第1章　総　論

第1章　総　論

第1章　総　　論

1. 予備・事前調査の目的

本件予備調査団派遣の目的は、先方関係機関との本プロジェクト実施に関する協議並びに現地踏査及び資料収集を行い、本プロジェクトの実施方針の決定をすることである。

続いて行われた本件事前調査団派遣の目的は、予備調査で得られた情報及び協議により確認された事項をもとに、先方関係機関との更なる協議等により調査の内容及び範囲の確認、調査の工程の確認、調査手法の検討を行い、S／Wの署名を行うことである。

2. 要請の背景・経緯

(1) 経済社会の現状

1) ジョルダンの経済社会構造

ジョルダンは、耕地面積が約5,300平方キロと全国土の6.0%にすぎず、食料の自給自足ができないため、農産物は輸入に依存している。また、鉱工業においても、主要産業が未発達であるため、日常生活に必要な消費財の大部分を輸入品に頼らざるを得ず、輸入額が輸出額の二倍以上と恒常的な貿易赤字を抱えている。

輸出額は約11億ドル（1991年）で、主要輸出相手国順にインド、イラク、中国、アラブ首長国連邦、インドネシアなどであり、主要輸出品目は、燐鉱石、カリ、肥料などである。他方、輸入額（同年）は約25億ドルで、主要輸入品目は、食料品、工業製品、機械。輸送機器、工業用原材料等となっている。

従来より、この赤字を外国（特に、湾岸産油国）からの援助・借款や海外で働くジョルダン人の送金及び海外収入で補う構造になっている。そのため、ジョルダン経済は中東情勢及び国際情勢等の外部要因に影響されやすい。

2) 経済の近況

1988年後半から外貨不足及び為替レートの不安定に起因する経済危機に直面したため、緊急経済措置として、外国為替規制、輸入規制、租税措置を行うなど国を挙げて経済構造改革に着手した。しかし、1990年8月以降の湾岸危機と湾岸戦争によってジョルダン経済は、ジョルダンの輸出の4分の1を占め、しかも、ジョルダンの石油輸入の90%を占めるイラク・クウェイトとの貿易停止、湾岸諸国のジョルダン人海外労働者からの送金の減少、サウディ・アラビアをはじめとする湾岸産油国からの援助の停止、30万人に及ぶと言われる海外勤労者の帰還、更には、観光収入の減少等により極めて深刻な打撃を受け、財政赤字は実質拡大し、対外債務は返済不能となり、IMFの救済を求めるに至っている。現在は、IMF、世銀との協調の下、1992年を初年とした期間7カ年の経済構造調整計画を実施し、経済再建に向けて努力しているところである。因みに、94年10月現在の対外債務は、約70億ドルで、内約20億ドルを日本が占めている。

一人当たりのGNPは1993年で1190ドル（世銀統計）である。主要産業をGDP構成比から見ると（1991年）、農業8.3%、鉱工業17.1%、商業5.6%、建設業6.8%、運輸・通信14.9%、金融・不動産業19.7%、その他27.6%となっている。

(2) 電力の現状

1) 電力事業の現状

総発電設備出力は、1107.3MW(1994年)で、その内石油火力が696MWを占めている。残りは、ガスタービン発電、ディーゼル発電、水力発電となっている。

総発電電力量は、5076GWh(同年)である。この内ジョルダン電力庁(JEA)が、4676Whと90%以上を生産している。残りは、イルビット地方電力会社(IDECO)が11GWh、自家発電が387GWh、その他が2GWhとなっている。これに対して、電力需要量は、4330GWhとなっている。なお、南シリア向け輸出は、1993年以降行っていない。

発電所は、アカバ火力発電所(260MW)、フセイン火力発電所(363MW)の石油火力を主力とする他、アル・リシャ天然ガス火力発電所(120MW)も運転されている。アカバ火力は、第2期拡張計画が着手されたものの1980年代末の費用削減策のため延期されていたが、1995年にOECF等の協調融資が実現し97年中に運開の予定である。

ジョルダンの電力システムは、既にシリアと連携されているが、1993年に中東5カ国(ジョルダン、エジプト、シリア、イラク、トルコ)が、将来的な電力システムの連携に合意し、1997年中のジョルダン－エジプトの連携(アカバ400kV送電線)も具体化に向かっている。さらに、イスラエルとの連携を検討中との情報も確認されている。

電力需要の増加率は、93年から94年で8.8%と高く、今後も6%～8%を維持すると考えられているが、発電所の新設計画もあり、需給が逼迫することは無いと思われる。

2) 送配電部門の現状

ジョルダンにおいては、送電はJEAが管轄し、配電はJEA、ジョルダン電力会社(JEPCO)、IDECOの3社で担当している。JEAは、エネルギー鉱物資源省が主管しているが、100%独立採算性をとっており、経営状態も良好で、政府からの補助金も新規の発電所建設のため以外は受けていない。発送配電全てを担当しているが、配電は、首都圏以外が対象となっている。JEPCOは、配電部門を担当するほぼ民営化された(一般投資家が60%以上の株を所有)会社であり、JEAにより発電された電力を買電し、アンマン市内及びその近郊の低・中圧需要家への配電を行っている。IDECOは、イルビト地方に限定し一部発電も行っているようである。国内の電化率は、98.3%と非常に高い。

3) 電力事業に係る問題点

現在、ジョルダンでは総電力損失が15～16%の状態が数年続いている。前述のように、発電燃料の殆どを、輸入される石油に頼っていることもあり、この電力損失の低減は、今後の大きな課題である。また、JEAは、社会的要請に応えるべく、地域の電化を推進してきたが、コストがかさむというという難点がある。そのため、それら電力損失の原因を解明するとともに、効果的に少消費地に配電する方法について分析することにより、如何に配電システムを計画、開発、運営していくかを検討していく必要がある。

4) 本件の要請

前述のように、電力損失を低減することが、将来におけるエネルギー消費の効率化、電力発電及び電源開発コストの削減につながる重要な課題である。そのため、本開発調査により、電力損失の原因を究明し、その改善方法を提言、さらには電力関係者の訓練等を通じて我が

国の技術を修得するため本件の要請がなされた。(TORは、本章末尾に添付)

3. 調査団構成

(1) 予備調査団

1) 団長・総括

荒川嘉孝　JICA鉱工業開発調査部資源開発調査課課長代理

2) 電力行政

望月洋子　通産省資源エネルギー庁公益事業部技術課

3) 送電改善計画

林　俊行　JICA国際協力専門員

4) 調査企画

永見光三　JICA鉱工業開発調査部資源開発調査課

5) 電力系統計画

本間俊典　(株)パシフィックコンサルタンツインターナショナル

6) 送配電設備

矢野文隆　(株)パシフィックコンサルタンツインターナシヨナル

(2) 事前調査団

1) 団長・総括

林　俊行　JICA国際協力専門員

2) 技術協力行政

高塚夏樹　通産省資源エネルギー庁公益事業部技術課

3) 調査企画

永見光三　JICA鉱工業開発調査部資源開発調査課

4) 電力系統計画

本間俊典　(株)パシフィックコンサルタンツインターナショナル

5) 送配電設備

高野秀喜　(株)パシフィックコンサルタンツインターナショナル

4. 調査行程

(1) 予備調査

	日付	作業内容
1	7/28(金)	11:45　成田発－16:45　アムステルダム着（KL862）
2	29（土）	10:15　アムステルダム発－16:00　アンマン着（RJ262）
3	30（日）	JICA事務所、大使館、計画省、ジョルダン電力庁（JEA）表敬
4	31（月）	協議 JEA主催昼食 現地踏査（ジョルダン渓谷地区の配電設備）
5	1（火）	現地踏査（電力訓練センター、フセイン火力発電所、JEPCOザルカ営業所、JEPCOメーター検定所、食品工場、配電変電所）
6	2（水）	M/M協議 現地踏査（セメント工場） アンマン発－アカバ着
7	3（木）	現地踏査（アカバ火力発電所、132kV／33kV変電所、JEAアカバ営業所、配電変電所、一般需要家）
8	4（金）	アカバ発－アンマン着
9	5（土）	M/M協議 計画省報告 M/M署名 現地踏査（JEAコントロールセンター）
10	6（日）	鉱物資源エネルギー省表敬、報告 現地踏査（JEPCOコントロールセンター） 大使館報告 JICA事務所報告
11	7（月）	01:05　アンマン発－06:30　ロンドン着（BA106） 19:45　ロンドン発－
12	8（火）	19:45　成田着（JL402）

(2) 事前調査

	日付	作業内容	団員名（敬称略）	
			林 永見	高塚 本間、高野
1	19（日）	12:00 成田発－16:40 パリ着（AF275）	-	○
2	20（月）	11:20 パリ発－19:00 アンマン着（AF8172）	○	○
3	21（火）	9:00　JICA表敬、10:00　計画省表敬 11:00　JEA表敬、11:30　JEA－S/W協議 15:00　大使館表敬	○	○
4	22（水）	JEA－S/W協議	○	○
5	23（木）	現地踏査（IDECO関連設備：132kV変電所、配電線、配電変電所）	○	○
6	24（金）	団内打ち合わせ	○	○
7	25（土）	S/W、M/M協議	○	○
8	26（日）	署名、JICA、大使館報告	○	○
9	27（月）	12:25 アンマン発－17:20 ロンドン着（BA106） 19:00 ロンドン発－	○	○
10	28（火）	15:30 成田着（JL402）	○	○

5. 調査内容

(1) 予備調査

1) 先方関係機関との協議

本調査により、以下の内容について、先方機関と協議を行い、確認事項をミニッツにまとめ、署名を行った。協議には、直接のカウンターパートであるJEAの関係者だけでなく、ジョルダン配電会社（JEPCO）及びイルビッド配電会社（IDECO）の関係者もJEAにより集められた。

a　要請内容の確認

b　調査対象

c　調査の目的

d　先方実施体制の確認

e　調査の内容

2) 現地踏査

今回の予備調査において、以下の地点、設備を踏査した。

ジョルダンバレー JEA配電設備

電力訓練センター
フセイン火力発電所
JEPCOザルカ営業所
JEPCOメーター検定所
中規模需要家（食品工場）
ザルカ市内配電設備
大口需要家（FUHEISセメント）
アカバ火力発電所
アカバ変電所（132 kV／33 kV）
JEAアカバ営業所
アカバ市内配電設備
JEAコントロールセンター
JEPCOコントロールセンター

(2) 事前調査

1) 先方政府機関との協議

本事前調査団は、ジョルダン電力庁（JEA）において、以下について一連の協議を行った。協議には、直接のカウンターパートであるJEAの関係者だけでなく、ジョルダン配電会社（JEPCO）及びイルビッド配電会社（IDECO）の関係者もJEAにより集められた。

a 調査内容
b 調査スケジュール
c 車両・作業
d 先方の調査実施体制
e 作業分担及び技術移転
f 電力損失低減計画の最終目標年の設定
g 電力系統拡張計画の確認
h 系統解析手法の確認
i 計測作業用機材の必要性
j パソコン等のデータ処理機材の必要性
k 年間のピークロード

2) 現地踏査

事前調査では、予備調査時に実施しなかったIRBID地方の配電設備の現地踏査を実施した。

Terms of Reference

Application for

Technical cooperation (Development Study)

A - Project Title : Electric Power Loss Reduction Study

1 - Location : All Jordan .

2 - Implementing Agency
- Jordan Electricity Authority .
- Number of staff : 3000.

3 - Justification of the project

About 10% of the net generated electrical energy is lost in the transmission and distribution networks . The project is aiming at reducing the amount of technical losses as much as possible . This will improve the efficiency of transfer of electrical energy from point of production to the end user which, in turn , will result in the reduction of long-term plant requirement .

4 - Desirable time of the commencement of the project : The earliest possible date .

5 - Expected funding source : Government of Japan.

B : Terms of reference : see attachement (1) .

C : Facilities and information team .
The Jordanian institutions will provide the following :

a - Competent counterpart staff .
b - All data relevant to the project .
c - Transportation within Jordan for the study team.
d - Office accommodation , secretarial services and telecommunication facilities.

D : Global Issues :

The project will result in the reduction of toxic and Greenhouse gases to the atmosphere through the reduction of generated energy and consequently the amount of fuel consumption .

Attachment (1)

Electric Power Loss Reduction Study

1 - Introduction

The existing generation Capacity supplying the interconnected system in Jordan is (937)MW comprising (623) MW of oil-fired steam turbines, (140) MW oil-fired gas turbines, (90) MW gas -fired gas turbines (55) MW diesel engines and (6) MW hydro - turbines .

The lengths of transmission and distribution lines are shown in table (1) .

Table (1)

Transmission and Distribution Lines

1992

Voltage -kV	Circuit length - Km
400	650
230	17
132	2026
66	17
33	3680
11	1191
6.6	668
0.4	12759

The installed transformer capacity on the transmission and distribution systems is shown in table (2) .

Table (2)

Installed Transformer Capacity

Voltage - KV	Rated Capacity -MVA
230/132	200
132/33	1749
13.8/132	760
132/6	75
66/33	10
33/11	384
33/6.6	733
33/.4	290
11/.4	255
6.6/.4	739

2 - Consumer Demand

Jordan Electricity Authority (JEA) , Jordan Power Electric Company (JEPCO) and Irbid district Power Company (IDECO) are supplying electrical energy to about (520 000) Consumers .

Total Consumed energy amounted to (3674) GWh in 1992 . In that year the industrial sector consumed about (36.5)% of the energy sold , commercial sector consumed (10.3)% , Household consumed (29.2)% water pumping consumed (18.7)% and the rest of consumers consumed the remaining (5.3)% .

3 - Losses

With net generation of (3895) GWh and sales of (3509) GWh , system losses in 1992 were 10% . These losses have shown an increasing trend having moved from (7.9)% in 1985 to the current level. System losses result in economic losses to the country, lower revenues to the utilities and less efficient utilization of the present investment.

System losses comprise technical and non-technical components . The technical losses primarily result from conversion of some proportion of electric energy to heat as current flows through the transmission and distribution systems. These losses are affected by the physical characteristics of the system and the amount of power flowing through them . Non-technical losses are the result of inaccuracies in metering , meter reading and billing .

JEA requested UNDP to finance a study aiming at developing a program to reduce generation losses , with more focus on the distribution losses , to an economic level. The incentives to JEA are (a) increased revenues (b) postponement of investment in generation expansion due to reduced demand (c) improved quality of service to consumers as a result of upgrading of distribution facilities .

II - Goal

The objectives of the proposed study are :-

(a) Identify the various sources of losses .

(b) Develop discrete , monitorable and phased projects to reduce the losses and improve reliabilility on the system to economic levels and perform cost/benefit calculations to support the economics of the proposed projects .

(c) Train selected Jordanian staff in (I) the methodologies for identification of sources of losses (II) economic evaluation of loss reduction projects (III) application of technical design standards in loss optimization for transmission and distribution systems . The Jordanian staff will then be able to continue monitoring the sources of losses and development of loss reduction projects and reliability enhancement after completion of the study .

5 - Output

It is expected that the outputs of the project will comprise :-

(a) An initial reduction in the level of losses on the Jordanian system as a result of any loss reduction measures identified and implemented during the course of the study .

(b) A loss reduction program developed for the electrical system presented in a format acceptable to international financing institutions .

(c) Improved quality of service to the electricity consumers after the implementation of the loss reduction program mentioned in (b) above .

(d) Improved cash flow and delayed investment in generation after implementation of the loss reduction program .

(e) Improved skills within the power sector - in the identification and economic control of the causes of losses .

6 - Project Cost

It is expected that the foreign portion of the cost will be in the range of US$ 500.000.

The local cost will be covered by the electric utilities which will contribute in kind by providing .

(a) Comptemt counterpart staff to be involved full-time in the study and to continue work related to identification and control of losses after the completion of the study .

(b) All internal data relevant to the project .

(c) Transportation within Jordan for study - related work .

(d) Office accommodation , secretarial services and telecommunication facilities for the consultant staff when working in Jordan .

HASHEMITE KINGDOM OF JORDAN

Terms of Reference for a Tariff (Update) Study

Background

1. The Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR) holds the primary responsibility for all energy related activities in Jordan, including setting of electricity tariffs. MEMR is guided in this exercise by Jordan Electricity Authority's (JEA) operations, a wholly owned government utility, who has the sole responsibility for all generation and transmission of electric utility power in Jordan. JEA sells bulk power to the two semi-private distribution companies: Jordan Electric Power Company (JEPCO) and Irbid District Electricity Company (IDECO). JEPCO and IDECO are operating under a 50 year concession agreement and account for about [illegible] percent of the countries retail distribution. The remaining (about) 1[illegible] percent is accounted for by JEA.

2. The three utilities--JEA, JEPCO and IDECO are facing serious financial problems: highly leveraged, little or no net cash surpluses to finance future investment needs, internal sources of funds insufficient either to meet debt service obligations or provide for coverage requirements specified in long-term debt agreements, inadequate rates of return on assets, and huge foreign exchange losses. Apart from the 1988 devaluation of the JD (about 75 percent) and the intervening gulf crisis of 1990-91, the major contributing factor for the present financial position is the sporadic adjustment in electricity tariffs over the past 6-8 years. There has been no real increase in tariffs except for adjustments and revisions during this period. However, in 1986 and 1988 MEMR embarked on exercises to review the tariff structure and seek improvements in equity and efficiency.

3. In 1986, the MEMR appointed Gilbert/Commonwealth International, Inc. in association with Management Resources International, Inc. (MRI) and the Tennessee Valley Authority to carry out a load research and management study of the power subsector. Seven key strategies were identified and analyzed: (i) tariff design, (ii) water pumping and control, (iii) street lighting, (iv) consumer lighting, (v) self-generation, (vi) industrial motors, and (vii) consumer power factor. MEMR/JEA would make arrangements to have a copy of this report for the consultant's review and use.

4. In 1988, the MEMR appointed RCG/Hagler, Bailey Inc. to carry out an energy policy planning and pricing study where a comprehensive review of the long-run marginal cost analysis and tariff restructuring exercise to enhance load and demand management objectives took place. The study provided several tariff restructuring recommendations, of which, some have already been incorporated into the existing tariff structure. The study however, did not review the financial revenue requirements of the utilities and therefore the then proposed tariffs did not cover this aspect which has become more

prominent after the JD devaluation. MEMR/JEA would make arrangements to have a copy of this report for the consultant's review and use.

5. As a part of the proposed Energy Sector Adjustment Loan (ESAL), the Government of Jordan (GOJ) has obtained a Japanese Grant to study issues and option for the institutional and financial restructuring of the sector. The study would cover institutional, financial and regulatory reform measures, as well as the operational and legislative action programs for implementing them.

6. As the related tariff studies (paras 3 and 4) and related rate designs are five or more years old, and as significant changes in Jordan's macro-economic framework and cost structures have taken place in the intervening years, it has now become a matter of priority to update the electric rate design.

Objectives

7. The objective of the study is to provide an update to the electricity tariff structure which will adequately satisfy, for the next 4-5 years (say), economic efficiency measures, financial revenue requirements of the utilities, and environmental concerns. The tariffs should provide for price signals to the consumers that as nearly as possible reflect true economic cost of supply, encourage load management practices, and induce energy conservation measures. The tariffs should be designed in such a way that the national rate equalization policy objectives of the government/utility are transparent and so that consumers are aware of subsidies e.g. life-line tariffs for poor, subsidized rural tariffs, etc. The subsidies should be transparent, easily measured, periodically monitored and appropriately budgeted.

8. Some of the issues that needs to be urgently addressed in this update/study include but are not limited to the following:

a. Block sizes for domestic consumers to be linked to the household income and the electricity consumption;

b. Test the viability of including a fuel adjustment clause in the tariff schedule;

c. Power factor penalty to be reviewed and updated;

d. Identify primary candidates for time of use (TOU) pricing;

e. Provide incentives for load shifting and consumers with interruptible tariffs;

f. Test JEA's load forecasting model with inclusion of price elasticity of demand and cross price elasticity of related consumer categories;

g. Carry out bill frequency analysis;

h. Evaluate the components of customer/connection charges: cost of meter reading, bill preparation and delivery;

i. Shifting of some consumers in the standard tariff to other appropriate consumer categories;

j. Review the need for a separate tariff for Hotels and make recommendations, if any;

k. Review the need for a separate tariff for TV and Broadcasting and make recommendations, if any;

l. Evaluate mix of consumers between JEPCO, IDECO and JEA and propose suitable modifications, if any;

m. Review need for a uniform national tariff policy and make recommendations, if any;

n. Review present arrangement for street lighting tariffs and make recommendations, if any.

