

ジョルダン国

配電網電力損失低減計画フェージビリティ調査

配電網電力損失低減 FS マニュアル

JICA LIBRARY



J1160899[9]

平成12年12月1日

国際協力事業団

東京電力株式会社

東電設計株式会社

鉦調資

J R

ARY

ジョルダン国

配電網電力損失低減計画フェージビリティ調査

配電網電力損失低減 FS マニュアル

平成 12 年 12 月

国際協力事業団

東京電力株式会社

東電設計株式会社



1160899【9】

序 文

ジョルダン・ハシェミット王国の配電網電力損失低減計画フェージビリティ調査は、JICA 調査団により、ジョルダン国のエネルギー鉱物資源省、NEPCO、EDCO、JEPCO および IDECO のエンジニアの緊密な協力のもとに、1999 年 9 月から 2000 年 12 月にかけて実施された。

この配電網電力損失低減のための FS マニュアルは、同国の配電会社が独自に検討を進めることができるよう企画され、本調査の過程、特に配電損失低減の技術移転を意図して行われたセミナー、ワークショップおよび JICA 調査団とジョルダン国側のカウンターパートとの打ち合わせ会議の中で用いられた説明資料や、カウンターパートとの活発な議論をもとに、その内容を編纂したものである。

本マニュアルは、第一部は、配電損失低減の方法、その経済価値の評価方法、計画の立案に向けての手順・留意事項などの検討手順についての内容が、第二部には検討のための計算ソフトウェアの取り扱いや留意事項などの、「ソフトウェアの取り扱い説明書」として構成している。

本マニュアルについては、その編纂の過程で、同国のカウンターパートからの貴重な意見をもとに、改善・修正を加え、現在のものとなっている。

ここに、関係された各位に謝辞を述べると同時に、同マニュアルの活用により、引き続き配電ロス低減プロジェクトが、同国のエンジニアにより円滑に推進されることを願うものである。

平成 12 年 12 月
国際協力事業団
東京電力株式会社
東電設計株式会社

ソフトウェア使用許諾

PFLOW and PLOPT

東電設計株式会社 使用許諾

- PFLOW and PLOPT はソフトウェアであり東電設計株式会社の資産である。

- 東電設計株式会社は、ジョルダン国のエネルギー鉱物資源省、NEPCO、EDCO、JEPCO および IDECO に対し、以下を条件として、このソフトウェアの「使用」を許諾する。
 - (1) 東電設計株式会社の許可なく、ジョルダン国の送配電システムの検討以外の目的に、このソフトウェアを使用しない。
 - (2) 東電設計株式会社の許可なく、ジョルダン国のエネルギー鉱物資源省、NEPCO、EDCO、JEPCO および IDECO 以外の会社や組織に、このソフトウェアをコピー、配布あるいは販売しない。
 - (3) このソフトウェアを逆コンパイルあるいは分解しない。
「使用」とは、保存、ロード、インストール、実行あるいは画面への表示をいう。

- たとえ東電設計株式会社が、損害が生じる可能性あるいは欠陥を関知していようが、いかなる場合についても、東電設計株式会社は、このソフトウェアが使用できないこと、あるいは使用することから生ずる、結果的、特有の、突発的あるいは間接的な損害に対して責任を負わない。

以上

目次

第1部 配電網電力損失低減 FS の検討の進め方

1. 送配電系統の電力損失
2. 送配電損失低減対策のメニュー
3. 電力損失低減の具体的検討方法
 - 3-1 電力用コンデンサによる力率の改善..... 3-1
 - 3-2 同電圧線路の拡充..... 3-8
 - 3-3 上位電圧の導入..... 3-12
4. 対策案の組み合わせの考え方
 - 4-1 対策案の組み合わせ..... 4-1
 - 4-2 初期投資にともなう費用の回収期間..... 4-1
5. 検討フロー
6. 配電網の電力損失低減の経済性
 - 6-1 損失低減によるネットベネフィット..... 6-1
 - 6-2 投資にともなう設備の経費..... 6-2
 - 6-3 電力損失の経済評価値 (kW および kWh 価値) 6-3
 - 6-4 送配電損失の低減分の経済評価 (ネットベネフィット) 6-4
 - 6-5 損失低減の経済評価..... 6-4
 - 6-6 m年間における kWあたりの電力損失低減の経済価値..... 6-5
 - 6-7 ネットベネフィットの計算例..... 6-8

第2部 PFLOW および PLOPT プログラム・マニュアル

1. システムの概要
 - 1-1 潮流計算プログラム(PFLOW)..... 1-1
 - 1-2 損失低減最適化プログラム(PLOPT)..... 1-1
 - 1-3 システム構成..... 1-2

| | | |
|-----|--|-------------------------------|
| 2. | 潮流計算プログラム(PFLOW) | |
| 2-1 | 概要..... | 2-1 |
| 2-2 | 高圧/中圧システムの模擬方法..... | 2-1 |
| 2-3 | 低圧システムの模擬方法..... | 2-1 |
| 2-4 | 高圧/中圧システムと低圧システムの接続点(配電用変電所の低圧母線)での境界条件 | 2-3 |
| 3. | 損失低減最適化プログラム (PLOPT) | |
| 3-1 | 最適化の意味合い..... | 3-1 |
| 3-2 | PLOPTにおける損失低減対策のメニュー..... | 3-1 |
| 3-3 | PLOPTソフトウェア上のネットベネフィットの取り扱い補足説明.. | 3-3 (ネットベネフィットの建設費ベースへの変換) |
| 3-4 | 最適化アルゴリズム (同電圧線路の新設)..... | 3-6 |
| 4. | 解析データの入力手順 | |
| 4-1 | 概要..... | 4-1 |
| 4-2 | 潮流計算(PFLOW)の入力データ..... | 4-1 |
| 4-3 | 最適化計算(PLOPT)の入力データ..... | 4-3 |
| 4-4 | ディレクトリー..... | 4-5 |
| 4-5 | コントロールワード..... | 4-5 |
| 4-6 | データフォーマット..... | 4-12 |
| 4-7 | 解析実行方法..... | 4-12 |
| 5. | 解析例 | |
| 5-1 | 潮流計算..... | 5-1 |
| 5-2 | 最適化計算..... | 5-1 |
| 5-3 | 入力データ例..... | 5-3 |
| 5-4 | 出力例..... | 5-6 |
| 5-5 | 出力の補足説明..... | 5-9 |
| 5-6 | 低圧システムへの電力用コンデンサの設置検討例..... | 5-13 |

第1部 電力損失低減 FS の検討の進め方

1. 送配電系統の電力損失

送配電線の損失には導体の抵抗損、変圧器の鉄損、銅損、コロナ損および漏れ電流損などがある。これらの内、導体の抵抗損と変圧器の銅損や鉄損を除けば、他のものは小さいので、通常、電力損失の低減の検討は、送配電線の損失の大部分を占める導体の抵抗損の低減に重点が置かれる。線路の抵抗損は次の単純な式で表される。

$$\text{Loss} = I^2 R \quad \dots \quad (1-1)$$

ここで

R：導体の抵抗

I：導体を流れる電流

この式が示すように、損失の低減は、導体抵抗の小さな設備にしていくか、電流そのものを小さくすることにより、実現できることがわかる。基本的には、電力用コンデンサの設置や、既設の電線の太い線種への取替（張替）、線路の新設あるいは高電圧導入などの系統の増強により、損失は小さくすることができる。

損失低減にあたっては、経済的なベネフィットが得られる範囲で、どの程度の損失低減をおこない得るのが重要となる。損失率の目標は、あらかじめ与えられているわけではなく、損失低減のために投資した結果として現れるものである。

ジョルダン国における配電網の電力損失低減についても、対象フィーダーについて個々に検討を実施し、最も大きなベネフィットをもつ対策案をもとめた。

損失率を適正な水準に保つためには、継続的な努力が不可欠であり、適正な損失率は、設備の効率性を示す指標の一つである。損失率を適正な水準に維持するために、線種の選定についても損失評価を含めて行うべきである。

損失低減の設備投資を行うことで、本来の目的である系統の効率性が改善されるとともに、電圧降下の改善や、供給能力、系統信頼度を高めることができる。対策案については経済性の面ばかりではなく電圧や信頼度など系統の品質面などからも検討されなくてはならない。

2. 送配電損失低減対策のメニュー

電力損失の低減は、設備の改善による抵抗値や電流そのものの減少あるいは、運用状況の改善によって実現できる。配電網の電力損失低減のために一般的に次のような対策が実施されている。

- 不平衡電流の均平化
- 配電線負荷の均平化(フィーダー開放点の変更など)
- 電力用コンデンサによる力率の改善
- 電線の太線化
- 同電圧線路の新設
- 高電圧の導入(変圧器の新設、負荷切替え)

配電線負荷や不平衡電流の均平化については、隣接の配電線との間や、各相の負荷を均等にすることなどにより実現できる。これらは特段の投資が伴わず、日常的に実施できる対策である。不平衡電流の改善によって、中性線の損失を減らすことができるばかりでなく、他の相に負荷を移動することで電圧のアンバランス、逆相電流も減らすことができる。

これに対して、高電圧の導入や、同電圧線路の新設、および電力用コンデンサの設置については、設備投資が伴うので、設備投資の効果を勘案しながら検討を行う必要があるものである。

設備投資の面では、電力用コンデンサについては、設置コストが他の設備増強に比べて小さく、特に力率の低い系統では、投資効率の高いものとなる。

張替は、既設の鉄塔や電柱が太い線にも対応できる場合には、効果的で経済的な対策の一つとなる。線路の新設に比べて線の太さがそれほど増加するわけではなく、損失低減の効果もそれほど大きいものではないが、設備投資が小さくてすむために、最もベネフィットの大きな損失低減対策案になる可能性がある。

このマニュアルでは、配電系統の損失低減対策について検討すべき項目を示し、線路の新設や高電圧導入など、投資を伴う損失低減対策を検討するにあたっての留意点を示している。

3. 電力損失低減の具体的検討方法

以下に、力率の改善、太線化、同電圧線路の新設、および高電圧導入などの電力損失低減対策の、検討方法、留意点などについて述べる。

3-1 電力用コンデンサによる力率の改善

電力用コンデンサによる力率改善の具体的検討方法、その効果や留意点などについて述べる。電力用コンデンサについては開閉器を設置して、無効電力の補償を必要としない軽負荷時に、開放可能なものとするのが考えられるが、低圧用の個々の電力コンデンサに開閉器を設置すると、コストが大幅に増加する。このため、電力用コンデンサについては開閉器を設置しない方式について検討を行った。

3-1-1 電力用コンデンサの最適設置場所と容量

電力用コンデンサの設置による電力損失低減は、電力 (kW) と電力量 (kWh) 両面の効果がある。

- ・電力の低減 (kW)
- ・電力量の低減 (kWh)

電力用コンデンサの設置場所は、その設置目的によって異なるので、電力用コンデンサのそれぞれの最適な設置点を、以下に説明する。

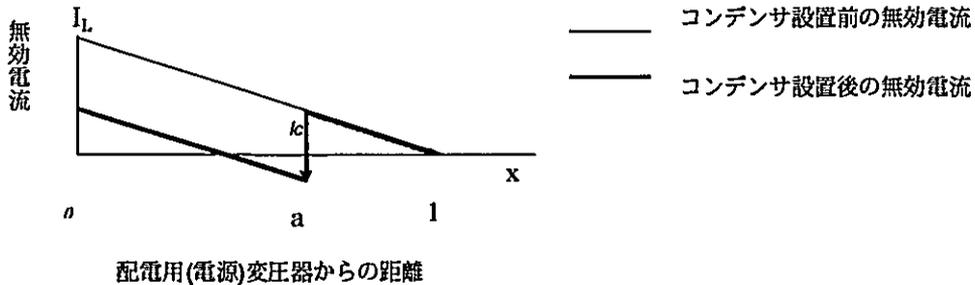
電力用コンデンサの容量は、軽負荷時の無効電力が過剰になることで、電圧が運用幅を超過することがないように、ジョルダンのロードカーブを基にピーク時における送り出し点 (変電所での低圧端) での無効電力負荷の半分として定める。この量の電力用コンデンサを設置すれば、軽負荷時には力率が1程度で運用することができる。低圧配電線の負荷は送り出し点での電流値のみ得られている。このため線路に沿って一様に分布した負荷と仮定している。

a. LV 配電系統

i. 電力ピーク低減のための電力用コンデンサ

負荷電流の有効電力成分は電力用コンデンサの設置による影響を受けないので、電流の無効成分にのみ着目して検討する。電力用コンデンサの容量(電流 I_c)は重負荷時の半分、すなわち軽負荷時での対象フィーダーの無効負荷電流と同じ値とする。無効負荷電流の分布は、(a)点に電力用コンデンサを設置することで図3-1に示されるように変化する。

図 3-1：無効電流の分布



コンデンサを(a)点に設置すると、送り出し点から(a)点までの無効電流は(Ic)によって減少するが、(a)点からフィーダー末端までの無効電流に変化はない。コンデンサ設置後の電力損失は以下の式によって表される。

$$\text{Losses} = R \int_0^a [I_L(1-x) - I_c]^2 dx + R \int_a^1 [I_L(1-x)]^2 dx = R \left[\frac{1}{3} I_L^2 - 2 I_c I_L (a - \frac{1}{2} a^2) + I_c^2 a \right] \dots (3-1)$$

ここで、Rは単位長さあたりのフィーダーの抵抗値であり、 I_L は無効電流である。式(3-1)を微分し、0と置くことにより、電力用コンデンサの最適設置点が求められる。

$$\begin{aligned} d(\text{LOSSES})/da &= R(-2I_c I_L + 2I_c I_L a + I_c^2) = 0 \\ a &= 1 - I_c / (2I_L) \end{aligned} \dots (3-2)$$

設置点(a)での無効電流は式(3-2)より、次のようになる。

$$i = I_L(1-a) = 1/2 I_c \dots (3-3)$$

式(3-3)は電力用コンデンサの最適設置点は、無効負荷電流が電力用コンデンサの容量の半分となることを示している。

負荷はフィーダーに沿って均等に分布している場合、電力用コンデンサの最適な設置点は、フィーダー中央部となる。

ii. 電力量の減少のための電力用コンデンサ

損失電力量を減少させるという点から見た電力用コンデンサの最適設置点は以下のとおりとなる。ここでは簡便に年負荷曲線は直線であると仮定する。無効電流による年間の電力量損失は式(3-4)により与えられる。

$$\begin{aligned} \text{Energy Losses} &= R \int_0^a [(M - I_L)(1-x) + I_L(1-x) - I_c]^2 dx + R \int_a^1 [(M - I_L)(1-x) + I_L(1-x)]^2 dx \\ &= R \left[(M - I_L)^2 (1/9) + (M - I_L) I_L (1/3) + (M - I_L) I_c (-a + a^2/2) + I_L^2 (1/3) - 2 I_c I_L (a - a^2/2) + I_c^2 a \right] \end{aligned} \dots (3-4)$$

式(3-4)を微分し、0と置くことにより、損失電力量を最小にする電力用コンデン

サの最適設置点が求められる。

$$a=1-l_c/(l_L+M) \quad \dots(3-5)$$

年負荷率と同様、年間の無効電力負荷率(RLF)を式(3-6)により定義する。

$$RLF=(l_L+M)/2 \times l_L \quad \dots(3-6)$$

(3-5)を(3-6)に代入することにより、次式が得られる。

$$a=1-l_c/(2RLF \times l_L) \quad \dots(3-7)$$

$x=a$ における無効電力負荷電流(l)は式(3-7)を用いて次のように表される。

$$l=l_L(1-a)=l_c/2RLF \quad \dots(3-8)$$

式(3-8)は、電力用コンデンサの最適設置点は無効負荷電流が $l_c/2RLF$ となる点であることを示している。

この検討では、年間無効電力負荷曲線が直線であると仮定したが、式(3-8)は一般の場合にもあてはまる。

年間無効電力負荷率と電力用コンデンサの最適設置点の関係は、年間無効電力負荷率(RLF)の値に応じ、次表のとおりまとめることができる。RLFの値に従って電力用コンデンサの最適設置点は変化し、年間無効電力負荷率(RLF)が小さくなるほど最適設置点は送り出し点から遠くなる。

表 3-1 年間無効電力負荷率と電力用コンデンサの最適設置点

| RLF | 無効負荷電流 | 最適設置点 |
|----------|---------------------------|----------------------|
| 50%(0.5) | $1.000l_c$ ($0.500l_L$) | 無効負荷電流が末端の 1/2 となる地点 |
| 60%(0.6) | $0.833l_c$ ($0.417l_L$) | 無効負荷電流が末端の 2/5 となる地点 |
| 70%(0.7) | $0.714l_c$ ($0.357l_L$) | 無効負荷電流が末端の 1/3 となる地点 |

b. MV 配電系統

MV 配電系統の力率改善にあたっては、二つの対策案が考えられる。一つは MV 側に電力用コンデンサを、低圧フィーダーへの設置方法と同様に、電力量損失低減面から適切な場所に集中設置すること、もう一つの案は LV 電力用コンデンサを配電用変電所の低圧母線に分散設置することである。前者は電力用コンデンサの設置数が少なく、大規模な負荷が集中してある場合などの力率改善に有利である。後者は単価が安いので設置費用が少なくて済み、また設置場所が十分にある場合には、需要の伸びに応じて設置量を容易に増加させられるなどの面で優れている。MV 側への電力用コンデンサの設置場所については、式(3-3)および式(3-8)が同様に適用できる。

年負荷率 70%の場合、MV 電力用コンデンサの最適設置点は、無効電力負荷が送り出し点の 1/3 となるところにある。一般に、中圧系統の負荷は、集中負荷として取り扱い、低圧系統とは異なる扱いとなるが、この関係は依然として有効である。MV 電力用コンデンサの最適設置点は送り出し点から 2/3 付近の中圧変電所

MV 母線となる。(負荷は均等に分布している場合。)

MV 側電力用コンデンサと LV 側電力用コンデンサの比較

<MV および LV 電力用コンデンサの設置条件>

MV 電力用コンデンサの容量は重負荷時の中圧配電線の送り出し点の無効電力の半分とし、軽負荷時でも力率 1.0 を保つようにする。MV 電力用コンデンサは、送り出し点における無効電流が 1/3 の地点に設置する。これらは LV 系統での力率改善の場合と同じである。

LV 側への電力用コンデンサは、変電所の二次側に設置する。LV 電力用コンデンサの合計容量は中圧の送り出し点での最大無効電力のおよそ半分に等しくなるようにし、配置については変電所の変圧器容量をもとに按分した。

<検討結果>

MV 電力用コンデンサと LV 電力用コンデンサを用いた場合の損失低減面における検討結果を表 3-2 に示す。これは、8 つの対象中圧フィーダーについての検討結果であり、LV 電力用コンデンサを分散して設置する案が、経済性では有利となった。LV 電力用コンデンサは、単価が安いために、MV 電力用コンデンサよりも投資額が小さく、損失低減量も、MV 電力用コンデンサによるものよりも大きい。これは、変圧器二次側への電力用コンデンサの設置により変圧器の銅損が低減されるからである。

表 3-2 MV および LV 側に電力用コンデンサを設置する場合の比較

| 対策 | MV 電力用コンデンサ | LV 電力用コンデンサ |
|---------------|-------------|-------------|
| 工事 | 28MVA | 28MVA |
| 単価 | 5JD/kVA | 4JD/kVA |
| 初期投資額(JD) (a) | 140,000 | 112,000 |
| 損失低減量(kW) | 1,198 | 1,337 |

3-1-2 電力用コンデンサの定格容量

電力用コンデンサのユニット容量は、配電線の無効電流負荷に基づいて決める。設置後の毎年の需要増加によって力率改善の効果が減少するので電力用コンデンサの容量系列を検討した。この検討では、電力用コンデンサの単位容量は、定格容量の系列の中から 1.5 倍づつの刻みで選定した。これは、5~7%の需要の伸び率のもとで5年程度増設することなく使用できるよう選定した。

電力用コンデンサの種類は、5kVA, 10kVA, 16kVA, 25kVA, そして 40kVA であり、これらの組み合わせにより無効電流の補償を検討する。

電力用コンデンサの組み合わせは次のような条件のもとで選定する。

- ・組み合わせて用いる電力用コンデンサの数は最大2ないし3とする。
- ・初年度の軽負荷時において力率が1となるように無効電力を補償する。

検討結果を次表に示す。ピーク時におけるフィーダーの送り出し点での力率は、電力用コンデンサ設置前後において、次表のとおりとなる。

表 3-3 低圧用電力用コンデンサの容量と設置後の送り出し点の力率（重負荷時）

| ピーク時の 負荷電 流(A) | pf : 0.85 | | pf : 0.80 | | pf : 0.75 | | pf : 0.70 | |
|----------------------|-------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------|-------------------|
| | 容量 (kVA) | 送り出 し点で の力率 | 容量 (kVA) | 送り出 し点で の力率 | 容量 (kVA) | 送り出 し点で の力率 | 容量 (kVA) | 送り出 し点で の力率 |
| 50 | 10 | 0.9598 | 10 | 0.9278 | 10 | 0.8905 | 10 | 0.8489 |
| 75 | 16 | 0.9653 | 16 | 0.9351 | 16 | 0.8993 | 16 | 0.8589 |
| 100 | 16 | 0.9415 | 16 | 0.9044 | 16 | 0.8631 | 16 | 0.8184 |
| 125 | 25 | 0.9598 | 25 | 0.9278 | 25 | 0.8905 | 25 | 0.8489 |
| 150 | 25 | 0.9448 | 25 | 0.9084 | 25 | 0.8677 | 25 | 0.8235 |
| 175 | 35 | 0.9598 | 35 | 0.9278 | 35 | 0.8905 | 35 | 0.8489 |
| 200 | 40 | 0.9598 | 40 | 0.9278 | 40 | 0.8905 | 40 | 0.8489 |
| 225 | 40 | 0.9500 | 40 | 0.9150 | 40 | 0.8754 | 40 | 0.8320 |
| 250 | 50 | 0.9598 | 50 | 0.9278 | 50 | 0.8905 | 50 | 0.8489 |
| 275 | 50 | 0.9518 | 50 | 0.9174 | 50 | 0.8782 | 50 | 0.8350 |
| 300 | 60 | 0.9598 | 60 | 0.9278 | 60 | 0.8905 | 60 | 0.8489 |

