国際協力事業団

ジョルダン国
N E P C O

ジョルダン国
送配電網電力損失低減計画調査

最終報告書

要約版

平成9年5月

東電設計株式会社

国際協力事業団

ジョルダン国
NEPCO

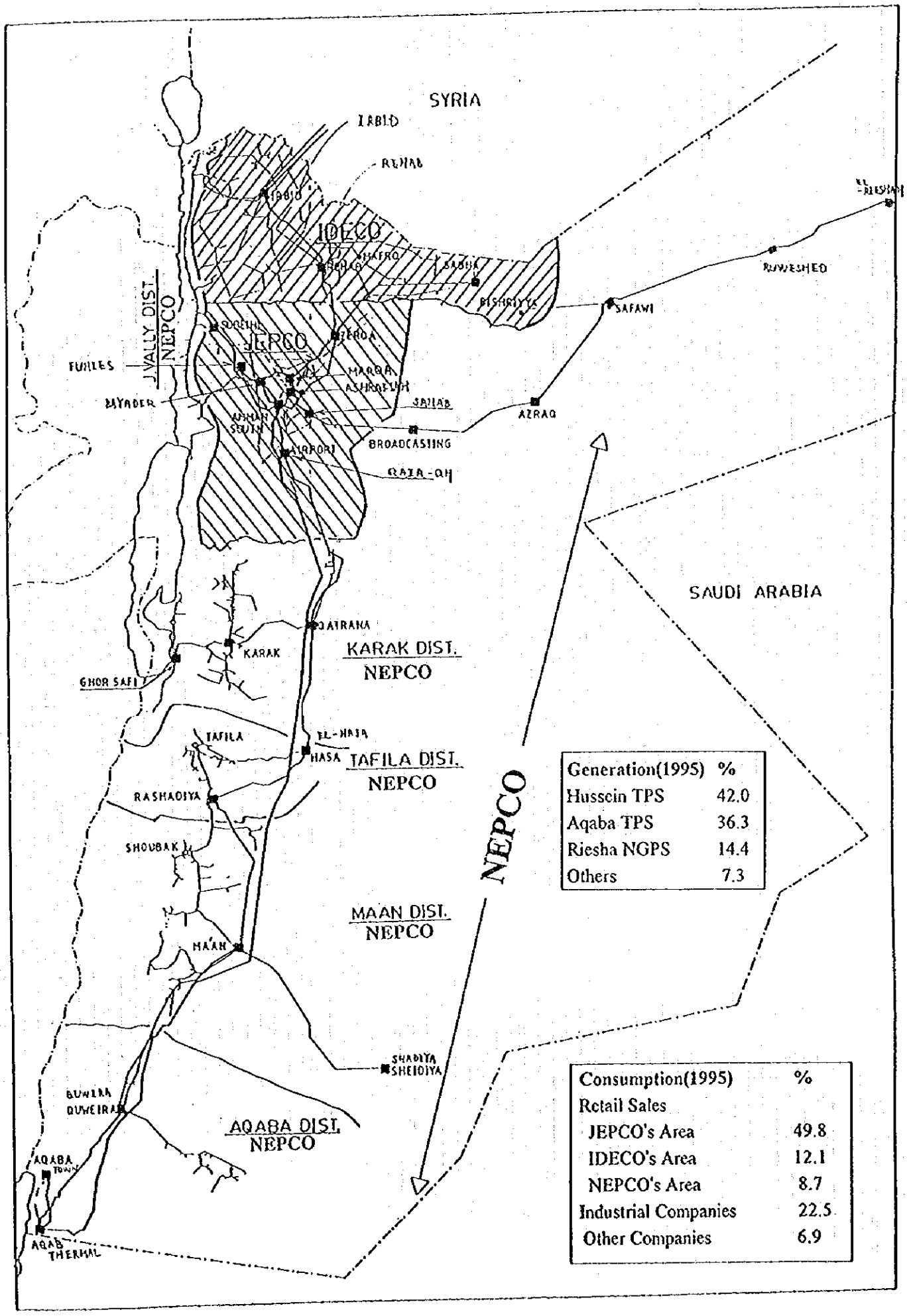
ジョルダン国
送配電網電力損失低減計画調査

最終報告書

要約版

平成9年5月

東電設計株式会社



Generation(1995)	%
Hussein TPS	42.0
Aqaba TPS	36.3
Riesha NGPS	14.4
Others	7.3

Consumption(1995)	%
Retail Sales	
JEPCO's Area	49.8
IDECO's Area	12.1
NEPCO's Area	8.7
Industrial Companies	22.5
Other Companies	6.9

目　次

LIST OF TABLES

LIST OF FIGURES

送配電網電力損失低減計画策定の概要

送配電網電力損失低減計画策定の概要

1　計画策定の流れ

(1)　ジョルダン全体の電力損失の現状

NEPCO のアニュアルレポートによると、1995 年のジョルダン電力系統の送電損失率および配電損失率は、それぞれ 2.0%、 7.4%で送配電損失率の合計は 9.4%であった。本調査において、配電損失率を低圧（LV）系損失と中圧（MV）系損失に分けるための LV 代表系統の計測と計算を行った結果、MV 系損失が 2.2%、LV 系損失が 5.2%であることが判った。 このことから、低減の対象となる送配電損失の大きな部分は配電系統、特に LV 系統で発生していることが判る。

(2)　検討の対象系統

損失低減対策は、経済的にメリットが見込めることを前提に調査の結果、送電線および変電所の損失低減は、経済的に成り立たないのでこれを除外し、ＭＶおよびＬＶ配電系統の損失低減対策に的をしぼって検討を行い、マスタープランとして提案することとした。

(3)　損失低減計画へのアプローチ

ジョルダン国内には、低圧配電線フィーダだけでも２万近いものがあるのですべてについて個別検討を行うのは全く不可能である。 そのため、サンプルを使った検討により、経済的に成り立つ損失低減対策が、全系の中にどれほど存在するか（ポテンシャル）の推定を行った。

まず、ＬＶ系統 81 フィーダ、ＭＶ系統 14 フィーダを“サンプル１”として選定し、これを調査団が提供したソフトウエアにより詳細な解析を行い、その結果をベースとして、フィーダの電流と損失低減・コストなどの関係を数式モデル化した。

次に、これを全系統に適用するため、ランダム方式により選定した全体の約 2%に相当する配電用変電所に接続されているＬＶフィーダ、および33kV系統全フィーダを“サンプル２”とし、これらの電流実績をベースとして、数式モデルにより全系統を対象にフィージブルな（ベネフィットがコストを上回る）対策工事のポテンシャルを推定した。

(4) 損失低減対策の優先順位

3種類の損失低減対策を下記の順位で実施する。

(a) ＬＶフィーダのアンバランス電流の低減は、損失低減に効果があるうえ、資金をほとんど必要としないので、これを最優先として実施する。

(b) キャパシタの設置による系統の力率改善は、投資効率が高い（B/Cが大きい）ので、軽負荷時に過補償にならない範囲で設置を進める。

(c) 上記２方策だけでは損失低減量が小さいので、これらを行なった上に立って線路新設対策を行うが、これについても原則としてB/Cの大きいものを優先する。

(5) 計画目標年度および年度展開

調査終了後２年の準備期間を置いて、1999年を初年度とし2008年までの10か年計画とした。 2008年の電力需要想定値をもとに対策を立て、(4)の優先順位に従って、工事量・工事費の均平化を考慮しながら年度展開を図った。

(6) 計画案の設定

(3)で求めた2008年における全系のポテンシャルは、損失低減94.1MW、エスカレーションなどを除いたネットコストは、6,357万JDとなる。 このポテンシャルをベースにＡからＥまでの五つの案を設定した。

2 計画の概要

五つの計画案の概要を次に示す。

案		A案	B案	C案	D案	E案
キャパシタ設置	容量(MVA)	191	191	191	191	191
LV線路新設	対象フィーダ数	1,533	1,989	2,599	3,881	6,248
MV線路新設	対象フィーダ数	0	7	15	22	40
対策コスト合計(1000JD 10年分)		20,000	30,000	40,000	50,000	63,570
電力損失低減(MW 2009年)		48.0	61.0	73.5	84.8	99.0
電力量損失低減率(% 総発電電力量比 2009年)		1.8	2.3	2.8	3.2	3.8
予想送配電損失率(% 総発電電力量比 2009年)	対策前 11.0%	9.2	8.7	8.2	7.8	7.2

なお、この表において、E案を実施した場合の損失率7.2%は、事実上の最適損失率であると考えられる。

3 経済評価および財務分析

各案について経済評価および財務分析を実施した結果、いずれの案もフィージブルであるとの結果を得た。

各案の評価数値は次のとおり。

案		A案	B案	C案	D案	E案
Economic Evaluation	EIRR	24.91	20.08	17.80	16.45	15.04
	B/C	1.99	1.63	1.45	1.34	1.23
	B-C (1000JD)	11,155	10,687	10,195	9,604	8,142
Financial Evaluation	FIRR	15.73	12.80	11.36	10.33	9.27
	Net surplus (1000JD)	98,820	117,271	134,097	145,068	154,896

4 勧告

本件調査において提案された電力損失の低減計画は、グローバルに見て、資源の無駄使いを無くし環境汚染を減らすことのできる優れたプロジェクトである。 経済、財務という面からも、国の経済や電力会社の財務を改善できる優れた選択肢である。

五つの計画案のうち、E案はジョルダンの最適な損失率を実現する事が出来る案であり、5案の中で最大のネットベネフィットを生み出すことが出来る優れた案として、その採用を提言する。

計画実施に当たっての勧告事項は次のとおり。

(1) 三相アンバランス電流の改善は投資を必要としないので、外からの資金とは関係なく最優先で実施すること。

(2) 次に、LV系へのキャパシタ設置による力率改善は、百万JD以下の少額投資で実施できるので、自己資金あるいは国内金融機関からの融資によって実行すること。

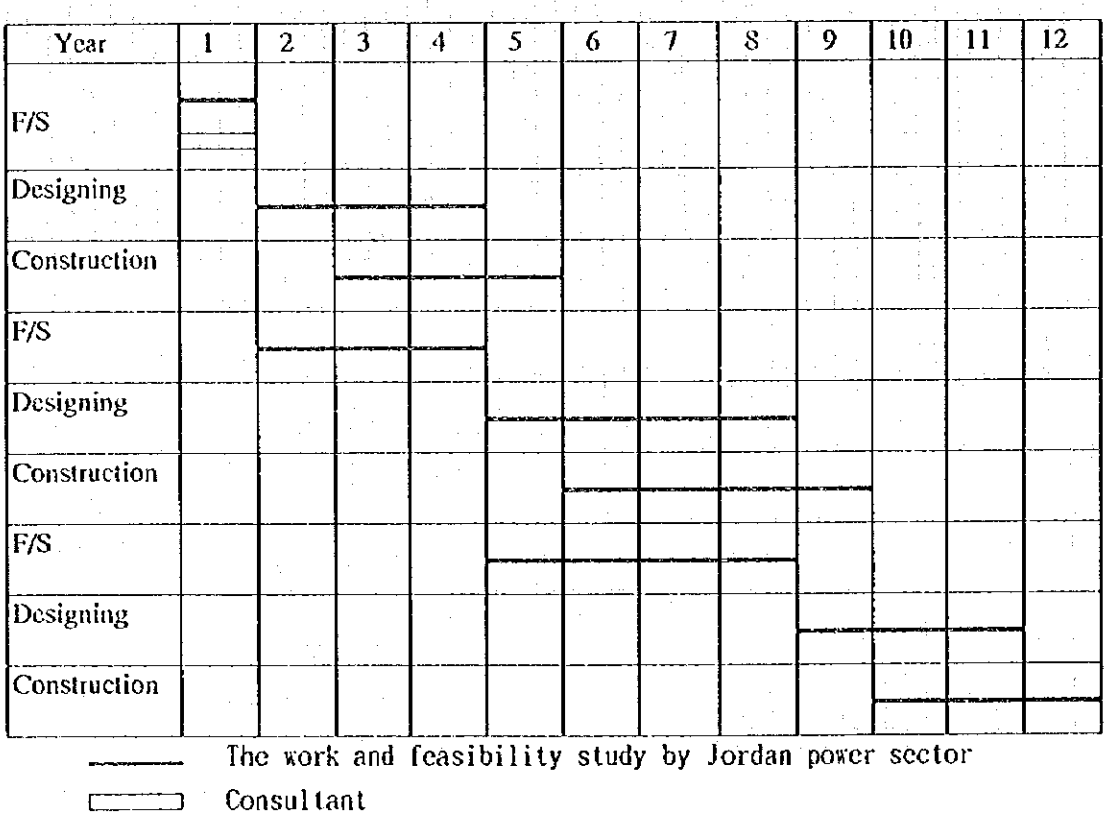
(3) 三相アンバランス電流の改善および力率改善だけでは損失低減の量は十分とはいえず、もし、これ以外に何もしなければ需要の増加によって損失率は確実に今より

増えてしまうであろう。 線路新設は、ジョルダンの電力損失低減を実現するために不可欠の対策であり、実施が望まれる。

この対策を実施するためには、大きな投資とフィージビリティスタディのための作業が必要となる。 その上、融資を海外金融機関から受けるための努力も必要である。

フィージビリティスタディと建設工事についての大まかな工程表を次に提案する。

Outline of Schedule for the Program



(4) 損失低減プログラムを円滑かつ効率的に実施するため、小容量キャパシタの開発と例えば多回線線路、大サイズ導体線路、あるいは多導体線路のような導電率の高い（電気抵抗の小さい）線路についての検討が望まれる。

第１章

序　　論

第1章　序論

1.1 調査の背景

ジョルダンの電気事業は、国営の電力会社: National Electric Power Co. 略称 NEPCO (1996 年9月1日, Jordan Electricity Authority (JEA)の名称および組織変更) が発送電の大部分を受持ち、私営の電力会社2社(Jordanian Electric Power Co. 略称 JEPCO および Irbid District Electricity Co. 略称 IDECO) が NEPCO の供給区域を除いた地域の配電を受け持っている。 両者とも NEPCO から電力を購入し、需要家に供給している。

1995 年に記録された最大電力はジョルダン全土で 894 MW (NEPCO 系統内は対前年比 8.6%増の 862 MW) である。

1995 年の電力消費量は 4,778 GWh と 1986 年の約2倍に拡大し、この間、年平均 8.3 % の高い伸びを示している。

ジョルダンにおける送配電損失率は 1986 年から 1995 年までの 10 年間の平均で 9.4 %であった。 しかし、1989 年以降の送配電損失率は毎年 10%前後を記録し、過去の7%台という実績と比べて3ポイント近く増加してる。

電力損失を低減することは、将来におけるジョルダン国のエネルギー消費の効率化、発電および電源開発低減につながる重要な課題である。 そのため本計画調査により電力損失の原因を究明し、その改善方法を提言し、更には電力関係者の訓練を通じて我国の技術を習得することが必要であるとして、本件開発調査の要請がなされたものである。

これを受けて、日本国政府は国際協力事業団 (JICA) を通じ、1995 年7月に予備調査団を、さらに、1995 年 11 月に事前調査団を現地に派遣し、本プロジェクト実施に関する協議並びに現地踏査および資料収集を行い、本プロジェクトの実施方針の決定を行った。 そして 1995 年 11 月 26 日に、本件調査に係わる Scope of Work (S／W) の合意に至った。 これに基づき、日本国政府は、本計画について本格調査の実施を決定し、これを JICA に委託した。

1.2 調査内容

(1) 調査の目的

本調査は、ジョルダン国のエネルギー効率を向上させ、長期的な電力施設の節減に資するため、送配電網に係わる電力損失を合理的に達成可能なレベルまで低減するための対策の提言を行うこと。 併せて、本調査期間中に送配電網電力損失低減計画に係わる技術移転をジョルダン側カウンターパートに対し実施することを目的とする。

(2) 調査の範囲

調査対象地域は、NEPCO 、JEPCO および IDECO の電力供給地域である。 調査の対象となる電力損失は、発電所の所内損失を除いた送電線、変電所、配電システムの電力損失である。

調査の種類は上記調査対象地域における送配電網に係わる電力損失を合理的に達成可能なレベルまで低減するための調査とし、目標年は今後 10 年間とする。

(3) 調査項目

調査項目は以下のとおりである。

(a) 資料の収集分析・検討
(b) 現地調査
(c) 電力事情調査
(d) 電力系統の現状の分析
(e) 電力計測作業の実施
(f) 電力損失の明確化および要因分析
(g) 送配電コストおよび電力損失代価の見積り
(h) 電力損失モデルの開発
(i) 最適な電力損失低減計画の策定
(j) 経済・財務分析
(k) 資金手当の方法検討
(l) 技術移転

1.3 ジョルダン国における調査団の活動および関係者

(1) 調査団の活動

1996 年 2 月から 1997 年 3 月にかけて、JICA 調査団はジョルダン国において次の活動を実施した。

第 1 次現地調査：1996 年 2 月 24 日～同年 3 月 27 日
・インセプションレポートの説明
・電力事情調査
・電力損失明確化手法の検討
・調達機材の仕様、数量および調達方法の検討

第２次現地調査：1996年6月17日～同年10月15日

・計測作業の実施
・電力損失の要因分析
・損失低減計画最適化計算
・電力損失低減計画の選択肢の設定
・電力損失の評価基準の設定
・電力損失モデルの開発
・第１回セミナーの開催