Scope of the Study

9. The study is to update existing electricity tariffs and would therefore assume certain as-is conditions and focus on re-designing the present tariff structure to satisfy the above objectives (para 4). The study would also provide guidelines on the "how to?" transition from the present tariffs to the proposed new tariffs. Details of the scope of the study follow.

10. The consultant would be provided with the following and the ensuing results of the study would be based on these assumptions:

a. Approved Load Forecast. JEA's latest load forecast could be used as the referenced load forecast for the study. However, if any modification is required upon review of the load forecast, the modified version could be taken as the referenced load forecast. [Note: Refer para 8 (f)]

b. Approved Investment Program. JEA's WASP III generation expansion model runs could be used as underlying support and justification investment program for the study.

c. LRMC. JEA is presently using a spreadsheet model to estimate the marginal cost of generation, transmission and distribution by individual consumer category. The consultant should review this model and determine adequacy to estimate system LRMC under the new system expansion program.

d. Past Audited Annual Reports. Past audited financial annual reports of the utilities--JEA, JEPCO, and IDECO are available through year end 1992 for past financial performance of the utilities.

e. Approved Budgets. The latest approved budgets for the utilities--JEA, JEPCO, and IDECO could be used as the basis for projected financial performance of the utilities.

f. Use the earlier two studies (paras 3 and 4) as starting points for proposing a revised tariff structure taking into consideration their strengths and avoiding their pitfalls.

Output

11. The consultants will prepare a report detailing the tariffs individual consumer category taking into account the dual objectives of:

a. economic efficiency: equity and fairness;

b. financial goals and revenue requirements: operating costs, self-financing needs, debt service obligations, desired rates of return, tax considerations etc;

In addition, the report shall contain the following:

c. an action plan for the implementation of the recommended tariff structures;

d. sequential steps and conditions required to make the implementation of each step practical and effective;

e. options for devising a methodology to facilitate tariff revisions on a periodic basis, including identifying key components (fuel prices, say) of the tariff to be monitored;

f. specific proposals for tariff indexation to automatically flow through to consumer cost and price changes related to (i) fuel and (ii) foreign exchange costs of foreign debt services;

All updated models for LRMC (and/others) are to be left behind with the client.

第２章　予備調査における協議結果

第2章　予備調査における協議結果

1.　協議結果

本予備調査団は、ジョルダン電力庁（JEA）を中心とする関係者と、一連の協議を行った。その協議の結果を以下に示す。

(1)　調査の目的

調査の目的は、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であることを確認した。

(2)　カウンターパート機関

調査において、JICA調査団のカウンターパートをJEAとする。しかし、調査の性質上、ジョルダン電力会社（JEPCO）及びイルビト地方電力会社（IDBCO）の協力は、調査を実施するためには不可欠である。そのため、JEPCO及びIDECOが調査に効果的に参加できるようJEAが責任をもって調整を行うこととした。

(3)　調査対象地域

調査対象地域は、JEA、JEPCO、IDECOの電力供給地域とする。

(4) 調査の対象となる電力損失

調査の対象となる電力損失は、以下の技術的な電力損失とする。

1)　送電線（132kV）の電力損失

2)　変電所（132／32kV、33／11、6.6kV、33、11、6.6／0.415kV）の電力損失

3)　配電システム（33、11、6. 6、0.415kVの線路を含む）の電力損失

(5)　調査の細目

1)　調査期間

暫定的な全体調査期間を約15カ月とし、詳細の調査スケジュールは次回の事前調査団派遣時に決定するとした。

2)　調査の概要

調査は以下の4つの段階により実施される。

a　予備調査段階

b　詳細調査段階

c　電力損失率ーコストの関係のモデル化

d　送配電改善計画の策定

3)　調査項目

a　予備調査段階

(a) 既存の関連資料の収集及び見直し

a)　電力需要予測の見直し

b)　送配電網拡張計画の見直し

c)　電力損失と対策の現状

d)　電力料金制度の現状

e) 電力の検針の現状

f) 電力供給信頼度

(b) 電力損失実測作業対象エリアの選定

(c) 電力損失実測作業方法の確定

b 詳細調査段階

(a) 選定されたエリアでの電力損失実測作業の実施

(b) 実測結果の分析

(c) 技術的損失及び非技術的損失の確定

c 電力損失率 ー コストの関係のモデル化

(a) 電力損失率と供給コストの関係の分析

(b) 電力損失低減方法の検討

(c) 各方法のコスト見積もり

(d) 各方法の効果見積もり

(e) 電力損失対策コストと電力損失率の関係の分析

(f) 電力損失率と総コストの関係のモデル化

d 送配電改善計画の策定

(a) 合理的に達成可能な電力損失率の分析

(b) 送配電改善計画の策定

(6) 技術移転

調査終了後も、JEAが独自に送配電改善計画を策定できることを目標とした技術移転を調査の過程で実施するよう先方から要望があった。

(7) データの提供

JEA は、本年の 8 月末までに、以下のデータを JICA ジョルダン事務所に提供するとした。

1) 33 kV 系統機器配置図 (JEPCO)

2) 33 kV 系統単線結線図

3) 400 V 配電線路表

4) 標準結線図 (33 kV ～ 400 V)

なお、質問票により提供を依頼しデータの提出状況及び今後の提出予定を、Questionnaire に記載し、M／M に添付した。

2. 団長所感

本予備調査の目的は、ジョルダン政府から送配電分野における電力損矢の低減対策に係わる調査の要請を受け、その背景、送配電等の電力設備の現状、電力損矢の実態などを把握するとともに、C／P 機関の確認等事前調査及び本格調査の実施に必要な関連情報の収集にある。今回 JEA (ジョルダン電力庁) 等、関係機関との協議及び発電、送配電設備に対する現地調査を通じ、ほぼこれらの目的は達成できたと考えられる。

ショルダンにおける電力事業は、発電及び送電 (132 kV) を JEA が配電を地域別に JEA、JEPCO (ジョルダン配電会社) 及び IDECO (イルビット配電会社) の 3 社か受け持っている。発電所につ

いては、同国最大の発電所であるフセイン火力発電所と今後増設が計画されているアカバ火力発電所を訪問したが、いずれも管理が行き届き、我が国で行われているような定期点検を毎年実施して、当初の性能を維持しつつ高稼働率を達成している。

調査対象となる送配電設備については、JEA及びJEPCOの支社及び多くの変電所を訪問し、送配電の現状に関する多くのデータを得ることができた。また、セメント工場、アルコール工場などの需要家を訪問し、電力取引メーターの施設状況を把握した。

その結果、送配電設備についても発電所と同様に設備については十分な管理が行われているが、その電力損失は10%以上であり、我が国のほぼ2倍となっていることが改めて確認された。

一方JEA等の技術者の能力は高く、また各種資料及びデータの提供の迅速さ、及び協議・現地踏査での対応状況などからみて、先方の本調査に対する意欲はきわめて強い事が伺え、今後の円滑な調査の実施が十分期待できる。

本格調査の内容については、当初案どうりで合意を得たが、現地踏査などでの印象では送電よりも配電側に電力損失の多くの原因があるように考えられ、本格調査の段階で電力損失の原因を明確にするとともに、経済的に見合った効果的な電力損失低減対策を確立する必要がある。この際、特に配電設備は面的広がりを有し、その変更、改良に際しては膨大な作業及び費用を要するため、電力損失改善対策の確立に当たっては慎重かつ詳細な検討が望まれる。また、同国の電力事業分野に対する開発調査に係わる協力は本調査が初めてであるが、我が国の協力に対する先方の期待は大きく、今後、調査計画の立案、本格調査団の編成など本格調査の準備に際して、十分な配慮が望まれる。

なお、今回の協議の中で、発電所の所内電力の低減についても調査対象とするよう要請があった。本件については、当該電力の発電量に対する比率が我が国に比べ約1.5倍と多く省エネルギーの観点からはその意義は認められるものの、本格調査の要請書にはその記載がなく、また調査の内容も送配電における電力損失の低減対策と全く異なるので、本調査の対象としないこととした。

3. 署名したM／M

8月5日付で署名した議事録(M／M)を次に示す。

MINUTES OF MEETING

FOR

THE STUDY

ON

ELECTRIC POWER LOSS REDUCTION

IN

THE HASHEMITE KINGDOM OF JORDAN

AGREED UPON BETWEEN

JORDAN ELECTRICITY AUTHORITY

AND

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

AMMAN, AUGUST 5, 1995

Mr. M. AZZAM
Chief Engineer/Planning
Jordan Electricity Authority (JEA)
for Mr. M.S. ARAFEH
Director General, JEA

Mr. Yoshitaka ARAKAWA
Leader of the Preparatory Study Team
Japan International Cooperation Agency

The preparatory study team (hereinafter referred to as "the Team") organized by the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA") of the Government of Japan headed by Mr. Arakawa, leader of the Team, visited the Hashemite Kingdom of Jordan from July 29 to August 7, 1995 for the purpose of discussing the outline of the study on electric power loss reduction of Jordanian interconnected system (hereinafter referred to as "the Study").

The Team made a series of discussions with the officials concerned of the Jordan Electricity Authority (hereinafter referred to as "JEA"), headed by Mr. M. S. Arafeh, director general, JEA.

The salient result of the discussions mutually confirmed are as follows and the attendants are shown on the attached list.

1. Objective of the Study

The objective of the Study is to formulate a plan to reduce power system losses (about 10% on transmission and distribution level at present) to the optimum levels in order to enhance the energy efficiency and reduce the long-term investment for generating facilities.

2. Counterpart

In this study, the counterpart of JICA is JEA. However, considering the nature of this study, Jordan Electric Power Company (hereinafter referred to as "JEPCO") and Irbid District Electricity Company (hereinafter referred to as "IDECO") are indispensable parties, therefore, JEA is responsible for taking an active role in coordinating efficient involvement of JEPCO and IDECO initiatives in this study.

3. Study Area

The Study areas are service areas of JEA, JEPCO and IDECO.

4. Losses to be studied

Technical losses of the interconnected system ;

a) Transmission system loss (132kV)

b) Substation loss (132 / 33kV, 33/ 11, 6.6kV and 33, 11, 6.6 / 0.415kV)

c) Distribution system loss (including medium voltage lines 33 , 11 , 6.6kV, Low voltage lines 0.415kV)

5. Scope of the Study

a) Study schedule

The Team suggested about 15 months as the tentative study period.

The detailed tentative study schedule will be fixed during the next preparatory mission.

b) Scope of the Study

The Study will be carried out in the following four stages.

1st: Preliminary investigation stage

2nd: Detailed investigation stage

3rd: Development of net supply costs model

4rd: Formulation of an optimum plan for loss reduction

c) Study stages

The detailed study stages are as follows.

c-1) Preliminary investigation stage

- Collection and review of data, study reports and relevant information for the Study
- Actual situation of power utilities
- Power demand Forecast
- Expansion plan for power system
- Power supply reliability
- Power generation and consumption
- System loss and countermeasures for loss reduction

- Tariff system
- Meter reading, billing and collection system
- Load shedding and blackout
- Field survey
- Existing power generation, transmission, substation and distribution networks
- Telecommunication facilities and load dispatching facilities
- Preparation work for loss measuring at the selected site(s)

c-2) Detailed Investigation Stage

- Loss measuring at the selected sites
- Analysis of measuring result
- Identification and analysis of technical loss and non-technical loss

c-3) Development of Net Supply Costs Model
- Analysis of value of losses
- Preparation of countermeasures for loss reduction
- Cost estimatation of countermeasures
- Evaluation of loss reduction of respective countermeasures
- Analysis of interactions between supply costs and losses
- Development of Net Supply Costs Model

c-4) Formulation of an Optimum Plan for Loss Reduction
- Review of the optimum level of the power system losses

- Formulation of an optimum plan for loss reduction

6. Technology Transfer

JEA requested that the technology shall be transferred based on the concept that even after the submission of the final report, JEA is able to formulate the loss reduction plan.

7. Data Delivery

JEA confirmed that the following data will be deliveried to JICA Jordan office by the end of this August.

· Geographic Map (33kV) JEPCO
· Single Line Diagram (33kV)
· 0.4kV Distribution Line Table
· Standard connection Diagram (33kV~0.4kV)

Attachment ; Attendant List

; Questionnaire

ATTENDANTS

Jordanian Side

NAME	POSITION, ORGANIZATION
A. S. ARAFEH	Director General
RIBHI HAMID	T & D Chief Engineer
WADDAH NABULSI	Production & Operation / Chief Engineer
MUHAMAD AZZAM	Technical & Corporate Planing / Chief Engineer
KHALED AMRO	Supervision & Control Dept. / Manager
NIAZI MUSA	Technical Planning Dept / Manager
MAJED QAWASMEH	Distribution Dept. / Manager
ALI ALZUBI	Load Research & Management Section Head
ABU ZEID NABIL	National Control Center / Studies Engineer
FALAH ABABNEH	Planning Engineer
REEM HAMDAN	Distribution Dept.
SUHA QOUSSOUS	Planning Engineer, Load Management
MOHAMMED FRIEHAT	Planing Engineer
KHALIL BADER	Planing Engineer
A. SHIEK	IDECO / General Manager
WALIED BATAYNEH	IDECO / Design & study
M. BUSHNAQ	JEPCO / General Manager
ANWAR ELLAYAN	JEPCO / Study Engineer
IMAD EL.KHAJRY	Electric Training Centre / Manager

Al. A33

(39)

ATTENDANTS

NAME	POSITION, ORGANIZATION
TRAINING CENTER	
ADEL M. SALAH	Transmission Distribution Supervisor
IBRAHIM AL-HAWARI	Training Engineer
SAFI AL-ALI	Section Head Operation
HUSSEIN STEAM POWER STATION	
RASHID TEANA	Station Manager
IBRAHIM NOUAIA	Electrical Maintenance
JEPCO ZARKA OFFICE	
NASSEF NOFAL	Electric Engineer
ZOHEIR BARAKAT	Electric Engineer

(39)

ATTENDANTS

8/2

NAME	POSITION, ORGANIZATION
FUHEIS CEMENT FACTORY	
IFRAZ HALASEH	Plant Manager
HANI KHAMASH	Technical Assistance to General Manager
MOHAMMAD IBRAHAM	Electric Engineer
SULEMAN. S. ABUDABAT	Head of Energy and Studies Section
AQABA STEAM POWER STATION	8/3
KHALED SHUKRI	Station Maneger
ABDULFATTAH KHADER	Electric Engineer / Section Head
MAHMOUD ABUQADDOUM	Operation Engineer / Section Head
JEA AQABA DISTRIBUTION OFFICE	
RUSHD FLEONL	Maneger
IMAD EDDIN HASANM	Maintenance Engineer
KATHIM EL. SHARIF	Maintenance Engineer

ATTENDANTS Japanese Side

NAME	POSITION, ORGANIZATION
Y. ARAKAWA	Leader
Y. MOCHIZUKI	Electric Power Administration
T. HAYASHI	Electric Power loss Reduction Plan
K. NAGAMI	Study Planning and Coordination
T. HOMMA	Power System Planning
F. YANO	Transmission and Distribution Line
Y. SHIRATA	JICA Jordan Office

QUESTIONNAIRE

July, 1995

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

1. General Information

Item	Description	Availability	Remarks
1. The Authorities concerned to this Project	- Name, JEA, Private power utilities, etc	◎	
	- Organization	◎	
	- Annual Report (1990-)	◎	
2. Statistics	- GNP, population, economic indices, etc (1980-)	◎	

※ ◎ means deliveried

2. Electrical Power Situations

Item	Description	Availability	Remarks
1. Existing Supply Facilities	- Power plants and substations (installed capacities), transmission lines (No. of circuit, conductor size, cline length, etc.), distribution lines (line length,etc.), total rated capacity of transformers.	◎	
	- Schematic diagrams	◎	
	- Location map.	◎	
2. Generation and Supply Records	- Record of power generation, peak kW, (1985-) including load curve (annual, monthly and daily).	◎	
	- Fault record	◎	
	- Load shedding and blackout	◎	
3. Power Consumption	- Power demand (kW), annual power consumption (kWh) by categories.	◎	
	- Number of consumers	◎	
	- Revenue	◎	
	- Waiting consumer, if any.	◎	
4. Demand Forecast	- Long term demand (max. kW,kWh) forecast	◎	
5. Expansion Program	- Long term supply (max. kW,kWh) planning	◎	
	- Expansion program for generation, transmission and distribution networks.	◎	
6. System Reliability	- Target and improving plan	◎	

Item	Description	Availability	Remarks
7. Communication System	- Communication system, Micro wave, PLC, etc. - Load dispatching system	◎ ◎	
8. Energy loss (1) Technical loss	- Gross loss (1985 -) - Power station service use (1985 -) - Transmission loss (1985 -) - Substation loss (1985 -) - Distribution loss (1985 -)		Loss Report and annual Report
(2) Non-technical loss	- Non-technical loss . Illegal connection . Meter tampering . Meter bypass . Under billing . No billing . No collection		By end of August
9. Design Concept of Distribution Line	- Design criteria - Pole transformer load management - Line drop control		By end of August
10. Loss Reduction Plan	- Implementation plan - Technical aid or financial cooperation by International Agencies - Conditionality imposed by International agency(s), if any.		None

3. Operation and Tariff

Item	Description	Availability	Remarks
1. Operation and Maintenance	- Annual operation and maintenance fees or ratios such as personnel expenses, repair expenses and others.	◎	
2. Administration	- Administration fee for power facilities.	◎	
3. Tariff	.- Current tariff.	◎	
4. Wh- Meter Installing	- Power utility. . Transmission line Sending and receiving point (230kV,132kV, 66KV) . Distribution line Receiving and sending point (33kV,11kV,) 6.6KV) .Sending point (0.4kV) - Consumer (132kV, 66kV, 33kV,11kV, 6.6kV, 0.4kV) - Meter reading interval.		Explanation was made
5. Billing and Collection	- Billing and collection procedure		
6. Wh - Meter	- Calibration system		

4. Natural Energy Resources

Item	Description	Availability	Remarks
1. Crude Oil	- Deposit, recoverable quantity and production, . etc,		No Resource
2. Oil Shale		◎	
3. Natural Gas		◎	
4. Coal			No Resource
5. Hydro Potential		◎	

5. Environmental Aspects

Item	Description	Availability	Remarks
1. Laws, Regulations, Codes for Environmental Protection	- Air - Water - Noise - Electrical and magnetic field - Other		Will be issued soon after approval of congress.

