

第 8 章

電力損失低減最適化の検討

第 8 章 電力損失低減最適化の検討

8.1 電力損失低減最適化検討の概要

第 7 章に述べた検討条件を基に、検討を行い、低圧対象フィーダー約 400 への改善方策と、中圧対象フィーダー 8 線路についての改善方策をとりまとめた。

8.1.1 力率改善による電力損失の低減

電力用コンデンサによる電力損失低減は、線路新設や上位電圧の導入などの効果に比べて、改善量の面では大きくはないが、ジョルダン国の配電システムの力率が、低圧配電線で 0.7～0.82 程度と低いこと、電力用コンデンサの建設コストが、配電線路そのものを強化する方策より格段に小さいこと等から、投資効果の大きなベースの改善策として位置付けることができる。

また、この対策は、重負荷時における配電システム末端での電圧低下の大きな改善にもなり、少ない投資で電力品質の改善もはかれる。

対象低圧および中圧フィーダーへの電力コンデンサ設置の考え方や効果を、以下に述べる。

8.1.2 配電システムへの電力用コンデンサ設置の考え方

電力用コンデンサの設置については、需要の小さなオフピーク時に電力コンデンサからの進相電流により電圧上昇を生じぬよう、配電用変電所の配電線引き出し口で力率 1.0 を条件に設置量を設定した。オフピーク時の電圧は、いくつかの代表的なケースについて検討した結果、低圧配電システムおよび中圧システムとも運用電圧幅に入ることを確認している。

システム上の設置位置については、電力損失の低減の面から、最効率となる地点についてモデル配電システムを用いて、ジョルダン国の負荷パターンに当てはめ検討した結果、概ね、配電線負荷が三分の一になる地点に設置することが最適との結論を得ている。これを基本に、電力用コンデンサによる電力損失低減効果(力率改善)を検討した。

中圧配電線については、低圧と同様、配電線負荷の概ね三分の一になる地点に、中圧の電力用コンデンサを設置した場合と、中圧配電線を電源とする配電用変電所の低圧側へ電力用コンデンサを設置した場合とを比較検討し、効果の大きな低圧側への設置を基本とした。検討結果の概要は以下の通りである。

8.1.3 低圧対象フィーダーへの電力用コンデンサによる電力損失低減

低圧フィーダーへの電力用コンデンサの設置により、対象フィーダーの各区間の力率や無効分電流の分布が変化し、さらに需要増加に伴っても変化してしまうので、今回、解析に用いる一様分布負荷モデルが、そのままでは適用できない。電力損失低減の効果を適切に反映するため、等価な効果係数を検討し

用いることとした。具体的には、電力損失面から最適な地点に電力コンデンサを設置後、各区間の電流分布や電力損失をモデル系統を用いて検討し、10年間に於ける電力損失が等しくなる等価力率及び等価負荷電流を算定し、これを用いることとした。対策前の負荷力率をパラメータに、検討対象期間の10年間の等価力率、等価負荷電流(負荷電流低減係数)を算定した結果を表8.1-1に示す。

表8.1-1 等価力率および負荷電流低減係数

電力用コンデンサ設置前 の負荷力率	電力用コンデンサ設置後		
	等価力率	負荷電流低減係数	(電力損失低減率:%)
0.70	0.92	0.76	57.76
0.75	0.94	0.80	64.00
0.80	0.95	0.84	70.56
0.85	0.97	0.88	77.44
0.90	0.98	0.92	84.64

表8.1-1から、負荷力率が悪いほど、電力用コンデンサによる負荷電流の低減率は大きく、電力損失は電流の二乗で生じるので、電力損失低減効果も大きくなることがわかる。

電力コンデンサ設置による低圧対象フィーダー全数への電力損失低減の効果を纏めると表8.1-2のとおりである。電力損失を1kW低減するのに必要な電力コンデンサの設置量は約14kVAであり、投資額に対するネットベネフィットの比(投資効果係数)が41.4と大きく1年以内の投資の回収がはかれるなど経済効果が高いことがわかる。

表8.1-2 低圧対象フィーダー全数への電力コンデンサの適用効果

改善前の 電力損失 (MW)	改善後の状況					10 年間 の コスト (千 JD)	10 年間 のベネフ ィット (千 JD)	ネット・ ベネフィット (b) (千 JD)	(b)/(a)
	電力コンデ ンサ設置量 (MVA)	投資額 (a) (1000JD)	電力損失 (MW)	電力損失低減量 (MW、GWh/ 1 0 年)					
3.7	13.6	55	2.7	1.0MW	81.7GWh	44	2,322	2,278	41.4

8.1.4 中圧対象フィーダーへの電力用コンデンサによる電力損失低減

中圧対象フィーダーについても、低圧フィーダーと同様、電力用コンデンサの適用効果について、電力損失低減面で、最適となる設置地点に集中して配置した場合と、配電用変電所の低圧側に分散して配置した場合とを比較し、経済性に若干勝る後者の案を基本ケースとした。また系統末端での電圧降下抑制の面から評価を行った。電力コンデンサによる電力損失低減については、個々の対象フィーダーについて検討を行なうとともに、線路増強などとの組み合わせ案について比較検討を行った。その内容を、8.3節で他の改善案とともに述べる。

8.2 低圧配電線の電力損失低減

検討対象数が多いことから、太線化(張替)や同電圧線路新設対策、及び中圧導入に関する予備検討の後、対象フィーダー約 400 について、電力用コンデンサによる力率改善効果を反映して(先取りして)、電線の太線化、同電圧線路新設、中圧の導入案の評価を行った。

8.2.1 低圧フィーダー改善の予備検討

(1) 同電圧配電線の増強についての予備検討

太線化と同電圧線路新設の 2 つの同電圧対策案における電力損失低減効果と対策コストの関係を把握することを目的に、負荷電流をパラメータにして、どの程度の負荷電流からネット・ベネフィットが生じるのか予備検討を行った。なお、検討条件は 7 章で示される建設単価や諸元を用い、検討期間は 10 年、需要はヨルダン国の今後の 10 年の想定需要と同レベルの年 5% で増加するものとしている。

図 8.2-1 は、これらの検討のうちの一例であり、既設の低圧フィーダーの線種が LCU35(35 mm² 銅裸電線)で、これを WASP(100mm² アルミ裸電線)に張り替えた場合と、新たにフィーダーを新設した場合の、10 年間のネット・ベネフィットを示している。

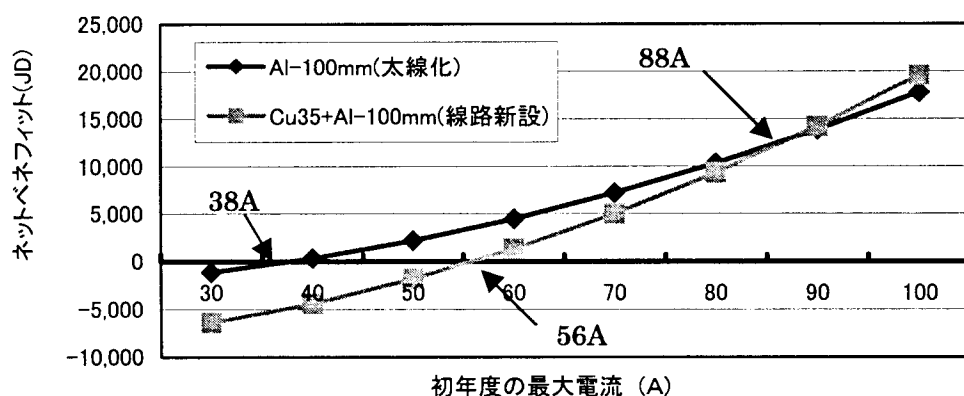


図 8.2-1 フィーダー電流とネットベネフィットの関係

図 8.2-1 から既設電線が銅裸電線 35mm² の場合は、

- ・ ネット・ベネフィットが生じてくる負荷電流(以下、臨界電流とする)は、同電圧線路新設の場合は約 56A、太線化の場合で約 38A である
- ・ 負荷電流が約 38A から 88A の領域では、太線化対策の方がネット・ベネフィットが大きく、88A を越えると、同電圧線路新設対策の方がネット・ベネフィットが大きくなる

以上の例に示されるとおり、同電圧でのフィーダーの強化改善策は、概ね初年度の負荷状態により予想ができるので、検討結果のチェックや、引き続き行うこととなるヨルダン国側での検討における、対象フィーダー選定にも活用できる。同様にして、ヨルダン国で広く使用されている既設の電線について張替と新設

に対する臨界電流や経済範囲を検討した結果を表 8.2-1 に示す。

表8.2-1 既設電線の張替・新設に対する臨界電流

既設電線		Al-100mm ² 張替（太線化）	Al-100mm ² 新設
GANT (Al-25mm ²)	臨界電流	20 A	35 A
	経済範囲	20 ~ 114 A	114A ~
ANT (Al-50mm ²)	臨界電流	36 A	54 A
	経済範囲	36 ~ 92 A	92A ~
WASP (Al-100mm ²)	臨界電流	---	88 A
	経済範囲	---	88A ~
LAL50 (Al-50mm ²)	臨界電流	31 A	49 A
	経済範囲	31 ~ 94A	94A ~
LAL95 (Al-95mm ²)	臨界電流	84 A	78 A
	経済範囲	---	78 A ~
LCU25 (Cu-25mm ²)	臨界電流	27 A	45 A
	経済範囲	27 ~ 98 A	98A ~
LCU35 (Cu-35mm ²)	臨界電流	38 A	56 A
	経済範囲	38 ~ 88 A	88A ~
LCU50 (Cu-50mm ²)	臨界電流	58 A	70 A
	経済範囲	58 ~ 79 A	79A ~
LCU70 (Cu-70mm ²)	臨界電流	---	88 A
	経済範囲	---	88A ~

経済範囲：張替または新設対策のうち当該対策が他案より経済的となる範囲

(2) 中圧導入についての予備検討

中圧導入対策のネット・ベネフィットについて、既設電線サイズ、負荷電流との関係を把握するために、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、モデルシステムを用いて検討した。図 8.2-2 にモデルシステムを示す。

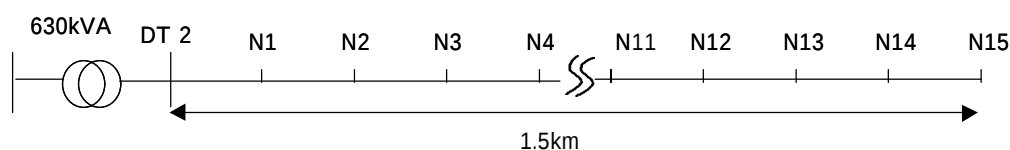


図8.2-2 中圧導入予備検討のモデル

線路長は1.5km、1区間0.1kmの15区間に区分した。電源変圧器の容量は630kVAとし、稼働率は50%（一定）とした。負荷電流は均等分布負荷とし、送り出し電流を40Aから240Aまで、10A刻みで検討した。中圧系統が架空の場合、及び地中の場合の2ケースについて検討した。

検討結果を表 8.2-2 ~ 8.2-3 に示す。

表8.2-2 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	経済範囲
WASP	120	130 ~
LAL95	110	120 ~
LCU50	100	120 ~
LCU35	90	120 ~
ANT	90	120 ~
LAL50	80	120 ~
GANT	60	140 ~

経済範囲：同電圧対策に対して経済的となる範囲

表8.2-3 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	経済範囲
LCU70	170	---
LCU50	150	170 ~
LCU35	120	180 ~
ANT	120	180 ~
GANT	90	220 ~

経済範囲：同電圧対策に対して経済的となる範囲

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 でネット・ベネフィットが生じ、130A 以上となると同電圧対策に比べ経済性で優位となることを示している。また、上記結果より、工事費の高い中圧系統が地中線の場合、臨界電流、経済範囲も架空系統に比べ、負荷電流がずっと大きい範囲となることが分かる。

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、上記のような単純なものではなく、直ちにこの数値を基に検討を進めることはできないが、中圧導入案のネット・ベネフィットの生じる負荷電流域について、概ねの目安を得ることができる。

8.2.2 対象低圧フィーダー改善の考え方

(1) 対象低圧フィーダーの改善方針

前節で述べたとおり、安価で投資効果が高い電力用コンデンサによる力率改善対策を優先し、さらにその効果を織り込んだ上で改善策の検討を行うこととした。中圧導入案においても、地域の状況を勘案し、新設される変圧器は対象フィーダーの電源変圧器と同じ形式(柱上・地上・屋内型)とした。中圧線についても既設と同様の形態(架空、地中)のものとして、低圧対象フィーダーに沿って新設されるものとした。

低圧フィーダー新設または電線張替太線化案は、区間(分岐点 - 分岐点間、または同一線種区間)単位に検討した。また低圧フィーダー新設案においては、新設フィーダー数を1に制限した。

(2) 対策選定方針

本プロジェクトの目的は、ロス低減によるネット・ベネフィットを得ることにあるが、電力品質の観点から電圧の維持も重要な課題である。ジョルダン側カウンターパートとの協議及びIECの標準電圧に基づき、対策実施後の電圧降下が10%以内である条件の下で、最もネット・ベネフィットの大きい対策案を選択するものとした。

(3) 検討条件

対策の検討にあたっては、現在ジョルダン国で標準的に使用されている設備を基本に、低圧線の新設および太線化には、WASP (100mm² アルミ裸電線)以下のサイズの裸電線を使用することとした。中圧導入については、地域事情を考慮し、電源変圧器と中圧配電線は既設と同形式の設備を新設するものとした。経済性の評価期間は2001年からの10年間(2001年～2010年)とした。不平衡負荷については、改善が逐次進められているので、各相の電流の平均値を用いた。また、電力用コンデンサによる力率改善については、等価力率および電流低減係数を用いてその効果を反映した。

8.2.3 対象低圧フィーダー電力損失低減の検討結果

ソフトウェアPLOPTおよびPFLOWを用いて潮流計算及び最適化計算を行い、経済性と電圧面の選定クライテリアをもとに改善策を決定した。

(1) 検討結果の概要

対象低圧フィーダー約400についての検討結果の概要を表8.2-4に示す。

表8.2-4 対象低圧フィーダーの検討結果

		EDCO	JEPCO	IDECO	合 計
改善案	中圧導入とコンデンサ設置との組み合わせ	43	14	37	94
	低圧増強とコンデンサ設置との組み合わせ	96	78	92	266
	コンデンサ設置	9	8	21	38
	合 計	148	100	150	398
初期投資額 (×1,000JD)	コンデンサ分	20	15	19	55
	系統設備増強分	1,029	500	876	2,405
	合 計	1,049	515	895	2,460
電力損失低減量 (MWh/10年)	コンデンサ設置の効果分	39,204	16,296	26,130	81,630
	系統設備増強の効果分	66,494	30,851	44,514	141,859
	合 計	105,698	47,147	70,644	223,489
ネット・ベネフィット (×1,000JD/10年)	コンデンサ設置の効果分	1,099	451	728	2,278
	系統設備増強の効果分	1,071	480	568	2,120
	合 計	2,170	931	1,297	4,398
I.E.ファクター	コンデンサ設置の効果分	54.7	29.7	37.8	41.8
	コンデンサ設置後の系統設備増強効果分	1.04	0.96	0.65	0.88
	合 計	2.07	1.81	1.45	1.79