・10kVA: 5+5kVA or 10kVA, 35kVA: 10+25kVA, 50kVA: 25+25kVA, 60kVA: 10+10+40kVA

3-1-3 電力用コンデンサの効果

第一部、第6章で述べているように、損失低減の経済性を評価するにあたっては、対策初年度のピーク時における電力損失低減量に損失係数を乗じて計算し、その後の10年間にわたる電力損失低減量は、需要の伸び率をもとに計算している。この方法は、太線化、同電圧線路の新設、および高電圧導入などについては、負荷電流の分布は変わらないので損失低減量が負荷電流の二乗に比例して推移する。しかし、電力用コンデンサの場合、集中無効電力負荷であるので、フィーダーに沿っての電流分布が変化する。このため上記の方法をそのまま当てはめることはできない。また、10年間にわたるピーク、オフピーク時の損失低減量について潮流計算を全て検討することは、対象フィーダー数が多いことなどから、膨大な作業量となる。このような膨大な作業を回避するため、電力用コンデンサ設置後の等価電流・力率を検討することとした。

損失は電流の二乗に比例する。無効分、有効分の二つの電流成分による損失は、分解して計算することができる。

$$\begin{aligned} \text{合計損失} &= R [(I \cos \theta)^2 + (I \sin \theta)^2] \\ &= \text{有効電流損失} + \text{無効電流損失} \end{aligned}$$

この関係から、電力用コンデンサを設置した後の等価電流と等価力率を検討し、

検討対象期間 10 年間にわたる損失低減量が同じとなる等価な低減電流と力率をもとめた。初年度において改善された力率と等価電流を用いることにより、10 年間にわたる損失の低減分を容易に取り扱うことができる。具体的には以下の手順により、電力用コンデンサの設置後の損失低減を評価する。

- 力率 0.01 刻みで 10 年間で同じ損失低減量となる等価な低減電流をもとめる。
- 電力用コンデンサ設置前の負荷電流と等価電流の間の係数（電流低減係数）を計算する。
- 電流低減係数を用いて初年度ピーク時における損失を求める。
- その後については需要の伸び率から低減電力量を見積もる。

等価電流低減係数の計算方法を、以下に示す。

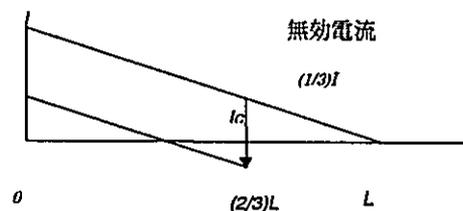
3-1-1 および 3-1-2 で述べたように、電力用コンデンサの効果を最大限活用するために低圧フィーダーにおいては末端から 1/3 の点に電力用コンデンサを設置する。等価電流低減係数は以下の条件で計算しており、下記の記述において「損失」とは無効電流による損失を意味する。

<条件>

- 10 年間の需要の伸び率：年 5%
- 損失係数：0.5463 (過去 3 年平均('96~'98))
- 電力用コンデンサの電流：初年度ピーク時無効電流の半分
- 電力用コンデンサの設置点：フィーダー上末端から 1/3

電力用コンデンサ設置後の電流分布は下図のようになる。このグラフでの各区間の電流の二乗値に抵抗値を乗じて積分することにより、電力用コンデンサを設置した後の全体の電力損失の式が下のようを得られる。

図 3-2：無効電流の分布



$$\text{損失} = \frac{1}{3}rL \cdot I^2 - \frac{8}{9}rL \cdot I \cdot I_c + \frac{2}{3}rL \cdot I_c^2$$

r: 単位長さあたりの抵抗

I: 送り出し点での無効電流

Ic: キャパシタの電流

L: フィーダーの長さ

年間の損失は上式に 8760h および損失係数を乗じることにより求められる。

$$\text{年間の損失} = \text{損失} \times \text{損失係数} \times 8760 \quad \dots (3-9)$$

無効電流分による 10 年間の損失は、(3-9)式を 10 年分積分することにより得られ、

下式となる。

10年間にわたる損失

$$-\sum_{n=1}^{10} \int_0^{8760} \text{Loss} dt = \frac{1}{3} rL \cdot 8760 \cdot \text{損失係数} \sum_{n=1}^{10} I_{n,peak}^2 - \frac{8}{9} rL \cdot 8760 \cdot L \cdot \text{負荷率} I_c \sum_{n=1}^{10} I_{n,peak} + \frac{2}{3} rL \cdot 10 \times 8760 \times I_c^2$$

$$I_{n,peak}: n \text{ 年目のピーク時無効電流} \quad \dots (3-10)$$

電力用コンデンサを設置しない場合の10年間の損失は、上の式で $I_c=0$ および損失係数 $\sum I_{n,peak}^2 = I_{1,peak}^2 \cdot 8.812$ とおくことにより得られる。

($I_c=0$ は電力用コンデンサが無いことを意味する。10年間のシステムの I の二乗の和に損失係数を乗じて、 $0.5463 \times \sum (I_{1,peak} \cdot 1.05^n)^2 = I_{1,peak}^2 \cdot 8.812$ となる。

$$10 \text{ 年間の損失 (電力用コンデンサが無い場合)} = \frac{1}{3} rL \cdot 8760 \cdot I_{1,peak}^2 \times 8.812 \quad \dots (3-11)$$

電力用コンデンサを設置した場合の10年間の損失は、 I_c に $1/2 I_{1,peak}$ を代入すれば、下式が得られる。

$$10 \text{ 年間の損失 (電力用コンデンサ設置後)} = \frac{1}{3} rL \cdot 8760 \cdot I_{1,peak}^2 \times 1.556 \quad \dots (3-12)$$

(3-11) および (3-12) から、無効電流による損失は電力用コンデンサの設置により10年間で $1.556/8.812=0.1766$ まで減少することがわかる。電力用コンデンサの設置により導体の抵抗値は変化しないので、 0.1766 の平方根が電力用コンデンサ設置前後の電流（無効分）の比となる。これは、初年度のピーク時の無効電力負荷の半分の量の電力用コンデンサをフィーダーの $2/3$ の地点に設置することにより、無効電流が等価的に 42.02% にまで減少することを示している。

$$I_{n,peak} \text{ (電力用コンデンサ設置の場合と等価)} = R \times I_{n,peak}$$

$$R = \sqrt{1.556/8.812} = 0.4202$$

負荷電流（皮相電流値）の低減率と改善後の力率をまとめると表 3-4 のようになる。電流低減係数(RCC)は電力用コンデンサ設置前後の皮相電流の比であり、等価力率(EQpf)は電力用コンデンサ設置後の力率を示す。

表 3-4 電流低減係数と等価力率

| 設置前の 力率 | 電力用コンデンサ設 置後 | | 設置前の 力率 | 電力用コンデンサ設 置後 | |
|------------|-----------------|-----|------------|-----------------|-----|
| | EQpf | RCC | | EQpf | RCC |
| 0.70 | 0.92 | 76% | 0.81 | 0.96 | 85% |
| 0.71 | 0.92 | 77% | 0.82 | 0.96 | 85% |
| 0.72 | 0.93 | 78% | 0.83 | 0.96 | 86% |
| 0.73 | 0.93 | 78% | 0.84 | 0.97 | 87% |
| 0.74 | 0.93 | 79% | 0.85 | 0.97 | 88% |
| 0.75 | 0.94 | 80% | 0.86 | 0.97 | 89% |
| 0.76 | 0.94 | 81% | 0.87 | 0.97 | 89% |
| 0.77 | 0.94 | 82% | 0.88 | 0.98 | 90% |
| 0.78 | 0.95 | 82% | 0.89 | 0.98 | 91% |
| 0.79 | 0.95 | 83% | 0.9 | 0.98 | 92% |
| 0.80 | 0.95 | 84% | --- | --- | --- |

3-2 同電圧線路の拡充

損失低減の手段の一つに、同電圧で線路を拡充する対策が考えられ、これには線路の新設と電線の張替太線化がある。建設費は、線路新設の方が太線化よりも高いが、損失低減の経済性によって比較し、選択されることとなる。対策案を選択する上での留意点を以下に説明する。

3-2-1 クリティカル電流

損失低減への投資の見返りは、配電システムの負荷が重いほど、また電線サイズが小さいほど、大きくなる。負荷電流をパラメータに様々な電線サイズについての経済性の検討を行い、正味の利益（ネットベネフィット）が正となる臨界電流を求めた。

a. 低圧配電系統

次の条件で、既設フィーダーの張替および既設フィーダーに併行に同電圧線路の新設をした場合の臨界電流を検討した。張替や線路の新設には AA100mm²、もしくは AA150mm² を用いた場合を検討した。既設線路の電線線種を次表に示す。

表 3-5 検討した線種

| アルミニウム線 | 銅線 |
|---|----------------------------|
| GANT(25mm ²), ANT(50mm ²), WASP(100mm ²), LAL50, LAL95 | LCU25, LCU35, LCU50, LCU70 |

i. 検討条件

負荷の年伸び率および検討対象期間をそれぞれ 5%および 10 年間とする。検討条

件を次の表に示す。

表 3-6 検討条件(LV)

| | | | |
|--------|----------|------------|-----------|
| kW 価値 | 82.24JD | kWh 価値 | 0.02779JD |
| 損失係数 | 0.546 | 年需要伸び率 | 5% |
| 検討対象期間 | 10 years | 割引率 | 8% |
| 年経費率 | 9.368% | 年間 O&M コスト | 2.5% |

AA100mm² もしくは AA150mm² を用いて電線張替および線路を新設した場合の建設費は以下のとおりとした。

表 3-7 張替および新設の建設費(LV)

| | | |
|----------------------|------|--------------|
| AA100mm ² | 電線張替 | 3,750 JD/km |
| | 線路新設 | 11,250 JD/km |
| AA150mm ² | 線路新設 | 12,750 JD/km |

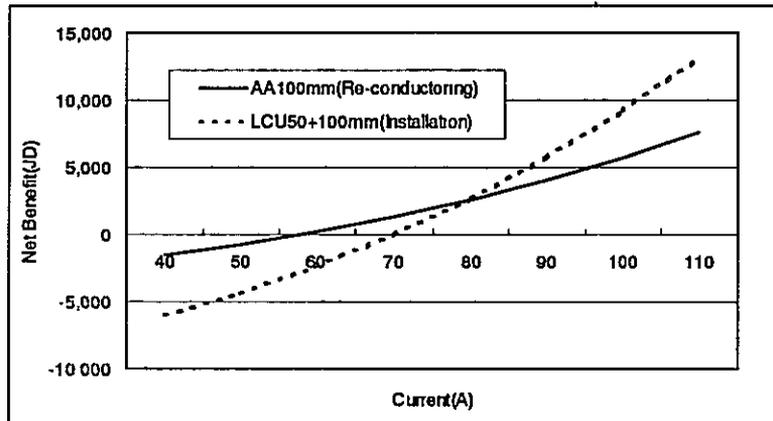
ii. 臨界電流と各対策案が経済的に優位となる電流領域

検討結果は表 3-8 のとおり。また張替および新設によるネットベネフィットを比較した例を図 3-3 に示す。

表 3-8 臨界電流および同電圧での系統増強が最適となる電流範囲 [A] (低圧)

| | | 張替 (AA100mm ²) | 新設 (AA100mm ²) | 新設 (AA150mm ²) |
|-------|--------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| GANT | 臨界電流 | 20 | 35 | 37 |
| | 最適電流範囲 | 21~94 | --- | 94~ |
| ANT | 臨界電流 | 36 | 54 | 55 |
| | 最適電流範囲 | 36~83 | --- | 83~ |
| WASP | 臨界電流 | --- | 88 | 88 |
| | 最適電流範囲 | --- | --- | 88~ |
| LAL50 | 臨界電流 | 31 | 49 | 49 |
| | 最適電流範囲 | 31~88 | --- | 88~ |
| LAL95 | 臨界電流 | 84 | 78 | 79 |
| | 最適電流範囲 | --- | 78~82 | 82~ |
| LCU25 | 臨界電流 | 27 | 45 | 46 |
| | 最適電流範囲 | 27~88 | --- | 88~ |
| LCU35 | 臨界電流 | 38 | 56 | 56 |
| | 最適電流範囲 | 38~83 | --- | 83~ |
| LCU50 | 臨界電流 | 58 | 70 | 70 |
| | 最適電流範囲 | 58~79 | --- | 79~ |
| LCU70 | 臨界電流 | --- | 88 | 88 |
| | 最適電流範囲 | --- | --- | 88~ |

図 3-3 低圧フィーダーにおける張替と新設のネットベネフィットの比較例
(既設線種 : LCU 50 mm²)



80A以下では、AA100mm²への張替のネットベネフィットのほうが、AA100mm²を新設する場合よりも、大きい。80A以上では、AA100mm²を新設する場合のネットベネフィットのほうが、AA100mm²へ張替する場合よりも大きい。

b. 中圧配電系統

i 検討条件

負荷の年平均伸び率および検討対象期間をそれぞれ5%および10年間とする。検討条件を次の表に示す。

表 3-9 検討条件(MV)

| | | | |
|--------|----------|------------|-----------|
| kW 価値 | 58.71JD | kWh 価値 | 0.02567JD |
| 損失係数 | 0.546 | 年需要伸び率 | 5% |
| 検討対象期間 | 10 years | 割引率 | 8% |
| 年経費率 | 9.368% | 年間 O&M コスト | 2.5% |

ACSR100mm²もしくはACSR150mm²を用いて電線張替および線路新設した場合の建設費は以下のとおりとした。

表 3-10 張替および新設の建設費(MV)

| | | |
|------------------------|------|--------------|
| ACSR100mm ² | 電線張替 | 4,428 JD/km |
| | 線路新設 | 13,285 JD/km |
| ACSR150mm ² | 電線張替 | 5,167 JD/km |
| | 線路新設 | 15,500 JD/km |

- ii 臨界電流と各対策案が経済的に優位となる電流領域
検討結果は表 3-11 のとおり。

表 3-11 臨界電流と同電圧での系統増強が最適となる電流範囲 [A] (MV)

| | | 張替 (AC100mm ²) | 張替 (AC150mm ²) | 新設 (AC100mm ²) | 新設 (AC150mm ²) |
|--------|------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| AAA50 | 臨界電流 | 42 | 36 | 64 | 60 |
| | 経済性優位の電流範囲 | ---- | 36~154 | ---- | 154~ |
| AAA100 | 臨界電流 | ---- | 72 | 104 | 94 |
| | 経済性優位の電流範囲 | ---- | 72~128 | ---- | 128~ |
| AC50 | 臨界電流 | 43 | 36 | 64 | 61 |
| | 経済性優位の電流範囲 | ---- | 36~158 | ---- | 158~ |
| AC100 | 臨界電流 | ---- | 71 | 103 | 93 |
| | 経済性優位の電流範囲 | ---- | 71~127 | ---- | 127~ |
| AC150 | 臨界電流 | ---- | ---- | 144 | 128 |
| | 経済性優位の電流範囲 | ---- | ---- | ---- | 128~ |

3-2-2 対策案の選択における検討事項

電線張替および線路新設について検討すべき事項を次に示す。検討にあたっての他の留意事項については後で述べる。

a. 低圧配電系統

検討に使用している PLOPT ソフトウェアでは、既設線路と併行して新設線路を建設することを仮定しているため、線路新設ルートについては、実際の状況を踏まえ最短ルートの構築や、負荷の分配方法などについて再検討を行うべきである。

b. 中圧配電系統

既設フィーダーの太線化張替、線路の新設の同電圧での対策についての留意事項について述べる。

中圧フィーダーが広いエリアの供給力であること、比較的大きな負荷をもっていることから、太線化張替については、工事中の供給力が不足するなどの困難が予想される。このため、隣接系統の 132/33kV 電源変電所への切替などによる供給力など、建設の実施可能性について検討する必要がある。

3-3 上位電圧の導入

PLOPT ソフトウェアでは変電所および既設配電線に沿った高電圧線路の導入を検討している。このソフトウェアでは高電圧線路の長さ、線種および変電所の位置、容量、さらには低圧側の既設系統の開放点を変更しながら、損失低減による

ベネフィットと費用を計算する。PLOPTは最も経済効果の大きい線種と変圧器の組み合わせを選択する。

3-3-1 上位電圧導入検討の一般的な留意事項

既設設備の地理的關係や土地取得の制限などの条件をソフトウェア上で考慮すると、膨大な量の情報が必要となり、ソフトウェアは非常に大きく複雑なものとなる。このような困難な状況を回避するために、最適化計算については、既設配電線に沿って線路が新設されるという条件のもとで系統増強の検討が行われる。このため、高電圧線路の導入や中圧線路の新設においては、PLOPTソフトウェアの結果をそのまま現実に移すことはできない。また、送電線や主要な変電所のように大規模な電気設備を建設するための用地確保には様々な制約がある。既設ルートよりも短い距離のルートが存在する場合もある。ソフトウェアが選定した対策案については、解析結果を基に再検討を行い、人智による磨きあげを行うべきである。

3-3-2 対策案の選択の過程での検討事項

a. 低圧配電系統

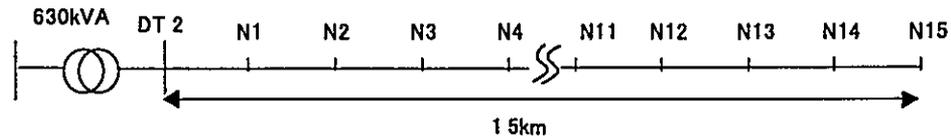
中圧フィーダーのルートや変圧器の設置場所については、既設の変電所および他フィーダーの配置を考慮して、再検討すべきである。

b. 中圧配電系統

既設 MV フィーダーに沿った 132kV 送電線の建設は、距離が長くなる場合があり、ときには物理的あるいは他の条件により制約されることがある。132kV 送電線は、幹線系統であり、最短の経済的な送電線ルートの選定について検討するとともに、長期的観点から、その送電ルートを検討する必要がある。132/33kV 変電所の設置場所についても、地域供給および将来の中圧系統の形成を含め注意深く検討しなければならない。

3-3-3 中圧導入についての予備検討

中圧導入対策と既設電線サイズ、負荷電流の關係を把握するために、各々の既設の電線について、負荷電流をパラメータに、どの程度の負荷電流の場合に中圧導入対策がネット・ベネフィットを生じるのか、また低圧線路新設や太線化などの低圧線路増強案に対して経済的に優位となるのか、モデル系統を用いて検討した。以下にモデル系統を示す。



線路長は 1.5km、1 区間 0.1km の 15 区間とした。電源変圧器の容量は 630kVA とし、当該配電線以外の負荷を調整して稼働率は 50%とした。負荷電流は均等分布負荷とし、送り出し電流を 10A 刻みで 40A から 240A とした。中圧系統が架空線の場合、及び地中ケーブルの場合について検討した。
 検討結果を表 3-12 に示す。また同電圧対策および高電圧導入によるネットベネフィットを比較した例を図 3-4 に示す。

表 3-12 中圧導入対策の臨界電流（中圧線：架空）

| 既設低圧線 | 電流値 (A) | |
|-------|---------|-------|
| | 臨界電流 | 最適範囲* |
| WASP | 120 | 130～ |
| LAL95 | 110 | 120～ |
| LCU50 | 100 | 120～ |
| LCU35 | 90 | 120～ |
| ANT | 90 | 120～ |
| LAL50 | 80 | 120～ |
| GANT | 60 | 140～ |

*最適範囲：同電圧線路新設（WASP）よりも経済的となる領域

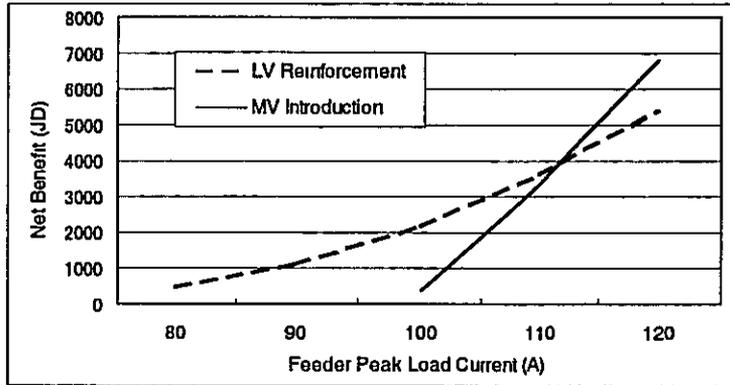
表 3-13 中圧導入対策の臨界電流（中圧線：地中）

| 既設低圧線 | 電流値 (A) | |
|-------|---------|-------|
| | 臨界電流 | 最適範囲* |
| LCU70 | 170 | --- |
| LCU50 | 150 | 170～ |
| LCU35 | 120 | 180～ |
| ANT | 120 | 180～ |
| GANT | 90 | 220～ |