6. Meteorological Data

Item	Description	Availability	Remarks
1. Weather	- Temperature, humidity, wind, rainfall and lightning (annual number of days per ten (10) square kilometers).		By end of August

第３章　事前調査における協議結果

第３章　事前調査における協議結果

第3章　事前調査における協議結果

1. 協議結果

主だった協議結果をM／Mに記載し、署名を行った。以下はその内容である。

(1) ワーキンググループの設置

調査を効果的に実施し技術移転を円滑に行うため、JICAが派遣する本格調査団と共同作業を実施するためのカウンターパートとして、ワーキンググループが設置されることが了解された。またワーキンググループは、JEA及びJEPCO及びIDECOの専門家により構成されるとした。

さらに、本格調査団に対する直接のカウンターパートはJEAであり、三社間の調整を積極的に行っていることも確認された。

(2) 技術移転

調査の重要な目的である技術移転は、主に現地調査によって行われることが確認された。十分な技術移転を行うために、本格調査団とワーキンググループの共同作業により調査を実施することも確認された。

(3) ワークショップ及びセミナー

調査の途中、アンマン及びイルビッッドでワークショップ及びセミナーを行うとする。ワークショップの目的は、ワーキンググループに参加できない専門家を対象とし、調査手法や電力損失低減技術を普及することである。セミナーの目的は、調査手法並びに本計画自体及び本計画実現の重要性を、さらに上級役員に説明することである。これらのワークショップ及びセミナーは、調査の各段階の始めと終わりに行う。

(4) パーソナルコンピューター

調査を実施するためには、パソコン、プリンター等の機材が必要となる。それらの調達に割り当てられるJICAの予算の範囲内で、調査団によりそれらの機材が調達されるようJEAは要望した。またそれらの仕様については、調査団とJEAよりJICAに対し提案されるとし。

(5) 計測機材

調査に必要なデータを計測するためには、電流等の計測機材が必要になる。その機材は、JEAを含む三社に十分な仕様のものがないため、JICAよって調達されることをJEAは要望した。その仕様及び数量については、調査団とJEAによりJICAに対し提案されるとした。

(6) カウンターパート研修

JEAは、JICAのJEAに対する便宜供与事項の一つとして、カウンターパート研修員を関連する部署から受け入れて欲しいとした。これに対し事前調査団としては、カウンターパート研修は技術移転の見地からも重要なため、持ち帰りJICA本部にこの旨伝えるとした。

(7) その他

送配電網は二次元的に広がりを持つものであるため、本格調査の結論である電力損失低減策は、様々なものが考えられる。そのため本格調査は、それぞれの低減策について実施の優先度を提示する必要がある。

2. 団長所感

本事前調査の目的は本年7月29日から10日間行われた予備調査の結果得られた情報及び協議により確認された事項をもとに、ジョルダン側関係機関との協議等に基づいた本格調査の内容及び範囲の確認、調査日程の確認、調査手法の検討を行い、S/Wの署名を行うことを目的としたものである。11月21日より予定通り協議を開始し、IDECOやJEPCOの電力設備の追加的調査も含めて事前調査を実施した結果、11月26日にカウンター・パートJEA（ジョルダン電力庁）との間でS/Wの署名を行うことができた。

今回の事前調査では前回の予備調査では訪問することのできなかったIDECO(イルビット配電会社)を訪問し、変電所等の電力設備を調査することができた。イルビット地区はアンマンの北に位置し、シリアとの国境まで続く農業地帯である。アンマンに電力を供給しているJEPCO(ジョルダン配電会社)と比べIDECOJの電力需要密度は低いが、JEAが電力を供給しているアンマンから南の砂漠地帯と比べると電力需要密度は非常に高い。特にIDECOによる電力供給事業は1950年代より行われており、かなり老朽化した配電設備の存在が想像できること、また電力需要密度がJEPCOと比べ低いことなどにより配電ロスはJEPCOと比べかなり高くなっている。このためIDECOの電力供給地域はJEPCOの電力供給地域と共に、本開発調査で重要な調査対象地域になると思われる。

予備調査の段階でカウンター・パートはJEAであることが確認されているが、本開発調査は全国の送配電網を対処としており、イルビット地域とアンマン地区で各々配電事業を行っているIDECOやJEPCOも重要な調査対象であるとの相互の認識に基づき、JES及びIDECOとJEPCOの専門家からなるWorking Groupが本格調査時の日本側調査団のアドホックなカウンター・パートとして形成されることが合意された。このWorking Groupは調査・分析作業を日本側調査団と共同で行うことにより、地域的な特徴を持つ配電線網の調査・分析作業を効率的に行うと共に、共同作業の過程で技術移転を行うことを主眼として形成されるものであり、分析作業やモデルの構築もジョルダンで行われることになっている。ジョルダン側の技術移転への強い意欲や高い技術レベルを考えると、本格調査団を構成する専門家は幅広い経験と知識が求められており、本格調査の編成に際して十分な配慮が望まれる。

3. 署名したS/W及びM/M

11月26日付けで次のS/Wについて合意・署名を取り付けた。また、協議の内容をM/Mにまとめ、署名を行った。

SCOPE OF WORK
FOR

THE STUDY
ON
ELECTRIC POWER LOSS REDUCTION
OF
TRANSMISSION AND DISTRIBUTION NETWORKS
IN
THE HASHEMITE KINGDOM OF JORDAN

AGREED UPON BETWEEN

JORDAN ELECTRICITY AUTHORITY

AND

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

AMMAN, NOVEMBER 26, 1995

For ~~Mr.~~ M. S. ARAFEH
Director General,
JORDAN ELECTRICITY AUTHORITY
(JEA)

Mr. T. HAYASHI
Leader,
the Preparatory Study 2
Team, JICA

Mr. SALEM O. GHAWI
ASSISTANT SECRETARY GENERAL
INTERNATIONAL COOPERATION
MINISTRY OF PLANNING

I. INTRODUCTION

In response to the request of the Government of the Hashemite Kingdom of Jordan (hereinafter referred to as "Jordan"), the Government of Japan decided to conduct the Study on Electric Power Loss Reduction (hereinafter referred to as "the Study") in accordance with the relevant laws and regulations in force in Japan.

Accordingly, Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA"), the official agency responsible for the implementation of the technical cooperation programs of the Government of Japan, will undertake the Study in close cooperation with the authorities concerned in Jordan.

The present document sets forth the scope of work with regard to the Study.

II. OBJECTIVE OF THE STUDY

The objective of the study is to formulate a plan to reduce power system losses (about 10% on the transmission and distribution levels at present) to the optimum levels in order to enhance the energy efficiency and reduce the long-term investment in generating facilities.

III. STUDY AREA

The Study covers service areas of Jordan Electricity Authority (JEA), Jordan Electric Power Company (JEPCO) and Irbid District Electricity Company (IDECO).

IV. SCOPE OF THE STUDY

The Study will be carried out in the following four stages.

1. Preliminary investigation stage
   (1) Collection and review of data, study reports and relevant information for the Study
   - Power generation and consumption
   - Telecommunication facilities and load dispatching facilities
   - Existing power generation, transmission, substation and distribution networks
   - Financial situations
   - Tariff system
   - Meter reading, billing and collection system
   - Power demand forecast
   - Expansion plan for power system
   - Power system analyzing method
   - Power supply reliability
   - Load shedding and blackout
   - System loss and countermeasures for loss reduction

(2) Data collection related to costs
- Unit price of construction and rehabilitation works
- Operation and maintenance cost

(3) Review and confirmation of existing data and metering system to identify the sources and degrees of losses

(4) Development of an efficient method to identify the sources and degrees of losses on transmission and distribution lines

1) System Analysis
In order to develop the method, the following aspects of the existing transmission and distribution lines will be reviewed and analyzed.
- Power system analysis of the national grid
- Operation and maintenance system
- Load management system
- System peaks at substations
- Configurations of transmission and distribution lines

2) Development of the method
The method will include selection of appropriate measuring samples and analysis of measured results. Sources and degrees of losses throughout the networks will be identified and estimated according to the method developed. The measuring samples have to be able to represent various characteristics of the sections of transmission and distribution networks.

(5) Formulation of measuring procedure
After confirming the number of technicians and organizing measuring groups, measuring procedure will be formulated.
Measuring will be executed by technicians of Jordanian side and the Japanese Study Team (hereinafter referred to as "the Team") will monitor and supervise the groups.

2. Detailed Investigation Stage

(1) Preparation work for measuring relevant data

(2) Measuring relevant data
Relevant data such as kilowatt, current and volt will be measured by the measuring groups according to the method developed during the first stage.

(3) Identification and estimation of sources and degrees of losses.
Measured data will be analyzed in order to identify and estimate the sources and degrees of losses throughout the transmission and distribution networks.

3. Development of Net Supply Costs Model

(1) Preparation of countermeasures for loss reduction

(2) Review of the countermeasures according to power system analysis

(3) Cost estimation of countermeasures

(4) Cost estimation of operation and maintenance

(5) Evaluation of loss reduction of respective countermeasures

(6) Analysis of value of losses

(7) Analysis of interactions between supply costs and losses
(8) Development of Net Supply Costs Model

4. Formulation of an optimum program for loss reduction

An optimum program will cover the coming ten years.

(1) Review of the optimum level of the power system losses
(2) Formulation of an optimum program for loss reduction
(3) Financial and economic analysis of the optimum program

V. WORK SCHEDULE

The Study will be carried out in accordance with the tentative work schedule shown in the appendix I.

VI. REPORTS

JICA shall prepare and submit the following reports to the Government of Jordan:

1) Inception report
   Twenty (20) copies
2) Interim report
   Thirty (30) copies
3) Draft final report
   Thirty (30) copies (main reports and summaries)
   The Government of Jordan shall provide its comments on the Draft Final Report within one (1) month after the submission of that report.
4) Final report
   Forty (40) copies (main reports and summaries)
   JICA will submit these reports within two (2) months after receiving the comments of the Government of Jordan on the draft final report.

VII. DIVISION OF TECHNICAL UNDERTAKING

The division of technical undertaking for the Study by both Jordanian and Japanese sides is outlined in the appendix II.

VIII. UNDERTAKING BY THE GOVERNMENT OF JORDAN

1. The Government of Jordan shall accord privileges, exemptions, and other benefits to the Team in accordance with the Agreement on Technical Cooperation between the Government of Japan and the Government of Jordan.
2. To facilitate smooth conduct of the Study, the Government of Jordan shall take necessary measures;
   (1) To secure the safety of the Team,
   (2) To permit the members of the Team to enter, leave and sojourn in Jordan for the duration of their assignment therein, and exempt them from foreign registration requirements and consular fees,

(3) To exempt the members of the Team from taxes, duties, fees and other charges on equipment, machinery and other materials brought into, and out of, Jordan for the conduct of the Study,
(4) To exempt the members of the Team from income taxes and charges of any kind imposed on, or in connection with, any emoluments or allowances paid to them for their services for the implementation of the Study,
(5) To provide necessary facilities to the Team for remittance as well as utilization of the funds introduced into Jordan from Japan in connection with the implementation of the Study,
(6) To secure permission for entry into private properties or restricted areas for the implementation of the Study,
(7) To secure permission for the Team to take all data and documents including maps and photographs related to the Study out of Jordan to Japan,
(8) To provide medical service as needed. Its expenses will be chargeable on members of the Team.

3. The Government of Jordan shall bear claims, if any arises, against members of the Team resulting from, occurring in the course of, or otherwise connected with, the discharge of their duties in the implementation of the Study, except when such claims arise from gross negligence or willful misconduct on the part of the members of the Team.
4. JEA shall act as counterpart agency to the Team and also as coordinating body in relation with JEPCO, IDECO and the other governmental and non-governmental organizations concerned for the smooth implementation of the Study.
5. JEA shall, at its own expense, provide the Team with the following, in cooperation with other organizations concerned;
(1) Available data and information related to the Study,
(2) Counterpart personnel,
(3) Suitable office space with necessary equipment in JEA head office in Amman,
(4) Credentials or identification cards if necessary.

IX. UNDERTAKINGS OF JICA

For the implementation of the Study, JICA shall take the following measures:

1. To dispatch, at its own expense, study teams to Jordan,
2. To pursue technology transfer to Jordan counterpart personnel

X. CONSULTATION

JICA and JEA shall consult with each other in respect of any matter that may arise from or in connection with the Study.

[Tentative Work Schedule]

Attachment I

Projection Month	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1. Preliminary investigation stage																		
(1) Collection and review of data, study reports and relevant information for the study																		
(2) Data collection related to costs																		
(3) Review and confirmation of existing data an metering system to identify the sources an degrees of losses																		
(4) Development of an efficient method to identify the sources of losses on transmission and distribution lines																		
1) System Analysis																		
2) Development of measuring procedure																		
(5) Formulation of measuring procedure																		
2. Detailed investigation stage																		
(1) Preparation work for measuring relevant data																		
(2) Measuring relevant data																		
(3) Identification and estimation of sources of losses																		
3. Development of Net Supply Costs Model																		
(1) Preparation of countermeasures for loss reduction																		
(2) Review of the countermeasures with power system analysis																		
(3) Cost estimation of countermeasures																		
(4) Cost estimation of operation and maintenance																		
(5) Evaluation of loss reduction of respective countermeasures																		
(6) Analysis of value of losses																		
(7) Analysis of interactions between supply costs and losses																		
(8) Development of Net Supply Costs Model																		
4. Formulation of an optimum plan for loss reduction																		
(1) Review of the optimum level of the power system losses																		
(2) Formulation of an optimum plan for loss reduction																		
(3) Financial and economic analysis of the optimum program																		
[Reports]																		
1. Inception Report		△																
2. Interim Report												△						
3. Draft Final Report														△				
4. Final Report																	△	

※ JICA Work in Jor　　JICA Work in Japan

[Division of technical undertaking]

Work Item	Undertaking of JICA	Undertaking of JEA
1. Preliminary investigation stage (1) Collection and review of data, study reports and relevant information for the Study (2) Data collection related to costs (3) Review and confirmation of existing data and metering system	(1), (2), (3) - Selection of necessary data and information - Review and analysis (main responsibility)	(1), (2), (3) - Collection and provision of all relevant data and information - Collaboration for review and analysis
(4) Development of an efficient method	(4) - Development of an efficient method	(4) - Collaboration and provision of additional data and information
(5) Formulation of measuring procedure	(5) - Formulation of measuring procedure	(5) - Organization of measuring groups
2. Detailed Investigation Stage (1) Preparation work for measuring relevant data	(1) - Instructions of measuring procedure	(1) - Confirmation of measuring procedure and holding sessions for the instructions.
(2) Measuring relevant data	(2) - Monitoring and Supervising	(2) - implementation of measuring procedure
(3) Identification and estimation of sources and degrees of losses	(3) - Main responsibility	(3) - Collaboration and provision of additional data and information
3. Development of Net Supply Costs Model	- Development of Net Supply Costs Model	- Collaboration and provision of additional data and information
4. Formulation of an optimum program for loss reduction	- Formulation of an optimum program for loss reduction	- Collaboration and provision of additional data and information

MINUTES OF MEETING
FOR

THE STUDY
ON
ELECTRIC POWER LOSS REDUCTION
OF
TRANSMISSION AND DISTRIBUTION NETWORKS
IN
THE HASHEMITE KINGDOM OF JORDAN

AGREED UPON BETWEEN

JORDAN ELECTRICITY AUTHORITY

AND

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

AMMAN, NOVEMBER 26, 1995

For Mr. M. S. ARAFEH
Director General,
JORDAN ELECTRICITY AUTHORITY
(JEA)

Mr. T. HAYASHI
Leader,
the Preparatory Study 2
Team, JICA

The Preparatory Study Team (hereinafter referred to as "the Team") organized by the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA") of the Government of Japan headed by Mr. T. Hayashi, leader of the Team, visited the Hashemite Kingdom of Jordan from November 20 to November 27, 1995 for the purpose of discussing the scope of work for the Study on Electric Power Loss Reduction of Transmission and Distribution Networks in the Hashemite Kingdom of Jordan (hereinafter referred to as "the Study").

The Team has had a series of discussions with the concerned officials of Jordan Electricity Authority (hereinafter referred to as "JEA"), together with the officials of Jordan Electric Power Company (JEPCO) and Irbid District Electricity Company (IDECO), which are also important constituents of the Study.

The items emphasized in the meetings are as follows.

1. ESTABLISHMENT OF A WORKING GROUP

JICA will dispatch a study team for the implementation of the Study (hereinafter referred to as "the Study team"). While the direct counterpart of the Study team is JEA, it has been agreed that a Working Group shall be established as an adhoc counterpart of the Study team in order to pursue efficient study work and technology transfer. The working group consists of engineers and specialists who represent JEA, JEPCO, and IDECO respectively.

At the same time, it has been confirmed that JEA shall take an active role of coordination among JEPCO, and IDECO as the direct counterpart of the Study team.

2. TECHNOLOGY TRANSFER

It has been mutually understood that the technology transfer is one of the most important elements of the Study, and shall be pursued during the course of the field study and analyses in Jordan. In order to fulfill the sufficient technology transfer, the Study is carried out by collaborative work between the Study team and the Working Group.

3. WORKSHOPS AND SEMINARS

During the course of the Study, workshops and seminars will be held in Amman and in Irbid. The workshops are intended to provide opportunities in which the Study team can disseminate the

knowledge of the process and technologies of loss reduction planning to the engineers and technicians who can not participate in the Working Group and are still important human resources, in order to implement the loss reduction programs.

The seminars are intended to provide opportunities, in which other officials could be well informed of the process and importance of loss reduction planning and implementation. The workshops and seminars are expected to be held before the Study proceeds from one stage to another.

4. PERSONAL COMPUTER

JEA requested Personal computers, printers and accessories which are necessary for the implementation of the Study be procured by JICA, and the specification of the personal computers and other equipment be prepared by the Study team in collaboration with JEA.

5. MEASURING EQUIPMENT

In order to measure relevant data, measuring equipment is necessary for the Study, and JEA requested that the equipment be provide by JICA. The Study team, in collaboration with JEA, will determine the type and number of the equipment for the request to JICA.

6. COUNTERPART TRAINING IN JAPAN

In connection with the undertakings of JICA especially for technology transfer, JEA requested counterpart engineers from the Jordanian Working Group should participate in the joint work in Japan. The Team stated that the JEA's request will be conveyed to JICA head office.

7. OTHER FEATURES OF THE STUDY

At the end of the Study, a loss reduction program will be prepared. The loss reduction program have to be comprehensive and appropriate so that loss reduction work could be implemented in a step-by-step manner.

ATTENDANTS

Jordanian Side

NAME	POSITION, ORGANIZATION
A.S.ARAHEH	Director General
MUHAMAD AZZAM	Chief Engineer / Technical & Corporate Planning
NIAZI MUSA	Technical Planning Manager
ALI ALZUBI	Load Research & management Section Head / Team Manager for Study
NABIL ABU ZEID	Studies Engineer / National Control Center. JEA
REEM HAMDAN	Distribution Dept. / JEA
KHALIL BADER	Planning Engineer / JEA
FALAH ABABNEH	Planning Engineer / JEA
SUHA QOUSSUS	Load Research And Management Engineer
WALIED BATAYNHE	Studies / IDECO Section Head
ANWAR ELLAYEN	Planing Engineer / JEPCO
IDECO IRBID OFFICE	
A.SHEIKH	General Manager / IDECO
ALI ALZUBI	Load Research & management Section Head / Team Manager for Study
AHMAD THAINAT	Areas Manager
WALIED BATAYNHE	Studies / Section Head. IDECO
FALAH ABABNEH	Planning Engineer / JEA
MAZEN MARJI	Head of Design section / IDECO
JEHAD ROUSAN	Head of Planning section / IDECO

ATTENDANTS

Japanese Side

NAME	POSITION, ORGANIZATION
TOSHIYUKI HAYASHI	Leader of Mission, Development Specialist, / JICA
NATSUKI TAKATSUKA	Administration for Technical Cooporation / MITI
KOZO NAGAMI	Study Planning & Coordination / JICA
TOSHINORI HONMA	Power System Planning / PCI
HIDEKI TAKANO	Transmission and Distribution System / PCI
H. ALKURDI	Program Officer / JICA Jordan

第4章　電気事業の概要

第4章　電気事業の概要

第4章　電気事業の概要

4－(1) 電力事業の企業形態

ヨルダンの電気事業は、国営企業であるヨルダン電力公社（Jordan Electricity Authority：ＪＥＡ）と、私営の電力会社２社すなわちジョルダン電力株式会社（Jordan Electric Power Company：ＪＥＰＣＯ）、イルビット電力株式会社（Irbid District Electricity Company：ＩＤＥＣＯ）の３社により営まれている。

ヨルダンでは、１９３０年にはじめてディーゼル発電機による電力の供給がアンマン地区に対して行なわれ、その後、民生、産業等の発展により、需要が順調に増加してきた。

１９６７年、上述のＪＥＡが法律（No.21 of 1967）に基づいて設立され、１９８６年法律（No.16 of 1986）にて、財務的にも完全な独立権限を与えられた。現在は、エネルギー、化石燃料資源省（Ministry of Energy and Mineral Resources：ＭＥＭＲ）の緩い監督下にある。ＪＥＡ、ＪＥＰＣＯ、ＩＤＥＣＯの業務分野は下記のとおりである。

ＪＥＡ …… （１）発電・送電
（２）ＪＥＰＣＯ、ＩＤＥＣＯの営業区域外での配電
（３）料金制度原案の作成
（４）電力企業体間の調整業務
（５）隣接諸国との電力連系

ＪＥＰＣＯ、ＩＤＥＣＯ …… （１）担当営業区域での配電業務

ＪＥＡ、ＪＥＰＣＯ、ＩＤＥＣＯの配電担当地域は図4－(1)－1に示される。また、ＭＥＭＲ、ＪＥＡの組織は図4－(1)－2のとおりである。

なお、ヨルダンでは、セメント会社、肥料会社、石油精製会社等が自家用発電設備を保有し、地方自治体でも若干の自家発電装置を運営している。

4－(2) 電力設備

ヨルダンの電力系統は、ＪＥＡが保有する数個所の発電所を１３２kV送電線で連系し、需要地近辺に設置されている変電所（１３２kV／３３kV／１１kV）にて配電線電圧に降圧し、需要家に４１５Ｖ３線４線式、または２３０Ｖ単相２線式にて配電するのが基本となっている。

