

第 5 章

BEN による電力供給の現状

第5章 BENによる電力供給の現状

5.1 BENの組織

バクー市への電力供給は、Azenerji およびバクー市役所内の基盤整備局(DEC)の管轄下にある BEN による二重構造で実施されている。第1.5節で述べたとおり、JICA派遣の事前および予備調査団訪問時の BEN は、その組織内に配電事業に係る一切の機能を有しており、総合的に配電事業に対する責任を有していた。しかしながら1999年5月、BENとその上位管轄機関であるDECに対して大幅な組織改正が実施された。その組織改正において、それまで BEN の組織の一部として重要な機能を果たしていた建設部門(DSC)、販売・料金徴収部門(EPSS)、変圧器修理部門(TRS)などが分離された。

その結果、残された BEN の役割は、10 kV・6 kV および低圧配電設備の運用・維持管理に限定され、変圧器の取替え、開閉機器・地中ケーブルの補修や需要家への引込み線敷設程度の工事を担当するに限定されている。配電用変電所の建設、大規模な設備更新、地中ケーブルの敷設や取替えなど全ての改修・建設工事は DSC が担当していたが、組織改正により DEC 直轄の建設部(MRCIAE)に吸収された。配電設備運営維持管理に必要な車両や重機などを管理する機関(Auto Transportation Department)や TRS も同様に DEC に吸収された。販売および料金徴収部門については、分離された結果、第1副市長直轄の電力販売企業(ESE)として運営を行うこととなった。組織改正以前と比べ、改正後の体制においては BEN が有していた機能によって上位管轄系統が異なる結果となり、いわゆる「バクー市電力部(BEN)」の業務分掌範囲も非常に狭められた形となった。但し、分離された諸機能は全て、バクー市役所内に留まった形となっている。

1999年1月時点、BENの職員数は2,303人である。その職能別および組織別内訳を表I.5.1-1に示す。

表I.5.1-1 BENの職員数 (1999年1月現在)

(1) 職能別分類	- Engineers and Technicians	508	(72)
	- Office staff	154	(124)
	- Workers	1,641	(282)
	Total	2,303	(478)
(2) 組織別分類	a) BEN に留まった組織		
	- BEN 本部	210	
	- Technical Procurement Department	22	
	- City Electric Networks	446	
	- Suburb Electric Networks	463	
	b) BEN より分離、DEC に吸収された組織		
	- Division for Special Construction	125	
	- Auto Transportation Department	230	
	c) BEN より分離、第1副市長直轄へ		
	- Enterprise for power supervision and sale	807	
	Total	2,303	

(出所: BEN) 注) 括弧内の数字は女性職員数を示す

包括的な設備の計画や設計は現在まで実施されてきた様子はなく、Azenerji の変電所建設計画の一環としてエネルギー設計研究所 (Scientific-Research Institute of Energetic and Energy Design : SRIEED) によって実施されたり、配電用変電所の新設など必要に応じて BEN またはバクー市役所の設計部門で実施される場合もある。

配電設備の維持管理に関しては、前掲の図 I.1.5-2 (BEN 改正後の組織図) に示すとおり、BEN はその供給エリアであるバクー市を中央ネットワーク (City Electric Networks) と郊外ネットワーク (Suburb Electric Networks) の 2 つに分割し、それぞれを 12 および 8 の設備維持管理地域 (ネットワーク・エリア) に細分してその運営および保守を行っている。

BEN より分離された第 1 副市長直轄の ESE は、電力販売、電力量計の設置、検針 (月一度)、料金請求業務、集金業務のほか電力量計の較正、修理などに責任を有している。これら業務は 11 の行政地域 (District) 毎に支店を、また主要な需要家を対象としたユニットを設置して、それぞれが実施している。Nasimi 地区の支店は 1998 年 1 月より業務を開始しており、それまでは Sabail、Yasamal、Narimanov の各支店が Nasimi 地区を分割して係る業務を実施していた。

なお、本報告書においては、分離した各組織の名称を用いての説明が必要と考えられる箇所以外は、組織名称の区別をせず、バクー市管轄の配電事業に対して総合的に責任を持つ電力組織という意味で「BEN」を使用することとする。

5.2 電力供給設備

5.2.1 高圧配電線路

高圧配電線路は 10 kV および 6 kV で構成されており、それらが郊外地域を除いて混在している。BEN より収集したネットワーク・エリア毎のデータ (添付 I.5.2-2) によると、BEN が維持管理を行っている 10 kV 線路は 790 km、6 kV は 1,390 km であり、そのうち地中線路はそれぞれ 610 km (全体の 77%)、840 km (同 60%) である。

高圧地中ケーブルには主に鋼帯外装アルミ被または鉛被アルミ導体油浸紙絶縁ケーブルが使用されている。高圧地中ケーブルの仕様を添付 I.5.2-1 に示す。また、地中ケーブルの布設は車道横断部など一部の箇所には鋼管が防護物として使われているが、大部分はそれらを防護する管などを用いることなく直接埋設されている。地中ケーブルの埋設時には、その上にコンクリートブロック等を敷設し、後日の掘削による損傷を防止している。ケーブルの土被りは歩道部 800 mm、車道横断部は 1,000 mm である。標準的なケーブル敷設断面図を図 I.5.2-1 に示す。また、地中から支持物へのケーブル立上がり部が鋼管等で防護されている箇所はほとんど無い。

架空線路は鋼芯アルミ燃線 (ACSR) または硬銅燃線 (HDCC) が使用されており、支持物としてコンクリー

ト柱、鉄柱、鋼管柱、木柱が採用されている。支持物の基準は特に規定されていないが、一般的に直線個所は1本の支持物によって電線を支持し、張力の掛かる引留個所には支柱が取り付けられている。使用電線は一般に細く、ACSR 50・70・90・185 mm²およびHDCC 35 mm²が使用されている。架空電線路を雷害から保護するための架空地線は設備されていない。

高圧配電網の系統構成は、一部(放射状)を除いてループ方式が採用されている。しかし、任意の断路器または遮断器を開くことにより、放射状に運用されている。また、10 kV系統では、供給信頼度を確保するために、2回線構成を基準とした開発が進められてきているが、6 kV系統ではAzenerjiの変電所との接続区間を除いて、大部分が1回線構成となっている。高圧配電系統の接地方式は非接地方式が採用されている。

表I.5.2-1にBENより入手した調査対象地域のAzenerji変電所からの線路における重負荷期である冬季(1998年12月～1999年3月)のピーク電流値別のフィーダー数を示す。この表によると、一部のフィーダーを除いてピーク電流は許容値以下となっているが、地中ケーブル線路、開閉機器等の事故による系統切替時の電流増加に対応できないフィーダーが多い。現在使用されているケーブルの許容電流値(BENの規準値)を添付I.5.2-1に示す。

表I.5.2-1 送出しピーク電流毎の10, 6 kVフィーダー数

送出しピーク電流	フィーダー数	比率
301A 以上	0	0%
251A - 300A	12	4%
201A - 250A	39	15%
151A - 200A	62	23%
101A - 150A	47	18%
51A - 100A	38	14%
1A - 50A	69	26%