選定された対策を会社毎にみると

- ・ JEPCOの対象線路については、中圧導入の選ばれた割合が他の2社と比べて低い
- ・ IDECOの対象線路については、「電力用コンデンサ設置のみ」となったフィーダーの割合が他の2社と比べて高い

との結果となっており、この要因は以下のとおりである。

JEPCO の検討結果で、中圧導入が少ないのは、JEPCO の中圧系統は建設コストが高い地中線で構成されており、中圧導入により得られるネット・ベネフィットが他の 2 社のケースと比べて小さいことが要因と考えられる。参考までにモデルを使い中圧線が架空の場合と地中の場合の建設コストを比較した結果を表 8.2-5 に示す。

表8.2-5 架空線と地中線の中圧導入コスト比較

	変圧器 (250kVA)	中圧線路 (0.5km)	建設コスト
架空中圧線導入	柱上設置型 (9,835JD)	100mm ² アルミ裸電線 (6,643JD)	16,478JD
	地上設置型 (12,125JD)		18,768JD
地中中圧線導入	パッケージ型 (16,690JD)	150mm ² アルミ・ケーブル (13,500JD)	30,190JD

IDECO の対象フィーダー検討結果で、「電力用コンデンサ設置のみ」の割合が高いのは、負荷電流の小さい対象フィーダーが多く含まれていること(100A 以下のフィーダー数は、EDCO が 21、JEPCO が 18 に対して IDECO は 39)、既設の電線サイズが他の 2 社の対象フィーダーよりも大きいことによるものと考えられる。

参考に、各社の対象低圧フィーダーの電線サイズについて、表 8.2-6 に示すように抵抗をパラメーターにして 4 つのグループに分け、対象フィーダーの主要幹線部分(電源変圧器に近い3区間)に使用されている電線を比較した結果を図 8.2-3 に示す。

表8.2-6 電線の抵抗によるグループ分け

電線抵抗(Ω /km)	> 0.75	0.5 ~ 0.75	0.25 ~ 0.5	< 0.25
線 種	LUCU6	LAL50	LCU50	LCU95
	LCU16	LBAL50	LCU50A	LCU50M2
	GANT	LUAL50	LAL295	LUAL185
	LBAL35	ANT	LAL95	LAL295M2
	LCU25	ANT2	MKT	LUCU120
	LCU25A	LCU35	LCU70	LUAL240
		LCU35A	WASP	
		LBAL70	WASP2	
		LUAL70	LUCU70	
			LCU35M2	
			LBAL120	
			LUAL120	

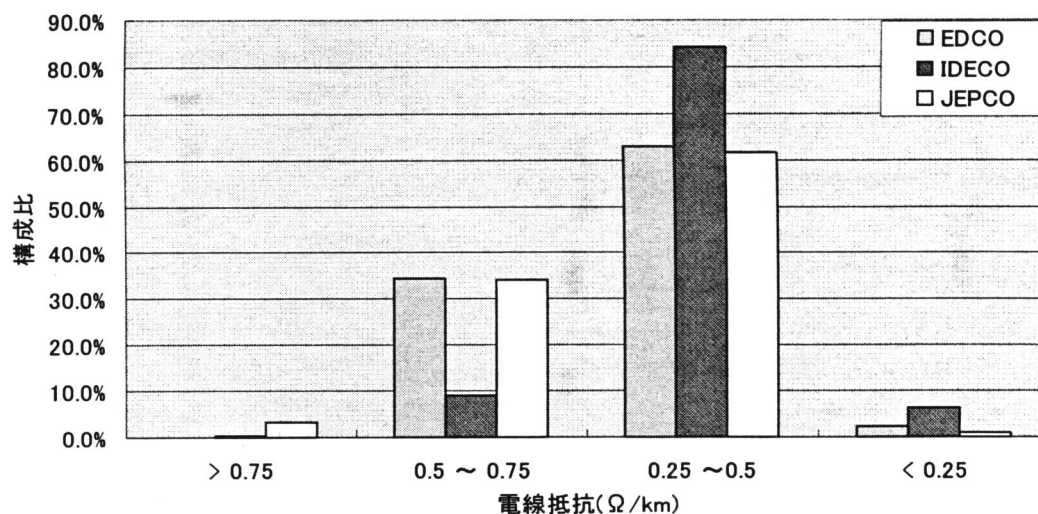


図8.2-3 主要幹線部の電線抵抗の分布

図 8.2-3 に示すように、IDECO の対象フィーダーは、大きな電流の流れる主要幹線部分に、他の 2 社と比べ抵抗値の低い(電線径の大きい)ものが多く用いられており、これが他の 2 社に比べて設備増強が少なくなる要因であると考えられる。

(2) 検討例

対象低圧フィーダーの検討の具体例を示す。図 8.2-4 は、EDCO の対象フィーダー E015 の系統図である。このフィーダーは、18 の区間から構成され、2001 年における送電端 3 相平均負荷電流は、193A である。設備増強対策を行わなかった場合(電力用コンデンサのみ設置した場合)のロスは、2001 年から 10 年間で 982MWh 発生すると算定される。また、この系統の 2001 年時点における電圧の最下点は、ノード N7 及び N17 で、206.1V である。

対象フィーダー E015 について、PFLOW 及び PLOPT を用いて

- ・ 低圧増強案
- ・ 中圧導入案

それぞれについて最適化検討を行った。いずれの対策でもロス低減によるネット・ベネフィットが得られる。それらの対策を図 8.2-4 および図 8.2-5 に示す。

低圧増強案

低圧増強の最適案は、図8.2-4 に示すように、ノードDT2からノードN3まで既設フィーダーに沿ってWASP（100mm²アルミ裸電線）で同電圧線路を新設し、ノードN4からN6

ANT (50mm²アルミ裸電線)をWASPに太線化するものとなる。ノードN3からN4までの区間は、既設電線がWASPで、この区間の入りの電流が84Aなので、ネット・ベネフィットが得られる案は無い。(8.2.1.「低圧フィーダーの予備検討」表8.2-1参照) この案の投資額は4,313JDであり、10年間の経費では3,435JDとなる。一方この案により、対策後10年間で288MWhの電力損失が低減され、ベネフィット(節減額)は8,196JDとなる。従って、この10年間で4,761JDのネット・ベネフィットが得られることになる。また、この系統の最低電圧は、206.1Vから217.8V(14.1%→9.3%)(ノードN7及びN17)に改善される。

中圧導入案

中圧導入の最適案は、図8.2-5に示すように、この系統の既設電源と同形式の地上設置型250kVA変圧器をノードN3とN4の間に新設し、既存電源変圧器から低圧フィーダーに沿ってDOGの中圧線を新設するものとなる。既存の低圧系統は、ノードN3のN2側で開放され、2系統に分割される。投資額は16,908JDであり、10年間の経費では13,465JDとなる。対策後10年間で637MWhの電力損失が低減され、ベネフィット(節減額)は18,118JDとなる。従って、この10年間で4,653JDのネット・ベネフィットが得られることになる。この系統の最低電圧は、206.1Vから224.2V(14.1%→6.6%)(ノードN7及びN17)に改善される。

この例では、低圧増強対策によるネット・ベネフィット(4,761JD)は、中圧導入対策によるネット・ベネフィット(4,653JD)よりも大きく、かつ2001年の対策後の系統の最低電圧も217.8Vと電圧基準(電圧降下10%)以内であるから、この線路への改善案として低圧増強を選択した。

同様に全対象低圧配電線398フィーダーについて検討を行った結果を添付資料8.2に示す。また、これらのうち、1割に当たる40フィーダーについての対策図を添付資料8.4に示す。

(3) 投資の優先順位

低圧フィーダーの改善案のうち、コンデンサの設置に加えて実施される設備増強対策案(低圧線路新設・太線化・中圧導入)の投資回収期間に着目して改善案を整理すると、表8.2-7のとおりとなる。

表8.2-7 投資回収期間別の改善案のネット・ベネフィット(3社計)

		投資の回収期間		
		5年以内	5～10年	10年超過
構成率	対象フィーダー数	12%	50%	38%
	投資額	11%	48%	41%
	ネット・ベネフィット	40%	49%	11%

この結果は、投資回収期間の短い対策を優先的に実施して行くことが投資効率面で適策であることを示している。

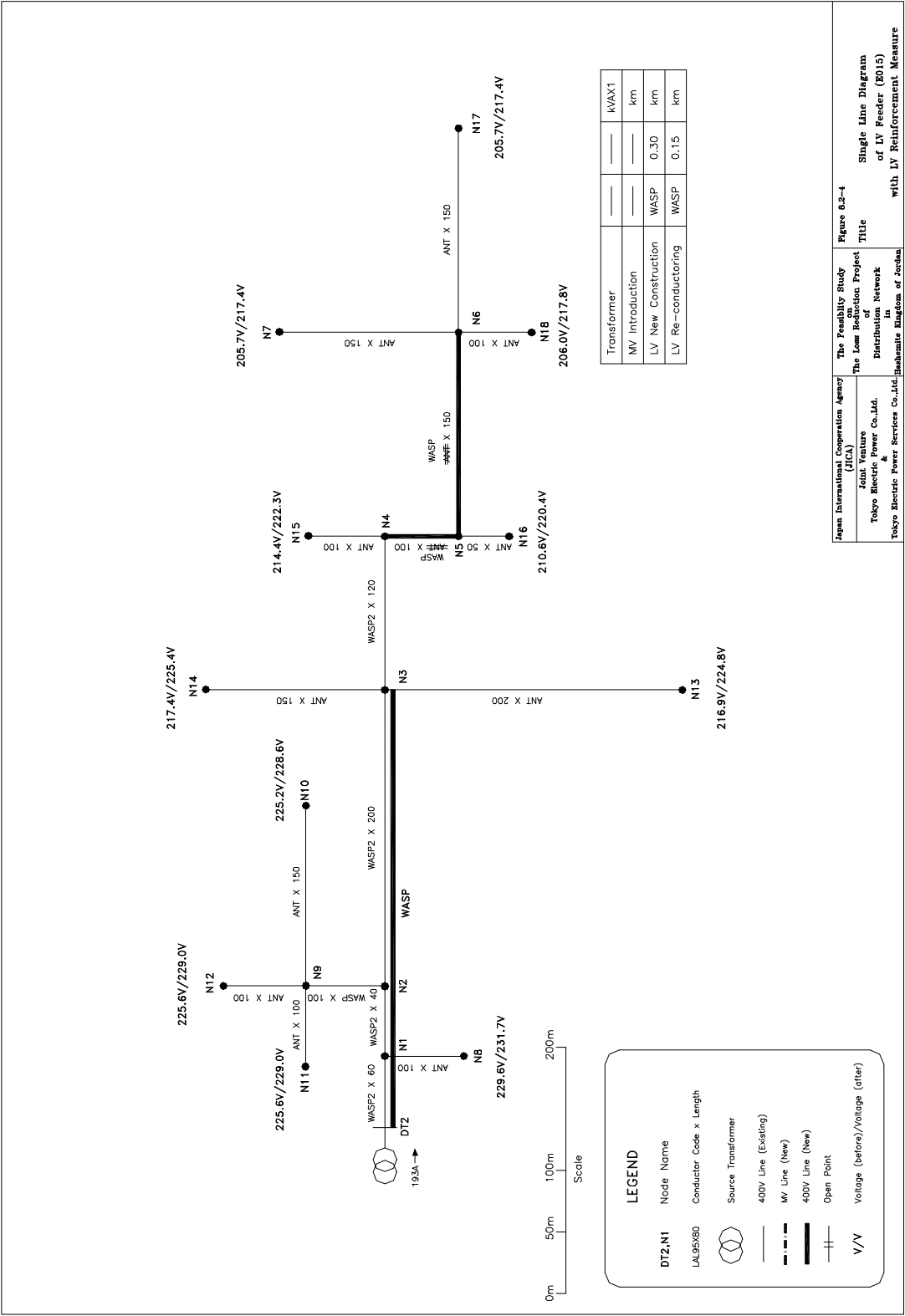
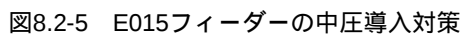


図8.2-4 E015フィーダーの低圧増強対策



8.2.4 LAL150 (150mm²アルミ裸電線) を適用した場合の検討結果

大サイズ電線の適用は、さらなるロス低減が見込め、より経済的な対策となる可能性があることから、低圧線路の新設に、大サイズのLAL150 (150mm²アルミ裸電線)を新たに採用した場合についても検討した。既存のWASP (100mm²アルミ裸電線)よりも大サイズの電線を架線するには、大幅な支持物の改造・コストが必要となるので、太線化張替についてはWASPまでとした。検討結果を表 8.2-8 に示す。従来用いているWASP以下のサイズの裸電線を使用したケース(以下、基本ケースとする)と線路新設にLAL150を使用したケース(以下、LAL150 ケースとする)の検討結果との比較を表 8.2-8 に示す。

表8.2-8 LAL150を適用した場合の検討結果

		EDCO	JEPCO	IDECO	合 計
改善策	中圧導入とコンデンサ設置との組み合わせ	38	13	36	87
	低圧増強とコンデンサ設置との組み合わせ	101	79	93	273
	コンデンサ設置	9	8	21	38
	合 計	148	100	150	398
初期投資額 (×1,000JD)		1,024	513	905	2,442
電力損失低減量 (MWh/10 年)		105,850	48,037	71,514	225,401
ネット・ベネフィット (×1,000JD/10 年)		2,195	957	1,313	4,465
I.E.ファクター		2.14	1.87	1.45	1.83

低圧線新設対策に適用する電線の最大サイズ： LAL150 (150mm²アルミ裸電線)

太線化対策に適用する電線の最大サイズ： WASP (100mm²アルミ裸電線)

系統内の電圧降下限度： 10%以内

表8.2-9 基本ケースとLAL150ケースとの比較

		基本ケース	LAL150	差
改善策	中圧導入とコンデンサ設置との組み合わせ	94	87	7
	低圧増強とコンデンサ設置との組み合わせ	266	273	7
	コンデンサ設置	38	38	0
	合 計	398	398	0
初期投資額 (×1,000JD)		2,460	2,442	18
電力損失低減量 (MWh/10 年)		223,489	225,401	1,912
ネット・ベネフィット (×1,000JD/10 年)		4,398	4,465	67
I.E.ファクター		1.79	1.83	0.04

表 8.2-9 に示すとおり、LAL150 ケースは基本ケースと比べ、経済性の点で若干有利であること、また、LAL150 の適用によって、中圧導入案が少なくできるなどのメリットがある。

8.2.5 BA120 (120mm²アルミ導体架空ケーブル) を適用した場合の検討結果

架空ケーブルは裸線に比べ建設コストは高いものの、インピーダンスが小さいので電圧降下面で有利であり、安全面などからも長所がある。低圧線新設及び太線化に、現状用いられているBA120 (120mm²アルミ導体架空ケーブル)までのサイズの架空ケーブルを使用した場合について検討した。検討については対象フィーダー約 400 の中から任意に 40 フィーダーを選び検討を行った。その結果を表 8.2-10 に示す。