ただし、大口需要家には３３kV、１１kV、６kV等の電圧で供給している。１３２kV連系系統は図4－(2)－1に示される。

1）発電設備

１９９４年末現在、ヨルダンの総設備出力は1,１０７MWであり、そのうち９８９MWが、全国系統に連系している。なお、設備出力1,１０７MWのうち可能出力は1,０３６MWで、かつＪＥＡの設備出力、可能出力はそれぞれ９８８.８MW、９２６MWであった。

表4－(2)－1に１９９４年末現在のヨルダンの発電設備を示す。

表4－(2)－1　ヨルダン発電設備

単位：MW

	汽力	ガスタービン		ディーゼル	風力	水力	合計
		ディーゼル	天然ガス				
1. JEA	623	182	120	56.5	0.3	7	988.8
Hussein Thermal P.S.	3x33	1x14	-	-	-	-	395
	4x66	1x18	-	-	-	-	-
Aqaba Thermal P.S.	2x130	-	-	-	-	3	263
Aqaba Central P.S.	-	-	-	2x3.5	-	-	22
				3x5			
Marka P.S.	-	4x18	-	30	-	-	102
Al-Risha P. Station	-	-	4x30	-	-	-	120
Amman South G.T.	-	1x30	-	-	-	-	30
Rehab P.S.	-	1x30	-	-	-	-	30
Karak P.S.	-	1x18	-	3x1.5	-	-	22.5
King Talal Dam	-	-	-	-	-	4	4
Wind Energy	-	-	-	-	0.3	-	0.3
2. その他	73	-	-	45.5	-	-	118.5
IDECO	-	-	-	6	-	-	6
セメント	-	-	-	9	-	-	9
石油精製	14	-	-	2	-	-	16
Arab Potash Co.	15	-	-	8	-	-	23
肥料	44	-	-	-	-	-	44
燐酸	-	-	-	12	-	-	12
自治体等	-	-	-	8.2	-	-	8.5
合　計	696	182	120	102	0.3	7	1,107.3

ＪＥＡの所有するアカバ火力、フセイン火力とも燃料は重油である。特にアカバ火力は紅海に面しているが、中東の政治情勢により、燃料の海上輸送が不可能になっているので、必要重油をすべてアンマン付近の製油所またはイラクよりタンクローリーでの陸送に依存している。アカバ火力は現在５０ton積タンクローリー３０台／日を必要としている。また、フセイン火力は、砂漠地帯に立地しており、冷却水の確保が難しいので、コンデンサーの冷却は、空気ファンによって行なわれてある。そのため、所内率が水冷却式の発電所に比較して若干（１％以下）高くなっているものと考えられる。

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。そのうち、４００kV送電線はアカバ火力－アンマン南変電所に２回線設置されているが、鉄塔、碍子絶縁階級のみが４００kV用で、遮断器、開閉器等は１３２kV仕様となっており、現在同送電線は１３２kVで運転している。また、２３０kV送電線はシリヤとの連系用にイルビッド変電所よりシリヤ向けに建設されたが、現在運転休止中である。

さらに、６６kV送電線もイルビット変電所とシリヤ間を結んでいたが、現在運転を中止、同送電線は３３kV配電線に転用されている。

送電線はすべて架空である。

ＪＥＡの送電線亘長は１９９４年末現在、

66 kV	17 km	（33 kVに転用）
132 kV	2,106 km	
230 kV	17 km	（休止中）
400 kV	650 km	（132 kV運転）

である。

３）変電設備

ＪＥＡ保有の系統変電所の設備容量は１９９４年末現在、下記のとおりである。

66 kV／33 kV	10 MVA
132 kV／ 6 kV	75 MVA
132 kV／33 kV	1,869 MVA
230 kV／132 kV	200 MVA

なお、132kV級変電所のうち、一部はSF_6ガス絶縁方式が採用されている。また、運転方式は、有人、無人両システムが適用されている。

4）配電設備

ヨルダンの電力企業の定義に従い、33kV以下の設備をすべて配電設備と表現する。

JEA、JEPCO、IDECOの各社とも配電電圧は、

1次配電線（3相3線）　　2次配電線（3相4線）
33kV・11kV・6.6kV ―――――→ 415V／230V

となっている。

家屋密集地区の1次配電線は、原則として11kV地下ケーブルが使用され、農村地帯および都市の郊外では、1次配電線として33kVおよび11kVの架空配電線が使用されている。なお、一部の地域に6kV配電線が見られるが、順次廃止の方向に向かっている。

415V以下の配電線は架空線が主流であるが、アカバ市内地区は、415V、230Vとも地下ケーブルが使用され、都市美化の一翼を担っている。JEA、JEPCO、IDECOの1994年末現在の配電設備は下記のとおりである。

表4－(2)－2　配電設備

電圧(kV) ＼ 亘長(km)	33	11	6.6	0.415
架　空	3,973	601	190	13,919
地　中	380	893	569	1,158

また、1次配電電圧から、2次配電電圧の415Vに降圧する柱上変圧器の総設備容量は3社合計、1994年末までで、

33kV／11、6.6kV	1,090MVA
11kV／6.6kV	3MVA
33、11、6.6kV／0.415kV	2,141MVA

である。

5）電力需給

a．電力需要

１９９４年、ヨルダンにおける電力消費量は4,３３０GWhで、１９９３年の3,９８１GWhに比して年率8.８％の伸びを示した。

１９８９年から１９９４年に至るセクター別の電力消費量を表3－(2)－3に示した。

表4－(2)－3　　セクター別電力消費量

単位：GWh

	一般家庭	産　業	商　業	ポンプ	街　灯	その他	計
ＪＥＡ配電分	146.3	37.4	36.3	130.0	15.5	11.2	376.7
ＪＥＰＣＯ配電分	928.8	477.8	358.8	273.1	70.0	81.5	2,190.0
ＩＤＥＣＯ配電分	226.5	35.1	40.7	156.7	28.7	29.1	516.8
自家発	13.4	969.0	－	－	－	－	982.4
その他	1.5	－	39.9	207.8	－	14.6	263.8
計	1,316.5	1,519.3	475.7	767.6	114.2	136.4	4,329.7

また、１９８９年から１９８３年間の各セタクー別の電力消費量は表3－(2)－4のとおりである。

表4－(2)－4　　需要別電力消費量

単位：GWh

	家庭用	産　業	商　業	ポンプ	街　路	その他	計
1989	841	1,097	303	484	77	108	2,910
1990	874	1,189	297	545	75	109	3,089
1991	928	1,181	302	548	96	86	3,141
1992	1,074	1,342	378	688	83	109	3,674
1993	1,192	1,449	425	702	94	119	3,981

一方、ＪＥＡの１９８９年～１９９４年間の需要家別販売電力量は表4－(2)－5のとおりである。

表4－(2)－5　　ＪＥＡ販売電力量

単位：GWh

年　次	1989	1990	1991	1992	1993	1994	伸び 1994/1993 %
A　卸売り	2,463.8	2,640.6	2,713.2	3,291.0	3,606.4	3,865.2	7.2
JEPCO	1,510.2	1,572.0	1,663.8	1,919.5	2,151.6	2,396.5	11.4
IDECO	366.0	391.0	419.1	472.2	521.1	584.9	12.2
石油	11.4	11.9	15.0	18.8	26.9	30.0	11.5
セメント	101.5	146.6	147.4	161.4	186.5	179.6	−3.7
草セメント	105.0	118.1	105.3	146.9	176.4	173.6	−1.6
カリ肥料	100.1	120.4	118.2	111.3	105.0	149.0	41.9
El-Hasa燐酸	102.7	99.1	88.6	96.3	92.0	50.7	−44.9
Sheidiyah燐酸	0.1	1.9	5.0	14.1	18.3	19.7	7.7
肥料	−	3.4	−	0.7	8.3	18.9	127.7
QAIA	41.6	39.6	34.7	37.9	40.2	39.9	−0.7
水公社	109.0	121.7	105.0	235.4	225.2	207.8	−7.7
Haraneh（放送）	16.2	14.9	11.1	9.5	9.2	14.6	58.7
輸出	−	−	−	67.0	45.7	−	−
B　小売り	257.0	268.5	277.8	312.9	344.6	361.4	4.9
Aqaba地区	95.1	92.8	93.3	106.4	118.5	122.6	3.5
Ma'an & Shoubak	30.0	33.3	33.5	37.4	41.1	45.0	9.5
Karak地区	68.8	72.1	76.3	85.2	87.2	90.8	4.1
Tafila地区	9.1	9.6	10.0	11.4	13.6	15.2	11.8
Jordan Valley地区	51.6	52.6	54.7	60.8	71.3	73.5	3.1
Eastern地区	2.0	7.5	9.5	11.0	12.2	13.5	10.7
Amman	0.4	0.6	0.5	0.7	0.7	0.8	14.3
合　計	2,720.8	2,909.1	2,991.0	3,603.9	3,951.0	4,226.6	7.0

ヨルダンの電力系統の最大電力は、１９９４年に８２５ＭＷを記録したが、１９９３年のピークが７４９ＭＷであったので、１０.１％の伸びが観察されたことになる。

表３－(2)－６に１９８９年から１９９４年に至るピーク負荷の推移を示す。

表4－(2)－6　　系統最大電力（発電端）

単位：MW

年次	全国			JEA	
	国内	輸出	計		伸び率
1989	560	－	560	522	－
1990	588	－	588	559	7.1
1991	619	－	619	585	4.7
1992	683	※38	721	667	14.0
1993	749	－	749	717	7.5
1994	825	－	825	794	10.7

※ 38GWの輸出先はシリアである。

図4－(2)－2は1995年4月30日の日負荷曲線、図4－(2)－3は1995年の5月の月負荷曲線である。

b．需要家および電力販売収入

1994年における各社別、需要別の需要家数は表4－(2)－7のとおりである。

表4－(2)－7　　需要家数

	家庭用	工業	商業	ポンプ	政府	その他	計
1.JEA	70,954	852	9,338	663	2,540	881	85,228
2.JEPCO	329,473	6,927	62,824	336	2,011	3,942	405,513
3.IDECO	123,881	2,326	16,039	661	1,259	2,187	146,353
4.その他	235	－	12	－	－	5	252
合計	524,543	10,105	88,213	1,660	5,810	7,015	637,346

1994年の電化率（電化人口／総人口）は99.0％に達している。JEAの1993年および1994年の電力料金収入はそれぞれ105,288,577JDおよび119,242,838JDである（1JDは1994年8月で1US$＝0.66JDである）。

c．発電

1994年のジョルダンの総発電電力量は5,076GWhで、1993年の4,715GWhに対して7.7％の伸びを示している。言うまでもなく、JEAが圧倒的なシェアを示しているが、各企業の発電シェアは1994年において、

1. JEA　　92.12 %

2. IDECO　　0.22 %

3. 自家発　　7.62 %

4. その他　　0.04 %

であった。

1989～1994年間の発電電力量の推移を表3－(2)－8に示す

表4－(2)－8　　発電電力量

単位：GWh

年次 / 企業	1989	1990	1991	1992	1993	1994	伸び 1994/1993 %
1. 電力企業	3,058	3,273	3,354	4,094	4,447	4,689	6.5
JEA	3,045	3,258	3,342	4,018	4,389	4,676	6.5
IDECO	8	11	9	6	9	11	22.2
自治体等	5	4	3	3	3	2	−33.3
2. 自家発	375	365	370	395	360	387	7.5
石油	71	66	52	63	61	59	−3.3
セメント	8	16	40	39	36	40	11.1
カリ	113	95	94	105	117	110	−6.0
肥料	152	159	156	158	127	162	27.6
鉄鋼	31	29	28	30	19	16	−15.8
合計	3,433	3,638	3,724	4,355	4,715	5,076	
伸び率	5.2	6.0	2.4	18.7	7.7	6.6	

d．料金制度

１９９４年の電力料金制度は下記のとおりである。

表4－(2)－9　　電力料金

需要種別		料金
1．卸売・大口料金		
a．配電会社用		
最大電力料金	(JD／kW／月)	2.4
電力量料金－昼間	(Fils/kWh/月)	23.5
電力量料金－夜間	(Fils/kWh/月)	14.5
b．大口産業用		
最大電力料金	(JD／kW／月)	2.4
電力量料金－昼間	(Fils/kWh/月)	45.0
電力量料金－夜間	(Fils/kWh/月)	23.0
2．小売り料金		
a．家庭		
1～160kWh／月	(Fils/kWh)	28
161～300kWh／月	(Fils/kWh)	52
301～500kWh／月	(Fils/kWh)	55
501kWh以上／月	(Fils/kWh)	70
b．一定料金（TV・ラジオ放送用）	(Fils/kWh)	45
c．商業用	(Fils/kWh)	50
d．中規模工業用		
最大電力料金	(JD／kW／月)	3.05
電力量料金－昼間	(Fils/kWh/月)	25
電力量料金－夜間	(Fils/kWh/月)	20
e．小規模産業用	(Fils/kWh/月)	30
f．揚水ポンプ用	(Fils/kWh/月)	30
g．ホテル用	(Fils/kWh/月)	50
h．農業用	(Fils/kWh/月)	21
i．街路灯用	(Fils/kWh/月)	13

注1．最低料金
　a．家庭用　　1.0JD／月
　b．他　　1.25JD／月
　2．為替ルート　　1JD＝1,000Fils＝1.52US$＝¥140

電気料金制度の改訂原案は、ＪＥＡが作成し、閣議の承認を得て発効する。

e．需要想定および電力設備拡張計画

ＪＥＡの想定によれば２０５０年までの需要は表４－(2)－１０のとおりである。

表４－(2)－１０　電力需要想定

年　次	最大負荷 (MW)	伸び率 (%)	需　要 (GWh)	伸び率 (%)	１人当たり電力消費量
1995	888	7.6	5,492	8.2	1,296
1996	963	8.4	5,998	9.2	1,367
1997	1,029	6.9	6,387	6.5	1,407
2000	1,232	6.2	7,642	6.2	1,518
2005	1,513	4.2	9,229	3.8	1,582
2010	1,791	3.4	10,721	3.0	1,624

なお、１９９４年の人口１人当たりの電力消費量は 1,２４０kWhであった。また、一方、ＪＥＡの電源開発計画として、アカバ発電所の３号、４号の増設計画が進行中であり、１３０ＭＷ ２基、合計２６０ＭＷの１９９７年末までの運転開始が期待されている。

また、１３２kV変電所の負荷状況、電圧調整容量等を考慮して、機動的に３０ＭＷ級のガスタービンを該当変電所に設置することになっている。また、変電所の出力増強、配電線の強化も適宜実施する態勢となっている。

隣接諸国との送電連系計画の一環としてエジプトのシナイ半島５００kV系統との連系が具体化し、ＪＥＡは４００kV海底ケーブル４条を発注済であり、１９９７年中の運開が予想されている。

f．電力システムロス

ヨルダンの連系系統の電力損失の１９８９年～１９９４年に至る推移は表４－(2)－１１のとおりである。ＪＥＡのロスの定義と我々（日本）および世銀、ＡＤＢ、ＯＥＣＦ等国際的な融資機関の定義の間に若干の差異が見られる（詳しくは、後章“現地調査結果”を参照のこと）。本章での用語はＪＥＡの定義に従った。

表4－(2)－11　ヨルダン電力系統ロス

単位：GWh

項目＼年次	1989	1990	1991	1992	1993	1994
1．発電ロス						
発電量	3,174	3,380	3,485	4,168	4,551	4,837
送電量	2,964	3,156	3,255	3,895	4,256	4,543
ロス（%）	6.62	6.63	6.60	6.55	6.48	6.08
2．送電ロス						
送出電力量（132kV）	2,766	3,005	3,082	3,634	3,928	4,141
卸売電力量	2,720	2,933	3,016	3,565	3,857	4,074
ロス（%）	1.66	2.40	2.14	1.9	1.81	1.62
3．配電ロス						
送出電力量	2,195	2,286	2,424	2,776	3,102	3,448
販売電力量	1,969	2,059	2,163	2,474	2,757	3,083
ロス（%）	10.30	9.93	10.77	10.88	11.19	10.59
4．全電力ロス						
発電量	3,174	3,380	3,485	4,168	4,551	4,837
販売量	2,671	2,848	2,918	3,509	3,832	4,107
ロス（%）	15.85	15.74	16.27	15.81	15.79	15.09

また、ＪＥＡ自体のロスは下表のとおりである。

表4－(2)－12　ＪＥＡロス

単位：GWh

項目＼年次	1989	1990	1991	1992	1993	1994
発電量	3,045	3,258	3,342	4,017	4,388	4,676
販売電力量	2,720	2,909	2,991	3,603	3,951	4,226
発電ロス（%）	6.6	6.6	6.6	6.58	6.53	6.08
送配電ロス（%）	3.7	3.8	3.84	3.67	3.1	3.1
全ロス（%）	10.15	10.3	10.17	9.98	9.61	9.28

