19
表 4-3-1-9	配電ロス低減効果のサマリー (3 モデル地域)	4-20
表 4-3-1-10	DAS による停電時間の低減効果/アレキサンドリア(西アレックス)	4-20
表 4-3-1-11	DAS による停電時間の低減効果/北デルタ (北ダカリア)	4-20
表 4-3-1-12	DAS による停電時間の低減効果/カイロ北 (ヘルメイヤ)	4-20
表 4-3-2-1	財務分析・経済分析	4-23
表 4-4-1-1	キャパシティ・デベロップメント	4-24
表 4-5-2-1	想定される事業の概要	4-25

図リスト

		頁
図 2-1-1-1	EEHC 組織構成 (2009 年時点)	2-1
図 2-1-1-2	電力セクターに係る行政機関	2-1
図 2-1-2-1	電力消費量	2-2
図 2-1-2-2	発電電力量	2-3
図 2-1-2-3	最大電力の推移	2-3
図 2-1-2-4	最大電力発生日の日負荷曲線	2-4
図 2-1-2-5	電源種別ごとの発電設備量	2-5
図 2-1-2-6	設備率	2-5
図 2-1-2-7	電力需給バランス	2-6
図 2-2-1-1	エジプト国における一次エネルギー供給量	2-8
図 2-2-1-2	GDP とエネルギー強度の関係	2-8
図 2-2-3-1	2007/2008 年度 電力エネルギー・フロー	2-9
図 3-1-1-1	総合火力発電効率(エジプト)	3-2
図 3-1-1-2	火力発電所の効率の分布図	3-2
図 3-1-1-3	汽力発電所の発電効率の推移(左側)	3-3
図 3-1-1-4	コンバインド・サイクルの発電効率の推移(右側)	3-3
図 4-1-1-1	モデル配電会社の供給エリア	4-1
図 4-1-1-2	エリア別の配電ロス	4-2
図 4-2-2-1	システム構成図 (全てのプロジェクト)	4-10

第1章 まえがき

1.1 背景

- (1) エジプトはここ数年急速に経済成長が進んでおり、エネルギー需要は1996年以降年平均7.1%のペースで増加している。2007/2008年度においては、ピーク需要が19,738MW/エネルギー需要は125TWhであり、この高い需要の伸びに対応すべくエジプトでは取り組んでいる。
- (2) エジプト政府は、第6次5カ年計画(2007/8～2011/12)において年率9.1%発電量を増加させるべく、8,547MWの発電設備量を追加する計画である。
- (3) 現在のエジプトは、GHGを最も放出している11の国の1つであり、2017年には2006年比で3倍以上に達する。
- (4) こうした背景から、エジプト政府は電力供給能力の強化、再生可能エネルギーなど一次エネルギーの多様化と並んで、エネルギー効率化/省エネルギーにも注力しはじめている。
- (5) エジプト政府は“National Sustainable Development Strategy”の策定や省エネルギー庁の設立準備、省エネルギー法の制定が検討され、徐々に省エネルギーにかかわる法制度や体制の構築が行われつつある。

本調査は、このような背景の下、エジプト国の電力セクターにおける、発電、送電、配電、需要管理の省エネルギーに対する取り組み状況や省エネルギーニーズを把握し、将来、クールアース・パートナーシップの下で協力を行う円借款候補案件を発掘し、同案件の簡易事業計画(案)を作成することを目的としている。

1.2 調査の目的

エジプト国の電力セクターにおける、発電、送電、配電、需要管理等の省エネルギー化に対する取り組み状況や省エネルギーニーズを把握し、将来、クールアース・パートナーシップの下で協力を行う円借款候補事業を発掘し、同案件の簡易事業計画(案)を作成することを目的とする。

1.3 調査の内容

- (1) エジプト電力セクターにおける省エネルギー化に対する取り組み状況の現状把握
 - 電力セクター概況確認
 - エジプトにおけるマクロのエネルギー消費状況の確認
 - 電力セクターにおける省エネルギーに係る取り組み状況および今後の計画確認
 - 電力セクターにおける省エネルギーに係る他ドナー支援状況の確認

- (2) エジプト電力セクターにおける省エネルギー・ポテンシャルの確認および円借款候補事業の提案
- 発電、送電、配電、需要管理における省エネルギー・ポテンシャルの把握・課題抽出・解決策案の提示
 - 電力セクターにおける省エネルギー事業（発電、送電、配電、需要管理）に係るロングリストの作成
 - 円借款候補事業の提案
- (3) 円借款候補事業の簡易事業計画（案）の作成
- 候補事業を実施する機関（アレキサンドリア／北デルタ／カイロ北配電会社）の概要
 - 同機関のエネルギー効率化の現状および計画の確認
 - 事業スコープ（システム構成、事業規模、スケジュール、調達パッケージ、料金体系、キャパシティ・デベロップメント等）の検討
 - コストの概積算
 - 想定事業効果などの算出
 - 環境社会配慮面での課題の確認
 - 案件形成上の検討課題の抽出
- (4) エジプト国側に本調査結果のフィードバックを行うためのワークショップの開催

1.4 調査メンバー

(1) 調査チームメンバー

下記9名の専門家で調査を実施した。

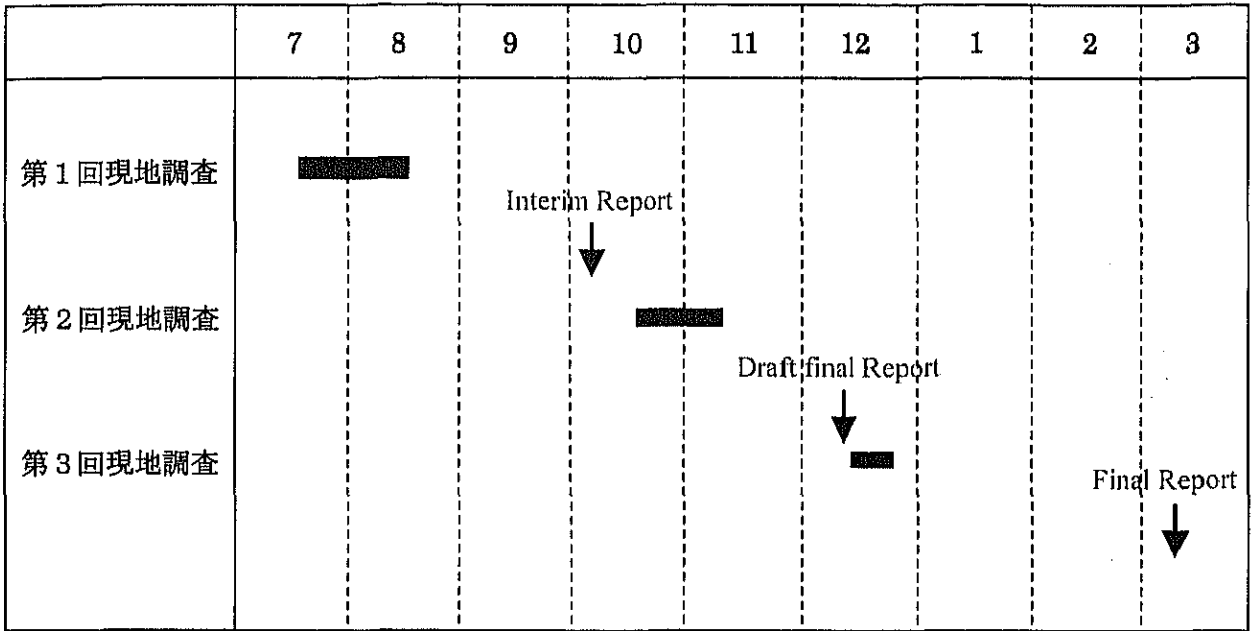
名前	専門内容
藤澤 篤史	総括／送電・配電
篠原 弘之	電力計画・発電
桑原 憲一	配電 A
赤倉 慶太	需要家サイドエネルギー効率
辻田 浩和	送変電
浦郷 昭子	環境社会配慮
橋高 実咲	系統計画・解析
高澤 和典	経営・経済
安芸 稔夫	配電 B

(2) ローカルコンサルタント

エジプトのローカルコンサルタントとして、EPS (Electrical Power System Engineering Co. Chairman: Eng. Hosni El-kholy Leader: Wahead S.A. Fattah El-Hageen)を雇用し、調査を実施した。

1.5 調査スケジュール

実施した調査スケジュールを下記に示す。



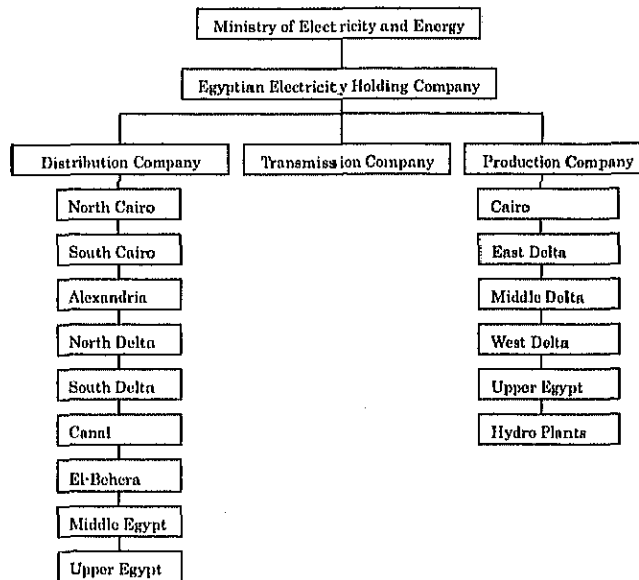
第2章 エジプト国の電力セクターにおけるエネルギー効率改善の取り組みの現況

2.1 エジプト国の電力セクターの現況

2.1.1 電力セクター構造

(1) エジプトの電力会社

図 2-1-1-1 に 2009 年時点での EEHC の組織構成を示す。エジプト・電力持株会社(以下 EEHC)は、株式会社化はされているものの国家保有の最も大きな電力会社である。EEHC は 6 つの発電会社、1 つの送電会社、9 つの配電会社から成り立っている。

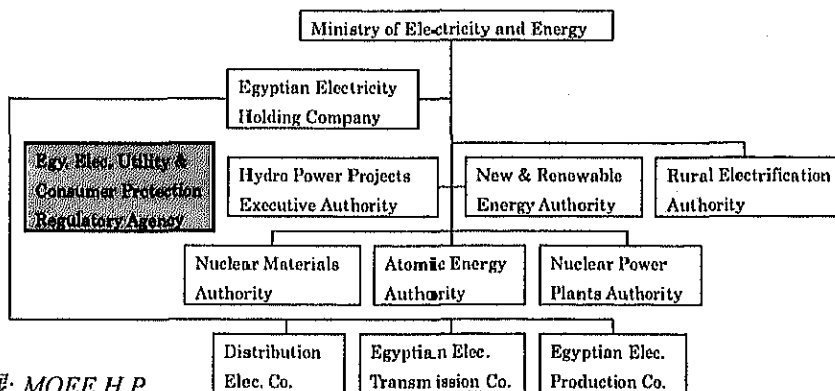


出展: EEHC Annual Report 2007/2008

図 2-1-1-1 EEHC 組織構成 (2009 年時点)

(2) 電力セクター監督体制

図 2-1-1-2 にエジプト電力業界に係る官庁組織を示す。長い間電力・エネルギー省(以下 MOEE)が電力業界の監督責任を持っていたが、現在ではエジプト電力事業消費者保護規制委員会(以下 EEUCPRA)が組織され、監督行政の一翼を担っている。



出展: MOEE H.P.

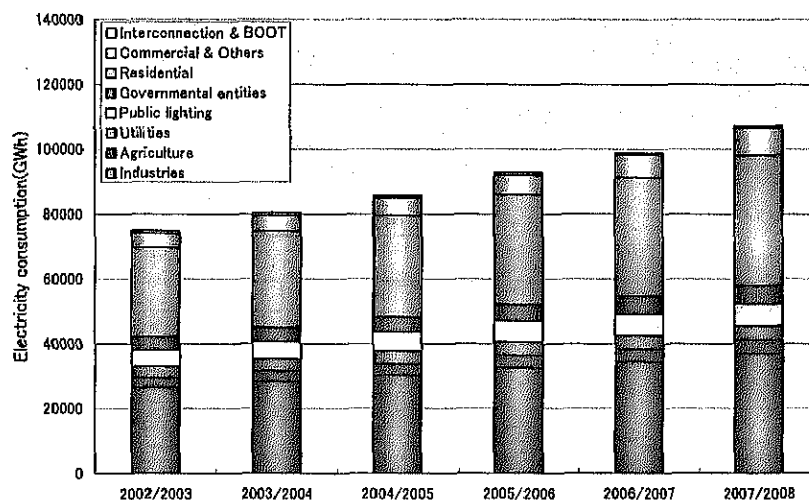
図 2-1-1-2 電力セクターに係る行政機関

2.1.2 電力需給

(1) エジプトにおける電力需給の現況

1) 電力消費量

図 2-1-2-1 にエジプト国における電力消費量の年次変化を示す。これによると電力消費量は2007/2008年度で107,226GWhに達しており、2002/2003年度から2007/2008年の至近の5年間では、年率7.4%の成長を示している。



Electricity Consumption	unit	2002/2003	2003/2004	2004/2005	2005/2006	2006/2007	2007/2008
Industries	GWh	26,525	28,386	30,284	32,701	34,589	37,045
Agriculture		2,991	3,280	3,460	3,719	3,789	4,209
Utilities		3,565	3,719	4,011	4,206	4,228	4,380
Public lighting		5,026	5,302	5,919	6,489	6,653	6,759
Governmental entities		4,040	4,331	4,710	5,054	5,562	5,691
Residential		27,717	29,823	31,311	33,900	36,596	40,271
Commercial & Others		4,256	4,801	5,393	6,016	7,046	8,240
Total		74,120	79,642	85,088	92,085	98,443	106,595

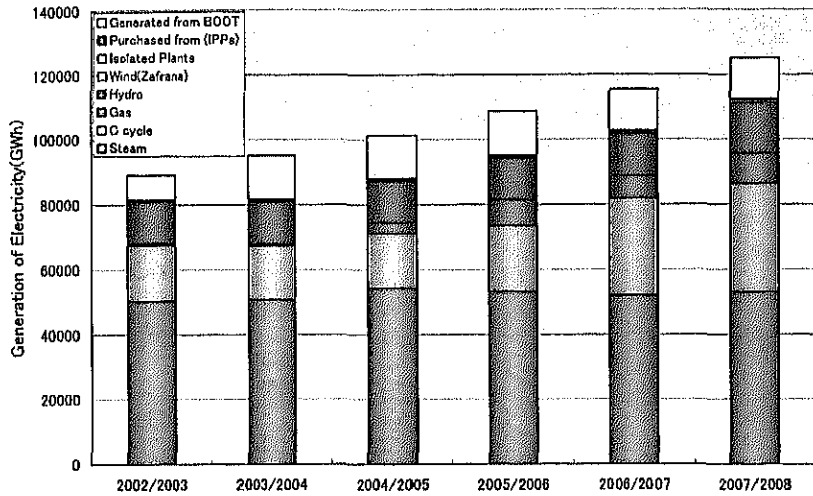
出展: EEHC Annual Report

図 2-1-2-1 電力消費量

2) 発電電力量

エジプト国は旺盛な電力消費を賄うために、着実に電源を開発して、発電電力量を増加させてきた。エジプト国の発電電力量の推移は図 2-1-2-2 に示すとおりであり、2007/2008年にはIPPからのものも含めて、125,129GWhに達しており、至近の2002/2003年度から2007/2008年度までの5年間で年平均7%増加させることに成功している。

発電所タイプ別の発電電力量を見ると最も多いのは天然ガスと重油もしくは軽油の混焼による汽力発電である。BOOTの発電所もこのタイプであるので、2007/2008年で見ると、このタイプの発電所の発電電力量は全体の約53%を占めている。また、近年ではガス・コンバインド・サイクルの導入も積極的に進められており、その発電電力量も同年度において約27%を占めるに至っている。これらの点から考えると、天然ガスによる発電が約80%を占めており、この国の中核となるエネルギーであることがわかる。