また、基本ケースとの比較を表 8.2-11 に示す。

表8.2-10 BA120を適用した場合の検討結果

		EDCO	JEPCO	IDECO	合 計
改善案	中圧導入とコンデンサ設置との組み合わせ	6	1	6	13
	低圧増強とコンデンサ設置との組み合わせ	9	9	9	27
	コンデンサ設置	0	0	0	0
	合 計	15	10	15	40
初期投資額 (×1,000JD)		132	45	128	305
電力損失低減量 (MWh/10 年)		13,606	4,934	9,757	28,297
ネット・ベネフィット (×1,000JD/10 年)		281	105	175	561
I.E.ファクター		2.12	2.33	1.37	1.84

低圧線新設・太線化に適用する電線の最大サイズ： BA120 (120mm² アルミ架空ケーブル)

系統内の電圧降下限度 : 10%以内

表8.2-11 基本ケースとBA120ケースとの比較

		基本ケース	BA120	差
改善案	中圧導入とコンデンサ設置との組み合わせ	13	13	0
	低圧増強とコンデンサ設置との組み合わせ	27	27	0
	コンデンサ設置	0	0	0
	合 計	40	40	0
初期投資額 (×1,000JD)		300	305	5
電力損失低減量 (MWh/10 年)		28,150	28,297	147
ネット・ベネフィット (×1,000JD/10 年)		561	561	0
I.E.ファクター		1.87	1.84	0.03

表 8.2-11 に示すとおり、太さ 120mm² の BA120 ケーブルは、100mm² の裸線に比べ電力損失低減量は増加するが、建設コストが高いため経済性ではわずかに劣る。また、リアクタンスが小さいので、力率の低いフィーダーの電圧降下の改善ができるなどのメリットがある。これに起因した以下のような改善案の違いが生じてくる。

全体で比較すると、各対策案とも選択されたフィーダー数は同じであるが、フィーダー個々にみると、異なる対策が選択されたものがある。

検討を行ったサンプル 40 フィーダーの中には、WASP を用いた基本ケースでは中圧導入が選択されたが、BA120 ケーブルを用いた BA120 ケースでは低圧増強が選択されたフィーダーがある。この線路 (E054) は、基本ケースでは、ネット・ベネフィットの面で低圧増強案が優れていたが、系統電圧の低下が電圧基準を満たさないために、中圧導入が選択されたものである。一方、BA120 ケースでは、低圧増強案は中圧導入案より大きなネット・ベネフィットが得られ、系統電圧の低下限度も電圧基準を満足したために最適対策として選択された。この電圧改善効果は、架空ケーブルのリアクタンスが裸線に比べて小さいことに起因している。

一方、他の線路では、基本ケースでは低圧増強案が選択されたが、BA120 ケースでは中圧導入案が選

択されたフィーダーがある。この線路(E015)は、基本ケースの場合は、低圧増強案の方が中圧導入対策よりネット・ベネフィットで優れ、電圧基準も満たすので、低圧増強が最適対策案として選択されている。ところがBA120ケースでは、中圧導入案の方が低圧増強案よりネット・ベネフィットで上まわり、電圧基準も満たすため、中圧導入案が選択されている。BA120 ケースが、基本ケースに比べて低圧増強案のネット・ベネフィットが減少した原因は、主に架空ケーブル線路の建設コストが裸線に比べて高いことによる。

8.3 中圧配電系統の電力損失の低減

8.3.1 中圧フィーダー改善の予備検討

低圧対象フィーダーと同様、電力用コンデンサの設置による電力損失低減をベースに、中圧対象フィーダー 8 線路の改善方法について検討を行った。改善方法として、電力用コンデンサの設置をベースに、これと電線の張り替え太線化、線路新設、132/33kV 変電所の新設(132kV の導入)との組み合わせ案について検討を行った。これらの詳細検討に入る前に、電力用コンデンサによる力率改善方策について、具体的には電力用コンデンサの設置場所、設置方法について予備検討を行った。

中圧配電線の電力用コンデンサの設置箇所としては、2 つの選択肢が考えられる。ひとつは低圧フィーダーのケースと同様に、ロス低減に効果的な当該線路中圧側に、大きな容量のコンデンサを設置するケース(これを MV コンデンサと本検討では呼ぶ)である。もう一つは、中圧フィーダーに接続されている各配電用変電所の 2 次側に小さな容量のコンデンサを分散配置させる方法(この場合のコンデンサを LV コンデンサと本検討では呼ぶ)である。前者の MV コンデンサは単体容量が大きいため設置数が少なくて済み、大きな集中負荷がある場合の力率改善に有利と考えられる。後者の LV コンデンサは単価が低く、設置スペースさえ配電用変電所内に確保できれば需要増に合わせた設置量の増加が容易に行えるメリットがある。ロス低減量およびその経済性の面から両者について比較検討を行った。

(1) MV コンデンサの設置条件

MV コンデンサの設置については、需要の小さなオフピーク時にコンデンサからの進相電流により配電系統の電圧上昇が生じぬよう、配電用変電所の配電線引き出し口で力率 1.0 を条件に設置量を設定し、ピーク時の無効電力の半量とした。設置位置については、電力損失の低減の面から、最効率となる地点を、すなわち、配電線の無効電力負荷が送り出し地点の三分の一になる地点に設置することとした。これらの条件は、低圧系統への力率改善策と同様の内容である。

(2) LV コンデンサの設置条件

LV コンデンサの設置位置については、各配電用変電所の 2 次側に小さな容量のコンデンサを分散配置させることとした。設置総容量は MV コンデンサと同量とし、配電用変電所の変圧器容量に応じて配置した。配電用変圧器の 2 次側の電圧はタップにより維持できる。

(3) MV コンデンサと LV コンデンサの比較

MV コンデンサおよび LV コンデンサによるロス低減効果(対象 8 フィーダーの合計)を表 8.3-1 に示す。ロス低減に関する経済性では LV コンデンサが有利であることを示している。LV コンデンサは MV コンデンサに比べ単価が低廉なため投資額も小さく、また、配電用変圧器の 2 次側の電圧はタップにより維持できることおよび変圧器ロスが小さくなるので、ロス低減量も LV コンデンサの方が大きくなっている。これらの結果から、ネットベネフィットおよび I.E. ファクターとも LV コンデンサの方が高い数値を示している。LV コンデンサの場合、経済性に加えて、小さな容量のコンデンサを使用するので、将来の需要増に合

わせた増設が容易である。

以上のことから、LV 側へのコンデンサの設置を基本検討ケースとした。

MVコンデンサは、LVコンデンサに比べコストは高くなるが、コンデンサを1箇所を設置すればよいので、設置スペースの確保が容易で手間も少ない。大きな集中負荷がある場合などには、有利と考えられる。また、LVコンデンサと同様に1年以内で投資に伴う総費用の回収が可能であるので、MVコンデンサを用いたケースについても検討を行った。

表 8.3-1 MVコンデンサとLVコンデンサによるロス低減比較 (対象8線路合計値)

対策案	MV コンデンサ	LV コンデンサ
工事量	28 MVA	28 MVA
電力用コンデンサ工事費	5 JD/kVA	4 JD/kVA
初期投資額 (JD) (a)	140,000	112,000
ロス低減量 (kW)	1,198	1,337
ロス低減量 (GWh/10 年)	94.24	105.18
ロス低減メリット (b) (JD/10 年)	2,839,260	3,168,690
投資に伴う費用 (c) (JD/10 年)	112,000	89,600
ネットベネフィット (d)=(b)-(c) (JD/10 年)	2,727,260	3,079,090
I.E. ファクター (e)=(d)/(a)	19.5	27.5
初年度電圧降下 (%)	1.6 ~ 12.5	1.6 ~ 12.2
発生無効電力 (MVar)	25.12	26.50
コンデンサ設置後のロス (kW)	4,269	4,130
配電用変圧器のロス (kW)	513	447
配電用変圧器の容量に対する設置比率: 総コンデンサ容量/総配電用変圧器容量 (%)	15.5 (28MVA/180MVA)	-

8.3.2 中圧配電線改善の考え方

前節で述べたように、LVコンデンサの設置を基本ケースに、中圧対象フィーダー8線路の電力損失改善方法について検討を行った。

改善方法として、電力用コンデンサおよび、これと電線の張り替え太線化、線路新設、132/33kV 変電所の新設(132kV の導入)の組み合わせ案について検討を行った。

これらの内、供給エリアの大きな中圧系統では、電線の張り替え工事期間中の供給力などの問題から実施が困難となるものが予想されるので、対象中圧配電線の連係系統や、周辺の132/33kV 変電所の供給力なども併せて評価し、実施の可否を検討することとした。

対策案の選定については、以下の基準を設定した。

- IEC の標準電圧に推奨されている電圧降下 10%以内を満足する改善案の中から、ネットベネフィットが最高値を示すものを選定する。
- 中圧系統は低圧系統より大きな投資を必要とするので、対策案のネットベネフィットの差異が数パーセント以下と小さい場合には、初期投資の早期回収を考慮して I.E.ファクターが大きい

い対策案を選定する。

IDECO および EDCO の中圧対象フィーダーの3フィーダーについては、132/33kV 変電所の新設計画が既に存在し、現在諸手続中であるため、これらの計画を反映して改善案の検討を行った。また、IDECO の1フィーダーについては、民地から官地への移設計画が存在し、既存線路を撤去し線路新設を行うことになっているので、この移設に合わせて、大サイズ導体を使用しロス低減を図ることを検討した。

表8.3-2 中圧対象フィーダーの概要(1999年)

配電会社	線路名	供給地域	負荷・力率 (MW・pf)	主要な既存計画
EDCO	ワディムサ線	マアン	7.6 pf=0.84	132/33kV ワカス変電所(2001)
	タフィラ線	タフィラ	4.3 pf=0.82	
	JV2 線	ジョルダンバレー北部	8.9 pf=0.80	
JEPKO	ダリル線	ザルカ	7.6 pf=0.80	
	マダバ線	マダバ	14.3 pf=0.88	
IDECO	ジェラシュ線	ジェラシュ	11.6 pf=0.83	ルートの移設
	エムラワ線	イルビット北西部	11.7 pf=0.82	132/33kV ワカス変電所(2001)
	サンマ線	イルビット西部	17.7 pf=0.84	132/33kV ワカス変電所(2001) 132/33kV シュタフィナ変電所(2001)

8.3.3 中圧対象配電線改善の検討方法

前述のとおり、中圧対象配電線について、電力用コンデンサを単独で設置する場合や、これと配電系統自体の増強との組み合わせ案について、ネットベネフィットの得られる改善案を最適化ソフトウェアにより抽出した後、8.3.2 の対策案の選定基準にあてはめて選定し、人智による磨き上げを行う。

8.3.4 対象中圧配電線の検討結果

対象中圧フィーダーの検討結果概要および個々の検討結果について以下に述べる。

(1) 中圧対象フィーダーの結果概要

表 8.3-3 に中圧対象線路の改善案への投資額を示す。投資額の全体は約 1,127,500JD であり、うち電力用コンデンサへの投資額は合計 112,000JD(10%)、張替太線化への投資額は合計 231,481JD(20%)、線路新設および移設太線化への投資額はそれぞれ 368,600JD(33%)および 415,400JD(37%)である。対策の内容は表 8.3-3(b)のとおり。

表 8.3-3 中圧対象線路対策の概要

(a) 中圧対象線路対策への初期投資額 (JD)

配電 会社	対象線路	電力用 コンデンサ	張替 太線化	線路新設	移設 太線化	合計
EDCO	ワディムサ	12,000	101,790	-	-	113,790
	タフィラ	7,000	-	-	-	7,000
	JV2	A	7,000	63,037	-	70,037
		B	7,000	42,369	-	49,369
	EDCO 計	33,000	207,196	-	-	240,196
JEPSCO	ダリル	18,000	-	-	-	18,000
	マダバ	18,000	-	368,600	-	386,600
	JEPSCO 計	36,000	-	368,600	-	404,600
IDECO	ジェラシュ	20,000	-	-	415,400	435,400
	エムラワ および サンマ	A	10,000	24,285	-	34,285
		B	10,000	-	-	10,000
		C	3,000	-	-	3,000
	IDECO 計	43,000	24,285	-	415,400	482,685
合計		112,000 (10%)	231,481 (20%)	368,600 (33%)	415,400 (37%)	1,127,481 (100%)

(b) 中圧対象線路の対策案

対策案	中圧対象線路
電力用コンデンサ設置のみ	タフィラ線, ダリル線, エムラワ・サンマ -B 線, エムラワ・サンマ -C 線
電力用コンデンサと張替太線化	ワディムサ線, JV2-A 線, JV2-B 線, エムラワ・サンマ -A 線
電力用コンデンサと同電圧線路新設	マダバ線
電力用コンデンサと移設太線化	ジェラシュ線

表 8.3-4 に中圧対象線路全体のロス低減量の概要を示す。対象 8 線路の総低減量は 2001 年で約 2,400kW であり、対策前の 44%に相当し、平均損失率は、6.8%から 4.0%へ低減される。

表8.3-4 中圧対象線路のロス低減量概要 (2001年)

配電 会社	対象線路		対策前			対策後			差分	
			送り出し 負荷	損失	損失率	送り出し 負荷	損失	損失率	損失	損失率
			a (MW)	b (kW)	c (%)	d (MW)	e (kW)	f (%)	b-e (kW)	c-f (%)
EDCO	ワディムサ		8.66	726	8.4	8.35	419	5.0	307	3.4
	タフィラ		4.86	202	4.2	4.82	158	3.3	44	0.9
	JV2	A	4.78	209	4.4	4.70	132	2.8	77	1.6
		B	4.76	230	4.8	4.68	151	3.2	79	1.6
	EDCO 計		23.06	1,367	5.9	22.55	860	3.8	507	2.1
JEPCO	ダリル		10.57	343	3.2	10.48	254	2.4	89	0.8
	マダバ		16.31	1,490	9.1	15.52	695	4.5	795	4.7
	JEPCO 計		26.88	1,833	6.8	26.00	949	3.7	884	3.2
IDECO	ジェラシュ		13.29	1,655	12.5	12.45	811	6.5	844	5.9
	エムラワ および サンマ	A	6.79	300	4.4	6.70	205	3.1	95	1.4
		B	7.69	241	3.1	7.64	190	2.5	51	0.6
		C	2.18	71	3.3	2.17	60	2.8	11	0.5
	IDECO 計		29.95	2,267	7.6	28.95	1,266	4.4	1,001	3.2
合計			79.89	5,467	6.8	77.50	3,075	4.0	2,392	2.9

表 8.3-5 に中圧対象線路対策の経済効果、I.E.ファクターを示す。総額約 110 万 JD の投資により 10 年間で 470 万 JD のネットベネフィットが得られる。投資の回収面では全体平均の I.E.ファクターは 4.2 であり、投資の回収期間は 3 年程度である。

表8.3-5 中圧対象線路の対策の経済性

配電会社	対象線路		投資額 a (JD)	ロス 低減量		ネット ベネフィット b (JD/10yr)	I.E. ファクター b/a
				(kW)	(GWh/10yr)		
EDCO	ワディムサ		113,790	307.4	24.18	637,506	5.6
	タフィラ		7,000	44.0	3.46	98,680	14.1
	JV2	A	70,037	76.6	6.03	125,512	1.8
		B	49,369	79.0	6.21	147,735	3.0
	EDCO 計		240,196	507.0	39.88	1,009,433	4.2
JEPCO	ダリル		18,000	89.0	7.00	196,530	10.9
	マダバ		386,600	795.2	62.56	1,575,344	4.1
	JEPCO 計		404,600	884.2	69.56	1,771,874	4.4
IDECO	ジェラシュ		435,400	844.1	66.40	1,652,197	3.8
	エムラワ および サンマ	A	34,285	95.4	7.50	198,670	5.8
		B	10,000	51.0	4.01	112,870	11.3
		C	3,000	11.0	0.87	23,670	7.9
	IDECO 計		482,685	1,001.5	78.78	1,987,407	4.1
合計			1,127,481	2,392.7	188.22	4,768,714	4.2