図3－(1)－1　ヨルダン 電力系統図
営　業　区　域　図

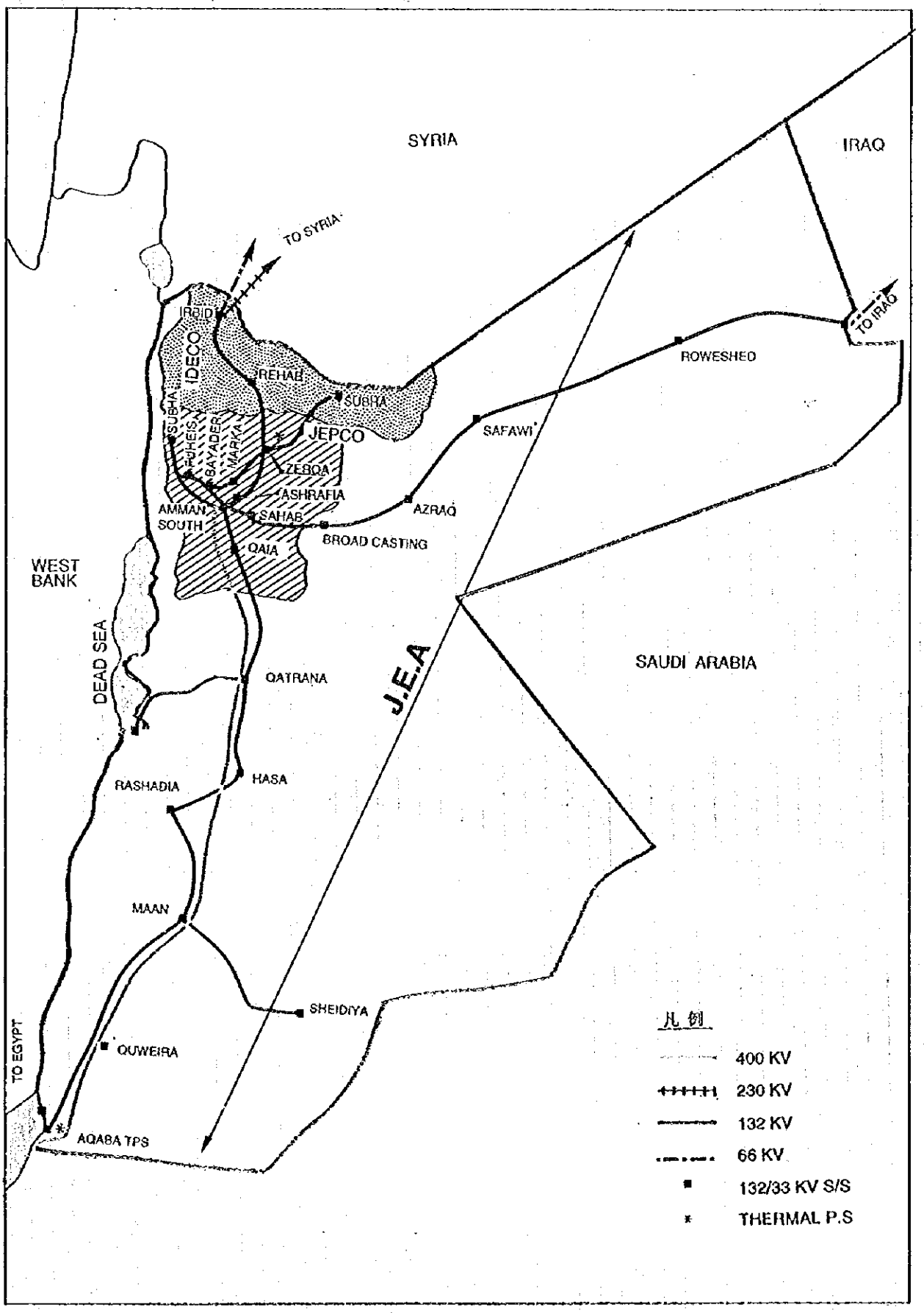


図4－(1)－2 (a)　　MEMR組織図

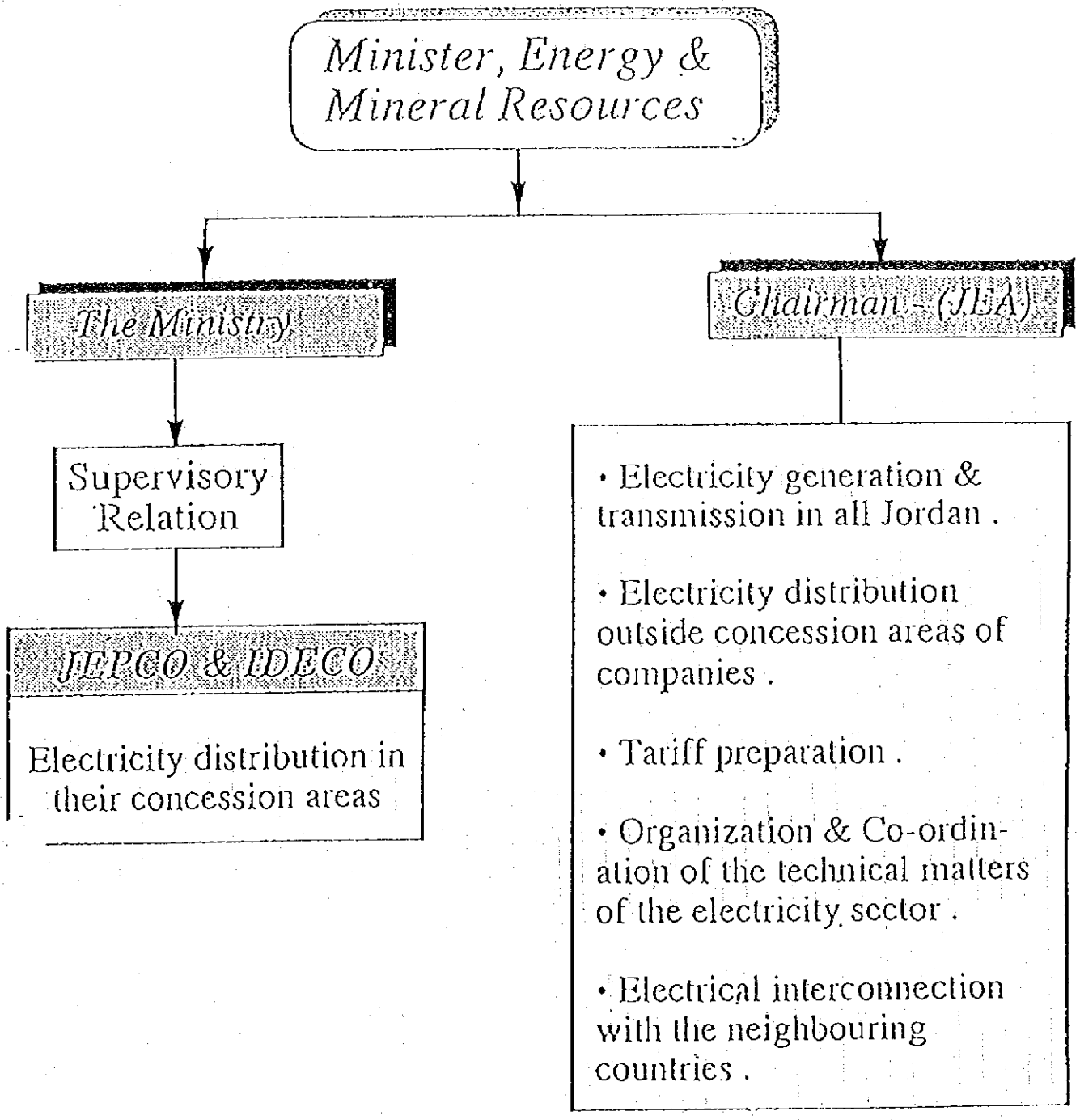
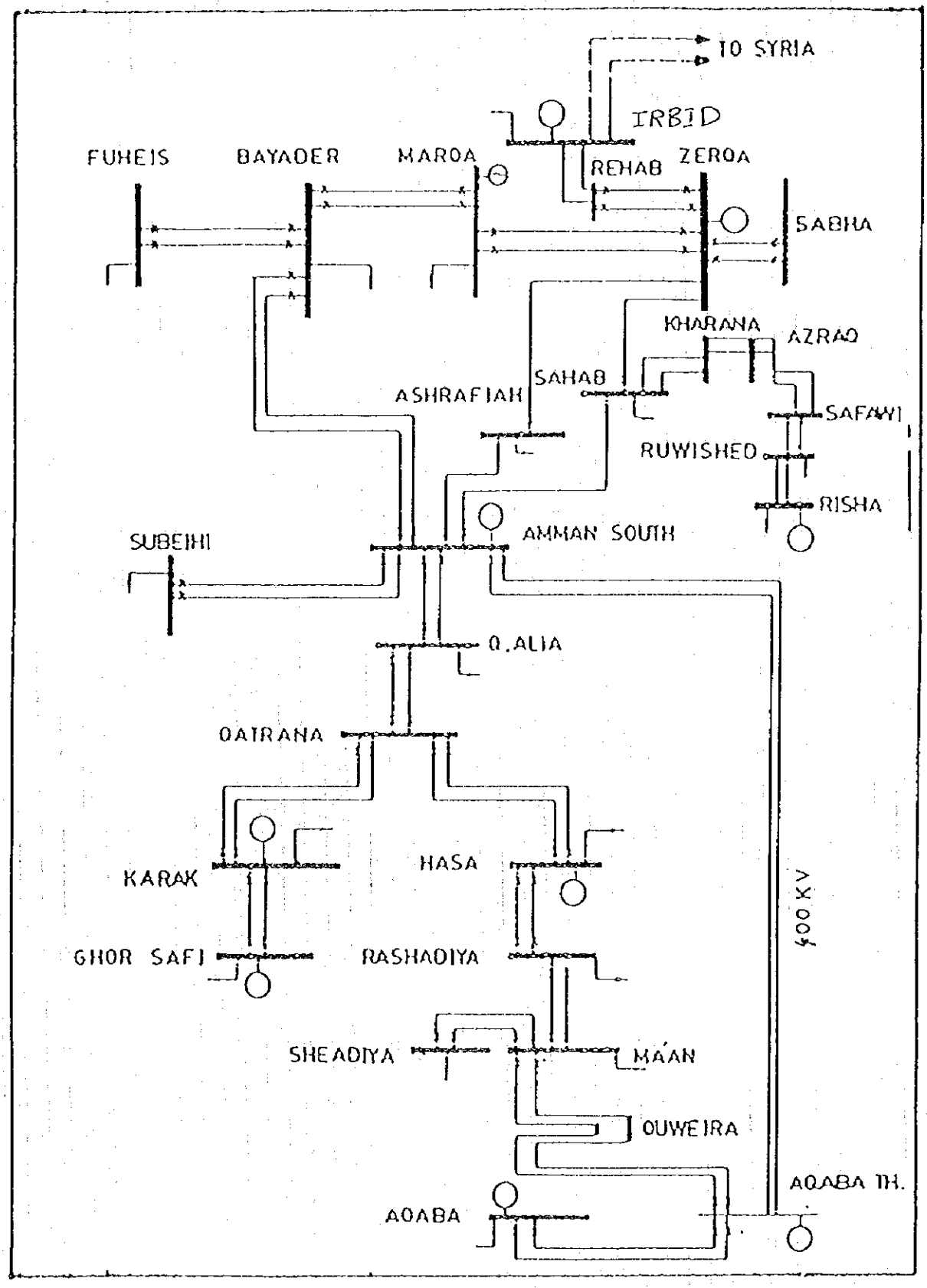


図4－(2)－1　連系系統図



SINGLE LINE DIAGRAM SHOWING THE MAIN INJECTION POINTS TO THE DISTRIBUTION SYSTEM IN JORDAN.

図４－（１）－２（ｂ）　ＪＥＡ組織図

JORDAN ELECTRICITY AUTHORITY
ORGANISATION STRUCTURE

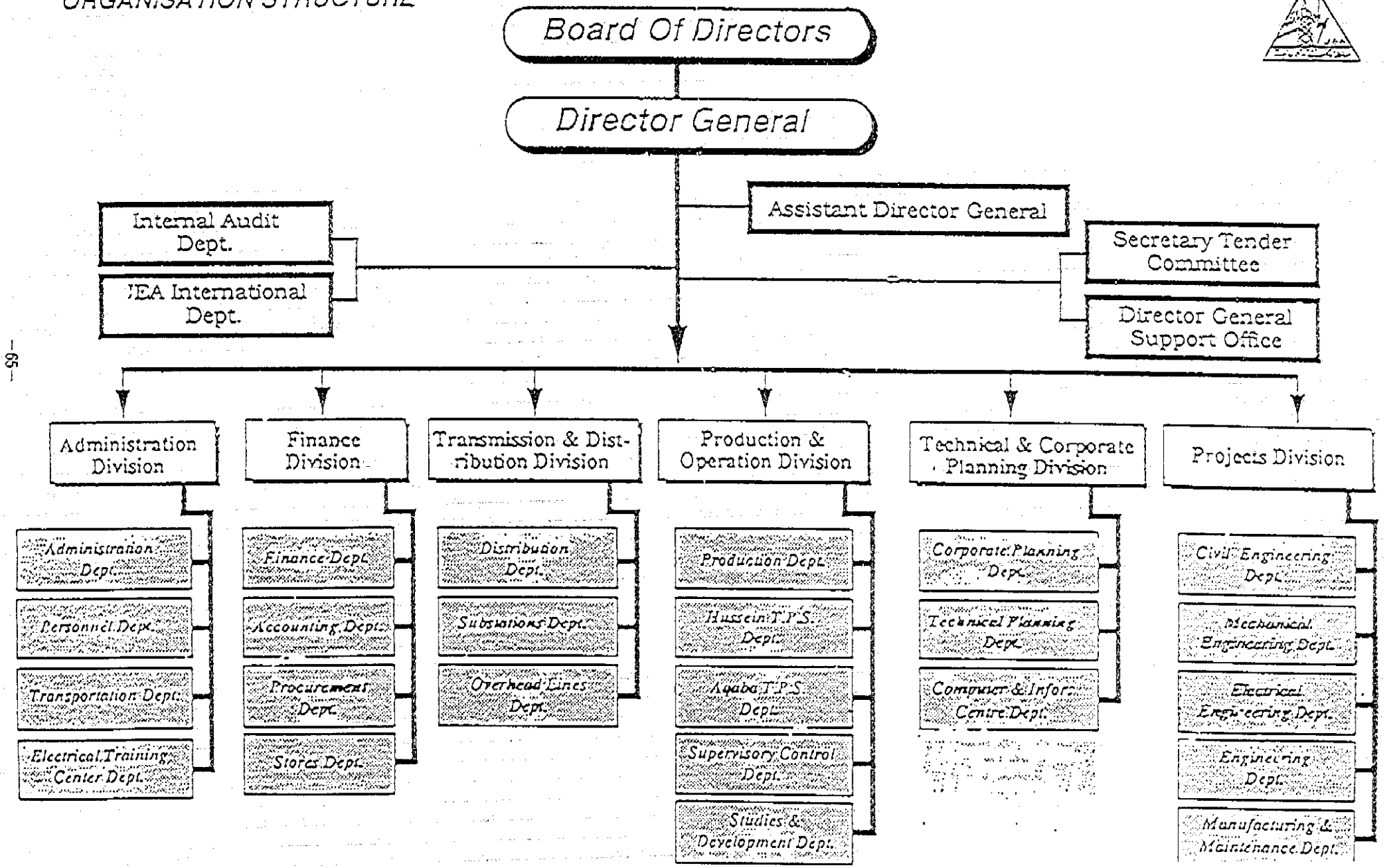
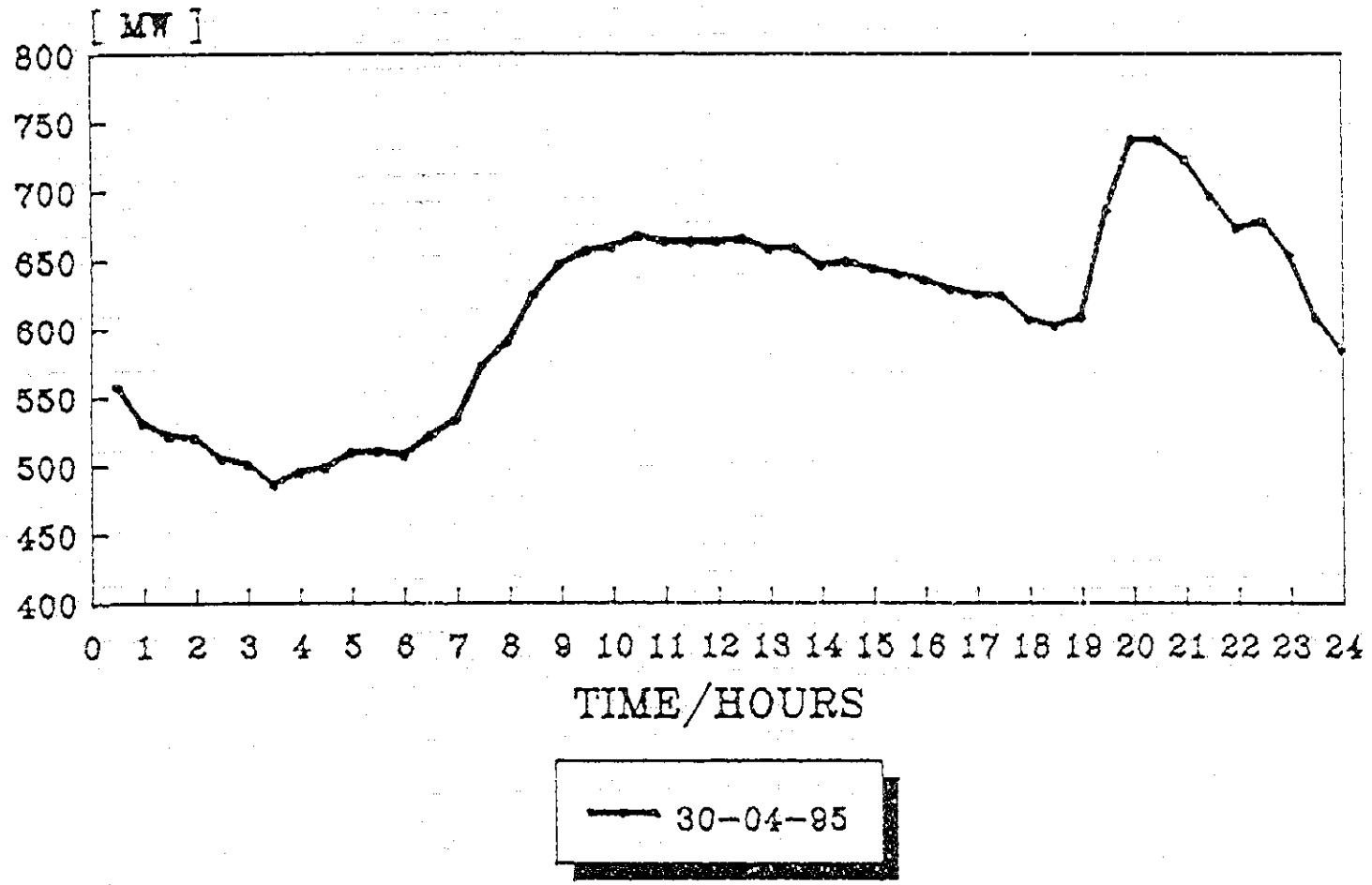


図４－（２）－２　日負荷曲線図

１９９５年４月３０日

SYSTEM DAILY LOAD CURVE



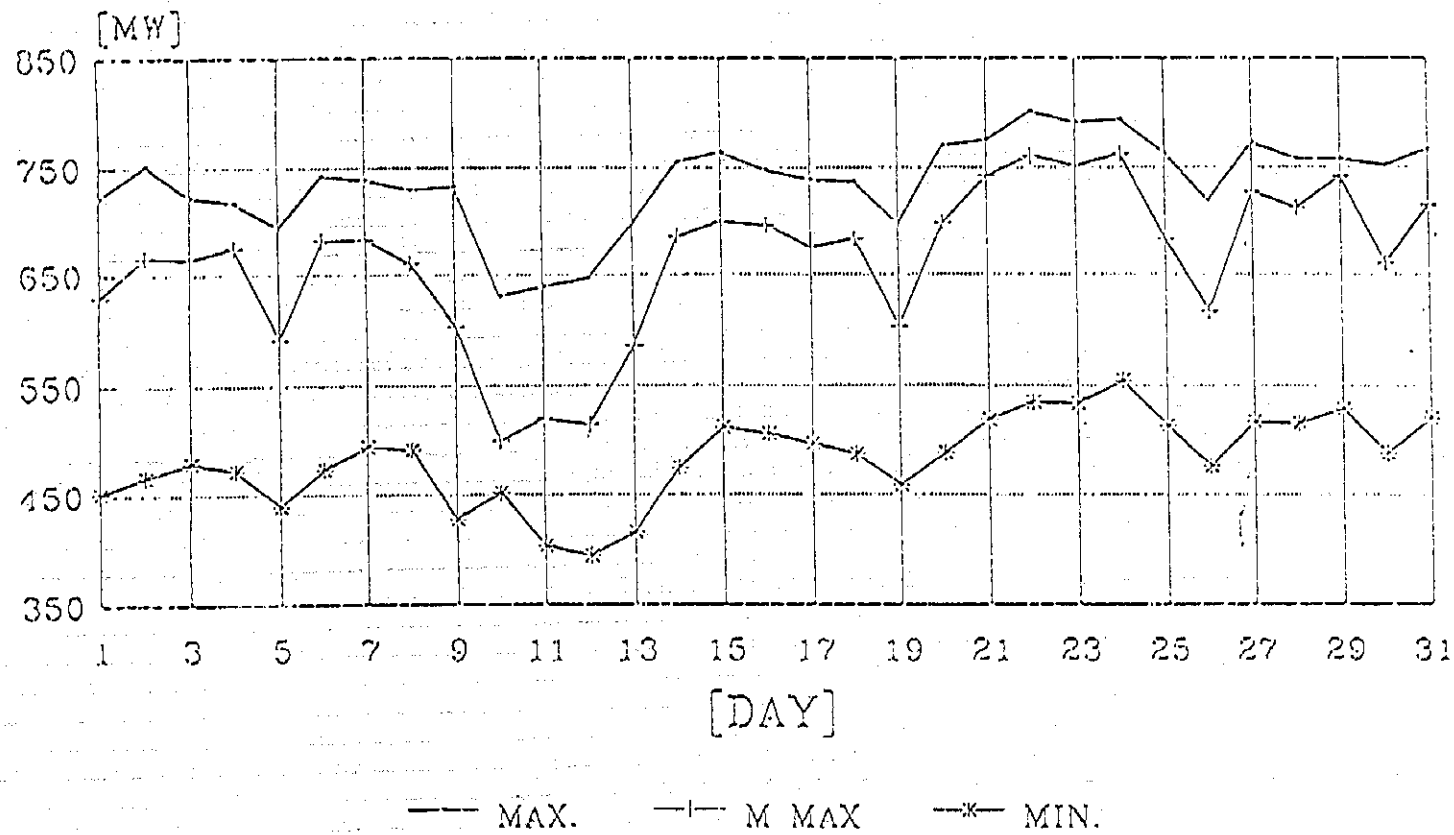
J E A

図４－（２）－３　月負荷曲線図

１９９５年５月

TOTAL LOAD CURVES

MAY 95



第5章　現地踏査結果

第5章　現地踏査結果

現地調査の主要地点、訪問個所は下記のとおりである。

ヨルダンバレーＪＥＡ配電設備
電力訓練センター
フセイン火力発電所
ＪＥＰＣＯザルカ営業所
ＪＥＰＣＯメーター検定所
中規模需要家（食品工場）
ザルカ市内配電設備
大口需要家（ＦＵＨＥＩＳセメント）
アカバ火力発電所
アカバ変電所（１３２ｋＶ／３３ｋＶ）
ＪＥＡアカバ営業所
アカバ市内配電設備
ＪＥＡコントロールセンター
ＪＥＰＣＯコントロールセンター
ＩＤＥＣＯ本社
イルビッド変電所
イルビッド市内配電設備
アンマン市内配電設備