第３次現地調査：1996年11月22日～同年12月20日

・インテリムレポートの説明・協議
・合理的な電力損失低減可能量の予測
・最適な電力損失低減計画の策定
・低減計画実施による損失率の見直し
・経済・財務分析
・資金手当の方法検討
・第２回セミナーの開催

第４次現地調査：1997年3月3日～同月17日

・ドラフトファイナルレポートの説明・協議
・ミニッツの作成
・第３回セミナーの開催

(2) 関係者リスト

本調査に参加したNEPCO、JEPCO、およびIDECOのカウンターパート、ならびにJICA調査団員は下記のとおりである。

NEPCO

Mr. ALI. Y. AL-ZUBI	Load Research & Management Section Head
Mr. FALAH ABABNAH	Electric Planning Engineer
Ms. REEM HAMDAN	Disrtribution Department Electrical Engineer
Ms. SUHA QOUSSOUS	Electric Planning Engineer
Mr. KHALIL BADER	Electric Planning Engineer

JEPCO

Mr. ANWAR ELLAYAN	Electric Planning Engineer

IDECO

Mr. JEHAD ROUSAN	Head of Planning Section

JICA 調査団

大河原邦夫	総括／電力損失低減計画
中村　隆夫	最適化モデル
向井　捷洋	送配電設備
村上　達彦	電力計測
石塚　良昭	経済

国際協力事業団

星野　明彦	担当職員

1.4　機材の供与

本調査団は、第２次現地調査時にロードアナライザおよびクリップオンメーターの計測器をアンマンにて購入し、電力計測に活用した。　さらに、同時に、パーソナルコンピュータをアンマンにて購入し、電力損失計算、技術移転等に活用した。　なお、購入した計測器およびコンピュータは第４次現地調査の終了をもって JICA からジョルダン側に供与した。

1.5　ソフトウエアの準備

本調査団は、東電設計が開発した電力損失計算ソフトウエアおよび電力損失低減対策を容易に算定できる解析ソフトウエアを、ジョルダン国の電力系統の状況に適するように改修し本調査に使用した。　本ソフトウエアの使用にあたっては、調査団団員が使用方法を含めて解析ノウハウ等の技術移転を図った。　また、本ソフトウエアは、本調査が終了後もジョルダン側で使用できるように使用権を供与した。

1.6 カウンターパート研修

今回の調査期間中、NEPCO のカウンターパートに対する電力損失低減計画のフォローアップを目的としてインテリムレポート作成に参加することを主体に日本における研修を下記のとおり実施した。

(1) 氏　名：ALI YOUSIF MOH'D AL-ZUBI　(JICA 負担)
　　期　間：自　1996 年 10 月 20 日 (29 日間)
　　至　1996 年 11 月 17 日

(2) 氏　名：FALAH QASEM AHMAD ABABNAH　(JICA 負担)
期　間：自　1996年10月20日 (29日間)
至　1996年11月17日

1.7 セミナーの開催

今回の調査期間中、先方関係機関に技術移転を図る目的から、下記のとおり3回のセミナーをジョルダン国にて開催した。

(1) 第1回セミナー
(1996年8月20日 JEA 本社にて開催、1996年8月21日 IDECO 本社にて開催)
本調査の概要および電力損失解析モデル、経済評価についての説明、ならびに東京電力の設備概要および電力損失低減の推移の実例の紹介を項目として、第1回セミナーを JEA 、IDECO にてそれぞれ1日の日程で第2次現地調査に併せて開催した。

(2) 第2回セミナー
(1996年12月14日 NEPCO 本社にて開催)
第2回セミナーを NEPCO にて1日の日程で第3次現地調査に併せて開催し、インテリムレポートの内容、経済・財務分析についてケーススタディを行った結果の説明を行った。

(3) 第3回セミナー
(1997年3月12日 NEPCO 本社にて開催)
第3回セミナーを NEPCO にて1日の日程で第4次現地調査に併せて開催した。

第２章

ジョルダンの社会経済状況

第2章　ジョルダンの社会経済状況

ジョルダン国の英語による公式名称はHashemite Kingdom of Jordan(すなわち、「ジョルダン・ハシェミテ王国」)と表記する(以下、「ジョルダン」と記す。)。　その首都はアンマンで、国土の総面積は89,342km^{2}である。

ジョルダンは1994年に人口・居宅センサスを行った。　このセンサスに基づく統計データおよびセンサスの結果を取りまとめている統計局の情報によると、1994年時点のジョルダンの総人口は413万4,500人で、人口密度は1km^{2}当たり46人となっている。

ジョルダンの国内総生産(GDP)は、1993年現在、要素費用表示で市場価格では32億1,460万ディナール、1985年固定価格では20億1,340万ディナールとなっている。　上述の資料によると、金融業、保険業、不動産業、役務サービスの部門はGDPに対する市場価格における寄与率が16.3%、1985年固定価格におけるそれが18.5%となっており、寄与率がもっとも高い。　一方、2番目に寄与率の高いのが輸送業、倉庫業、通信関係の部門で、市場価格で12.8%、1985年固定価格で12.1%となっている。

1990年度および1994年度におけるジョルダンの国家財政は、歳入面でそれぞれ9億3,800万ディナールおよび20億9,900万ディナール、歳出面でそれぞれ10億3,300万ディナールおよび14億3,700万ディナールとなっており、その伸び率は歳入面で22.30%、歳出面で8.61%であった。　1990年度から1994年度までの4年間で歳出に比べて歳入の伸びがきわめて高かったことがわかる。　中でも間接税、特に許認可料収入の伸びが著しい。

1967年から1994年にかけてのジョルダンの貿易実績は、輸出で1,132万7,000ディナールから9億9,518万1,000ディナールへ、また輸入で5,504万8,000ディナールから23億6,258万3,000ディナールへと大きく伸びてきている。　しかし、この数字が示すように、ジョルダンは一貫して貿易赤字を示しており、輸入が輸出を上回っている。

ジョルダンでは労働力の50%以上が労務者で、そのほとんどが地域社会サービスや何らかの行政サービス部門に従事しており、ジョルダン全体の1985年固定価格によるGDPに占める割合の高いのは、産業別に寄与率が19%の生産業、同18%の金融業・保険業・不動産業・役務サービス部門、同12%を占める輸送業・倉庫業・通信部門、および11%を占める製造業部門などである。

ジョルダンにおいては耕作可能地域は、ジョルダン渓谷地域のみである。　現在ジョルダンの大半の人々の経済活動が採掘・鉱業、製造業となっているのは、こうした地理的条件をも反映しているものと思われる。

ジョルダンには1994年現在、総延長6,856kmの道路がある。　統計資料によれば、その内訳は高速道路が2,820km、二次幹線道路が1,899km、地方道が2,137kmとなっている。

ジョルダンはアカバに海港を一つ持っている。 1994 年度における貨物の総取り扱い量および船舶数はそれぞれ 1,057 万 2,000 トン、2,486 隻となっている。

ジョルダンはまたアンマンに国際空港を一つ、アカバにローカル空港を一つ持っている。 ジョルダン航空会社による 1994 年度の輸送人員および輸送貨物の総量はそれぞれ 122 万 2,000 人、5 万 4,584 トンとなっている。

ジョルダンは現在、「1993 年－1997 年経済社会開発計画」の期間中にある。 同計画中のさまざまな方針ならびに目標は、以下の事項を達成することである。すなわち、

(1) 著しい人口成長率にも十分対応できる経済成長率を実現する観点から、これを凌駕するような 1991 年固定価格で実質 6%の GDP の伸び率を達成する。これは一人当たりの実質 GDP を約 3%引き上げることになる。

(2) 構造的格差を是正し、財政的金融的安定性を達成する観点から、

(a) グラントを除く予算の対 GDP 欠損額漸減傾向を 1997 年度までに 3%以上にならないようにする。

(b) 1997 年度までに流動勘定の欠損額をなくす。

(c) 1997 年度までに対 GDP 対外債務比を 100%を超えない水準まで抑えるようにする。

(d) 1997 年度までに割賦償還金額(長期借入金の金利支払金および元本償却用積立金として年々計上する充当金の総額、年間元利金支払額)の物資・役務輸出に占める割合を 25%を超えない水準に抑えるようにする。

(e) 本開発計画期間完了までに対 GDP の消費割合を 89%を超えない水準まで抑えるようにする。

(f) 年間インフレ率を 4%から 5%の範囲で維持する。

バランスの取れた社会開発を実現する観点から、国内の社会的情勢としてはこれまでも経済開発の成功に向けて概ね意欲的であったのをうけて、同計画は貧困をなくし失業者を減らし、また社会保障の質を向上させ、これを改良すること、さらに地域間の格差を是正することが重要であると述べている。

家計収入に関しては、もっとも所得の高い所帯は 1992 年度においては工業に従事している所帯である。 2 番目が金融業・銀行業、3 番目が商業・レストラン・ホテル業関係に従事する所帯でそれぞれ 6,884 ディナール、6,344 ディナール、6,147 ディナールとなっている。 この所得状況はこれまで述べてきたようなジョルダンの産業状況を反映しているように思われる。 1992 年時点の一所帯当たりの年平均所得は 4,607 ディナールとなる。一方、支出については、同年の平均額は 1 所帯当たり 3,920 ディナールとなっている。 所得額(4,607 ディナール)および支出額(3,920 ディナール)の差額 687 ディナールは食糧費や医療費の予備金、あるいは、さらに残れば預貯金にまわすものと考えられる。

燃料、電気、水道料金の全支出に対する割合は上表のとおり 5.84%である。NEPCO(JEA)の電力統計に基づく一般顧客一戸当たりの平均電力支出は、160 ディナールなので、上述の燃料、電気、水道料金の支出合計の約 70%が電気料金である。 つまり、電気料金の全支出に対する割合は 4.08%ということになる。

一般項目における 1991 年から 1995 年までの物価の年平均上昇率は、統計資料によれば 3.29%となっている。

1991 年から 1995 年までの対米ドル、対日本円の為替変動の状況は下表のとおりである。

Exchange Rates with US Dollars and Japanese Yen

(J.Fils, 中央値)

年別	米ドル	日本円(¥100)
1991	680.9	506.4
1992	679.8	537.4
1993	692.9	625.0
1994	698.8	684.5
1995	700.8	749.1
June 1996	709.0	651.0
JDs 相場の年平均低下率 (%)	0.72 %	10.28 %

出典 : Monthly Statistical Bulletin Vol.32 No.6, Central Bank of Jordan.

第３章

ジョルダンの電力事情

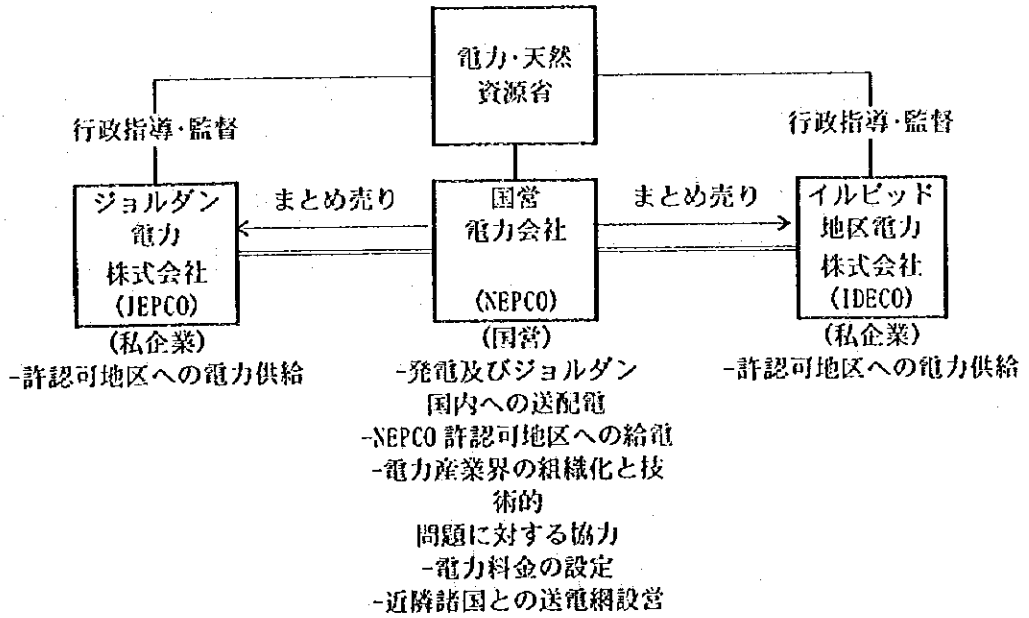
第3章　ジョルダンの電力事情

3.1　ジョルダンの電力事業の企業形態

電力事業を行うものとしてはジョルダンには3つの企業体がある。　一つは国営で、電力・天然資源省に属する「国営電力会社(NEPCO)(これまでジョルダン電力公社(JEA)と称していた)」である。　その他のふたつは私企業でそれぞれジョルダン電力会社(JEPCO)とイルビッド地区電力会社(IDECO)である。　それら3企業体の機能と関係については下記に述べる。　3企業体のうち NEPCO と IDECO は発電施設を有している。JEPCO は NEPCO から電力を購入してこれを供給するだけの企業である。

3企業体のそれぞれの機能と関係は下図に示す通りである。

Electricity Enterprises in Jordan



NEPCO はまた電力を販売する公営企業体でもある。　その電力は JEPCO や IDECO に販売すると同時に、石油精製会社、セメント会社等の大企業にもまとめ売りをしている。　そ

の電力供給網はアカバ地区、マアン地区、ショウバック地区、カラック地区、タフィラ地区、ジョルダン渓谷地区、東部地区、アンマンの一部地区等を小売り網としてカバーしている。

1995年度の顧客数は67万4,000戸(社)となっており、1990年度以降年率5.34%の割合で伸びてきている。 このうちNEPCOがカバーする割合は13.4%で、その数9万戸(社)にとどまっている。

現在、NEPCOはその送配電部門を独立の私企業に分離しようとの計画を持っており、1996年7月以降、すでにそのための機構改革が始まっている。 しかし、この送配電部門が独立の私企業となっても、NEPCOのJEPCOやIDECOあるいはその他の大企業に対するまとめ売りの関係、小売りの状況等は現状が維持されるものと思われる。

JEPCO、IDECOは上述の通り、NEPCOから電力を購入してこれを供給する企業体である。 小規模ながらIDECOは独自の発電施設を持っている。

JEPCOはアンマン州の大部分、バルカ州をカバーしており、都市としてはアンマン、アルザルカ、アルソールト、マダバ、アルバカー等を含んでいる。 またIDECOはイルビッド州をカバーしており、そこにはイルビッド、アルラムサ、アルマフラック、ジェラッシュ等の都市が含まれている。

NEPCOの出している資料によると、1995年度の電力供給人口は425万5,000人に達しており、1995年度の総人口に対する電化率はきわめて高く99.2%となっている。

下表はNEPCO、JEPCO、IDECOの財務状況を概括したものである。

Summary of Statements of Income and Expenses of Enterprises

(JDs)

	NEPCO		JEPCO	IDECO
	1994年度	1995年度	1994年度	1994年度
収入部門	128,439,585	138,901,013	88,787,004	21,490,002
電力販売収入	119,242,838	132,012,477	84,567,035	16,887,571
その他の収入	9,196,747	6,888,536	4,219,969	4,602,431
支出部門	114,466694	126,229731	82,828,241	20,726,338
発電操作経費/電力購入費	70,366,464	77,763,510	65,925,198	18,536,513
その他の経費	44,100,230	48,466,221	16,903,043	2,189,825
純利益	13,972,891	12,671,282	5,958,763	763,664

出典：Annual Account Reports from JEA(現NEPCO), JEPCO and IDECO.

注：「電力購入費」とはJEPCO、IDECOがNEPCOから電力を購入する費用を意味する。

NEPCO 発行の電力統計によると、下表に示すとおり、平均実料金は kWh 当たり 1996 年現在で Fils37 となっている。

Actual Average Electricity Tariff in NEPCO

給電分野	一般顧客及び公共建物	大企業へのまとめ売り	中小企業	商業	農業及び揚水ポンプ施設	その他	計
消費割合(%)	32.35	16.54	13.74	10.96	20.32	6.09	100.00
収入面での寄与率(%)	36.64	17.26	10.80	14.87	15.63	4.80	100.00
平均実料金(Fils/kWh)	41.67	38.49	29.00	50.00	28.36	29.09	36.88

出典 ：Annual Report 1995, JEA(現 NEPCO).