*最適範囲：同電圧線路新設（WASP）よりも経済的となる領域

中圧系統が架空線、既設電線が WASP（100mm² アルミ裸電線）の場合を例にとると、負荷電流が 120A で中圧導入案でネット・ベネフィットが生じ、130A 以上となると同電圧対策の線路新設案よりも経済性で優位となることを示している。実際のフィーダーは、負荷の分布、系統の構成、電線サイズが区間毎に異なる等、上記のモデルのような単純なものではないので、直ちにこの結果を基に検討を進めることはできないが、目安を得るには十分と考えられる。

図 3-4 同電圧 (LV) 対策と高電圧 (MV) 導入のネットベネフィットの比較例 (既設線種: LCU 50 mm²)



フィーダーのピーク電流値が 100A の場合、低圧の系統増強の方が、中圧導入よりもネットベネフィットが大きい。120A では、中圧導入の方が低圧の系統増強よりもネットベネフィットが大きい。

4. 対策案の組み合わせの考え方

配電網の損失低減の対策として、電力用コンデンサによる力率改善と、高電圧導入などの流通設備そのものを拡充する方法がある。一般的に、初期投資額の大きな対策は、それに応じた大きなベネフィットを生み出すが、初期投資を回収するための期間は長期間を必要とする。一方、初期投資額の小さな対策は大きなベネフィットを生み出すことはないが、速やかに初期投資を回収することができる。電力用コンデンサによる力率改善はそのような対策であり、投資効率の面から最優先して適用されるべきものである。損失低減の検討のねらいは、最もネットベネフィットの大きい、言い換えれば経済便益の大きな対策を選択することであり、電力用コンデンサの設置と設備対策の組み合わせを検討すべきである。

4-1 対策案の組み合わせ

キャパシタによる力率改善は、経済性からみて中圧および低圧対象フィーダーの対策案中、最も効果的な対策である。したがって、電力用コンデンサの力率改善の検討をまずおこない、損失低減や電圧低下に対する効果を評価し、次の段階で、力率改善と組み合わせた他の対策を検討すべきである。言い換えると、力率が改善されたという条件のもとで、ネットベネフィットが得られるかどうかについて設備対策を検討すべきである。

検討する対策案の組み合わせを下表に示す。

表 4-1 検討する対策案の組み合わせ

| | 対策 |
|-----------|-------------------------------|
| 1 | 電力用コンデンサの設置による力率改善 |
| 対策案の組み合わせ | |
| 2 | 電力用コンデンサの設置による力率改善と張替 |
| 3 | 電力用コンデンサの設置による力率改善と同電圧線路の新設 |
| 4 | 電力用コンデンサの設置による力率改善と高電圧システムの導入 |

4-2 初期投資にともなう費用の回収期間

初期投資にともなう費用の回収期間は、投資を評価する指標の一つとなる。投資効果係数(IE 係数)は検討期間 (k 年間) のネットベネフィットと初期投資額との比として定義している。

$$\text{IE 係数} \equiv (\text{検討期間にわたるネットベネフィット}) / (\text{初期投資額})$$

損失低減により生じたベネフィットが、設備投資により生じる合計費用と等しくなる期間は、IE 係数をパラメータに計算できる。投資効果係数と費用全体の回収期間の関係を次表にまとめる。

表 4-2 投資効果係数と回収期間

| 投資にともなう費用の回収期間 | 投資効果係数 (IE 係数) |
|-----------------------|-------------------|
| 1 st year | 10.43 |
| 2 nd year | 4.68 |
| 3 rd year | 2.80 |
| 4 th year | 1.86 |
| 5 th year | 1.30 |
| 6 th year | 0.93 |
| 7 th year | 0.66 |
| 8 th year | 0.47 |
| 9 th year | 0.32 |
| 10 th year | 0.20 |

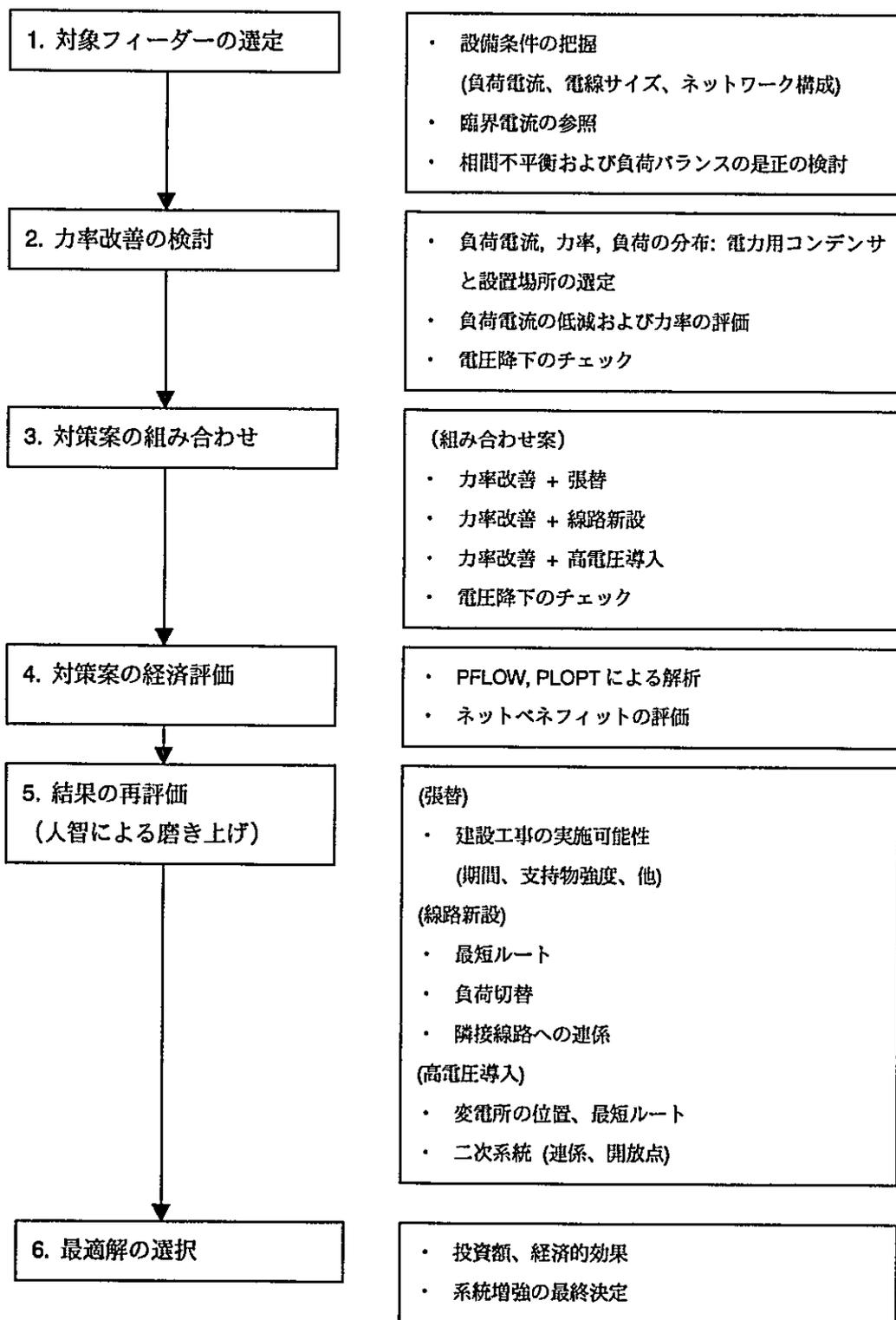
・投資効果係数 = 10年間のネットベネフィット / 設備投資額

投資効果係数が大きいと、費用の回収期間は短くなる。それぞれのフィーダーの対策案について、投資効果係数を用いて、投資効果面からの損失低減対策のランク付けができ、さらに、回収期間をもとにした対策案の優先順位付けができる。

最終報告書の第8章で述べるように、それぞれの対象フィーダーについての対策は投資効果係数を用いて評価した。

5. 検討フロー

損失低減の検討フローおよびそれぞれの検討段階における留意点を次のチャートに示す。



6. 配電網の電力損失低減の経済性

配電網の電力損失低減のためには、送配電系統への投資が必要であり、その見返りとして、燃料費の節減や、発送電設備への投資の削減などの経済的効果が得られる。電力損失を低減するためにどの程度の投資をしたらよいかについては、ネットベネフィット（見返りと投資によるコストとの差）に留意して、対応策を検討する必要がある。

6-1 損失低減によるネットベネフィット

損失を低減することにより、燃料費などが削減されるが、一方、損失低減に要する設備の追加・改良により、設備の償却費用や運転維持費などが増加する。ネットベネフィットは、検討対象期間の、この両者の差として定義され、次の式で示される。

$$NB = EL - EF \quad \dots (6-1)$$

EL : 損失費の低減分

EF : 投資による設備経費

電力損失低減対策の目標は、経済的に最適な、かつ、実施可能な対策案を選択することである。ここでは経済的に見た最適案の検討方法について一般的に述べ、設備の経費と損失費の内容や計算方法については、後に詳述する。

図 6-1 は、設備量と設備の経費および電力損失費の一般的な関係を示したものである。設備の経費は、投資により生じるコストであり、減価償却費や運転維持費などである。損失低減のための投資により、電力損失は低減し、電力損失により生じていた費用は減少するが、設備の経費は増加する。一般的に、設備量は投資額に比例し増加するが、電力損失費は設備量が増加すると減少する。（系統全体の抵抗値が減少するため。）これらの、合計の費用「設備の経費」+「損失費」は、図 1-1 に示されるように、一般的に下に凸の形状になり、最下点が経済的最適点である

図 6-1 設備の経費、設備量および損失費の関係

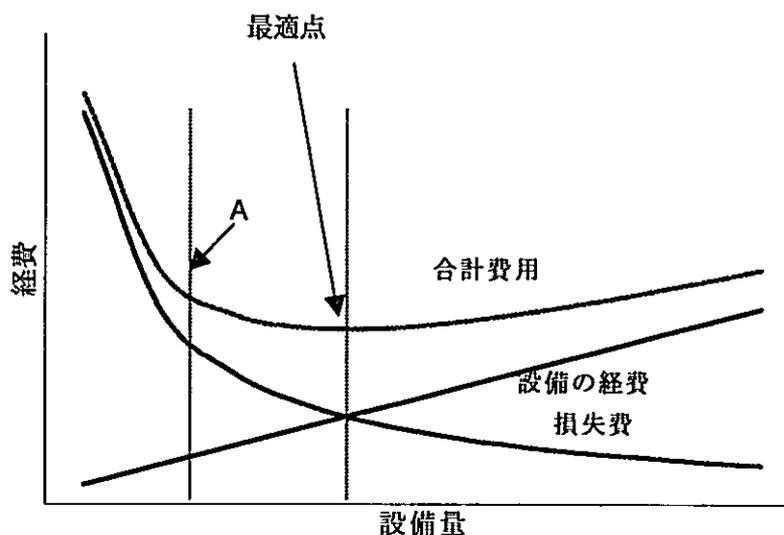


図 6-1 の A 点が現状の状態とすると、損失低減のための投資を行うことにより、右方に移行し、設備経費は増加するが、電力損失費は減少するので、全体として、コストが下がることとなる。

系統全体の最適点を求めるために、すべての設備の検討を行うことは、困難である。したがって個々の対象設備について最適点を検討することとなる。

個々の設備についてみると、式(6-1)の電力損失の低減分の EL と、設備の増分経費 EF との差のネットベネフィットを最大とすることが、検討の目標となる。

6-2 投資にともなう設備の経費

建設された設備により生じる費用（経費）は、金利、償却費、O&M 費用や税などのその他の費用から構成される。設備の年間の経費は、年経費率すなわち年間の設備経費の投資額に対する割合を用いて表される。定額償却法による年経費は、設備の寿命（耐用年数）に亘って一定として評価される。

6-2-1 金利と償却費用の経費

設備投資額 (C)、設備の耐用年数 (n)、n 年後の設備の残存価値 (RE) 割引率 (i) をもとに、定額償却法による n 年目の償却費は(6-2)式で表される。

$$AC = (C - RE) i / (1 - (1+i)^{-n}) \quad \dots (6-2)$$

$$\text{ここで } AC(1+i)^{-1} + AC(1+i)^{-2} + AC(1+i)^{-3} + \dots + AC(1+i)^{-n} = C - RE$$

$$AC(1+i)^{-1} * [(1 - (1+i)^{-n}) / (1 - (1+i)^{-1})] = C - RE$$

$i/(1-(1+i)^{-n})$ は資本回収係数である。

6-2-2 O&M、その他の経費

O&M や資産税などのその他の費用は、設備の投資額に対する比率で扱い、(6-3)式で示される。

$$AM = C \cdot b \quad \dots(6-3)$$

b は O&M と、その他の費用の投資額に対する年間の比率である。

6-2-3 設備の年経費合計・年経費率

以上の経費を、設備投資に伴い生じる年間の費用(年経費)という。具体的には(6-2)式および(6-3)式を合計したものが、年経費である。

$$AEF = (C - RE) i / (1 - (1 + i)^{-n}) + C \cdot b \quad \dots(6-4)$$

ここで $AEF = AC + AM$

投資額と年経費の比率を年経費率と呼び、これを使うと年経費は(6-5)式で表すことが出来る。

$$AEF = AER \cdot C \quad \dots(6-5)$$

AER は年経費率で

$$AER = AEF / C = (1 - a) i / (1 - (1 + i)^{-n}) + b \quad \dots(6-6)$$

ここで $a = RE / C$

と定義される。

6-3 電力損失の経済評価値 (kW および kWh 価値)

電力損失の経済価値には、kW 価値と kWh 価値との2つがある。前者は、発電設備や送電設備などの建設コストの削減に対応し、後者は、発電燃料費や運転コストの削減に対応したものである。

6-3-1 kW 価値 (単価)

電力設備は、ピーク需要に対応して建設される。このため、kW 単価は、発電および送電設備の kW あたりに毎年支払うべき「発電所の建設コスト」+「送配電システムの建設コスト」に係わる費用として定義される。検討期間にわたるこれらの建設コストは 6-2 で述べたように設備の年間の経費を基に評価することができる。

6-3-2 kWh 価値 (単価)

kWh 単価は、発電および送電するために投入されたエネルギーコストとして kWh あたりの「燃料費」+「O&M コスト」などで定義される。このうち O&M コスト

は、設備の建設コストに対応して一定と見なして、kW 単価に含ませる場合がある。

kW 単価と kWh 単価は、システム全体で平均的コストと考えられ、通常、いくつかの発電所についての加重平均値が使用される。

6-4 送配電損失の低減分の経済評価（ネットベネフィット）

ピーク時の kW の低減分および、年間の kWh の低減分を用いて、これらに kW 単価および kWh 単価を乗することにより、送配電損失低減の経済価値を評価することができる。

| | | |
|-------------------|---|--------------|
| kW 単価 | : | KWC |
| kWh 単価 | : | KWHC |
| 年間のピーク時の kW 損失低減分 | : | ΔAL |
| 年間の kWh 損失低減分 | : | ΔALH |

年間の損失低減の経済価値は(6-7)式で示される。

$$\Delta AEL = \Delta AL * KWC + \Delta ALH * KWHC \quad \dots(6-7)$$

年間の kWh の損失低減分は損失係数 (LossF) を用い、

$$\Delta ALH = \Delta AL * 8760 * LossF \quad \dots(6-8)$$

と示せる。

年間の損失費の低減分(ベネフィット)は次式にて与えられる。

$$\Delta AEL = \Delta AL * KWC + \Delta AL * 8760 * LossF * KWHC \quad \dots(6-9)$$

6-5 損失低減の経済評価

6-5-1 年間のネットベネフィットの計算

電力損失低減による年間のネットベネフィットは、6-2 および 6-3 の投資に伴う年間の費用および投資による年間の電力損失低減効果の差であり、(6-10)式で表される。

$$ANB = \Delta AEL - AEF \quad \dots(6-10)$$

ANB: 年間の損失低減のネットベネフィット

ΔAEL : 設備投資による年間の電力損失低減によるベネフィット

AEF: 設備投資に伴う設備の年間増加経費

6-5-2 m年間にわたる損失低減のネットベネフィットの計算

次に、投資から k 年後における年間のネットベネフィットを ANB(k) とする。初年

度から m 年間の損失低減のネットベネフィットの現在価値の合計は、(6-10)に原価係数を乗じ加えあわせることにより、(6-11)式で表すことができる。

$$\begin{aligned}
 & m \text{ 年間のネットベネフィット(現在価値)} \\
 & = \sum_{k=1}^{k=m} \text{ANB}(k) * (1+i)^{-k} \\
 & = \sum_{k=1}^{k=m} \Delta \text{AEL}(k) * (1+i)^{-k} - \sum_{k=1}^{k=m} \text{AEF}(k) * (1+i)^{-k} \\
 & = \text{「}m \text{ 年間のベネフィット」} - \text{「}m \text{ 年間の設備経費」} \quad \dots(6-11)
 \end{aligned}$$

式 (6-11) は、初年度に行う対策の投資額「C」を用いて次の形に書くことができる。

$$\begin{aligned}
 & m \text{ 年間のネットベネフィット(現在価値)} \\
 & = \sum_{k=1}^{k=m} \Delta \text{AEL}(k) * (1+i)^{-k} - \text{ER}(m, i) * C \quad \dots(6-12)
 \end{aligned}$$

ここで $\text{ER}(m, i) = \sum_{k=1}^{k=m} \text{AER} * (1+i)^{-k}$ であり、「投資額に対する m 年間の設備経費率」に相当する。

6-6 m 年間における kW あたりの電力損失低減の経済価値

初年度で 1 kW 低減した場合の m 年間の電力損失の低減分とそのベネフィットの合計値の求め方を以下に述べる。ここで、初年度に 1kW 低減することによる (kW 損失低減あたり) m 年間のベネフィットの合計値を「損失低減評価値」と名付ける。損失低減評価値は PLOPT においてベネフィットを評価するにあたり非常に重要な値である。初年度の系統ピーク需要を次のように表す。

$$\text{初年度の系統ピーク需要} = \text{AP}(1) \quad \dots(6-13)$$

系統の損失は負荷(電流)の二乗に比例するので、設備増強前の系統の状態を「G」、 W をその系統における定数とすると、初年度の系統ピーク需要における損失は次式により表される。

$$\text{AL}(1, G) = W * \text{AP}(1)^2 \quad (\text{kW}) \quad \dots(6-14)$$

系統が変わらなければ、2年目のピーク時の損失は次のようになる。

$$\text{AL}(2, G) = W * \text{AP}(2)^2 \quad (\text{kW}) \quad \dots(6-15)$$

同様に、系統の状態が「G」であるときのk年度のピーク損失は次のようになる。

$$AL(k,G) = W * AP(k)^2 \quad (kW) \quad \dots(6-16)$$

次に、損失低減のための対策により、条件が「G」から「H」に変わったとする。条件「H」でのk年度のピーク負荷時の損失は次のようになる。

$$AL(k,H) = X * AP(k)^2 \quad (kW) \quad \dots(6-17)$$

ここで X は系統の状態が「H」であるときの定数である。

損失低減対策によるk年度のピーク負荷時における損失の低減分は

$$\Delta AL(k) = (W-X) * AP(k)^2 \quad (kW) \quad \dots(6-18)$$

対策初年度の電力損失の低減分は、

$$\Delta AL(1) = (W-X) * AP(1)^2 \quad (kW) \quad \dots(6-19)$$

で表され、(6-18)を(6-19)で割ることにより、(6-20)が得られる。(6-20)により、初年度とk年度の損失低減分の比は、初年度とk年度の需要の二乗比であることがわかる。

$$\Delta AL(k) / \Delta AL(1) = AP(k)^2 / AP(1)^2 \quad (kW) \quad \dots(6-20)$$

(6-20)は(6-21)のように書き換えることができる。k年度のピーク時の電力損失低減分は、(6-21)式に示されるとおり、初年度の電力損失低減分に、ピーク需要の比の二乗を乗ずることにより与えられる。

$$\Delta AL(k) = (AP(k) / AP(1))^2 * \Delta AL(1) \quad (kW) \quad \dots(6-21)$$

また、式(6-21)を(6-9)式に代入して、k年度の電力損失低減分のベネフィットについて、次式を得る。

$$AEL(k) = (KWC + 8760 * LossF * KWHC) * (AP(k) / AP(1))^2 * \Delta AL(1) \quad \dots(6-22)$$

m年間にわたる電力損失費の低減分の合計(ベネフィット)は、低減された費用を検

討対象期間にわたり合計することで、以下の通りとなる。

m 年間のベネフィット(現在価値)

$$\begin{aligned} &= \sum_{k=1}^{10} \Delta AEL(k) * (1+i)^{-k} \\ &= [\sum_{k=1}^{10} (KWC + 8760 * LossF * KWHC) * (AP(k) / AP(1))^2 * (1+i)^{-k}] * \Delta AL(1) \\ &= \text{「損失低減評価値」} * ER(m, i) * \Delta AL(1) \end{aligned}$$

...(6-23)

ここで

$$\begin{aligned} &\text{「損失低減評価値」} \\ &= (KWC + 8760 * LossF * KWHC) * [\sum_{k=1}^{10} (AP(k) / AP(1))^2 * (1+i)^{-k}] / ER(m, i) \end{aligned}$$

...(6-24)

(6-23)式を(6-12)式に代入することにより、電力損失低減のための設備投資を実施した場合の、m 年間の電力損失低減によるベネフィットと経費との差であるネットベネフィットが得られる。

m 年間のネットベネフィット(現在価値)

$$\begin{aligned} &= \text{「m 年間のベネフィット」} - \text{「m 年間の設備経費」} \\ &= \text{「損失低減評価値」} * ER(m, i) * \Delta AL(1) - ER(m, i) * C \end{aligned}$$