(2) 個別フィーダーの対策の内容

(a) ワディムサ線(EDCO)

(a)-1 線路の概要

図 8.3-1 に示すように、既設 33kV ワディムサ線は 132/33kV マアン変電所を電源とする総延長 156km の中圧配電線である。供給負荷および力率は 2001 年予想値で各々 8.7MW、0.84 であり、電力損失は 0.73MW、損失率では 8%程度である。系統末端での電圧降下は 11%程度生じている。マアン変電所の 2 次系である 33kV ラスナカブ線との、また、隣接の 132/33kV ラシャダ変電所からの 33kV ショウバク線との連系がある。ラスナカブ線は、負荷が 2.3MW、ショウバク線は 1.8MW と、いずれも軽負荷線路である。

(a)-2 対策案の比較

[電力用コンデンサ単独設置案]:

表 8.3-6 に、電力用コンデンサを用いた各改善案の内容およびそれらの検討結果概要を示す。電力用コンデンサ単独案については、設置総容量を 3.0MVA とし、軽負荷時に当該線路が無効電力面で過補償とならぬ値とした。経済性の面で見ると、電力用コンデンサは建設費が安価(4J D/kVA)であり、このため電力用コンデンサ単独設置案は、投資効率が高く、I.E.ファクターが 35.3 倍と極めて高い値で、投資後 1 年程度で投資に伴う総費用の回収が可能なレベルである。

[132kV 導入との組合せ案]:

同表 8.3-6 の右側に、ワディムサ線への電力用コンデンサ(3.0MVA)設置と、太線化や線路新設案などと組み合わせた改善案について、最適化ソフトウェアにより検討した結果を示す。建設費のかかる 132/33kV 変電所新設案との組合せ案は、ロス低減の対策案としての経済性が見いだされない。

[張替太線化との組合せ案]:

電力用コンデンサ設置と既設線路の電線(AAA100 mm²)を AAA150 mm²へと太線化(対策区間: マアン変電所から 20km)と組み合わせた改善案では、電力用コンデンサの単独設置に対しネットベネフィットが 1.6 倍に増加するとともに、電圧降下も初年度で 6%に、10 年後で 12%に改善される。電線の張替のためには、工事期間中は、隣接配電線へ負荷を切り替えておく必要があるが、隣接配電線の負荷が少ないため連系系統を用いて、工事期間中の負荷切替は可能と考えられる。

[同電圧線路新設との組合せ案]:

また、電力用コンデンサ設置と同電圧線路新設案との組み合わせについては、AAA150 mm²のサイズで、マアン変電所から 20km 新設線路を建設することが適切である。電圧降下も初年度で 5%に、10 年後で 9%に改善される。

張替太線化・線路新設との組合せ案とも電圧降下に関する選定基準を満足し、ネットベネフィットの差異が小さいので、I.E.ファクターをもとに投資効率面から以下の張替太線化との組合せ案を選定した。

- コンデンサの設置総容量 3MVA
- 既存の AAA100 mm² をマアン変電所から約 20km の地点まで AAA150 mm² に張替太線化

なお、表 8.3-7 に、MV コンデンサおよび各改善案との組合せの検討結果概要を示す。電力用コンデンサ設置容量 3.0MVA は LV コンデンサのケースと同じである。この場合コンデンサは対象線路の中圧側 1～2 箇所を設置すればよく、設置位置はマアン変電所から約 30km である。LV コンデンサの場合と同じ理由から対策案として張替太線化が選ばれる。ネットベネフィットと I.E.ファクターの両者とも LV コンデンサのケースより劣るが、I.E.ファクターは依然 5.4 と高い数値を示しており 2 年で投資に伴う総費用を回収できる。電圧降下も初年度で 6%と LV コンデンサのケースと同じである。

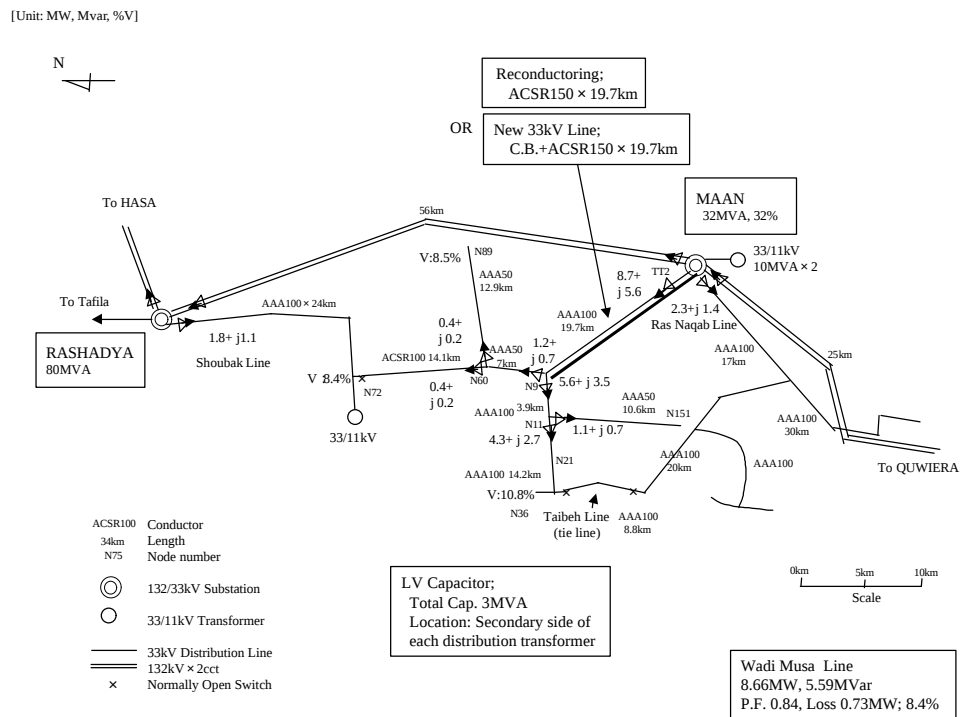


図 8.3-1 ワディムサ線

表 8.3-6 ワディムサ線の結果 (基本ケース: LV コンデンサ)

対策案			LV 用 コンデンサ	LV コンデンサと線路増強の組み合わせ			
				張替太線化	同電圧線路	132kV 導入	
工事量	LV コンデンサ	4JD/kVA	3MVA	3MVA	3MVA	-	
	C.B.	40kJD/unit	-	-	1 unit	-	
	ACSR150	15.5kJD/km	-	-	19.7km	-	
	ACSR150(張替)	5167JD/km	-	19.7km	-	-	
初期投資額 (JD)			(a)	12,000	113,790	357,350	経済性なし
ロス低減量 (kW)				183.0	307.4	402.2	
ロス低減量 (GWh/10 年)				14.40	24.18	31.64	
ロス低減メリット (JD/10 年)			(b)	433,710	728,538	953,214	
投資に伴う費用 (JD/10 年)			(c)	9,600	91,032	285,880	
ネットベネフィット (JD/10 年)			(d)=(b)-(c)	424,110	637,506	667,334	
I.E. ファクター			(e)=(d)/(a)	35.3	5.6	1.9	
初年度の電圧降下 (%)				10.8→ 8.1	10.8→ 6.3	10.8→ 4.5	-
10 年後の電圧降下 (%)				→ 16.0	→ 12.5	→ 8.5	

表 8.3-7 ワディムサ線の結果 (MV コンデンサ)

対策案			MV 用 コンデンサ	MV コンデンサと線路増強の組み合わせ		
				張替太線化	同電圧線路	132kV 導入
工事量	MV コンデンサ	5JD/kVA	3MVA	3MVA	3MVA	-
	C.B.	40kJD/unit	-	-	1 unit	-
	ACSR150	15.5kJD/km	-	-	19.7km	-
	ACSR150(張替)	5167JD/km	-	19.7km	-	-
初期投資額 (JD)			(a) 15,000	116,790	360,350	経済性なし
ロス低減量 (kW)			173.0	305.6	406.7	
ロス低減量 (GWh/10 年)			13.61	24.04	31.99	
ロス低減メリット (JD/10 年)			(b) 410,010	724,272	963,879	
投資に伴う費用 (JD/10 年)			(c) 12,000	93,432	288,280	
ネットベネフィット (JD/10 年)			(d)=(b)-(c) 398,010	630,840	675,599	
I.E. ファクター			(e)=(d)/(a) 26.5	5.4	1.9	
初年度の電圧降下 (%)			10.8 → 7.7	10.8 → 5.9	10.8 → 3.8	-
10 年後の電圧降下 (%)			→ 15.6	→ 12.1	→ 7.0	

(b) タフィラ線(EDCO)

(b)-1 線路の概要

図 8.3-2 に示すように、既設 33kV タフィラ線は 132/33kV ラシャダ変電所を電源とする総延長 28km の中圧配電線である。供給負荷および力率は、2001 年予想値で各々、4.9MW、0.82 であり、電力損失は 0.20MW で、損失率では 4.2%程度である。系統末端での電圧降下は、4.2%程度生じている。他の中圧配電線との連系はなく単独の系統である。周辺での中圧配電線や 132/33kV 変電所新設なども予定されていない。

(b)-2 対策案の比較

[電力用コンデンサ単独設置案]:

表 8.3-8 に、各改善案の内容と検討結果の概要を示す。電力用コンデンサの設置総容量には 1.75MVA とし、他の中圧配電線と同様、軽負荷時に無効電力面で過補償とならぬ容量とした。タフィラ線は、負荷が 4.9MW と他の検討対象中圧線路の中では比較的小さく、力率が 0.82 の線路である。このため、電力用コンデンサの設置が経済的に優位となる。電力用コンデンサの単独設置案の場合、I.E.ファクターも 14.1 程度であり、設置後 1 年程度で投資に伴う総費用の回収ができるレベルにある。また、電圧の面では、系統末端での電圧降下が初年度で 3%、10 年後で 6%程度に改善される。

[張替太線化との組合せ案]:

表 8.3-8 右側に、タフィラ線に電力用コンデンサを設置し、線路の太線化や新設線路の建設案などと組み合わせた改善案について最適化ソフトウェアを用いて検討した結果を示す。組合せ案の中で最も建設費の小さい張替え太線化と組み合わせのみがネットベネフィットが得られ、コンデンサ単独設置の場合よりも若干大きなものとなる。I.E.ファクターは4.1であり3年で投資に伴う総費用の回収ができるレベルである。タフィラ線は、図8.3-2に示されるように他の系統との連系が弱く、張替え工事には困難が予想される。

以上の検討結果から、張替太線化との組み合わせの経済効果が若干大きいものの、他の系統との連系が弱く、張替え工事には、困難が予想される。電力用コンデンサの単独設置案については、経済性もほぼ同等であり、電圧降下も満足するので電力用コンデンサ単独設置案を採用した。

- コンデンサの設置総容量 1.75MVA

将来負荷が増加し、十分なネットベネフィットが得られる時点で、線路新設案などについて改めて検討を行うことが適切と考えられる。

なお、表 8.3-9 に、MV コンデンサを用いた各改善案の内容およびそれらの検討結果概要を示す。電力用コンデンサ容量 1.75MVA は LV コンデンサのケースと同じである。この場合、コンデンサは対象線路の中圧側 1 箇所に設置すればよい。LV コンデンサの場合と同じ理由から対策案として電力用コンデンサの単独設置が選ばれる。ネットベネフィットとI.E.ファクターの両者とも LV コンデンサのケースより劣るが、I.E.ファクターは依然 10.8 と高い数値を示しており 1 年で投資に伴う総費用を回収できる。電圧降下も初年度で 3%と LV コンデンサのケースと同じである。

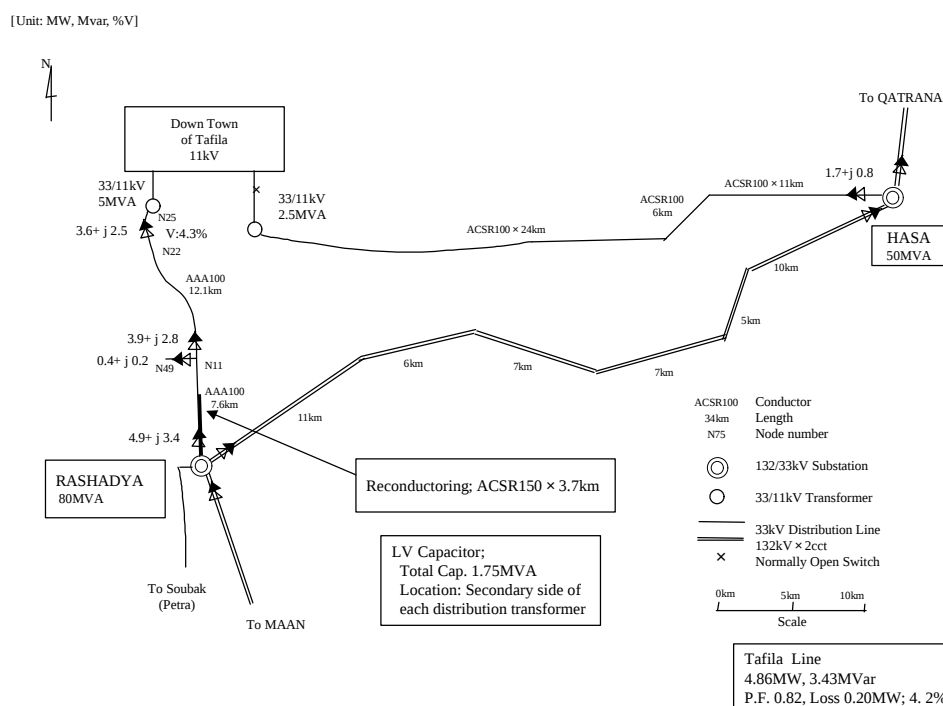


図8.3-2 タフィラ線

表 8.3-8 タフィラ線の結果 (基本ケース: LVコンデンサ)

対策案			LV 用 コンデンサ	LV コンデンサと線路増強の組み合わせ		
				張替太線化	同電圧線路	132kV 導入
工事量	LV コンデンサ	4JD/kVA	1.75MVA	1.75MVA	-	-
	ACSR150(張替)	5167JD/km	-	3.7km	-	-
初期投資額 (JD)			(a) 7,000	26,118	経済性なし	経済性なし
ロス低減量 (kW)			44.0	53.5		
ロス低減量 (GWh/10 年)			3.46	4.21		
ロス低減メリット (JD/10 年)			(b) 104,280	126,795		
投資に伴う費用 (JD/10 年)			(c) 5,600	20,894		
ネットベネフィット (JD/10 年)			(d)=(b)-(c) 98,680	105,901		
I.E. ファクター			(e)=(d)/(a) 14.1	4.1		
初年度の電圧降下 (%)			4.3 → 3.4	4.3 → 3.2	-	-
10 年後の電圧降下 (%)			→ 6.0	→ 5.6		