3.2 発送変配電設備

ジョルダンの電力系統は、ＮＥＰＣＯが保有する数箇所の発電所を132kV 送電線で連系し、主要変電所にて33kV、11kV、6.6kV に降圧、さらに需要地に設置されている配電用変電所にて 415Ｖに降圧後、需要家に 415Ｖ３相４線式で配電するのを基本としている。

(1) 発電設備

1995年末現在、ジョルダンの総設備出力は 1,167MWで、その内 1,049MWが全国系統に連系している。

(2) 送電設備

ジョルダンの送電線の電圧は、400kV 、230kV 、132kV 、66kV、の４階級である。

その内、400kV 送電線はAqaba 火力発電所とAmman South 変電所の間に２回線設置されている。 しかし、鉄塔、碍子は400kV 仕様となっているものの、現在同送電線は132kV で運転されている。 なお、同送電線は1997年末迄に 400kVに昇圧される予定で設計が進められている。

また、230kV 送電線はシリアとの連系用にIrbid 変電所よりシリア向けに建設されたが、現在運転休止中である。 1995年末現在、ＮＥＰＣＯの送電線亘長は以下のとおりである。

送電線	66kV	132kV	230kV	400kV
亘長 (ckt-km)	17	2,106	17	670

(3) 変電設備

ＮＥＰＣＯ保有の変電所の設備容量は、1995年末現在、以下のとおりである。

変電所	33/11kV	66/33kV	132/6kV	132/33kV	230/132kV
設備容量 (MVA)	150	10	75	1,989	200

(4) 配電設備

ジョルダンの電力会社の定義に従い、33kV以下の設備を全て配電設備と表現する。ＮＥＰＣＯ、ＪＥＰＣＯ、ＩＤＥＣＯの各社とも配電電圧は、ＭＶ（Medium Voltage: 中圧）とＬＶ（Low Voltage:低圧）の二つがあり、ＭＶは33kV、11kV、6.6kV で、ＬＶは415V（３相４線式）となっている。

1995年末現在の、ＮＥＰＣＯ、ＪＥＰＣＯ、ＩＤＥＣＯの配電設備および配電用変電所設備容量は、下表に示すとおりである。

Distribution Facilities in Jordan

Distribution Line	Company	33kV	11kV	6.6kV	0.4kV
Overhead Lines(km)	NEPCO	1,413.4	306.8	5.2	2,324.1
	JEPCO & IDECO	2,975.1	309.7	264.4	12,799.3
	Subtotal	4,388.5	616.5	269.6	15,123.4
Underground Cable(km)	NEPCO	17.5	102.2	5.8	261.4
	JEPCO & IDECO	399.5	794.7	656.7	1,057.4
	Subtotal	417	896.9	662.5	1,318.8
Ground Total		4,805.5	1,513.4	932.1	16,442.2

Distribution Substation Capacities in Jordan

Substation	Company	33,11,6.6/0.4kV	33/11,6.6kV	11/6.6kV
Capacities(MVA)	NEPCO	379.9	145.5	2.5
	JEPCO & IDECO	847.4	493.7	1,509.5
	Total	1,227.3	639.2	1,512

3.3 電力需要

(1) 発電電力量

ジョルダンの電力供給は、大別すると、電気事業者と産業用自家発によって行われている。 発電を行っている電気事業者は、ＮＥＰＣＯ、ＩＤＥＣＯ、および自治体などである。 また、自家用発電設備を所有している企業は、セメント、鉄鋼会社など５社がある。 ＮＥＰＣＯの発電電力量が全体に占める割合は、1995年で約93%で

あり、この数字は過去6年間、ほぼ変動していない。

下表に1995年度の発電電力量の事業者別の内訳を示す。

1995 年度のセクター別の発電電力量とそのシェア

	Electrical Energy(GWh)	Share(%)
1. Electricity Sector	5,215	92.8
NEPCO	5,201	92.6
IDECO	12	0.2
Municipalities & Others	2	0.0
2. Industrial Sector	401	7.2
Refinery	65	1.2
Cement Factory	39	0.7
Potash Co.	113	2.0
Fertilizer Co.	166	3.0
H. Iron Factory	18	0.3
Total	5,616	100

(2) 販売電力量

ジョルダンにおける電気事業者別の販売電力量の推移をFig. 3.3-3に、その伸び率をFig. 3.3-4に示す。

1995年時点のジョルダン全体の販売電力量は3,373GWhであり、この内、電気事業者別の販売電力量は、ＪＥＰＣＯ、ＩＤＥＣＯ、およびＮＥＰＣＯがそれぞれ2,382GWh、576GWhおよび415GWhであり、首都アンマンを供給エリアに持つＪＥＰＣＯが、全体の約70%を占めており、ＩＤＥＣＯが約17%、ＮＥＰＣＯが約13%である。

1995年の販売電力量の事業者別シェアは、1986年時点にＪＥＰＣＯが約71%、ＩＤＥＣＯが約16%、ＮＥＰＣＯが約13%であったのと比べて変化がなく、ジョルダン全体でほぼ等しく需要が伸びている。

(3) 電力需要の特性

(a) 日負荷曲線、年別需要曲線

ジョルダンの日負荷曲線と年負荷曲線をFig. 3.3-1、Fig. 3.3-2に示す。 ジョルダンの最大電力は、一日のうち夕方の点灯時に発生する。 また、年間では、8月あるいは9月の夏期に発生する。

(b) 最大電力と年負荷率の推移

ジョルダンの最大電力と年負荷率の推移をFig. 3.3-3に示す。 過去9年間で最大電力は約1.8 倍に伸びており、年平均伸び率は7.4%と高い値を示している。 また、湾岸戦争以後の1991年から1995年の間では、年平均伸び率が10%に達している。

過去9年間で年負荷率は、顕著な変化はないが、前半5年間が60%代後半であるのに対して、後半4年間は70%前後に改善されている。

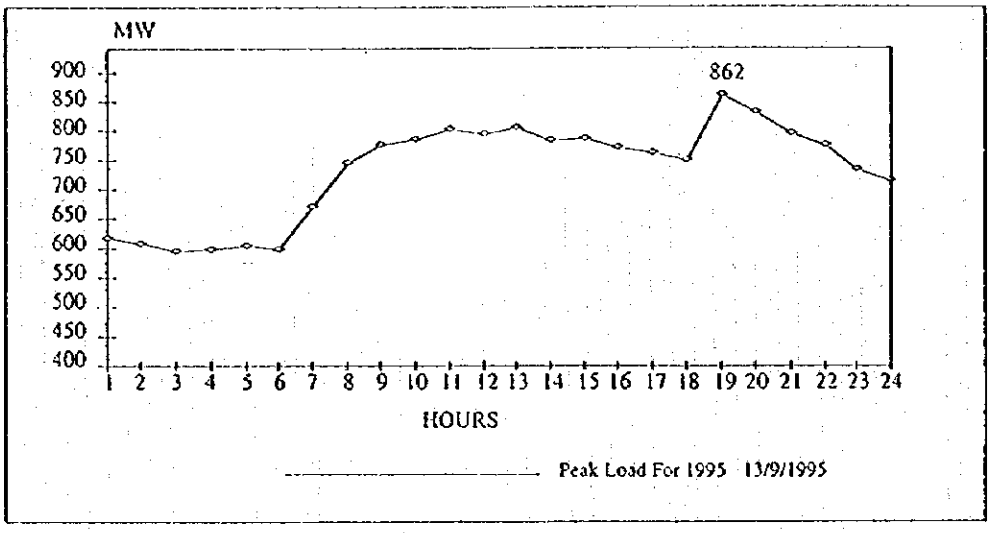


Fig. 3.3-1 Daily load curve in Jordan

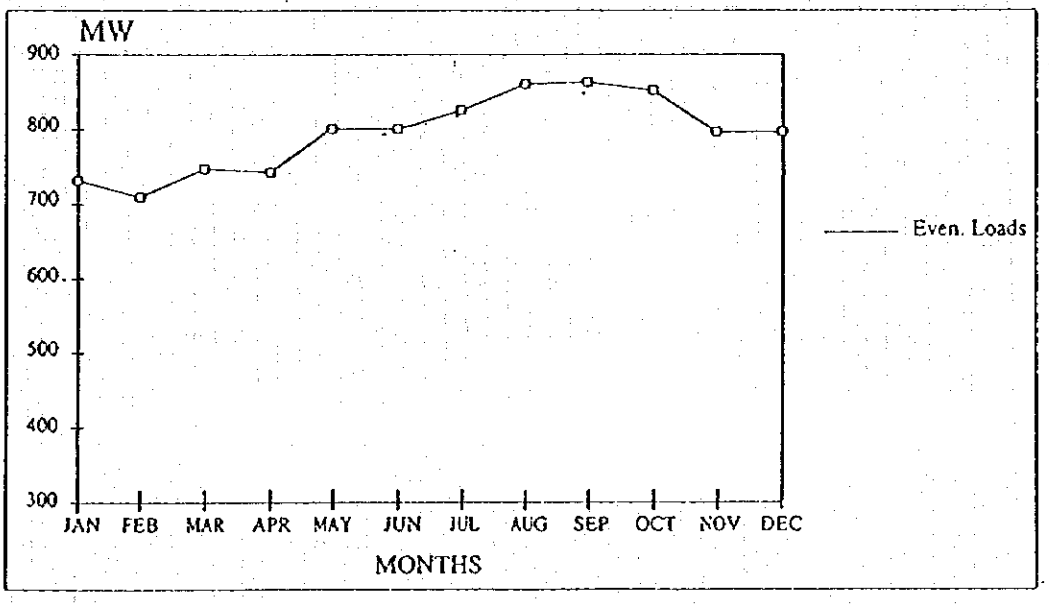


Fig. 3.3-2 Yearly load curve in Jordan

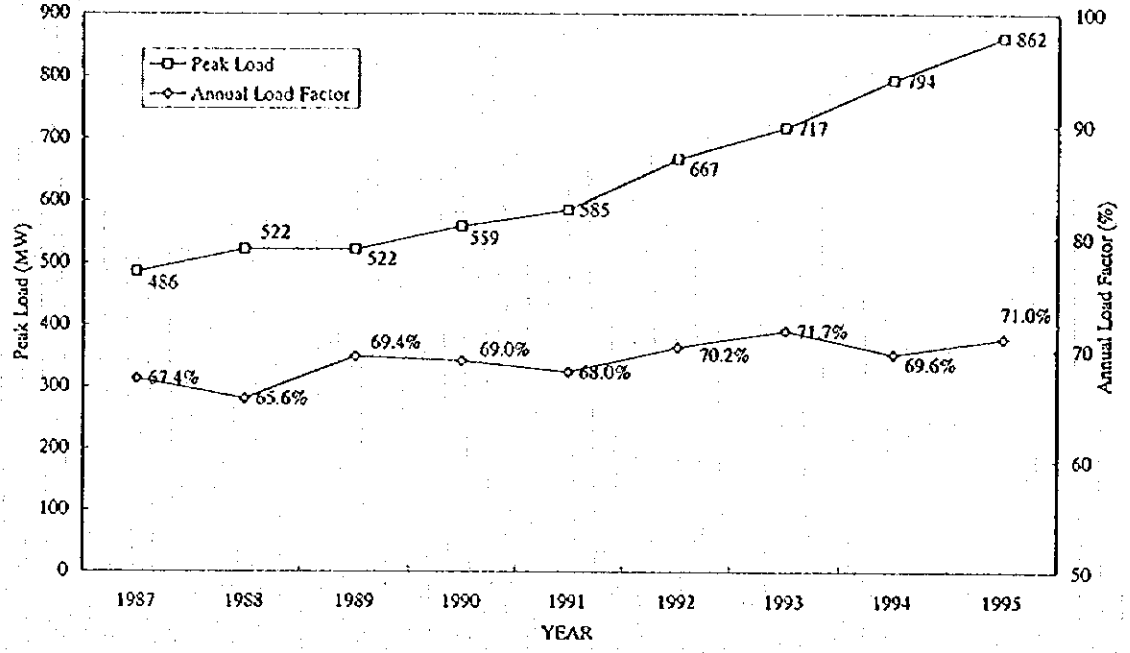


Fig. 3.3-3 Trend of peak load and yearly load factor

(4) 電力需要想定

ジョルダンの電力需要想定は、社会情勢、経済統計値、経済動向、技術革新などの諸元、および計画者のノウハウによる判断を含めてＮＥＰＣＯにより想定されている。この電力需要想定値は、ＮＥＰＣＯにおいて、長期開発計画、長期財務計画（料金検討）、企業戦略などに使用されている。

(a) 電力需要想定値

ジョルダン全体の電力需要(MW 、GWh)の想定値およびその伸び率を、Fig. 3.3-4、3.3-5 に示す。　ただし、シリアへの送電電力はこの数字に含まれていない。

セクター別の電力需要想定値をFig. 3.3-6に示す。

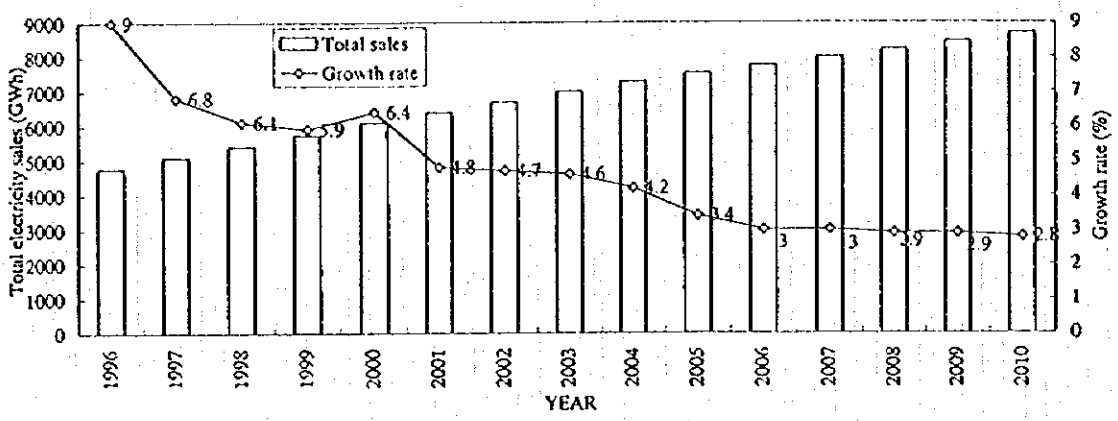


Fig. 3.3-4 Overall electric power demand forecast values throughout Jordan

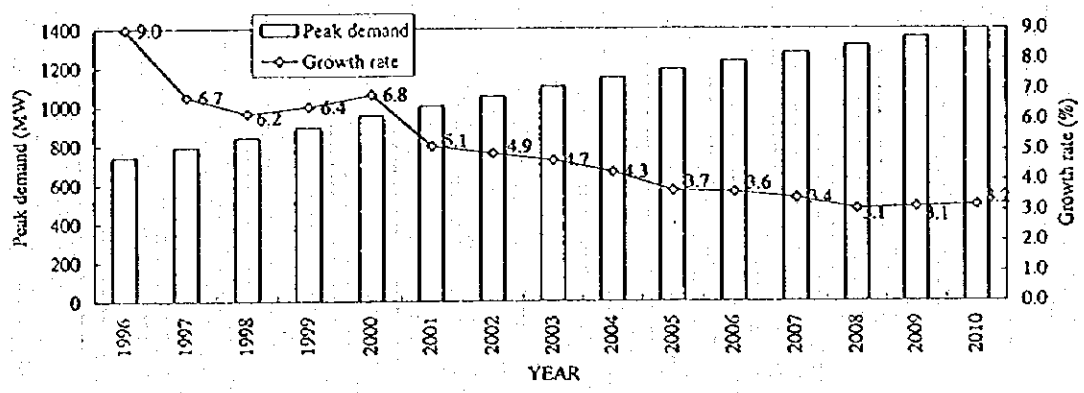


Fig. 3.3-5 Overall peak load forecast values throughout Jordan

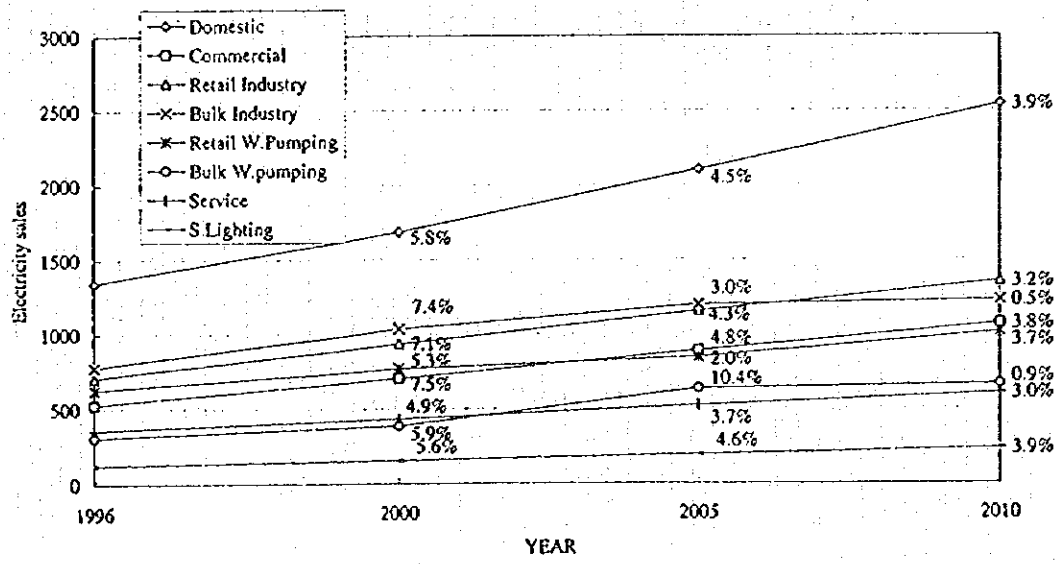


Fig. 3.3-6 Electric power demand by consumption categories

3.4 電力系統

(1) 電力系統の現状および拡張計画

(a) 電力系統の現状

ジョルダンの基幹電力系統は、ＮＥＰＣＯが保有する発変電所を132kV 送電線で相互に連系して構成されている。 その亘長は2,776 ckt-kmで、この内670 ckt-kmは、400kV 設計の送電線でAqaba 火力発電所とAmman South 変電所の間を連系している。 同送電線は1997年末迄に 400kVに昇圧される予定である。 Fig. 3.4-1にジョルダンの基幹電力系統を示す。