...(6-25)

「損失低減評価値」については第2部 3-3 参照。

6-7 ネットベネフィットの計算例

図 6-2 に示したように、33/0.4kV 配電用変電所を電源とする 2 本の低圧フィーダー—ANT(50mm²)で構成される系統「EX1」を例にする。この低圧系統の負荷電流は表 6-1 に示すとおりである。

図 6-2 EX1

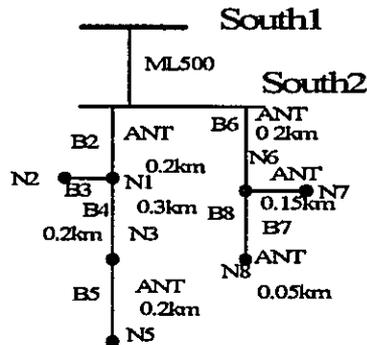


表 6-1 EX1 の負荷電流

分布電流の指定値

| ネットワーク名 | 構成プランチ | 力率 | ネットワーク上最初のプランチの始点電流(A) | | |
|---------|----------|------|------------------------|-----|-----|
| | | | R | S | T |
| B2 | B2,B3,B4 | 0.83 | 120 | 140 | 100 |
| B5 | B5 | 0.83 | 31 | 25 | 32 |
| B6 | B6,B7 | 0.83 | 130 | 150 | 110 |
| B8 | B8 | 0.83 | 85 | 87 | 68 |

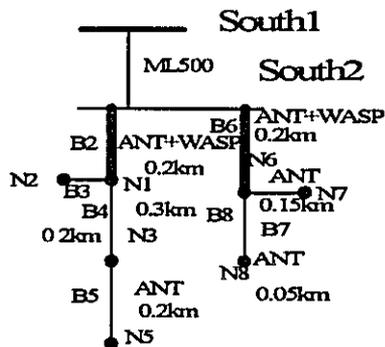
集中負荷ノードの電流

| ノード | 力率/位相角 | R | S | T |
|-----|-------------|-----|-----|-----|
| N8 | -60 degrees | 45 | 50 | 53 |
| N8 | 90 degrees | 30 | 30 | 30 |
| N3 | 0.75 | 100 | 110 | 120 |

*N8 の 90degrees の負荷 (電力用コンデンサ) は分布電流の指定値には含まれないものとする。

既設線路の第一区間に WASP(100mm²)の線路を新設した場合の、電力損失低減の経済性を検討する。増強後の系統は図 6-3 のとおりであり、「EX1R」と名付ける。

図 6-3 EX1R



今、既設の B2 および B6 に併設して線路を新設した場合の 10 年間のネットベネフィットを知りたい。損失低減分は「EX1」と「EX1R」における損失の差である。PFLOW プログラムを使用し、両者の系統の損失を計算する。このケースでは変圧器 2 次側の母線 (South2) をスラックノードに設定し、計算した。結果を表 6-

2に示す。

表 6-2 両者のネットワークの損失 (PFLOW の結果)

(単位 : kW)

| Ex1(既設) | | Ex1R(改良後) | |
|---------|-------|-----------|-------|
| ブランチ | 損失 | ブランチ | 損失 |
| B2 | 4.498 | B2 | 1.5 |
| B3 | 0.093 | B3 | 0.093 |
| B4 | 1.5 | B4 | 1.5 |
| B5 | 0.111 | B5 | 0.111 |
| B6 | 3.713 | B6 | 1.238 |
| B7 | 0.033 | B7 | 0.033 |
| B8 | 0.225 | B8 | 0.225 |

EX1 での損失は線路増強区間の B2 と B6 で減少し、他のブランチの損失は変化していない。

表 6-3 損失の低減分

(単位 : kW)

| ブランチ | 損失の低減分 (kW) | 対策 : 長さ |
|-------|-------------|---------------------------|
| B2 | 2.998 | ANT -> ANT + WASP : 0.2km |
| B3 | 0.0 | - |
| B4 | 0.0 | - |
| B5 | 0.0 | - |
| B6 | 2.475 | ANT -> ANT + WASP : 0.2km |
| B7 | 0.0 | - |
| B8 | 0.0 | - |
| Total | 5.473 | - |

次に、10 年間にわたる損失低減により生じるベネフィットと費用を計算する。年間の需要増加、損失低減の kW および kWh 価値、投資にともなう設備の費用（経費）を第 2 部表 3-1 の値と同じであるとすると、

損失低減評価値 = 2570.85 (JD) (第 2 部表 3-1)

設備投資額に対する 10 年間の設備経費の比 :

$ER(10, 0.1) = 0.83055$ (割引率 0.1(10%))

初年度での kW 損失の低減量、表 6-3 に示される PFLOW の結果のとおり、

$\Delta AL(1) = 5.473$ (kW)

WASP の建設単価と亘長は、

C/km = 11250 (JD/km) (WASP の建設に対する km あたりの設備投資額)
建設する長さ = 0.4km

(6-25)式から 10 年間のネットベネフィットを次のように計算することができる。

$$\begin{aligned} & \text{10年間のネットベネフィット(現在価値)} \\ & = \text{「10年間のベネフィット」} - \text{「10年間の設備経費」(現在価値)} \\ & = \text{「損失低減評価値」} * ER(10, 0.1) * \Delta AL(1) - ER(10, 0.1) * C \\ & = 2570.85 \text{ (JD)} * 0.83055 * 5.473 \text{ (kW)} - 0.83055 * 11250 \text{ (JD/km)} * 0.4 \text{ km} \\ & = 7949 \text{ (JD)} \qquad \qquad \qquad \dots(6-26) \end{aligned}$$

この例ではネットベネフィットは正の値であり、第一区間は潮流の最も大きい区間であるので、線路を新設する対策はこの例に示されるとおり選択肢の一つとなる。

第2部 PFLOW および PLOPT プログラム・マニュアル

1. システムの概要

配電損失低減の検討には、潮流・損失計算のための PFLOW (Power Flow)と、最適化を行うための PLOPT(Power Loss Optimization)とを用いている。それぞれのプログラムの概要とシステム構成は以下の通りである。

1-1 潮流計算プログラム(PFLOW)

送電システムやその二次システムである基幹配電システムなどは、通常、三相が平衡しているものと見なされ、システムは等価的に単相模擬で表現される。また、各電気所の測定データや、負荷想定値を基に、電気所毎の負荷が、集中負荷として模擬され潮流計算が行われる。システムの状態は、電力方程式で記述され、潮流解を得るため、収束性や計算速度の面から、ニュートン・ラフソン法が広く用いられている。

これに対して、低圧の配電システムについては、電圧や電流などの測定を特別に行わない限り、個々の負荷データを一般に入手することができない。さらに、各相の負荷は通常それぞれ異なっており、不平衡負荷である。このため、低圧配電システムの潮流計算については、三相不平衡負荷を反映できるとともに、分布負荷の模擬などができるものとする必要がある。送り出し点での電圧、電流値をもとに分布負荷を仮定して計算を行う。具体的には三相4線式の低圧配電システムでは、各相の不平衡が取り扱えるよう、中性線と三相の4つをモデル化する必要がある。

このような、集中負荷、単相モデルの送電線および基幹配電線のネットワークと、分布負荷をもつ三相4線式のシステムを、1つのシステムとして同時に扱える潮流計算プログラムとして、PFLOWが開発された。PFLOWは配電網電力損失低減のプロジェクトでの検討に活用すべく改良され、本プロジェクトにおいても用いることとした。以下にPFLOWについて概説する。

1-2 損失低減最適化プログラム(PLOPT)

PFLOWにおいては、低圧システムの各相の潮流計算がまず実行される。これに接続される上位システムの送電システムもしくは中圧配電システムにおける単相潮流計算が引き続き実行され、低圧システムとの接続点で、電圧および電流値(三相電流の平均値)がともに合うまで、(収束範囲に入るまで)繰り返し修正計算が行われる。

送配電システムの損失を低減すると、発電設備や送電設備などの必要量が少なくなるとともに、燃料の使用量が減少する。これは損失低減のベネフィットであるが、そのためには、送配電設備への投資が必要であり、投資に伴い、設備の償却、O&Mに要する費用が発生する。

「投資に伴う費用」と「損失低減によるベネフィット」の差は「損失低減による

ネットベネフィット」であるが、どの設備増強(線種、変圧器の容量など)を行えば、正味の経済的便益が最大となるかを見極めるためには、膨大なケーススタディと、複雑な作業手順が必要となる。このような複雑な作業や検討を効率的に進めるため PLOPT が用いられる。具体的には、損失低減の経済性の観点から、様々な設備についての対策案が比較検討され、正味の経済便益が最大となる設備増強を求めることができる。

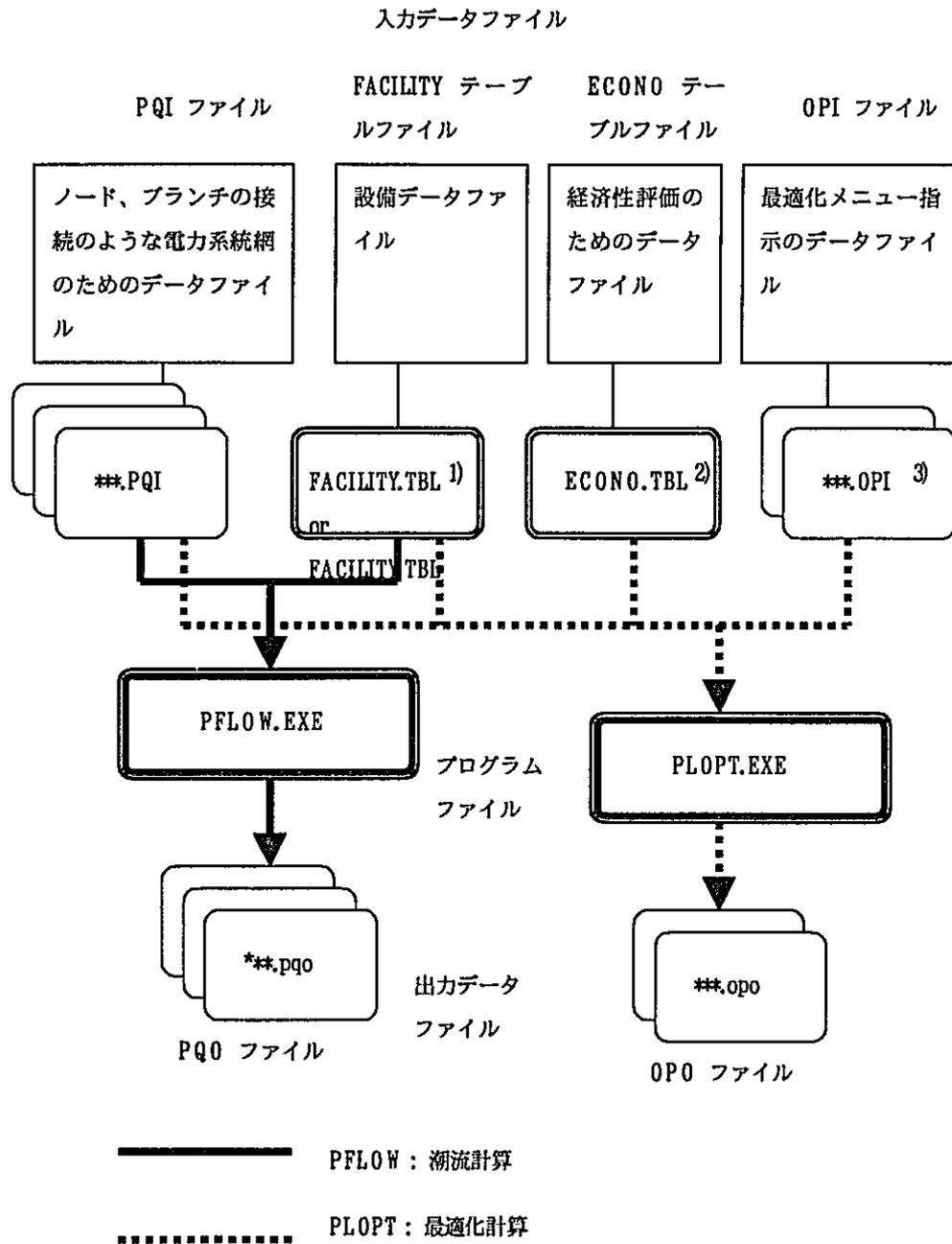
PLOPT での検討手順は次のとおりである。最初に、潮流計算によって潮流および電流の分布を決める。次に、あらかじめプログラム上に設定された様々な設備対策について損失低減量を検討する。最後に、対策案のネットベネフィットを比較し、正味のネットベネフィットが最大となる対策案が選択される。

1-3 システム構成

図.1-1 に PFLOW および PLOPT の主なシステム構成を示す。実線は PFLOW、点線は PLOPT のデータや処理のフローを示す。主なシステム構成は以下のとおり。

- 入力データファイルは4つあり、PQI ファイル、Facility テーブルファイル、Econo テーブルファイルおよび OPI ファイルからなる。
- PFLOW には潮流計算のプログラムファイルである PFLOW.EXE ファイルがある。PQI ファイルと Facility テーブルファイルのデータを用い、PFLOW.EXE ファイルで潮流・損失計算が行われる。結果は自動的に PQO ファイルに格納される。PQO ファイルは***.pgo の名前と拡張子がつけられる。***の文字列は、PQI ファイル名と同じものとなる。
- PLOPT には、様々な対策案について、損失低減の経済性評価を実行するプログラムファイルの PLOPT.EXE ファイルがある。PLOPT では PQI ファイルと Facility テーブルファイル、ECONO テーブルファイル、および OPI ファイルのデータを用いて、PLOPT.EXE ファイルで電力損失の低減量や経済性の評価を、様々な対策案について実行する。結果は自動的に OPO ファイルに格納される。OPO ファイルは***.opo の名前と拡張子がつけられる。***の文字列は、PQI ファイル名と同じものとなる。
- プログラムファイルを含む PFLOW あるいは PLOPT にて使用される全てのファイルは、指示がない限り Microsoft Windows 上の、一つのフォルダの中に置かれなければならない。入力データファイルはテキストファイルであり、Microsoft Windows 上のノートパッドやワードパッドなどのテキスト編集用アプリケーションで編集できる。出力ファイルは、フォルダ内にテキストファイルとして自動的につくられる。

図 1-1 システムの概要



- 1) Facility.tbl とは異なる他のファイル名は @TBL コマンドの指示により使用可能
- 2) Econo.tbl とは異なる他のファイル名は @TBL コマンドの指示により使用可能
- 3) @OPI コマンドの指示がない限り、***.OPI ファイルの***の文字列は***.PQI ファイルの中の文字列と同じでなければならない。

2. 潮流計算プログラム (PFLOW)

2-1 概要

潮流計算プログラム(PFLOW)では、送電系統、中圧配電系統（高圧／中圧系統）などのように、3相負荷が平衡していると思わせる系統については、単相のネットワークモデルが、低圧配電系統（低圧系統）のように、各相の負荷が不平衡な系統については、各相のそれぞれをモデル化したネットワークモデルが用意され、同時に解析ができるものとなっている。高圧／中圧系統については負荷は単相で模擬され、定電力集中負荷として入力される。一方、低圧系統については、負荷やネットワークは各相毎に模擬され、定電流集中もしくは分布負荷が入力できるものとなっている。

2-2 高圧／中圧系統の模擬方法

送電系統、中圧配電系統などの高圧／中圧系統は、単相集中負荷モデルが用いられ、ノードについての電力方程式をニュートンラプソン法を用いて、収束解を求めるものである。ニュートンラプソン法は潮流計算に標準的に用いられている。

2-2-1 高圧／中圧系統の構成要素とモデル

- 発電機

発電機は、高圧／中圧系統においては、スラックノード、P-V指定ノード、あるいはP-Q指定ノードとして模擬される。

- 負荷

負荷は集中負荷として模擬される。負荷ノードは通常P-Q指定ノードとして模擬される。低圧配電系統との接続点である配電用変電所の低圧母線を除き、負荷特性は定電力特性としている。

- 送電線

送電線は単相で、 π 型等価回路で模擬される線路定数の抵抗、リアクタンスおよびアドミッタンスは集中定数である。

- 変圧器

変圧器は送電線と同様、リアクタンスを持つブランチとして模擬し、リアクタンスと直列な抵抗分により銅損が、高圧側母線と対地間の抵抗分により鉄損が模擬される。タップを模擬することができる。

2-3 低圧系統の模擬方法

低圧系統の模擬については、集中負荷と分布負荷の2通りの負荷電流模擬が可能であるが、後者が潮流データの少ない配電系統の潮流計算において通常用いられ

る方法である。低圧配電系統は、各相毎にモデル化され、中性線を含めて三相 4 線式として表される。具体的な模擬方法および電流、電圧の計算方法は次のとおり。

2-3-1 低圧配電系統のモデル

- 負荷

負荷は、分布負荷と集中電流負荷とが模擬可能である。低圧系統の負荷は、負荷電流で各相毎に模擬される。不平衡負荷も扱えるものとなっている。

分布負荷の模擬では、フィーダーの始点の電流値とフィーダーの長さを与えることにより、均等に負荷電流が配分される。また、集中負荷はノードに電流値を指定することにより模擬される。

- 低圧配電線

低圧配電線は、充電容量が小さいので、抵抗、リアクタンス分のみを有するブランチとして模擬される。

2-3-2 分布負荷模擬における電流の計算方法

分布負荷電流は、以下の手順で配分される。

- a. 部分ネットワークの始点の負荷電流を指示。(部分ネットワークとは同一の負荷密度をもつ低圧系統)
- b. 負荷電流密度は部分ネットワークの始点の負荷電流を部分ネットワーク内の低圧配電線総長で割ることにより計算され、各ブランチの負荷電流は、電流密度にそれぞれの長を乗ずることにより計算される。

2-3-3 電圧の計算方法

低圧配電系統の電圧は、以下の手順で算出される。

- a. ブランチの始点で、電圧を基準に電流位相差を指示(電圧規準)。
- b. ブランチ終点の電圧はブランチ始点の電圧およびブランチ電流により、次式により計算される。

$$V_r = V_f - (r + jx) \left(I_f \cdot L - \frac{1}{2} iL^2 \right)$$

V_r : ブランチ終点の電圧、 V_f , I_f : ブランチ始点の電圧、電流

i : ブランチ内の負荷の電流、 L : ブランチの長さ

ブランチ内での負荷力率は、ブランチ入り口の力率と同じであると仮定し、計

算を行っている。

- 2-4 高圧／中圧系統と低圧系統の接続点(配電用変電所の低圧母線)での境界条件
高圧／中圧系統の潮流計算は、配電用変電所の低圧母線を含め行われる。高圧／中圧系統内の負荷ノードは定電力負荷として、低圧系統との接続点である配電用変電所の低圧母線の負荷は、定電流負荷（配電用変電所の指定負荷電流）として計算を行い、境界点(配電用変電所の低圧母線)での電圧誤差が、指定誤差範囲に収まるまで、繰り返し収束計算が行われる。

3. 損失低減最適化プログラム (PLOPT)

3-1 最適化の意味合い

損失低減を実現するためには、送配電設備への投資を行うことが必要であり、投資に伴う設備の償却費や運転維持費などの費用が生じる。損失の低減により生じるベネフィットには、発電設備等や、燃料費の削減があるが、正味の経済性はネットベネフィットであり、ベネフィットと投資の結果生じる経費との差となる。次式(3-1)により示されるものとなる。

$$NB=EL-EF \quad \text{---} \quad (3-1)$$

NB : ネットベネフィット
 EL : 損失低減による発電設備費や燃料費の削減 (ベネフィット)
 EF : 損失を低減するために要した設備投資に伴う経費

損失低減の最適化は、ネットベネフィットの値を最大にする対策を見つけたことになる。

3-2 PLOPT における損失低減対策のメニュー

PLOPT が取り扱うことのできる損失低減対策のメニューは以下の通りである。

a. 同一電圧線路の増強

- 既設線の張替

既設の電線を太い電線（抵抗値の小さい）に張り替えて損失を低減することは、設備投資コストの小さな対策である。

線種・張り替え区間を変えながら、投資に伴う費用を算出するとともに、ロス低減の経済的効果を算出する。経済性の検討（コスト対ベネフィット）は、配電系統内のブランチ単位に進められる。損失低減の合計値、電線張替区間、長さ、張替の費用とベネフィット、最大の経済メリットが得られるケースなどが出力される。

- 同電圧線路の新設

既設フィーダに沿って既設と同電圧の線路の、線種・新設区間を変えながら、投資に伴う費用を算出するとともに、ロス低減の経済的効果を算出する。検討は、対象となる配電線のブランチ単位に行う。損失低減の合計値、電線張替区間、長さ、新設の費用とベネフィット、最大の経済メリットが得られるケースなどが出力される。

b. 上位電圧システムの導入

- 上位電圧システムの導入は、効果的な損失低減対策の一つである。既設低圧フィーダに沿って上位電圧線路を導入する検討は、コマンドの指示により、次のように行われる。まず、既設フィーダ沿いに上位電圧線路が新設され、変圧器が設置される。上位電圧システムの設備の種類(線種、変圧器)、および既設フィーダ上の開放点を変えながら、最大の損失低減を求めていく。次に、変圧器の位置を既設フィーダ上の隣の区間に移し、上位電圧線路を延ばす。上述と同様な方法で、既設フィーダ上の開放点、および上位電圧線路の設備(線種)と変圧器(容量)を変えながら、損失低減の効果を評価する。全ての区間への上位電圧の導入について、投資に伴う費用と損失低減の効果を計算する。ベネフィット、ネットベネフィットとともに、選定された対策案についての上位電圧線路の長さ、線種、変圧器の種類、容量といった設備や既設フィーダ上の開放点などが出力される。