(出所: BEN)

5.2.2 配電用変電所

1999年1月現在、BENの管轄下にある配電用変電所は、ネットワーク・エリア別の資料(添付I.5.2-3)によると2,281個所あり、その変圧器数は3,166台およびその総容量は1,360 MVAである。また、調査対象地域内にある配電用変電所は1,128個所あり、その変圧器数は1,785台およびその総容量は868,613 kVAである(添付I.5.2-2)。

既存の配電用変電所は、設置形態別に次の3タイプに分類される。これらの3タイプの調査対象地域内における比率はそれぞれ69.6%、7.3%および23.1%である。

- 地上設置タイプ(独立型・建物密着型)
- 建物内(借室)設置タイプ
- 地上設置キュービクルタイプ

地上設置型の配電用変電所建屋は、標準的に変圧器室、高圧開閉機器室および低圧分電盤室に分か

れており、事故の波及を防止するため、それぞれが壁で仕切られている。また、各機器室間の電気回路の接続は、裸アルミ導帯でなされている。借室型の配電用変電所は一般的に1~2部屋で構成されており、各機器が混在しているケースが多い。各タイプの典型的な平面図を図 I.5.2-2 に示す。また、これら配電用変電所の典型的な単線結線図を図 I.5.2-3 に示す。

(1) 変電設備

10 kV および 6 kV の配電用変圧器は上記配電用変電所に設置されており、現在使用されている変圧器の主な仕様は以下の通りである。

- 定格電圧 : 1次側 10.0 kV または 6.0 kV
2次側 380 V - 220 V (400 V - 230 V 混在)
- 変圧器容量 : 100 kVA、160 kVA、180 kVA、250 kVA、315 kVA、320 kVA、400 kVA、560 kVA、630 kVA および 1,000 kVA
- 定格周波数 : 50 Hz
- 結線方式 : Y-Y 結線(Y_N12)、1次側3相3線、2次側3相4線中性点接地
- 冷却方式 : 油入自冷式 (ONAN)
- タップ切替装置 : 無電圧タップ切替
タップ比: +2.5% -2×2.5%、±2×1.25%、±2×2.5%、±5.0%

既設変圧器のほとんどは旧ソ連製である。また、変圧器は現在全数をロシアおよびベラルーシからの輸入に依存しており、その比率はおおよそ 50:50 である。

(2) 開閉設備および保護設備

配電用変電所の受電フィーダーには断路器が設置され、送電フィーダーには断路器と遮断器が設置されている。既存の遮断器は、主に小油量型 (Minimum oil content type) であるが、一部に 1930 年代以降に製造されたタンク型油遮断器 (Bulk-oil type) が使用されている。小油量型遮断器の仕様は1種類のみであり、その定格電流および短絡遮断電流はそれぞれ 630 A および 20 kA である。

BEN の配電用変電所に電力を供給している Azenerji 変電所のフィーダーには過電流継電器が設備されており、配電線事故時にはそのフィーダーの遮断器が自動遮断されることにより、高圧配電線の保護がなされている。また、その再投入は給電指令所からの無線連絡を受けた各ネットワークエリアの保守員が手動で行っている。

変圧器の過電流保護用として、その1次側にカットアウト・フューズが設置されている。また変圧器2次側には断路器のみが設置されている。カットアウト・フューズの仕様を下表に示す。表中で変圧器容量 400 kVA 以下に適用されるカットアウト・フューズは基準化されていない。

表I.5.2-2 カットアウト・フューズ仕様

電圧 (kV)	変圧器容量 (kVA)	定格電流 (A)
10	400	50
	630	80
	1,000	100
6	400	80
	630	100
	1,000	160

(出所: BEN)

低圧フィーダーの過電流保護用として、低圧分電盤に低圧フューズが設備されており、その定格電流は150 A、250 Aおよび400 Aである。低圧分電盤はナイフ・スイッチタイプの断路器、低圧ヒューズから構成され、配電用低圧ケーブルが接続されている。

(3) 高圧母線

母線方式はすべて単母線方式である。高圧母線にはブス・カップラーが一部を除いて設置されており、系統を分割する役割を果たしている。母線の素材はアルミニウムで、定格容量および定格遮断容量はそれぞれ、450 A および 3,000 A である。

(4) 計量設備

負荷電流のチェックと線路保護のために、一部の高圧フィーダーの3相のうち2相にモールド・タイプの計器用変流器 (CT) が設置されているが、電流計および過電流継電器の設置箇所は少ない。低圧側に電流計が設置されている配電用変電所もあるが、そのほとんどは破損しているため機能していない。

(5) 電圧調整装置

配電用変圧器の低圧側の電圧調整は、変圧器1次側の無負荷タップ切換え装置にてなされている。それ以外の電圧調整装置は使用されていない。

5.2.3 低圧配電線路

低圧配電線路(低圧フィーダー)は、架空電線路、地中ケーブル線路および屋側ケーブル線路の3タイプに分類できる。どの線路も低圧分電盤からの引出し口にはケーブルが使用されており、これらのケーブルにはアルミ導体および銅導体を使用されている。架空電線路にはアルミ導体が一般的に使用されており、これらは裸線が主に使用されている。屋側ケーブル線路を含む架空線路の直長は1,731 km、地中ケーブル線路は700 kmである。

架空線の支持物は、木柱・鉄柱・鋼管柱が採用されている。支持物の基準は制定されていないが、高圧電線路と同様に、直線部分は1本の支持物によって電線を支持し、張力の掛かる引留箇所や角度点の

支持物には支柱・支線が取付けられている。

地中ケーブルには多種多様なケーブルが使用されているが、一部鋼帯外装絶縁ケーブルが使用されている。低圧地中ケーブルの布設方法は高圧地中ケーブルのそれと同じである。

屋側配線は絶縁ケーブルが使用されており、その導体はアルミニウムまたは銅である。絶縁ケーブルは建物の側面に配線され、約 60 cm 間隔で支持されている。

ほとんどの低圧フィーダーは配電用変電所から放射状に配線されているが、一部の需要家はループまたは予備回線を備えた 2 回線で供給されている。低圧配電線の長さは、カウンターパートに確認したところ、市街地で最長 200 m、郊外では最長 300 m である。

5.2.4 電力量計

電力量計はすべての需要家に設置されており、そのほとんどが家屋内に設置されている。電力量計の定格電流は単相 5・10・35・40・60 A、3 相 5・10・50・70 A である、定格電流以上の負荷の計量は変流器 (CT) を設置して計量している。過電流保護としてブレーカが設置されているが、一部の需要家には設置されていない。ブレーカの定格電流は 5・10・15・20・30・50・60 A である。

電力量計は 8 年毎に取替えられてメータの校正を行っている。また、故障した電力量計は修理工場に持込まれ修理を行い、検定後再使用される。

5.2.5 給電指令設備

BEN の中央給電指令所はその本部事務所の最上階にあり、給電指令室は広さ約 17.5×8 m の広さである。給電指令所の入口は施錠されており、容易に外部の人間が立入れない様になっている。給電指令所の設備は表示板、給電指令員卓、コンピューター、通信設備で構成されている。