(b) 電力系統の拡張計画

ジョルダン、エジプト、イラク、シリア、およびトルコは将来400kV 送電線で相互に連系する計画を進めている。 これが完成すると、前記５か国が連系される事になる。 そして、ジョルダンの電力系統は、南部でエジプトと、北部でシリアと連系され、より強固なものとなる事が期待されている。

(2) 電力供給信頼度

ジョルダンの電力系統は、132kV 系統は２回線で構成され、また、送電用変電所についても２バンクで構成されており、１回線停止あるいは、１バンク停止の際でも供給は確保される。 33kV以下のＭＶあるいはＬＶ配電線は１回線構成であるが、配電線相互の距離が近い箇所は、互いに切替えが可能な設計となっており、配電線停止の際は他の配電線から供給が行われる。 一方、配電用変電所は１バンク構成で、バンク停止の際は、当該バンクから供給されている複数のＬＶ配電線が供給停止となるが、前述のような配電線相互の連系が可能なものは、切替えにより他の配電線から供給が行われる。

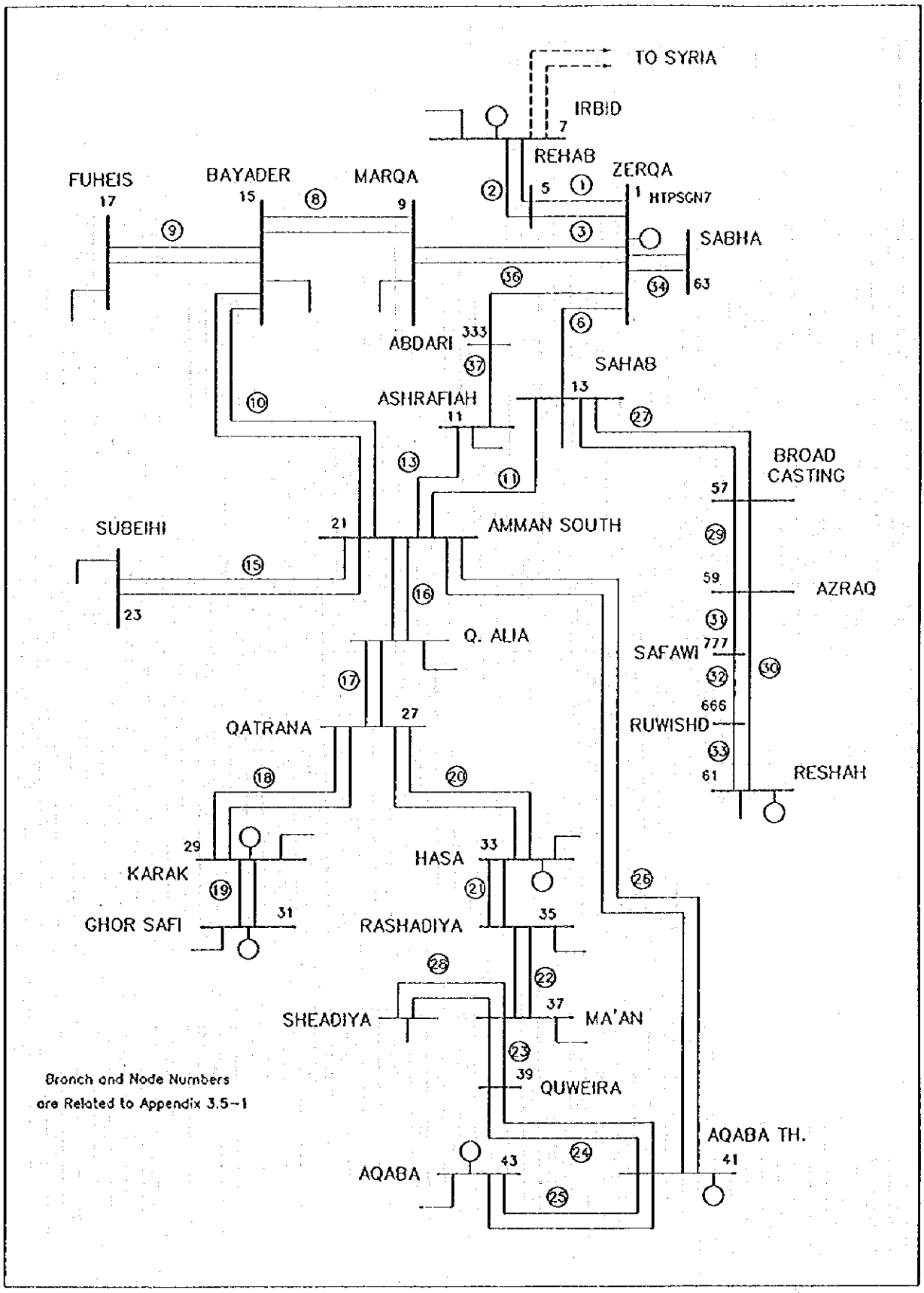


Fig. 3.4-1 Trunk Power System in Jordan

3.5　配電系統の電圧低下の現状と課題

(1) 現状

ジョルダンのＬＶ配電線、ＭＶ配電線の電圧はかなり改善を要する状況にある。

ＬＶ配電線の電圧を試算した結果では、25%以上もの電圧降下が見られる線路がある。

(2) 課題

ＬＶ配電線、ＭＶ配電線の大きな電圧降下に共通する原因として考えられるものは、

- 重負荷、長距離配電線
- 小サイズ導体の適用
- 低力率

がある。　また、ＬＶ配電線では、著しい負荷の不平衡が考えられる。

電圧を改善することは、需要家サービスにつながるだけでなく、電力損失の低減にもつながる。

第４章

電力損失の現状

第4章 電力損失の現状

4.1 電力損失記録の現状

(1) 送配電損失率の実態

1995年における全ジョルダンの全発電電力量に対する損失電力量は次のとおりである。

発電所所内損失	5.8%
送電損失	2.0%
配電損失	7.4%
(送配電損失	9.4%)

ジョルダンの電圧階級は高圧（ＨＶ：132kV ）、中圧（ＭＶ：33kV、11kV、6.6k）、低圧（ＬＶ：415kV ）の三つに分けられるが、この記録では送電はＨＶを意味し、配電はＭＶとＬＶの和を意味する事から、ＭＶ・ＬＶそれぞれの損失は明確でない。ただ、ＮＥＰＣＯだけがＭＶとＬＶの計量を行い、配電損失をＭＶとＬＶとに分けている。 Fig. 4.1-1に電力量の計量の概念を示す。

(2) 電力損失関連記録とその分析

(a) ジョルダン電力系統全体の損失率の推移

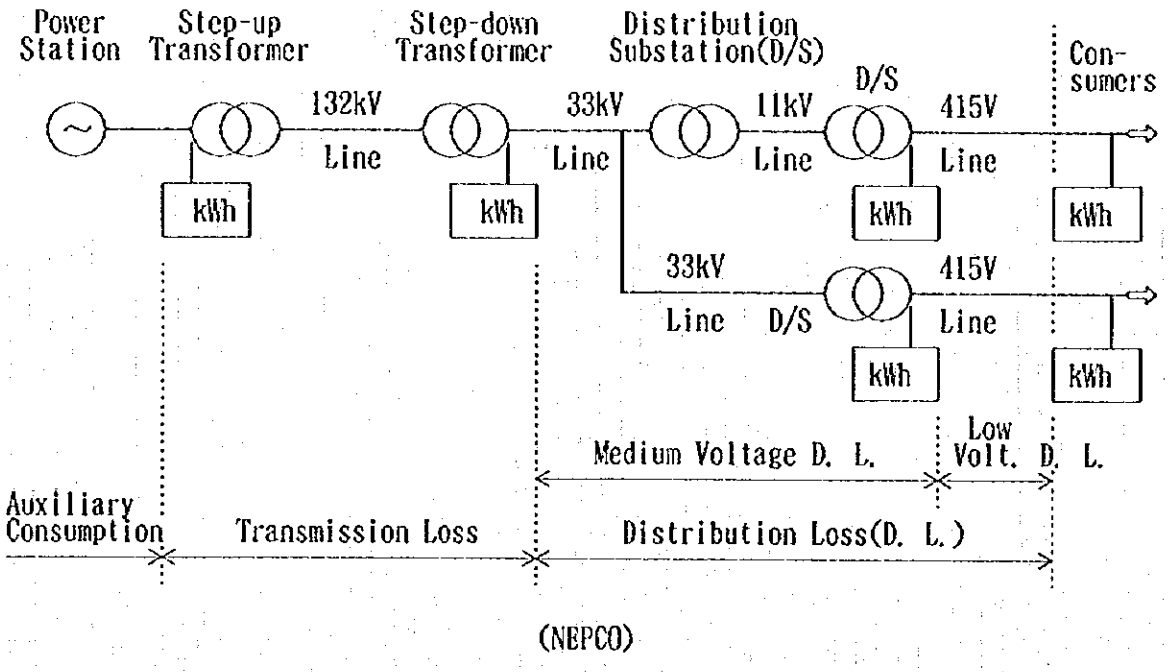
ジョルダン電力系統の発電所の所内消費を含めた全体の電力量の損失率は、Table 4.1-1 に示すように、ここ数年間15%強で推移している。 この内、発電所の所内消費分が6%程度、送電線での損失は2%前後である事から、送配電損失の大部分は、配電側で発生している事が読み取れる。

なお、ＪＥＰＣＯの配電側での損失電力量は、20年前には16%程度に達していたものが、徐々に低下し、最近では8%強まで低下しており、大きく改善されている。

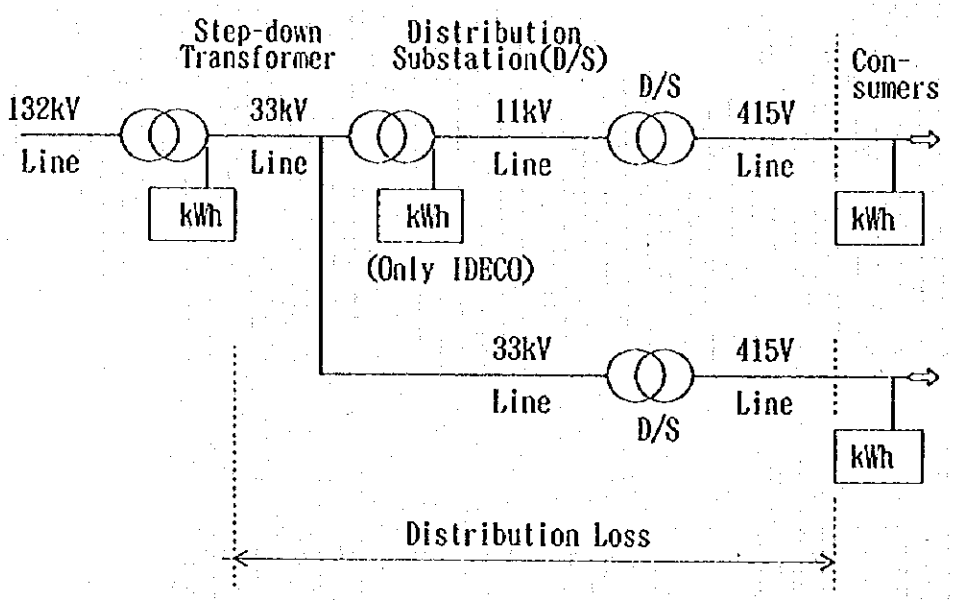
(b) ＮＥＰＣＯのＭＶおよびＬＶ配電系統の損失率の推移

ＮＥＰＣＯでは、ＭＶ系統の送電電力量、ＬＶ系統の送電電力量のそれぞれが計量され、ＭＶおよびＬＶ系統の電力損失が個々に明確にされている。

1995年度の記録によると、損失電力量は配電系統全体で15.05%、ＭＶ系統が5.01%、ＬＶ系統が10.57%と高い損失率を示している。



(NEPCO)

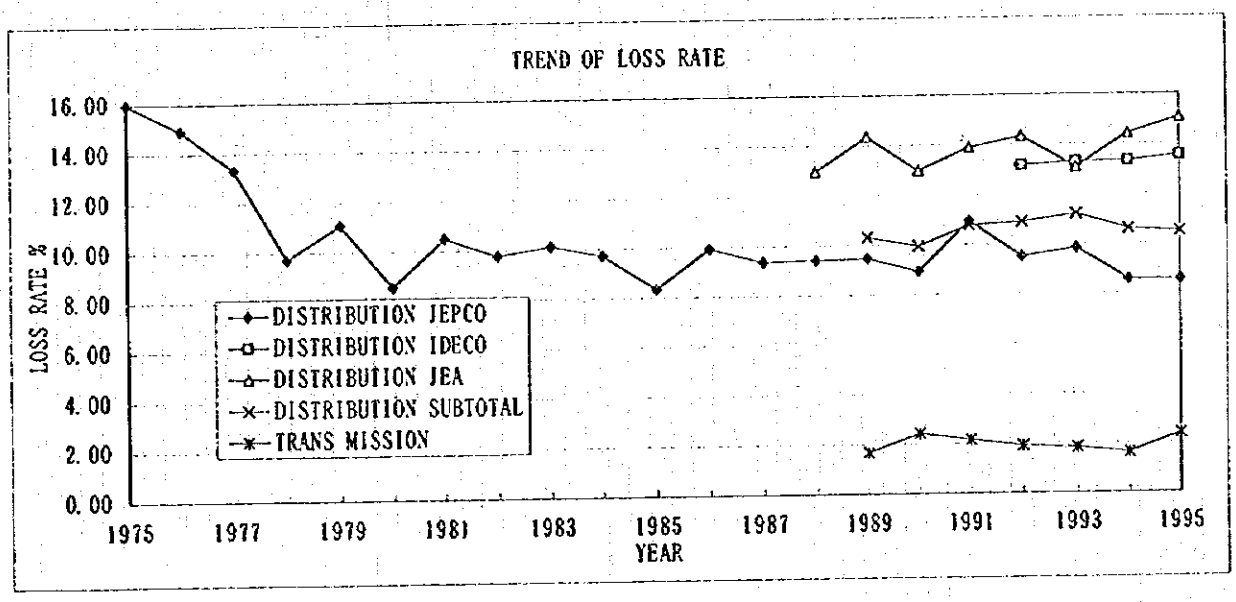


(JEPCO & IDECO)

Fig. 4.1-1 Measurement Point of Energy and Loss Classification

Table 4.1-1 TENDENCY OF LOSS RATE (%)

YEAR	DISTRIBUTION				TRANS MISSION	POWER STATION	TOTAL LOSS %
	JEPCO	IDECO	JEA	SUBTOTAL			
1975	15.97						
1976	14.93						
1977	13.33						
1978	9.70						
1979	11.06						
1980	8.55						
1981	10.48						
1982	9.76						
1983	10.11						
1984	9.71						
1985	8.33						
1986	9.92						
1987	9.36						
1988	9.40		12.96				
1989	9.45		14.35	10.30	1.66	6.62	15.85
1990	8.92		12.97	9.93	2.40	6.63	15.74
1991	10.93		13.89	10.77	2.14	6.60	16.27
1992	9.50	13.17	14.32	10.88	1.90	6.55	15.81
1993	9.83	13.30	13.08	11.19	1.81	6.48	15.79
1994	8.56	13.33	14.42	10.59	1.62	6.06	15.09
1995	8.55	13.53	15.05	10.48	2.36	5.82	15.65



4.2　現状分析のための代表系統の計測

(1) 代表系統の選定

本調査を行うにあたり、ジョルダン国内の電力系統で発生する電力損失の発生箇所および電力損失率を特定することは重要なことである。　そこで、本計測は、電力損失箇所の特定、つまり、ＭＶ系統およびＬＶ系統に発生する電力損失を分類することに主眼を置いた。　併せて、ＭＶ系統に含まれる配電用変電所の変圧器損およびＬＶ系統に含まれるサービスワイヤでの損失についてのOutline もつかめるよう配慮した。

4.1 節で述べたように、電力損失記録は、ＮＥＰＣＯについては、既に地域別、電圧階級別の電力損失のデータを所有していることから、代表系統の選定は、ＩＤＥＣＯおよびＪＥＰＣＯの配電系統を対象とした。　なお、両者とも配電系統全体の損失が判っており、ＬＶ系統の損失が特定できればＭＶ系統の損失は容易に特定できるので、代表系統はＬＶ系統だけとした。

代表系統の選定に際しては、次の点に留意した。

①代表系統は、ジョルダン全体の系統の特徴をよく代表していること

②計測代表系統に接続されている需要家への販売電力量を他系統と区別して計測できること

③計測期間中に系統切替えがないこと

このような条件を満たす系統は、極めて限られてしまい、結果として、当初ねらいとしていた「ジョルダン全体を代表するもの」とは必ずしも言い難いものとなった。ジョルダン側カウンターパートから推挙された次の４系統を代表系統として選定した。