表8.3-9 タフィラ線の結果 (MVコンデンサ)

対策案			MV 用 コンデンサ	MV コンデンサと線路増強の組み合わせ		
				張替太線化	同電圧線路	132kV 導入
工事量	MV コンデンサ	5JD/kVA	1.75MVA	1.75MVA	-	-
	ACSR150(張替)	5167JD/km	-	3.7km	-	-
初期投資額 (JD)			(a) 8,750	27,868	経済性なし	経済性なし
ロス低減量 (kW)			43.0	52.7		
ロス低減量 (GWh/10 年)			3.38	4.15		
ロス低減メリット (JD/10 年)			(b) 101,910	124,899		
投資に伴う費用 (JD/10 年)			(c) 7,000	22,294		
ネットベネフィット (JD/10 年)			(d)=(b)-(c) 94,910	102,605	経済性なし	経済性なし
I.E. ファクター			(e)=(d)/(a) 10.8	3.7		
初年度の電圧降下 (%)			4.3 → 3.1	4.3 → 2.9	-	-
10 年後の電圧降下 (%)			→ 5.6	→ 5.4	-	-

(c) JV2 線 (EDCO)

(c)-1 線路の概要

[既設線路]:

既設 JV2 線は 132/33kV スペイ変電所を電源とする総延長 125km の中圧配電線である。供給負荷および力率は 2001 年予想値で、各々 10.1MW、0.80 であり、電力損失は 1.0MW で、損失率では 10%程度である。系統末端での電圧降下も 15%程度と大きな値となっている。JV2 線は、スペイ変電所からの JV1 線と、隣接の 132/33kV イルビット変電所からのワディアラブ線との連系がある。

[既存の計画]:

図 8.3-3 に示すように、イルビット地区に新設予定のワカス変電所から JV2 線に向けての中圧フィーダーの新設が予定されており、これが完成することにより 2 つの連系が再び確保される。ワカス変電所からの中圧フィーダーの新設により、JV2 線は、スペイ変電所とワカス変電所側とに 2 分されるので、これを反映して検討を行った。負荷の配分については、半量ずつ JV2 線のスペイ変電所側 (JV2-A 線、4.8MW)、およびワカス変電所側 (JV2-B 線、4.8MW) とに分けて検討を進めた。分割により、電力損失は合計でも 0.44MW と既設系統に比べ大きく減少する。また、系統末端での電圧降下も、初年度で 4%程度 (JV2-A 線)、6%程度 (JV2-B 線) に、夫々、改善される。2000 年初期には変電所の新設が予定されているため、新設後の系統についてロス低減検討を行うこととした。

(c)-2 対策案の比較

[電力用コンデンサ単独設置案]:

電力用コンデンサの JV2-A 線および JV2-B 線への単独に設置した場合について検討した結果の概要を、表 8.3-10 に示す。電力用コンデンサについては、両線路とも各配電用変圧器の 2 次側に設置し、いずれも軽負荷時に無効電力が過補償とならぬよう総容量を各々 1.75MVA とした。コンデンサ単独での対策により、JV2-A 線および JV2-B 線での I.E.ファクターは、各々、14.4 (JV2-A 線) および 18.8 (JV2-B 線) と高く、1 年で投資に伴う総費用の回収が計れるレベルにある。電圧改善面では、系統末端での電圧降下が、初年度で、3%程度 (JV2-A 線)、4%程度 (JV2-B 線) に、10 年後で、5%程度 (JV2-A 線)、8%程度 (JV2-B 線) に、夫々改善される。

[張替太線化との組合せ案]:

表 8.3-10 の右側に、電力用コンデンサを設置した上で、張り替え太線化や線路新設などの配電線路自体を増強した組み合わせ改善案の検討結果を示す。JV2-A 線および JV2-B 線とも、張り替え太線化案のみがネットベネフィットの得られるものとなり、ネットベネフィットは、コンデンサ単独案に比べ、各々、24%(JV2-A)および、14%(JV2-B)増加する。I.E.ファクターは、JV2-A 線および JV2-B 線で、各々、1.8 および 3.0 である。これらは、概ね、3～5 年で投資額の回収がはかれるレベルである。電圧面では、系統末端での電圧降下が、初年度で、2%程度 (JV2-A 線)、4%程度 (JV2-B 線) に、10 年後で、4 %程度 (JV2-A 線)、7%程度 (JV2-B 線) に、夫々改善される。張り替え太線化の工事期間中の供給力については、JV2-A 線および JV2-B 線相互の連系容量により十分確保できると考えられる。

電力用コンデンサと張替太線化との組み合わせ案が、対策案の中で明らかに最も高いネットベネフィットを示し、張り替え太線化の工事期間中の供給力も十分確保できると考えられる。電圧降下面でも問題がないので選定した。

JV2-A 線:

- コンデンサの設置総容量 1.75MVA
- スベイ変電所から 12km の地点まで ACSR150 に張替太線化

JV2-B 線:

- コンデンサの設置総容量 1.75MVA
- ワカス変電所から 8km の地点より 16km の地点に至る約 8km の区間を ACSR150 に張替太線化

なお、表 8.3-11 に、MV コンデンサを用いた各改善案の内容およびそれらの検討結果概要を示す。電力用コンデンサ容量 1.75MVA は LV コンデンサのケースと同じである。MV コンデンサは各対象線路の中圧側 1 箇所づつ設置すればよい。設置箇所は JV2-A の場合はスベイ変電所から 13km の地点で、JV2-B の場合はワカス変電所から 25km の地点で、それぞれ変電所からの送り出し無効電力が約 1/3 となる地点である。LV コンデンサの場合と同じ理由から対策案として電力用コンデンサと張替太線化の組み合わせ案が選定される。ネットベネフィットと I.E.ファクターの両者とも LV コンデンサのケ

ースより劣るが、I.E.ファクターは依然 1.5 および 2.3 と高い数値を示しており 3～5 年で投資に伴う総費用を回収できる。電圧降下も LV コンデンサのケースとほぼ同じレベルである。

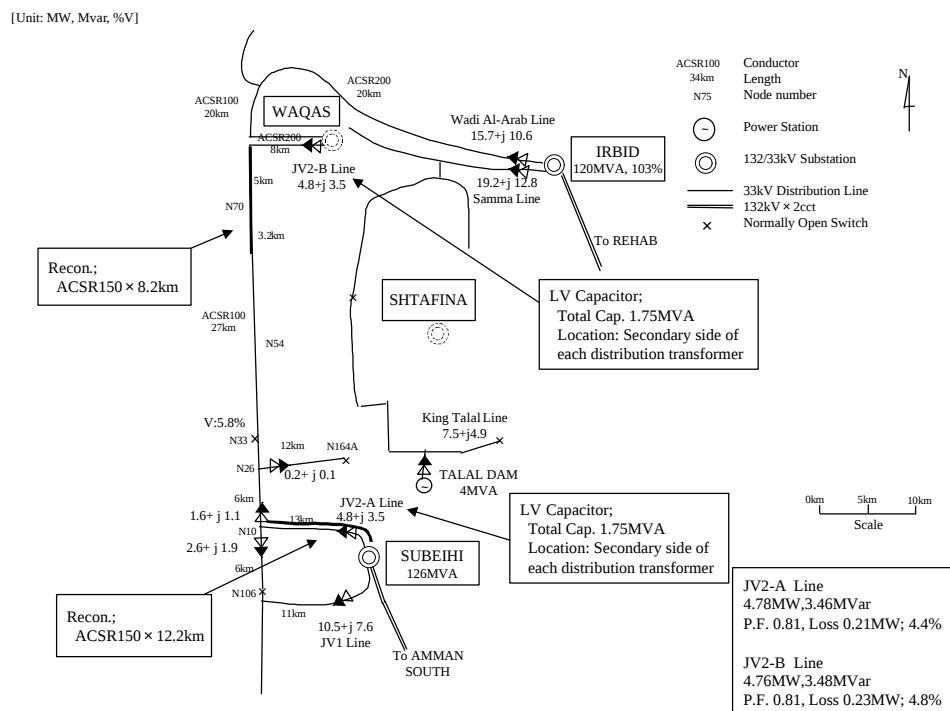


図8.3-3 JV2線

表8.3-10 JV2線の結果 (基本ケース: LVコンデンサ)

(a) JV2-A線

対策案			LV 用 コンデンサ	LV コンデンサと線路増強の組み合わせ		
				張替太線化	同電圧線路	132kV 導入
工事量	LV コンデンサ	4JD/kVA	1.75MVA	1.75MVA	-	-
	ACSR150(張替)	5167JD/km	-	12.2km	-	-
初期投資額 (JD)	(a)	7,000	70,037			
ロス低減量 (kW)		45.0	76.6			
ロス低減量 (GWh/10 年)		3.54	6.03			
ロス低減メリット (JD/10 年)	(b)	106,650	181,542	経済性なし	経済性なし	
投資に伴う費用 (JD/10 年)	(c)	5,600	56,030			
ネットベネフィット (JD/10 年)	(d)=(b)-(c)	101,050	125,512			
I.E. ファクター	(e)=(d)/(a)	14.4	1.8			
初年度の電圧降下 (%)			3.9→3.0	3.9→2.3	-	-
10 年後の電圧降下 (%)			→5.3	→4.3		

(b) JV2-B線

対策案			LV 用 コンデンサ	LV コンデンサと線路増強の組み合わせ		
				張替太線化	同電圧線路	132kV 導入
工事量	LV コンデンサ	4JD/kVA	1.75MVA	1.75MVA	-	-
	ACSR150(張替)	5167JD/km	-	8.2km	-	-
初期投資額 (JD)	(a)	7,000	49,369			
ロス低減量 (kW)		58.0	79.0			
ロス低減量 (GWh/10 年)		4.56	6.21			
ロス低減メリット (JD/10 年)	(b)	137,460	187,230	経済性なし	経済性なし	
投資に伴う費用 (JD/10 年)	(c)	5,600	39,495			
ネットベネフィット (JD/10 年)	(d)=(b)-(c)	131,860	147,735			
I.E. ファクター	(e)=(d)/(a)	18.8	3.0			
初年度の電圧降下 (%)			5.8→4.0	5.8→3.5	-	-
10 年後の電圧降下 (%)			→7.6	→6.8		

表8.3-11 JV2線の結果 (MVコンデンサ)

(a) JV2-A線

対策案			MV 用 コンデンサ	MV コンデンサと線路増強の組み合わせ		
				張替太線化	同電圧線路	132kV 導入
工事量	MV コンデンサ	5JD/kVA	1.75MVA	1.75MVA	-	-
	ACSR150(張替)	5167JD/km	-	12.2km	-	-
初期投資額 (JD) (a)			8,750	71,787	経済性なし	経済性なし
ロス低減量 (kW)			37.0	69.3		
ロス低減量 (GWh/10 年)			2.91	5.45		
ロス低減メリット (JD/10 年) (b)			87,690	164,241		
投資に伴う費用 (JD/10 年) (c)			7,000	57,430		
ネットベネフィット (JD/10 年) (d)=(b)-(c)			80,690	106,811		
I.E. ファクター (e)=(d)/(a)			9.2	1.5		
初年度の電圧降下 (%)			3.9→3.2	3.9→2.5	-	-
10 年後の電圧降下 (%)			→5.4	→4.4		

(b) JV2-B線

対策案			MV 用	MV コンデンサと線路増強の組み合わせ		
			コンデンサ	張替太線化	同電圧線路	132kV 導入
工事量	MV コンデンサ	5JD/kVA	1.75MVA	1.75MVA	-	-
	ACSR150(張替)	5167JD/km	-	8.2km	-	-
初期投資額 (JD) (a)			8,750	51,119	経済性なし	経済性なし
ロス低減量 (kW)			46.0	67.7		
ロス低減量 (GWh/10 年)			3.62	5.33		
ロス低減メリット (JD/10 年) (b)			109,020	160,449		
投資に伴う費用 (JD/10 年) (c)			7,000	40,895		
ネットベネフィット (JD/10 年) (d)=(b)-(c)			102,020	119,554		
I.E. ファクター (e)=(d)/(a)			11.7	2.3		
初年度の電圧降下 (%)			5.8→4.3	5.8→3.8	-	-
10 年後の電圧降下 (%)			→7.8	→7.1		

(d) ダリル線 (JEPCO)

(d)-1 線路の概要

図 8.3-4 に示すように既設 33kV ダリル線は、132/33kV フセインメイン変電所を電源とする、総延長 48km の中圧配電線である。供給負荷および力率は、2001 年予想値で、各々、10.6MW、0.79 であり、電力損失は 0.34MW で、損失率では 3.2%程度である。系統末端での電圧降下は、4.5%程度生じている。132/33kV アブダリ変電所からのハシミア大学線(負荷: 5.2MW)と近接しており、1999 年度に、ダリル線の末端付近の負荷をハシミア大学線に切り替える工事を行ったばかりである。

(c)-2 対策案の比較

[電力用コンデンサ単独設置案]:

電力用コンデンサを用いた各改善案の内容および検討結果の概要を表 8.3-12 に示す。電力用コンデンサについては、各配電用変圧器の 2 次側に設置し、軽負荷時に無効電力が過補償とならぬよう総容量を 4.5MVA とした。電力用コンデンサ単独での対策により、I.E.ファクターは 10.9 と高く、1 年で投資に伴う総費用の回収が計れるレベルにある。電圧改善面では、系統末端での電圧降下が、初年度で、3%程度に改善される。

[張替太線化との組合せ案]:

電力用コンデンサを設置し、線路の新設案などの配電線自体の設備増強と組み合わせた改善案について、最適化ソフトウェアを用いて検討した結果を、表 8.3-12 の右側に示す。ダリル線については既に幹線部に ACSR150 mm² の最大径の電線が使用されており、これ以上のサイズを用いた太線化張り替えは、支持物の面から困難と考えられるので、張り替え太線化案は、検討対象外とした。

[同電圧線路新設との組合せ案]:

電力損失低減によるネットベネフィットが得られるのは、フセインメイン変電所から約 5.5km に亘る UGC300 mm² と ACSR150 mm² の中圧線路新設と組み合わせた案のみである。この場合、電力用コンデンサ単独案に比べネットベネフィットは 4%と若干増加する。投資効率の面では、I.E.ファクターが 1.1 であり、投資に伴う総費用の回収期間で 6 年程度である。電圧の面では、系統末端での電圧降下が初年度で 2.4%、10 年後で 4.5%程度に改善される。同電圧線路を新設した場合の系統構成については、フセインメイン変電所から約 5.4km 付近に、約 3.4MW の大きなポンプ負荷があるので、これを新たに新設する配電線へと切り替え、ポンプ負荷起動停止時の電圧変動の影響を軽減するとともに供給信頼度の向上に資することが考えられる。

電力用コンデンサ単独で対策した場合と線路新設との組み合わせ案とを比較するとネットベネフィットの差異が小さいので、投資回収を考慮し、I.E.ファクターが 10.9 と高い電力用コンデンサ単独での対