(1) 表示板

給電指令室には 2 面の表示板がある。1 面 (21×4 m) は給電指令員卓の前方から左側面に、もう 1 面 (5.9×2.2 m) は後方にある。表示板は 4 cm 角のブロックで構成されるモザイク・パネルである。表示板には Azenerji の変電所を含むバクー市全体の 10 kV と 6 kV の配電システムが示されている。10 kV 配電線は赤で、6 kV 配電線は黒で表示されており、開閉器や遮断器の状態表示はスイッチや模擬開閉器によって行われている。しかしながら、現在、表示板上のスイッチの裏面配線は全て接続されていないため、制御卓から表示板を介した配電網の制御は行なえず、開閉機器の状態表示の変更は給電指令員が手動で行っている。

(2) 給電指令員卓

給電指令員卓には指令員のための座席が 2 つあり、その中央には電流計 8 個と電力計 2 個が取付けら

れている。これらのメータは配電網内の任意のフィーダー、電線路の電流や電力を給電指令員卓にあるスイッチで選択・計測し、表示する設計となっている。しかし、配線がなされていないため現在この機能を使用することは出来ない。

(3) コンピュータ

給電指令員卓上にデスクトップ型のコンピュータが設置されている。1990年に、このコンピュータは配電網の制御およびオンラインでデータ管理を行う目的で設置された。しかし現在では、配電網制御システムが機能していないので、オフラインで各変電所および配電用変電所の単線結線図、変圧器、配電線路(ケーブルの仕様、長さ、設置年等)等の基本的な設備維持管理データの保存・管理に使用されている。

(4) 通信設備

各給電指令員卓には専用回線電話が並列接続されていて、卓上のスイッチ操作で必要な箇所に直接電話できる様になっている。これらの電話は一般の電話回線網にも接続できるようになっている。選択スイッチは30回線分設置されており、現在、配電網内12箇所、配電網外8箇所が接続されている。電話以外に配電網制御のために無線装置が1台使用されている。

5.2.6 配電網の電気的特性

(1) 電力計測

BENの電力供給設備の現状を把握するために、1999年11月から2000年2月にかけて、調査団はBENの協力のもとに主要な配電用変電所の変圧器2次側の電流を測定した。計測は調査団が持参した計測器を使用して実施され、調査団不在時の冬季には、BENが計測を継続して実施した。その計測結果を添付I.5.2-4に示す。同表には変圧器の設備利用率の他に、後述の負荷アンバランスの状況も示してある。

添付I.5.2-4に示してある測定日と測定時間より明らかのように、全ての測定は昼間に実施されているため、測定値がその変圧器の最大負荷を示していない。そこで各変圧器の最大負荷を1998年12月16日におけるバクー市の日負荷曲線(図I.4.4-1)を使用して、昼間とピーク時の発生電力の比率から想定した。表に示してある設備利用率はその結果である。しかしながら、使用した日負荷曲線には、Azenerjiの顧客である昼間にピークが発生する工場負荷が含まれているため、電灯負荷が大きな割合を占めるBENの需要パターンで推計した場合に比べ、測定された変圧器の最大負荷が小さめに想定される傾向にある。

(2) 変圧器の過負荷

添付I.5.2-4から設備利用率が100%を超えている変圧器を抜き出して添付I.5.2-5に示す。表に示すように、設備利用率が100%を超える変圧器は、測定した99台のうち31台(31%)を記録している。このうち150%を超過している変圧器は2台(320kVAと400kVA)あるが、上述の理由から損壊事故を起こさなかったことが幸いであった。電灯負荷の比率の高い地区に供給している変圧器では、実際には添付I.5.2-5に

示した設備利用率より高いと予想されるので、140%以上の設備利用率を記録した変圧器に対しては、より大容量の変圧器に取替え、損焼による事故を未然に防止すべきである。その他の変圧器については常にこれらの変圧器の最大負荷をモニターし、150%を超過する恐れがある場合は速やかに大容量の変圧器と交換すべきである。

(3) 負荷のアンバランス

3 相配電線に接続される需要家の多くは、電灯負荷または小容量の単相のモーターを使用した需要家である。バクー市では、域内の大口の工場や商店に Azenerji が別途供給しており、BEN の供給している需要家では、通常より単相負荷の比率がさらに高いと想定される。この負荷の各相間のアンバランスが一番問題となる点は、負荷が平衡している場合に比較して損失が増大することである。需要家の移動・需要の増減に応じて、各相の負荷の大きさがバランスするように常時モニターし、必要に応じて需要家への接続換えを行う必要がある。

負荷のアンバランスの度合いを示す指数として、次式で算定される「負荷の不均衡指数」が通常使用されており、通常 30%以下をその目安としている。

$$\text{不均衡指数} = \frac{\text{Max}(I_a, I_b, I_c) - \text{Min}(I_a, I_b, I_c)}{(I_a + I_b + I_c)} \times 100(\%)$$

3

変圧器 2 次側の負荷の不均衡は高圧配電系統の不均衡を必ずしも示しているわけではないが、添付 I.5.2-4 および 5.2-5 では、不均衡率が 30%以上である変圧器は約 30%強ある。BEN もこの事実を十分認識しており、負荷がバランスするよう努力してきているが、後述の低圧系統との関連で、測定した結果を招いているものと考えられる。しかし、この程度ではバクー市の配電網の損失に重大な影響を及ぼす状況には無く、資機材が十分に供給されるようになれば改善されるものと考えられる。

添付 I.5.2-4 に示す変圧器のうち、No.55 配電用変電所の低圧側回路の電流を 1999 年 9 月に測定しており、その結果を添付 I.5.2-6 に示す。表に示す不均衡指数自体を見る限り、各相間の負荷のバランス状況は極めて悪いと言わざるを得ない。しかしながら、極端に不均衡率の高い回路の電流値は非常に小さく、中には電流ゼロのものもある。この極端に小さい電流の原因は、何らかの原因でケーブルが断線した際に、断線したケーブルを撤去し、新たに敷設した線路に全ての負荷を移し変えるのではなく、単に間に合わせ的に断線箇所から遠方の負荷を移すことにより発生したものと考えられる。その結果として、それまでのバランスが崩れ、表に示すような大きな不均衡を生じたものと考えられる。これは補修用機材の不足によるものであり、十分な機材が供給され、現在の細く、多すぎるケーブル本数が整理されれば、解消されるものと考えられる。

(4) 負荷力率

調査開始当初、中小企業によるモーターなどの影響で、低い力率による電圧降下の問題の存在を予想

していたが、以下の理由により、それは杞憂であることが判明した。このことはまた、BEN の計測結果、すなわち力率が 90%から 98%という事実より明らかである。従って、バクー市の配電網に対し、力率改善用コンデンサの設置の必要性はない。