JEPCO 代表系統	・West Theheeba substation ・Abu-Zeghan substation
IDECO 代表系統	・Juhfia substation ・Al-Rafeed substation

(2) 計測結果

(a) ＬＶ系統の損失

ＩＤＥＣＯ、ＪＥＰＣＯの代表系統で５か月間にわたって計測した変圧器２次側電力量および需要家電力量の結果をTable 4.2-1 に示す。

Table 4.2-1 Results of measuring the energy of representative systems

Juhfia (IDECO)

変圧器２次側供給電力量 (A)	需要家消費電力量 (B)	損失電力量 (C=A-B)	損失率 (C/A*100)
225,850 kWh	195,734 kWh	30,116 kWh	13.3 %

Al-Rafeed (IDECO)

変圧器２次側供給電力量 (A)	需要家消費電力量 (B)	損失電力量 (C=A-B)	損失率 (C/A*100)
242,062 kWh	227,534 kWh	14,528 kWh	6.0 %

West Theheeba (JEPCO)

変圧器２次側供給電力量 (A)	需要家消費電力量 (B)	損失電力量 (C=A-B)	損失率 (C/A*100)
126,240 kWh	120,654 kWh	5,586 kWh	4.4 %

Abu-Zeghan (JEPCO)

変圧器２次側供給電力量 (A)	需要家消費電力量 (B)	損失電力量 (C=A-B)	損失率 (C/A*100)
129,847 kWh	109,093 kWh	20,754 kWh	16.0 %

(b) 配電用変電所の変圧器損失

代表系統配電用変電所２次側における、電力と力率、電流、および相間電圧を計測した。

1) 変圧器の損失電力および電力量の算定

この計測結果を使用して、変圧器の損失電力および損失電力量を算定した。

算定結果は下表のとおり。

Loss of Transformer in the representative power systems

		Juhfia	Al-Rafeed	W. Theheeba	Abu-Zeghan
ピーク電力	(kW)	129.333	134.033	137.133	76.417
	(kVA)	165.599	157.316	178.326	98.858
変圧器2次側電力量 (kWh)		804,400	833,632	852,912	475,283
変圧器	容量 (kVA)	250	250	250	200
	鉄損 (kW)	0.510	0.510	0.510	0.463
	銅損 (kW)	2.248	2.248	2.248	1.853
	年間鉄損 (kWh)	4,467.6	4,467.6	4,467.6	4,055.9
	年間銅損 (kWh)	4,900.9	4,422.9	5,683.1	2,249.5
	年間変圧器損失 (kWh)	9,368.5	8,890.5	10,150.7	6,305.4
	年間変圧器損失 (%)	1.16%	1.07%	1.19%	1.33%

(c) サービスワイヤの損失電力量の算定

各変電所毎の平均はTable 4.2-2 のとおりである。

Table 4.2-2 Mean values of energy loss in service wires

	Juhfia	Al-Rafeed	West-Theheeb
負荷電力量1Wh当たりの電力損失量 (%)	0.03	0.059	0.155

この数値からも判るように、サービスワイヤの電力損失量は、LV系統の電力損失量に比べて極めて小さく、無視できるものと判断される。

4.3　代表系統における電力損失の分布

(1) サービスワイヤの損失電力量

これはTable 4.2-2 の数値が示すとおり、極めて小さいので無視できる。

(2) 配電線の損失電力量

Table 4.2-1 に示したとおり、配電用変圧器から供給された電力量のうち4.4 ～16%がＬＶ配電線で損失となっている。

Jufia	13.3 %
Al-Rafeed	6.0 %
West Theheeba	4.4 %
Abu-Zeghan	16.0 %
平均	9.9 %

(3) 配電用変圧器の損失電力量

ＭＶ系統から配電用変圧器に供給された電力量のうち1.1 ～ 1.3%が配電用変圧器で損失となっている。

Jufia	1.2 %
Al-Rafeed	1.1 %
West Theheeba	1.2 %
Abu-Zeghan	1.3 %
平均	1.2 %

したがって、受電電力量の1.2%程度が配電用変圧器での損失電力量と考えられる。

4.4　ジョルダンにおける電力損失の分布

全ジョルダンの1995年の全発電電力量は5,365GWhで、この内、実際に販売されたのは4,525GWhである。　全損失電力量は840GWhで、全発電電力量に対して15.65%の損失である。　送配電系統での損失電力量は504GWhで、全発電電力量に対して9.4%の損失である。Table 4.4-1に、1995年のジョルダンの電力損失の分布を示した。

(1) 送電系統の損失電力量

1995年に132kV 系統に送電された電力は4,612GWhで、この内、損失は109GWhである。これは、全発電電力量の2%に相当する。

(2) 配電系統の損失電力量

1995年にジョルダンの配電系統に送電された電力は3,768GWhである。　この内、販売電力量は3,373GWh、損失電力量が395GWhで全発電電力量の7.4%である。　損失電力量395GWhのうち、ＭＶ系統で117GWh(2.2%)、ＬＶ系統で278GWh(5.2%)発生したと推定される。（ Table 4.4-1、参照）　なお、4.3 節で述べた配電用変圧器での損失1.2%は全発電電力量の0.8%に相当する。

送電損失			2.0%
配電損失	ＭＶ	線　路	1.4%
		変圧器	0.8%
	ＬＶ		5.2%

損失率は、ＬＶ系統が全般的に高い傾向にあると言える。　以上のような損失率の実態から見て、本調査では電力損失低減対策の重点を配電系統におく必要がある。

Table 4.4-1 Estimation of Energy Flow

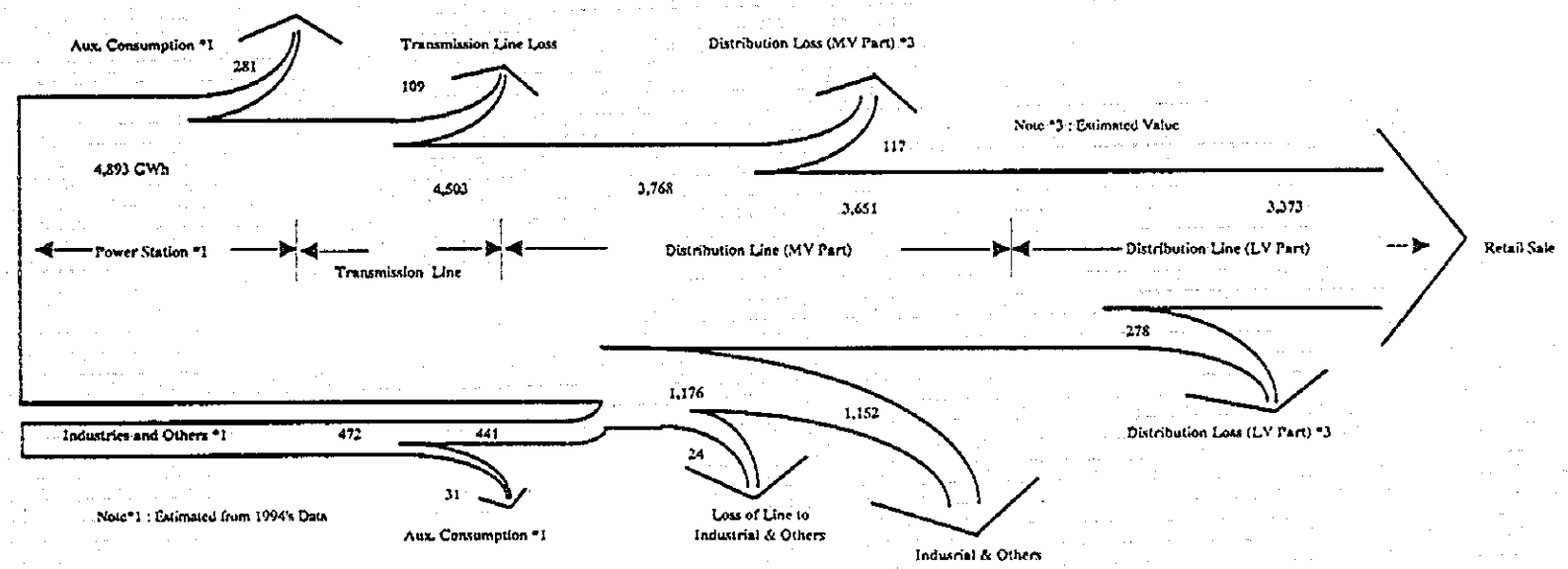
Applying Results of Measuring the Electrical Energy of Representative System

Gene.	Aux. Cons.	Supplied to MV Systems	Sent out to Industrial & Others	Sold Energy to Industrial & Others	Sent Out to Retail Sale	Retail Sale	Loss Rate of Aux. (%)	Loss Rate of T/M (%)	Loss Rate of Line to Industrial & Others (%)	Loss Rate of Distribution %		Loss Rate Total (%)
										MV Part	LV Part	
*1	*1	*2	*2	*2	*1	*1	*1			*3	*3	
5,365	312	4,944	1,176 (Wmn)	1,152 (Wcm)	3,768 (Wml)	3,373 (Wcl)	5.8	2.0	0.4	2.2	5.2	15.66

Note *1 : JEA's 1995 Annual Report (P28)

Note *2 : Estimated from JEA's 1995 Annual Report (P28)

Note *3 : Estimated Value



第５章

電力損失低減方策の検討

第５章　電力損失低減方策の検討

5.1　電力損失低減へのアプローチ

電力系統の損失は、経済的に最適な値が存在するはずである。

マクロ的にそのような最適点を見つけだす手法は考えられない。　このため、このプロジェクトにおける検討は個別の設備についての最適化のための検討をベースとしたミクロ的なアプローチによることとした。　ジョルダン国内のＬＶ(415V)フィーダの数だけでも２万近いものがあるので、全てについて個別検討を行うことは全く不可能である。　このようなことから、ミクロ的手法とはいいながらサンプルフィーダを使っておよそ次のような手順で検討を進めることとした。

（１）検討対象とする方策の選定
（２）サンプルフィーダの選定
（３）負荷状況の計測
（４）方策実施前の電力損失の計算
（５）方策毎の最適化
（６）損失低減量、ベネフィット、コスト、フィージビリティ、およびネットベネフィットの計算
（７）上記各量と相関性の高いパラメータの探索
（８）最小自乗法による損失低減量、および対策コストなどの数式当てはめ（数式モデルの作成）
（９）前記（２）とは別のサンプル（33kV系統全フィーダ、415Vについては２％に相当するランダムサンプリングフィーダについてのデータ）に数式モデルを適用して全ジョルダン配電系統の対策工事費、損失低減量などの推定

5.2　電力損失低減方策の選択肢とその選定

(1)　損失低減方策

損失低減の入り口に当たるこの項では、ジョルダンの電力系統において物理的に損失低減を実現できる方策について、ワーキンググループメンバーによるブレーンストーミングのような形で列挙を行った。　Table 5.2-1 はそれらを整理したものである。

Table 5.2-1 List of countermeasures for reducing the power losses in transmission and distribution networks

A. 太線化
(1) 132kV 送電線太線化
(2) 33kV 配電線太線化
(3) 11kV 配電線太線化
(4) 415V 配電線太線化

B. ＭＶ系統(33kV,11kV)線路新設
(1) 上位電圧導入（変圧器増設を含む）
(2) 同電圧線路新設

C. ＬＶ系統(415V)線路新設
(1) 上位電圧導入(変圧器増設を含む)
(2) 同電圧線路新設

D. 力率改善
(1) ＬＶフィーダへのキャパシタの設置
(2) ＬＶ変電所へのキャパシタの設置
(3) ＭＶフィーダへのキャパシタの設置
(4) 132/33kV 変電所 33kV 母線へのキャパシタの設置

E. 運用改善
(1) ＬＶ系統三相電流バランス化
(2) 線路の高電圧運用
(3) 変圧器の軽負荷時停止
(4) 配電系統の開放点の適正化

(2)　検討対象とする方策の選定

Table 5.2-1 にあげた損失低減方策は物理的に電力損失を低減することができるが、経済的に引き合うかどうかは未知数である。　今後の検討はそれぞれの設備についてこれらの方策が経済的にフィージブルであるかを調べることが中心になるが、検討に要する労力、時間等から考えるとこれらすべての方策を取り上げることは得策でない。コストおよび損失の発生場所等を考慮したラフな検討により、次の組み合わせを検討対象とすることとした。

[B.-(1)]　ＭＶ系統、上位電圧（132kV）導入
[B.-(2)]　ＭＶ系統、同電圧線路新設
[C.-(1)]　ＬＶ系統、上位電圧（33 または 11kV）導入
[C.-(2)]　ＬＶ系統、同電圧線路新設
[D.-(1)]　ＬＶフィーダへのキャパシタの設置
[D.-(2)]　ＬＶ変電所へのキャパシタの設置
[E.-(1)]　ＬＶ系統三相電流バランス化

5.3　サンプルフィーダの選定

前節で選定した方策の検討はフィーダ単位で行う必要があるが、ＭＶ系統は約 90、ＬＶ系統は２万近いフィーダがあり、すべてについて上記方策の検討を行うことは不可能である。　そこで、サンプルフィーダを選定して測定並びに計算を行うこととした。

比較的重負荷で損失改善が必要と思われるフィーダをジョルダン側メンバーの知見に基づいて、ＬＶ系統 81、ＭＶ系統 14 フィーダを選び出しサンプルフィーダとすることにした。

このサンプルは故意に比較的重負荷なフィーダを選んだので、ジョルダン全体の状況を推定するために別の標本および作業が必要となったが、損失改善を必要とするケースを増加させ、数式モデルの検討が効果的に行われる結果をもたらした。

なお、この段階で使うサンプルグループをサンプル１と呼び、後段で必要になるサンプルグループをサンプル２とし区別する。　サンプル２はジョルダン全体の状況を代表するものでなければならないため、

- ＬＶ系統では全体の約２％に相当する無作為抽出されたフィーダ
- ＭＶ系統は 33kV 全フィーダ

とした。

5.4 サンプルフィーダの計測

(1) 計測の実施

解析を進めるためには、既存データだけでは不足するのでこれを補うため、サンプル１の中から下記のＭＶ系統３フィーダを選定し、計測を行った。

Selected Feeder for Actual Measurement

Company Name	Selected MV feeder	No. of Measured S/S
NEPCO	Jordan Valley Middle (33kV)	88
JEPCO	Dulcel (33kV)	61
IDECO	Emrawa (33kV)	126
Total	3	275

計測の概要は次のとりである

・ 選定したＭＶ系統３フィーダそれぞれに接続されている配電用変電所など 275 個所の

送り出し電流の計測（夏の昼間各１回計測）

・ ＭＶ系統（Dulcel 線の送り出し電力、電流、電圧、力率の連続計測（１週間）

・ 配電用変電所 10 個所の送り出し電力、電流、電圧、力率の連続計測（１日から３日間連続）

これらの計測を 1996 年７月から８月にかけて実施した。 また、得られたデータはジョルダン側カウンターパートから提供されたデータと共に解析に使用した。

(2) 計測結果

これらの結果から配電用変電所ＬＶ側の週日の平均電圧、平均力率を求めると下表のとおりとなる。

Average voltage and average power factor of each company

Company Name	Average Voltage	Average Power Factor
NEPCO	96	0.77
JEPCO	97	0.78
IDECO	96.1	0.83

それぞれの値は上記のとおりであるが、ジョルダン側カウンターパートと協議の結果、解析に使用される値は各社一律に電圧 97%、力率 0.8 を使用することとした。

5.5 電力損失解析用ソフトウエアの開発

最適化を追求するためには一つの対象設備、一つの方策についてさえ幾とおりもの計算が必要になるので、実際には対象設備の数と方策の数の積の何倍かに相当する計算が必要になる。 このプロジェクトのために、従来からＴＥＰＳＣＯが持っていた電力潮流計算用ソフトウエア二つをジョルダンの系統に合うように改め、用意した。

(1) ＬＶ系統電力損失解析ソフトウエア VLCALC.EXE の開発

このソフトウエアは以前ＴＥＰＳＣＯが他の国の電力損失調査を行ったとき、ＬＶ系統の電圧や電力損失を解析するために開発したソフトウエアをベースとし若干の修正を加えてジョルダン Version とした。 三相４線式の系統を計算するソフトウエアは、基本的にアンバランス電流の計算が可能でなければならない。 ＶＬＣＡＬＣ．ＥＸＥは本来的に三相４線式配電線のアンバランス電流の計算ができるように設計されたソフトウエアである。

(2) 中高圧系統電力損失解析ソフトウエア FLOW.EXE の開発

本ソフトウエアーは通常使われる電力系統潮流計算ソフトウエアと殆ど同じであるが、他の物との相違点は、系統構成や系統上の各点の負荷のデータを与えることにより、電力潮流を求めることができる。 類似のソフトウエアとしてＮＥＰＣＯにはＰＳＳ／Ｅがあり、ＴＥＰＳＣＯにもＣＡＳＴＬＥがあり、中高圧系統についてはこれらを使って解析することは可能であるが、著作権保護の面からいずれについても使用上の強い制約が課されている。

このようなことから、今回のプロジェクトを成功させるため、ＴＥＰＳＣＯが独自に開発した潮流計算用ソフトウエアを今回のプロジェクトのために手直しし、使用することとした。 主な改善点は次のとおりである。