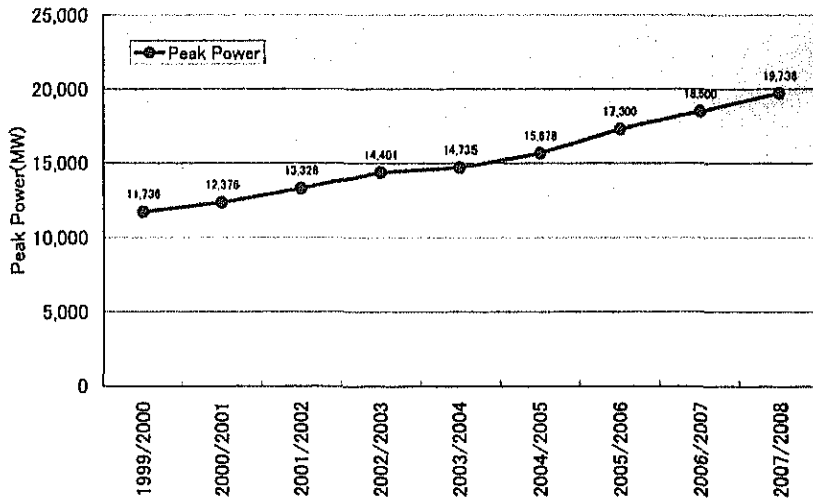
Type	unit	2002/2003	2003/2004	2004/2005	2005/2006	2006/2007	2007/2008
Steam	GWh	50,278	50,781	54,300	53,285	52,082	53,076
Gas		670	584	3,360	8,044	6,888	9,361
C cycle		17,258	16,603	16,900	20,236	29,892	33,345
Thermal total		68,204	67,948	74,560	81,565	88,862	95,782
Hydro		12,859	13,019	12,644	12,644	12,925	15,510
Wind(Zafrana)		204	368	523	552	616	831
Renewable total		13,063	13,387	13,167	13,196	13,541	16,341
Grid total		81,267	81,335	87,727	94,761	102,403	112,123
Isolated Plants		239	270	303	322	347	350
Purchased from (IPPs)		77	77	69	36	32	14
Generated from BOOT		7,607	13,501	13,200	13,571	12,825	12,642
Grand total		89,190	95,183	101,299	108,690	115,407	125,129

出展: EEHC Annual Report

図 2-1-2-2 発電電力量

3) 最大電力

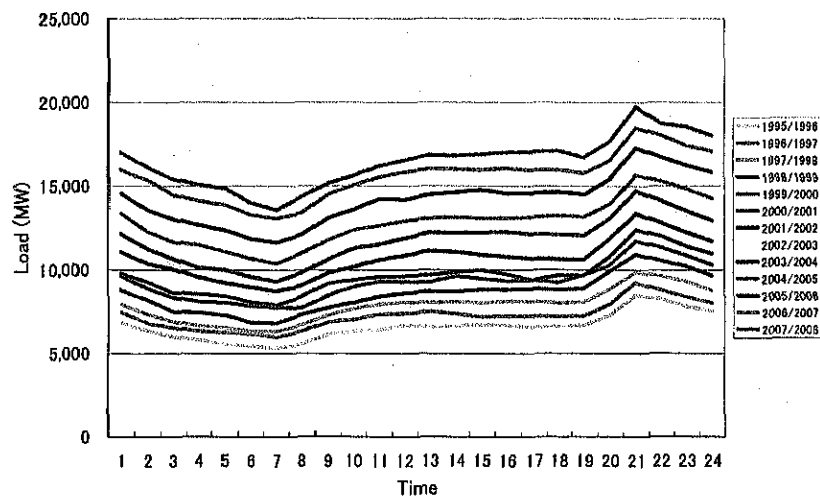
エジプト国の系統システムの最大電力需要は2008年6月30日に19,738MWを記録した。図2-1-2-3に1999/2000年度からの年最大電力を示すが、この間は右肩上がり成長してきており、年平均成長率は約6.7%に達している。



出展: EEHC Annual Report

図 2-1-2-3 最大電力の推移

図 2-1-2-4 に各年の最大電力を記録した日の日負荷曲線を示す。これによるとエジプト国においては最大電力は夜中の 21:00 頃に発生している。このことから最大電力はエアコンのみでなく、点灯需要や給湯需要が影響していることを暗示している。



出展: Data by EEHC

図 2-1-2-4 最大電力発生日の日負荷曲線

4) 発電設備量

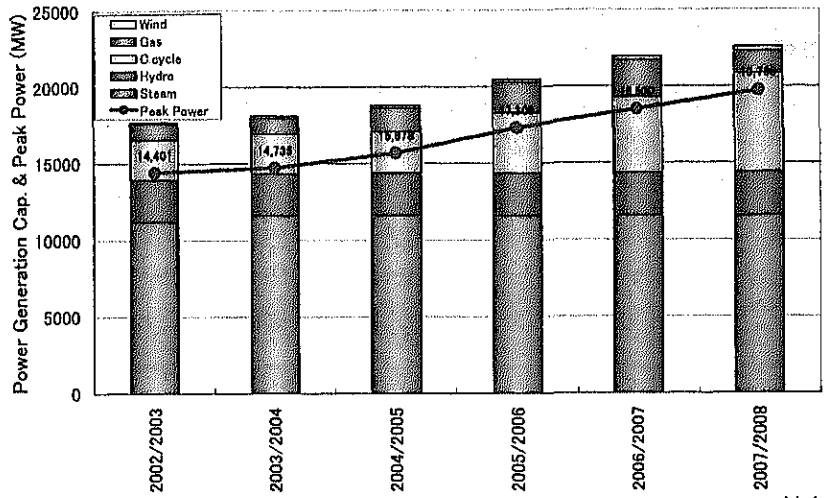
エジプト国の発電設備の特徴を次に挙げる。

- 全発電設備量：22,583MW
- 汽力発電所：19 発電所、合計設備量 9,598MW (占有率 42.5%)
- コンバインド・サイクル：10 発電所、合計設備量 6,449MW (占有率 28.6%)
- 水力：5 発電所、合計設備量 2,842MW (占有率 12.6%)
- 風力：1 発電所、合計設備量 305MW (占有率 1.4%)
- BOOT：3 発電所、合計設備量 2,047MW (占有率 9.1%)

特徴的なのは天然ガス、石油焚汽力が支配的なこと、石炭火力が全く無いことが注目される。

図 2-1-2-5 に発電種別の設備量の年次変化を示す。これより次のことが明らかである。

- 汽力の設備容量はこの数年ほぼ一定であるが、占有率は年々減少している。
- 一方、2005/2006 年度以降コンバインド・サイクルの開発は促進されており、それとともに占有率も増加している。
- ここ数年水力はほとんど開発されておらず、そのため比重も減り、嘗てのように、主力電源ではなくなっている。
- 風力が 2000 年頃から導入されている。



Unit: MW

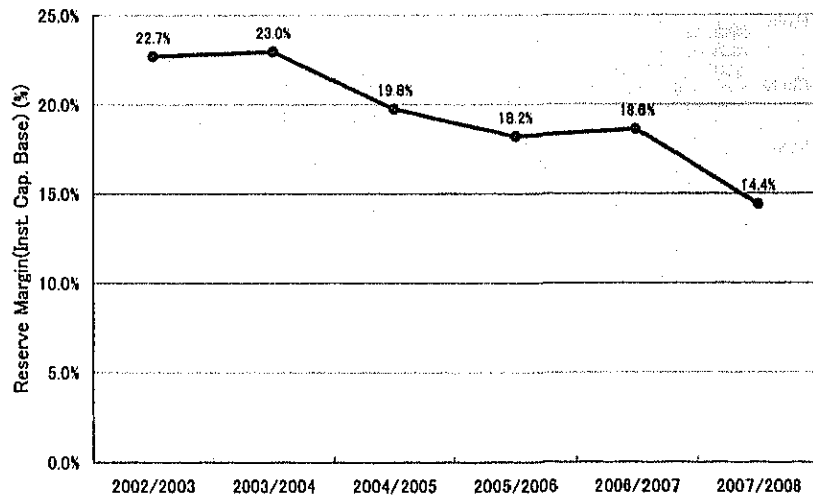
Type	2002/2003	2003/2004	2004/2005	2005/2006	2006/2007	2007/2008
Wind	63	140	140	183	225	305
Gas	1,055	1,019	1,537	1,966	2,416	1,416
C.cycle	2,605	2,605	2,699	3,949	4,949	6,449
Hydro	2,745	2,745	2,783	2,783	2,783	2,842
Steam	11,203	11,610	11,616	11,571	11,571	11,571
Total	17,671	18,119	18,775	20,452	21,944	22,583
Peak Power	14,401	14,735	15,678	17,300	18,500	19,738

出展: EEHC Annual Report

図 2-1-2-5 電源種別ごとの発電設備量

5) 設備率¹

図 2-1-2-6 にエジプト国の設備率の経年変化を示す。設備率は年々減少しており、2007/2008 年度にはついに 15%を割り込んだ。エジプト国では LOLE8 時間/年に相当する 18-20%を予備率の基準としていることから、現在需給バランスは非常に厳しい状況に陥っていると判断される。



出展: EEHC Annual Report

図 2-1-2-6 設備率

¹ 設備率: 設備率 = (総発電設備量 - 最大電力) / 最大電力 - 1

(2) 電力需要予測

表 2-1-2-1 に 2007/2008-2012/2013 年度間の電力消費量と最大電力の予測値を示す。エジプト国はその最大電力が 2012/2013 年度には 26,753MW まで成長するとしている。

表 2-1-2-1 向こう 5 年間の電力消費量と最大電力の予測値

Year	Peak Load (MW)	GR (%)	Energy Consumption (GWh)	GR (%)	Require Cap. Based on reserve margin rate18%
2007/2008	19,738.0	6.7	107,189.1	8.5	23,290.8
2008/2009	20,999.6	6.4	114,211.8	6.6	24,779.5
2009/2010	22,329.8	6.3	121,628.8	6.5	26,349.2
2010/2011	23,729.0	6.3	129,443.9	6.4	28,000.2
2011/2012	25,199.8	6.2	137,673.3	6.4	29,735.8
2012/2013	26,752.7	6.2	146,326.0	6.3	31,568.2

(3) 電源開発計画

EEHC はアニュアルレポートで、電力需要想定に基づき 2007/2008-2011/2012 年度間に 8,547MW の電源の追加開発の必要性を訴えており、そのうち 7,550MW をコンバインド・サイクルでまかなうことを目指している。

表 2-1-2-2 第 6 次 5 カ年計画における電源開発計画

FY	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12	Grand Total
Total annual added cap.	964	2,275	1,843	1,515	1,950	8,547

Sources: The 6th Five Year Plan

図 2-1-2-7 に電力需要予測と電源開発計画の需給バランス状況を示す。

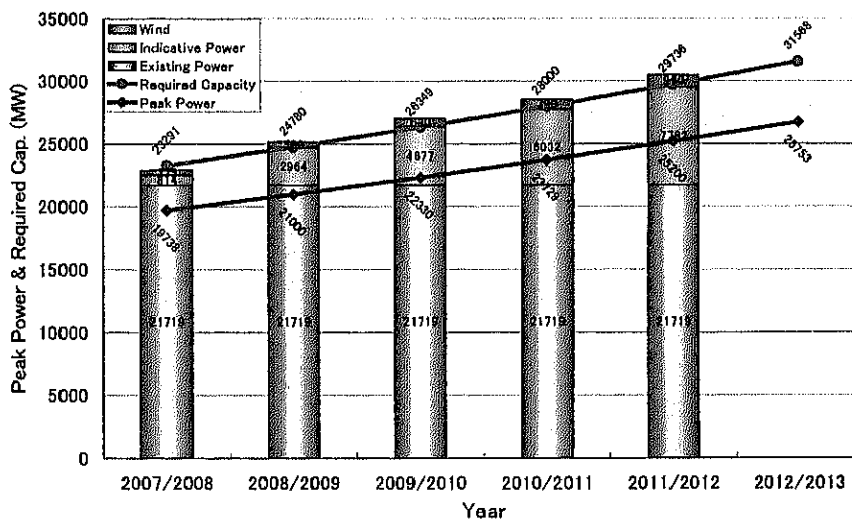


図 2-1-2-7 電力需給バランス

2.1.3 第6次5カ年計画

(1) 電力セクター目標

第6次5カ年計画における電力セクターの目標を次に示す。

- ✓ 合計設備量 8,547MW の電源を追加開発し、初年度において 964MW を開発する。
- ✓ 再生可能エネルギーの利用を促進する。エネルギーの多様化を進めるために追加電源開発の 12%は再生可能エネルギーによるものとする。また、環境に配慮し、徐々に熱供給も再生可能エネルギーに切り替える。
- ✓ 変電設備を合計容量で 16,950MVA 追加する。
- ✓ 送配電線を合計で 52,330km 延伸する。
- ✓ 1 国民あたりのエネルギー消費量を年率 7%増加させる。

(2) 開発計画

各分野の開発計画は次のとおりである。

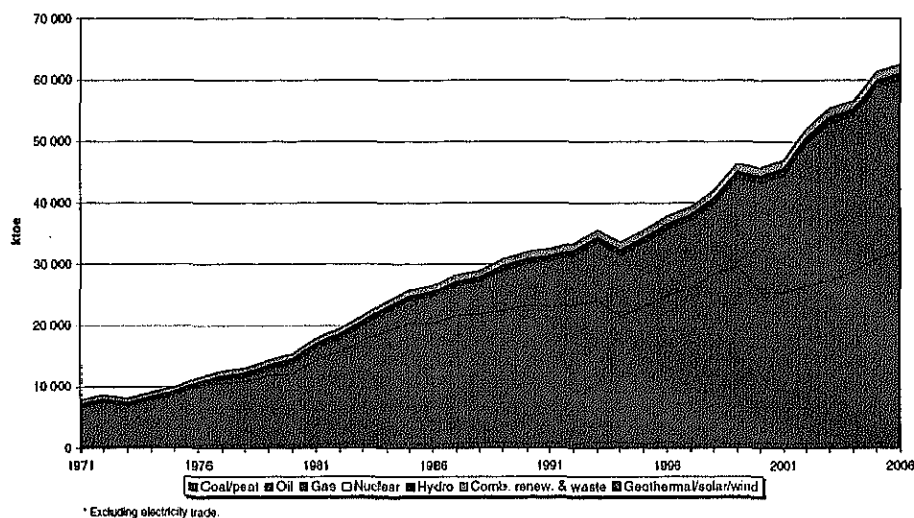
1) 発電部門

- 火力発電: 火力発電は 7,550MW 追加投入されることが期待されており、そのうち初年度に 750MW 開発される予定である。約 4,500MW はコンバインド・サイクルであり、残りは汽力発電によるものである。EHCC と EEPC が電源開発の責務を担っている。
- 風力発電: 5 年計画には、多くの再生可能エネルギーによる電源計画が織り込まれている。その内 765MW を風力発電で供給する計画である。これにより 5 年計画の完了時点で風力の設備量は 1,050MW に達する見込みである。
- 水力発電: 82MW の追加開発が期待されており、初年度の 2007/2008 年に 64MW を開発する予定である。
- 太陽熱発電: 5 年計画ではコリマット地域に 150MW の太陽熱発電を開発する予定である。

2.2 エジプト国におけるエネルギー効率化

2.2.1 1次エネルギー消費

図 2-2-1-1 にエネルギー供給量の年次変化を示す。これよりエネルギー供給量は年々増加傾向を示し、2006 年には 62,501ktoe (ton of oil equivalent)に達したことがわかる。特に天然ガスの供給量が 2000 年以降、劇的に増加している。