- (a) バクー市の需要の80%以上(1998年)は家庭用(電灯)需要であり、負荷自体の力率は通常の配電システムと比較して高い。
- (b) 配電網を構成する電線路のほとんどはキャパシタンスの大きなケーブル線路であり、需要家への無効電力の供給源となるため、その分電源側からの供給が少なくなすむ。

5.3 電力需給

5.3.1 バクー市への電力供給

ESE は行政地域毎に電気料金徴収のための支店を開設している。しかし、Sabail、Yasamal、Nasimi、Narimanov および Binagady 行政地域により構成される市の中心部に対しては、当該地域に対する合計の購入電力量の記録しか存在しない。従って、本調査の対象地域の内、Sabail、Yasamal、Nasimi および Narimanov の4行政地域それぞれの実態が不明である。

過去6年間の地域別の購入電力量実績を表 I.5.3-1 に、詳細を添付 I.5.3-1 に販売電力量、損失と共に示す。また、各年の対前年比増加率を表 I.5.3-2 に示す。

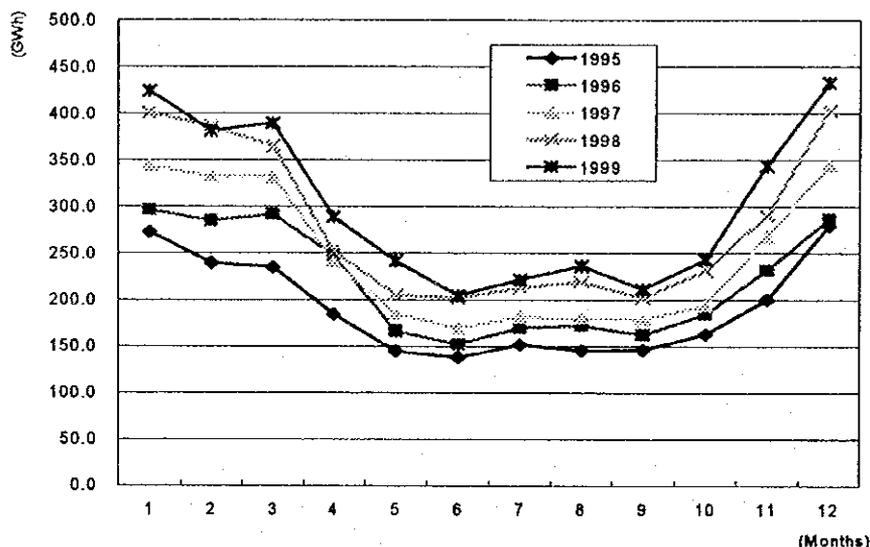
表I.5.3-1 購入電力量実績

地域	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	増加率 (1993-99%/年)
市地域	1,248.1	1,255.3	1,213.9	1,389.2	1,515.0	1,680.1	1,773.3	6.00%
Nizami	134.8	146.8	143.7	161.5	191	210.9	213.4	8.00%
Khatai	218.5	223.7	221.9	245.6	261.8	311.5	356.1	8.50%
その他	658.3	719.2	718.0	849.4	980.4	1,163.9	1,274.2	11.60%
合計	2,259.6	2,345.1	2,297.5	2,645.7	2,948.2	3,366.4	3,617.0	8.20%

表I.5.3-2 購入電力量の対前年比増加率 (%)

地域	1994	1995	1996	1997	1998	1999
市地域	0.6	-3.3	14.4	9.1	10.9	5.5
Nizami	8.9	-2.1	12.4	18.3	10.4	1.2
Khatai	2.4	-0.8	10.4	6.6	19.0	14.3
その他	9.3	-0.2	18.3	15.4	18.9	9.5
合計	3.4	-2.1	15.2	11.4	14.2	7.4

添付 I.5.3-2 および図 I.5.3-1 に 1995 年から 2000 年 3 月にかけての BEN の需要家による月別電力購入量の推移を示す。



図I.5.3-1 BENの月別購入電力量

図 I.5.3-1 より以下の点が明らかである。

- (a) 毎年 11 月に電力消費量が上昇し始め 12 月または 1 月に最大値を記録し、4 月に下降し始める。1999 年を除いて 4 月から 10 月の値は同程度の水準を維持する。電力購入量の季節変動パターンが如実に表れている。
- (b) 1996 年 4 月と 1999 年 2 月を除き、各月の購入量は前年に比べて増大した。1995 年から 1998 年にかけての各月の電力消費増加率は、冬季にあたる 1 月(13.7%/年)、2 月(17.3%/年)、3 月(15.9%/年)が特に高い。
- (c) 電力購入最大月の同最小月に対する比率をみると、各年とも約 2.0 で推移している。
- (d) 1998 年 8 月の販売電力量が夏季のピークを示す兆候を見せ、1999 年にはこの傾向がより顕著になった。バクーの 8 月は 1 年で最も暑く湿度も高くなる月なので、エアコンの普及と利用により電力使用量が増えていると考えられる。

BEN 需要家の電力消費量の伸びは、熱供給施設の老朽化によるサービス低下の結果、電気ストーブの利用に見られるように暖房のエネルギー源として電気の比率が高まってきたという点が一番大きな要因として挙げられている。冬季以外の時期においても、生活レベルの向上に伴い、料理、湯沸しなどに熱源としての電気の使用が増加している。

各年 2000 年の 1 月から 3 月のデータをみると、表 I.5.3-3 のように各月とも 1993-1998 年期間に比べて 1999 年の伸び率が低下したが、2000 年には再び 10%を超える水準に達している。

ESEによれば、2000年の冬季はバクー市の熱供給システムによる熱供給量が一段と低下したために、電力による暖房需要が急増したとのことである。2000年1月から大規模な計画停電が開始された中で電力需要が急増したことは、停電時以外での時間帯に電力使用量が急増したことを窺わせる。バクー市の熱供給局から資料を入手したところ、表I.5.3-4のように同時期の熱供給量の低下が確認された。

表I.5.3-3 1~3月の購入電力量の伸び率(%/年)

月	1993-98	1998-99	1999-2000
1月	13.7	5.7	12.8
2月	17.3	-1.3	11.3
3月	15.9	6.7	11.3

表I.5.3-4 バクー市熱供給局による冬季の熱供給量(Gcal)

月	1999	2000	(%/年)
1月	104,808	70,009	-33.2
2月	88,104	72,599	-17.6
3月	70,367	61,259	-12.9

5.3.2 BENの需要家による電力消費

(1) 料金区別のBEN需要家による電力消費量

1995年から1999年にかけてのバクー市におけるBENの需要家による電力消費量を添付I.5.3-3に、その要約を表I.5.3-5に示す。

表I.5.3-5 需要家別の販売電力量

分類	販売量 (GWh)			変化率 (%/年)	
	1995	1998	1999	1995-98	1998-99
電力購入量	2,297.5	3,366.4	3,617.0	13.6	7.4
電力販売量	1,704.9	2,802.5	3,001.7	18.0	7.1
工業	180.3	157.3	130.5	-4.4	-17.0
非工業	345.6	285.9	304.3	-6.1	6.4
農業	19.5	11.4	5.1	-16.4	-55.3
交通	23.0	7.6	6.2	-30.9	-18.2
商業	35.0	85.0	82.2	34.4	-3.3
水道公社	-	7.5	18.0	-	140.6
小計	(603.4)	(554.7)	(546.4)	(-2.8)	(-1.5)
家庭	1,101.5	2,247.8	2,455.3	26.8	9.2
損失 (GWh)	592.6	563.9	615.3	-1.6	9.1
(%)	25.8	16.8	17.0	-	-