(a) 変圧器損失の模擬

通常の電力潮流計算ソフトウエアでは変圧器損失のうち鉄損の模擬はなされていないし、銅損についてさえ模擬されていない場合もある。本プロジェクトにおいては変圧器損失も重要な要素となることを考慮し、この点を修正した。

(b) 設備定数表を使った入力

通常の電力潮流計算ソフトウエアは電線サイズ、電線配置、送電距離などからあらかじめインピーダンスなどの定数を求めておき、入力するのが普通である。 本ソフトウエアは、線種や距離を入力すればコンピュータがそれを求め計算するように改め

た。

5.6 上位電圧導入と同電圧線路新設工事の最適化モデルと最適化ソフトウエアの開発

(1) 上位電圧導入による対策

同電圧線路新設の場合は、ベネフィットとコストが距離に関して１次式で示される関係にあるため、容易に最適実施規模を見つけることが出来る。 しかし、上位電圧導入の場合は、コストの中に変電所建設地点までの距離に関係のない変電所の建設費が入るため単純な数式では求めることは出来ない。 また、新設の変電所と既設の変電所の間にある負荷への供給をどのような配分で分け合うかも問題である。 この問題を解くためには新設変電所の設置場所と新旧変電所間の供給上の境界（open point）を変えながら計算を行って最適点を求める必要があり、手計算で大量のケースを検討することは不可能である。 このようなことから位電圧導入最適化ソフトウエアＯＰＴＥＬ．ＥＸＥの開発を行った。

(2) 同電圧線路新設による対策

同電圧線路新設の場合は、線路電流がある値（クリティカル電流と呼ぶ）を超えれば、対策実施によるベネフィットがコストを上回るので、比較的に単純な判定によって最適化が可能である。 したがって、このための最適化ソフトウエアについては特に開発しない予定であったが、ＯＰＴＥＬ．ＥＸＥで用意したデータがそのまま使えて、ベネフィット・コストの計算を行うソフトウエアがあれば作業の効率化に役立つことから、同電圧線路新設最適化ソフトウエアＯＰＴＥＬ２．ＥＸＥの開発を行った。

時間の関係で、結果として、実際の検討はこのソフトウエアに頼ってしまったが、クリティカル電流は損失低減対策実施の是非を判断するうえで重要な指標となる数字であるので、こちらについても研究しておくことをお奨めしたい。 Table 5.6-1 はその１例である。

なお、解析用および最適化ソフトウエアのマニュアルを作成し、ジョルダン側カウンターパートに手渡した。

Table 5.6-1 Critical current for each countermeasure by same voltage line construction

415 V Overhead Line Loss Value = 2,564 JD/kW

existing line	current capacity	additional new line	cost JD/km	critical current	merit (JD/km) for designated current (A)					
					80	100	140	180	240	280
WASP	270	WASP 1ckt	11,250	97	-3,543	792	12,352	27,766	58,112	83,159
AL100	Amp.	WASP 2ckt	22,500	118	-12,224	-6,444	8,970	29,522	69,983	103,379
mm^2		WASP 3ckt	33,750	137	-22,190	-15,687	1,654	24,774	70,293	107,864

33 kV Underground Line Loss Value = 2,061 JD/kW

existing line	current capacity	additional new line	cost JD/km	critical current	merit (JD/km) for designated current (A)					
					280	320	360	380	400	440
AL 300	335	AL 300 1ckt	50,000	373	-21,758	-13,112	-3,314	2,017	7,637	19,741
mm^2	Amp.	AL 400 1ckt	60,000	386	-28,357	-18,670	-7,692	-1,719	4,578	18,139

5.7 設備関係データ

電力損失の計算、経済的に見合う対策の検討の計算をコンピュータで行うため、Facility Table （変圧器の損失など設備の定数をコンピュータデータとしたもの）とEcono Table （設備の容量、建設費、線路定数などをコンピュータデータとしたもの）を作成し計算業務のスピードアップと容易化をはかった。 なお、これらの計算用テーブルはフォローアップさえ行えばＮＥＰＣＯ、ＪＥＰＣＯ、ＩＤＥＣＯの各社が将来にわたってデータベースとして活用できるものである。

5.8 電力損失の評価基準

電力損失低減対策の評価は、電力損失を低減することにより得られるベネフィットと対策を実施するに必要なコストを比較することにより、容易に行うことができる。このベネフィットは、年間の kWh 価値とピーク電力需要時の kW 価値とに分類することができる。

まず第一のベネフィットとして、電力損失を低減することにより、燃料の使用量を減らすことができる。 kWh 価値とは、この燃料の焚き減らしをコスト化したもので

ある。

また第二のメリットとして、ピーク時の電力需要を低減する効果もあり、ピーク電力需要に合わせて開発する発電設備および電力流通設備の量を抑制することができる。kW 価値とは、この設備開発の抑制分をコスト化したものである。

そこで、調査団はこのＮＥＰＣＯが 1996 年３月に作成した長期限界コストをベースにコストを算出し、電力損失低減対策の評価基準として使用した。

(1) 電力損失の評価基準値の設定

上位電圧導入あるいは同電圧線路新設の対策を行った場合、これは電気的には、対策実施により負荷電流を分流させることで電力損失の低減を図ることを意味しており、負荷電流（電力需要）が年度毎に増加しても電力損失量の対策前後の割合は一定の比率である。 つまり、電力損失低減量は電力需要の増加割合の二乗に比例して増加していくものとして取り扱った。

次に、キャパシタ設置による対策をおこなった場合、将来の電力需要増に応じて電力損失低減の効果は大きくなるが、電力系統に設置するキャパシタ量により電力損失量は変動するため、将来のキャパシタ効果を一律に論じることはできない。 そこで、キャパシタ設置による初年度の電力損失効果が少なくみても将来にわたっても継続するものと仮定した。 つまり、初年度の電力損失低減量が、将来にわたって同一量継続するものとして取り扱った。

(2) 設定した基準値

各設備の電力損失評価基準値を Table 5.8-1 に示す。 また、ＬＶ系統の線路新設の場合の計算チャートを Table 5.8-2 に示す。

Table 5.8-1 Loss evaluation constants for evaluating the power loss reduction based on the construction cost

上位電圧導入あるいは同電圧線路新設	
ＨＶ系統での損失低減	2,186 (JD/kW)
ＭＶ系統での損失低減	2,061 (JD/kW)
ＬＶ系統での損失低減	2,564 (JD/kW)
ＬＶ系統へのキャパシタ設置	
ＭＶ系統での損失低減	1,577 (JD/kW)
ＬＶ系統での損失低減	1,268 (JD/kW)

Table 5.8-2 Loss evaluation constant on construction cost base in case of LV countermeasure

COUNTERMEASURE

Assumed total countermeasure cost	100,000 JD
depreciation periods	25 year
the rate of interest	10 %
the rate of expenses	0.11017
the rate of O&M cost	0.02500

[Annual cost of countermeasure]

year		1st	2nd	3rd	4th	5th	6th	7th	8th	9th	10th	TOTAL
COUNTERMEASURE COST (JD)	A	11,017	11,017	11,017	11,017	11,017	11,017	11,017	11,017	11,017	11,017	110,168
O&M COST (JD)	B	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	25,000
TOTAL ANNUAL COST (JD)	C=A+B	13,517	13,517	13,517	13,517	13,517	13,517	13,517	13,517	13,517	13,517	135,168
COEFFICIENT OF COMPOUND INTEREST	D=(1+0.1)^-y	0.909	0.826	0.751	0.683	0.621	0.564	0.513	0.467	0.424	0.386	
PRESENT VALUE (JD)	E=C*D	12,288	11,171	10,155	9,232	8,393	7,630	6,936	6,306	5,732	5,211	83,055

100,000 JD/83,055 JD = 1.204

[Annual benefit cost] (Marginal capacity cost *1 =99.6(JD/kW/YEAR) ,Loss factor =0.5783 ,Marginal energy cost *1 =0.02243(JD/kWh))

year		1st	2nd	3rd	4th	5th	6th	7th	8th	9th	10th	TOTAL
GROWTH RATE OF PEAK DEMAND (%) *2	F	-	7.5	6.4	6.1	6.3	5.1	5.1	4.5	4.1	3.6	
REDUCED POWER LOSS (kW)	Gn=Gn-1*(1+F)^2	1.000	1.155	1.306	1.470	1.659	1.831	2.024	2.210	2.395	2.570	
REDUCED CAPACITY COST (JD)	H=Gn*99.6	100	115	130	146	165	182	202	220	239	256	1,755
REDUCED ENERGY LOSS (kWh)	I=Gn*8760*0.5783	5,066	5,851	6,618	7,446	8,406	9,277	10,253	11,196	12,131	13,017	
REDUCED ENERGY COST (JD)	J=I*0.02243	114	131	148	167	189	208	230	251	272	292	2,002
REDUCED TOTAL COST (JD)	K=H+J	213	246	279	313	354	390	432	471	511	548	3,757
COEFFICIENT OF COMPOUND INTEREST	L=(1+0.1)^-y	0.909	0.826	0.751	0.683	0.621	0.564	0.513	0.467	0.424	0.386	
PRESENT VALUE (JD)	M=K*L	194	204	209	214	220	220	221	220	217	211	2,130

2,130 JD/kW * 1.204 = 2,564 JD/kW

SOURCE :*1 JEA Jordan Electricity System Strict Long Run Marginal Costs
*2 JEA Electricity Demand Forecast 1995-2010 Executive Summary(Draft) Technical Studies Section/Planning Dept. June 1995

5.9 検討条件と計算結果

計算結果を総括して Table 5.9-1 に示す。

Table 5.9-1 A List of Result by Parallel Study on Loss Reduction Countermeasures for Sample-1 Feeders

Sample	Countermeasure	No. of Economically feasible feeder	Loss Reduction (kW)	Benefit (JD)	Cost (JD)	Net benefit (JD)
LV 81 feeders	Same voltage line construction	58	270.7	694,062	246,274	447,788
	Higher voltage introduction	18	259.2	664,671	335,901	328,769
	Capacitor installation (*1)	81	88.9	140,164	5,565	134,599
	3 phase current balancing	77	58.2	149,206	0	149,206
MV 14 feeders	Same voltage line construction	9	5,846.3	12,049,224	4,988,536	7,060,649
	Higher Voltage introduction	4	4,370.0	9,006,776	8,314,056	692,720
	Capacitor installation (*2)	14	2,215.8	2,809,634	118,090	2,691,545

Note *1 ; Pf : from 0.8 to 0.9 at consumer. *2 ; Pf : from 0.8 to 0.9 at LV side of transformer.

(1) ＬＶ系統への線路新設による損失低減

81 個のサンプルフィーダ全部について、まず、ＶＬＣＡＬＣ．ＥＸＥを使って潮流計算を行い、対策実施前における電力損失、電圧などを求めた後、ＯＰＴＥＬ．ＥＸＥおよびＯＰＴＥＬ２．ＥＸＥを使ってそれぞれの方策について最適化を行った。

続いて、このコンピュータによって最適化された方策について、人手による手直し等を行ったうえで再びＶＬＣＡＬＣ．ＥＸＥ を使って潮流計算を行い、対策実施後の電力損失、電圧などを求め、その結果から対策の実施効果を調べた。

ＬＶ系統の損失低減対策として同電圧線路新設対策を行った場合 81 個のサンプルのうち 58 個についてフィージブル （Ｂ－Ｃ＞０）であった。

ＬＶ系統の損失低減対策として上位電圧導入対策を実施した場合は 81 個のサンプルのうち 18 だけがフィージブルであるという結果が出た。

(2) ＭＶ系統への線路新設による損失低減

12 個(14 の内 2 個はキャパシタのみの検討に使用）のサンプル１フィーダ全部について、まず、ＦＬＯＷ．ＥＸＥを使って電力潮流計算を行い、対策実施前における電力損失、電圧などを求めた後、ＯＰＴＥＬ．ＥＸＥおよびＯＰＴＥＬ２．ＥＸＥを使ってそれぞれの方策について最適化を行った。

続いて、このコンピュータによって最適化された方策について、人手による手直し等を行ったうえで再びＦＬＯＷを使って潮流計算を行い、対策実施後の電力損失、電圧などを求め、その結果から対策の実施効果を調べた。

ＭＶサンプル１フィーダに対する上位電圧導入対策の検討結果、132kV 線路および 132kV 変電所の建設コストの高価が響いて、同対策は４線路だけがフィージブルであるという結果が出た。　これらは経済性ではすべて同電圧線路新設より劣る結果となったが、上位電圧導入には捨てがたいものがあり、これらについては損失低減というような狭い見方でなく、広く電力系統の発展の方向性の面から参考にしていただきたい。

(3) ＬＶ系統力率改善による損失低減

ジョルダンの配電系統の力率は実測結果が示すようにかなり低い。　ＮＥＰＣＯと他の二つの配電会社との間には力率に関して取引上の規制があるため、計量点の平均力率は 85％以上に維持されているが無効電力補償用キャパシタ(Capacitor,日本では電力用コンデンサ)はほとんどが 33kV 母線に設置されているため、肝心のＬＶ系統の損失低減や電圧改善には余り役に立っていない。

この検討ではスイッチなしのキャパシタをＬＶ系統に設置して力率改善を行った場合のＬＶ側での効果とＭＶ側への効果について調べた。

(a) ＬＶ側への効果

すべてのＬＶサンプル１フィーダについて、負荷近端にキャパシタを設置し、負荷力率を 80％から 90％まで改善したものとして、どれほどの線路損失低減が可能であるかを計算した。　この条件は理想的にすぎて過大な効果を計算することになりかねないが、数式モデルを適用する段階で現実的な補正を行った。

(b) ＭＶ側への効果

すべてのＭＶサンプル１フィーダについて、配電用変電所のＬＶ側母線にキャパシタを設置して、負荷力率を 80％から 90％まで改善したものとして、どれほどの線路損

失低減が可能であるかを計算した。

(4) ＬＶ系統アンバランス改善による損失低減

ジョルダンのＬＶ系統の三相電流には大きなアンバランスがある。 この段階では三相電流を完全にバランスさせることが出来るものとして、サンプル１フィーダの損失低減計算を行った。 この非現実的な条件はサンプル２フィーダについての計算の段階で是正した。

(5) 電力損失低減対策に伴う二次効果----電圧改善

電圧改善は今回のメインテーマではないが、損失低減のための計算の過程で得られた電圧計算結果から、電力損失低減工事が電圧改善にも大きな効果を与えることが判った。

5.10 電力損失低減モデル

フィーダのパラメータとしては通常のフィーダデータとして普通に存在し、かつ、電力損失と最も関係が深いと思われる電流、線種、線路長を考え、前節で得られた計算結果のうち損失低減量および対策コストの二つの量について、統計的手法を使ってこれらのパラメータによる数式モデルを求めることとした。 損失低減量と対策コストの値が数式モデルによって求められれば、その他の量はこの二つの量から理論式によって求めることができるからである。

調べた結果、パラメータのうち線路長については殆ど無関係であることが判ったので数式モデルのパラメータから除外した。 線種についても単位長あたりの抵抗値や容量と置き換えてみたが期待したほどの相関はなかった。 三つのパラメータのうち電流だけに高い相関が認められた。

Fig 5.10-1 および Fig 5.10-2 にＬＶ系統の線路新設対策について、損失低減および対策コストを縦軸（ｙ）に、負荷電流を横軸（ｘ）にとった場合の散布図の例をを示す。 また、図中に最小自乗法によって求めた数式およびその式を表す線を示した。