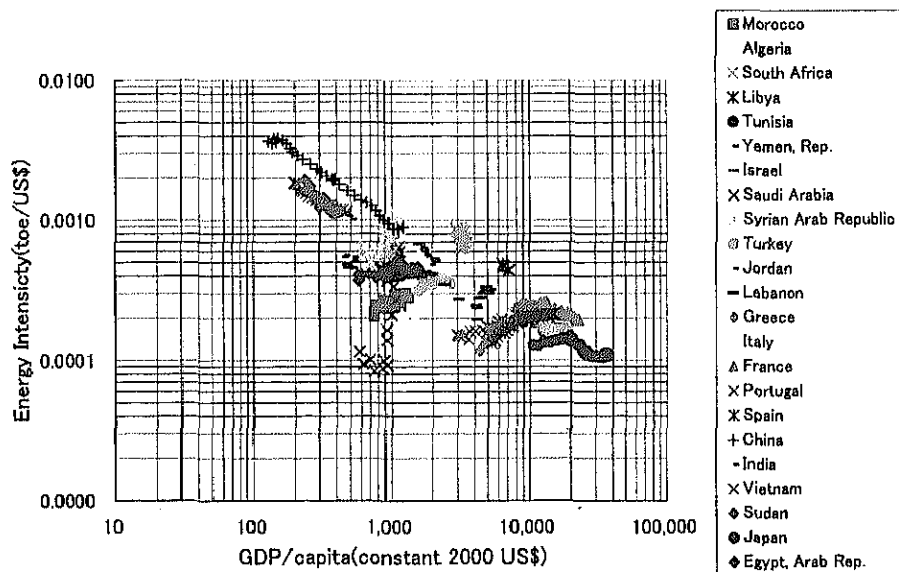
出展: IEA HP

図 2-2-1-1 エジプト国における一次エネルギー供給量

図 2-2-1-2 にエネルギー強度を示す。

一般的には、この図において右下に位置するほど経済が発展していることを示す。新興国は中央に位置する。

エジプトのエネルギー強度は 2003 年で約 4.6×10^{-4} toe/US\$ であり、日本の 1.1×10^{-4} toe/US\$ と比較すると 4 倍以上高い。このことから、エジプトは産業構造やエネルギー消費構造を変革することにより省エネルギー社会を構築することが期待される。



出展: World Development Indicators 2006 ; World Bank

図 2-2-1-2 GDP とエネルギー強度の関係

2.2.2 電力セクターにおけるエネルギー効率化に関する取り組み

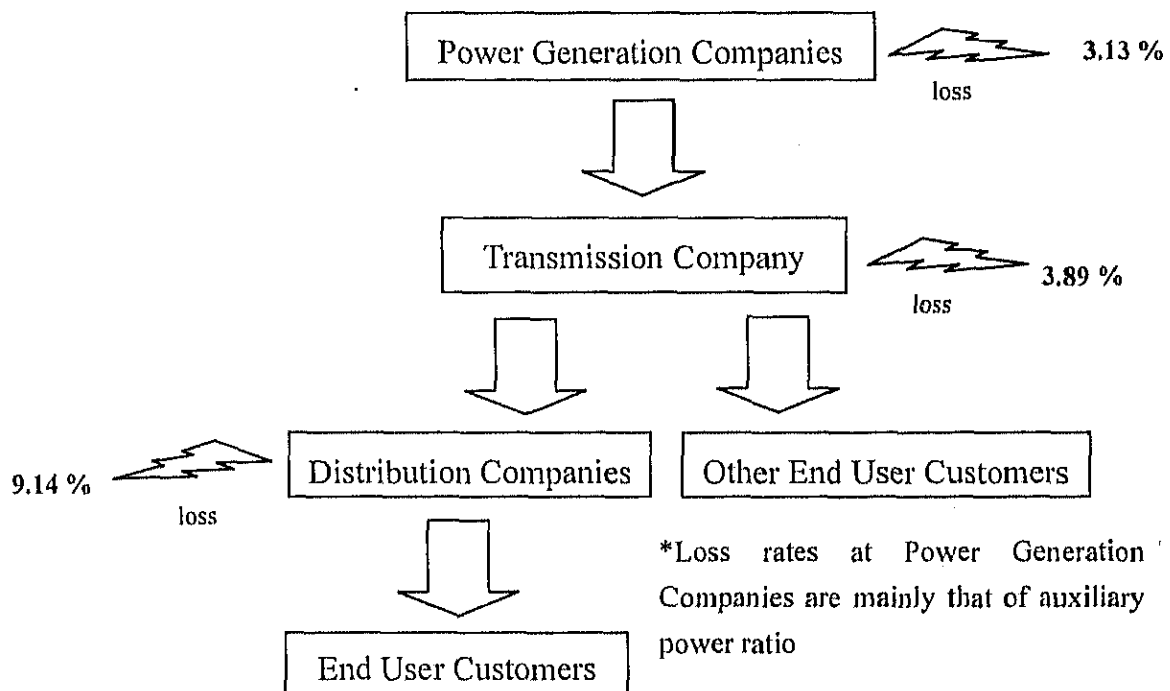
EEHC が実施しているエネルギー効率化方策は基本的にはエジプト政府が実施しているものと同じである。

EEHC が実施しているものは大きく三つの柱がある。第一は風力、水力、太陽エネルギーなどの再生可能エネルギー開発の促進であり、第二としてはコンバインド・サイクルを最大限導入して天然ガスを効率的に消費することであり、第三としては小型電球型蛍光灯タイプを家庭・オフィスに普及すると同時に街路灯の白熱灯を蛍光灯に交換することである。

小型電球型蛍光灯に関していえば、EEHC は購入価格の半額の補助金を出しており、このことが家庭や商業施設への普及の後押しをしている。結果として、約5百万個の小型電球型蛍光灯が普及している。また、街路灯への蛍光灯導入は6百万個が完了している。第7次5カ年計画へ向けた検討は緒に就いたばかりであり、今のところ決定したものは何もないが、EEHC 関係者によると現在の3本柱の活動が継続されると同時に、原子力の開発、エネルギー強度のベンチマーク作り、省エネビルディング開発の枠組み作り、街路灯へのLEDの導入等が盛り込まれることが予測される。

2.2.3 電力系統におけるロスについて

送電会社によると、2007/2008年度には、4,663GWhのエネルギーロスが観測されている(図2-2-3-1)。このロスは、配電会社から末端の消費者への供給で発生するロスの半分近くである。



出展：EEHC / 調査団作成

図 2-2-3-1 2007/2008年度 電力エネルギー・フロー

表 2-2-3-1 に電力系統における損失について示す。同表から送電損失は、配電損失よりも大きくないことがわかる。さらには、送電損失は、配電損失の半分程度であることがわかる。

表 2-2-3-1 電力系統における損失

Year	2003/2004	2004/2005	2005/2006	2006/2007	2007/2008
Generation loss %	3.63	3.64	3.43	3.25	3.13
Transmission loss %	3.78	3.72	3.73	3.71	3.89
Distribution Network Losses %	10.38	10.28	9.38	9.24	9.14

出展：EEHC / 調査団作成

2.3 エネルギー効率化に関する他ドナーの動向

現在、エジプトには、JICA の他、WB, AfDB, USAID, KfW, GTZ, UNDP, AFD, GEF などのドナーが現地オフィスを構えており、活動をおこなっている。調査団はこれらのドナーがエジプトの電力セクターにおいて、どのような省エネルギープロジェクトに取り組んでいるかを、机上調査並びにヒアリング調査により調査した。その結果を表 2-3-1 に示す。

表 2-3-1 ヒアリング調査結果

	World Bank	African Development Bank	KfW
対応者	Dr. Mohab Halloud	Dr.Khaled EL-ASKARI	Mr. Andreas Holtkotte, Ms. Sherine ElGhatit
進行中のエネルギー効率化プロジェクト	無し	<El Kureimat C Cycle Power Plant Project> 型式: コンバインドサイクル 設備容量: 3x250MW プロジェクトコスト: 340 million USD	<Rehabilitation of Thermal Power Plant> 特徴: 発電所の効率化のための改修事業に出資貸付
計画中プロジェクト	EEHC とエネルギー効率化プロジェクト発掘のための現況調査の実施について協議を行っている。NCDC と CFLB の普及に関するプロジェクトについて協議を実施。(しかし、回答は未だ得られず。)	無し	KfW 将来的には省エネ電灯や工業部門の省エネ化等 DSM 関係のプロジェクトに興味を示している。

	UNDP
対応者	Dr. Mohamed Bayoumi Dr. Ibrahim Yassin Mahmoud (EEIGGR Director)
進行中のエネルギー効率化プロジェクト	<p><Energy Efficiency Improvement & Greenhouse Gas Reduction (EEIGGR)></p> <p>EEIGGR の概要: EEIGGR は三つのコンポーネントから構成されている。コンポーネントそれぞれの目的は次のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Component 1 : 送電部門のロス低減、ピークシフト、UPS における負荷調整 ○ Component 2 : エネルギー効率化市場の支援 ○ Component 3 : コージェネレーション <p>【Component 1】(既に完了)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● コンポーネント1の活動は次のとおり。 ● 送電部門の送電ロスの低減 ● 発電ユニットの動的作動の優位付け ● ネットワーク分析と制御戦略 ● 料金を通じた負荷シフト ● プロジェクトコスト: 5.9MUSD(GEF:4.1MUSD, Egypt gov. : 1MUSD, UNDP : 0.8MUSD) <p>【Component 2】(現在承認作業段階)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● コンポーネント2の活動は次のとおり。 ● ESCO 事業による工業部門のエネルギー効率化の支援 ● エネルギー基準とラベリング ● ビル新築の際のエネルギーコードの設定 ● エネルギー効率センサー ● プロジェクトコスト : 0.8MUSD <p>【Component 3】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● コンポーネント3の活動は次のとおり。 ● コージェネレーションのための法的枠組み作り ● 農業廃棄物の有効利用
計画中プロジェクト	無し

表 2-3-2 机上調査結果

USAID	Aswan High Dam 発電所のリハビリ工事によるエネルギー効率化改修
GTZ	EEHC の火力発電所ボイラーの効率運転トレーニング
GEF (Global Environment Facility)	SPG (Small Grant Programme) を活用した効率化家電を普及するための NGO 支援

調査結果から他ドナーは JICA が着目しているような配電部門でのエネルギー効率化関連の事業は扱っていないと考えられる。

第3章 エジプト国電力セクターのエネルギー効率化の可能性と候補プロジェクト

3.1 エネルギー効率化の可能性

3.1.1 発電部門におけるエネルギー効率化の可能性

(1) 最適電源構成 (ベストミックス)

まず、燃料を最も効率的に使用できる電源構成の検討を行うこととする。ここではスクリーニングカーブを用いてその検討をしたい。

表 3-1-1-1 にスクリーニングカーブを用いて検討した結果得られた最適電源構成を示す。表 3-1-1-1 には現状と第6次5カ年計画終了時点の電源構成も併せて示した。これによると現状と5カ年計画終了時の両方で火力発電の構成比率は最適電源構成より大きく、その一方でコンバインド・サイクルの比率は小さい。一方で前述のようにエジプト政府とEEHCはコンバインド・サイクルの開発促進を宣言しており、その点からより一層のコンバインド・サイクルの開発が必要と考えられる。

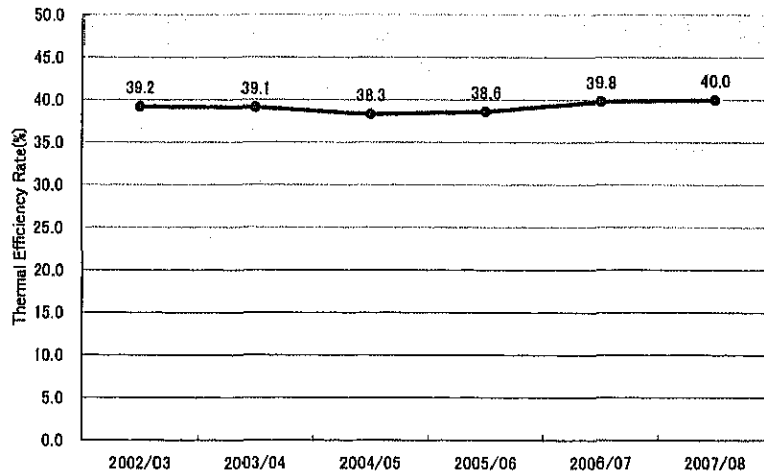
この検討から、コンバインド・サイクルの開発促進は省エネルギープロジェクトの一つの選択肢とすることができると考える。第6次5カ年計画では、依然多くの火力発電の開発が検討されていることから、純粋にエネルギー効率化の観点に立てば、これらの計画をコンバインド・サイクルに置き換えていくことが必要である。

表 3-1-1-1 最適電源構成 (ベストミックス)

Power plant type	Opt. Mix. Ratio	Existing Ratio	Plan in 2013
Peak power plant GT	5-10%	6%	5%
Middle power plant Conventional ST	15-25%	51%	50%
Base power plant Combined Cycle (or Hydro, Wind)	65-80%	43%	46%

(2) 火力発電効率

図 3-1-1-1 にエジプトの総合火力発電効率を示す。火力発電効率はほぼ一定であり、40%程度で推移している。他国との比較では、天然ガスの使用比率が多いことからエジプトの総合火力効率は悪い値ではない。

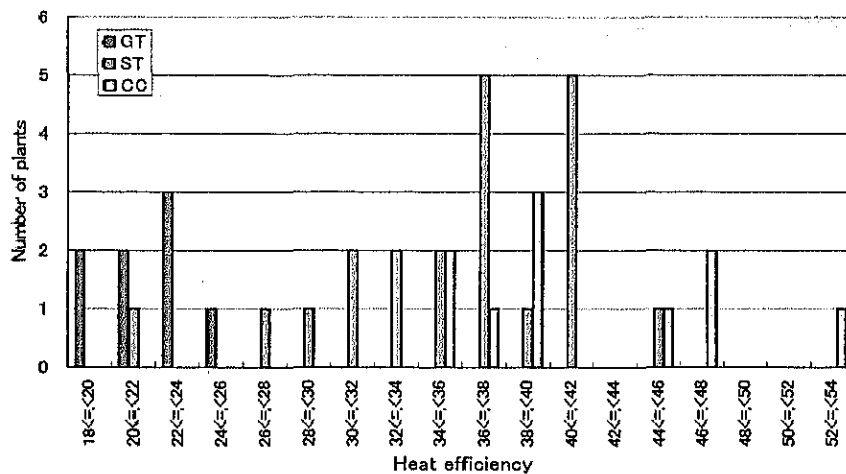


出展: EEHC Annual Report

図 3-1-1-1 総合火力発電効率(エジプト)

一方で、図 3-1-1-2 に個々の発電所の発電効率の分布図を示すが、これより次のことが明らかである。

- ✓ ガスタービンの効率は 18-26% の間に分布し 20% 以下の低いものが 2 発電所ある。
- ✓ 汽力発電所の効率は 20-46% の間に分布し 30% 以下の低いものが 3 発電所ある。
- ✓ コンバインド・サイクルの効率は 34-54% の間に分布し 36% 以下の低いものが 3 発電所ある。しかし、この内の 1 発電所は試験運転であるので、実質的に非効率な発電所は 2 発電所である。
- ✓ エジプトの総合火力発電効率は低くはないが、個々を見ると極端に低いものがある。従って、より詳細な技術調査をして、これらの発電所の改修・改良を進めていく必要がある。
- ✓ エジプトは一般的にコンバインド・サイクルより効率の低い汽力発電を多く導入してきた。その点から、今後は最適電源構成に近づけるべく、コンバインド・サイクルの導入を促進することが求められている。



出展: EEHC Annual Report

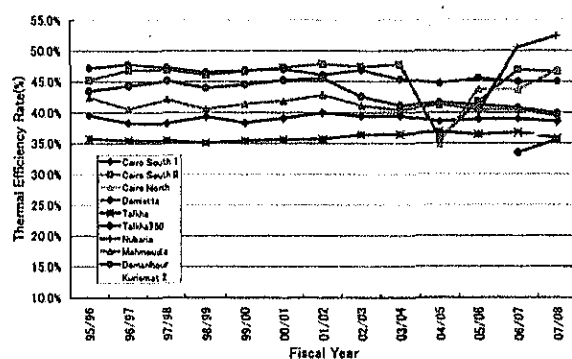
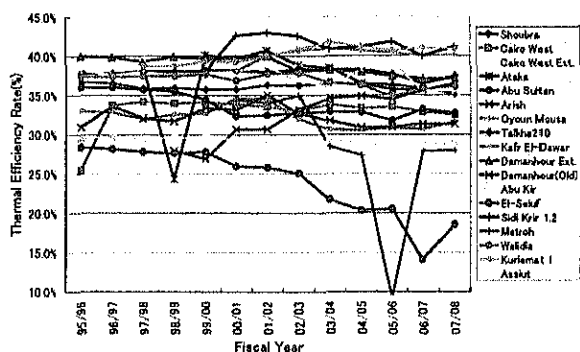
図 3-1-1-2 火力発電所の効率の分布図