5－(1)　フセイン火力発電所、アカバ火力発電所

フセイン火力発電所の総設備出力は、スチーム３６３ＭＷ、ディーゼル３２ＭＷ、計３９５ＭＷ、アカバ火力はスチーム２６０ＭＷである。

フセイン火力、アカバ火力とも燃料は重油および軽油（ディーゼル用）である。フセイン火力は、隣接の石油精製工場よりパイプラインで、アカバ火力は上記石油精製工場およびイラクよりタンクローリーにて重油の供給を受けている。

設備の可能稼働率（時間）は１９９４年度で８６.８％、出力減少率は略０％であり、また、現場の整理整頓、清掃も良く行なわれており、保守状況は極めて良好である。

フセイン火力の当面する問題点は、コンデンサー用空気冷却器の気温上昇による性能劣化、高サルファ燃料（Ｓ分 約３～３.５％）による環境汚染問題である。

空気の汚染について周辺住民より苦情が多数寄せられており、日本の業界団体が脱硫のＦ／Ｓ調査を行なって解決策を提示しているが、資金難のため実施段階に至っていない。
また、アカバ火力の現時点の最大課題は、燃料の輸送コストの低減および年間7.5％にも達する異常に高い所内電力量の削減である。

両火力発電所とも１３２kV用変電設備は、ガス絶縁方式を採用している。

ヨルダンのＪＥＡ１３２kV系統とシナイ半島のエジプト５００kV系統との国際連系プロジェクトが進展中であり、その際ヨルダン側の起点はアカバ火力発電所であり、連系用海底ケーブルはすでに発注済みである。

また、アカバ火力は１３０MW×２基の増設計画がＯＥＣＦの資金協力をも得て進展中で、１９９７年の運転開始が期待されている。

5－(2)　送電線

記述の如く、ヨルダンの送電線の電圧は６６、１３２、２３０、４００kVの４階級であるが、実際に運転している電圧は１３２kVのみである。

４００kV送電線は、アカバ火力－アンマン南変電所間に設備されており、現在１３２kVで運転中である。途中に連系用もしくは配電用変電所とは連係していない。同送電線は鉄塔、碍子連のみが４００kV仕様であり、関連機器すなわち遮断器、避雷器等はすべて１３２kV仕様となっている。

また、ヨルダンは雨量が年間約２００m/mと少なく、かつ雷撃事故も極めて少ない。したがって、“ＩＫＬ”の統計もとっていない。

主要送電線のルートは、「図4－(1)－1　電力系統図」に示される。

5－(3)　変電所

ＪＥＡの保有する１３２kV系の変電所の総数は１９９４年で２４ヶ所、総設備容量は2,１５４MVAである。変電所の運転方式は、無人制御が多い。また、絶縁方式も空気、ガス両方式が適用されている。主要変圧器の冷却方式は、すべて自然通風型である。

１３２kV母線システムは、ほとんどの変電所が二重母線を採用しており、３３kV側は二重母線または、単母線方式が採用されている。
送電線の引込方式は、原則としてπである。

5－(4) 配電設備

ヨルダンでは33kV以下の設備をすべて配電設備と称している。すなわち33kV、11kV、6.6kVが1次配電電圧（高圧配電電圧）であり、415Vが2次配電電圧（低圧配電電圧）となっている。すなわち配電系統の電圧は、

132kV ──→ 33kV ──→ 415V
　　└──→ 11kV ──→ 415V
　　└──→ 6.6kV ──→ 415V

となっている。

現在、33kV架空配電線は、主として農村および郊外地区で用いられ、市街地では11kV地下ケーブルが一般的であり、部分的には6.6kV地下ケーブルが使用されている。

低圧配電線は、415V 3相4線式が採用されており、農村、市街地とも架空線が多い。しかし、アカバ市内は市街地区では415V配電線は地下ケーブルである。

実際の架空低圧線の架線方式は、

架空地線 ────────
R ────────
S ────────
T ────────
T' ────────
中性線 ────────

が基本となっている。

低圧配電線用電柱に鋼製ポールが用いられている場合、架空地線は架設されていない場合が多い。

また、T' は街路照明専用で、計量の関係上専用線が用いられている。

３３kV／１１kVおよび３３kV／４１５V、１１kV／４１５V、6.6kV／４１５Vの配電用変圧器は、市街地ではトランス ホーマーハウス（コンクリート製、レンガ製）またはメタル キュービクルに収容されているのが多く、その他の地区では、地上設置または電柱に装架されているのが一般的である。

保護装置として３３kV、１１kV、6.6V側にはヒューズ、２次側は、配線用遮断器が用いられている。

5－(5) 計量装置

電力、電力量、電流、電圧等の測定、記録装置等、本格調査に必要と思われる設備の概要は下記のとおりである。

1）積算電力計

ヨルダンの電力系統では、１３２V側には積算電力計は設置されていない。フセイン火力、アカバ火力では発電機母線電圧である１３kV側に、他の系統変電所では３３kV母線に積算電力計が設置されている。積算電力計は“main” “check”用として２個設けられており、かつ系統変電所では電力の潮流の逆転に備えて逆転防止付積算電力計を使用しているので、一回線につき、４個の積算電力計が設けられている。

ＪＥＡが保有するガスタービン発電機は、何れも系統変電所構内に設置されており、同変電所の３３V母線に接続されており、発電機母線側に積算電力計が設置されている。ＪＥＡとＪＥＰＣＯ、ＩＤＥＣＯおよびセメント工場、肥料工場等の大口需要家との取引の計量は３３kV側で行なわれており、複数のフィーダーで電力を供給している場合でも、計量は一括して行なっている。すなわち３３kV配電線個々には、積算電力計は設けられていない。

一方、配電用変電所、すなわち３３kV／１１kV、３３kV／6.6kV、３３kV／４１５V、１１kV／４１５V、6.6kV／４１５Vの各変電所には、ＪＥＡの場合は４１５V側母線および街路照明計量用に各１個づつ積算電力計が設けられているが、ＪＥＰＣＯ、ＩＤＥＣＯの場合は、街路照明用の積算電力計のみである。

2）電圧計、電流計

電圧計は発電所、系統変電所の必要箇所に設備されており、１３２kV送電線電流、３３kV配電線電流も監視、記録されている。３３kV配電線には各フィーダー、各相毎に電流計が設置されている。３３kV／１１kV配電用変電所の二次側（1-1

kV）側にも電流計が設置してある。ただし、ＩＤＥＣＯの場合は、同社の設備基準に合致しない設備もあるので、１１kV側に電流計が必ずしもあるとは限らない。３３kV配電線には、系統変電所の母線との接続用遮断器が設置されているが、その遮断器はＪＥＡ、ＩＤＥＣＯの場合はＪＥＡのコントロールセンターでＪＥＰＣＯの場合は自己のコントロールセンターで制御されている。遮断機キュービクルには、ＣＴのテストターミナルが設備されている。

配電線制御に必要な情報すなわち遮断器の開閉状態、３３kV配電線の負荷状況（電流）等がＪＥＡまたはＪＥＰＣＯのコントロールセンターに送られており、ＪＥＡコントロールセンターでは６０分毎に、ＪＥＰＣＯコントロールセンターでは、３０分毎に上記情報を記録している。

また、ＪＥＰＣＯは６１個所の３３kV／１１kV、３３kV／6.6kVの配電用変電所を保有しているか、そのうち５１個所の配電用変電所の１１kV配電線の情報（電流値）をコントロールセンターで記録している。ＪＥＡ、ＩＤＥＣＯの１１kV側の電流はコントロールセンターでは記録されていない。

系統変電所での３３kV配電線用電流計は、実際の電流値に比べて、電流計の目盛が適当でない（スケールが大き過ぎる）ものが多く、現場での既設電流計による電流測定は精度上問題があると思われる。

ただし、コントロールセンターでの記録は、電力、電力量の計算（ロス算出のための）には支障のない精度すなわち１アンペア単位でなされている。

また、系統変電所の電流計用ＣＴ.にはテストターミナルも設けられているので、現場で携帯用計器を用いての測定も可能である。

３３kV／１１kV配電用変電所には、ＪＥＡの場合は３３kV側に、ＪＥＰＣＯ、ＩＤＥＣＯの場合は１１kV側に電流計が設置されており、現地調査で訪れた変電所の計器でみる限り、電流計の目盛りスケールからみて、電力、電力量の計算に支障はないものと思われる。ＣＴ.用のテストターミナルも設置されている。

３３kV／４１５V、１１kV／４１５V配電用変電所には、ＪＥＡの場合には、二次側すなわち、４１５Ｖ側母線に電圧計１個、電流計１個が設備されており、さらに積算電力計も設けられていることは前述したとおりである。

ＪＥＰＣＯ、ＩＤＥＣＯのケースでは、２次側すなわち４１５Ｖ母線に電流計が設けられいる。ただし、電流計のスケール目盛と実際の電流値との関係で、すべて

の配電用変電所で直読した電流値を諸計算に使用可能か否かは、一考を要する。
積算電力計、電流計の取付位置は図5－(6)－3および図5－(6)－4を参照のこと。

5－(6) 現地調査地点の概要

1）アカバ市の配電設備（ＪＥＡ）

アカバ市は人口約６０,０００人で、配電用変圧器は、

３３kV／１１kV	４
３３kV／6.6kV	１
３３kV／４１５kV	１０２
１１kV／４１５kV	１００
6.6kV／４１５kV	５
合　計	２１２個所

となっている。

市外地は１次配電線、２次配電線とも架空、市内地区は１次、２次ともに地中線である。

また、アカバ市内で、ＪＥＡは負荷特性調査を行なっており、配電用変電所数個所で１５分毎にKWh、KVAhを自動的に測定、記録している。一定期間に記録（デスク）を回収し、負荷特性分析の資料としている。アカバ市内に設置されている配電用変圧器の標準容量は１００、２５０、６３０kVAである。

なお、配電線の亘長は、

１１kVケーブル	８５.１km
４１５Vケーブル	１６１.１km
（１１kV＋３３kV）架空線	２２４.６km
４１５V架空線	１１６.８km

である。

2）ザルカ市の配電設備（ＪＥＰＣＯ）

ザルカ市の中規模需要家の受電設備を調査した。
中規模需要家の某食品工場の場合、受電電圧は１１kV、需要電力は約４００kVA

であった。この場合、受電設備（トランス、遮断器等）はＪＥＰＣＯが設備し、需要家には４１５Ｖで給電してるが、計量は１１kV側で行なっている。すなわち１１kV／４１５Ｖ変圧器のロス分は需要家負担となっている。

また、小規模共同工業団地の需要家の場合、３～４戸でＪＥＰＣＯより一括共同受電し、団地内で各戸にメーターを設置し、各戸の負担分を決めるというシステムをとっているところもあった。この場合も、受電設備は、ＪＥＰＣＯが設置し、取引計量は４１５Ｖ側でなく、１１kV側で行なっている。

また、ザルカのＪＥＰＣＯ事務所によれば、電気料金の滞納は官庁が多く、総売上げの２０％前後にも達しているとのことである。一般の滞納は極めて少なく、１％前後とのことである。

また、配電方式は、前述アカバと同一であるが、ザルカでは市外地は３３kV／４１５Ｖ、市内は１１kV／４１５Ｖで、３３kV、４１５Ｖは原則として架空、１１kVは地下ケーブルである。３３kV、１１kVフィーダーおよび４１５Ｖ配電線の出口には積算計はない。ただし、街路照明用電力は各配電用変圧器で計量している。

3）ヨルダンバレー地区の配電設備（ＪＥＡ）

本地区は農村地帯なので、１次配電線（３３kV）は架空、４１５Ｖ配電線も架空である。電柱はコンクリートまたは鋼柱である。コンクリート柱は国産化が完了している。

配電用変圧器は柱上装架であり、制御キュービク内には、４１５Ｖ配電線用スイッチ、４１５Ｖフィーダー・街路照明用の積算計、タイマー等が収納されている。

ＪＥＡの配電線なので、ＪＥＡの系統変電所（１３２kV／３３kV）における３３kVフィーダーの出口には積算計はない。

4）イルビッド地区の配電設備（ＩＤＥＣＯ）

イルビッド市はアンマン市の北方約５０kmに位置する人口５０万人のヨルダン第２の都市である。

ＩＤＥＣＯのサービスエリアは、電力需要密度がＪＥＡ、ＪＥＰＣＯに比較して小さく、かつまたＪＥＡの系統変電所すなわちＩＤＥＣＯへの電力供給変電所も３個所と少ない。したがって、３３kV配電線の亘長もＪＥＡ、ＪＥＰＣＯに比

較して長く、ルート長はすべて50km以上である。そのため、配電線の電圧降下が著しく、重負荷時最大約10％にも達するとの事である。配電ロスは、1994年に13.1％を記録しており、IDECOはそのうち約2％が非技術的ロス（NON-TECHNICAL LOSS）と推定しており、そのうち1％はメーターの不正接続および内部改変、残る1％は検針誤差または検針の不正行為とみている。

IDECOの配電設備はJEA、JEPCOに比較すると老朽化が進んでおり、IDECOの制定した設備基準に合致しないものも多いとの事である。例えば、配電用変電所の機器構成も統一されておらず、供給の信頼性確保の面でも保守の利便性の点でも種々の問題を抱含している。

一方、低圧配電線（415V）用として、市街地区で絶縁、多芯電線を使用し始めている等、先進的技術の導入に積極的な所もみられる。

配電線の信頼度向上、電力損失軽減には電力設備の合理的運用が先決であるか、そのために必要な配電設備の一括制御システムすなわちコントロールセンターをIDECOは保有してない。すべての情報をJEAのコントロールセンターに伝達し、同センターの指令により配電線を運営しているのが現状で、IDECO自体、自前のコントロールセンターの設立に意欲的であるが、予算上の制約もあり、その実現には、なお、年月を要するとの事であった。

5－(7) その他

1）大口需要家

JEAの大口需要の一つであるFUHEISセメント工場の実地調査を行なった。同工場の生産は年産約3,800,000tonで、ピークカット用として約11MWの自家発電（ディーゼル）を行なっている。

JEAは、セメント工場側に6kVで供給しており、132kV／6kVの変電設備を工場敷地内にJEAが設備している。計量は132kV側で行ない、メーターを2個設備し、使用電力量は2個の読みの平均をとっている。セメント工場は自家発を有しているが、電力の融通は行なっていない。

ただし、特例としてアカバ火力と隣接肥料工場間では、JEA系統全停止時、アカバ火力の立ち上がり電源のみを肥料工場より供給する契約となっている。
また、フセイン火力の隣接地にヨルダン唯一の石油精製工場があるが、同工場へはJEAが33kVで給電している。セメント工場と同様電力の相互融通はなく、

ＪＥＡ側電源故障の場合は、保護リレーにより両者の連系が自動的にカットされることになっている。

大口需要のうち政府関係機関、例えば水資源公団の料金支払い状況は極めて悪く１年近くの滞納も珍しくない。滞納率はザルカ地区では全販売電力料金の２０％前後にも達する（ＪＥＰＣＯの例）。また、一般に大口需要家への供給電圧は３３kV、6,000Vであるが、この場合１３２kV／３３kV、または３３kV／６kV等の変電設備はＪＥＡまたはＪＥＰＣＯ、ＩＤＥＣＯが負担し、計量は１３２kVまたは３３kVで行なっている。すなわち降圧用トランスの“ロス”は需要家負担となっている。

２）一般需要家

検針は、１ヶ月１回、請求書の送付は検針後約２ヶ月以内、請求書送付後一定期間内（１ヶ月～２ヶ月）に料金未払いの場合は原則として無警告で供給をカットする。一般の料金未払い率は、全販売電力量の１～２％とのことで、ヨルダンでは未払い料金をロスには算入していないとのことである。

３）ＪＥＡ、ＪＥＰＣＯコントロールセンター

ＪＥＡは、アンマン南変電所構内に立地するコントロールセンターで、ＪＥＡの１３２kV送電線、発電所、変電所の集中制御を行なっており、給電業務も併せ行なっている。

ＪＥＰＣＯは、アンマン市内にＳＣＡＤＡ方式によるコントロールセンターをもち、３３kV、１１kV、６kV等１次配電線の制御を行なっている。

ＪＥＡの信号伝送方式はマイクロ、ＶＨＦ、ＰＬＣ、有線、ＪＥＰＣＯの場合はＶＨＦ、有線である。

４）積算電力計検定所

ＪＥＰＣＯは、ザルカにメーター検定所を設置し、新規購入メーターの抜き取り試験、既設メーターの検定および修理を行なっている。準拠規格はＩＥＣである。需要家に設置されているメーターの検定は、設置後一時年数内に全メーターを検定する方式でなく、専門のメーター監視員が巡回し、適宜被検査メーターを選び出す方式をとっている。もちろん、検針員が発見、通報することもある。

5）電力トレーニングセンター

本センターは、フセイン火力発電所構内にあり、日本の無償援助で建設され、現在ヨルダンの電力企業のみならず、周辺諸国の中堅技術者の研修も行なっている。研修項目は、発電、送電、変電、配電と各分野にわたっており、遮断器の分解修理、配電用変圧器、小型モーターの修理、電線および架線金具の強度試験等も実施している。

5－(6) 電力システムロス

ジョルダンの電力企業の電力システムロスに対する関心は、極めて大きい。特にＪＥＡはロスの計測、計量、記録、分析等に力を注いでおり、例えば、“月次ロス報告”（Monthly Energy Losses Calculation, 約８０頁）を毎月発行し、ロスの啓蒙、削減に努力している。

1）ロスの定義

ＪＥＡをはじめ、ＪＥＰＣＯ、ＩＤＥＣＯともに電力システムロスを計算しているが、ヨルダンの電力企業のロスの定義と、日本の電力会社、ＯＥＣＦ、世銀、アフリカ開発銀行等の定義の間に若干の差異がみられる。

本文では、後者の定義を“一般に”とか“日本の定義”等の表現で示すこととする。
一般的に電力システムロスは、

発電ロス
送電ロス
変電ロス
配電ロス

の４種類に分類されるが、ヨルダンでは、

発電ロス
送電ロス
配電ロス

の３種類に分類している。

一般の定義とＪＥＡの定義の差異は、（添付図 図5－(6)－1、図5－(6)－2参照）

	一　般	ＪＥＡ
発電ロス	B点より発電所側のロス	A点より発電機側のロス
送電ロス	B点とC点間のロス	A点とD点間のロス
変電ロス	C点とD点間のロス	なし
配電ロス	D点から需要家までのロス	D点から需要家までのロス

また、発電所の送り出し電力量とは、一般的にB点すなわち発電所と送電線の責任分界点で計量したものを指すが、ＪＥＡの定義では、"Sending out energy"とは、A点で計量したものを称する。すなわち送電線ロスには昇圧用変圧器と降圧用変圧器のロス分も含まれている。

昇圧または降圧用変圧器のロスは１５kV／１３２kV、１００MVA級で、0.5％～1.0％（もちろん負荷により変動する）である。

したがって、一般の定義を適用するか、ＪＥＡの定義を使用するかにより表現上、
　発電ロスで0.5％～1.0％
　送電ロスで1.0％～2.0％
の差が生ずることになる。

現在ＪＥＡ、ＪＥＰＣＯ、ＩＤＥＣＯ３社共、ロスの計算は、

i）送電ロス＝１３２kV送電線への送り出し電力量（昇圧用変圧器のロスを含む）
　－系統変電所３３kV母線での受電電力量
ii）配電ロス＝３３kV配電線への供給電力量－販売電力量
iii）高圧配電ロス＝３３kV配電線への供給電力量－４１５V配電線への供給電力量
iv）低圧配電ロス＝４１５V配電線への供給電力量－販売電力量