この数式が電力損失低減対策の数式モデルであり、後述の全ジョルダン配電系統の電力損失の潜在量推定や低減マスタープラン策定などに使用した。

Fig. 5.10-1 New Line Construction for LV Feeders [I:Loss Reduction] Scatter

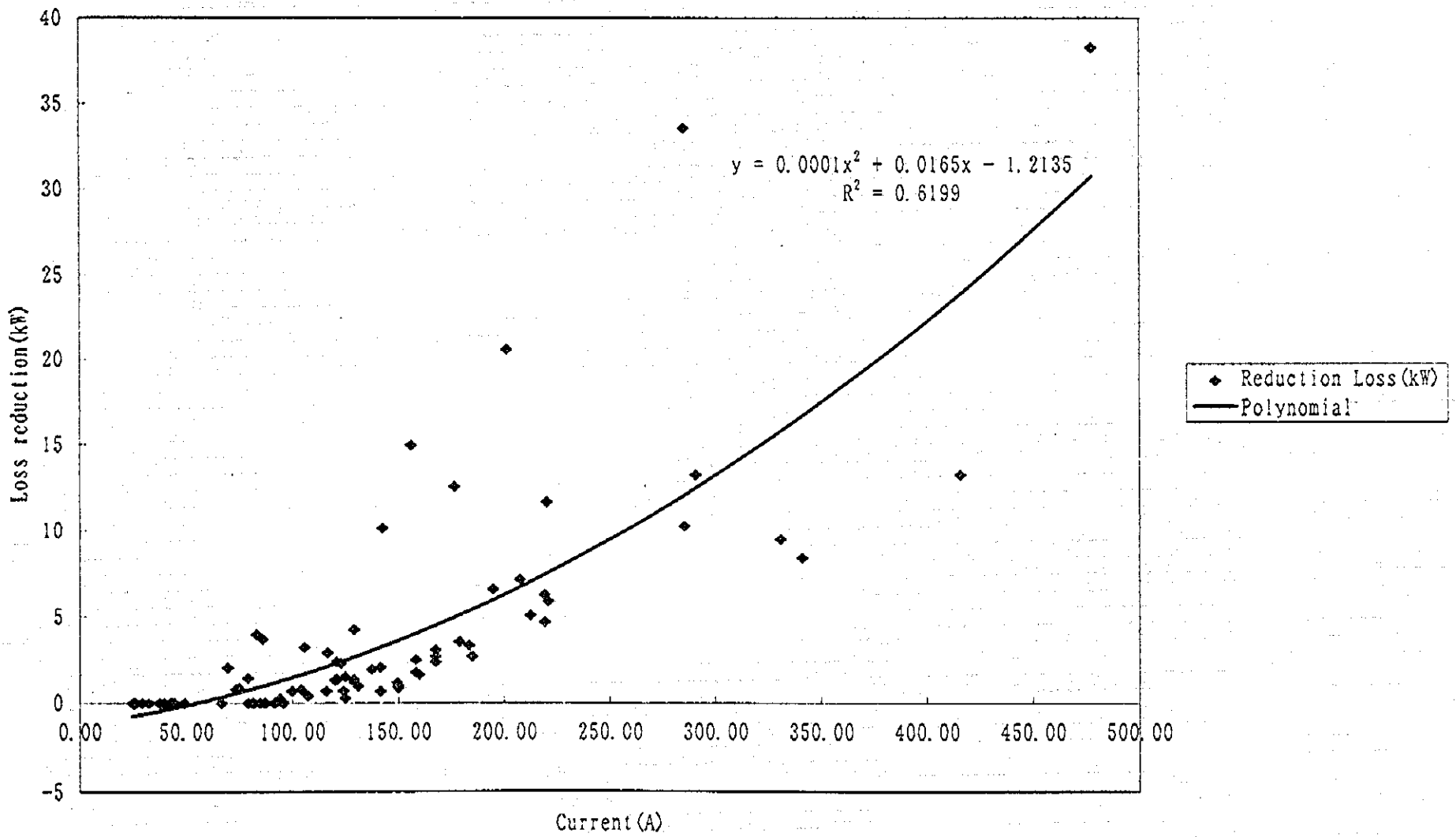
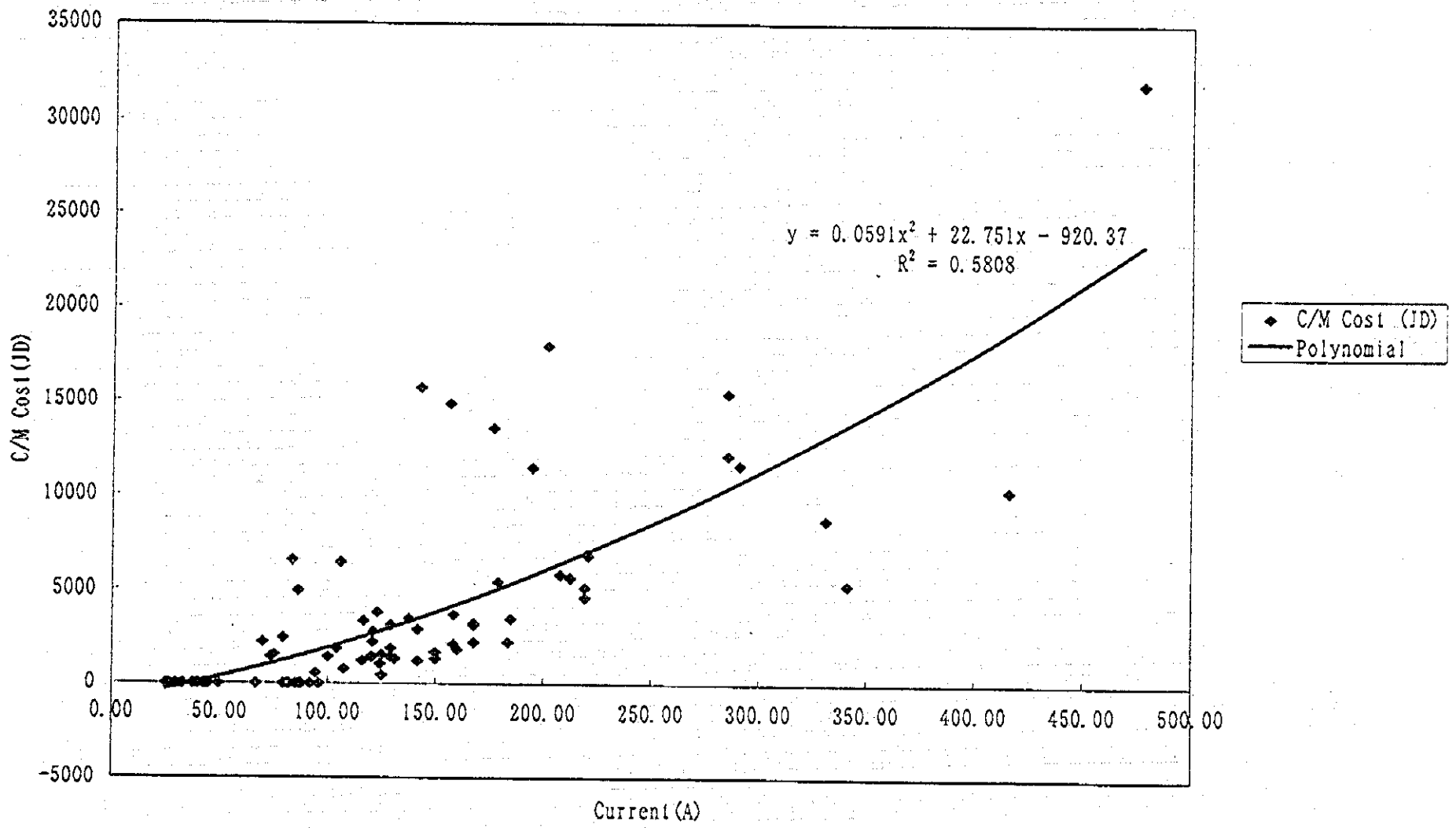


Fig. 5.10-2 New Line Construction for LV feeders [I:Cost] Scatter



5.11 実施計画にあたっての留意事項

(1) 数式モデルの限界

ジョルダンの配電系統をあらかじめ調査した結果では、その形状は相当に変化に富んでいる。 電力損失の低減量などはそのような形状に大きく左右されるが、このような形状の違いを単純なパラメータで表現することは難しく、前節で求めた数式モデルと散布図の関係を見てもわかるように、相当なばらつきが避けられない。 仮に、ばらつきが小さくても、このような統計的手法を使って得られた数式モデルをそのまま実行計画を立てるのに使うのは乱暴と思われる。 実行計画のための検討は今回の調査の数式モデルを得るまでの段階で、個々のサンプルフィーダに対して行ったと同じような厳密な検討が必要になる。 数式モデルはこれらの検討に先立って損失低減のための工事費、損失低減量などを大まかに予測するのに役立つものと考えられる。また、検討対象を見つけだすのに有効と考えられる。

(2) 人間の知見を活かした計画の磨き上げ

前に述べたように最適化ソフトウエアのＯＰＴＥＬ．ＥＸＥおよびＯＰＴＥＬ２．ＥＸＥは非常に単純化されたモデルを使って最適解を求めている。 配電線などの計画を行う場合、その地域の情勢、地域開発構想、周辺のフィーダとの関連、遊休設備の状況、将来の電力系統計画など関連する複雑な情況を考慮しなければならないことはいうまでもないが、この単純モデルではコンピュータはこれらの情報を与えられずに計算を行うため、これらの状況を知っている人間の目から見ると幼稚で実用性のない答えが返ってくることがある。 これら二つのソフトウエアは人間が系統計画を行う場合に人間を助ける道具と理解するのが妥当であろう。 その範囲内ではこの二つのソフトウエアは、人間の不得手な部分を補って強力な支援をしてくれる筈である。ＯＰＴＥＬ．ＥＸＥ、ＯＰＴＥＬ２．ＥＸＥの答えをそのまま実施計画とするのではなく、複雑な判断のできる人間の目から見て無理がないか、もっと効果的な方法がないかというような検討が最低限必要である。

第 6 章

電力損失低減計画の策定

第６章　電力損失低減計画の策定

6.1　全国系統の損失低減実施可能量の推定準備

(1)　サンプル２フィーダの抽出

第５章では、サンプル１フィーダを用いて電力損失低減対策用の数式モデルを得たが、サンプル１フィーダは比較的重負荷の系統であって、このサンプルから直接全体を推定するのは適当ではない。　全体の推定に当たっては、このサンプルとは別のサンプル２フィーダを用いた。　サンプル２フィーダは次のとおりである。

・ＬＶ系統では全体の約２％に相当する無作意抽出された変電所に接続されたフィーダ

・ＭＶ系統では 33 kV 全フィーダ

５章で得られた数式モデルを、サンプル２フィーダに適用して全体の状況を推定したうえで、具体計画に展開した。

なお、地中ケーブルを主体とするフィーダは、対策コストが高く導体の抵抗値が低いためフィージブルでなく、数式モデルも適用できないため、除外した。　実際に計算対象としたフィーダは次のとおりである。

ＬＶ系統：329　回線　　ＭＶ系統：　58　回線

(2)　検討に使用する電力需要および計画の年度展開方法

今後 10 年間の電力損失低減計画を策定するため、電力需要は NEPCO が 1996 年度に策定した長期需要想定の中成長シナリオの値を用い、目標年度は本調査の完了する 1997 年から２年間の準備期間を考慮し、1999 年度を初年度とし、10 年後の 2008 年度を最終年度とした。　工事計画は 2008 年度の負荷状態をベースとして策定し、メリットの大きさ、工事量の均平化等を考慮して計画の年度展開をはかった。

6.2　損失低減実施可能量の算定

(1)　電力損失低減量算定の基礎とする負荷電流

1996 年実績および 2008 年想定（発電ピーク想定により 1996 年データの 1.88 倍とした）の各相電流をベースに５章で開発した数式モデルにより、以下の電力損失低減量を算定した。

(2) ＬＶフィーダのアンバランス電流の改善による損失低減

実現の可能性を考慮し、アンバランス電流が30Aを超えるフィーダを対象に30A以下に改善する。

(3) ＬＶフィーダへのキャパシタ設置による損失低減

キャパシタのユニット容量および力率改善効果を考慮し、電流100 A以上のフィーダを対象とする。 需要家の力率を82%から90%に改善することを計算のベースとした。 この対策は負荷端に設置することが理想であるが、キャパシタのユニット容量による制約があるため、効果を理想的な完全補償を仮定して開発した数式モデルによって求められる効果の1/2 とした。

この力率改善は、ＭＶ系統の損失低減にもつながるので、ＭＶ系統への効果についても計算を行った。

(4) 配電用変電所ＬＶ側へのキャパシタ設置による損失低減

(a) 力率改善目標値

軽負荷時の過補償を避けることを考慮して、配電用変電所の２次測の力率目標値を92%と定めた。 サンプル２フィーダの平均力率は、(3)項で述べたＬＶフィーダへのキャパシタ設置効果により、2008年には88.4%と算定された。 また、同年の配電用変電所２次側の力率は、当該変電所のＬＶ側または近傍に設置されたキャパシタの効果２%を加えて、90.4%になるものと見込まれた。 このことを踏まえて、改善目標はこの力率90.4%を92%に引き上げる事とした

(b) キャパシタ所要量および損失低減量の計算

前項に記載のように力率90.4%から92%に改善する場合のキャパシタ所要量および損失低減量、ベネフィット、コストなどを算定した。

(5) 線路新設（同電圧線路の新設、または上位電圧導入）による損失低減

(a) ＬＶ系統

数式モデルの誤差を考慮して低減効果の少ないフィーダを除外するため、対象は前記の対策を行った後の等価電流が100A以上になるフィーダとした。

(b) ＭＶ系統

ＬＶ系統の対策下限100 Ａと同じＢ／ＣになるＭＶ系統の電流値は137.37 Ａとなる

ＬＶ系統の対策下限100Ａと同じＢ／ＣになるＭＶ系統の電流値は137.37Ａとなるので、この値をＭＶ系統の線路新設による損失低減対策の下限値とした。

6.3 全国系統の損失低減実施可能量

2008年に達成可能な損失低減量とそれに必要なコスト（エスカレーションなどを含まないネットコスト）などを算定した結果は、Table 6.3-1 に示すように損失低減量が約94.1MW、コストが約6,357万ＪＤ（約100億円）となった。

Table 6.3-1 Potential of Loss Reduction and Cost for Whole Jordan in 2008

(MW, 1000 JD)

			損失低減 MW	ベネフィット	コスト	ネットベネフィット
ＬＶ系統の改善	アンバランスファクタの改善		6.9	17,638	0	17,638
	ＬＶフィーダの力率改善	ＬＶへの効果	6.8	10,732	668	10,063
		ＭＶへの効果	8.1	10,246	0	10,246
		小計	14.9	20,978	668	20,309
	線路の新設		42.0	107,670	39,344	68,327
ＭＶ系統の改善	ＭＶフィーダの力率改善		1.9	2,393	96	2,297
	線路の新設		28.5	58,696	23,463	35,234
合計			94.1	207,374	63,570	143,804

6.4 電力損失低減計画の策定

ジョルダン国の経済事情、電気事業の経営状況等から電力損失低減に投資できる金額に限度があるものと考えられる。そこで前6.3節で算定された2008年の損失低減実施可能量をベースに、投資資金をＡ案2,000万JD、Ｂ案3,000万JD、Ｃ案4,000万JD、Ｄ案5,000万JD、Ｅ案6,357JDとして、それぞれについてＢ/Ｃ・所要工期・工事量の均平化等を勘案しながら、工事費並びに工事量を10年間に展開した。

実際の対策の優先順位は次のようにした。

1) 実質的にコストが不要な、アンバランス電流の改善

2) 投資に比べ効果の大きいキャパシタの設置による力率改善

3) 線路新設対策。 線路新設対策の中での優先順位の判定はB/Cによった。

具体的プロジェクトの形成は次のとおりである。

(1) 個別計画策定

MV系統については線路毎にコストを算定したが、LV系統は膨大な設備数があるので、個別件名を特定することは困難なことから、各方策ごとにマクロ的な数量をもって、コストを年度展開した。 いずれの場合もコストに関する数値モデルに基づき算定した。 実施の段階で行われる個別詳細調査の結果とは、その値が異なるものであることに留意する必要がある。

(2) コストの年度展開

各個別対策の所要工期は、LV系統は同一年内に完了するものとし、MV系統は2年を要するものとしてコストを年度展開した。

各案の概略工事量および合計コストはTable 6.4-1のとおりである。

Table 6.4-1 Countermeasure Scale and Cost for Respective Alternative Plans

(for 10 years : 1000 JD)

		A案	B案	C案	D案	E案
キャパシタ設置	容量MVA	191	191	191	191	191
	コスト	764	764	764	764	764
LV線路新設	対象線路数	1,533	1,989	2,599	3,881	6,248
	コスト	19,236	22,589	26,376	32,576	39,343
MV線路新設	対象線路数	0	7	15	22	40
	コスト	0	6,647	12,860	16,660	23,463
合計コスト		20,000	30,000	40,000	50,000	63,570

6.5 電力損失の予測

(1) 損失電力の低減

A, B, C, D, Eの五つの案を実行した場合の、2009年における損失低減電力と、その損失低減電力が発電ピークに占める割合（発電ピーク比）は、Table 6.5-1のようになる。

Table 6.5-1 Power Loss Reduction and the Ratio to Peak Generation in 2009

		A案	B案	C案	D案	E案
LV	損失低減電力(MW)	38.0	41.8	45.9	52.4	58.8
	発電ピーク比(%)	2.1	2.3	2.5	2.8	3.2
MV	損失低減電力(MW)	10.0	19.2	27.6	32.4	40.2
	発電ピーク比(%)	0.5	1.0	1.5	1.8	2.2
Total	損失低減電力(MW)	48.0	61.0	73.5	84.8	99.0
	発電ピーク比(%)	2.6	3.3	4.0	4.6	5.4

(2) 損失電力量の低減

2009年における各案の損失低減電力量と、その損失低減電力量が総発電電力量に占める割合（総発電電力量比）は、Table 6.5-2のようになる。

Table 6.5-2 Energy Loss Reduction and the Ratio to Energy Generation in 2009

		A案	B案	C案	D案	E案
LV	損失低減電力量(GWh)	161.6	177.6	175.1	222.5	249.9
	発電電力量比(%)	1.4	1.6	1.7	1.9	2.2
MV	損失低減電力量(GWh)	45.1	86.9	124.9	146.7	182.2
	発電電力量比(%)	0.4	0.7	1.1	1.3	1.6
Total	損失低減電力量(GWh)	206.7	264.5	320.0	369.2	432.1
	発電電力量比(%)	1.8	2.3	2.8	3.2	3.8

(3) 送配電損失率の推定

2009年まで何もしなかった場合、およびA，B，C，D，E各案を実施した場合の損失率の予測を行なった。 その結果は、発電電力量に対してTable 6.5-3に示すとおりである。