図3-1-1-3ならびに図3-1-1-4に発電所ごとの発電効率の経年推移を分析したものを示す。この図から EL-Suez 発電所、Matroh 発電所、Damanhour 発電所の効率がこの5年間で低下していることが分かる。下の式で定義するように効率低下量を決めたとき、各発電所の効率悪化は表3-1-1-2の様にクラス分けができる。

$$\text{Decrement of efficiency} = \text{Highest record of thermal efficiency} - \text{Efficiency in 2007/08}$$

表に示した発電所はリプレースもしくは改修が必要と考えられる。特に Matroh 発電所は通常効率が下がれば稼働率を下げるにもかかわらず、50%以上の稼働率で運転している。つまり、燃料を無駄に垂れ流している状態といつてよい。

また、コンバインド・サイクルである Damahour、Demiette、Mahmoudia の発電所は発電効率は高いレベルにあるものの、2000年以降効率が下がっており、稼働率も高いことから、オーバーホール等を実施し、燃料消費抑制につなげたほうがよい。



出展: EEHC Annual Report

図 3-1-1-3, 汽力発電所の発電効率の推移

図 3-1-1-4 コンバインド・サイクルの発電効率の推移

表 3-1-1-2 発電低下量が多い発電所

Decrement of Effi.	Combined Cycle Plant	Conventional ST plant
2%=<	Demietta, Mahmoudia	Ataka, Abu Sultan, Kafr El-Dawar, Damanhour Ext, Damanhou(old), Abu Kir
5%=<	Damanhour	El-Saif, Matroh

(3) 発電部門におけるエネルギー効率化の可能性

以上の状況を考慮すると次のエネルギー効率化策が考えられる。

- ✓ ガスタービン、汽力、コンバインド・サイクルの非効率火力発電所の改修・改良
- ✓ 既設の汽力発電のガスタービン併設によるコンバインド発電化
- ✓ 計画中の汽力発電所における ACC 等のコンバインドサイクルへの切り替え(既設汽力火力の交換)

3.1.2 送電部門におけるエネルギー効率改善の可能性

(1) 送電系統の現況

基幹系統における電圧は、その最高を 500kV とし、200kV、140kV、また地方部において 66kV と設定されている。

基本的に、送電線は平行 2 回線で建設されている。

(2) 送電系統によるロス

電源は、比較的良好に各地域に分散配置されている。国北寄りに消費の中心となるカイロ、およびデルタの各地域がある。

一方、これら各地域へ電力供給を行っている配電会社も、その地域ごとに比較的良好な供給可能電力量を有している。

ただし、カイロは例外であり、カイロの配電会社の供給可能電力量は、他会社の 2 倍以上の容量となっている。

一般的には、その国における電力供給が均一な傾向がある場合、需要もそれに見合ったものとなっており、したがって、大容量の長距離送電は不要となる。

これは、「地産地消」方式と知られているものである。

ここでは、大消費地が、カイロ周辺および、その以北部であることは明らかであり、既設の 500kV の送電線により、この地域への低損失な電力供給が可能となっている。

エジプトにおける電力系統構成は、良好であるといえる。

(3) 変電分野の現況

配電用変電所では、標準的な変圧器 (66/11kV) の容量は 25MVA であり、4 バンク構成となっている。電圧と力率調整は、手動による調相コンデンサの入り切り、また必要に応じてタップ変換を行っている。

変電所における変圧器の主流は、半屋外式、または屋内式であり、さらに油入自冷式か油入風冷式がある。

特別に大容量の周辺設備はないため、所内率は比較的良好。

配電用変電所における確認事項は次のとおりである。

- ✓ 変圧器は、4 台程度を標準的に並列配置して運用しており、母線により適切に負荷切り替えが可能な構成となっていることは、損失削減の観点から望ましい。
- ✓ 変圧器の単器容量は大きすぎない、25MVA 程度を選定しており、二次側定格電流が適度に抑えられているため、変圧器の銅損、ケーブル損失等の削減の観点から好ましい。
- ✓ 変圧器は、タップ切替器を有している。また中圧側母線には、調相コンデンサが設置されている。変電所では常時電圧を監視して必要に応じて切替えて運用しているため、電力損失削減の観点からは望ましい運用をしている。

(4) 送電部門における省エネルギーの可能性

以下に、送電分野における省エネルギーの可能性について要約する。

- ✓ 送電線は現状では重潮流となっている箇所が比較的少なく、送電損失が極端に大きい箇所が少ない。
- ✓ 無効電力、電圧の制御が良好に行われており、これ以上の無効電力制御による損失低減の可能性は低い。
- ✓ 今後負荷の伸びにあわせて、とくに負荷の大きな Cairo、Canal 地区を中心に送電線の増設、増強が計画されており、当面は送電損失がさらに増加する可能性は低い。
- ✓ 将来的には電力過疎地の紅海沿岸などにおける大規模風力開発などにより、送電線に潮流ネック箇所が出てくることも考えられ、送電損失も考慮した最適な送変電設備の計画が必要である。

以下に、変電分野における省エネルギーの可能性について要約する。

- ✓ 変電所の所内率は低く、これ以上の低減は難しい。
- ✓ 電圧階級が 500kV、220kV、66kV を基本電圧として概ね集約されており、消費地近傍で 220kV から直接 66kV に降圧していることから、電圧変成ロス是比较的低い。
- ✓ 負荷の伸びにあわせて、消費地近傍の 220/66kV 変電所、また幹線の 500/220kV 変電所の増設が計画されており、当面は変圧器過負荷による損失が顕著に増加する可能性は低い。

3.1.3 配電分野におけるエネルギー効率改善の可能性

(1) 配電網と制御システムの現況

エジプトの配電設備は9社の配電会社によって運営されており、それぞれの配電会社は供給区域をもち、その供給区域に対する供給責任を有する。配電網への電力供給は送電会社により行なわれている。

配電用変電所の 11kV 母線には約 5 本の配電線が接続されており、またそれぞれの配電線は、需要地中心の供給点で更に分岐している。各配電装置（キオスク）には配電用変圧器 DT(11/0.4kV)が設置されており、400V で需要家に電力供給を行なっている。

都市においては、変圧器は中圧および低圧の開閉器とともに金属製の柵またはキオスクに収納されている。また、住居用建物の1階の1室、または工場の空きスペースに置かれている場合もある。地方および村落地域では、柱上変圧器または台上変圧器が一般的に使用されている。

配電会社は配電制御所(DDC)を持ち、制御所は全国および各地域の制御所の制御下にある。電流、電圧、有効・無効電力等の配電網の電力記録は DDC により監視されている。DCC は電力品質および信頼性を維持するため、配電網の効率運用と監視を行なっているが、通信網が全供給地域をカバーできていないため、遠方制御による操作可能な開閉器がある一方、配電会社の技術員による手動操作が必要な開閉器もある。

後述するモデル配電会社3社のDCCは設置後10年以上が経過しており、設備の老朽化による不具合が多数発生しているため、DCCの更新、およびそれによる遠方制御範囲を全供給地域に拡大する時期に到達していると考えられる。

(2) 配電部門におけるエネルギー効率の現状

需要増加に伴う配電網の急速な拡大の結果、配電ロスが増加した。配電会社による効率改善が実施されたことにより、最近の10年間において配電損失の低減が行われ、2007年時点で9.31%まで低下した。しかしながら、この値は他の発展途上国と比較して依然として高い値である。

表 3-1-3-1 配電会社の配電損失

配電会社	1	2	3	4	5	6	7	8	9
購入+発電電力量[GWh]	14,026	17,199	6,805	7,657	7,139	14,301	5,360	7,370	6,375
販売電力量[GWh]	12,195	14,928	6,073	7,190	6,724	13,427	4,976	6,800	5,890
配電損失 [%]	13.06	13.20	10.75	6.10	5.81	6.11	7.17	7.74	7.61
	1: North Cairo E-Disco. 2: South Cairo E-Disco. 3: Alexandria E-Disco. 4: North Delta E-Disco. 5: South Delta E-Disco.				6: Canal E-Disco. 7: El- Behera E-Disco. 8: Middle Egypt E-Disco. 9: Upper Egypt E-Disco.				

*Available Energy = buying Energy + Self Generated

(3) 配電部門におけるエネルギー効率の改善方法

9配電会社はEEHCの支援のもと、配電損失の低減に取り組んでいる。しかし公式報告書には具体的な計画や目標に関する記述はない。対策の大部分は配電網・設備を増強し、過負荷の解消と送電電力の力率改善を行なうものである。現状配電会社により実施されている対策について以下に記載する。

1) 配電線増設、変圧器取替

- 11kV配電線および低圧配電線の新設による過負荷解消
- 低損失型変圧器への取替

2) 力率改善

- 2010年までに最大負荷の20%の11kVキャパシタを導入
- 最終的には最大負荷の30%のキャパシタ導入を目標
- 工業部門需要家への新しい料金体系の導入

3) 接続の適正化

(4) 配電部門におけるエネルギー効率化の可能性と対策

配電網における配電損失の低減はその効果が大きいことから重要である。配電網における配電損失は、過負荷および負荷不平衡に起因する電流の増加に大きく影響されるためであり、加えて、負荷の低力率は電流の増加につながり、更に結果として配電損失の増加と電圧低下を生ずる。配電部門におけるエネルギー効率化の可能性は次のとおりである。

1) 配電線増強（電線およびケーブル）

電力潮流(電流)低減の基本的な対策であり、換言すれば、電線およびケーブルの過負荷状況の改善である。例えば、配電電圧の高圧化、電線ケーブルサイズの拡大、配電線新設、低圧配電線の短縮などである。

2) 配電用変圧器(DT)増強

配電網における電力損失は中圧/低圧用の変圧器の損失によるところが大きい。この損失は磁気回路のヒステリシス損、渦電流損ならびに銅損によるものである。加えて、配電用変圧器に接続される低圧配電線の延伸化も配電損失の増加の原因である。そのため、低損失形変圧器への交換や小容量変圧器による低圧配電線の短縮化などでロス低減可能である。

3) 低力率の改善

工場のモーター負荷および農業用ポンプ負荷による低力率は、配電網の電流増加の原因となる。低力率の需要家、負荷点にキャパシタを導入することにより力率を改善し、電流及び配電損失を低減することが可能である。

4) 三相配電線の負荷配分不平衡の改善

三相式配電線の負荷に不平衡を生じた場合、中性線に電流が流れて熱損失が発生し、全体の損失の増加につながる

この問題への対策として、負荷不平衡を監視し、接続変更することがあげられる。

3.1.4 負荷平準化の効果

(1) 負荷平準化の効果

電力事業を困難にする主要因として、電気の貯蔵ができない事が挙げられる。この性質故、最大需要に合わせて発電施設を建設する必要がある。しかし、需要曲線が平坦であれば、ピーク時にしか稼働しない低稼働率発電所の建設を抑制することができる。これが負荷平準化の主なメリットである。日本において、この負荷平準化には、電力を熱や位置エネルギーに変換することで蓄える、蓄熱 AC や揚水発電が効果を発揮している。これ以外の手法としては、NAS 電池による直接的電力貯蔵が行われている。

(2) 日本における負荷平準化成功例

1) 蓄熱エアコン

日本のピークにおいて AC の占める割合は高く、これに蓄熱を活用することで、ピ

ーク時の AC 負荷を 4 割程度まで減少することができる。蓄熱エアコンは、大規模需要家にしか適用ができないが、これまでに 1700MW 程度のピークシフトに貢献しており、これは発電所建設費用 10 億ドルの削減に相当する。

2) 負荷平準化のためのインセンティブ

上記のような便益実現のため、ピーク時に高く、オフピーク時に安い時間帯別料金 (TOU) を設定している。概算では、100kW 規模の事務所の AC に蓄熱を導入した場合、TOU によって 10-15 年で初期投資を回収できる。

(3) エジプトにおけるエネルギー効率

1) 需要の伸びと経済発展

エジプトは年 7% の GDP の伸びがあり、電力ピーク需要もほぼ同率で伸びている。

2) エジプトの電力需要

暑い国でありながら、エジプトの需要曲線は気温と連動して居らず、夜間にピークがあって比較的平坦である。

(4) アレキサンドリアの電力需要

約 7 割が低圧需要家であるアレキサンドリアのピークも夜間に見られる。これは、業務時間が 8 時から 15 時で、その後に昼食、さらに遅い時間に夕食をとる生活習慣が反映されたものと思われる。また、AC 需要は、夏期ピークとその他期の差であると仮定すると全負荷の 30% 相当であった。なお、アレキサンドリア配電会社の取り組みのなかに自動検針があり、これは誤検針や盗電防止の目的だが、需要の詳細な把握が可能となり、負荷平準化に役立つ可能性がある。

(5) 北デルタの電力需要

ノースデルタでも夜間にピークが見られ、気温の変動と需要が連動せず、さらにピークとオフピークの需要にほとんど差がない。この傾向から AC の普及が不十分であることが考えられる。需要家構成は、低圧・住宅需要がほとんどであり、この地域が工業地域化する傾向は見えない。また、アレキサンドリア同様、自動検針への取り組みが見られ、GPRS 通信による試験的な自動検針が導入されている。

(6) カイロ北の電力需要

ピークはやはり夜間に見られ、夏期とその他期の需要差から、30% 程度が AC 負荷と思われる。この地域も低圧需要が多いが、他と違って工業地域化の傾向が見られる。また、現地電力会社の取り組みとして、ここでも自動検針がある。目的はやはり誤検針・盗電防止による送電ロス低減にあるとのこと。

3.2 エネルギー効率改善プロジェクト

3.2.1 発電部門の候補事業

表 3-2-1-1 プロジェクト概要

プロジェクト	コンバインドサイクル (ACC)の導入	低効率火力の改修・改良	GT 併設複合化
技術的特長	燃焼温度 1,300℃に耐えられる GT とこれまでより高温での運転が可能となった ST の組み合わせにより低位効率で 55%(高位 50%)を達成した ACC の導入。	既設火力を日本の発電会社の O&M ノウハウで改修・改良するプロジェクト。効率改善は既存設備の状態による。	既設汽力発電所に新 GT を建設し GT の排ガスを ST で利用することにより複合化するプロジェクト。
メリット	高効率化により消費燃料が削減されるとともに CO ₂ と NO _x の排出量が抑制できる。	新設・交換と比較し建設費が安い。	
デメリット	建設費が高い。	プロジェクト実施機関は既設火力を停止する必要がある。停止期間はプロジェクト内容による。	
技術導入上の課題	コンバインド・サイクルは吸気の温度により効率が大きく変化する。天然ガスの供給・備蓄設備を検討する必要がある。	場合によっては補助機器の点検・改修検討に多くの時間が必要である。これらの点検は本プロジェクトに不可欠である。	本プロジェクトでは詳細検討により GT 増設に適切なボイラー容量であるかの調査が必要である。天然ガスの供給・備蓄設備を検討する必要がある。
効果	大きい	中程度	中程度
費用	高い	低い	中程度

3.2.2 送電案件候補リスト

送電と変電の分野において、ロス低減への対策としては、表 3-2-2-1 に示すような手法が考えられる。

表 3-2-2-1 送電におけるエネルギー効率化に関するロス低減への対策

考えられる手法	導入により予想される効果	効果における留意事項
送電線分野		
重負荷送電線の増回線	潮流の軽減による送電損失の低減	現状では、送電容量の80%を超過する重潮流送電線はほとんどなく、多額のコストを掛けてロス削減する価値が低い。しかし今後の負荷の増加に対応して損失の増加が考えられるため、適切に送電線の増強を検討する必要がある。
送電線潮流の力率改善	電圧の維持および無効電力潮流の低減改善	現状、多くの送電線の力率はほぼ1に近いが、一部の送電線ではまだ改善の余地がある。しかしこれによる損失低減の効果は少ない。
長距離送電線の昇圧	送電損失削減	一部長距離送電線で損失が大きいものがあり、昇圧による損失削減の可能性はある。
変電分野		
所内率の削減	所内負荷の削減	変圧器の大半は自冷式を採用しており削減余地が少ない。
使用電圧階級の簡素化	電圧変成の簡素化による変圧器損失の低減	主たる電源および負荷を有する Cairo、Canal 地区ではすでに 500、220、66kV に集約されている。
自動電圧調整器の導入	電圧コントロールにより電流低減しロスを低減	電圧調整の省力化と、急激な変化に対する対応の迅速化