以上の、損失低減のメニューについて、図 3-1～図 3-3 に概要を示す。

図 3-1 同電圧線路の増強(張替)

— 抵抗値の小さな電線への張り替え —

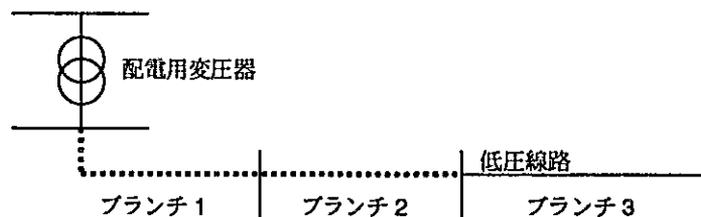
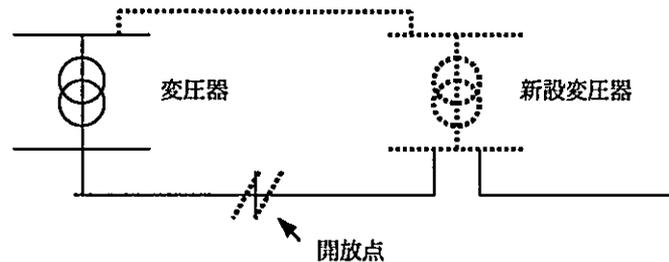


図 3-2 同電圧線路の増強(同電圧線路の新設)

— 既設線路沿いに同電圧線路を新設 —



図 3-3 上位電圧導入(配電用変圧器新設)
 — 既設線路沿いに上位電圧系統(線路および変圧器)を新設—



3-3 PLOPT ソフトウェア上のネットベネフィットの取り扱い補足説明 (ネットベネフィットの建設費ベースへの変換)

損失低減の最適化計算の中では、設備への投資によるコストと損失低減によるベネフィットを比較するものとなっていることは、解説した。様々な対策案について、検討に値する設備投資か否かを評価するため、PLOPT では、投資額と、投資額ベースに変換された電力損失低減のベネフィットとを直接比較することで、経済性の有無を判断させている。検討対象期間にわたるベネフィットを投資額ベースに変換することにより、ソフトウェア自体も簡素化でき、処理時間も短くなるばかりでなく、様々な建設費をもつ設備の取り扱いが簡潔になる。PLOPT ソフトウェアでの実際の取り扱い、すなわち検討対象期間のベネフィットの建設費ベースへの変換について以下に延べる。

第一部(6-25)式を $ER(m,l)$ で割ることにより、(3-2)式が得られる。

$$\begin{aligned} & m \text{ 年間のネットベネフィット} / ER(m,l) \\ & = \Delta AL(1) * \text{損失低減評価値} - C \end{aligned} \quad \dots(3-2)$$

ここで $\Delta AL(1)$ = 初年度ピーク時の電力損失低減分
 C = 設備の建設費

m 年間のネットベネフィットの現在価値が正の場合には、次の不等式が成立する。

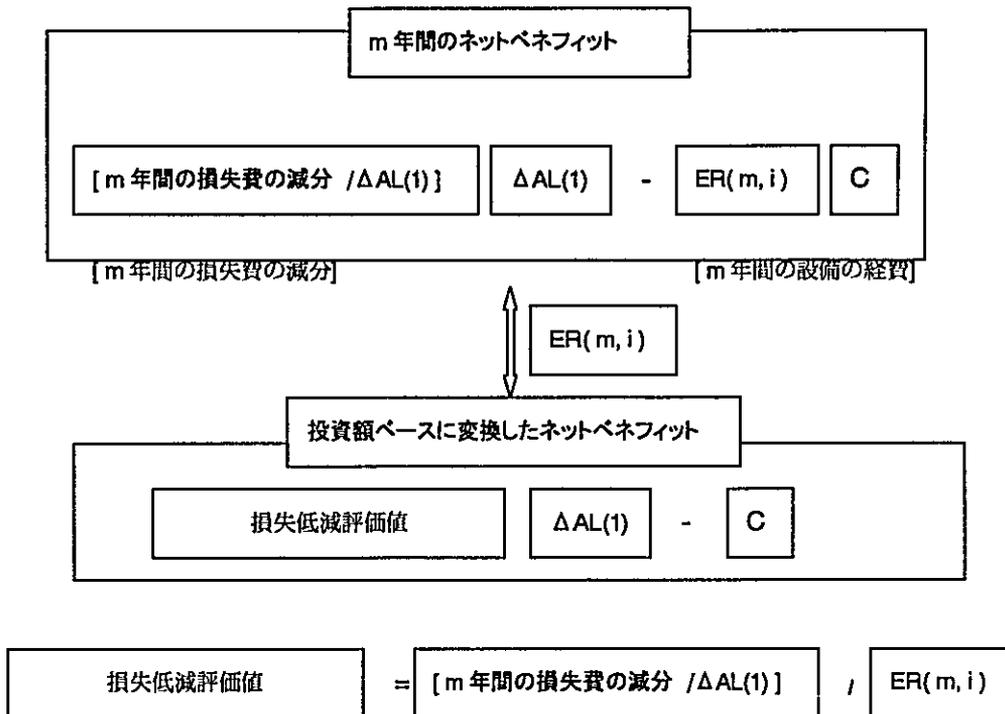
$$C < \Delta AL(1) * \text{損失低減評価値} \quad \dots(3-3)$$

この不等式で、建設費(設備投資額)と右辺を比較すると、対策案が適切か否か(ネットベネフィットが正になる対策か否か)の判断が容易にできる。不等式(3-3)の右辺は、初年度ピーク時の電力損失低減分($\Delta AL(1)$)に「損失低減評価値」を乗じたものである。このような理由により、PLOPTソフトウェアでは、

$\Delta AL(1)$ * 損失低減評価値：
建設費ベースでの損失低減評価値

を経済性の有無の判断に用いている。
言い換えれば、「損失低減評価値」は、ネットベネフィットが正になるための、1kW電力損失を低減するのに使える最小投資額を意味する。表 3-1 に「損失低減評価値」の計算例を示す。PLOPT プログラムで使用される Econo テーブルには「損失低減評価値」を入力する必要がある。これらの値は表 4-8 に示すように@VALL=、@VALM および@VALH=などのコントロールワードに続いて置かれる。PLOPT では式(3-2)の左辺がネットベネフィットとして出力される。ネットベネフィットと損失低減評価値の取り扱いを、図 3-4 に示す。

図3-4 ネットベネフィットと損失低減評価値



ここで

| | |
|---------------------|----------|
| 設備投資額 | C |
| 利率 | i |
| 検討対象期間(年) | m |
| 初年度ピーク時の損失低減分 | ΔAL(1) |
| 投資額に対する m 年間の設備経費の率 | ER(m, i) |

3-4 最適化アルゴリズム（同電圧線路の新設）

最適化計算を進める上では、線路の新設、張替および高電圧系統の導入の検討は別個に行われる。そのうち同電圧線路新設を検討する場合の、最適化アルゴリズムを図3-5に示す。

- ・系統網を記述するデータや、設備データおよび経済評価のためのデータをデータファイル内に用意する。
- ・最初に、潮流解析により系統内の電流分布が計算される。
- ・次に、フィーダーの第一区間と併行して線路を新設し、損失低減量と設備投資額を計算する。
- ・経済性の評価が、フィーダーのそれぞれの区間において行われる。
- ・損失低減のベネフィットと設備投資による経費の差がネットベネフィットであるが、これをそれぞれの区間上の異なる線種について計算する。
- ・あらかじめ指定したサイズ、種類の電線を変えて、解析をおこない、各区間において最もネットベネフィットが大きくなるケースの結果を記録する。フィーダーの末端の区間までネットベネフィットの計算がおこなわれる。
- ・最終的に、各区間において最もネットベネフィットが大きくなる対策案が区間ごとに出力される。

図 3-5 線路新設の最適化検討アルゴリズム

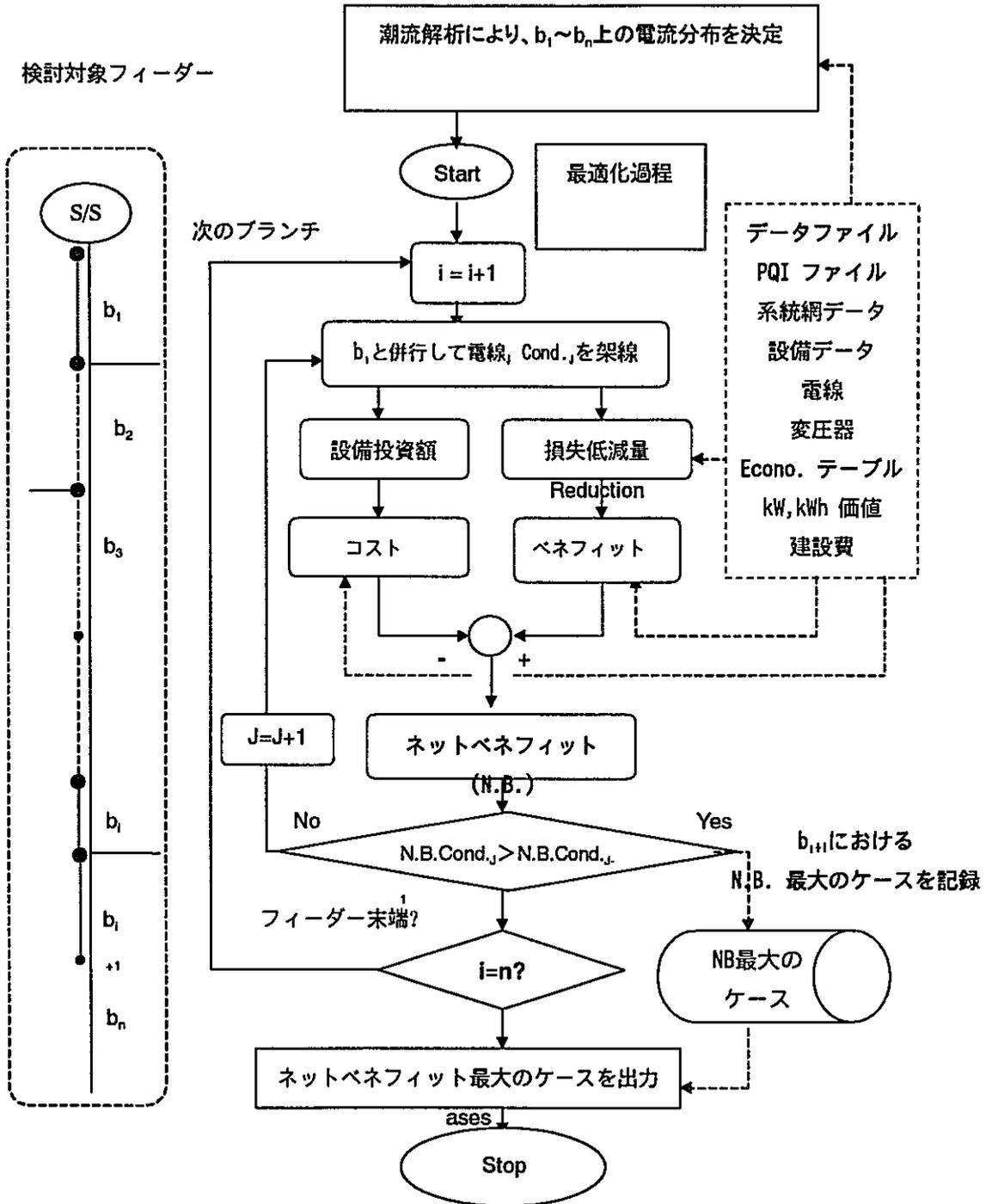


表3-1

Econoテーブルファイルに入力される「損失低減評価値」(PLOPT)の計算例

(M/Pで使用された値)

1. 設備の年間経費

| | | |
|---------------------------------------|---|-------------|
| Capital Cost | C [JD] | |
| Life time | n [year] | 25 |
| Interest Rate | i | 0.1 |
| Rate of Salvage Value to Capital Cost | a | 0 |
| Salvage Value to Capital Cost | RE [JD] | 0 |
| Annual Depreciation | AC = (C - RE) i / (1 - (1+i) ⁻ⁿ) | 0 110168072 |
| Rate of O&M cost to Capital Cost | b | 0.025 |
| Annual Expenses for O&M | AM | 0 025 |
| Annual Expenses of Facilities | AEF = AC + AM = AER * C [JD/year] | 0 135168072 |

$$AC/(1+i)^1 + AC/(1+i)^2 + AC/(1+i)^3 + \dots + AC/(1+i)^n = C-RE$$

2. 資本コストに対するm年間の設備経費率(ER(m, i))

| | | | |
|---|---|--|---|
| Study Target Duration | m | 10 | |
| Year | Annual Expenses of Facilities AEF [JD/year] | Present Value Factor 1/(1+i) ^{Year} | Annual Expenses of Facilities (Present Value) [JD/year] |
| 1 | 0 135168072 | 0.909090909 | 0.122880066 |
| 2 | 0.135168072 | 0.826446281 | 0.111709151 |
| 3 | 0 135168072 | 0.751314801 | 0.101653773 |
| 4 | 0 135168072 | 0.683013455 | 0.092321612 |
| 5 | 0 135168072 | 0.620921323 | 0.083928738 |
| 6 | 0 135168072 | 0.56447393 | 0.076298853 |
| 7 | 0.135168072 | 0.513158118 | 0.069362594 |
| 8 | 0 135168072 | 0.46650738 | 0.063056903 |
| 9 | 0.135168072 | 0.424097618 | 0.057324457 |
| 10 | 0 135168072 | 0.385543289 | 0.052113143 |
| Expenses of Facilities during m years | ER(m, i) * C [JD/m years] | | 0 83054929 |
| Rate of Expenses of Facilities to Capital Cost during m years | ER(m, i) [/m years] | | 0.83054929 * Independent of 'C' |

3. 年間のピーク時損失あたりのコスト

| | | |
|--|--|-------------|
| kW Unit Cost | KWC [JD/kW/year] | 99.6 |
| kWh Unit Cost | KWHC [JD/kW/hour] | 0.02243 |
| Loss Factor | LossF | 0.5783 |
| Cost of Losses per peak-loss in a year | U = KWC + KWHC * 8760 * LossF [JD/kW/year] | 213 2283164 |

4. m年間の損失費低減分/ΔAL(1)

| Year | Demand Growing Ratio from year to year | System Peak Demand Ratio to the 1st year AP(k)/AP(1) | Loss Reduction at Peak Demand in each year ΔAL(k) = (AP(k)/AP(1))^2 * ΔAL(1) [kW] | Cost of Losses per peak-loss in a year U = KWC + KWHC * 8760 * LossF [JD/kW/year] | Annual Reduction in Expenses of Losses ΔAEL(k) = U * ΔAL(k) [JD/year] | Annual Reduction in Expenses of Losses (Present Value) ΔAEL(k)/(1+i)^k [JD/year] |
|---|--|--|---|---|---|--|
| 1 | 0 | 1 | ΔAL(1) | 213 2283164 | 213 2283164 | 193 843924 |
| 2 | 0.075 | 1.075 | ΔAL(2) | 1.156 | 213 2283164 | 246 4119732 |
| 3 | 0.084 | 1.1438 | ΔAL(3) | 1.308 | 213 2283164 | 278 9620092 |
| 4 | 0.081 | 1.2135718 | ΔAL(4) | 1.473 | 213 2283164 | 314 033392 |
| 5 | 0.083 | 1.290026823 | ΔAL(5) | 1.664 | 213 2283164 | 354 8479979 |
| 6 | 0.051 | 1.355818191 | ΔAL(6) | 1.838 | 213 2283164 | 391.9654533 |
| 7 | 0.051 | 1.424964919 | ΔAL(7) | 2.031 | 213 2283164 | 432.9654317 |
| 8 | 0.045 | 1.489088341 | ΔAL(8) | 2.217 | 213 2283164 | 472 8090755 |
| 9 | 0.041 | 1.550140982 | ΔAL(9) | 2.403 | 213.2283164 | 512.3742118 |
| 10 | 0.036 | 1.605946037 | ΔAL(10) | 2.579 | 213 2283164 | 549 929192 |
| Reduction in Expenses of Losses during m years | | | Σ ΔAEL(k) = Σ (KWC + 8760 * LossF * KWHC) * (AP(k)/AP(1))^2 * ΔAL(1) [JD/m] | | | 2135.221312 |
| Reduction in Expenses of Losses during m years / ΔAL(1) | | | Σ ΔAEL(k)/AL(1) [JD/m years/kW] | | | 2135.221312 |

5. 損失低減評価値

| | | |
|------------------------------|--|-------------|
| The Value for Loss Reduction | Reduction in Expenses of Losses during m years / ΔAL(1)/ER(m, i) | 2570.854418 |
|------------------------------|--|-------------|

4. 解析データの入力手順

4-1 概要

PFLOW は 2 種類のデータファイルを、PLOPT は 4 種類のデータファイルを必要とする。全てのデータは Microsoft Windows 上の編集アプリケーションで編集することができる。データのタイプは頭に@のついたコントロールワードで指定される。

4-2 潮流計算 (PFLOW) の入力データ

潮流計算(PFLOW)の入力データは図 4-1 に示される 2 種類のデータファイルに用意しなければならない。PQI ファイルは、ノード、ブランチや負荷などの電力網のデータファイルであり、FACILITY テーブルファイルは、定格値や線路定数などの設備データのファイルである。

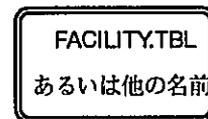
図 4-1 PQFLOW に用いられるデータファイル

PQI ファイル



4-2-1 に示す。

FACILITY テーブルファイル



4-2-2 に示す。

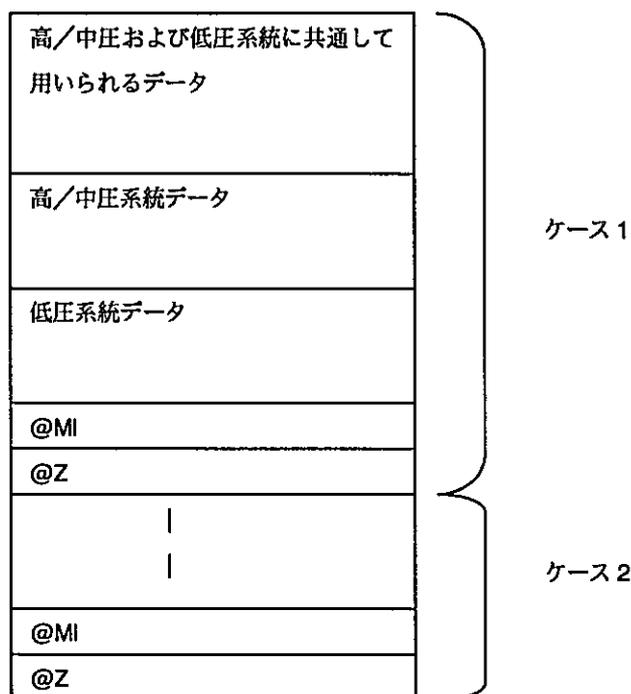
4-2-1 PQI ファイルの入力データ

PQI ファイルの拡張子は'pqj'でなければならない。拡張子が pqj、すなはち'***.pqj'の名前を持つファイルは PQI ファイルと認識される。PQI ファイル上の入力データの配列を図 4-2 に示す。それぞれのケースについてのデータを連続して入力することができ、1 ケース分は@Z で区切られる。1 ケースは、潮流計算を制御する 3 つの主要な部分から構成される。

PQI ファイルは潮流計算と最適化計算における入出力条件を指定するファイルである。最初の部分は PFLOW および PLOPT において、高/中圧および低圧システムに共通して用いられるデータであり、次の部分は 高/中圧システムデータ、最後の部分は低圧システムデータが配置される。他のケースを、@Z の後に続けることができる。@MI は入力された負荷に対する倍率を指示するコマンドであり、入力された負荷を一定倍率で替えたい場合に利用できる。@MI の値は、1.0 に設定されてお

り、この倍率は、必ず指定する必要がある。

図 4-2 PQI ファイル



PQI ファイル上の高/中圧系統と低圧系統のデータの留意事項をまとめると次表のとおりである。

表 4-1 系統データ指定時の留意事項(PQI ファイル)

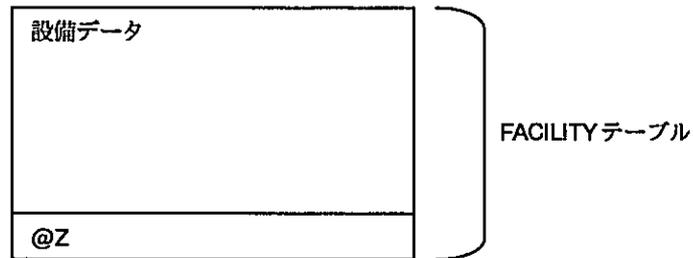
| 系 統 | 高/中圧系統 | 低圧系統 |
|----------|--|--|
| 系統モデル | 単相模擬 | 3相4線模擬 |
| 系統の範囲 | 送電系統から中圧配電系統(配電用変圧器二次母線まで) | 低圧配電系統(配電用変電所二次母線から) |
| 負荷模擬 | 定電力負荷、集中負荷 | 分布・集中負荷 |
| 不平衡の取り扱い | --- | 不平衡が扱える |
| ループ計算 | できる | --- |
| ノードの規則 | Fromとtoの順序は自由(低圧系統に接続されている変圧器の母線は除き、これはtoノードにする必要がある。) | 潮流の向きに対応して配置する必要がある。 ・上流(電源)側を、Fromノード ・下流(負荷)側を、toノード |