注: 1999年に新たに作られた「Budget organizations」および「Railroad」という分類の電力販売量は、「非工業」に含めた。

表I.5.3-5より以下の特徴が指摘できる。

- (a) 総販売量は、1996年17.8%、1997年13.8%、1998年22.7%、1999年7.1%、1995年-1999年の間が平均15.2%/年と急速に増加した。
- (b) 1995年から1999年にかけて、家庭消費が年平均21.6%/年、商業用消費が同23.2%/年と特に増加が著しく、消費量の大きさから、家庭消費の伸びが全体の伸びを牽引した。

- (c) この結果、全消費量に占める家庭消費の比率が1995年の65%から1999年の80%へと増大した。一方、工業用消費と非工業用消費は同期間それぞれ11%から4%、20%から10%へとシェアが激減した。
- (d) 家庭消費の急増は、所得上昇による電気製品の普及による電力使用量の増加ならびに冬季暖房用熱供給施設のサービス低下による暖房用電力需要の増加による。前出の表 I.2.2-5 に示すとおり、1995年から1998年にかけてアゼルバイジャンの労働者一人当たりの実質賃金水準は2.18倍にまで上昇した。下表 I.5.3-6 はトルコからアゼルバイジャンへの種々電気製品の輸入が急速に拡大したことを示しており、アゼルバイジャンでの電気製品販売が急増したことを窺わせる。

表I.5.3-6 トルコからの電気製品の輸入額 (単位: 個)

製品	1995	1998	1998/1995
電気ストーブ	541	17,646	33倍
電子レンジ	38	9,893	260倍
電気湯沸し器	74	7,345	99倍
電気オーブン	21	211	10倍

- (e) 1995-1998年間の家庭用電力販売量の年平均伸び率26.8%を記録し、1999年の家庭用電力の販売量は前年比9.2%増と低下はしたが、依然高水準を示している。以下の三点が1999年の家庭用電力使用増加の背景として挙げられている。1) 以前、政府職員、工場社員などの住むアパートは勤務先である政府、工場などが BEN との契約者となっており、分類も「非工業」、「工業」などとなっていたが、独立後経済状況の悪化につれてこれらアパートは直接 BEN と契約を結ぶという形に改められ、需要家分類も改めて一般家庭として扱われることになった。2) 急激な避難民のパクー市への流入および 3) 暖房用熱供給システムが現在全面的に操業不可能な状態に陥ったことも家庭用電力使用の増加につながった。

(2) 地区別の BEN 需要家による電力消費量

添付 I.5.3-4 および表 I.5.3-7 に1993年から1999年までの BEN 需要家による地区別電力消費量の推移を示す。1997年まで Nasimi 地区は Yasamal, Sabail および Narimanov の事務所によりカバーされていたが、1998年5月に Nasimi 事務所が開設された。表において、「検査」とは、前述の「市街地」地域における政府・軍・警察機関の特に重要な施設への電力供給を管理している組織である。

表I.5.3-7 1993年から1999年にかけてのBEN需要家の地区別電力消費量 (単位:GWh)

地区	販売電力量 (GWh)				変化率 (%/年)		
	1993	1997	1998	1999	1993-97	1997-98	1998-99
調査対象地域	747.9	1,191.3	1,407.6	1,450.2	12.3	18.2	3.0
Sabail	174.0	263.9	250.3	212.2	11.0	-	-15.2
Yasamal	129.6	252.9	278.2	249.6	18.2	-	-10.3
Nasimi	-	-	151.5	250.7	-	-	65.5
Narimanov	153.5	284.0	271.3	234.2	16.6	-	-13.7
Nizami	111.4	164.8	186.1	195.5	10.3	-	5.1
Khatai	179.3	225.8	270.2	308.0	5.9	-	14.0
調査対象地域外	567.4	916.3	1,220.2	1,398.1	12.7	33.2	14.6
検査	322.1	177.3	174.7	153.4	-13.9	-1.5	-12.2
合計	1,637.4	2,284.9	2,802.5	3,001.7	8.7	22.7	7.1
構成 (%)	100.0	100.0	100.0	100.0	-	-	-
調査対象地域	45.7	52.1	50.2	48.3	-	-	-
調査対象地域外	34.7	40.1	43.5	46.6	-	-	-
検査	19.7	7.8	6.2	5.1	-	-	-

注:1997年まで Nasimi 地区は Yasamal, Sabail および Narimanov にまたがって管理されていたが、1998年から独立の地区として配電が行われるようになった、従って、1997年と1998年をまたぐ地区別の比較は不可能である。

Nasimi 事務所が開設される以前の1993年から1997年までの年平均増加率に対し、以下の点が指摘できる。

- (a) 調査対象地域内の電力消費は年率12.3%で増加した。一方、同期間の調査対象地域外での電力消費量は12.7%/年で増加した。
- (b) 調査対象地域内では、Yasamal(18.2%/年)とNarimanov(16.6%/年)での伸びが高かった。
- (c) 調査対象地域外では、Azizbayevでの伸びが21.8%/年と特に高かった。
- (d) 1998年から1999年にかけてのNasimi地区での販売電力量増加とSabail、Yasamal、Narimanovの3地区での減少は、1998年5月のNasimi地区分離の結果である。4地区合計では、1998年の951.3GWhから1999年の946.7GWhへと0.5%の減少を示した。

(3) BEN 需要家数の推移

1999年に一般家庭は需要家数全体の95%を占めた。電力使用量においては、一般家庭の電力使用量の伸びが高かったため、同比率が1995年の65%から1999年の82%へと上昇した。需要家あたりの電力使用量では、1995年に「その他」需要家が28,900 kWhで一般家庭3,200 kWhの9倍の消費量であったが、家庭用電力使用量の伸びの高さと「その他」需要家の電力使用停滞の結果、1999年には29,600 kWh対6,800 kWhと4.3倍まで格差が縮小した。添付I.5.3-5と5.3-6および下表I.5.3-8に概要を示す。

表I.5.3-8 BENの需要家数と需要家あたり電力消費量

項目		1995	1998	1999
需要家数	家庭	341,095	357,623	359,569
	その他	20,909	22,765	18,453
	合計	362,004	380,388	378,022
需要家数 (%)	家庭	94.2	94.0	95.1
	その他	5.8	6.0	4.9
	合計	100.0	100.0	100.0
電力消費量 (GWh)	家庭	1,101.5	2,247.8	2,455.3
	その他	603.4	554.7	546.4
	合計	1,704.9	2,802.5	3,001.7
電力消費量 (%)	家庭	64.6	80.2	81.8
	その他	35.4	19.8	18.2
	合計	100.0	100.0	100.0
需要家当り電力消費量 (kWh/year)	家庭	3,229	6,285	6,829
	その他	28,858	24,366	29,609
	合計	4,710	7,367	7,941