もともと発電設備と需要の地域的なバランスが比較的良好であること、負荷の増加に対応して、送変電設備の中期的な計画を適切に立てていることから、特別高圧の送変電設備には極端なロスの発生している箇所は比較的少ない。

しかし将来的には、紅海沿岸地域などの電力過疎地における風力開発などにより、潮流ネックが発生する可能性もあり、長期的に適切な送変電設備計画を立てることが必要であると考えられる。

また、特別高圧送変電設備の無効電力による電圧調整は現状でも適切になされているが、手動で電圧制御を行っている変電設備が見受けられる。このような設備では、今後、自動電圧制御の導入による省力化の可能性はある。

3.2.3 配電部門の候補策

配電部門のエネルギー効率化については8つの可能性のある方法があげられる。現地調査実施後、調査チームはこの8つの方法を評価し、このうち2つの方法はコスト面から実施可能性がないことを確認した。

表 3-2-3-1 エネルギー効率化に関する方法の評価

	方法	評価
1	配電電圧昇圧	× 配電損失低減効果は高いが、多くの設備で電圧変更に対応するため多額の投資が必要となる
2	11kV 配電線新設	○ 配電容量の増加及び配電線間の負荷配分の改善による配電損失効果が高い。一方、配電線新設のためのスペースが必要
3	電線・ケーブルの太線化	× 既設電線・ケーブルサイズは現在の負荷に対して十分な太さである
4	小容量 DT 設置による 低圧配電線の短縮	○ 架空配電線に対する配電損失低減効果が高い △ 地中配電用低圧線の場合、大部分は短く、配電損失も大きくない
5	低損失 DT への取替	○ 鉄損および銅損の低減効果が大きい、また既設 DT の大部分は旧式であり、大きな効果が見込まれる。
6	キャパシタ設置による 力率改善	○ 電流および配電損失の低減効果および可能性が大きい。キャパシタを適正に制御する必要がある
7	低圧側負荷平衡化	○ 配電損失低減効果が見込めるが、過負荷および負荷不平衡の配電線に効果が限られる
8	電圧調整器設置による 電圧改善	○ 改善効果は架空の長距離配電線など電圧降下が大きい個所に限られる

(1) 配電電圧の昇圧

現状の電圧は適正なレベルであり、電圧昇圧は費用を要するだけでなく、配電会社の設備および運用保守体制に大きな変更を要するため得策でない。

(2) 11kV 配電線の 신설

11kV 配電線の 신설は電力潮流、電流の低減に有効である。配電会社は配電線増強の計画を有しており、これにもとづき 11kV 配電線 신설を適切に実施することが可能である。

(3) 電線・ケーブルの太線化

現状において、電線およびケーブルを太線化することによる、配電損失低減の効果は見込めない。

(4) 小容量 DT 設置による低圧配電線の短縮

小容量 DT 設置による低圧配電線の短縮による配電ロス低減の効果はある程度見込むことができるが、地中配電線網に対しては適用可能な個所が多くないため、全体の効果としては大きくない。

(5) 旧式 DT の低損失型 DT への取替

配電会社からの聞き取り調査結果では、DT 全体の約 75%が旧式であり、約 80%がピーク時に過負荷となっている。したがって DT 取替による配電損失低減の可能性は大きい。

(6) キャパシタの設置およびその制御による力率改善

配電会社は配電システムの力率制御の目標値を0.95としているが、実際の力率は0.85である。設置するキャパシタ容量は系統容量の30%程度が望ましいとしており、これについて日本側専門家のサポートを期待している。キャパシタを入切制御して容量を制御し、力率を目標値に維持する。

(7) 配電線における負荷平衡

配電制御所より配電線負荷の平衡を監視し、開閉器の遠方制御により平衡を保つことにより、配電線電流を低減させ、加えて信頼性を向上させることが可能である。

(8) 電圧調整装置の設置による電圧降下の改善

多くの地点で制限値を越える電圧降下が発生しており、特に配電線亘長の長い地方で顕著である。電圧調整装置を設置することにより電圧改善が可能であり、これにより配電線電流を低減させ、電流値の2乗に比例して配電線損失を低減させることが可能である。

3.2.4 需要サイド効率化案

(1) 自動検針による負荷平準化

エジプト各地の電力会社で検針自動化が進められているが、これは誤検針・盗電防止だけでなく、需要状況の詳細な把握に役立ち、今後の時間帯別電力料金制度設計に貢献することが期待され、今後のさらなる取り組みを推奨。

3.3 日本の円借款対象プロジェクトの候補案件

3.3.1 候補プロジェクトの評価

各候補プロジェクトの優先付けをするために、投資効果、実現性、即効性、緊急性などを考慮して評価基準を次のように設定した。

- ✓ Total costs (A : Small, B : Medium, C : Large)
- ✓ Costs & Effectiveness (A : Very Good, B : Good, C : Medium)
- ✓ Implementation period (A : Short, B : Medium, C : Long)
- ✓ Impact to reliability of power system during implementation period (A : Non, B: Minor Little, C : Significant)
- ✓ Necessity of additional technical study (A : a little, B : Some, C : Much)
- ✓ Urgency (A: Urgent, B: Medium, C: Moderate)

下表に上記の基準に基づいて優先度を評価した結果を示す。その結果、配電部門の案件が上位に評価された。

Project		Total costs	E/C	Imp. period	Impact to Sys. Reliability	Necessity of tech study	Urgency	Overall
Power Generation								
1	Introduction of C Cycle	C	A	B	A	B	B	B
2	Retrofitting & rehabilitation for inefficient power plants	A	A	A	C	C	B	B
3	Combining existing plant with new GT	B	A	C	C	C	B	C
Transmission								
4	Newly-built high voltage transmission line	C	C	B	A	B	C	C
5	Reduction of load factor by increasing the number of paralleled transmission line	C	C	B	A	B	C	C
6	Augmentation of transmission line (heavy lining, usage of multiple conductor)	C	C	B	A	B	C	C
7	Reduction of in-house power of substation	B	C	A	B	B	C	C
8	Reduction of load factor by expansion of transformers	B	C	A	B	B	C	C
9	Installation of automatic power factor adjusting device	B	C	A	B	B	C	C
10	Installation of automatic voltage regulator	B	B	A	B	B	C	B

11	Utilization of transformer waste heat	B	C	B	A	C	C	C
Distribution								
12	Higher voltage of distribution feeder	B	C	A	A	B	C	B
13	New construction of 11kV feeders	A	A	A	A	B	A	A
14	Large size of cable and line conductor	B	C	A	A	B	C	B
15	Shortening LV line by installing small size DT	A	A	A	A	B	A	A
16	Replace old DT to new low loss DT	A	A	A	A	B	A	A
17	Improvement of power factor by installing capacitor	A	A	A	A	B	A	A
18	Balancing distribution feeder load	A	B	A	A	B	A	A
19	Install Step Voltage Regulators (SVR) to improve its voltage drop	A	B	A	A	B	A	A
DSM								
20	Efficiency Improvement by DSM targeting on AC	A	B	A	A	C	C	B
21	DSM by AMR	A	A	A	A	B	B	A

第4章 配電モデル事業

4.1 エネルギー効率向上モデル事業の概要

4.1.1 モデル配電会社とモデルエリアの概要

(1) モデル配電会社

EEHC 傘下には 9 つの配電会社が存在する。9 つの配電会社のうち次に示す 3 社が本調査のモデル配電会社として選定された。3 社とはカイロ北配電会社 (NCEDC)、アレキサンドリア配電会社 (AEDC)、北デルタ配電会社 (NDED) である。

表 4-1-1-1 配電会社の概要

配電会社	資本金 (Million EGP)	中電圧配給業者の数	顧客数
カイロ北*	52.922	327	3,240,201
カイロ南	59.678	295	4,066,723
アレキサンドリア*	195.443	177	1,952,913
キャナル	152.87	1007	2,719,509
北デルタ*	213.597	138	2,669,062
南デルタ	222.746	102	3,016,718
エルベヘラ	97.75	225	1,499,097
中部エジプト	176.887	103	2,636,356
アッパーエジプト	101.539	93	1,981,632

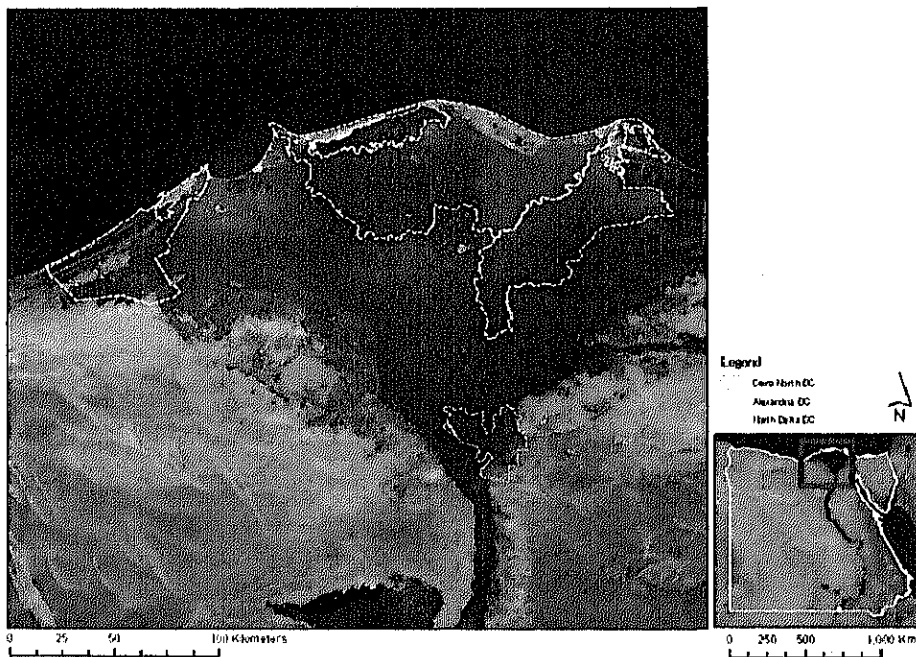


図 4-1-1-1 モデル配電会社の供給エリア

(2) モデルエリア

3つの配電会社から3つのモデルエリアが選定された。選定されたモデルエリアは、西アレックス（アレキサンドリア）、北ダカリア（北デルタ）、ヘルメイヤ（カイロ北）である。選定した主な理由はテクニカルロスである。選定されたモデルエリアのテクニカルロスは、他のエリアよりも高い。テクニカルロスは西アレックスで8.38%、北ダカリアで6.70%、ヘルメイヤで12.20%である（表4-1-1-2参照）。

表 4-1-1-2 各エリアの配電ロス

配電会社	エリア	テクニカルロス	ノンテクニカルロス	合計	モデルエリア選定理由
アレキサンドリア	中部アレックス	8.05	5.49	13.54	<ul style="list-style-type: none"> - 西アレックスのテクニカルロスは5つのエリアの中で最も高い。 - 西アレックスエリアには奥の重要な工場がある。 - 西アレックスは新興都市であり、新規もしくは計画中の住宅、商業ビルがある。そのため多くの人がアレキサンドリア旧市街から移り住んでいる。
	東アレックス	7.97	5.32	13.29	
	エルサヘル	7.97	5.23	13.20	
	モンタザ	8.14	5.27	13.41	
	西アレックス*	8.38	5.38	13.76	
	計	8.15	5.39	13.54	
北デルタ	ダミエッタ	4.10	1.90	6.00	<ul style="list-style-type: none"> - 北ダカリアのテクニカルロスは4つのエリアの中で最も高い。 - 北ダカリアは高架フィーダーの割合が高く、配電線が長く、需要が伸びているため、テクニカルロスの低減ポテンシャルが高い。 - 北ダカリアは工場、商業地区が集中し、新規居住者が増えているため、重要なエリアである。
	カフルエルシカ	4.90	3.10	8.00	
	北ダカリア*	6.70	5.30	12.00	
	南ダカリア	3.50	2.70	6.20	
	計	4.80	3.25	8.05	
カイロ北	東	5.61	2.58	8.19	<ul style="list-style-type: none"> - ヘルメイヤのテクニカルロスは4つのエリアの中で最も高い。 - ヘルメイヤは政府系ビル、病院があり、工場、商業地区、住居が集中している。 - ヘルメイヤの供給停止は、比較的長い。
	ヘルメイヤ*	12.20	5.60	17.80	
	ヘリオプレス	9.37	4.31	13.70	
	北	7.09	3.26	10.40	
	計	6.08	5.57	11.65	

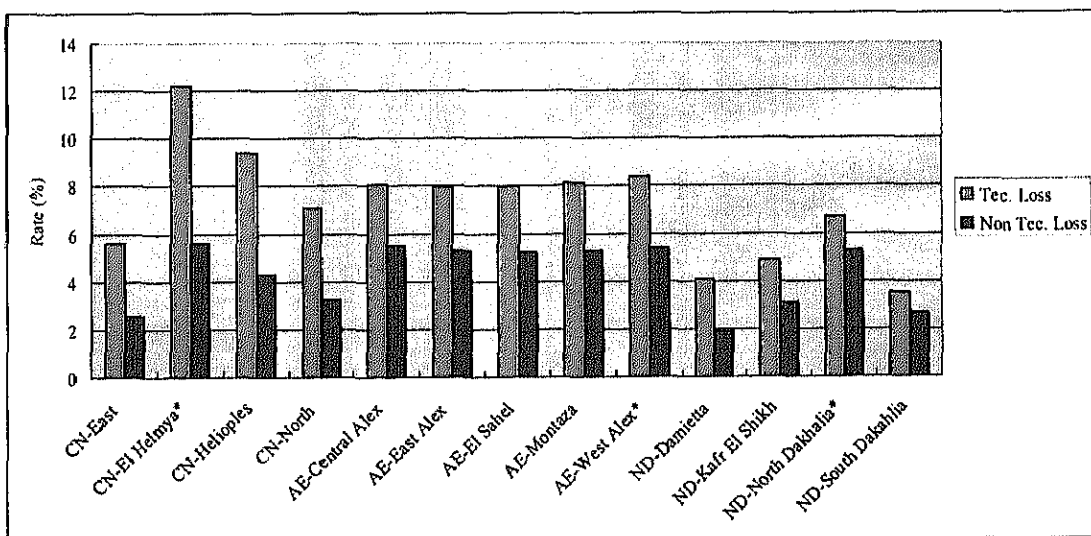


図 4-1-1-2 エリア別の配電ロス

4.1.2 各モデル配電会社およびプロジェクト地域における既設配電設備

(1) モデル配電会社の概要

JICA 調査団は、EEHC の了解のもと、エジプト国内の 9 社の配電会社のうち 3 社を候補として選定した。これら 3 社は Alexandria Distribution Power Co.、Cairo North Distribution Power Co.、Delta North Distribution Power Co の 3 社であり、これらの配電会社はエジプト国内で最も大きな供給区域を有し、エネルギー効率化に関する可能性が大きいと考えられる。

(2) 配電設備の特徴

エジプトには 2 つの環境タイプがあり、一つは人口の集中した都市部と、もう一方は都市部周辺地域である。

都市部の配電設備については、地中ケーブルにより電力供給がなされていることが特徴である。この 11kV ケーブルは比較的大きな容量となっており、また変圧器も高い負荷密度のため相互に近接して設置されている。400V の低圧ケーブルは地中に敷設されているか、もしくは建物の壁に沿って敷設されている。

一方、都市部周辺では、架空配電線により電力供給がなされている。配電設備は容量不足気味であり、都市部設備と比較して設備改良・更新の優先度は高くない。また、これら設備の増強は国際的な建設費用の高騰により、計画に対して遅れ気味である。

都市部では、配電設備は過負荷防止と電力品質維持のため、適切な増強が実施されており、大部分の配電線の平均損失率は約 8%から 14%程度である（この内の半分程度は電力設備に起因しない損失である）総じて配電損失比率はこの 10 年間で低下してきているが、国際的な基準からみて依然高い状態にある。それゆえ配電損失低減の可能性は高いと考えられる。