4-2-2 FACILITY テーブルファイルにおける入力データ

FACILITY テーブルファイルは、潮流計算や最適化計算に必要な変圧器と線路デー

タからなり、線路の抵抗、インピーダンスやアドミタンスおよび変圧器の鉄損などの電気定数などが含まれる。

図 4-3 FACILITY テーブルファイルの構成

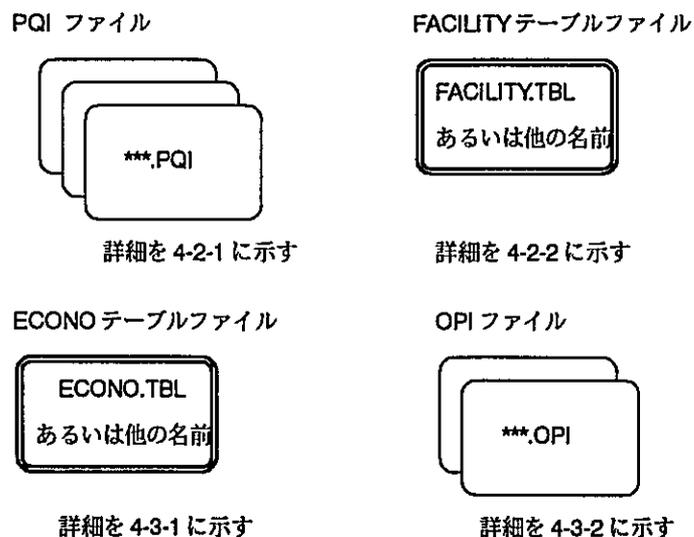


FACILITY テーブルファイルのデフォルト値は 'Facility.tbl' であり、他の名前にする場合には、@TBL コマンドにより指定する。

4-3 最適化計算 (PLOPT) の入力データ

最適化計算 (PLOPT) には、入力データとして図 4-4 に示される 4 種類のファイルが必要である。PQI ファイルと FACILITY テーブルファイルは PFLOW と PLOPT に共通に用いられる。ECONO テーブルファイルには、電力損失の評価値や送配電設備投資に伴う費用など、経済評価に必要なデータが入力される。OPI ファイルには、「同電圧線路の増強」や、「上位電圧導入」などの損失低減のメニューを指示するデータが記入される。

図 4-4 PLOPT に必要なデータファイル

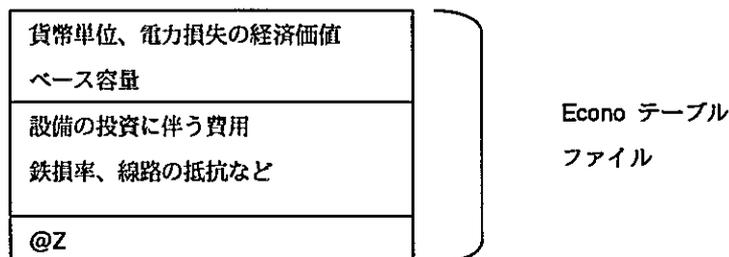


4-3-1 Econo テーブルファイル

Econo テーブルファイルは、電力損失の低減量を経済価値に換算するためのデータなどが入力されるファイルである。

いくつかの設備のグループが Econo テーブルファイルに用意され、それぞれの設備のグループ内で投資額の最適化を検討する。

図 4-5 Econo テーブルファイル



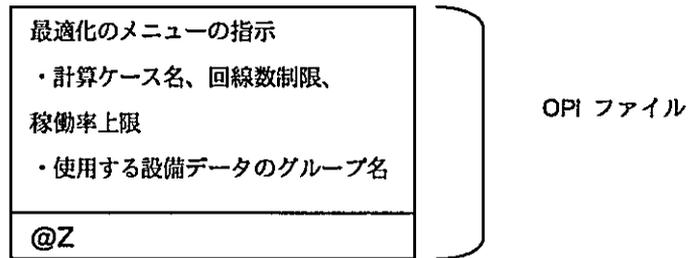
Econo テーブルファイルのデフォルト値は 'Econo.tbl' であり、他の名前にする場合には、@TBL コマンドにより指定する。

4-3-2 OPI ファイル

OPI ファイルの拡張子は'opi'でなければならない。'***.opi' の名前を持つファイルはプログラムにより OPI ファイルであると認識される。OPI ファイルの名前、*** は、PLOPT プログラムにおいて、特別の指定がない限り、PQI の名前と同じでなければならない。@NM= に続くデータ名もまた PQI ファイルの計算名と同じでなければならない。しかしながら、コントロールワード@OPIと@OPNMを使うことにより、別の名前の OPI ファイルを使うことができる。

OPI ファイルは、3 つの損失低減対策メニュー、すなわち高電圧導入、同電圧線路の増強、張替の中から、検討すべき損失低減対策を指定するデータである。新設回線数や設備稼働率を制限する条件なども入力される。Econo テーブルファイルに指定された設備のグループ名を、@TRYHV、@TRYSV のコマンドで使用する。

図 4-6 OPI ファイル



4-4 ディレクトリー

INOUT.MNG ファイルの指示によって、入力データファイル、プログラムファイルおよび出力ファイルのディレクトリー(フォルダ)を指定できる。とくに指定がない場合には、入力データファイル、プログラムファイルおよび出力ファイルは全て Microsoft Windows 上の同一フォルダ内に置かれなければならない。

4-5 コントロールワード

インプットデータファイル中の「@」の文字がコントロールワード(コマンド)を示しており、データ種別や、計算条件などがコントロールワードにより指示される。コントロールワードの種類と機能を次の表 4-2 から表 4-10 に示す。

表 4-2 PQI ファイルのコントロールワード(共通) (1)

| | コントロールワード | コントロールワードの機能と入力形式 |
|----------------------|-----------|---|
| 高/中圧と低圧系統共通に使用されるデータ | @IC | 計算状況のディスプレイへの表示を指示 (省略可) |
| | @IT= | 収束計算回数の上限を指示 (@IT=収束回数の上限) 省略値: @IT=15 (省略可) |
| | @EPS= | 許容収束誤差の指示 (@EPS=許容収束誤差(p.u.)) 省略値: @EPS=1e-7 (省略可) |
| | @BS= | ベース容量の指示 (@BS=ベース容量(MVA)) 省略値: @BS=100 |
| | @SL= | スラックノード名の指示 (@SL=スラックノード名) |

表 4-3 PQI ファイルのコントロールワード(共通)(2)

| | コントロールワード | コントロールワードの機能と入力形式 |
|----------------------|-----------|--|
| 高/中圧と低圧系統共通に使用されるデータ | @SD= | 出力データの指示 (@SD=出力データ(0~9)) 出力データは次に示す番号により指定される。 0: 効果なし 1: ノード情報 2: ブランチ情報(1)---低圧側の電流 3: ブランチ情報(2)---低圧側の PQ 4: 損失のまとめ 5: 効果なし 6: 効果なし 7: 効果なし 8: 損失低減対策の最適解 (詳細出力) 高電圧導入の場合にはネットベネフィットをプラスにする解を全て出力する 9: 損失低減の最適解 (簡略化出力) 高電圧導入の場合には最適解を出力する 省略値: @SD=0123456789 通常、@SD=1249 か@SD=1239 でよい。 |
| | @TBL= | @TBL=は FACILITY.TBL や ECONO.TBL 以外の名前を持つテーブルを使う場合に使用。 (@TBL=***.***/+++.) ***.***は Facility テーブル、+++.)は Econo テーブルの名前である。フルパスで入力すれば他のフォルダ内にあるテーブルも指定できる。 省略値: @TBL= FACILITY.TBL/ECONO.TBL (省略可) |
| | @NM= | 計算のケース名の指定 (@NM=計算のケース名) 文字数は 128 以内に制限されている。 |
| | @OPI= | 特別の指示がない限り、OPI ファイルのメインファイル名は PQI ファイルのメインファイル名と同じである必要があり、OPI ファイルの計算のケース名は PQI ファイルのケース名と同じである必要がある。@OPI および@OPNM は、それぞれ異なる OPI ファイルあるいはケース名を指定するために用いられる。 (@OPI= OPI ファイルのメインファイル名) (@OPNM= OPI ファイル中の計算のケース名) <例> @OPI=ABC @OPNM=P3 この例は ABC.OPI を選択し、そのファイル上の@NM=P3 で定義されるケースを読みとることを示している。 (省略可) |
| | @OPNM= | |
| | @ML= | マイルなど長さが km 単位で入力されていない場合、km への換算の倍率を指定する。 (@ML=長さの倍率) <例> 長さをマイルで入力した場合、@ML=1.6093 省略値 :@ML= 1(長さの単位は km) |
| | @PF= | 全てのノードに適用される力率を指示。(個別に無効電力あるいは力率が指定されるノードは除く) (@PF=力率 (%)) 省略値 :@PF=90 |

表 4-4 PQI ファイルのコントロールワード(高/中圧系統)

| | コントロールワード | コントロールワードの機能と入力形式 |
|--------------------------------|-----------|---|
| 高/中圧系統用に使用されるデータ -ブランチ構成データ | @BT | 変圧器ブランチデータの始めを示す。(スペースによりデータが区切られる。) [ブランチコード] [from-ノード コード] [to-ノード コード] [Tr from-電圧(kV)/to-電圧(kV)] [抵抗(%)] [リアクタンス(%)] [鉄損(%)] [from-ノード タップ] [to-ノード タップ]... |
| | @BTS | 変圧器ブランチデータの始めを示し、FACILITY テーブル内の設備コードを指定して、電気定数を使用する。(スペースによりデータが区切られる。) [ブランチコード] [from-ノードコード] [to-ノードコード] [設備コード] [from-タップ] [to-タップ]... |
| | @BL | 送電線ブランチデータの始めを示す。(スペースによりデータが区切られる。) [ブランチコード] [from-ノードコード] [to-ノードコード] [電圧(Kv)] [抵抗(%)] [リアクタンス(%)] [サセプトランス/2(%)]... |
| | @BLS | 送電線ブランチデータの始めを示し、FACILITY テーブル内の設備コードを指定して、電気定数を使用する。(スペースによりデータが区切られる。) [ブランチコード] [from-ノードコード] [to-ノードコード] [設備コード] [長さ(km)] ... |
| 高/中圧系統用に使用されるデータ -ノードデータ | @ND | ノードデータの始めを示す。(スペースによりデータが区切られる。) [ノードコード] [指定電圧(%)] [発電機有効電力(%)] [発電器無効電力(%)] [負荷有効電力(%)] [負荷無効電力(%)] [電力用コンデンサ (%)] ... |
| | @NDL | ノードデータの始めを示す。(スペースによりデータが区切られる。) [ノードコード] [負荷有効電力 (%)] [負荷無効電力(%)]... |
| | @NDLA | ノードデータの始めを示す。(スペースによりデータが区切られる。) [ノードコード] [負荷 R 相電流(A)] [負荷 S 相電流(A)] [負荷 T 相電流(A)]... 力率を@NDLA(PF=***)の形で指定する。 *** は力率(%) 有効電力、無効電力は、ノードの電圧 100%、各相平均電流、力率をもとに計算される。 |
| | @NDLW | ノードデータの始めを示す。(スペースによりデータが区切られる。) [ノードコード] [負荷有効電力(%)]... 力率を@NDLW (PF=***)の形で指定する。 *** は力率(%) |
| | @NDLVA | ノードデータの始めを示す。(スペースによりデータが区切られる。) [ノードコード] [負荷皮相電力(%)]... 力率を@NDLVA(PF=***)の形で指定する。 *** は力率(%) |

*配電用変圧器 2 次側母線(HV/MV と LV の接続点)の負荷は kW あるいは KVA として取り扱えない。

*変圧器ブランチデータおよび送電線ブランチデータは、上記の@BT、@BTS および@BL、@BLS のコントロールワードのいずれかを選択して入力する。

*@ND、@NDL、@NDLA、@NDLW および@NDLVA のいずれによっても指示されていないノードは無負荷として扱われる。

表 4-5 PQI ファイルのコントロールワード(低圧系統)(1)

| | コントロールワード | コントロールワードの機能と入力形式 |
|------------------------|-----------|---|
| 低圧系統用データ -固定電圧指示データ | @VL= | ノード上の固定された電圧を指示。@LV が直後にくる。 (@VL=電圧(%)) @VL=**** は、低圧母線の電圧を固定するために用いられる。@VL=**** は、@VL=FREE あるいは@VL=0 として入力されていない範囲において、この指定のある場所からファイルの終わりまで有効である。 <例> @VL=102 省略値 :@VL= FREE |
| 低圧系統用データ -ブランチ構成データ | @LV | 続く@NET データによって記述されるネットワークにより構成されるブロック名の指示。ネットワークとは同じ負荷密度をもつ一部分系統である。ブロックの名前はブロックの送り出し点にある低圧母線のノードコードと対応しなければならない。(ブロック名を直接@LV の後に入力する。) |
| | @NET | @NET は同じ負荷密度をもつネットワークの始まりを示す。需要密度はネットワーク内で一定である。次の@NET は別のネットワークの始まりを示す。(スペースによりデータが区切られる。) [ブランチコード] [from-ノードコード] [to-ノードコード] [線路設備コード] [線路長(km)] ... |
| 低圧系統用データ -負荷電流データ | @ILV | @ILV は@LV に対応するブロックの名前を示し、続くデータはブロック内の電流を示す。(区切り文字なしで次のデータを直接@ILV の後に入力する。) [ブロックの始点にある LV 母線] (@PF=***により力率が指示されていない場合、ブロックの最初のノードでの力率は、ノード(PF=***)あるいはノード(PA=***)によって指定することができる。 (*** は力率(%)あるいは位相角(度)) |
| | @INET | @INET は@NET で定義されたネットワークへの送り出し点での電流データを示す。(スペースによりデータが区切られる。) [ネットワークへの供給点のブランチコード][R 相電流(A)] [S 相電流(A)] [T 相電流(A)]... S 相は R 相より 120 度遅れたものと決める。 |

表 4-6 PQI ファイルのコントロールワード(低圧系統)(2)

| | コントロールワード | コントロールワードの機能と入力形式 |
|----------------------|-----------|--|
| 低圧系統用データ -負荷電流データ | @IL | <p>集中負荷電流データ。ノードコードに接続される。(「スペース」、「タブ」もしくは「Enter」の後に、ノードの集中負荷電流を示す次のデータを入力する。)</p> <p>[ノードコード][R相負荷電流(A)][S相負荷電流(A)][T相負荷電流(A)]…</p> <p>あるいは</p> <p>[ノードコード(PF=***)][R相負荷電流(A)][S相負荷電流(A)][T相負荷電流(A)]…</p> <p>(***は力率(%). ノードにおける電流の力率を指示する場合。)</p> <p>あるいは</p> <p>[ノードコード(PA=***)][R相負荷電流(A)][S相負荷電流(A)][T相負荷電流(A)]…</p> <p>(***は角度(度). ノードにおける電流の位相角を指示する場合。)</p> <p>@ILは集中負荷のないノードについては必要がない。 @ILで指示された電流は@INETで指示された電流に含まれる。</p> |
| | @IPLUS | <p>付加された集中負荷電流データ。@IPLUSデータは同一ノードにおける@ILデータに付加することができる(「スペース」、「タブ」もしくは「Enter」の後に、次のデータを入力する。)</p> <p>[ノードコード][R相負荷電流(A)][S相負荷電流(A)][T相負荷電流(A)]…</p> <p>あるいは</p> <p>[ノードコード(PF=***)][R相負荷電流(A)][S相負荷電流(A)][T相負荷電流(A)]…</p> <p>(***は力率(%). ノードにおける電流の力率を指示する場合。)</p> <p>あるいは</p> <p>[ノードコード(PA=***)][R相負荷電流(A)][S相負荷電流(A)][T相負荷電流(A)]…</p> <p>(***は角度(度). ノードにおける位相角を指示する場合。)</p> <p>@IPLUSで指示された電流は@INETで指示された電流には含まれない。</p> |
| @MI | @MI | <p>有効負荷電力と無効負荷電力の倍率を指定する。@MIは@Xの直前に置かなければならない。プログラムは@Zまでの倍率1つ毎に1つずつ計算を行う。(スペース、タブもしくは改行後に次のデータを入力する。)</p> <p>[@MI][倍率][倍率][倍率] …… [倍率]</p> |
| @Z | @Z | 一連の計算データの終わりを示す。 |

表 4-7 FACILITY テーブルファイルのコントロールワード

| コントロールワード | コントロールワードの機能と入力形式 |
|-----------|--|
| @BS= | ベース容量の指示 (@BS=ベース容量(MVA)) 省略値 :@BS=100 (省略可) |
| @TR= | 変圧器設備データの開始を示す。 (@TR=一次側電圧の kV 値/二次側電圧の kV 値) (「スペース」、「タブ」もしくは「Enter」の後に、次のデータを入力する。) [変圧器コード] [容量(%)] [銅損(%)] [リアクタンス(%)] [鉄損(%)]... |
| @WR= | 線路データの開始を示す。 (@WR=線路電圧の kV 値) (「スペース」、「タブ」もしくは「Enter」の後に、次のデータを入力する。) [線路コード] [容量(%)] [抵抗(%)] [リアクタンス(%)] [中性線抵抗(%)]... MV や高圧系統のように中性線がない系統については、[中性線抵抗(%)]の代わりにサセプタンスの半分の値を入力する。 |
| @Z | 一連の計算データの終わりを示す。 |

表 4-8 ECONO テーブルファイルのコントロールワード

| コントロールワード | コントロールワードの機能と入力形式 |
|-----------|---|
| @BS= | ベース容量の指示 (@BS=ベース容量(MVA)) 省略値 :@BS=100 (省略可) |
| @MU= | テーブルの貨幣単位の指示。 このコントロールワードのデータは '_' でつなげられた二つの部分からなる。最初の部分は ECONO テーブルファイルに入力された経済関連の諸データの単位となる数値である。2番目の部分はこの貨幣単位の名前である。二つの部分を合わせた '_' を含んだ合計の文字列は 10 かあるいはそれ以下とする。 例 :@MU=10000 SP @MU=1000 Yen @MU=US\$ |
| @VALL= | 低圧系統の損失低減評価値(MU/kW)を指定する。 (@VALL=低圧系統の損失低減評価値(MU/kW)) |
| @VALM= | 中圧系統の損失低減評価値(MU/kW)を指定する。 (@VALM=中圧系統の損失低減評価値(MU/kW)) |
| @VALH= | 高圧系統の損失低減評価値(MU/kW)を指定する。 (@VALH=高圧系統の損失低減評価値(MU/kW)) |
| @TR= | 使用される変圧器データのグループ名を示す。 (@TR=変圧器グループコード) (「スペース」、「タブ」もしくは「Enter」の後に、このグループに属する次のデータを入力する。) [変圧器コード] [容量(%)] [投資額(MU)] [銅損(%)] [鉄損(%)]... 注意) MU : @MU で定義された単位 |
| @WR= | 使用される線路データのグループ名を示す。 (@WR=線路グループコード) (スペースによりデータが区切られる。) [線路コード] [容量(%)] [投資額(MU/km)] [抵抗(%/km)] [中性線の抵抗(%)]... MV や高圧系統のように中性線がない系統については、[中性線抵抗(%)]の代わりにダミーとして他の値たとえば'0'を入力する。 |

表 4-9 OPI ファイルのコントロールワード

| コントロールワード | コントロールワードの機能と入力形式 |
|---------------|--|
| @NM= | 計算名の指定 (@NM=計算名) 計算名の文字数は 128 以内に制限されている。 |
| @MUE= | OPO ファイルに出力させる価格の単位の桁数の指示 (@MUE=桁数) 例 @MUE=4 は単位が 10,000 であることを示す。 |
| @OF= | 高電圧線路導入の場合の最大稼働率指示 (@OF=最大稼働率指示(%)) 最大稼働率を越えた場合、新たな設備が増設される。 省略値 :@OF=70 (省略可) |
| @OSL= | 高電圧導入の開始地点を指示 (@OSL=送り出し点から開始地点までの長さ(km)) 省略値 :@OSL=0 (省略可) |
| @BC= | ベースコスト (設備の投資額の合計に加えられる一定の額) (@BC= ベースコスト) 省略値 :@BC=0 (省略可) |
| @UPPER= | 同電圧線路建設の場合に建設される回線数の最大数の指示 (@UPPER=回線数の最大数) 省略値 :@UPPER=1 (省略可) |
| @TRYHV(HV/LV) | 高電圧線路建設の指示、HV:高電圧(kV)、LV:対象電圧(kV) (「スペース」、「タブ」もしくは「Enter」の後に、次のデータを入力する。) [使用する変圧器のグループ名/使用する高電圧線路のグループ名] |
| @TRYSV(SV) | 同電圧線路建設の指示、SV:対象電圧(kV) (「スペース」、「タブ」もしくは「Enter」の後に、次のデータを入力する。) 既設線路沿いに線路を新設する場合 [使用する同電圧線路のグループ名] 既設線路の電線張替の場合、 [使用する同電圧線路のグループ名] |
| @Z | 一連の計算データの終わりを示す。 |