策が電圧降下面も満足していることからこれを選定した。

- コンデンサ設置総容量 4.5MVA

なお、表 8.3-13 に、MV コンデンサを用いた各改善案の内容およびそれらの検討結果概要を示す。電力用コンデンサ容量 4.5MVA は LV コンデンサのケースと同じ条件である。コンデンサは対象線路中圧側に 1 箇所設置する。設置箇所はフセインメイン変電所から 9.5km の地点で、変電所からの送り出し無効電力が約 1/3 となる地点である。LV コンデンサの場合と同じ理由から対策案として電力用コンデンサ単独での対策案が選定される。ネットベネフィットと I.E.ファクターの両者とも LV コンデンサのケースより劣るが、I.E.ファクターは依然 6.9 と高い数値を示しており 2 年で投資に伴う総費用を回収できる。電圧降下も初年度で 3.2% と LV コンデンサのケースとほぼ同じレベルである。

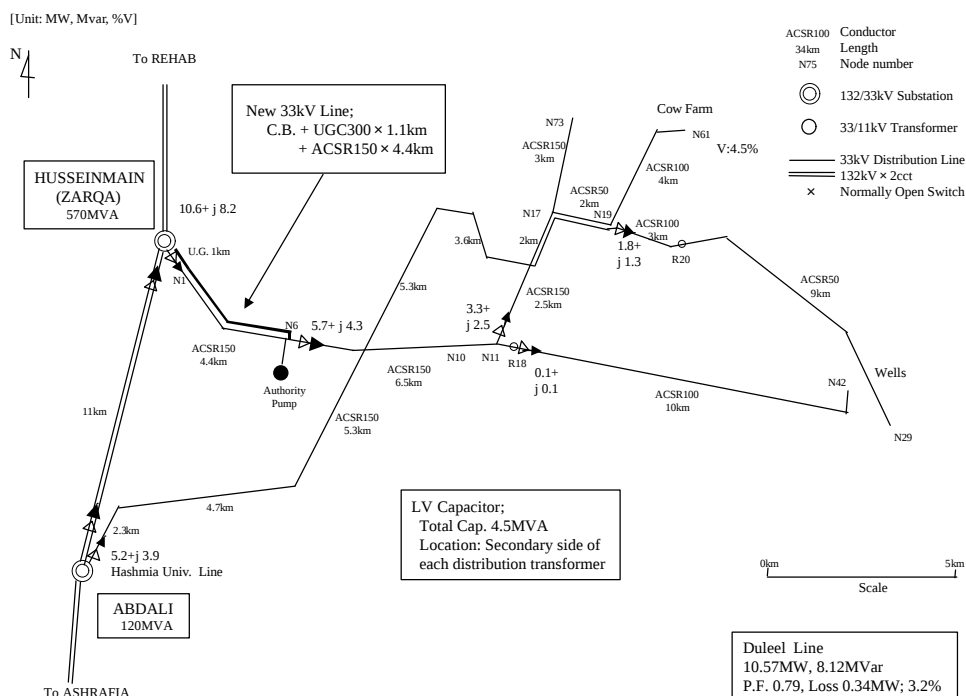


図8.3-4 ダリル線

表8.3-12 ダリル線の結果 (基本ケース: LVコンデンサ)

対策案			LV 用 コンデンサ	LV コンデンサと線路増強の組み合わせ		
				張替太線化	同電圧線路	132kV 導入
工事量	LV コンデンサ	4JD/kVA	4.5MVA	-	4.5MVA	-
	C.B.	40kJD/unit	-	-	1 unit	-
	UGC300	50,000/km	-	-	1.1km	-
	ACSR150	15.5kJD/km	-	-	4.4km	-
初期投資額 (JD)			(a) 18,000	既存に ACSR150 が 存在するため 張替太線化 の経済性なし	181,200	経済性なし
ロス低減量 (kW)			89.0		148.0	
ロス低減量 (GWh/10 年)			7.00		11.64	
ロス低減メリット (JD/10 年)			(b) 210,930		350,760	
投資に伴う費用 (JD/10 年)			(c) 14,400		144,960	
ネットベネフィット (JD/10 年)			(d)=(b)-(c) 196,530		205,800	
I.E. ファクター			(e)=(d)/(a) 10.9		1.1	
初年度の電圧降下 (%)			4.5 → 3.0	-	4.5 → 2.4	-
10 年後の電圧降下 (%)			→ 5.8		→ 4.4	

表8.3-13 ダリル線の結果 (MVコンデンサ)

対策案			MV 用 コンデンサ	MV コンデンサと線路増強の組み合わせ		
				張替太線化	同電圧線路	132kV 導入
工事量	MV コンデンサ	5JD/kVA	4.5MVA	-	4.5MVA	-
	C.B.	40kJD/unit	-	-	1 unit	-
	UGC300	50,000/km	-	-	1.1km	-
	ACSR150	15.5kJD/km	-	-	4.4km	-
初期投資額 (JD)			(a) 22,500	既存に ACSR150 が 存在するため 張替太線化 の経済性なし	185,700	経済性なし
ロス低減量 (kW)			73.0		128.0	
ロス低減量 (GWh/10 年)			5.74		10.07	
ロス低減メリット (JD/10 年)			(b) 173,010		303,360	
投資に伴う費用 (JD/10 年)			(c) 18,000		148,560	
ネットベネフィット (JD/10 年)			(d)=(b)-(c) 155,010		154,800	
I.E. ファクター			(e)=(d)/(a) 6.9		0.8	
初年度の電圧降下 (%)			4.5 → 3.2	-	4.5 → 2.2	-
10 年後の電圧降下 (%)			→ 5.9		→ 4.3	

(e) マダバ線 (JEPCO)

(e)-1 線路の概要

図 8.3-5 に示すように既設マダバ線は、132/33kVQAIA 変電所を電源とする総延長 156km の中圧配電線路である。供給負荷および力率は 2001 年予想値で、各々 16.3MW、0.88 であり、系統末端での電圧降下は 14%程度が予想される。電力損失面では 1.49MW で、損失率では 9.1%程度が予想される。マダバ線については、QAIA 変電所の二次系統の 33kV ビレッジ線(負荷: 4.2MW)と連系がある。

(e)-2 対策案の比較

[電力用コンデンサ単独設置案]:

電力用コンデンサを用いた各改善案の内容および検討結果の概要を表 8.3-14 に示す。電力用コンデンサについては、各配電用変圧器の 2 次側に設置し、軽負荷時に無効電力が過補償とならぬよう総容量を 4.5MVAとした。電力用コンデンサ単独案は、I.E.ファクターが 37.4と高く、1年で投資に伴う総費用の回収が計れるレベルにある。電圧改善面では、重負荷線路で線路長が長いため、系統末端での電圧降下が、初年度で 10%程度と 8.3.2 の選定基準の境界上にある。

[張替太線化、同電圧線路新設との組合せ案]:

電力用コンデンサ設置に加え、配電系統自体を強化する張替え太線化や同電圧線路の新設などと組み合わせた改善案について最適化ソフトウェアを用いて検討した結果、初期投資額の大きい 132/33kV 変電所新設以外の案でネットベネフィットがある結果となった。この中で、同電圧線路新設との組み合わせ案は、各案の中で最もネットベネフィットが大きく、コンデンサ単独設置の場合に比べ、2.3 倍程度に増加している。I.E.ファクターは 4.1 であり、3年で投資に伴う総費用の回収ができるレベルにある。電圧改善面では、初年度 5.9%、10 年後 11.8%程度に改善される。

電力用コンデンサと線路新設との組み合わせ案が他案に比べネットベネフィットが最も高く、電圧降下面も満足しているので選定した。

- コンデンサの設置総容量 4.5MVA
- 線路新設は ACSR150 で QAIA 変電所から既設線路に沿って約 21km 実施

線路新設にあたっては、さらなる効率化の面から、既設線に沿って道路沿いのルートの確保が可能か否かなど最大ルートについての検討を進める必要がある。

なお、表 8.3-15 に、MV コンデンサを用いた各改善案の内容およびそれらの検討結果概要を示す。電力用コンデンサ容量 4.5MVA は LV コンデンサのケースと同じ条件である。MV コンデンサは対象線路中圧側に 1 箇所設置する。設置箇所は QAIA 変電所から 21km の地点で、変電所からの送り出し

無効電力が約 1/3 となる地点である。LV コンデンサの場合と同じ理由から対策案として電力用コンデンサと同電圧線路新設案が選定される。ネットベネフィットと I.E.ファクターの両者とも LV コンデンサのケースより劣るが、I.E.ファクターは依然 3.9 である。電圧降下も初年度で 6.5%と LV コンデンサのケースとほぼ同じレベルまで改善される。

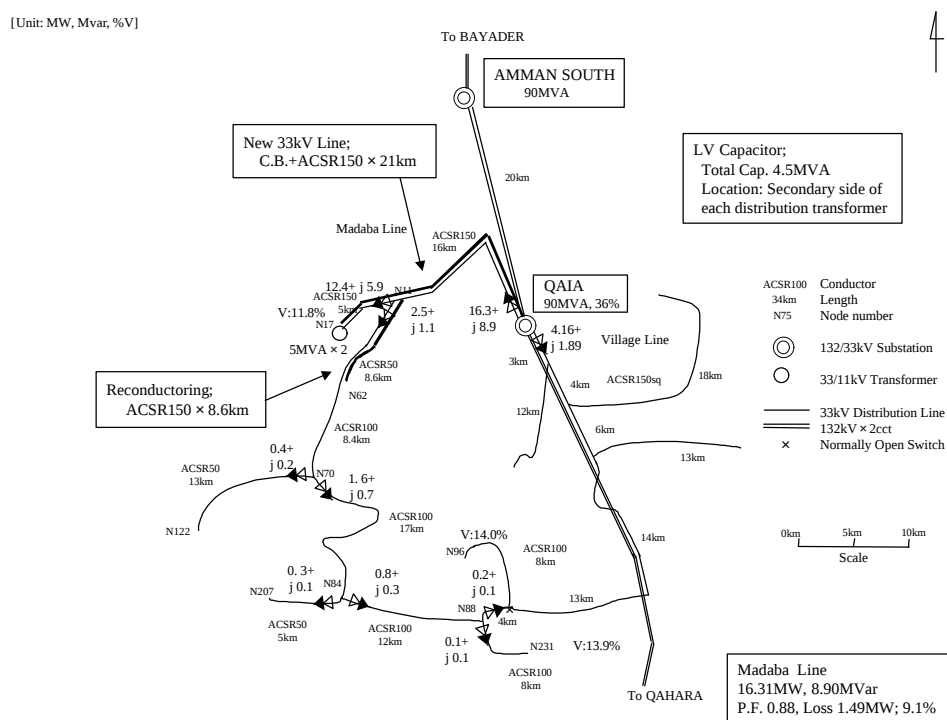


図8.3-5 マダバ線

表8.3-14 マダバ線の結果 (基本ケース: LVコンデンサ)

対策案			LV 用 コンデンサ	LV コンデンサと線路増強の組み合わせ		
				張替太線化	同電圧線路	132kV 導入
工事量	LV コンデンサ	4JD/kVA	4.5MVA	4.5MVA	4.5MVA	-
	C.B.	40kJD/unit	-	-	1 unit	-
	ACSR150	15.5kJD/km	-	-	21.2km	-
	ACSR150(張替)	5167JD/km	-	8.6km	-	-
初期投資額 (JD)			(a)	18,000	62,436	386,600
ロス低減量 (kW)				290.0	313.6	795.2
ロス低減量 (GWh/10 年)				22.81	24.67	62.56
ロス低減メリット (JD/10 年)			(b)	687,300	743,232	1,884,624
投資に伴う費用 (JD/10 年)			(c)	14,400	49,949	309,280
ネットベネフィット (JD/10 年)			(d)=(b)-(c)	672,900	693,283	1,575,344
I.E. ファクター			(e)=(d)/(a)	37.4	11.1	4.1
初年度の電圧降下 (%)				14.0→10.0	14.0→9.0	14.0→6.0
10 年後の電圧降下 (%)				→21.8	→20.0	→11.8

表8.3-15 マダバ線の結果 (MVコンデンサ)

対策案			MV 用 コンデンサ	MV コンデンサと線路増強の組み合わせ		
				張替太線化	同電圧線路	132kV 導入
工事量	MV コンデンサ	5JD/kVA	4.5MVA	4.5MVA	4.5MVA	-
	C.B.	40kJD/unit	-	-	1 unit	-
	ACSR150	15.5kJD/km	-	-	21.2km	-
	ACSR150(張替)	5167JD/km	-	8.6km	-	-
初期投資額 (JD)			(a)	22,500	66,936	391,100
ロス低減量 (kW)				264.0	292.3	772.1
ロス低減量 (GWh/10 年)				20.77	22.99	60.74
ロス低減メリット (JD/10 年)			(b)	625,680	692,751	1,829,877
投資に伴う費用 (JD/10 年)			(c)	18,000	53,549	312,880
ネットベネフィット (JD/10 年)			(d)=(b)-(c)	607,680	639,202	1,516,997
I.E. ファクター			(e)=(d)/(a)	27.0	9.5	3.9
初年度の電圧降下 (%)				14.0→11.4	14.0→10.4	14.0→7.4
10 年後の電圧降下 (%)				→23.2	→21.3	→13.3

(f) ジェラシュ線 (IDECO)

(f)-1 線路の概要

図 8.3-6 に示すように既設ジェラシュ線は、132/33kV リハブ変電所を電源とする総延長 155km の中圧配電線路である。供給負荷および力率は、2001 年予想値で各々 13.3MW、0.82 であり、系統末端での電圧降下も 17%程度と大きな値となっている。電力損失面では 1.66MW で、損失率では 12.5%程度である。キングタラルダムからの 33kV キングタラル線(負荷: 8.5MW)や、隣接のイルビット変電所からのクフランジャ線(9.5MW)との連系がある。このクフランジャ線の近傍に 132/33kV シュタフィナ変電所の新設計画が進められており、これに伴いクフランジャ線のシュタフィナ変電所への負荷切り替えが予定されている。

(f)-2 対策案の比較

[電力用コンデンサ単独設置案]:

電力用コンデンサを用いた各改善案の内容および検討結果の概要を表 8.3-16 に示す。電力用コンデンサについては、各配電用変圧器の 2 次側に設置し、軽負荷時に無効電力が過補償とならぬよう総容量を 5.0MVAとした。コンデンサ単独案は、I.E.ファクターが 57.4 と高く、1年で投資に伴う総費用の回収が計れるレベルにある。電圧改善面では、重負荷線路で線路長が長いいため、系統末端での電圧降下が、初年度で 12.2%程度と 8.3.2 の選定基準を超過する。

[張替太線化、同電圧新設との組合せ案]:

電力用コンデンサ設置に加えて、配電線路自体を強化する案との組み合わせ改善案のうち、初期投資額の大きな 132/33kV 変電所新設との組み合わせ案は、ネットベネフィットが得られず、電力損失低減面での経済性が成立しない。一方、張替太線化、同電圧線路新設との組み合わせ案については、ネットベネフィットが生じ、最大のネットベネフィットの得られるのは、同電圧線路の新設との組み合わせである。I.E.ファクターは 4.8 と、2年で投資に伴う総費用の回収が図れる高い投資効率を示している。電圧面での改善効果は、系統末端での電圧降下が初年度で 7.3%、10 年後で 14.8%である。

[移設・太線化との組合せ案]:

8.3.2 で述べたようにジェラシュ線の上記区間については、既設線路の撤去・新設を伴う線路移設が検討されている。この線路新設にあわせて LV コンデンサの設置と組み合わせで太線化していくことも検討に加えた。損失の低減量は張替太線化と同程度であるが、建設費は新設と同等となるので、張り替え太線化や同電圧線路の新設案など比べ投資効率は低下し、I.E.ファクターは 3.8 と低めになるものの、3 年で投資に伴う総費用の回収が図れる。電圧面での改善効果は、系統末端での電圧降下

が初年度で 8.8%、10 年後で 18.9%である。

同線路については、ルート変更が予定されていることおよび電力用コンデンサと移設・太線化の組み合わせ案は、電圧降下面を満足し、経済性もネットベネフィットで約 165 万 JD と十分大きいことから本案を選定した。

- コンデンサ設置総容量 5MVA
- リハブ変電所から約 26.8km にわたって AAA100 の撤去、AAA150 で線路新設

なお、表 8.3-17 に、MV コンデンサを用いた各改善案の内容およびそれらの検討結果概要を示す。電力用コンデンサ容量 5MVA は LV コンデンサのケースと同じ条件である。MV コンデンサは対象線路中圧側に 1 箇所設置する。設置箇所はリハブ変電所から 24km の地点で、変電所からの送り出し無効電力が約 1/3 となる地点である。LV コンデンサの場合と同じ理由から対策案として電力用コンデンサと同電圧線路新設案が選定される。ネットベネフィットと I.E.ファクターの両者とも LV コンデンサのケースより劣るが、I.E.ファクターは依然 3.6 と高い。電圧降下も初年度で 9.5%と LV コンデンサのケースとほぼ同じレベルまで改善される。

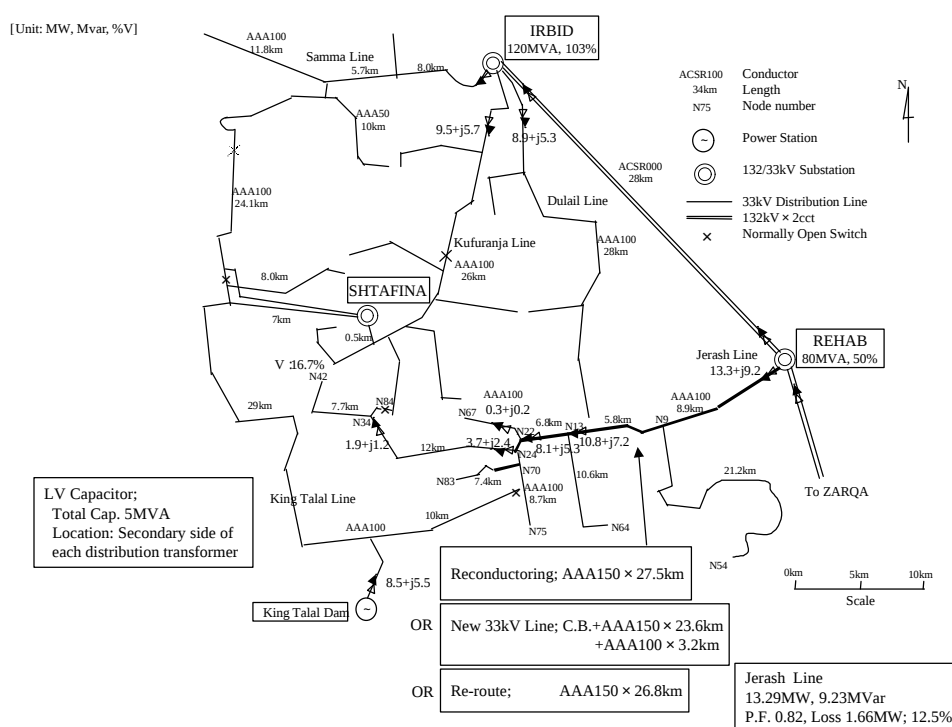


図8.3-6 ジェラシュ線

表 8.3-16 ジェラシュ線の結果(基本ケース: LV コンデンサ)

対策案			LV 用 コンデンサ	LV コンデンサと線路増強の組み合わせ		
				張替太線化	同電圧線路	移設太線化*
工事量	LV コンデンサ	4JD/kVA	5MVA	5MVA	5MVA	5MVA
	C.B.	40kJD/unit	-	-	1 unit	-
	AAA150	15.5kJD/km	-	-	23.6km	26.8km
	AAA150(張替)	5167JD/km	-	27.5km	-	-
	AAA100	13.285kJD/km	-	-	3.2km	-
初期投資額 (JD)			(a)	20,000	162,093	468,312
ロス低減量 (kW)				491.0	846.1	1101.1
ロス低減量 (GWh/10 年)				38.63	66.56	86.62
ロス低減メリット (JD/10 年)			(b)	1,163,670	2,005,257	2,609,607
投資に伴う費用 (JD/10 年)			(c)	16,000	129,674	374,650
ネットベネフィット (JD/10 年)			(d)=(b)-(c)	1,147,670	1,875,583	2,234,957
I.E. ファクター			(e)=(d)/(a)	57.4	11.6	4.8
初年度の電圧降下 (%)				16.7→12.2	16.7→7.3	16.7→8.8
10 年後の電圧降下 (%)				→27.0	→14.8	→18.9

* 移設太線化: 既設線路の撤去および大サイズ導体による線路新設.

132kV導入: ロス低減面での経済性なし

表8.3-17 ジェラシュ線の結果 (MVコンデンサ)

対策案			MV 用 コンデンサ	MV コンデンサと線路増強の組み合わせ		
				張替太線化	同電圧線路	移設太線化*
工事量	MV コンデンサ	5JD/kVA	5MVA	5MVA	5MVA	5MVA
	C.B.	40kJD/unit	-	-	1 unit	-
	AAA150	15.5kJD/km	-	-	26.8km	26.8km
	AAA150(張替)	5167JD/km	-	30.2km	-	-
初期投資額 (JD)			(a)	25,000	181,043	480,400
ロス低減量 (kW)				461.0	827.6	1078.4
ロス低減量 (GWh/10 年)				36.27	65.10	84.83
ロス低減メリット (JD/10 年)			(b)	1,092,570	1,961,412	2,555,808
投資に伴う費用 (JD/10 年)			(c)	20,000	144,834	384,320
ネットベネフィット (JD/10 年)			(d)=(b)-(c)	1,072,570	1,816,578	2,171,488
I.E. ファクター			(e)=(d)/(a)	42.9	10.0	4.5
初年度の電圧降下 (%)				16.7→12.5	16.7→9.1	16.7→9.1
10 年後の電圧降下 (%)				→27.1	→19.1	→19.1

* 移設太線化: 既設線路の撤去および大サイズ導体による線路新設.

132kV 導入: ロス低減面での経済性なし

(g) エムラワ線、サンマ線 (IDECO)

(g)-1 線路の概要

[既設線路]:

図 8.3-7 に示すように、既設 33kV エムラワ線は、132/33kV イルビット変電所を電源とする総延長 163km の中圧配電線路である。供給負荷および力率は、2001 年で各々、13.3MW、0.81 であり、系統末端での電圧降下も 15%程度生じることが予想される。電力損失は 1.24MW で、損失率では 9%程度が予想される。

また、既設 33kV サンマ線は、エムラワ線と同じくイルビット変電所を電源とする総延長 182km の中圧配電線路である。供給負荷および力率は、2001 年で各々、20.1MW、0.84 であり、系統末端での電圧降下も 13%程度生じることが予想される。電力損失は、1.32MW で、損失率では 7%程度が予想される。この 2 つの配電線路は、相互に連係があり、エムラワ線はイルビット変電所の二次系のハウシャ線（負荷：8MW）とも連係がある。

[既存の計画]:

イルビット地区には、これら検討対象であるエムラワ線とサンマ線に関連する計画として、ワカス変電所とシュタフィナ変電所の新設予定がある。ワカス変電所は、エムラワ線とサンマ線のそれぞれに向けて 1 本および 2 本の新設フィーダー引き出しが、また、シュタフィナ変電所からはサンマ線にむけて 1 本の引き出しが予定されている。さらに、既設イルビット変電所からサンマ線に向けて地中線 1 本が新設済みであり、近い将来運転予定もある。これらの計画により、既設エムラワ線とサンマ線は、イルビット、ワカス、およびシュタフィナ変電所の 3 つの変電所から出る合計 7 線路に系統変更されることになる。新設 2 変電所は 2000 年代初頭に運転が開始されるので、電力損失低減の検討は、これらの変更が行われた系統をベースに進めることとした。

系統変更後の 7 線路を、夫々、A B C D E F G 線として検討を行った。その 7 線路の概要を表 8.3-18 に示す。系統変更後の A 線～ G 線とも負荷が軽減され、電圧降下も 6%以下に改善される。これらの 7 線路のうち、電力損失低減面で配電線路の増強案が、経済的に成立するのは、負荷の重い A 線および B 線と幹線に細い径の AAA50 が使用されている C 線の 3 線路に絞られる。

(g)-2 対策案の比較

[電力用コンデンサ単独設置案]:

上記の 3 線路について、電力用コンデンサを用いた各改善案の内容および検討結果の概要を表 8.3-19 に示す。コンデンサについては、各配電用変圧器の 2 次側に設置し、軽負荷時に無効電力が過補償とならぬよう総容量を 2.5MVA(線路 A)、2.5MVA(線路 B)、0.75MVA(線路 C)とした。電力用コ

ンデンサ単独案は、I.E.ファクターが17.0(線路 A)、11.3(線路 B)、7.9(線路 C)と高く、1年で投資に伴う総費用の回収が計れるレベルにある。

[線路増強との組み合わせ案]:

電力用コンデンサ設置と、配電線自体を強化する案との組み合わせについては、損失率の大きな A 線のみネットベネフィットが得られ、改善方策として、張替太線化と同電圧線路新設が上げられる。同電圧線路新設と比べ張替え太線化の改善案は、投資額も小さく、ネットベネフィットも、ほぼ同じ額が見込めることから、経済性や投資回収面で優れた方策と考えられる。I.E.ファクターは 5.8 であり、2 年で投資に伴う総費用の回収が図れるレベルにある。張り替え工事期間中の供給力については、十分対応できると予想される。

線路 A については張替太線化との組合せ案と同電圧線路新設との組合せ案とも、電圧降下が 10%以下であるが、ネットベネフィットの差異が小さいため、I.E.ファクターの 5.8 と高い電力用コンデンサと張替太線化の組み合わせ案を選定した。線路 B と C については、コンデンサを単独設置するケースのみがネットベネフィットを生じ、電圧降下面も満足するため、このケースを選定した。

A 線:

- コンデンサ設置総容量 2.5MVA
- イルビット変電所から 6.8km より 11.5km の地点まで約 4.7km にわたって AAA100 の既設線を AAA150 に張替

B 線:

- コンデンサ設置総容量 2.5MVA

C 線:

- コンデンサ設置総容量 0.75MVA

なお、表 8.3-20 に、MV コンデンサを用いた各改善案の内容およびそれらの検討結果概要を示す。電力用コンデンサ容量 2.5MVA(線路 A)、2.5MVA(線路 B)、0.75MVA(線路 C)は LV コンデンサのケースと同じ条件である。MV コンデンサは対象線路中圧側に 1 箇所設置する。設置箇所はイルビット変電所から既設エムラワ線に沿って、各々 16km(線路 A)、25km(線路 B)、30km(線路 C)の地点で、変電所からの送り出し無効電力が約 1/3 となる地点である。線路 A の場合、ケース 1 の LV コンデンサの場合と同じ理由から対策案として電力用コンデンサと張替太線化案が選定される。同様に、線路 B と C の場合、電力用コンデンサの単独設置が選定される。ネットベネフィットと I.E.ファクターの両者とも LV コンデンサのケースより劣るが、I.E.ファクターは依然 4.3(線路 A)、5.8(線路 B)、4.3(線路 C)と高く、2～3 年で投資に伴う総費用の回収が可能である。電圧降下も初年度で 2～4%と LV コンデンサのケースとほぼ同じレベルまで改善される。

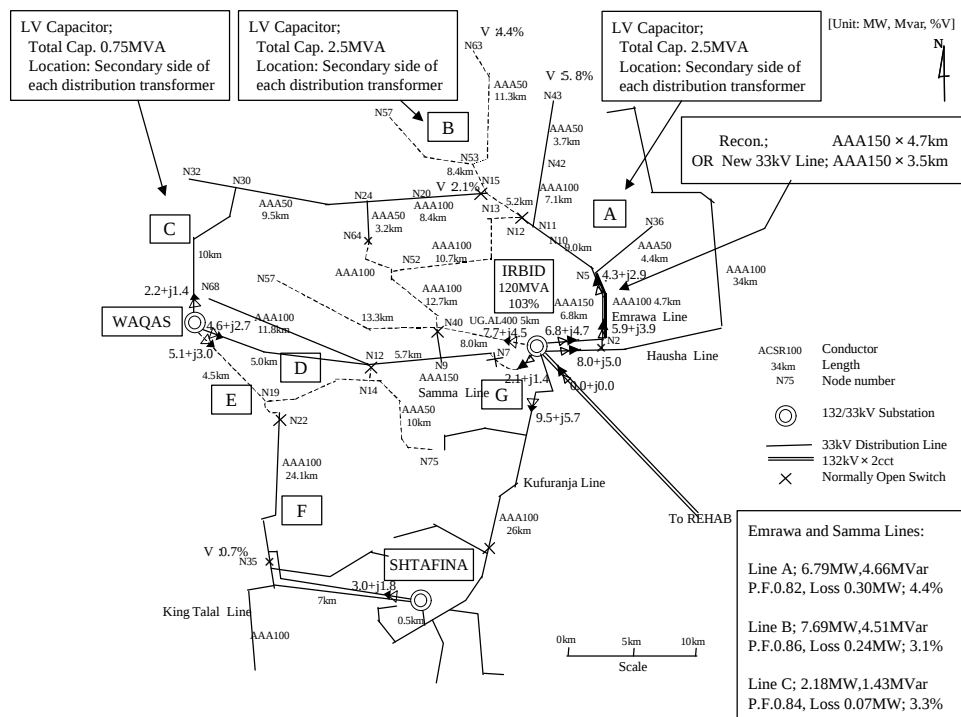


図8.3-7 エムラワ線とサンマ線

表8.3-18 エムラワ線とサンマ線の負荷分割後(2001年)

線路	線路容量 (MVA)	負荷 (MW)	損失 (kW)	損失 (%)	電圧降下 (%)
A	15.5	6.8	300	4.4	5.4
B	15.5	7.7	241	3.1	4.3
C	10.5	2.2	71	3.3	2.0
D	20.0	4.6	67	1.5	1.4
E	15.5	5.1	71	1.4	2.0
F	15.5	3.0	51	1.7	1.4
G	20.0	2.1	27	1.3	0.3

表 8.3-19 エムラワ線とサンマ線の結果 (基本ケース: LVコンデンサ)