表 4-1-2-3 候補配電会社 3 社の比較

配電会社名	配電損失	力率
アレキサンドリア	8.15%(Tech) 5.39%(Non-Tech)	0.85 (平均)
北デルタ	4.8%(Tech) 3.3%(Non-Tech)	0.86 ~ 0.95
カイロ北	6.08%(Tech) 5.57%(Non-Tech)	0.84 ~ 0.89

4.1.3 現状の配電損失

エジプト側カウンターパートと JICA 調査団は配電会社 3 社に対してそれぞれ 1 ヶ所のプロジェクト地区を決定した。これら地域の配電損失は 12%から 18%と、他の地域と比較して高いが、これは高い需要増加率に起因するものである。

配電損失は電力設備に起因する損失と起因しない損失に分けられ、電力設備に起因しない損失は人的原因により生じるものであるが、これは本来、理想的にはゼロとなるべきものである。電力設備に起因する損失は現状 6%から 12%であり、改善の可能性はある。

(1) プロジェクト地区における配電損失と需要増加率

- 1) アレキサンドリア配電会社のプロジェクト地域は”北”地区である。本地区は最も配電損失が大きい地区の1つであり、新規工業団地を有しており、都市部からの富裕層の住民の移住が進んでいる地区でもある。DT 損失が配電損失の要因となっており、損失低減の余地が大きい。
- 2) 北デルタ配電会社のプロジェクト地区は”北ダカリア”地区である。本地区は配電損失および需要増加率が他地区と比較して大きく、また数個所の開発地区を含む広いエリアを有している。したがって、特に 11kV 配電線における配電損失低減に大きな可能性があると考えられる。
- 3) カイロ北配電会社のプロジェクト地区は”ヘルメイヤ”地区である。本地区は他地区と比較して配電損失が大きい地区の1つであり、高い需要密度を持ち、過負荷と負荷不平衡が想定される。したがって、特に DT および低圧配電線における配電損失低減に大きな可能性があると考えられる。

表 4-1-3-1 配電損失内訳と需要増加率の比較

配電会社名		アレキサンドリア	北デルタ	カイロ北
対象地区名		西	北ダカリア	ヘルメイヤ
電力設備に起因する損失	11kV 架空配電線	0.32	4.0	1.80
	11kV 変圧器	5.36	1.2	7.20
	低圧配電線	2.19	1.1	2.30
	接続部/計器	0.51	0.4	0.90
	合計	8.38	6.7	12.20
電力設備に起因しない損失		5.38	5.3	5.60
全損失		13.76	12.0	17.80
需要増加率	2009	5.6	8.6 (11.4)*	
	2010	8.1	5.0 (11.4)*	2.5
	2011	8.0	5.0 (11.3)*	3.0
	2012	8.0	4.5 (11.2)*	3.5
	2013		4.5 (10.9)*	4.0
	平均	7.4	5.7 (11.2)*	3.25

*(): percentage data is only for industrial area

(2) 配電損失低減方策

1) 低圧配電線

地中敷設の低圧ケーブルは負荷電流に対して十分な容量を有している。一方、断面積が小さく、長距離の架空配電線ケーブルについては、改善検討の余地がある。

2) 11kV 配電線

北デルタおよびカイロ北では、11kV 配電線の約 40%が定格の 80%以上の負荷となっている。したがって、需要増加率の高い地域においては、11kV 配電線の改良または新設が必要である。

3) 配電用変圧器

大きな鉄損および銅損の旧式の DT が多く残っており、故障時に新型の DT に取替を行なっている。しかしながら、取替計画の進捗は遅く、長い年月がかかっている。アレキサンドリアとカイロ北においては取替計画を促進することにより配電損失低減の余地がある。

4) キャパシタの設置

3 配電会社の力率は約 0.85 である。この力率を 0.95 に改善するためには、11kV 配電線または低圧配電線にキャパシタを設置することが最も効果的な方法である。既存のキャパシタは容量調整などの制御はできないが、負荷状況に応じて遠方制御可能とすれば、効率的に力率改善が可能である。

4.1.4 配電損失の低減方法

(1) 電力設備に起因する配電損失（テクニカルロス）の低減

配電網の損失の第一の要因は 11kV 配電線の損失と低圧(400V)配電線の損失である。

この配電線損失は以下の方法により低減可能である

- ✓ 配電線新設
- ✓ 電圧調整装置による電圧降下の改善
- ✓ 配電線恒長の短縮化
- ✓ 低損失型変圧器への更新
- ✓ DAS による負荷不平衡の改善
- ✓ DAS による力率改善

配電ロス低減に関する推奨方法を表 4-1-4-1 に示す。

表 4-1-4-1 配電損失（テクニカルロス）低減に関する推奨方法

対策	現状計画	損失低減効果	投資額	推奨	評価
配電線新設	計画中	○	△	適用	損失低減効果高く、 需要増、損失低減効果に対する投資効果有
電圧降下低減	無	○	○	架空配電線に適用	架空配電線に電圧調整装置を設置することで効果有
配電線恒長の短縮	無	○	○	架空低圧配電線に適用	小容量DT設置により低圧配電線恒長を短縮できれば効果有
低損失型DTへの更新	実施中	○	○	適用	変圧器自体の損失低減および過負荷解消による線路損失低減効果有
DASによる負荷不平衡および相不平衡の改善	計画中	○	○	適用	DASによる損失低減効果大また、AMR, DSM 等との組合せにより総合的な効果が見込める
DASによる力率改善	計画中	○	○	適用	損失低減効果有であり投資額も中程度である

(2) 電力設備に起因しない配電ロス（ノンテクニカルロス）の低減

ノンテクニカルロスの主要因は、既設電力量計の性能低下などによる電力量計自身の問題と盗電である。ノンテクニカルロス低減に向けた推奨方法を表 4-1-4-2 に示す。

表 4-1-4-2 配電損失（ノンテクニカルロス）低減に関する推奨方法

対策	現状計画	損失低減効果	投資額	推奨	評価
自動検針	計画中 (試験中)	◎	○	適用	盗電および電力量計の性能向上に大きな効果
プリペイドメータ	計画中	◎	△	不適用	自動検針より低減効果は少ない。通信インフラがない地域で有効。
DTの2次側計測	未計画	○	△	適用	配電自動化が適用される地域で有効
屋外電力量計	未計画	△	△	不適用	盗電対策として有効も数量が多いと大幅なコストアップ。

4.1.5 モデル配電会社における供給信頼性

(1) 配電システムの信頼性

3 配電会社の配電システムの信頼性は、DCC 導入後、過去 10 年間で改善されてきている。信頼性に関する指標は次のとおりである。

本表に示すとおり、エジプトにおける配電供給の信頼性は国際的なレベルから見て劣っており、配電設備およびその運用方法の改善により向上させることが可能であると考えられる。

表 4-1-5-1 各配電会社の SAIFI および SAIDI

配電会社名		SAIFI[times]	SAIDI[minutes]
アレキサンドリア 配電会社	合計	2.85	120.00
	西	3.62	146.21
北デルタ配電会社	合計	2.93	344.30
	北ダカリア	3.90	428.50
カイロ北配電会社	合計	1.56	110.19
	ヘルメイヤ	1.20	462.00

System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) 1 需要家あたりの平均停電回数
SAIFI [times] = 全停電回数 / 総需要家数

System Average Interruption Duration Index (SAIDI) 1 需要家あたりの平均停電時間
SAIDI [minutes] = 全需要家の停電時間合計 / 総需要家数

(2) 停電に関する分析

アレキサンドリアおよびカイロ北配電会社の配電設備の大部分は地中敷設のケーブルである。この 2 社の配電システムの信頼性が比較的高いのはこのためであり、1 需要家あたりの 1 年間の平均停電時間は約 100 分である。この 2 社と比較して、北デルタ配電会社は架空配電線が主となっており、1 年間の 1 需要家あたりの平均停電時間は 300 分以上であり、他の 2 社の約 3 倍となっている。

(3) 電力品質改善のための対策

次の方法は供給信頼度の改善に効果的である。

- ✓ 計画外停電の原因について分析を行い、その結果を配電網の修繕や改修に適用する。
- ✓ DAS により電力品質の監視を行い、停電発生時は担当個所に連絡を行なう。
- ✓ 現地検査の実施および停電に関する記録を収集し、これらの記録を以前の記録と比較する。
- ✓ 架空配電線に対して自動復旧装置を適用し、軽微な事故に対する復旧の迅速化、および重大な事故における事故個所の推定の補助とすることで、停電時間の短縮化をはかる。

需要増加および停電時間短縮のための配電設備の改修・拡張に関する年間計画を立案する。加えて、DAS の導入により事故や補修作業による停電時間を削減することで電力品質の改善が可能である。

4.1.6 現行の料金制度

エジプト電力公社の料金制度の特性は以下の通り。

- (1) 料金は非常に安く、日本の4分の1程度。火力発電の発電単価が4～8セントとすると、電力事業のコストを回収できず、電力事業の自立的継続が可能とは考えられない。
- (2) 段階料金制度が取り入れられ、消費の少ない低所得層の保護など、日本と同様の理由が考えられる。
- (3) 段階料金制度はまた、過剰な消費を牽制する狙いがあると思われる。
- (4) 街灯の料金が高く、これは政府による負担と思われ、政府からの補助的な意味が考えられる。
- (5) 時間帯別料金はなく、料金制度による負荷平準化への取り組みはまだ行われていないと言える。

エジプト電力公社の年間会計報告によると、かなりの額の政府補助を受けており、これにより安価な料金制度を維持が可能となっている。省エネルギー推進のためには、安価な料金制度は弊害となる傾向があるため、補助金の廃止と電力事業の自立経営が可能な程度までの料金値上げが望ましいと考えられる。

4.2 プロジェクトスコープ

4.2.1 プロジェクト概要

プロジェクトの主目的は配電ロス低減であり、その目的を達成するために次の事業を推奨する。

(1) テクニカルロス低減事業

事業	必要な設備・機器
① 11kV 配電線の新設	11kV 架空配電線、11kV 地中配電線
② 架空配電線の電圧ドロップ	SVR (ステップ電圧調整器)
③ 架空系統の低圧配電線長の低減	小容量配電変圧器
④ 低ロス新配電変圧器への交換	低ロス配電変圧器
⑤ 11kV 配電線の負荷アンバランスの改善	配電自動化 (DAS)
⑥ 低圧線の相アンバランスの改善	DAS、 配電変圧器の低圧側に CT/PT の設置
⑦ 力率改善	キャパシタ、キャパシタを開閉するための 負荷開閉器など

尚、DASはテクニカルロス低減だけではなく、信頼度向上にも寄与する。

(2) ノンテクニカルロス低減事業

⑧ 自動検針	コントロールセンターのAMRシステム、 通信機器、電力量計など
--------	------------------------------------

4.2.2 システム構成

(1) システム構成

全ての事業 (①～⑧) を含めたシステム構成を図 4-2-2-1 に示す。

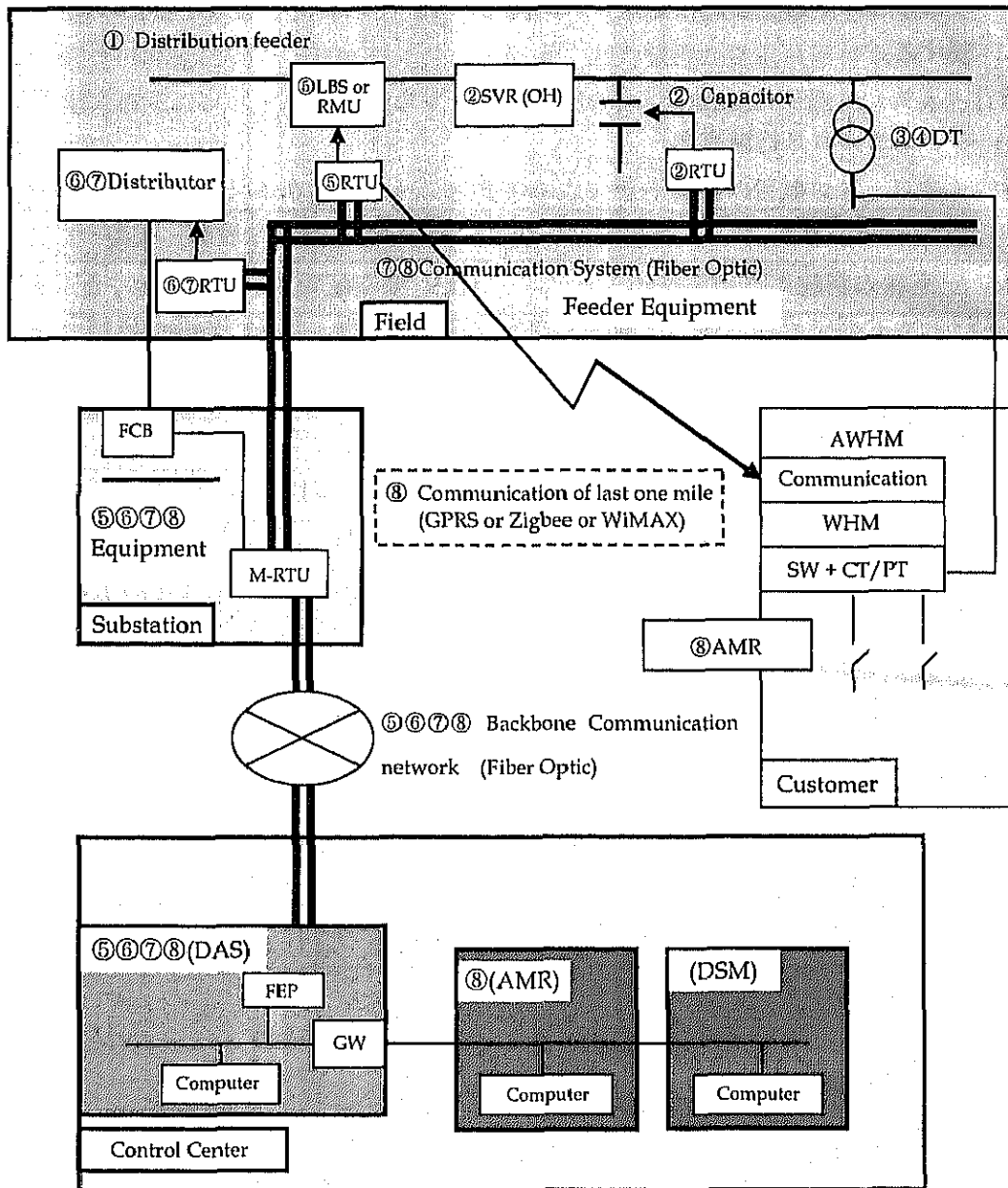


図 4-2-2-1 システム構成図 (全てのプロジェクト)

LBS : 架空負荷開閉器 RMU : 多回路地中開閉器 RTU : 遠方制御子器
M-RTU : 遠方制御親局 Distributor : 配電盤 SVR : 電圧調整器
DT : 配電変圧器 AWHM : 高機能電力量計 FCB : 11kV 配電用遮断器
FEP : 送受信計算機 GW : ゲートウェイ DAS : 配電自動化
AMR : 自動検針 DSM : 需要家負荷管理システム

高機能の電力量計(AWHM)で計測された多くのデータは、ブランチ (ラストワンマイル) 通信網を介して遠方制御子局 (RTU) に伝送される。RTUに集められた多くのデータ (数十から数百台のAWHMのデータやRMU/LBS/Capacitorなどのデータ) は、変電所の遠方制御親局 (M-RTU) およびバックボーンネットワークを経由し、コントロールセンターに伝送される。

AWHMには、WHM本体、通信装置、将来ピーク時にエアコンなどの負荷制御(DSM)ができるようにスイッチが内蔵されている。

(2) 技術検討

1) 配電自動化

アレキサンドリアおよびカイロ北配電会社は、既設の配電自動化システムが更新時期にさしかかっており、できる限り既設の流用を図りながら機能アップしていく。北デルタ配電会社は、最近配電自動化システムを導入しており、現機能のまま運用。

2) 通信方式

バックボーンネットワーク (コントロールセンターからRTUまで) は、伝送容量／信頼性／将来の機能拡張性などから光ファイバを推奨。尚、光ファイバが布設できない通信ルートに対しては、デジタル UHF/GPRS/電話会社からのリースラインも検討する。