Table 6.5-3 Estimated Loss Rate of Respective Alternative Plans in 2009

	無対策	A案	B案	C案	D案	E案
送電損失率	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
MV損失率	2.7%	2.3%	2.0%	1.6%	1.4%	1.1%
LV損失率	6.3%	4.9%	4.7%	4.6%	4.4%	4.1%
送配電損失率	11.0%	9.2%	8.7%	8.2%	7.8%	7.2%

第７章

経済・財務評価

第７章　経済･財務評価

経済･財務分析の結果、下表に示すように、すべての対策工事案が経済的にも財務的にも実現可能性があることがわかった。

Summary of Results of Economic and Financial Analyses

(%)

Kind of analyses	Alternative A	Alternative B	Alternative C	Alternative D	Alternative E
EIRR	24.91	20.08	17.80	16.45	15.04
FIRR	15.73	12.80	11.36	10.33	9.27

中でも借款を利用して工事を行った場合の電力企業体の財政の健全さを示す償還能力の分析の結果をみれば、下表に示すように、対策工事 E 案がもっとも理想的な対策工事案ということになる。

Repayability Analyses of Each Alternative

Kind of analyses		Alternative A	Alternative B	Alternative C	Alternative D	Alternative E
Repayability analysis	Repayability	Repayable	Repayable	Repayable	Repayable	Repayable
	Total of net surplus from the commencement of the works to the end of the Project life (JDs.1,000)	98,820	117,271	134,097	145,068	154,896

感度分析の結果は、もっとも悲観的なケースである 5-year benefit と工事費が30%まで上昇した場合とを組み合わせた際の対策工事E案におけるEIRRおよびFIRRはそれぞれ10.87%と5.66%となった。 つまり、上記のようなもっとも悲観的な場合でも、本件プロジェクトが開発途上国のものであることを考えれば、十分に高い値ということができる。 つまり、経済的には問題なく実現可能性があることを意味している。 また、一般に世銀など国際援助機関は基本的人間生活の要請に寄与するプロジェクトについて、開発途上国のものであっても、その内部収益率は最低 5%をクリアーするのが望ましいと提言しており、本件 FIRR はこの期待を十分余裕をもって満足している。 つまり、プロジェクトは財務的には、基本的人間生活の観点から十分実現可能性があることを示している。

プロジェクト具体化のためのフィージビリティ調査の段階に要する費用を除いて、対策工事E案における価格変動予備金を含めた工事費の総額は1億914万1,000ディナールで、そのうち外国借款額は9,386万1,000ディナール(JDs.93,861 thousand、すなわち米ドルで1億3,238万5,000ドル=US$132,385 thousand)(為替交換率 US$1=JDs.0.709、1996 年平均中央値)、内国借款額は 1,528 万ディナール(US$1=JDs.0.709 thousand)である。

この工事費は、プロジェクトがジョルダン全土の配電網に対するものであることを考えれば、さほど大きいものではないだろう。 上述の償還分析にも用いた外国借款の額は、投下資金のうち外貨については 100%、内貨については 75%を借款対象額とし、利率は年 2.7%、償還期間は 30 年間、据置期間は 10 年とした。

ジョルダン電力各社の過去5年間の損益計算書によれば、その他の収入も含めた収入の総額は 1991 年以降年々約 17%で、支出の方はその他の支出も含めて年々約 13%の割合で上昇してきている。 収入の伸び率に対する支出のそれは過去5年間では若干小さい。 また、1995 年度における純利は1,714万5,000ディナールとなっている。

本項冒頭に述べたように、必要な内国借款額は10年間で1,528万ディナールである。 上記に述べた損益計算書を考慮し、かつ前項で述べたような需要の予測を考えれば、上述の純利を担保とするなら内国借款の調達は容易なものと考えられる。 それどころか、純利の範囲内で電力各社自体で、さほどの問題もなく、これを負担することさえ可能かもしれない。 たとえ工事費の内貨分に加え外国借款の利子、内国借款の利子までもジョルダン側自身で支払うとしても工事開始以後、毎年 2,000 万ディナール以上の純利を維持することができるのである。

第８章

勧告

第8章　勧告

8.1　最適計画案にかかわる勧告

本件プロジェクトにおいて提案された五つの損失低減計画案のあらましは次のとおりである。

計　画　案		A	B	C	D	E
キャパシタ設置 10ヶ年投資(1000JD)		764	764	764	764	764
線路新設 10ヶ年投資(1000JD)		19,236	29,236	39,236	49,236	62,806
10ヶ年合計投資額(1000JD)		20,000	30,000	40,000	50,000	63,570
2009年における電力損失低減(MW)		48.0	61.0	73.5	84.8	99.0
2009年における電力量損失低減率(%)		1.8	2.3	2.8	3.2	3.8
2009年における予想送配電損失率(%)	無対策 11.0%	9.2	8.7	8.2	7.8	7.2

これらの電力損失低減計画案はグローバルに見て、資源の無駄使いを無くし、発電用燃料の燃焼による環境汚染を減らすことのできる優れたプロジェクトである。 国の経済という視点で見ても火力発電所を建設して、輸入燃料を焚くよりは優れた選択肢である。 それぞれの事業者として見た場合でも、財務評価に見られるように優れた方策であり、会社財務への貢献は大きい。 少なくとも発電所建設＋燃料焚き増しに優先して採用すべき選択肢であると考える。

本計画案は、ローンの金利を変えて検討を行った結果、金利の安い外貨ローンが有利であり、金利が上がるに従って一時的に返済能力に問題が出てくることがわかった。しかしながら、金利の上限を７％とした場合は、いずれの案も総額ではキャッシュバランスはプラスになる。

計画案として五つの案を用意したが、E案はジョルダンの最適な損失率を実現する事が出来る案であり、５案の中で最大のネットベネフィットを生み出すことが出来る優れた案としてその採用を勧告する。 今回のマスタープランにおいてはモデル式の誤差に配慮し、ＬＶで 100A 以上のものだけを線路新設の対象としたが、正確な計算が出来れば 100A 以下も対象になりうるので、E案より更に大きな投資で大きなネットベネフィットを生み出す案の存在も予想されるが、需要予想誤差やモデル式の誤差に対するバッファとして留保してある。 A～D案はいずれもE案より投資額が小さくて済む案であり、経済的に最も有利な部分から優先して取りこむようにしているので、当然のことながら投資額が小さいほどB／C（B：損失低減による利益。C：損失低減方策実施のためのコスト。）は大きくなるが、ネットベネフィット（B－C）は逆に小さくなる。 最小のA案は損失低減とはいいながら現状の損失率を減らせるところまで行っていないので、計画案というより、電力需要の増加に対応していかなる場合でも最低限これだけ

は実施されるものであると考える。 いずれの案もそれぞれの金額に応じて最良のやりかたを追求してあるので、最低のA案しか実施されないとしても今回の検討は無駄ではなかったということが出来る。

8.2 今後必要になるアクションならびに作業についての勧告

提案された計画案を今後実行していく上で必要なアクションならびに作業について次のように提言する。

8.2.1 投資なしで出来る方策…アンバランス電流の改善…

三相アンバランス電流の改善は投資を全く必要としないので、今回検討した損失低減方策としては最大のB／Cが期待できる。 三相アンバランス電流の改善は、外部からの資金調達と無関係に真っ先に実施することを提言する。

8.2.2 少額の投資で出来る方策…力率の改善…

低圧系にキャパシタを設置する力率の改善は全部で 100 万 JD 以下の少額投資で実施可能である。 したがって、力率改善は外部からのローンなしで実行できると考えられる。 この方策についても自己資金か国内銀行からのローンで早急に実行されることを提言する。

(1) 方策実施のための条件整備

キャパシタはできるだけ負荷に近いところにしかも軽負荷時に過補償にならないように設置する事が望ましいが、配電線は途中で枝分かれしながら負荷に近づくに従って電流が小さくなっていくので、この点に対する配慮が必要である。 実際にはフィーダ電流の4分の1とか5分の1くらいの点に設置することを考えると、現状の最低ユニット 25 kVar はL.Vフィーダへの設置を目的とした場合、全く使いものにならない。 単機容量 10kVar、できれば5 kVar のキャパシタの開発を提案する。 当然単価が高くなって B/C が小さくなるであろうが、仮に単価が3倍くらいになってもロス低減におけるキャパシタの優位性は変わらない。 低圧系のキャパシタ設置だけについていえば、円滑な方策実施のための条件作りが最も重要と思われる。

(2) フィージビリティスタデイ

低圧系へのキャパシタ設置については複雑な計算や精細な検討は不要である。 主として設置工事の実施、設置後における運用や保守といった面から検討を加えておくべきである。 特に、極端な過補償は損失増加や過電圧の原因になるので、そのようにならないよう注意深く検討しておくべきである。

8.2.3 投資が必要な方策---線路新設---

上で述べたようにアンバランス電流の改善と力率の改善は、大きな投資を必要としないことから経済的に優れた方策として期待できる。 しかしながら、これらの方策によって実現できる損失低減の量は十分とはいえない。 もし、これらの方策以外に何もしなければ、2009年の送配電損失率は電力需要の増加によって確実に増加するであろう。

ジョルダン全体のロスを減らすためには、線路新設は欠くことの出来ない方策である。この方策を実施するためには、大きな投資と大量のフィージビリティスタデイが必要になる。 また、大きな投資を行うためには、海外からのローン獲得のための努力も必要になろう。

(1) 方策実施のための条件整備

線路新設の目的は損失低減のために高い導電率を実現することにある。 一方、サンプル1の検討では、既設線に沿って2～3回線を新設するのが最適というような答えが出たことからもわかるように、最適サイズを実現するためにはジョルダンで現在使っている配電線路用導体のサイズは小さ過ぎるということができる。 また地域事情によっては独立新線路の建設が困難なケースも予想される。 これらの状況より、ＬＶやＭＶ配電系統に導電性の高い線路の開発、採用および標準化の検討を進めることを提言する。

導電性の高い線路とは、例えば、

1) 多回線線路
2) 大サイズ導体線路
3) 多導体線路

これら新開発線路の建設コストは、同一の導電率を実現するために、従来サイズの線路を独立に2本建設するより安くなければ意味がないことは勿論である。

(2) フィージビリティスタデイ

今回策定したマスタープランを実施に移すためには、フィージビリティスタディが必要になる。 国際金融機関のローンを申請する場合もフィージビリティスタディの結果に基づいて行う。

フィージビリティスタディは、検討量が多いのでマスタープランの 10 年分を三つの期間、すなわち、

1) 第 1 期-----1999～2001
2) 第 2 期-----2002～2005
3) 第 3 期-----2006～2008

に分けて行うことが妥当と考える。

金利の低い国際金融機関からの融資を想定して今後必要になるアクションおよび作業について以下にアドバイスを行う。

各社はフィージビリティスタディを行って実施計画を決める。 線路新設方策のフィージビリティスタディは、最も重要でかつ大量の作業が必要となる。 線路新設のフィジビリティスタディを行うためには、各々につき 2 種類のデータが必要になる。 一つは系統構成データであり、もう一つは負荷データである。
これらについては次を提案する。

1) 系統構成データおよび負荷予想データを予め集め、蓄積しておくこと
2) 本調査で挙げた程度の金額を大まかな目安として工事実施量を調整すること

(3) 検討日程について

E 案を 3 期に分けてスタデイを行うものと仮定した場合の検討対象フィーダ数は、

1) 1 期が 750 フィーダ
2) 2 期が 2,150 フィーダ
3) 3 期は 3,500 フィーダ

程度となる。

検討期間は、

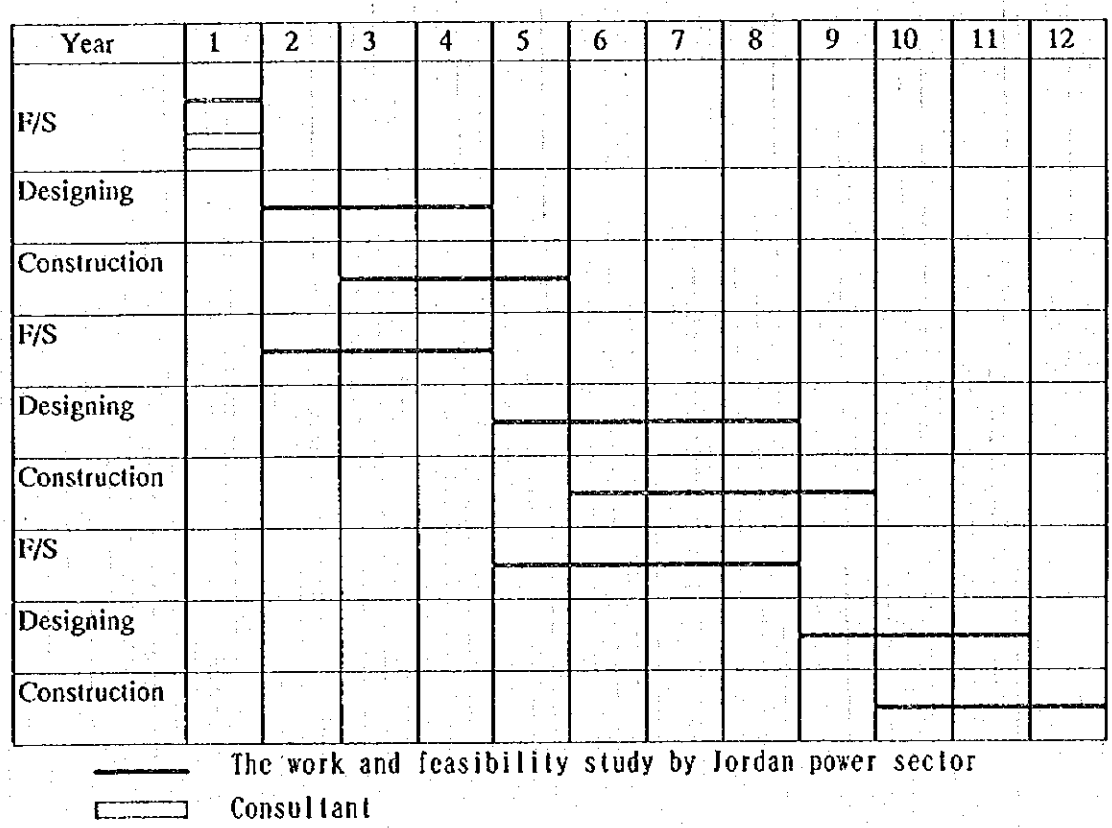
1) 1 期----1 年
2) 2 期----3 年弱
3) 3 期-----4.5 年

と予想される。

以上より、工事前２～２.５ 年程度のリードタイムを以て検討を開始し、連続して検討を行い、３期が始まる１年前位までに検討を終わらせるべきである。 1997 年中から第１期の検討をスタートさせることが望ましい。

下表に工事実施までを含めた概略のスケジュールを提案する。

Outline of Schedule for the Program



(4) 効率的な検討のための勧告

配電系統の場合、上に述べたように非常に多くの対象についての検討を行わなければならない。 また、上記の概略スケジュールで提案されたように２期と３期のフィージビリティスタディを全てジョルダンの電力セクターの手で行う必要がある。

このためには次のことが望まれる。

1) 工事全般への対応体制をあらかじめ検討しておくこと
2) 地域事業所の技術者の養成とスタデイチームの確立
3) 検討の進展に伴ってスタディのスピードアップのための工夫

1期はこれらのスタートにも当たるので、ジョルダンの電力セクターとコンサルタントが協同してフィージビリティスタディを行うことを提案する。 ジョルダンの電力セクターは、この協同作業を通じて2期および3期のスタディが単独で可能となるよう充分な技術の修得を図る事が望まれる。
1期のフィージビリティスタディにおけるそれぞれの役割とコンサルタントの陣容は次のとおり。

(a) ジョルダンの電力セクターの役割
- 必要データの収集、現地調査
- 計算補助
- 計画ならびに設計の現地適合性のチェック

(b) コンサルタントの役割
- 負荷想定
- 会社別投資額ガイドラインの設定
- 工事費単価積算
- 最適化計算
- 計算法トレーニング
- フィージビリティ設計
- 工事工程計画
- 計画最終取りまとめ
- 経済評価

(c) コンサルタント構成メンバーの業務分野と業務量

1) 業務分野
- 総括、電力需要
- 送配電計画
- 最適化計算、計算指導A
- 最適化計算、計算指導B
- 配電設備設計A
- 配電設備設計B
- 経済

2) 業務量
- 40 ～ 45 MM 程度で実施可能と思われる。

(5) ローンの申請と説得努力

まず、本件について国として実行するか否か、実行するとすればどの案を採るかなどの意志決定をする必要がある。 国内金融機関からの融資を受ける場合は事業者毎の判断によって案を選択して良いと思われるが、国外の公的な金融機関からの融資を望む場合は、国は実際に事業を行う配電事業者の意見を聞いた上で、A～Eまでの案に対して国としての統一された意思表示が必要であろう。

国際金融機関による審査でキャンセルされることのないよう、ジョルダンの電力セクターは関係機関への説得に努めることが肝要である。 最も重要なことはジョルダン国内部での順位付けである。 国内での順位が高いものであるためには電力セクターとしての順位が高くなくてはならないことは勿論である。 勧告のところで触れたように発電プロジェクトより順位が高いこと、国家の収支にプラスになること、などは説得力があるように思われるので、大いに関係者の説得に努められたい。

JICA