注:1999年の家庭需要家数は、BEN 需要家数(323,477)とJV Bakenergoの需要家数(36,092)を合計した数値である。

調査対象地域はバクー市の中心部を構成しており、配電網の敷設の状況から電化率は100%と考えられる。しかしながら、2 家族同居や借室など居住の形態によって、家族数と家庭用需要家数が一致せず、数字上の電化率が100%とならないケースが多数存在する。

電化率を算定するために地域別の家族数が必要であるが、市統計局は関連データを把握していないため入手できなかった。そこで全国平均の家族構成員数(4人/家族)を用いて算定した電化率を表I.5.3-9に示す。この表I.5.3-9によると、Sabail地区の電化率が100%を大幅に超過しており、Yasamal、Nasimi地区ではそれぞれ69%、77%とかなり低い値を示している。この原因は、単に人口統計上の問題であり、バクー市の把握している人口そのものが現状を反映していないと考えられる。さらに、難民が流入している実態の把握の問題も有り、実態と統計の乖離を大きくしているものと思われる。

表I.5.3-9 人口および平均的家族構成員数より推定した電化率

項目	Sabail	Yasamal	Nasimi	Narimanov	Nizami	Khatai	合計
人口(1,000)	74.3	221.5	195.8	147.9	159.1	215.5	1,014.1
推定家族数(1,000)	18.6	55.4	49.0	37.0	39.8	53.9	253.5
需要家数(1,000)	26.9	38.0	37.9	30.9	35.6	52.6	221.9
電化率(%)	144.8	68.6	77.4	83.6	89.5	97.6	87.5

(4) 料金種別・地区別の BEN 需要家の電力消費量

添付I.5.3-7に1999年におけるBEN 需要家による料金種別および地区別の電力消費量を示す。家庭の電力消費の比率は、Sabail地区の78%からKhatai地区の86%の範囲内にあり、調査対象地域全体では平均86%であった。調査対象地域外での平均値も86%であった。

5.3.3 BEN需要家とAzenerji需要家を合わせた電力消費量

表I.5.3-10に1998年におけるBEN需要家とAzenerji需要家を合わせた調査対象地域での電力消費量を示す。Azenerjiの元々のデータが地区別に分類されていないため、調査対象地域におけるAzenerji需要家による消費量は、各地区の工業生産額および人口の地区配分比率に基づき電力消費量を各地区に配分した上で求めた。農業需要は、すべて調査対象地域外で発生すると想定した。

表I.5.3-10 調査対象地域内のBENおよびAzenerjiの需要家による電力消費量(1998年—単位:GWh)

区分	BEN	Azenerji			合計
		CPHNE	APHNE	小計	
(電力消費量)					
工業	74.0	388.0	289.9	677.9	751.9
家庭	1,145.7	75.3	22.0	97.3	1,243.0
その他	188.4	126.1	42.7	168.8	357.2
合計	1,408.1	589.4	354.6	944.0	2,352.1
(構成)					
工業	9.8%	51.6%	38.6%	90.2%	100.0%
家庭	92.2%	6.1%	1.8%	7.8%	100.0%
その他	52.7%	35.3%	12.0%	47.3%	100.0%
合計	59.9%	25.1%	15.1%	40.1%	100.0%

工業用電力はその90%がAzenerjiにより供給されていることが分る。BENは家庭需要の92%を供給している。その他の需要は、60%がBENにより、残りの40%がAzenerjiにより供給されている。

5.3.4 損失

地域毎の電力損失量の詳細を添付I.5.3-1に、地域毎損失率を表I.5.3-11に示す。損失量は年毎の購入および販売電力量の差異として求めた。

表I.5.3-11 地域毎の電力損失率(単位:%)

地域	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
City Area	25.6	23.8	25.4	22.8	20.1	15.2	19.2
Nizami	17.3	8.1	8.9	11.2	13.7	11.7	8.4
Khatai	17.9	13.3	16.9	13.2	13.7	13.3	13.5
Sabunnchi	39.4	42.7	41.3	42.8	44.5	28.9	15.2
Sulakhany	23.6	16.5	17.6	12.2	15.0	12.3	14.3
Garadah	19.6	9.1	11.1	10.8	11.1	11.1	13.5
Azizbayev	44.0	24.2	35.6	32.5	25.1	17.8	19.4
合計	27.5	23.5	25.8	24.1	22.5	16.8	17.0

(出所:ESE)

上表より、近年、損失率はSabannchi地域が最も高く、次にAzizbayev地域にて高い損失率を記録していたことが判る。その他地域での損失率も決して低いとは言えないが、これら2地域における非常に高い損失率がBEN全体の損失率を押し上げていたことが判る。

5.4 電気料金および徴収率

第3.4.1節で述べた電力料金体系は全国共通であり、Azenerji から電力を購入し、需要家に独自の配電網を介して電力を供給販売する BEN の需要家にも同じ料金が適用される。BEN の荷重平均販売価格の1995年から1999年までの実績値を表I.5.4-1に示す。

表I.5.4-1 BENの加重平均販売価格 (AZM/kWh)

年	1995	1996	1997	1998	1999
平均販売単価	80.00	79.34	92.88	98.68	90.71

1999年における荷重平均販売単価の減少は、避難民やその他政策により料金支払い免除を受けているグループへの電力供給(上述の購入および販売電力量から見た損失として扱われない)が増えているためとのことである。仮にこの請求不可能な電力供給が課金可能であれば、荷重平均販売単価は AZM 104.7/kWh(総売上は約314,000百万 AZM)に増加する。

過去5年間の BEN による電気料金徴収実績を表I.5.4-2に示す。徴収率は緩やかであるが悪化傾向にある。バクー市では、電気料金の未払いを深刻な問題として認識しているが、受益者負担の概念が未だ十分に浸透していないこと、依然として低水準にある家計所得、高い失業率等が問題となっており、その改善は図られていない。受益者負担の概念が浸透していないことにより、需要家の利用抑制インセンティブが働かず、その結果、電力の浪費が見受けられ、かつ所得が低水準にあるため一層支払いが困難になるという悪循環が推察できる。

なお、実際に料金徴収に携わる ESE の回答では、一般家庭の支払い率が一番悪く、近年のデータで約25~27%程度とのことである。反対に商業部門は支払い率が高く、約86~90%に達しており、工業部門、非工業部門の順で支払い率が低下するとのことである。

表I.5.4-2 電気料金徴収実績(百万AZM)

	単位	1995	1996	1997	1998	1999
請求額	mil. AZM	138,000	159,989	212,102	276,553	272,290
徴収額	mil. AZM	44,255	54,487	78,339	77,041	76,866
徴収率	%	32.1	34.4	36.9	27.9	28.2