表 4-10 MNG ファイルのコントロールワード

| コントロールワード | コントロールワードの機能と入力形式 |
|-----------|---|
| @PQI= | PQI ファイルの格納フォルダ指示 (@PQI=フォルダ名 (最後に*を付けたフルパス)) |
| @OPI= | OPI ファイルの格納フォルダ指示 (@OPI=フォルダ名 (最後に*を付けたフルパス)) |
| @PQO= | PQO ファイルの格納フォルダ指示 (@PQO=フォルダ名 (最後に*を付けたフルパス)) |
| @OPO= | OPO ファイルの格納フォルダ指示 (@OPO=フォルダ名 (最後に*を付けたフルパス)) |
| @Z | 一連の計算データの終わりを示す。 |

4-6 データフォーマット

- 全てのデータは Microsoft Windows 上のテキストデータとして入力する。
- 「スペース」は個々の入力データの区切りとして使われる。
- 大文字と小文字は区別される。
- *に続く1行のデータはコメント行と見なされる。
- '<' と '>' はコメント文と見なされる。

4-7 解析実行方法

- PFLOW や PLOPT のすべてのファイルは、特別に指定しない限り、Microsoft Windows の共通フォルダに格納される。
- 入力データはテキストファイルであり、Microsoft Windows の Notepad や Wordpad などのテキストエディターアプリケーションにて容易に編集できる。
- 出力ファイルは特に指示がない場合には Microsoft Windows の同一フォルダ内にテキストファイルとして自動的に作成される。
- *****.exe file** をダブルクリックすると拡張子なしのファイル名を聞いてくる。PQI ファイルのファイル名を入力することにより、計算が実行される。PFLOW の結果は PQI ファイルと同じファイル名を持つ PQO ファイルに格納される。拡張子「pqi」は自動的に付加される。PLOPT の結果は PQI ファイルと同じファイル名を持つ OPO ファイルに自動的に格納され、拡張子「opo」は自動的に付加される。
- ウィンドウの右脇の上にある 'x' 印を押してプログラムを終了できる。

5. 解析例

潮流計算と最適化計算の例を用いて、詳細な説明を以下に行う。これらの例は図5-1に示すモデル系統について検討したものである。

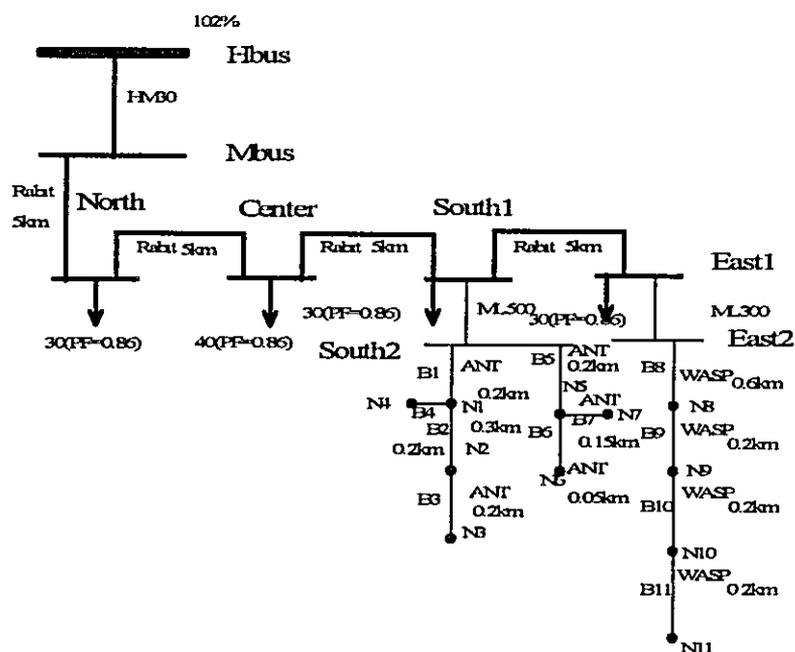
5-1 潮流計算

潮流計算の入力ファイルの一つは PQI ファイルであり、他は Facility テーブルファイルである。モデル系統についての PQI ファイルの入力データを例 5-1 に示す。Facility テーブルファイルの入力データを例 5-2 に示す。

5-2 最適化計算

最適化計算については、4種類のファイルが必要であり、それらは PQI ファイル、Facility テーブルファイル、Econo テーブルファイルおよび OPI ファイルである。モデル系統についての Econo テーブルファイル、および OPI ファイルを例 5-3 および 5-4 に示す。

図 5-1 系統例 1



系統例 1 の電流の定義

ネットワーク内の電流の与え方

低圧系統内を、負荷の分布密度などを基に、ネットワークで構成されたいくつかのブロックに分けてモデル化する。ネットワークの名称として、最初のブランチ名をつける。ネットワークの最初のブランチの始点ノードに当該ネットワークの分布負荷電流値の合計値を与えることにより、負荷電流を与える。集中負荷分は個別に、別途、入力する。分布負荷および集中負荷を考慮しながら、潮流計算が行われる。電力用コンデンサは 90 度遅れの集中負荷電流としてモデル化される。(無効電流負荷)

ネットワーク内の電流の定義

ブロック名: South2

| ネットワーク名 | 構成ブランチ | 力率 | 最初のブランチの始点電流(A) | | |
|---------|-------------|------|-----------------|-------|-------|
| | | | R 相電流 | S 相電流 | T 相電流 |
| B1 | B1,B2,B3,B4 | 0.82 | 120 | 140 | 100 |
| B5 | B5,B6,B7 | 0.82 | 130 | 150 | 110 |

ブロック名: East2

| ネットワーク名 | 構成ブランチ | 力率 | 最初のブランチの始点電流(A) | | |
|---------|------------|-----|-----------------|-------|-------|
| | | | R 相電流 | S 相電流 | T 相電流 |
| B8 | B8 | 0.9 | 200 | 180 | 240 |
| B9 | B9,B10,B11 | 0.9 | 100 | 60 | 100 |

集中負荷の指定 (電流)

| | ノード名 | 力率/位相角 | 集中負荷電流(A) | | |
|------|------|--------------------|-----------|-------|-------|
| | | | R 相電流 | S 相電流 | T 相電流 |
| No.2 | N10 | 0.75 | 50 | 40 | 50 |
| No.3 | N10 | 90 degrees (コンデンサ) | 100 | 100 | 100 |

5-3 入力データ例

例 5-1 PQI ファイル

```

@IC
@TBL=Example1.ftb/Example1.etb
@IT=35
@EPS=1e-5
@NM=Example1
@BS=1
@SL=HBus
@PF=90
@BLS
*CODE  NF      NT      W_CODE  LENGTH
Line1  MBus    North  RABIT   5
Line2  North   Center RABIT   5
Line3  Center  South1 RABIT   5
Line4  South1  East1  RABIT   5
@BTS
*CODE  NF      NT      T_CODE  FTAP  TTAP
HMT    HBus    MBus    HM30    1.00  1.00
DT1    South1  South2  ML500   1.00  1.00
DT2    East1   East2   ML300   1.00  1.00
@ND
*CODE  VS(%)  PG(%)  QG(%)  PL(%)  QL(%)
HBus   102    40000  2000   0.000  0.000
@NDLW(PF=86)
North  30
Center 40
South1 30
East1  30
@LVSouth2
@NET  B1      South2  N1      ANT    0.2
      B2      N1      N2      ANT    0.3
      B4      N1      N4      ANT    0.2
      B3      N2      N3      ANT    0.2
@NET  B5      South2  N5      ANT    0.2
      B6      N5      N6      ANT    0.05
    
```

| | |
|-----------------|---------------|
| 高/中圧および低圧系統のデータ | |
| 線路データ | 高/中圧系統 データ |
| 変圧器データ | |
| ノードデータ | |
| ネットワーク データ | 低圧系統 データ |

```

      B7      N6      N7      ANT      0.15
@LVEast2
@NET B8      East2   N8      WASP    0.6
@NET B9      N8        N9      WASP    0.2
      B10     N9        N10     WASP    0.2
      B11     N10     N11     WASP    0.2

@ILVSouth2(PF=82)
@INET B1      120     140     100
      B5      130     150     110
@IPLUS N2(PA=90) 30      30      30
@ILVEast2
@INET B8      200     180     240
      B9      100     60      100
@IL   N10(PF=75) 50      40      50
@IPLUS N10(PA=90) 100     100     100

@MI 1.0
@Z
    
```

| | |
|---------------|-------------|
| ネットワーク データ | 低圧系統 データ |
| 負荷電流データ | |
| @MI : 負荷倍率 | |
| @Z : データの終わり | |

例 5-2 Facility テーブル

*Example1 ftb

@BS=1

@TR=33/0.415 *Medeum/Low Voltage 33/4

| *CODE | CAP(%) | TCL(%) | XT(%) | TIL(%) |
|-------|--------|--------|-------|--------|
| ML300 | 30 | 2.937 | 12.84 | 0.056 |
| ML500 | 50 | 1.69 | 8.38 | 0.074 |

@TR=132/33 *High/Medeum Voltage 132/33

| *CODE | CAP(%) | TCL(%) | XT(%) | TIL(%) |
|-------|--------|---------|-------|--------|
| HM30 | 3000 | 0.01527 | 0.356 | 2.363 |

@WR=33

| *CODE | CAP(%) | R(%/km) | X(%/km) | Y/2(%/km) |
|-------|---------|----------|----------|-----------|
| RABIT | 1057.42 | 0.057544 | 0.035845 | 0.159380 |

@WR=0.415

| *CODE | CAP(%) | R(%) | X(%/km) | Rn(%) |
|-------|--------|---------|---------|---------|
| WASP | 19.408 | 181.786 | 159.149 | 181.786 |
| ANT | 12.22 | 363.209 | 171.925 | 363.209 |

| |
|--------|
| 変圧器データ |
| 電線データ |

@Z

@Z : データの終わり

例 5-3 Econo テーブル

*ECONO. TBL

@MU=1000JD

@VALL=2564

@VALM=2061

@VALH=2186 *Loss evaluation constant

@BS=1 *1MVA BASE

@TR=34GM *33/0.415 Ground Mounted

34GM500 50 16125 1.69 0.074

34GM630 63 16925 1.323 0.087

*LINE DATA:%Capacity:Cost/km:%Resistance:Spase

@WR=3OH *33kV ACSR Overhead line

RABIT 1057.42 13285 0.0575 0

DOG 1588.98 13285 0.0298 0

@WR=4OH *0.415kV Overhead line

ANT 12.22 11250 363.209 363.209

WASP 19.408 11250 181.786 181.786

@Z

共通データ - 単位貨幣、
電力損失の経済価値、
ベース容量

設備の建設費
変圧器損失率、線路の抵抗な
ど

@Z

例 5-4. OPI Files

*Example1.OPI

@NM=Example1

@MUE=3

@TRYHV(33/0.415) 34GM/3OH

@TRYSV(0.415) 4OH

@Z

価格の単位の桁数指示

例 @MUE=3 は単位が 1,000 であることを意味する。

検討ケース：高電圧線路建設の指示

検討ケース：同電圧線路建設の指示

@Z

5-4 出力例

例 5-5 PQO ファイル

*****[Example1] 100percent=1.0MVA MI=1.000000 *****

[Node information]

| CODE | V | V | ANGLE | Pgen | Qgen | Pload | Qload | SC |
|--------|--------|--------|----------|--------|-------|--------|-------|------|
| | (kV) | (%) | (degree) | (%) | (%) | (%) | (%) | (%) |
| MBus | 33.55 | 101.68 | -0.309 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| North | 33.35 | 101.07 | -0.332 | 0.00 | 0.00 | 30.00 | 17.80 | 0.00 |
| Center | 33.19 | 100.58 | -0.353 | 0.00 | 0.00 | 40.00 | 23.73 | 0.00 |
| South1 | 33.08 | 100.25 | -0.370 | 0.00 | 0.00 | 30.00 | 17.80 | 0.00 |
| East1 | 33.03 | 100.09 | -0.384 | 0.00 | 0.00 | 30.00 | 17.80 | 0.00 |
| HBus | 134.64 | 102.00 | 0.000 | 163.00 | 85.73 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| South2 | 0.41 | 99.31 | -1.000 | 0.00 | 0.00 | 14.69 | 8.07 | 0.00 |
| East2 | 0.41 | 99.54 | -1.379 | 0.00 | 0.00 | 13.70 | 0.98 | 0.00 |
| TOTAL | | | | 163.00 | 85.73 | 158.39 | 86.19 | 0.00 |

中圧系統の
潮流計算結
果

ノード電圧
負荷

[Branch Information(Unit:%)]

| CODE | NF | NT | P(NF->) | Q(NF->) | P(->NT) | Q(->NT) | Ploss | Qloss |
|-------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|-------|-------|
| Line1 | MBus | North | 160.5 | 84.6 | 159.6 | 84.8 | 0.92 | -0.25 |
| Line2 | North | Center | 129.6 | 67.0 | 129.0 | 67.5 | 0.60 | -0.44 |
| Line3 | Center | South1 | 89.0 | 43.7 | 88.7 | 44.4 | 0.28 | -0.63 |
| Line4 | South1 | East1 | 43.9 | 18.3 | 43.8 | 19.0 | 0.07 | -0.76 |
| HMT | HBus | MBus | 163.0 | 85.7 | 160.5 | 84.6 | 2.51 | 1.13 |
| DT1 | South1 | South2 | 14.8 | 8.3 | 14.7 | 8.1 | 0.12 | 0.24 |
| DT2 | East1 | East2 | 13.8 | 1.2 | 13.7 | 1.0 | 0.11 | 0.24 |
| TOTAL | | | | | | | 4.6 | -0.5 |

ブランチ潮
流

[Loss summary(Unit:%)]

| MI | Pg | Pl | Line | Lcopp | Lcore | Total | Rate | Vmin[Node] |
|------|-------|-------|------|-------|-------|-------|------|---------------|
| 1.00 | 163.0 | 158.4 | 1.87 | 0.15 | 2.59 | 4.61 | 2.83 | 99.31[South2] |

電力損失量

---<LVSouth2>---

((Node Voltage information))

低圧系統の
潮流計算結
果

| Node | Vr-n(V<deg) | Vs-n(V<deg) | Vt-n(V<deg) | Vn(V<deg) |
|--------|--------------|---------------|---------------|-------------|
| South2 | 237.95< -1.0 | 237.95<-121.0 | 237.95< 119.0 | 0.00< 0.0 |
| N1 | 227.29< -0.5 | 224.88<-120.4 | 229.70< 119.3 | 3.84<-126.1 |
| N2 | 221.08< -1.3 | 217.09<-121.1 | 225.08< 118.5 | 5.26<-126.2 |
| N4 | 225.19< -0.6 | 222.48<-120.4 | 227.91< 119.3 | 3.36<-126.1 |
| N3 | 218.71< -1.4 | 214.41<-121.2 | 223.02< 118.4 | 4.30<-126.2 |
| N5 | 226.56< 0.2 | 224.52<-119.7 | 228.60< 120.1 | 3.25<-125.9 |
| N6 | 224.87< 0.4 | 222.53<-119.5 | 227.20< 120.3 | 3.66<-125.9 |
| N7 | 222.02< 0.4 | 219.31<-119.4 | 224.74< 120.3 | 3.05<-125.9 |

ノード電圧
(各相)

低圧系統の潮流
計算結果

((Branch Current Information))

| Branch | From | To | Ifr(A) | Ifs(A) | Ift(A) | Ifn(A<deg) | Loss(kW) |
|--------|--------|----|--------|--------|--------|------------|----------|
| B1 | South2 | N1 | 106.4 | 125.9 | 87.2 | 34.5< 54.0 | 3.472 |
| B2 | N1 | N2 | 56.0 | 66.1 | 46.4 | 19.1< 53.9 | 0.848 |
| B4 | N1 | N4 | 26.7 | 31.1 | 22.2 | 7.7< 54.1 | 0.098 |
| B3 | N2 | N3 | 26.7 | 31.1 | 22.2 | 7.7< 54.1 | 0.108 |
| B5 | South2 | N5 | 130.0 | 150.0 | 110.0 | 34.6< 54.1 | 3.846 |
| B6 | N5 | N6 | 65.0 | 75.0 | 55.0 | 17.3< 54.1 | 0.316 |
| B7 | N6 | N7 | 48.8 | 56.3 | 41.3 | 13.0< 54.1 | 0.242 |

ブランチ潮流

((Branch PQ Information))

| Branch | From | To | PQfrom(kW,kvar) | PQto(kW,kvar) | Loss(kW) |
|--------|--------|------|-----------------|---------------|----------|
| B1 | South2 | N1 (| 70.8, 27.6) | (52.5, 16.4) | 3.472 |
| B2 | N1 | N2 (| 37.7, 5.8) | (14.5, -9.9) | 0.848 |
| B4 | N1 | N4 (| 14.8, 10.5) | (0.0, 0.0) | 0.098 |
| B3 | N2 | N3 (| 14.5, 10.0) | (0.0, 0.0) | 0.108 |
| B5 | South2 | N5 (| 76.1, 53.1) | (35.6, 26.0) | 3.846 |
| B6 | N5 | N6 (| 35.6, 26.0) | (26.5, 19.5) | 0.316 |
| B7 | N6 | N7 (| 28.5, 19.5) | (0.0, 0.0) | 0.242 |

ブランチ単位の
損失(三相分)

((LVSouth2 loss summary))

| | Ps(kW) | Loss(kW) | Rate(%) | Vmin [Node-Phase] |
|------------------|--------|----------|---------|-------------------|
| [NET B1] | 70.78 | 4.53 | 6.39 | 214.41[N3-S] |
| [NET B5] | 76.10 | 4.40 | 5.79 | 219.31[N7-S] |
| [LV South2Total] | 146.87 | 8.93 | 6.08 | 214.41[N3-S] |

---<LVEast2>---

((Node Voltage Information))

| Node | Vr-n(V<deg) | Vs-n(V<deg) | Vt-n(V<deg) | Vn(V<deg) |
|-------|--------------|---------------|---------------|-------------|
| East2 | 238.51<-1.4 | 238.51<-121.4 | 238.51< 118.6 | 0.00< 0.0 |
| N8 | 210.87<-9.7 | 218.62<-129.3 | 206.03< 109.8 | 7.98< 46.1 |
| N9 | 206.76<-12.0 | 217.38<-131.4 | 201.93< 107.4 | 10.13< 40.7 |
| N10 | 205.09<-14.2 | 217.71<-133.3 | 200.27< 105.2 | 11.38< 38.2 |
| N11 | 204.68<-14.2 | 217.70<-133.3 | 199.85< 105.2 | 11.06< 38.5 |

((Branch Current Information))

| Branch | From | To | Ifr(A) | Ifs(A) | Ift(A) | Ifn(A<deg) | Loss(kW) |
|--------|-------|-----|--------|--------|--------|-------------|----------|
| B8 | East2 | N8 | 184.6 | 169.5 | 223.2 | 49.6<-113.8 | 10.971 |
| B9 | N8 | N9 | 97.6 | 82.0 | 97.7 | 42.0<-157.8 | 1.469 |
| B10 | N9 | N10 | 87.9 | 80.6 | 87.9 | 31.7<-159.0 | 1.195 |
| B11 | N10 | N11 | 17.1 | 6.9 | 17.2 | 10.4<-154.3 | 0.020 |

((Branch PQ Information))

| Branch | From | To | PQfrom(kW,kvar) | PQto(kW,kvar) | Loss(kW) |
|--------|-------|-------|-----------------|----------------|----------|
| B8 | East2 | N8 (| 137.0, 9.8) | (47.4, -32.6) | 10.971 |
| B9 | N8 | N9 (| 47.4, -32.6) | (37.4, -37.2) | 1.469 |
| B10 | N9 | N10 (| 37.4, -37.2) | (29.7, -40.3) | 1.195 |
| B11 | N10 | N11 (| 8.0, 2.8) | (0.0, 0.0) | 0.020 |

((LVEast2 loss summary))

| | | Ps(kW) | Loss(kW) | Rate(%) | Vmin [Node-Phase] |
|------|-------------|--------|----------|---------|-------------------|
| [NET | B8] | 137.04 | 10.97 | 8.01 | 206.03[N8-T] |
| [NET | B9] | 47.40 | 2.68 | 5.66 | 199.85[N11-T] |
| [LV | East2Total] | 137.04 | 13.65 | 9.96 | 199.85[N11-T] |

[Loss summary(Unit:%)]

| Mi | Pg | Pi | Lline | Lcopp | Lcore | Total | Rate | Vmin[Node] |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|---------------------|
| 1.00 | 163.0 | 158.4 | 4.13 | 0.15 | 2.59 | 6.87 | 4.21 | 83.41[N11(East2)-T] |

低圧系統について
の計算結果

* This result was calculated with PFLOW program developed by *
 * Tokyo Electric Power Service Company, Limited (TEPSCO Japan) *

例 5-6 OPO ファイル

*****[Example1] 100percent=1.0MVA MI=1.000 *****

高電圧導入についての最適化計算の結果

<<Higher Voltage Introduction >> [MU:1JD]

| DEST | LINE | TRFM | LOC | Open | LOLD | LNEW | LRED | BNFIT | COST(MU) | NETB |
|------|------|------|------|--------|------|------|------|-------|----------------|------|
| NODE | CODE | CODE | (km) | Branch | (kW) | (kW) | (kW) | (MU) | LINE TRFM (MU) | |

--<33/0.415kV 34GM/3OH of=0.70 osf= 0.00 bc= 0>--

[South2]

[south2]についてはネットベネフィットが正となる解なし

[East2]