の４式を採用している。

１９８９年～１９９４年間のヨルダン電力系統のロスは、下表のとおりである。

表5－(6)－1　ヨルダン電力系統ロス

単位：GWh

項目＼年次	1989	1990	1991	1992	1993	1994
1．発電ロス						
発電量	3,174	3,380	3,485	4,168	4,551	4,837
送電量	2,964	3,156	3,255	3,895	4,256	4,543
ロス（%）	6.62	6.63	6.60	6.55	6.48	6.08
2．送電ロス						
送出電力量（132kV）	2,766	3,005	3,082	3,634	3,928	4,141
卸売電力量	2,720	2,933	3,016	3,565	3,857	4,074
ロス（%）	1.66	2.40	2.14	1.9	1.81	1.62
3．配電ロス						
送出電力量	2,195	2,286	2,424	2,776	3,102	3,448
販売電力量	1,969	2,059	2,163	2,474	2,757	3,083
ロス（%）	10.30	9.93	10.77	10.88	11.19	10.59
4．全電力ロス						
発電量	3,174	3,380	3,485	4,168	4,551	4,837
販売量	2,671	2,848	2,918	3,509	3,832	4,107
ロス（%）	15.85	15.74	16.27	15.81	15.79	15.09

2）電力系統のロス

ヨルダンの全電力系統のロスの種類別の１９８９年～１９９４年間の推移は下記のとおりである。

表5－(6)－2　ＪＥＡロス

単位：GWh

項目＼年次	1989	1990	1991	1992	1993	1994
発電量	3,045	3,258	3,342	4,017	4,388	4,676
販売電力量	2,720	2,909	2,991	3,603	3,951	4,242
発電ロス（%）	6.6	6.6	6.6	6.58	6.53	6.08
送配電ロス（%）	3.7 (1.06)	3.8 (2.4)	3.84 (2.14)	3.67 (1.90)	3.1 (1.81)	3.1 (1.62)
全ロス（%）	10.15	10.3	10.17	9.98	9.61	9.28

（　）内は送電ロスを示す。

また、ＪＥＡの１９８８年の～１９９４年間の配電ロスおよび高圧配電線ロス（３３kV、１１kV、6.6kV）は下表のとおりである。

表５－（6）－３　　配電ロス

単位：％

ロス／年	配電ロス	高圧配電線ロス
1988	12.96	5.05
1989	14.35	5.55
1990	12.97	5.21
1991	13.89	5.10
1992	14.32	5.24
1993	13.08	4.86
1994	14.42	4.64

また、ＪＥＡの資料によれば、ＪＥＡが摘発したNON-TECHNICAL LOSSの件数は、下表のとおりである。

表５－（6）－４　　NON-TECHNICAL LOSS

年／種類	1993	1994
Illegal connection	–	84
Meter taimpering	1,194	864
Meter bypass	4	4
Meter error	221	115
Under billing	–	–
No billing	393	994
合　計	1,815	2,061

さらに１９９４年度の料金徴収率は下記のとおりである。

	Uncollected Bills No.	Total Bills	%
CONSUMER	84,670	910,126	90.70
GOVERNMENT	24,380	89,101	72.64
Total	109,050	999,227	89.69

また、料金徴収方法および供給停止状況は下記の如くなっている（１９９４年度）。

単位：%

By Collectors	53.60
By Offices	29.70
By Banks	9.51
* Disconnection	6.62
Other	0.57
Total	100

※ 供給カット

ＪＥＡは２０００年までの配電ロスは下記の如く変化すると予想している

単位：%

1995	1996	1997	1998	1999	2000
13.70	13.70	13.13	12.72	12.52	12.22

その推定根拠は不明である。

なお、今回現地調査で収集したＪＥＡアカバ営業所管内の１９９５年３月分のデータによれば、配電関係の電力量は、

３３kV送り出し電力量	１３,５９１,４３３.３ kWh
４１５Ｖ送り出し電力量	１３,０４７,５６６.０ kWh
販売電力量	１２,０３４,３９７.０ kWh

である。これにより、ＪＥＡアカバ営業所営業区域内の配電損失率は、%表示で、

３３kV配電線損失	４ %
４１５Ｖ配電線損失	7.7 %
配電線損失	１１.４６ %

である。

4）ＪＥＰＣＯのロス

ＪＥＰＣＯのロスすなわち配電ロスは１９８５年～１９９４年間に下記の如く変化している。

年	配電ロス（%）
1985	8.4
1986	9.9
1987	9.4
1988	9.4
1989	9.44
1990	9
1991	10.9
1992	9.5
1993	9.8
1994	8.6

また、ＪＥＰＣＯは、NON-TECHNICAL LOSSが0.5％であり、そのうち盗電によるものが0.07％であると公表している。

5）ＩＤＥＣＯのロス

ＩＤＥＣＯの１９９４年の配電ロスは、１９９４年年次報告書によれば、

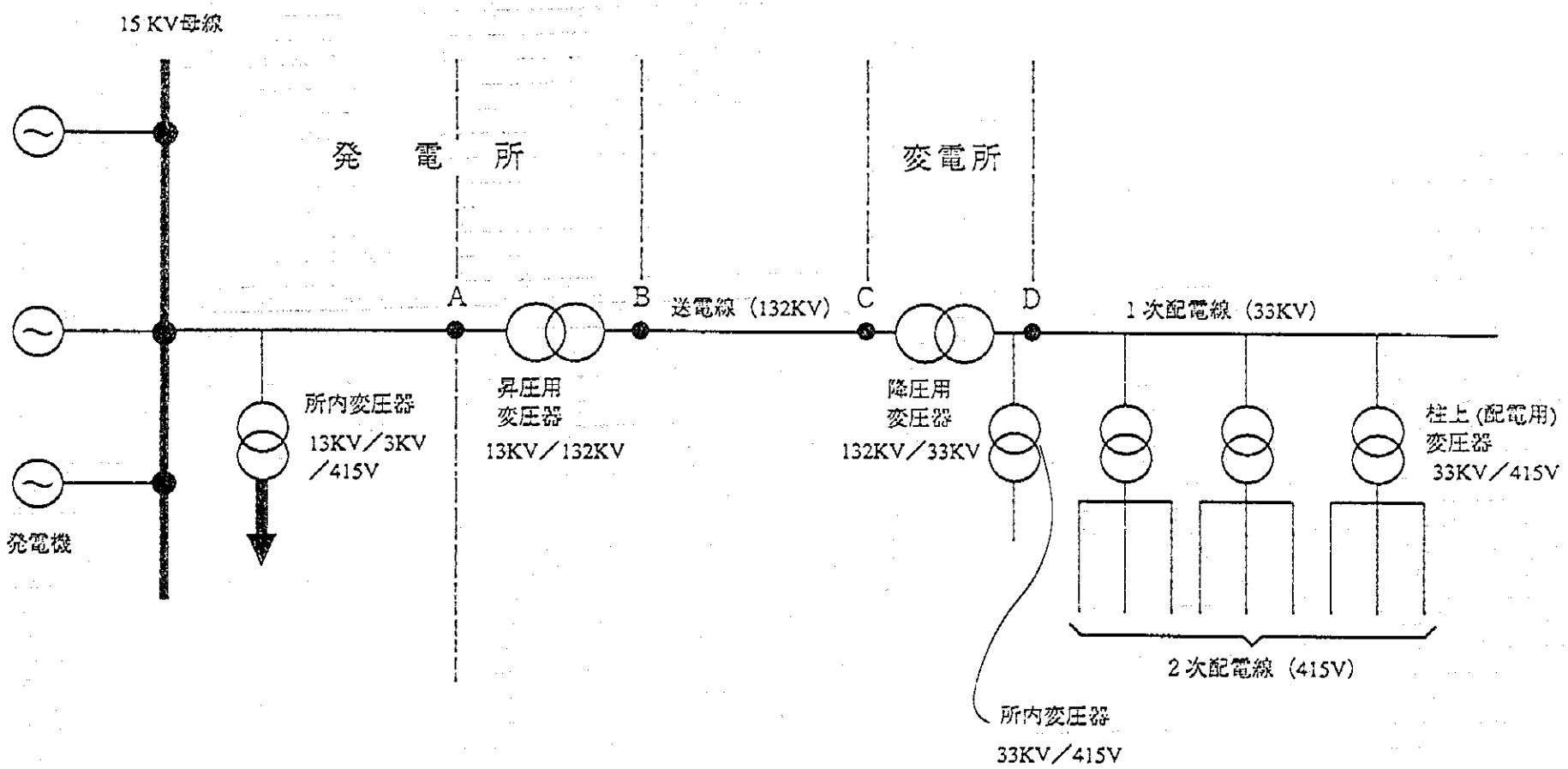
購入電力量	５８４,９４０,０００ kWh
発電電力量	１１,０００,０００ kWh
販売電力量	５１６,７００,０００ kWh
損失電力量	７９,２４０,０００ kWh

であったので、ロス率は％表示で１３.２９％である。

ＩＤＥＣＯは、13.29％のロスのうち約２％がNON-TECHNICAL LOSSであり、そのうち１％が検針の不正行為、他の１％は不正接続、メーターの不正使用等によるものとＩＤＥＣＯは推定している。

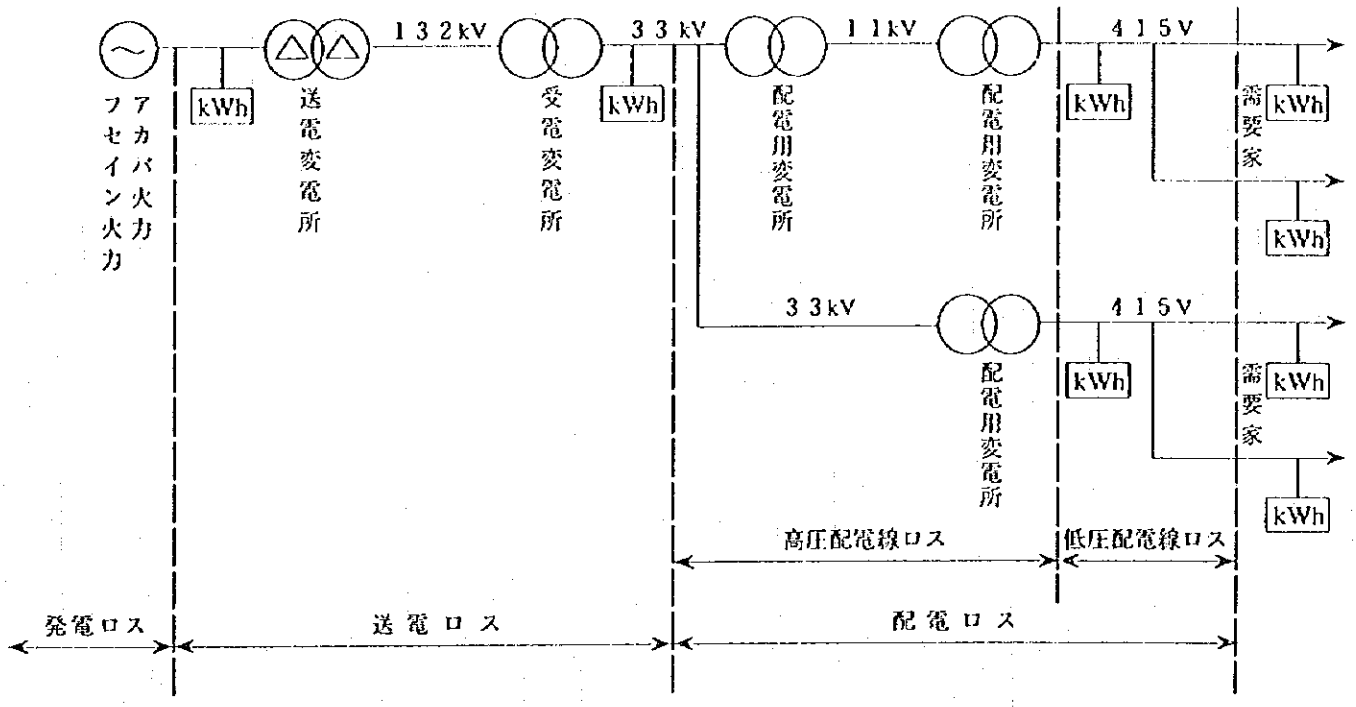
(注) 第３章、第４章の資料の出典は、ＪＥＡ １９９３年、１９９４年年次報告書および提供資料、ＪＥＰＣＯ １９９３年、１９９４年年次報告書、ＩＤＥＣＯ １９９３年年次報告書である。

図5－(6)－1　電力システム図

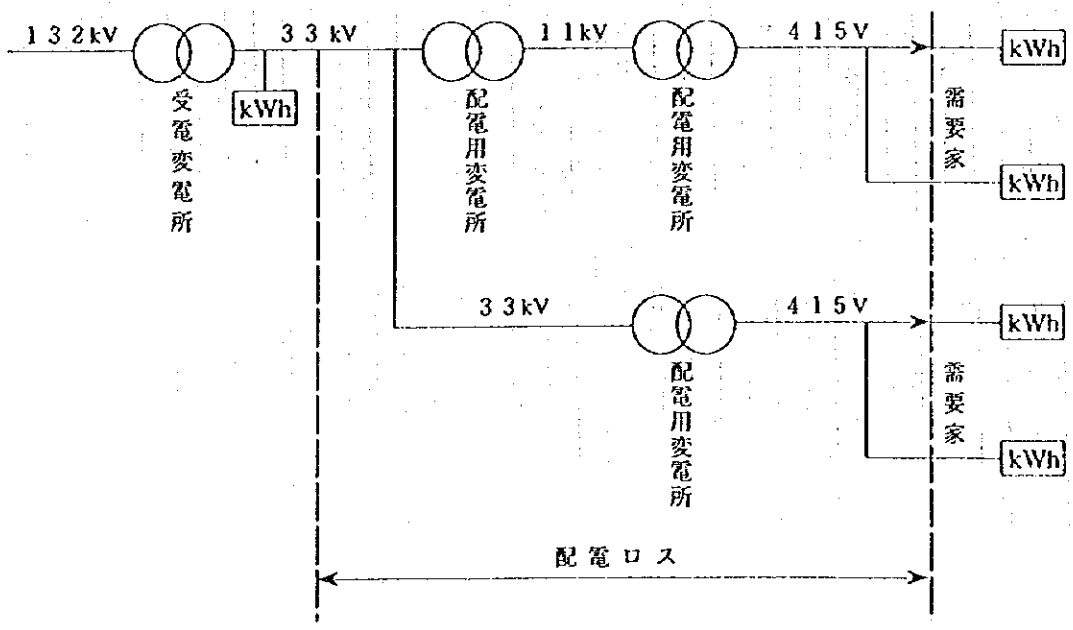


注：電圧はＪＥＡの典型的なものを採用

図5－(6)－2　ロス区分図



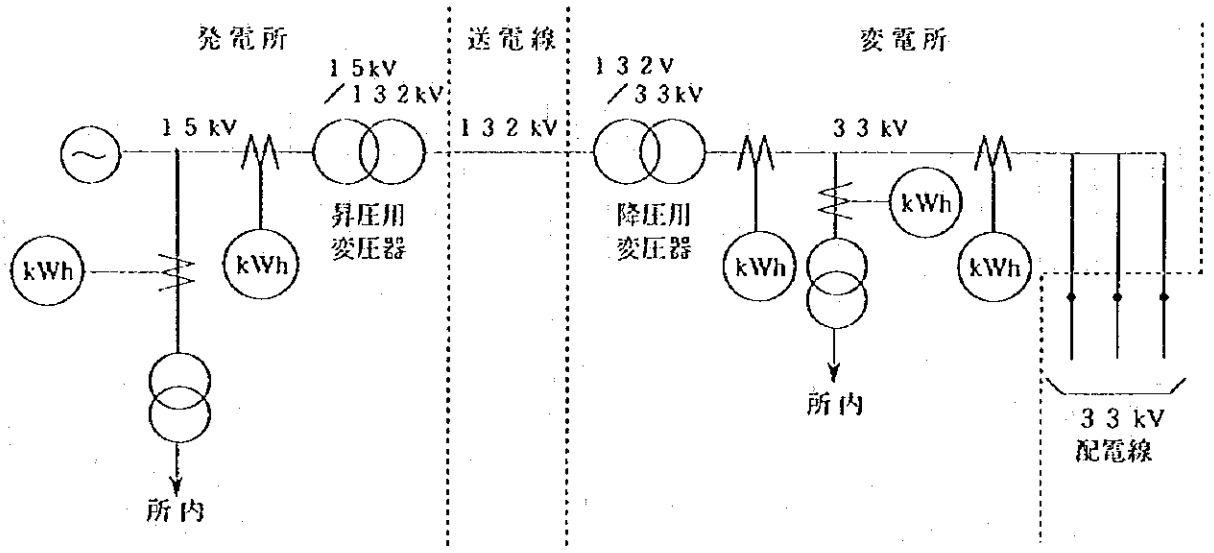
(JEA)



(JEPCO、IDECO)