5.5 維持管理体制

5.5.1 一般

BEN の中央給電指令所(CDC)は BEN の設備維持管理システムの統轄的責任を負っている。CDC は BEN 傘下の20のネットワーク・エリア事務所(Network Area Office: NAO)の協力のもとに BEN の配電網設備の維持管理を行っている。CDC は「Special Record Book」と称する記録台帳を管理しており、これには全機器の事故、保守に関する履歴が記録されている。過去5年間の高圧配電設備の事故停止件数を表

I.5.5-1 に、同期間内の事故停止に至った設備別事故件数を添付 I.5.5-1 に示す。

表I.5.5-1 過去5年間の高圧配電設備の事故停止に至った事故件数

年	1994	1995	1996	1997	1998
事故停止件数	1,702	1,601	1,839	3,623	3,441

表より明らかなように、1997年と1998年に事故件数が急増している。過去5年間を通じて地中線の事故が全体の65%から84%という高い率を占めている。

地中線の過去5年間の月別およびネットワーク・エリア別事故件数を添付 I.5.5-2 に示す。その表より、冬季の事故発生件数が夏季のそれより多い傾向にあり、特に事故の急増した1997年および1998年にその傾向が顕著である。このことは、事故発生の原因が地中線の老朽化の進展によるだけでなく、適切なケーブルの更新・負荷切替えを行ってきていないため、最近の急増している負荷に対するケーブルの送電容量の不足が随所に発生してきていることが一因と考えられる。

添付 I.5.5-3 に、1998年に修理した変圧器の台数および補修内容別変圧器台数を示す。補修・整備の内容として、絶縁物の劣化、短絡故障等による巻き線の損傷事故によるコイルの巻き替え修理が最も多く、全体の38%を占め、次いで水の浸入による絶縁油の劣化による浄油(13.1%)の順となっている。

5.5.2 事故区間の検出および補修のプロセス

最も発生件数の多い地中線事故のほとんどは、ケーブルの絶縁物の劣化、過負荷による絶縁物の損傷、ケーブルジョイント部の不完全な施工による損傷・絶縁物破壊等による単純な接地・短絡事故であり、架空線に比較して故障区間の特定は比較的容易である。

地中線の故障が発生した場合、給電指令所が故障区間の検出、系統の切替え、故障区間の系統からの切離しなどを行い、故障点標定チームに故障箇所を指示する。故障点標定チームは、車両搭載の故障標定装置(Fault Locator)を12台所持しており、それらは全てロシア製である。最も新しい機器は昨年購入されたが、型式能力などはそれ以前のものと同じ仕様である。要員は15名で、特に事故の多発する冬季のスケジュール編成に苦勞しているようである。

地中線を含む配電設備の事故の検出から補修完了までのプロセスの主導権は給電指令所が持ち、地中線事故の場合、概略以下の手順で実施している。

- i) 給電指令所において事故を検出
- ii) 遮断器操作による故障区間の特定および故障区間の系統からの切り離し
- iii) 車両搭載の故障点評定装置による故障点の特定
- iv) 該当 NAO に給電指令所から補修指示
- v) NAO による補修および試験
- vi) 給電指令所の担当者による受入れ試験

vii) 開閉器投入による供給再開

5.5.3 設備維持管理システム

配電設備の設計・建設・維持・保守は全て旧ソ連の各種の法規(Regulations)にしたがって行われる。

配電設備の運転保守は各ネットワーク・エリアの責任者によって監督されている。大規模工事あるいは危険を伴う工事は作業指示書にしたがって実施され、その他の通常の作業は毎朝の責任者の指示に従って実施される。

通常の配電設備検査は、各ネットワーク・エリアの技術員により基本的に6ヶ月に1回行われる。必要が生じた場合、検査は1ヶ月に1回行われる。また、地下ケーブルの検査は2ヶ月に1回行われる。検査結果は記録図書(Record Book)に記録される。

設備図書(図面、記録等)は、BENの主任技術者および技術・製造部(Technical Manufacture Department: TMD)の主任監督者の下、TMDの技師および専門家が管理している。

予備品は技術供給部(Division for Technical Provision (Supply): DTP)が管理・貯蔵している。要請に応じて予備品は施設管理部(House Keeping Department: HKD)の記録図書に記録された後供給される。

会計部では全ての購入設備・材料の財産管理記録を定められた用紙に記録して管理している。記録用紙には各設備の管理記録番号、製品番号、型式、図面番号、購入日、購入値段、製造日、製造番号、製造者名、使用開始日、修理日、経理記録、原価償却記録等が記録される。

配電設備の維持管理に対して、コンピューターはわずかな例外を除いて使用されていない。

5.5.4 遮断機の維持管理

高圧線路や変圧器保護のための遮断器として、1930年代に製造されたタンク型油遮断器が一部使用されており、それ以外はすべて小油量型である。世界的に広く使用されている、メンテナンス・フリーの真空型やSF6型の遮断器は一切使用されていない。タンク型または小油量型の遮断器は、性能的な問題は少ないが、その構造上の問題は、事故電流を遮断することにより油が汚れ、絶縁性能が低下することである。すなわち、事故遮断の回数に応じて油の取替え・洗浄を必要とする。

BENへの聞き取り調査によると、タンク型油遮断器の油交換は、メーカーの推奨は3回の事故遮断毎となっているが、事故遮断5回毎に実施しているとのことである。さらに、年に一度総点検を行い、事故遮断回数が既定値に達していない場合でも、全数の油交換を実施しているとのことである。小油量型遮断器は、遮断回数3~5回毎に油交換をメーカーが推奨しているが、BENでは油の色により交換時期を判断しているとのことである。

5.5.5 変圧器の修理

変圧器の修理工場(TRS)はBENに所属していたが、1999年5月のバクー市基盤整備局の組織変更に伴い、当局建設修理部(MRCIAE)に吸収されている。修理工場の役割は、(i)新規購入変圧器の試験・検収、(ii)変圧器の試験および(iii)変圧器の修理である。修理は碍子取替え、ボルト締付けなどの極く部分的な補修から、地絡短絡事故や過負荷による変圧器の焼損によるコイルの巻替えまで行っている。コイルの材料は全てアゼルバイジャンで製造されたアルミ線を使用しており、同工場で電線への絶縁紙の巻込み(2台の機械がある)を行っている。

表I.5.5-2にTRSが1997年から1999年(8月まで)に修理した変圧器の台数および総容量を示す。添付I.5.5-4に月別の台数、容量を示す。

表I.5.5-2 故障により修理工場に持込まれた変圧器の台数・容量

年	1997	1998	1999(1-8)
台数	181	366	175
容量(MVA)	84.1	177.7	104.9

(出所:TRS)

表から明らかなように、1998年に変圧器の故障が急増しており、1999年も8月までの実績を見る限り、その趨勢に変化が見られない。現在稼働している変圧器(3,166台、1,359MVA)に対して台数で11.6%、容量で13.1%が1998年に修理工場に送られている。故障発生件数は、前述の地中線の場合と同様、需要の急増する冬季に多い。これは、冬季の暖房負荷の急増によることが原因と考えられる。

TRSはBEN本部の敷地内にあり、その職員数は30人(うち女性5人)である。主任1人、技師1人、技工1人、27人の作業員からなる。修理工場建物は長さ12m奥行き80m高さ8mであり、主要な設備として巻線機械、絶縁紙関係機械、絶縁油処理装置、金属加工機械、天井クレーン等がある。