最適なケース

<<Same V line construction >> [MU 1JD]

| BRANCH | NEWLINE | LENG. | LOLD | LNEW | LRED | BNFIT | COST | NETB |
|--------|---------|-------|------|------|------|-------|------|------|
| | | (km) | (kW) | (kW) | (MU) | (MU) | (MU) | (MU) |

--<0.415kV 4OH of=0.70 bc= 0>--

[LVSouth2]

| | | | | | | | | |
|----|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----|
| B1 | WASP | 0.2 | 3.4 | 1.1 | 2.3 | 585 | 225 | 36 |
|----|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----|

| | | | | | | | | |
|----|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----|
| B5 | WASP | 0.2 | 3.8 | 1.3 | 2.5 | 652 | 225 | 42 |
|----|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----|

[LVEast2]

| | | | | | | | | |
|----|------|-----|------|-----|-----|------|-----|----|
| B8 | WASP | 0.6 | 10.7 | 5.4 | 5.4 | 1373 | 675 | 69 |
|----|------|-----|------|-----|-----|------|-----|----|

| | | | | | | | | |
|-------|--|-----|------|-----|------|------|------|------|
| Total | | 1.0 | 18.0 | 7.8 | 10.2 | 2611 | 1125 | 1486 |
|-------|--|-----|------|-----|------|------|------|------|

同電圧線路新設および増強についての最適化計算の結果

 * This result was calculated with PLOPT program developed by *
 * Tokyo Electric Power Service Company, Limited (TEPSCO Japan) *

5-5 出力の補足説明

5-4 の計算結果を例に、出力の内容を補足する。

5-5-1 潮流計算の出力(PFLOW)

高/中圧システムの計算結果は

*****[Example1] 100percent=1.0MVA MI=1.000000 *****

の文に続いて出力される。その内容について、詳細を表 5-1～表 5-3 に示す。

表 5-1 ノード出力

| 項目 | 単位 | 説明 |
|-------|---------|---------------------------|
| CODE | - | ノード名 |
| V | KV | ノード電圧 |
| V | % | 定格電圧(100%)に対するノード電圧 |
| ANGLE | Degrees | 位相角(スラックノードは0度) |
| Pgen | % | 系統容量に対する有効発電電力 |
| Qgen | % | 系統容量に対する無効発電電力 |
| Pload | % | 系統容量に対する有効電力負荷 |
| Qload | % | 系統容量に対する無効電力負荷 |
| SC | % | 電力用コンデンサの容量。負の値の場合はリアクトル。 |

(%値は系統ベース容量基準)

表 5-2 ブランチ出力

| 項目 | 単位 | 説明 |
|---------|----|-----------------|
| CODE | - | ブランチ名 |
| NF | - | From ノード名 |
| NT | - | To ノード名 |
| P(NF->) | % | From ノードからの有効電力 |
| Q(NF->) | % | From ノードからの無効電力 |
| P(->NT) | % | To ノードへの有効電力 |
| Q(->NT) | % | To ノードへの無効電力 |
| Ploss | % | ブランチ内の有効電力損失 |
| Qloss | % | ブランチ内の無効電力損失 |

(%値は系統ベース容量基準)

表 5-3 電力損失のまとめ

| 項目 | 単位 | 説明 |
|--------|----|---------------------------|
| Mi | | 負荷の乗数(第4章コントロールワード@MIで説明) |
| Pg | % | 有効発電電力の合計 |
| Pl | % | 有効電力負荷の合計 |
| Lline | % | 線路損失の合計 |
| Lcopp | % | 変圧器銅損の合計 |
| Lcore | % | 変圧器鉄損の合計 |
| Total | % | Lline,Lcopp,Lcoreの合計 |
| Rate | % | 損失率 |
| Vmin | % | MV系統の最低電圧 |
| [Node] | - | 最低電圧をとるノード名 |

(%値は系統ベース容量基準)

低圧系統の計算結果は

"---<LVSouth2>---"

の文に続いて出力される。その内容を表 5-4～5-7 に示す。

表 5-4 ノード出力

| 項目 | 単位 | 説明 |
|-------------|------|--------------------|
| Node | - | ノード名 |
| Vr-n(V<deg) | V, 度 | r相電圧 から中性線電圧を引いた電圧 |
| Vs-n(V<deg) | V, 度 | s相電圧 から中性線電圧を引いた電圧 |
| Vt-n(V<deg) | V, 度 | t相電圧 から中性線電圧を引いた電圧 |
| Vn(V<deg) | V, 度 | 中性線の電圧 |

(位相角：スラックノードからの位相角)

表 5-5 ブランチ出力(1)

| 項目 | 単位 | 説明 |
|------------|------|------------|
| Branch | - | ブランチ名 |
| From | - | From ノード名 |
| To | - | To ノード名 |
| Ifr(A) | A | R 相の相電流 |
| Ifs(A) | A | S 相の相電流 |
| Ift(A) | A | T 相の相電流 |
| Ifn(A<deg) | A, 度 | 中性線電流と位相角 |
| Loss(kW) | kW | ブランチ内の電力損失 |

(「Loss」の右上に*がある場合は設備が過負荷運転されていることを示している。)

表 5-6 ブランチ出力(2)

| 項目 | 単位 | 説明 |
|-----------------|----------|------------------------|
| Branch | - | ブランチ名 |
| From | - | From ノード名 |
| To | - | To ノード名 |
| PQfrom(kW,kvar) | kW, kVar | From ノードからの有効電力および無効電力 |
| PQto(kW,kvar) | kW, kVar | To ノードへの有効電力および無効電力 |
| Loss(kW) | kW | ブランチ内の電力損失 |

表 5-7 LV 系統内の損失のまとめ

| 項目 | 単位 | 説明 |
|--------------|----|-------------------------|
| (****) | - | ネットワーク名 |
| Ps(kW) | - | ネットワークの送り出し点の電力 |
| Loss(kW) | - | ネットワーク内の損失 |
| Rate(%) | % | ネットワークの損失率 |
| Vmin | V | ネットワーク内の最低電圧 |
| [Node-Phase] | - | ネットワーク内で最低電圧をとるノード名とその相 |

5-5-2 最適化計算の出力(PLOPT)

高圧導入の計算結果は

```
*****[Example1] 100percent=1.0MVA MI=1.000 *****
'<<Higher Voltage introduction >> [MU:1000JD]'
```

の文に続いて出力される。それぞれの内容を、表 5-8 に示す。

表 5-8 高圧導入の計算結果

| 項目 | 単位 | 説明 |
|--------------|----|--|
| [****] | - | [上位電圧ルート of 始点のノード] |
| DEST | - | ルート終点ノード名 |
| LINE | - | 選択された電線線種コード |
| TRFM | - | 選択された変圧器コード |
| LOC | km | [****]からの新設変圧器の位置(MV 線路の開始点) |
| Open | - | 既設低圧系統上での開放点。't' はブランチの to 側、'f' はブランチの from 側を示す。 |
| LOLD | kW | 高電圧系統導入前の電力損失 |
| LNEW | kW | 高電圧系統導入後の電力損失 |
| LRED | kW | 損失低減量 |
| BNFIT | " | 検討対象期間にわたる損失低減によるベネフィット |
| COST LINE | " | 高電圧導入の建設工事費 (投資額) |
| COST TRFM | " | 変圧器の建設工事費 (投資額) |
| NETB | " | ネットベネフィット ²⁾ (=損失低減によるベネフィット - 建設工事費 (投資額)) |

1) BNFIT、COST、NETB の単位は Econo テーブル上のコントロールワード@MU および@OPI ファイル内のコントロールワード@MUE で指定される。出力リストの上方に[MU:"]の形で示される。

2) ネットベネフィットは経済的便益であり、検討対象期間にわたる損失低減のベネフィットと損失低減の投資によるコストの差である。(第1部6章7参照)

同電圧線路建設の計算結果

同電圧線路建設の計算結果は

'<<Same V line construction >> [MU:1000JD]'

の文に続いて出力される。それぞれの内容を、表 5-9 に示す。

同電圧線路建設を評価する計算は、目的の電圧レベルにある全てのブランチに対して、あらかじめ指定された線種への変更を行いながら実行される。最もネットベネフィットの大きいケースがブランチごとの検討結果として出力される。既設のブランチに新設線を付加するとネットベネフィットが負になる場合は、結果が出力されない。

表 5-9 同電圧線路建設の最適化計算結果

| 項目 | 単位 | 説明 |
|---------|----|-------------------------|
| [] | - | [ブロック名] |
| BRANCH | - | ブランチのコード名 |
| NEWLINE | - | 選択された電線線種のコード名 |
| LENG | km | ブランチの長さ |
| LOLD | kW | 同電圧線路建設前の電力損失 |
| LNEW | kW | 同電圧線路建設後の電力損失 |
| BNFIT | 1) | 検討対象期間にわたる損失低減によるベネフィット |
| COST | 1) | 建設工事費 |
| NETB | 1) | ネットベネフィット ²⁾ |

1) BNFIT、COST、NETB の単位は Econo テーブル上のコントロールワード@MU で定義される貨幣単位に、@OPI ファイル内のコントロールワード@MUE で指定される桁数を上乘せした単位。出力リストの上方に[MU:*]の形で示される。

2) ネットベネフィットは経済的便益であり、検討対象期間にわたる損失低減のベネフィットと損失低減の投資によるコストの差である。(第1部6章7参照)

5-6 低圧系統への電力用コンデンサの設置検討例

低圧系統の電力用コンデンサについては、オフピーク時に送り出し点での力率が1程度となるように容量を決定し、分岐のない単純なモデル系統では、送り出し点からフィーダー長の2/3の点が最適設置点となる。実際の系統にはいくつかの枝分かれがあり、多数のブランチで構成されている。このような系統モデルを例に電力用コンデンサの設置方法について検討した。

5-6-1 モデル系統

図5-2に示される、いくつかの分岐のある系統モデル「EX2」について検討する。DT2は変電所の低圧側母線であり、DT2からN1までは、地中ケーブルが使用されている。幹線はN1からN6までであるが、N2において負荷の大きなブランチが分岐している。負荷電流はピーク時で、送り出し点において200Aであり、オフピーク時はピーク時の半分の負荷電流とする。力率は0.82である。

図 5-2 モデル系統「EX2」

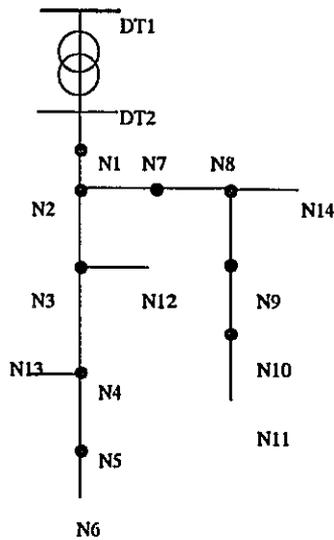


表 5-10 「EX2」のブランチ構成と電流

| 区間 | 長さ | 線種 |
|---------|------|---------|
| DT2-N1 | 20m | LUAL185 |
| N1-N2 | 50m | WASP |
| N2-N3 | 150m | ANT |
| N3-N4 | 150m | ANT |
| N4-N5 | 200m | GANT |
| N5-N6 | 200m | GANT |
| N2-N7 | 100m | ANT |
| N7-N8 | 100m | ANT |
| N8-N9 | 100m | ANT |
| N9-N10 | 100m | GANT |
| N10-N11 | 50m | GANT |
| N3-N12 | 100m | GANT |
| N4-N13 | 100m | GANT |
| N8-N14 | 100m | GANT |

| | |
|------------|-----------------|
| ピーク時負荷電流 | 送り出し点で 200A |
| オフピーク時負荷電流 | ピーク時の半分 100A |
| 力率 | 0.82 |

負荷電流は均等分布している。

5-6-2 電力用コンデンサ設置容量の合計

電力用コンデンサの設置容量はオフピーク時で力率を 1 程度に保つように決められる。オフピーク時の送り出し点での無効電流をもとに、電力用コンデンサの総容量を計算すると、表 5-11 のようになる。

表 5-11 「EX2」の電力用コンデンサ総容量

| ピーク時負荷電流 | オフピーク時負荷電流 | オフピーク時負無効電流 | 電力用コンデンサ設置容量 |
|----------|------------|-------------|--------------|
| 200A | 100A | 57A* | 41kVA* |

$$*57A=100A \times \sqrt{(1-0.82^2)} \quad 57A \times 415V \times \sqrt{3}=41kVA$$

この系統で合計約 40kVA 程度の電力用コンデンサを設置することとなる。

5-6-3 電力用コンデンサの容量と配置

「EX2」系統の電流分布について PFLOW を用いて計算した結果を図 5-3 および図 5-4 に示す。()内は無効電流である。系統は 2 方向に分岐し、大きく二つの部分に分かれているので、それぞれブロック A および B と名付ける。各ブロックの負荷電流およびオフピーク時に各ブロックへの送り出し点での力率を 1 となるよう電力用コンデンサの設置容量を設定する。(表 5-12) 電力用コンデンサは各ブ

ロックに分散させて設置するが、電力用コンデンサの設置容量は、系統全体に必要な設置容量を確保するように、各ブロックの負荷電流の大きさに比例させて決める。系統全体に必要な電力用コンデンサは約40kVAである。第一部3-1-2で述べた電力用コンデンサ設置容量の組み合わせから、AおよびBのブロックの電力用コンデンサは、それぞれ、25kVAおよび16kVAとなる。

図5-3 「EX2」の電圧潮流計算結果
(ピーク時：電力用コンデンサ設置前)

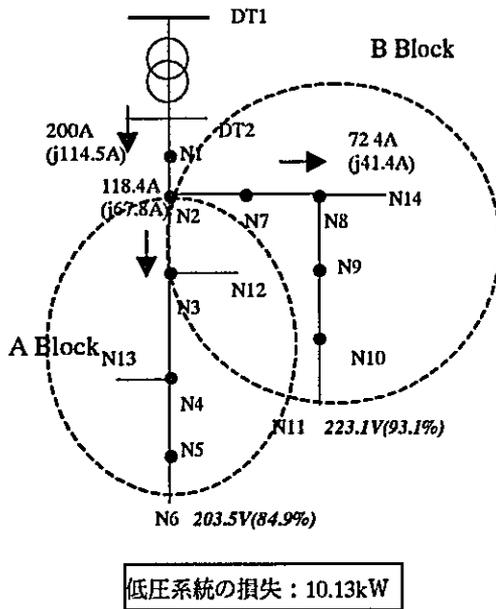


図5-4 「EX2」の電圧潮流計算結果
(オフピーク時：電力用コンデンサ設置前)

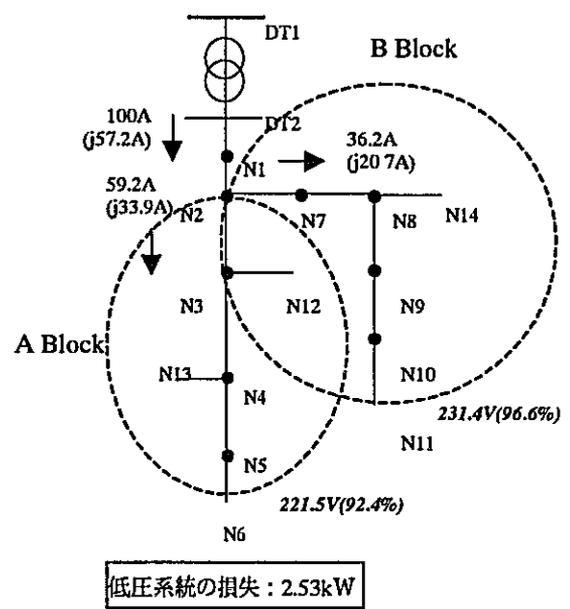


表5-12 各ブロックの負荷電流と負荷無効電流を補償する電力用コンデンサ容量

| ブロック | ピーク負荷電流 | ピーク負荷無効電流 | オフピーク時無効電流 | オフピーク時に各ブロックへの送り出し点での力率を1とする電力用コンデンサの設置容量 |
|------|---------|-----------|------------|---|
| 系統全体 | 200 | 114.5 | 57.2 | 41kVA (=57.2×415V×√3) |
| A | 118.4 | 67.8 | 33.9 | 24kVA (=33.9×415V×√3) |
| B | 72.4 | 41.4 | 20.7 | 15kVA (=20.7×415V×√3) |

力率0.82

電力用コンデンサの設置点については、系統の送り出し点から各ブロックの末端までのほぼ2/3(70%)付近のノードとする。以上より、電力用コンデンサの設置容量と、設置点をまとめると表5-13のようになる。

表 5-13 電力用コンデンサの設置容量と設置点

| 設置容量 | 設置点 ()内は設置点のブロック | 変電所2次側母線からブロック末端までの距離 | 変電所2次側母線から電力用コンデンサ設置点までの距離 | 電力用コンデンサ設置容量 |
|-------|---------------------|-----------------------|----------------------------|--------------|
| 25kVA | N4 (Aブロック) | 770m | 570m (送り出し点から 74%) | 25kVA |
| 16kVA | N9 (Bブロック) | 420m | 270m (送り出し点から 64%) | 16kVA |

5-6-4 電力用コンデンサ設置後の電圧潮流状況

電力用コンデンサ設置後のピーク時における「EX2」系統の電圧潮流状況を計算すると、図 5-5 および図 5-6 のようになる。

電力用コンデンサは定無効電流源として模擬している。電力用コンデンサ設置後のピーク時の送り出し電流は 174.8A であり、電力用コンデンサ設置前の 200A と比較し、87.4%まで減少する。また、電力用コンデンサ設置後のオフピーク時の変電所低圧母線における電流は 83.4A であり、電力用コンデンサ設置前の 100A と比較し、83.4%にまで減少する。これらは、第一部表 3-4 で示した力率 0.82 の等価電流低減率(RCC)85%とほぼ同等となる。

また、オフピーク時において、送り出し点における電力用コンデンサ設置後の無効電力潮流は 0.1kVar であり、ほぼ力率 1 程度である。低圧系統内の電圧は、変電所低圧側母線の 239.6V(1.0PU)が最も高く、過電圧となる区間はない。

この例で示されるとおり、分岐のある場合には、潮流の大きなブランチに注目して、ブランチ毎に電力用コンデンサを設置すれば良いことがわかる。

表 5-14 「EX2」系統の電力用コンデンサ設置前後の電圧潮流状況

| 項目 | ピーク時 | | オフピーク時 | |
|--------------------|------------------|------------------------------|------------------|--------------------|
| | 設置前 | 設置後 (16+25kVA) | 設置前 | 設置後 (16+25kVA) |
| 電力用コンデンサ (設置容量) | | | | |
| 送り出し電流(A) | 200 | 174.8 設置前の 87.4% | 100 | 83.4 設置前の 83.4% |
| 変電所低圧母線での無効電力潮流 | 82.3kVA | 41.1kVA | 41.2kVA | 0.1kVA |
| 低圧系統電力損失(kW) | 10.13 | 7.79 設置前の 76.9% | 2.53 | 1.89 設置前の 74.7% |
| 最低電圧(V) | 203.5 (84.9%) | 221.5 (92.4%) | 207.2 (86.5%) | 225.3 (94.0%) |
| 最高電圧(V) | 239.6 (100%) | 239.6 (100%) ¹ | 239.6 (100%) | 239.6 (100%) |

図5-5 「EX2」の電圧潮流計算結果
(ピーク時：電力用コンデンサ設置後)

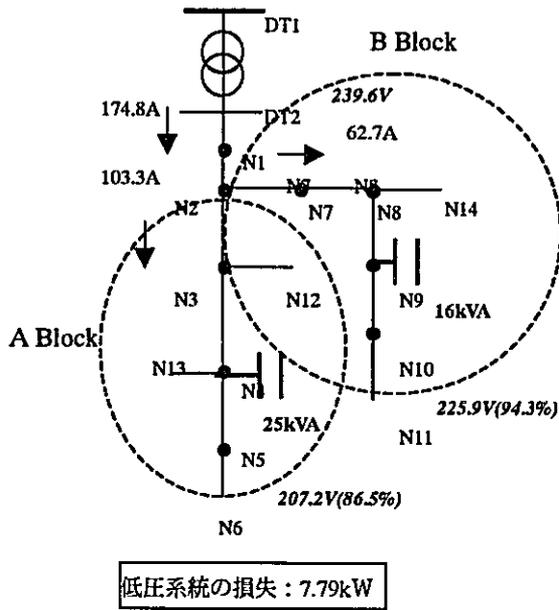
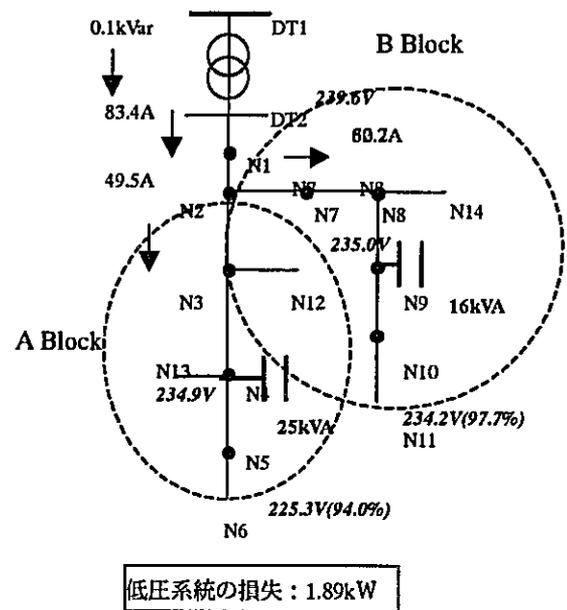


図5-6 「EX2」の電圧潮流計算結果
(オフピーク時：電力用コンデンサ設置後)



JICA