ブランチ通信網は、電力量計の数量が膨大であることから経済性を最優先とし、さらに伝送容量／信頼性／低消費電力などから無線方式の ZigBee を推奨。

4.2.3 プロジェクトスコープとコスト

提案する配電ロス低減プロジェクトのスコープとコストを、3配電会社ごとに表 4-2-3-1 西アレックス (アレキサンドリア配電会社)、表 4-2-3-2 北ダカリア (北デル配電会社)、表 4-2-3-3 ヘルメイヤ (カイロ北配電会社)に示す。

表 4-2-3-1 提案プロジェクトのコスト (アレキサンドリア)

スコープ	数量	コスト	
		海外分 (MUSS)	国内分(MUSS)
1. 低ロス型新配電変圧器への交換	970 台	30.0	3.0
2. 配電自動化	1 システム	33.5	3.3
3. 自動検針システム	1 システム 20 万台	24.0	1.2
4. キャパシタ	100 台 (新設) 175 台(既設)	5.6	0.4
5. 通信	-	アイテム 2 に含入	アイテム 2 に含入
合計		93.1	7.9

表 4-2-3-2 提案プロジェクトのコスト (北デルタ)

スコープ	数量	コスト	
		海外分 (MUSS)	国内分(MUSS)
1. 11kV 配電線の建設	140 配電線	-	-
2. 低ロス型新配電変圧器への交換	600 台 (地中用)	10.2	1.1
3. 小容量変圧器の新設	200 台 (架空用)	3.2	0.3
4. キャパシタと電圧調整器	70 台 (キャパシタ) 150 台 (電圧調整器)	8.0	0.8
5. 自動検針システム	1 システム 60 万台	74.0	7.4
6. 通信システムの更新	-	1.0	0.1
合計		96.4	9.7

表 4-2-3-3 提案プロジェクトのコスト (カイロ北)

スコープ	数量	コスト	
		海外分 (MUS\$)	国内分(MUS\$)
1. 低ロス型新配電変圧器への交換	1500 台	32.0	3.2
2. 配電自動化	1 システム	16.2	1.6
3. 自動検針システム	1 システム 60 万台	74.0	3.7
4. キャパシタ	424 台 (新設) 42 台 (既設)	17.4	0.7
5. 通信システムの更新	-	7.0	0.7
合計		146.6	9.9

4.2.4 実施スケジュール

下表のスケジュールの詳細は、次のステージで詰める予定。

	項目	2010	2011	2012	2013
準備	基本設計と JICA アプライザル	——			
	エジプト側 (GOJ) の検討	-			
	E/N、L/A	-			
	コンサル入札、契約	——	——		
エンジニアリング	詳細設計		——		
	P/Q、入札		——		
	契約			——	
建設	製品・システム設計			——	
	製造			——	
	据付とテスト				——
	運転開始				——

4.2.5 パッケージング

全てのプロジェクトを含めたフルターンキーベースを推奨する (パッケージを分ける方法も考えられるので、今後詳細を詰める中で確定していく予定)。

4.3 経済評価

4.3.1 モデルプロジェクトにおける配電ロス低減効果（期待値）

(1) テクニカルロス低減効果

1) 11kV 配電線の建設によるテクニカルロス低減効果

11kV 配電線のテクニカルロスは、負荷電流の2乗に比例する。そのため、11kV 配電線を建設することで、配電線あたりの負荷電流を減少させ、その結果としてテクニカルロスを低減させることができる。ただし、需要の伸びによる負荷電流の増加もあるので、その分を上回る建設が必要となる。

- 西アレックスは、8%の需要の伸びでありその伸びを考慮したとしても、180 配電線を新設すれば、約30%のロスを低減できる。
- 北デルタは、5.7%の需要の伸びでありその伸びを考慮したとしても、140 配電線を新設すれば、約30%のロスを低減できる。
- カイロ北は、需要の伸びは大きくなくその伸びを考慮したとしても、200 配電線を新設すれば、約30%のロスを低減できる。

2) キャパシタの新設

キャパシタを配電線に取り付けることで、力率を改善できる。力率が0.85であれば、キャパシタにより0.95近辺に改善できるので約28%のロス低減が期待できる。1日のうち20時間は力率0.85の状況が続くと仮定できるので、約23.3% ($=28 \times 20/24$)の効果である。さらに、キャパシタは配電線の2/3(電源側から)の位置に設置することを推奨するので、その低減効果は合計で16% ($=23.3 \times 2/3$)と考えることができる。

3) SVRによる電圧ドロップの改善

電圧ドロップが発生しているのは、長い架空配電線のある北デルタ配電会社である。この電圧ドロップをSVRで改善することで、流れる負荷電流を少なくできるのでロス低減効果が期待できる。北デルタでは約15%の電圧ドロップがあるので、このドロップを改善すると約28% ($=(0.85/1.0)^2$)のロスが低減できると考えられる。配電線の途中(1/2の地点)に取り付けかつ地中線を除くと、11kV配電ロス(4%)のうち架空分(2.7%)の中で、9.5%分 ($=28\% \times 1/2 \times 2.7/4.0$)がロス低減できることとなる。

4) 11kV 配電線の負荷不平衡の改善

配電自動化により、過負荷の配電区間を検出し低負荷配電線に切り替え操作を行うことができる。その結果、11kV配電ロスの約33%を改善することができる。アンバランスのある配電線が全体の30%と仮定すると、配電自動化により11kV配電線ロスの約10% ($=33\% \times 0.3$)のロスを低減できる。

5) 配電用変圧器 (DT) のロス改善

既設の古い配電変圧器は、表 4-3-1-1 に示すように鉄損／銅損とも悪く、新しくかつ低ロス型配電変圧器に交換することでロスを低減 (約 30% のロス低減) することができる。

表 4-3-1-1 配電変圧器のロス計算

項目	500 KVA		1000 KVA	
	鉄損	銅損	鉄損	銅損
①既設のDT	0.89KW	7.90KW	1.40KW	14.23KW
②新DT	0.70KW	5.46KW	1.22KW	9.45KW
①-②	0.19KW	2.44KW	0.18KW	4.78KW
③ロス要素	1.00	0.432	1.00	0.432
(①-②) x ③	0.19KW	1.05KW	0.18KW	3.44KW
④ 計	1.24KW		2.24KW	
効果 (④ / (①x③))	29% 低減 [= 1.24 / (0.89 x 1 + 7.9 x 0.432)]		30%低減 [= 2.24 / (1.4 x 1 + 14.23 x 0.432)]	

さらに、アレキサンドリアとカイロ北は、配電変圧器を高負荷率で運転している (約 90%)。ロスファクターは $0.837 [= 0.7 \times (0.9)^2 + 0.3 \times 0.9]$ であり、そのロスファクターをもとに 500KVA 既設変圧器を 1000KVA 大容量低ロス変圧器に交換すると考えると約 50% のロス低減が期待できる。

6) 低圧配電線長の低減によるロス改善

地中配電系統の場合、低圧線が接続されている変圧器の設置場所にも制約があり、容量を分割し多くの変圧器を分散配置することが困難である。さらに低圧配電線長は短くそのロスは少なく、変圧器の小容量化によるロス低減は効果が少ない。

一方、架空配電系統の場合、低圧線は長いので短くすることによるロス低減効果は大きく、かつ配電用変圧器の容量を小さく分割しても設置場所は多くある。そのため、100KVA の架空変圧器を半分の 50KVA にすると、低圧線長は 30% から 50% 短くできるのでその結果少なくとも約 30% のロスを低減できることとなる。

7) 低圧線の相アンバランスの改善

表 4-3-1-2 で示すように、低圧線の相アンバランスは、アレキサンドリアとカイロ北で大きい、北デルタでは大きくない。北デルタの低圧線ロスの大半が長い低圧線長によるロスと考えると、その差分の多くがアレキサンドリアおよびカイロ北の相アンバランスのロスと考えることができる。すなわち低圧線ロスのうち 50% 以上が相アンバランスによるロスと推定することができる。

表 4-3-1-2 低圧線ロス (3 プロジェクト地域)

	西アレックス (アレキサンドリア)	北ダカリア (北デルタ)	ヘルメイヤ (カイロ北)
低圧線ロス (%)	2.19	1.1	2.3

この相アンバランスは次のように DAS により改善することができる。

- D Tの低圧線の各々の相に電流検出のためのC Tを取付け
- D Tに遠方監視のためのR T U取付け
- 相アンバランスデータは、RTU と通信インフラを経由してコントロールセンターのDAS に送信される。
- DAS の計算機ソフトで、全てのD Tの低圧線相アンバランス報告書を作成
- 保守員は、そのレポートをもとに需要家の相の接続替えを行う

DAS により相アンバランスの全てを改善することができないが、少なくとも50%以上改善できると考えることができる。その結果、低圧線ロスのうち約30% (= 50%以上の相アンバランス x 50%以上の改善効果) のロスを低減できると考えることができる。

8) 電力量計のロス改善

既存の電力量計は機械式であり、その消費電力(テクニカルロス)は約3VA。自動検針用高機能電力量計は電子式であり、その消費電力は1VA以下と少ない。すなわち、電力量計で生じていたロスの約60% (= 1VA / 3VA = 67%) が、低減できることとなる。

9) 結論(テクニカルロス低減期待値)

上述テクニカルロス低減効果を反映した結論を、表 4-3-1-3(西アレックス)、表 4-3-1-4(北ダカリア)、表 4-3-1-5(ヘルメイヤ)にまとめて示す。

表 4-3-1-3 テクニカルロス低減効果(西アレックス)

ロス発生配電系統		現在のロス	項目	低減効果	ロス(プロジェクト後)
11/0.4KV 配電線	11kV 配電線	0.32%	11kV 配電線新設	0.11% (△34%)	0.24%
			キャパシタ	0.05% (△16%)	
			負荷アンバランス	0.03% (△10%)	
	11/0.4kV DT	5.36%	低損失変圧器新設	2.68% (△50%)	2.68%
	0.4kV 低圧線	2.19%	低圧線相アンバランス	0.66% (△30%)	1.53%
電力量計		0.51%	低損失電力量計	0.31% (△60%)	0.20%
テクニカルロス合計		8.38%	—	3.73% (△44%)	4.65%

表 4-3-1-4 テクニカルロス低減効果 (北ダカリア)

ロス発生配電系統		現在のロス	項目	低減効果	ロス (プロジェクト後)
11/0.4KV 配電線	11kV 配電線	4.0%	11kV 配電線新設	1.20% (△30%)	2.98%
			キャパシタ	0.64% (△16%)	
			架空用電圧調整器	0.38% (△10%)	
			負荷アンバランス	0.40% (△10%)	
	11/0.4kV DT	1.2%	低損失変圧器新設	0.36% (△30%)	0.84%
0.4kV 低圧線	1.1%	小容量変圧器	0.33% (△30%)	0.77%	
電力量計		0.4%	低損失電力量計	0.24% (△60%)	0.16%
テクニカルロス合計		6.7%	—	1.95% (△29%)	4.75%

表 4-3-1-5 テクニカルロス低減効果 (ヘルメイヤ)

ロス発生配電系統		現在のロス	項目	低減効果	ロス (プロジェクト後)
11/0.4KV 配電線	11kV 配電線	1.8%	11kV 配電線新設	0.54% (△30%)	1.33%
			キャパシタ	0.29% (△16%)	
			負荷アンバランス	0.18% (△10%)	
	11/0.4kV DT	7.2%	低損失変圧器新設	3.60% (△50%)	3.60%
	0.4kV 低圧線	2.3%	低圧線相アンバランス	0.69% (△30%)	1.61%
電力量計		0.9%	低損失電力量計	0.54% (△60%)	0.36%
テクニカルロス合計		12.2%	—	5.30% (△43%)	6.90%

(2) ノンテクニカルロス低減効果

ノンテクニカルロスは、自動検針システムおよびその端末として使用される高機能電力量計の適用により大幅に改善することができる。ノンテクニカルロスは、盗みによるロスと電力量計などハードの問題とに大きく分類することができる。それぞれを、今回プロジェクトとして提案する自動検針システムでどのように改善できるかを以下に説明する。

1) 盗電問題

- ✓ 電力量計のカバーをあけて内部を変更した場合、カバーをあけた時点でアラームがコントロールセンターに伝送されるので需要家を特定できる。
- ✓ 電力量計を介さずに直接低圧配電線に接続した場合、その接続作業中に電圧ドロップが発生すればアラームがコントロールセンターに送られるので当該需要家を特定できる。電圧ドロップが発生しなくても次の手法で需要家を絞り込むことは可能。
 - 配電自動化（DAS）にて、DTの低圧側消費電力を監視しデータを蓄積する。
 - 自動検針にて、当該DTに連結されている全ての需要家の消費電力を蓄積する。
 - 上述2つの蓄積されたデータの差を分析し、異常の有無を判別する。異常がある場合、当該DTに接続されている需要家に絞り込むことができる。その結果、需要家にリアルタイムに監視しているとの圧力を掛けることができるので盗電防止に効果を発揮する。また、絞り込まれた需要家を特定するには、保守員が需要家を訪問し、配線検出器などを使って盗電有無を判別する方法などが考えられる。

2) 電力量計などハードの問題

- 従来は大口需要家の電力量計の外部に設置されているPT / CTの回路を変更したり、機械式電力量計の入力操作などで、電気使用量を減らすことがあった。高機能電力量計はPT/CTが内蔵されており、さらに入力回路を変更すればアラームが出ることから、このようなロスはなくすることができる。
- 電力量計が壊れたり、動作がおかしくなった場合には、アラームがコントロールセンターに送られるので異常を判別できる。
- 従来は、電力使用量を人間が現場で記録し、多くのデータを整理していたが、ミスや人為的な操作などでノンテクニカルロスが発生していた。当該自動検針システムにより自動的に電力使用量が読み取られ、コントロールセンターで自動集約される。そのため、人間が介在することによるロスは殆どなくなると考えられる。

本プロジェクトを実施することにより、上述ノンテクニカルロス低減効果を3配電会社ごとに整理した結果を表 4-3-1-6 アレキサンドリア(西アレックス)、4-3-1-7 北デルタ(北ダカリア)、4-3-1-8 カイロ北(ヘルメイヤ)に示す。

表 4-3-1-6 ノンテクニカルロス低減効果/アレキサンドリア(西アレックス)

ノンテクニカルロス		①インドの データ (参考)	現ロス ①x5.38/9	低減効果 ()は%	ターゲット ロス
電力量計	不動作	0.47	0.28	0.28 (100)	0
	性能低下	0.28	0.16	0.08 (50)	0.08
	CT/PT 回路変更	1.33	0.80	0.80 (100)	0
	人間の読み取りミス	2.37	1.42	1.42 (100)	0
盗電	電力量計の盗み操作	0.47	0.28	0.28 (100)	0
	電力量計の接続変更	2.37	1.42	0.71 (50)	0.71
	低圧線に直接接続	1.7	1.02	0.51 (50)	0.51
合計ロス		9.0%	5.38%	4.09% (76%)	1.29%

表 4-3-1-7 ノンテクニカルロス低減効果/北デルタ(北ダカリア)

ノンテクニカルロス		①インドの データ (参考)	現ロス ①x5.3/9	低減効果 ()は%	ターゲット ロス
電力量計	不動作	0.47	0.28	0.28 (100)	0
	性能低下	0.28	0.16	0.08 (50)	0.08
	CT/PT 回路変更	1.33	0.78	0.78 (100)	0
	人間の読み取りミス	2.37	1.40	1.40 (100)	0
盗電	電力量計の盗み操作	0.47	0.28	0.28 (100)	0
	電力量計の接続変更	2.37	1.40	0.70 (50)	0.70
	低圧線に直接接続	1.7	1.00	0.50 (50)	0.50
合計ロス		9.0%	5.3%	4.02% (76%)	1.28%

表 4-3-1-8 ノンテクニカルロス低減効果/カイロ北(ヘルメイヤ)

ノンテクニカルロス		①インドの データ (参考)	現ロス ①x5.6/9	低減効果 ()は%	ターゲット ロス
電力量計	不動作	0.47	0.29	0.29 (100)	0
	性能低下	0.28	0.18	0.09 (50)	0.09
	CT/PT 回路変更	1.33	0.83	0.83 (100)	0
	人間の読み取りミス	2.37	1.47	1.47 (100)	0
盗電	電力量計の盗み操作	0.47	0.29	0.29 (100)	0
	電力量計の接続変更	2.37	1.48	0.74 (50)	0.74
	低圧線に直接接続	1.7	1.06	0.53 (50)	0.53
合計ロス		9.0%	5.60%	4.24% (76%)	1.36%