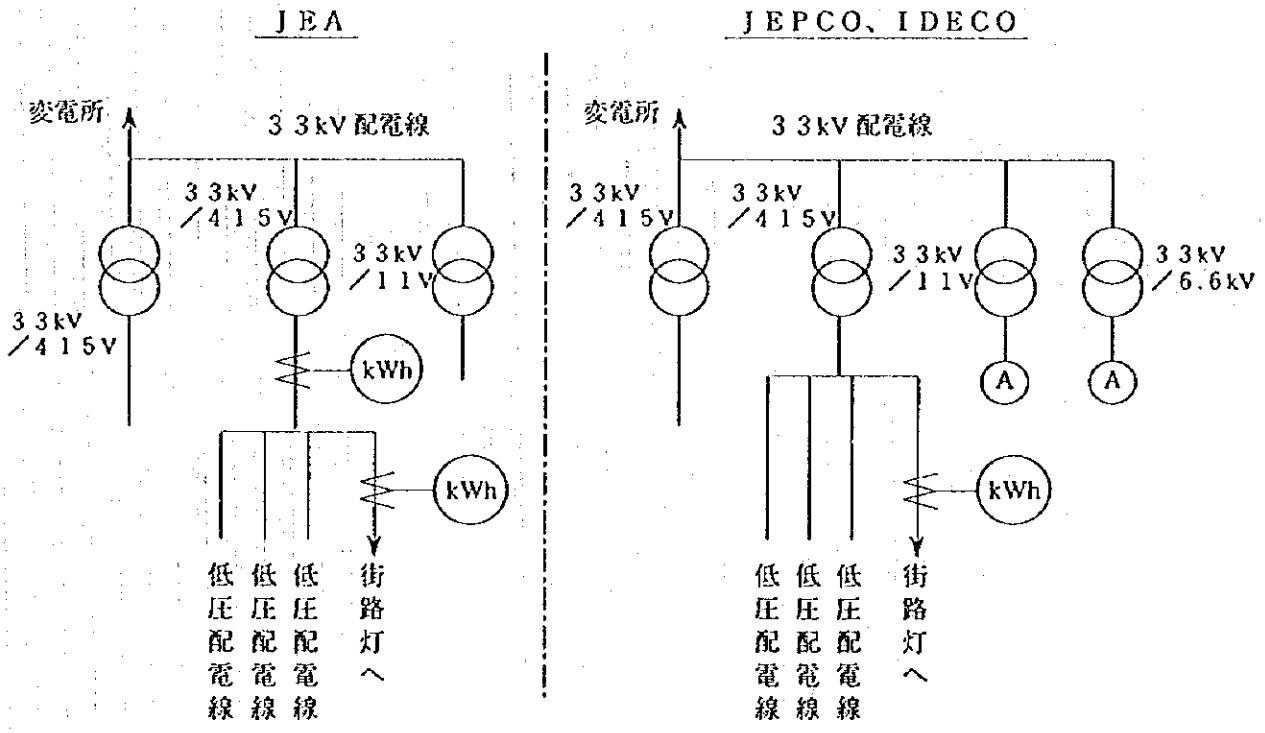
図5－(6)－3　積算電力計設置位置図

a．発電所、送電線、変電所



• ：JEAとJEPCO、IDECO、大口需要家との責任分界点

b．配電用、変圧器



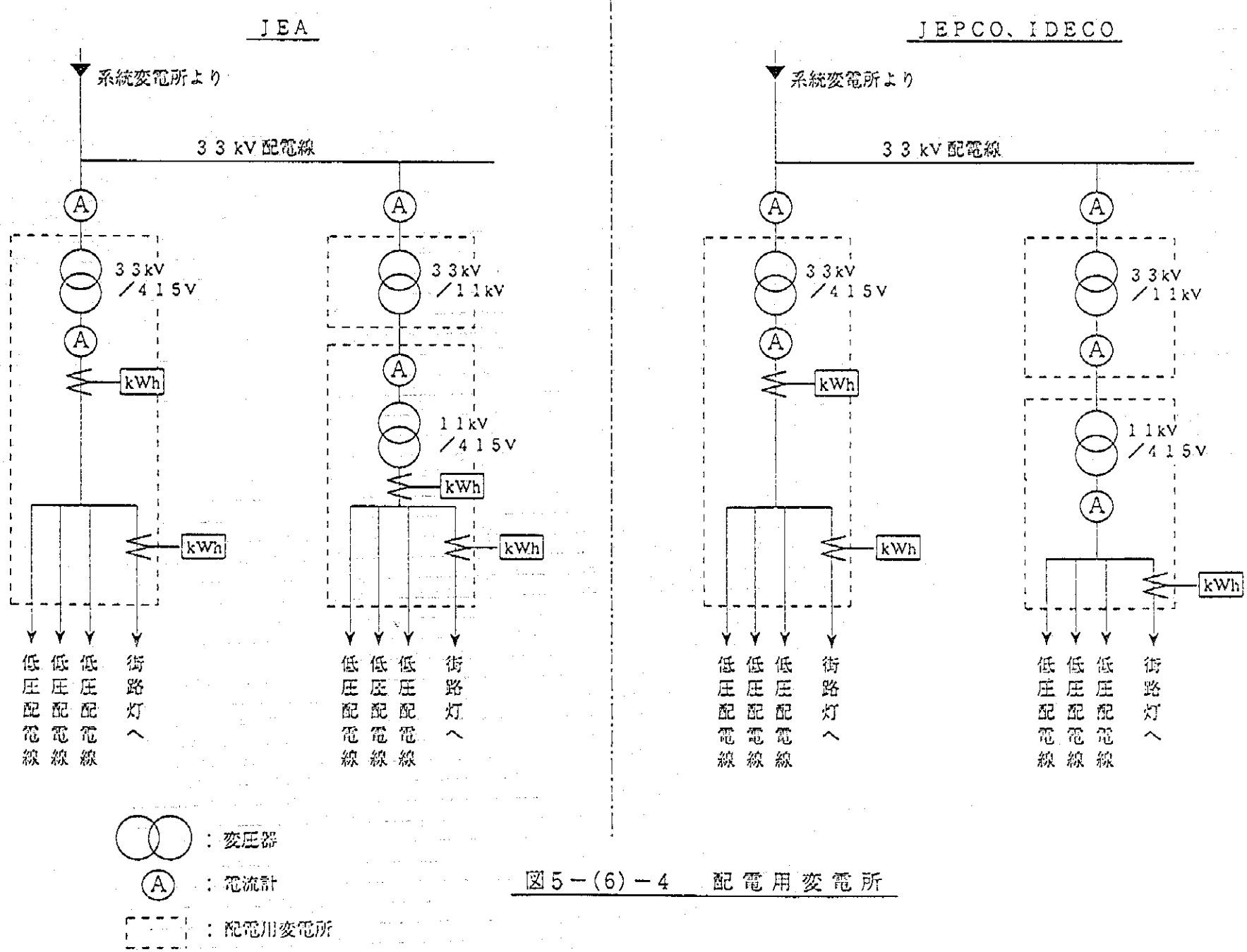

JEA
系統変電所より
33kV配電線
A
33kV
/415V
kWh
11kV
/415V
低圧配電線
街路灯へ
JEPCO、IDECO
：変圧器
：電流計
：配電用変電所

図5－(6)－4　配電用変電所

第6章　本格調査実施方法

第6章　本格調査実施方法

6－(1) 電力損失実測作業

電力系統に発生する損失を低減するための対策を立案・作成するには、損失を定性、定量的に高い精度で把握する必要がある。すなわち発電、送電、変電、配電の各分野に発生する損失を技術的損失、非技術的損失に区分し、それぞれの損失を量的に確定しなければ、適切な損失低減対策を樹立し得ないし、そのためのコンピュータ用もモデルも作成し得ない。

したがって、電力損失量の算出のためには、既設計器によって測定、蓄積されているデータ、および既設計器によって得られるデータを使っての計算結果等を可能な限り利用するのは当然であるが、既存のデータのみでは算出し得ない電力損失すなわち高圧配電線、低圧配電線のフィーダー毎の損失、フィーダー上における損失の分布等を算出するには、運用中の電気設備の電流・電圧等を現場で測定する必要がある。

また、既存のデータを利用する場合でも、データの精度を検証するため、現場で測定チェックをする必要がある。

下記に送電線、配電線の損失の算定、測定法を概説する。

1）送電損失

ＪＥＡの１３２kV送電線は、その両端の変電所に積算電力計が設置されているので、送り出し量、受け取り量の差から損失量の算出は容易である。

また、インピーダンスマップ、潮流図、送電線導体仕様、送電線電流の実測値等のデータにより、電力損失（kW loss）を計算し得るので、kW lossをkWh lossに変換して、送電線損失電力量を算出することも可能である。

ただし、ヨルダンの１３２kV送電線では、積算電力計が１３２kV側でなく、昇圧または降圧用変圧器の低圧側に設置されているので、送電線損失は上述２個の変圧器の損失を含んでいることに留意する必要がある。しかし必要とあらば、変圧器の工場試験記録を使用し、変圧器の損失は容易に算出できる（図５－(6)－３積算計配置図を参照）。

2）配電損失

配電の技術的損失は、高圧配電線（３３kV、１１kV、6.6kV）、低圧配電線

（415V）、配電用変圧器に発生している。したがって、本格調査時には、高圧配電線（33kV、11kV、6.6kV）、低圧（415V）配電線、配電用変圧器に発生する技術的損失をそれぞれ確定するとともに、さらに配電線線路の抵抗損失の分布をも算出する必要がある。

a．配電損失の算出

配電損失の算出には下記の手法がある。

a）電力計法

配電線の電力損失は、変電所からの送り出し電力量と販売電力量との差から算出するのが一般的方法である。販売電力量は、関係需要家の当該期間中における消費電力量の和である。しかし、下記の理由により、誤差が大きくなることがある。

- 需要家の電力量の計測日すなわち検針日は、変電所での検針日と一致しないばかりでなく、各需要家の検針日も一定期間（電気料金請求のための電力積算期間で一般的に1ヶ月が多い）内にほぼ均等に分散している。すなわち計量時期の差が損失の誤差に大きく影響する。
- 電力計の誤差、C.T、P.Tの誤差が相乗され、算定結果の精度に影響を与える。

b）電流計法

電力損失は配電線を流れる電流と線路の抵抗から容易に計算できる。すなわち損失電力Pは、

$$P = \sum_{0}^{L} i^2 r \Delta x$$

i ： 電流
r ： 抵抗
L ： 線路長

で表わされる。したがって、必要箇所での電流を測定し、損失を計算する。

c）電圧降下法

一定の条件の下では、路線の平均電圧降下率が電力損失率にほぼ等しいことを利用したもので、判定が簡単であるが、精度は低い。適当な個所で電圧を測定し、電圧降下率から電力損失率を推定し、電力損失量を計算する。

d）配電用変圧器

鉄損、銅損を変圧器の工場試験記録から計算、算出する。

3）本格調査時での測定法

a．高圧配電線（33kV、11kV、6.6kV）

一般に高圧配電線の負荷分布は末端での集中負荷または均等負荷ではないので、配電線の適当箇所で負荷電流を測定し、抵抗損失の分布を把握する必要があると思われる。電流計が設置してある箇所以外での負荷電流の測定、または推定には配電用変圧器の415V側の電流を測定し、一次側（33kV、11kV、6.6kV）の電流に換算する方法も考えられる。

b．低圧配電線（415V）

JEAを除いて、JEPCO、IDECOとも記述の如く33kV／415Vまたは11kV／415V、6.6kV／415Vの配電用変圧器には、道路照明電力用以外の積算電力計は設置されていない。JEAの場合も当該415V配電線（複数）の電力量を一括計量しているのみで、個々の415V配電線の電力量は積算計量していない。特定の配電線の損失測定のためには、その配電線の電流、電力または電力量を測定する必要があると思われる。その測定のためには、電流用クランプメーター、変圧器制御キュービクルに設置されている電流計用CTおよび電力計の利用が考えられる。JEAは、上記測定用の機器として、記録電力計の導入を強く希望している。

4）被調査配電線の選定

本格調査では、高圧配電線および関連低圧配電線における電力（kWまたはkWh）、電流、電圧等の実測が必要となる。もちろん、全部の配電線を調査することは不可能なので、サンプリング調査となる。

負荷密度および地域特性の観点から大都市、地方都市、農村部の配電線からそれぞれ適当数を選出し、負荷特性の面から工業・商業他住宅地の配電線からも選定すべきである。

JEA、JEPCO、IDECO各社が準備しうる、またはJICAが供与可能な電流計、電力計、積算電力計、クランプメーター等の機材の数量、さらに各社が動員可能な現場技術者の人数、期間等を考慮し、調査対象配電線を選定すべきである。

6－(2) 供給コスト

1）電力損失軽減対策

電力損失を軽減するには、ソフト、ハード両面からの対策が必要であり、なかんづく、ハード面、すなわち設備の改善がロス軽減により有効である。

a．送電線・変電所

周知の如く、送電損失の大部分は、送電線および変圧器の抵抗損によって占められ、

$$L = \frac{PR}{V^2 \cos^2 \theta}$$

L ： 損失率
P ： 負荷
R ： 線路抵抗
V ： 線路電圧
$\cos\theta$ ： 力率

で表わされる。すなわち、損失は線路抵抗に比例し、電圧の２乗に反比例することがわかる。

したがって、送電線の電力損失を軽減させるには線路抵抗を減少させれば良く、そのためには、

－ 電線の大サイズ化
－ 多導体化
－ 新規送電線の建設

等の対応等がある。また、他の条件が変わらなければ、送電電圧の２乗に反比例して電力損失が小さくなるので、送電電圧の昇圧は有効な損失減少手段である。さらに、変圧器の抵抗損、鉄損減少には変圧器の更新が考えられる。

b．配電線

配電線の電力損失は、高圧線・柱上変圧器、低圧線に分布している。送電線の場合と同様、損失の主要原因は導体の抵抗損である。損失軽減対策として、

a）高圧線

- 現存の6.6kV、11kVを33kVに昇圧する。
- 電線の大サイズ化（張替または増架）
- 回線増加による配電線の分割
- 132kV／33kV、33kV／11kV、33kV／6.6kV変電所増設による線路亘長の短縮

b）低圧線

- 高圧配電線における柱上変圧器の増設による配電線の分割または配電線の増設
- 電線の大サイズ化（張替または増架）

c）柱上変圧器

- 過負荷限度の遵守
- 特性の向上（変圧器更新）

があげられる。

2）供給コスト

上述の損失低減対策の最適案作成のために、本格調査時に開発されるであろう電力損失率－供給コストモデルに入力するデータとして下記の供給コスト関連の資料を収集する必要がある。

すなわち、

（1）投資コスト項目

a．送電線

a）鉄塔、電線、ケーブル、碍子、架設金具等の資材費

b）据付費、既設設備の撤去費、用地費、線下補償費

b．変電所

a）遮断器、断路器、C.T、P.T、変圧器、ケーブル、屋外鉄構、架線金具等の資材費

b）据付費、既設設備の撤去費、用地費

c．配電線

a）電線、ケーブル、電柱、変圧器、キュービクル等の資材費

b）装柱、変圧器収納室、架線、電線布設、地下ケーブル接続等の工事費および撤去費

c）用地費

（2）運転・保守コスト項目

a．保守用消耗品費

b．人件費

等々の資料を収集することが必要である。

上記コストに関しては、物価の上昇（インフレーション）について留意する必要がある。

その他、環境関係のコストについては、関連法規が現在議会で審議中で、クリアすべき環境基準が明確でない。法案成立後、対処方法を決めコストに反映させる必要がある。

3）ＪＥＡのコスト分類

事前調査で収集したＪＥＡのコスト分類および１９９５年８月現在でのコストは、添付資料を参照のこと。

6－（3）電力損失低減対策最適化モデル

1）最適化モデルの重要性

技術的に実現可能な送・配・変電ロスの限界レベルは５％から６％であると考えられる。しかしこのような技術的限界レベルまで電力損失を低減させるには膨大な資金投下が必要となり、現在のヨルダンにおける社会経済の状況を考えた場合このような技術的限界レベルまで電力損失を低減させることは非現実的な低減対策となる。実際的にはロスの低減対策案は現在のヨルダンにおける電力損失のレベルから、５％から６％までの技術的限界レベルまで幾つかの技術的選択支が存在し、電力損失低減対策はこれら幾つかの選択支の中から現在のヨルダンにおける社会経済状況から判断される電力供給信頼度を考慮した｀最適な｀損失レベルに従って選択される必要がある。

従って本開発調査における主要課題は単に電力損失低減対策を策定し提言することではなく、現在のヨルダンの社会経済の現状を踏まえて｀最適な｀損失レベルの電力損失対策案を策定するためのプロセスを明らかにし尚かつモデル化することにより、そのプロセスをヨルダン側に技術移転することでヨルダン側が自立的に低減対策を実施して行く為の条件を整えることことが本調査の主要課題となる。

特に配電線網は面的な広がりを持ち、また社会・経済的変化に大きな影響を受けるものである点を考慮すると、ヨルダン側が自立的に低減対策を実施して行く為の技術移転は必要不可欠な要件であり、このための最適化モデルの作成と技術移転は本開発調査に於ける最重要課題である。

2）最適なロス率の考え方

図６－（３）－１において横軸をロス率、縦軸をコストとすると、配電線網の供給コスト(Supply Cost : SC)は左上がりの曲線を描く。つまりロス率を低減させればさせるほど、供給コストは増加すると共に、単位当たのロス率低減に必要な限界コストは常に増加してゆくため図に示すような曲線を描く。これに対しロス率が増加することによる電力損失の価値(Loss Value : LV)は、右肩上がりで上昇する。電力損失の価値はロスにより失われた電力に電力供給の長期限界費用を掛けたもので求められるため、図に示すように線形の直線となる。

この電力損失の価値(LV)と供給コスト(SC)の和が純供給コスト(Net Supply Cost :

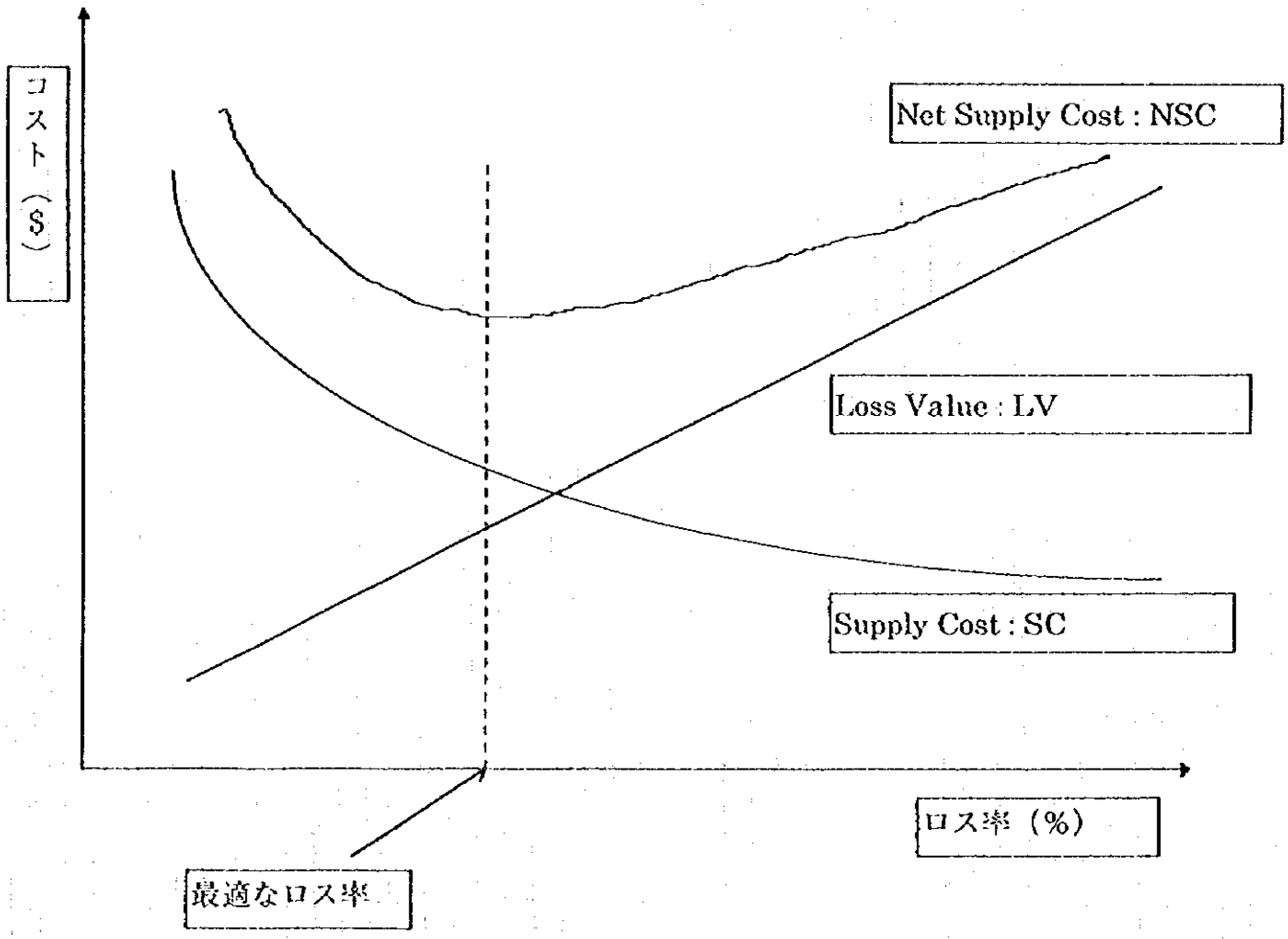


図6－（3）－1　最適なロス率の考え方
「Electric Power Economics」by Mohan Munasinghe, 1992, P 36 より抜粋

NSC)である（つまり NSC＝LV＋SC）。この純供給コストを最低にするロス率が図に示すように存在し、このロス率を最適なロス率と呼ぶ。

本格調査では、このような最適なロス率はどのレベルかを最適化モデルにより明らかにするとともに、最適化モデルをジョルダン側に技術移転することが求められている。

3）最適化モデルの基本的概念

a．最適化案選択の基本的考え方

幾つかあるロス低減対策の内から最適なものとして選択するには、その選択の根拠が明確にされなければならない。選択のための根拠として考えられる手法に費用便益分析がある。

一つのロス低減対策の費用として考えられるものはロス低減のための投入資金であり、便益は低減されたロスに対応する電力供給コストの低減である。このように評価された費用と便益は、時間的要素を考慮して比較することでそのロス低減対策の判断指標とする。そして幾つかのロス低減対策代替案についてこのような評価をおこない、各々の案の指標を比較することで最適案を選択する。

b．最適化モデルの構成要素

（a）計測データを使用したロス率の計算

（b）各々の低減対策案に対応するロス低減レベル推計機能

（c）各々の低減対策案の投入資金積算機能

（d）ロス低減に伴う便益の評価機能

（e）各々の低減対策案の費用評価機能

（f）最適案の評価・選択機能

4）本格調査における検討課題

a．代替案策定のための配電線網の分割

配電網は面的な広がりを持っている。本格調査ではこの面的な広がりを分割し、各々分割された配電区域について電力損失を推計し、電力損失低減のための代替案を作成することになる。面的な広がりを持った配電網の損失改善対策は、各々分割された配電区域について優先順位に従い実施されてゆくが、このために配電網を何の基準に従いどのように分割するかは効率的な電力損失低減計画を策定する上で重要な課題である。

b．将来的な需要増

既存送配電線網は現在の需要に対応した構成となっている。策定するロス低減対策は既存の送配電網を対象にしたものを基本とするが、ヨルダンにおいては将来的な電力需要増がかなり見込まれており、将来計画であるロス低減対策にも当然のことながら需要増に対する配慮が必要となる。需要増に対する送配電網の増強と、ロス改善策とをどのように整合させ計画するのか１つの課題と考えられる。

c．代替案の優先順位

ロス低減対策は段階的に行われる必要がある。このためどの分割された配電区域から優先的に実施して行くのか、その優先順位をつける必要がある。また優先順位をつけるに当ってはその根拠となるものが明示的に明らかにされなければならない。

d．モデルとしての統合性

効率的な代替案評価のため、上記に示した最適化モデルの構成要素は一つのモデルとして統合される必要がある。