(a) エムラワ線とサンマ線- 線路A

対策案			LV 用 コンデンサ	LV コンデンサと線路増強の組み合わせ		
				張替太線化	同電圧線路	132kV 導入
	LV コンデンサ	4JD/kVA	2.5MVA	2.5MVA	2.5MVA	-
工事量	AAA150	15.5kJD/km	-	-	3.5	-
	AAA150(張替)	5167JD/km	-	4.7km	-	-
初期投資額 (JD)	(a)	10,000	34,285	64,250	経済性なし	
ロス低減量 (kW)		75.0	95.4	105.9		
ロス低減量 (GWh/10 年)		5.90	7.50	8.33		
ロス低減メリット (JD/10 年)	(b)	177,750	226,098	250,983		
投資に伴う費用 (JD/10 年)	(c)	8,000	27,428	51,400		
ネットベネフィット (JD/10 年)	(d)=(b)-(c)	169,750	198,670	199,583		
I.E. ファクター	(e)=(d)/(a)	17.0	5.8	3.1		
初年度の電圧降下 (%)			5.8→4.1	5.8→3.8	5.8→3.5	-
10 年後の電圧降下 (%)			→7.7	→7.1	→6.6	

(b) エムラワ線とサンマ線- 線路B

対策案			LV 用 コンデンサ	LV コンデンサと線路増強の組み合わせ		
				張替太線化	同電圧線路	132kV 導入
	LV コンデンサ	4JD/kVA	2.5MVA	-	-	-
初期投資額 (JD)	(a)	10,000	経済性なし	経済性なし	経済性なし	
ロス低減量 (kW)		51.0				
ロス低減量 (GWh/10 年)		4.01				
ロス低減メリット (JD/10 年)	(b)	120,870				
投資に伴う費用 (JD/10 年)	(c)	8,000				
ネットベネフィット (JD/10 年)	(d)=(b)-(c)	112,870				
I.E. ファクター	(e)=(d)/(a)	11.3				
初年度の電圧降下 (%)			4.5→3.1	-	-	-
10 年後の電圧降下 (%)			→5.8			

(c) エムラワ線とサンマ線- 線路C

対策案			LV 用 コンデンサ	LV コンデンサと線路増強の組み合わせ		
				張替太線化	同電圧線路	132kV 導入
	LV コンデンサ	4JD/kVA	0.75MVA	-	-	-
初期投資額 (JD)	(a)	3,000	経済性なし	経済性なし	経済性なし	
ロス低減量 (kW)		11.0				
ロス低減量 (GWh/10 年)		0.87				
ロス低減メリット (JD/10 年)	(b)	26,070				
投資に伴う費用 (JD/10 年)	(c)	2,400				
ネットベネフィット (JD/10 年)	(d)=(b)-(c)	23,670				
I.E. ファクター	(e)=(d)/(a)	7.9				
初年度の電圧降下 (%)			2.1→1.6	-	-	-
10 年後の電圧降下 (%)			→2.8			

表8.3-20 エムラワ線とサンマ線の結果(MVコンデンサ)

(a) エムラワ線とサンマ線- 線路A

対策案			MV 用 コンデンサ	MV コンデンサと線路増強の組み合わせ		
				張替太線化	同電圧線路	132kV 導入
	MV コンデンサ	5JD/kVA	2.5MVA	2.5MVA	2.5MVA	-
工事量	AAA150	15.5kJD/km	-	-	3.5	-
	AAA150(張替)	5167JD/km	-	4.7km	-	-
初期投資額 (JD)	(a)		12,500	36,785	66,750	経済性なし
ロス低減量 (kW)			58.0	78.8	89.8	
ロス低減量 (GWh/10 年)			4.56	6.20	7.06	
ロス低減メリット (JD/10 年)	(b)		137,460	186,756	212,826	
投資に伴う費用 (JD/10 年)	(c)		10,000	29,428	53,400	
ネットベネフィット (JD/10 年)	(d)=(b)-(c)		127,460	157,328	159,426	
I.E. ファクター	(e)=(d)/(a)		10.2	4.3	2.4	
初年度の電圧降下 (%)			5.8→4.2	5.8→3.9	5.8→3.6	-
10 年後の電圧降下 (%)			→7.8	→7.2	→6.6	

(b) エムラワ線とサンマ線- 線路B

対策案			MV 用 コンデンサ	MV コンデンサと線路増強の組み合わせ		
				張替太線化	同電圧線路	132kV 導入
工事量	MV コンデンサ	5JD/kVA	2.5MVA	-	-	-
初期投資額 (JD)	(a)		12,500	経済性なし	経済性なし	経済性なし
ロス低減量 (kW)			35.0			
ロス低減量 (GWh/10 年)			2.75			
ロス低減メリット (JD/10 年)	(b)		82,950			
投資に伴う費用 (JD/10 年)	(c)		10,000			
ネットベネフィット (JD/10 年)	(d)=(b)-(c)		72,950			
I.E. ファクター	(e)=(d)/(a)		5.8			
初年度の電圧降下 (%)			4.5→2.6	-	-	-
10 年後の電圧降下 (%)			→5.3			

(c) エムラワ線とサンマ線- 線路C

対策案			MV 用 コンデンサ	MV コンデンサと線路増強の組み合わせ		
				張替太線化	同電圧線路	132kV 導入
工事量	MV コンデンサ	5JD/kVA	0.75MVA	-	-	-
初期投資額 (JD)	(a)		3,750	経済性なし	経済性なし	経済性なし
ロス低減量 (kW)			8.0			
ロス低減量 (GWh/10 年)			0.63			
ロス低減メリット (JD/10 年)	(b)		18,960			
投資に伴う費用 (JD/10 年)	(c)		3,000			
ネットベネフィット (JD/10 年)	(d)=(b)-(c)		15,960			
I.E. ファクター	(e)=(d)/(a)		4.3			
初年度の電圧降下 (%)			2.1→1.6	-	-	-
10 年後の電圧降下 (%)			→2.8			

8.4 検討結果のまとめと工事費の年度展開

8.4.1 検討結果のまとめ

低圧および中圧の対象フィーダー全体についての改善案の検討結果をまとめると表 8.4-1 の通りとなる。

また、電力損失低減量の内訳を表 8.4-2 に示す。

表8.4-1 検討結果のまとめ

		EDCO	JEPCO	IDECO	合計
初期投資 (×1,000JD)	低圧	1,049	515	895	2,459
	中圧	240	405	483	1,128
	合計	1,289	920	1,378	3,587
電力損失低減量 (GWh/10 年)	低圧	105.7	47.1	70.6	223.4
	中圧	39.9	69.6	78.8	188.3
	合計	145.6	116.7	149.4	411.7
ネット・ベネフィット (×1,000JD/10 年)	低圧	2,170	931	1,297	4,398
	中圧	1,009	1,772	1,987	4,768
	合計	3,179	2,703	3,284	9,166
I.E.ファクター	低圧	2.07	1.81	1.45	1.79
	中圧	4.20	4.38	4.11	4.23
	合計	2.47	2.94	2.38	2.56

表8.4-2 電力損失低減量の内訳(年度推移：GWh)

排出 ガス	配電 会社	1 年度	2 年度	3 年度	4 年度	5 年度	6 年度	7 年度	8 年度	9 年度	10 年度	10年間 合計
低圧	EDCO	6.4	7.3	8.1	8.9	9.9	10.9	12.0	13.1	14.1	15.0	105.7
	IDECO	2.9	3.2	3.6	4.0	4.4	4.9	5.3	5.8	6.3	6.7	47.1
	JEPCO	4.3	4.9	5.4	5.9	6.6	7.3	8.0	8.8	9.4	10.0	70.6
	計	13.6	15.4	17.1	18.8	20.9	23.1	25.3	27.7	29.8	31.7	223.4
中圧	EDCO	2.4	2.7	3.0	3.4	3.7	4.1	4.5	4.9	5.3	5.7	39.7
	IDECO	4.2	4.8	5.3	5.8	6.5	7.2	7.9	8.6	9.3	9.9	69.5
	JEPCO	4.8	5.4	6.0	6.6	7.4	8.2	8.9	9.8	10.5	11.2	78.8
	計	11.4	12.9	14.3	15.8	17.6	19.5	21.3	23.3	25.1	26.8	188.0
合計	EDCO	8.8	10.0	11.1	12.3	13.6	15.0	16.5	18.0	19.4	20.8	145.5
	IDECO	7.1	8.0	8.9	9.8	10.9	12.1	13.2	14.4	15.7	16.6	116.7
	JEPCO	9.1	10.3	11.4	12.5	14.0	15.5	16.9	18.7	19.9	21.2	149.5
	計	25.0	28.3	31.4	34.6	38.5	42.6	46.6	51.1	55.0	58.6	411.7

8.4.2 工事の年度展開

本プロジェクトの財務・経済分析の基となる本体工事の年度展開については、プロジェクトの着手を、FS 調査が終了する直後の 2001 年とし、調査・設計期間や工期を以下の通りとした。

- ・ 低圧線路の新設・張り替え太線化や電力用コンデンサの設置については、工期を 1 年とした。

・ 中圧線路の新設・張り替え太線化などの工事については、着工後 2 年で竣工するものとし、工期を 2 年とした。

また、本体工事の着工前の設計や調査に要する期間を以下の通りとした。

・ 低圧の線路新設、張り替え太線化、電力用コンデンサの設置および中圧線路の張り替えのための、工事設計期間 : 1 年

・ 中圧線路の新設および移設・張替工事の設計期間 : 2 年

以上の条件をもとに、それぞれの改善策を展開した。改善工事の年度展開および本体工事費の展開を、表 8.4-3 および表 8.4-4 に示す。この本体工事費の展開を基に、第 9 章で排出削減量の、第 10 章で経済、財務評価を行った。

表8.4-3 改善工事の年度展開

		年度			
		2001	2002	2003	2004
低圧	電線張替、新設	設計・調査(1/3)	建設(1/3)		
	中圧の導入		設計・調査(1/3)	建設(1/3)	
	電力用コンデンサ			設計・調査(1/3)	建設(1/3)
中圧	張替、太線化	設計・調査	建設		
	電力用コンデンサ				
	線路新設	設計・調査		建設	
	電力用コンデンサ				

表8.4-4 本体工事費の年度展開 (JD)

	配電会社	プロジェクト	2002年	2003年	2004年	合計
低圧	EDCO	電力用コンデンサ設置	6,691	6,691	6,691	20,072
		同電圧での増強(張替太線化、新設)	81,527	81,527	81,527	244,582
		中圧の導入	261,631	261,631	261,631	784,894
	JEPCO	電力用コンデンサ設置	5,071	5,071	5,071	15,212
		同電圧での増強(張替太線化、新設)	58,918	58,918	58,918	176,754
		中圧の導入	107,598	107,598	107,598	322,793
	IDECO	電力用コンデンサ設置	6,411	6,411	6,411	19,232
		同電圧での増強(張替太線化、新設)	73,210	73,210	73,210	219,630
		中圧の導入	218,685	218,685	218,685	656,056
中圧	EDCO	Wadi Musa 線(電力用コンデンサ)	6,000	6,000	0	12,000
		Wadi Musa 線(電線張替・太線化)	50,895	50,895	0	101,790
		Tafila 線(電力用コンデンサ)	3,500	3,500	0	7,000
		JV2-A 線 (電力用コンデンサ)	3,500	3,500	0	7,000
		JV2-A 線 (電線張替・太線化)	31,519	31,519	0	63,037
		JV2-B 線 (電力用コンデンサ)	3,500	3,500	0	7,000
		JV2-B 線 (電線張替・太線化)	21,185	21,185	0	42,369
	JEPCO	Duleel 線 (電力用コンデンサ)	9,000	9,000	0	18,000
		Madaba 線 (電力用コンデンサ)	0	9,000	9,000	18,000
		Madaba 線 (同電圧線路新設)	0	184,300	184,300	368,600
	IDECO	Jerash 線 (電力用コンデンサ)	0	10,000	10,000	20,000
		Jerash 線 (移設太線化)	0	207,700	207,700	415,400
		Emrawa-Samma-A線 (電力用コンデンサ)	5,000	5,000	0	10,000
		Emrawa-Samma-A線 (電線張替・太線化)	12,143	12,143	0	24,285
		Emrawa-Samma-B線 (電力用コンデンサ)	5,000	5,000	0	10,000
		Emrawa-Samma-C線 (電力用コンデンサ)	1,500	1,500	0	3,000
合 計			972,482	1,383,482	1,230,742	3,586,706

8.4.3 電力損失低減量の年度推移

電力損失低減量について、上記本体工事の展開を基に算出した。検討対象フィーダーについては、初年度から 10 年間の削減量を基に改善案を選定しているが、ここでは、プロジェクト全体の工事展開を基に算出している。電力コンデンサの効果を含む場合と、これを除いた場合の電力損失削減の年度推移を、表 8.4-5 および、表 8.4-6 に示す。

表8.4-5 電力コンデンサの効果を含む場合の電力損失の年度推移(MWh)

年度 (年)	プロジェクト全体		EDCO		JEPSCO		IDECO	
	低圧	中圧	低圧	中圧	低圧	中圧	低圧	中圧
2001	0	0	0	0	0	0	0	0
2002	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	5,673	0	2,683	0	1,197	0	1,793	0
2004	12,519	4,980	5,921	3,351	2,641	588	3,957	1,041
2005	20,889	17,593	9,879	3,727	4,407	6,502	6,603	7,364
2006	23,141	19,490	10,944	4,130	4,882	7,202	7,315	8,158
2007	25,360	21,359	11,994	4,526	5,350	7,893	8,016	8,940
2008	27,711	23,338	13,106	4,945	5,846	8,625	8,759	9,768
2009	29,842	25,132	14,114	5,325	6,295	9,288	9,433	10,519
2010	31,749	26,739	15,015	5,666	6,698	9,881	10,036	11,192
2011	33,647	28,338	15,913	6,004	7,098	10,472	10,636	11,862
2012	35,600	29,982	16,837	6,353	7,510	11,080	11,253	12,549
2013	36,914	31,643	17,458	6,705	7,788	11,693	11,668	13,245
2014	37,830	33,230	17,892	6,705	7,980	12,463	11,958	14,062
計	320,875	261,824	151,756	57,437	67,692	95,687	101,427	108,700
	計：582,699		計：209,193		計：163,379		計：210,127	

表8.4-6 電力コンデンサの効果を除いた場合の電力損失の年度推移(MWh)

年度 (年)	プロジェクト全体		EDCO		JEPSCO		IDECO	
	低圧	中圧	低圧	中圧	低圧	中圧	低圧	中圧
2001	0	0	0	0	0	0	0	0
2002	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	3,601	0	1,688	0	783	0	1,130	0
2004	7,946	1,305	3,725	1,170	1,728	0	2,493	135
2005	13,260	7,762	6,215	1,301	2,884	3,715	4,161	2,746
2006	14,689	8,599	6,885	1,442	3,195	4,115	4,609	3,042
2007	16,097	9,424	7,545	1,580	3,501	4,510	5,051	3,334
2008	17,589	10,297	8,245	1,726	3,825	4,928	5,519	3,643
2009	18,942	11,089	8,879	1,859	4,119	5,307	5,944	3,923
2010	20,153	11,798	9,446	1,978	4,383	5,646	6,324	4,174
2011	21,358	12,503	10,011	2,096	4,645	5,983	6,702	4,424
2012	22,597	13,229	10,592	2,218	4,914	6,331	7,091	4,680
2013	23,431	13,962	10,983	2,341	5,096	6,681	7,352	4,940
2014	24,013	14,792	11,256	2,341	5,222	7,170	7,535	5,281
計	203,676	114,760	95,470	20,052	44,295	54,386	63,911	40,322
	計：318,436		計：115,522		計：98,681		計：107,233	