(3) 配電ロス低減効果のサマリー

提案している全てのプロジェクトを実施すると仮定した場合、その配電ロス低減効果を表 4-3-1-9 に要約する。(投資効率などを考慮しプロジェクトを絞る必要があるが、その提案するプロジェクトをベースとした配電ロス低減効果は後述する。)

表 4-3-1-9 配電ロス低減効果のサマリー (3モデル地域)

配電会社のモデル地域	ロスの種類	現在のロス	改善後のロス
アレキサンドリア (西アレックス)	テクニカル	8.38%	4.65%
	ノンテクニカル	5.38%	1.29%
	計	13.76%	5.94%
北デルタ (北ダカリア)	テクニカル	6.70%	4.75%
	ノンテクニカル	5.30%	1.28%
	計	12.00%	6.03%
カイロ北 (ヘルメイヤ)	テクニカル	12.2%	6.90%
	ノンテクニカル	5.60%	1.36%
	計	17.80%	8.26%

(4) 配電自動化による停電時間の短縮効果

配電自動化 (Upgrading DMS = DAS) による停電時間(SAIDI)の低減効果を、3配電会社ごとに表 4-3-1-10 アレキサンドリア(西アレックス)、4-3-1-11 北デルタ(北ダカリア)、4-3-1-12 カイロ北(ヘルメイヤ)に示す。

表 4-3-1-10 DASによる停電時間の低減効果/アレキサンドリア(西アレックス)

	停電時間 (分)	DASによる低減効果	DAS導入後の停電時間
SAIDI	146	116	30

表 4-3-1-11 DASによる停電時間の低減効果 /北ダカリア(北デルタ)

	停電時間 (分)	DASによる低減効果	DAS導入後の停電時間
SAIDI	428	340	88

表 4-3-1-12 DASによる停電時間の低減効果 /ヘルメイヤ(カイロ北)

	停電時間 (分)	DASによる低減効果	DAS導入後の停電時間
SAIDI	462	367	95

4.3.2 財務・経済分析

(1) 概要

本節に示す前提条件を適用し、提案されたプロジェクトについて、財務・経済分析を実施した。

前提条件

1. プロジェクト運転開始年を 2013 年とする。
2. プロジェクトライフは、建設期間 2 カ年、運転期間 30 カ年とする。
3. プロジェクト運転開始まで、テクニカルロス、ノンテクニカルロスは、ロス率 (2009 年) 一定に保たれる。プロジェクト完了によってロス率は削減され、運転期間は削減されたロス率が一定に保たれる。
4. プロジェクトが実施されなかった場合、想定する運転期間、テクニカルロス、ノンテクニカルロスは、ロス率(2009 年) が一定に保たれる。
5. 運転開始年の販売電力量は、消費電力量予測と配電ロス率より計算する。
6. オペレーション・メンテナンスは、下記の通り。
 - スペアパーツコストとして、プロジェクトコスト (財務/経済) の 3% を 5 年毎に考慮する。
 - 運転 20 年目に R T U 取替費用を考慮する。(オプション 3 の場合)
 - プロジェクトの有無に関わらず発生する普遍的なオペレーションコストは考慮しない。
7. 為替 5.5LE/US\$ (=0.182US\$/LE)(2009 年 10 月) を適用する。
8. 電力料金、送電会社からの買電単価は、建設初年度から運転 5 年目まで、毎年 5% 上昇する。

その他

9. 西アレックスは開発地区であるため、プロジェクト運開後の販売電力量の伸びを考慮し、2028 年まで販売電力量は伸び率 8% で増加すると想定して便益を計算する。販売電力量増加の期間、プロジェクトコストのうち下記項目については、コストの 2% を考慮した。

New capacitor :	6.0 百万 US\$
11kV – Improvement of load unbalance:	19.8 百万 US\$
Replace DT with new and low loss DT	33.0 百万 US\$
LV line – Improvement of LV phase unbalance:	14.8 百万 US\$
上記合計	73.6 百万 US\$
	(73.6 百万\$ x 2% = 1.5 百万 US\$ /年)

(2) 財務便益の計算

財務便益は、運転期間の年間販売電力量を考慮し、下記に示す方法で計算する。

■ テクニカルロス、ノンテクニカルロス削減による財務便益

$$\text{収入増加} = \text{販売電力量増加} \times \text{電気料金 (平均)}$$

$$\text{販売電力量増加} = \text{年間販売電力量} / (1 - \text{配電ロス率}) \times \text{配電ロス率削減量}$$

■ 停電時間短縮による財務便益

$$\text{収入増加} = \text{販売電力量増加} \times \text{電気料金 (平均)}$$

$$\text{販売電力量増加} = \text{年間販売電力量} \times (\text{短縮停電時}/8,760 \text{ 時間})$$

(3) 経済便益の計算

経済便益は、運転期間の年間販売電力量を考慮し、下記に示す方法で計算する。

■ テクニカルロス削減による経済便益

$$\text{火力燃料消費削減} = \text{電力ロス量削減} \times \text{kWh 当り代替火力発電コスト}^{1)}$$

$$\text{電力量ロス削減} = \text{年間販売電力量} / (1 - \text{配電ロス率}) \times \text{配電ロス率削減量}$$

1) kWh 当り代替火力発電コスト(ガス)については、火力発電所効率 40%とガス単価 7US\$/MMBTU を想定した。

■ ノンテクニカルロス削減による経済便益

$$\text{支払意思額} = \text{販売電力量増加} \times \text{電気料金 (平均)}$$

$$\text{販売電力量増加} = \text{年間販売電力量} / (1 - \text{配電ロス率}) \times \text{配電ロス率削減量}$$

■ 停電時間短縮による経済便益

$$\text{停電時間短縮による便益} = \text{供給電力量増加} \times \text{供給電力量単価}$$

$$\text{供給電力量増加} = \text{年間販売電力量} \times (\text{短縮停電時}/8,760 \text{ 時間})$$

(4) 火力燃料消費(ガス)の削減

テクニカルロス削減による配電ロス削減は、火力発電所における燃料消費の削減に寄与する。テクニカルロス削減量に相当する発電所出力を下記の式によって算定した。

$$\text{発電所出力相当} = \frac{\text{配電ロス削減量 (年平均)}^1)}{8,760 \text{ 時間} \times \text{pf}}$$

1) テクニカルロスによる削減量

$$\text{pf} = \text{プラントファクター (想定)}$$

(本章では、pf=60%として算定した)

(5) 財務分析・経済分析の結果

プロジェクト概要ならびに財務分析・経済分析の結果については、次表の通り。

表 4-3-2-1 財務分析・経済分析

基本データ:		アレキサンドリア	北デルタ	カイロ北
プロジェクトエリア		西アレックス	北ダカリア	ヘルメイヤ
平均電力料金 (2009)		0.188 LE/kWh (= 3.42 US Cent/kWh)	0.204 LE/kWh (= 3.709 US Cent/kWh)	0.200 LE/kWh (= 3.660 US Cent/kWh)
送電会社からの平均買電単価 (2009)		0.119 LE/kWh (= 2.16 US Cent/kWh)	0.146 LE/kWh (= 2.655 US Cent/kWh)	0.149 LE/kWh (= 2.727 US Cent/kWh)
消費電力量	2008 (2008/09)	999GWh	1,986 GWh	4,538 GWh
販売電力量	2008 (2008/09)	862 GWh ¹⁾	1,748 GWh ¹⁾	3,730 GWh ¹⁾
	2013 (2013/14)	1,266 GWh ²⁾	2,306 GWh ²⁾	4,377 GWh ²⁾
	2028 (2028/29)	4,016 GWh ³⁾	---	---
配電ロス	テクニカル	8.38%	6.7%	12.2%
	ノンテクニカル	5.38%	5.3%	5.6%
	計	13.76%	12.0%	17.8%
停電時間		146 分/年	428 分/年	462 分/年
プロジェクト概要:				
プロジェクトコスト ⁴⁾		125.0 百万 US\$	131.1 百万 US\$	190.7 百万 US\$
配電ロス (プロジェクト後)	テクニカル	4.65% (△44%)	4.75% (△29%)	6.90% (△43%)
	ノンテクニカル	1.29% (△76%)	1.27% (△76%)	3.47% (△38%)
	計	5.95%	6.02%	10.38%
停電時間 (プロジェクト後)		30 分/年 (△116 分/年)	— ⁵⁾	95 分/年 (△367 分/年)
財務分析:	FIRR	5.9%	3.5%	8.2%
経済分析:	EIRR	9.3%	5.4%	16.1%
火力燃料消費の削減				
配電ロス削減量 (平均) [テクニカルロスによる削減量]		136GWh/年	51GWh/年	282GWh/年
発電所出力相当		25.9MW	9.7MW	53.7MW

1) 消費電力量、配電ロスより算定

2) 消費電力量予測、配電ロス想定より算定

3) プロジェクト運開以降の販売電力量増加 (年8%増加) を想定

4) エンジニアリングサービス、税金、予備費を含む

5) DAS 設置を含まないため、停電時間短縮を考慮しない

4.4 キャパシティ・デベロップメントと料金体系

4.4.1 キャパシティ・デベロップメント

モデルプロジェクトは次の二つに大別される。

<配電システムの強化>

- 11kV UG フィーダーの新設
- キャパシタ(新設、既設の有効利用)
- 低ロス型 DT への交換

<配電制御システムの強化>

- 相アンバランスの改善
- WHM (電子式 WHM への切り替え)
- AMR システム

前者については、低ロス型の機器を製作、設備を建設する技術を強化する必要がある。後者に関しては配電制御システムをよく理解して運転・保守する技術を強化する必要がある。

エジプト側は低ロス DT の製造技術や、相アンバランスの改善、AMR システムに興味を示しており、その場合、表 4-4-1-1 のキャパシティ・デベロップメントが考えられる。

表 4-4-1-1 キャパシティ・デベロップメント

モデルプロジェクト	キャパシティ・デベロップメント・オプション
低ロス DT	本邦工場視察・関係者協議 設計関係者の技術育成
相アンバランス改善& AMR システム	本邦 DAS 製造会社・電力会社の視察・関係者協議 製作技術、O&M 技術の技術育成

4.4.2 適正な料金制度

これまでの情報収集と分析の結果、以下の料金制度が適切と考える。

(1) 負荷平準化推進のための料金制度

夜間にピークがあり、ピークは最低需要より 30%ほど高いことから、仮の時間帯別料金制度として、ピーク時を 30%増額、それ以外を 30%減額するなど、時間帯によって異なった単価を設けることを推奨する。自動検針を試験導入している地域では、時間帯別の使用量が計量できるため、ここで時間帯料金も試験適用を試みてはどうか。

(2) 電力会社の自立的経営のための料金制度

補助金を撤廃し、自立経営を可能にするため、一律料金値上げが望ましいと考えるが、エジプト独自の政治的理由による補助金制度であれば、政治的目的の施策にはコメントを控えたい。

4.5 環境社会配慮

4.5.1 関連法規とガイドライン

エジプトの環境影響評価法制度は環境法と施行令によって規定されている。環境法(1994年 法 4)は、特定の構造物や事業の環境影響は、工事着工または認可の下りる前に、管轄官庁または認可機関によって評価されなければならないとされている。施行令は、環境影響評価を行うべき事業を定めている。さらに「環境影響評価の理念と手続きガイド(エジプト環境省環境局、2009年1月)」は、カテゴリ A,B,C の事業種別が示されている。カテゴリ A は EIA 不要。カテゴリ B はスコープ EIA が必要。カテゴリ C は完全な EIA が必要。送電線建設事業はカテゴリ B に区分されているが、これは高い鉄塔を持つ送電線を意味している。配電会社の扱う低圧の配電線はカテゴリ B に区分されず、カテゴリ A に区分される。

4.5.2 想定される事業の影響予測

(1) 事業の概要

現段階で想定される 8 つの事業に対して影響予測を行った。表 4-5-2-1 に事業の概要を示す。

表 4-5-2-1 想定される事業の概要

	事業	事業の概要	場所	事業の大きさ
配電エリアの新設	(1) 11kV 高架/地中 フィーダーの建設	高さ 15m の電柱と電線または地下 2m の電線	道路沿い	高架 2124km, 地中 1878km.
	(2) 高架フィーダーに電圧調整器を設置	電柱に電圧調整器を取り付ける	電柱上	226 箇所 (1 フィーダー(17.7km)あたり 1 箇所)
	(3) 配電変圧器の設置	キオスクに配電変圧器を設置する	新設キオスク内	2002 箇所 (1 フィーダーあたり 5 箇所)
既存配電エリアの更新	(4) 古い配電変圧器の交換	既存の配電変圧器をロスの高い配電変圧器と交換する	既存キオスク内	4000 箇所
	(5) DAS コントロールセンターシステムの設置	部屋の中にコンピュータを設置する	新規コントロールセンター内	400 m ²
	(6) DAS 関連の設備投入	モニタリング機器と通信機器	新設キオスク内、電柱、サブステーション	7000 箇所
	(7) 自動検針のための電力量計の更新	各戸に自動検針装置を設置する	各戸	130 万箇所
	(8) コンデンサの設置	キオスク内にコンデンサを設置する	既存キオスク内	500 箇所

(2) 対象エリア

調査対象エリアは、モデルエリアであるエルヘルメイヤ(カイロ北)、西アレックス(アレキサンドリア)、北ダカリア(北デルタ)。

(3) 想定される環境影響

スコーピングにより5つのマイナス影響が特定された。

1) 有害廃棄物による汚染

古い配電変圧器の交換は汚染を引き起こす可能性がある。交換される古い配電変圧器の数は、4,000個程度であると想定されている。いくつかのタイプの配電変圧器はPCBやSF6を含むことが知られている。しかし、PCBを含む配電変圧器の使用はエジプトでは禁止されているため、配電変圧器にPCBが含まれる可能性は非常に低い。調査チームは、3つの配電会社はいずれもPCBを含む変圧器を使用していないことを確認した。SF6は通常高圧変圧器に使われ、低圧のものには使用されない。そのため、有害廃棄物による汚染が発生する可能性はあるものの、そのリスクは低い。

2) 産業廃棄物

2,002個の配電変圧器と130万個の電力量計が新しいものに置き換えられる。取り外された配電変圧器と電力量計は処分場へ運ばれ、リサイクル物質とごみに分別される。使用済みオイルは油会社によって回収される。これら産業廃棄物はそれほど大きな問題にはならない。

3) 場所の確保

11kV 架空フィーダーを建設する際、電柱敷設のための場所が必要となる。もし電柱設置場所が私有地である場合、配電会社は土地の所有者と借地契約を結ぶ必要がある。数多くの電柱建設が計画されているものの、非自発的移転の発生する可能性は非常に低い。場所の確保は、それほど深刻な問題にはならない。

4) 既存インフラへの影響

地中配電線の埋設工事の際、地下の水道管、ガス管が破損する可能性がある。これらの事故が発生する可能性は高いものの、補修工事は比較的短期間で行うことが可能である。そのため、既存インフラへの影響はそれほど深刻ではない。

5) 埋蔵文化財への影響

地中配電線の埋設工事は、未知の埋蔵文化財を破壊する可能性がある。しかし、埋設工事はあまり深いものでも幅の広いものでもない。そのため、埋蔵文化財を破壊する可能性も高くない。

(4) 緩和策とモニタリングの提言

1) 廃棄物管理システムの確認

詳細設計の段階には、有害廃棄物管理システムを確認しておく必要がある。もし有害物質が確認された場合は、信頼できる有害物質管理システムが必要となる。

2) 廃棄物管理のモニタリング

建設段階では、廃棄物管理のモニタリングが必要になる。モニタリングでは、取り外された古い機器が適切に分別されているかどうか、産業廃棄物が適切に取り扱われているかどうかを確認する。

3) 埋蔵文化財の調査

建設に先立ち、埋蔵文化財の調査が必要になる。もし、埋蔵文化財が存在する可能性がある場合は、監督機関との協議と同意が必要になるであろう。



4
6
E