5.5.6 電力計の較正および修理

需要家が新規に電力供給を受ける場合、需要家の責任で電力量計を準備し、ESEの較正施設(Energy Meter Laboratory : EML)で検査した後、ESEの責任で取付けを行う。この時点でメーターの所有権は供給側に移り、以後定期的(現在単相メーターは7~8年毎、3相メーターは3年毎)に較正を行い、不具合の生じた物は修理している。較正設備は、単相メーターでは同時に83台の較正が可能な設備が1式、3相メーターを4台同時に較正できる設備1式がある。較正は事前にESEの担当者によるチェック・調整を行い、国家標準化委員会(State Standardization Committee)の試験官立会いのもと精度を確認し、鉛による封印を行う。較正方法は、超精密級の標準計器との比較による精度の確認ではなく、所定の入力電流・電圧を一定に保ち、試験官の時計による目視により誘導盤の回転速度の確認を行っている。較正精度は2.5%と言っているが、非常に根拠の薄いものと言わざるを得ない検査方法といえる。

メーター修理は、磁石のコイル巻替えを始め、ほとんどのパーツの修理を実施している。修理されたメーターの精度確認は、上記の構成設備とは別の設備により行なわれている。過去5年間に較正・修理した単

相、3相メーター数を表I.5.5-3に示す。

表I.5.5-3 校正・修理された電力量計の個数

		1994	1995	1996	1997	1998
校正	単相	9,685	10,554	10,890	9,203	9,275
	3相	1,492	1,636	1,538	3,082	2,405
	合計	11,177	12,190	12,428	12,285	11,680
修理	単相	10,955	10,808	10,997	9,386	9,421
	3相	1,572	1,703	1,564	3,217	2,577
	合計	12,527	12,511	12,561	12,603	11,998

(出所: ESE)

5.6 BENの財務状況

1995年より1999年にかけてBENの財務状況は悪化している。詳細を表I.5.6-1および表I.5.6-2に示す。同期間の利益(毎年の帳簿上総収入より総支出を引いたもの)は436億AZM(1995年)、115億AZM(1996年)、-237億AZM(1997年)、-436億AZM(1998年)および-268億AZM(1999年)であった。報告された配電損失率が25.8%(1995年)より17.0%(1999年)に低下していることを考慮すると、財務状況はより悪化していると考えられる。

表I.5.6-1 BENの財務状況(10億AZM)

	1995	1996	1997	1998	1999
購入電力量(GWh)	2,297.5	2,647.5	2,948.2	3,366.4	3,617.0
販売電力量(GWh)	1,704.9	2,008.2	2,284.9	2,802.5	3,001.7
損失電力量(GWh)	592.6	639.3	663.3	563.9	615.3
損失率(%)	25.8	24.1	22.5	16.8	17.0
収入および支出(除くVAT)					
平均小売り単価(AZM/kWh)	(80.0)	(79.3)	(92.9)	(98.7)	(90.7)
総収入	152.8	159.4	212.2	276.5	272.3
平均卸売り単価(AZM/kWh)	n.a	n.a	(73.7)	(81.1)	(72.0)
電力購入費用	109.2	147.9	217.4	272.9	260.4
その他支出			18.5	47.2	38.7
電力販売原価(AZM/kWh)	(63.9)	(73.7)	(103.2)	(114.2)	(99.6)
純利益	43.6	11.5	-23.7	-43.6	-26.8
貸借対照表					
	1995/12	1996/12	1997/12	1998/12	1999/3
資産合計	n.a	240.2	444.0	752.7	858.2
流動資産	n.a	213.0	413.8	711.8	816.3
(うち、未収金)	n.a	(209.4)	(402.4)	(567.5)	(642.8)
固定資産	n.a	27.2	30.2	40.9	41.9
負債合計	n.a	206.2	410.1	714.6	817.9
(うち、未払金)	n.a	(204.2)	(403.5)	(691.3)	(785.5)
資本合計	n.a	34.0	33.9	38.1	40.3

(出所: BEN/ESE および調査団による計算)

表I.5.6-2 帳簿上と実際のキャッシュフローの比較 (10億AZM)

	1995	1996	1997	1998	1999
総収入(請求額)	152.8	159.4	212.2	276.5	272.3
実際の徴収額 (1)	52.2	60.2	96.6	84.6	76.9
徴収率(%)	34.2	37.8	45.5	30.6	28.2
総支出(帳簿上)	109.2	147.9	235.9	320.1	294.7
実際の返済額 (2)	36.4	45.2	87.5	90.0	n.a
返済率(%)	33.3	30.6	37.1	28.1	n.a
インカミング勘定の利益 (1)-(2) *1	15.8	15.0	9.1	-5.4	n.a
その他利益(BENの報告による)	3.0	0.5	0.0	0.0	0.0
(2)の(1)に対する割合(%)	69.7	75.1	90.6	106.4	n.a

(出所: BEN/ESE)

注*1: BEN では毎年の徴収収入と実際に返済した支出の差額をインカミング勘定の利益として計算している。

また貸借対照表および上表をみると、料金徴収と債権者への支払い状況の悪化が明らかである。1995年から1999年の期間で、総収入(請求額)の僅か35.2%しか回収されていないこと分かる。これはBENの未収入金の累積につながっている。一方では、総支出のうち、BENは僅か31.9%しか返済しておらず(支出のほとんどがAzenerjiに対する電力購入代金)、未払金を累積させている。こうした財務運営により、1998年まではプラスの現金収支が記録されている(インカミング勘定の利益としている)。このインカミング勘定より、僅かながら資金が設備改修投資に充当されていたと考えられる。

料金区分別収入(添付I.5.6-1)によると、非工業部門からの収入が占めていた割合は1995年の51.0%から1999年の約22%(予算機関含む)に低下した。一方で、一般家庭が占めていた割合は同時期に16.4%から53.0%まで上昇した。電力販売収入がより一般家庭からの収入に依存し、非工業部門および工業部門からの依存度が薄れる傾向が確認される。家庭用の電気料金が他の料金グループより政策的に低く抑えられている現状が、さらにBENの経営を困難なものにしていると指摘できる。

表I.5.6-1の支出に含まれるのは電力購入費用、資機材購入費、修理費、維持管理費および給料等の経常的運営費用である。支出の多くは電力購入費用であり、供給源であるAzenerjiに対する支払である。BENによると、経常運営費における資機材購入代金および修理作業代金は散発的で、アクシデント等に対応した支出とのことである。1998年度における支出詳細は次の通りである。

表I.5.6-3 支出内訳 (10億AZM)

合計	電力購入	資機材購入	修理作業	維持管理	給料
320.1	272.9	13.1	17.0	8.3	8.8

(出所: BEN)

既に述べたとおり、1999年5月付け組織改正の結果、電力販売・徴収部門、建設部門、変圧器修理工場がそれぞれBENから分離した。以来、Azenerjiからの電力購入者は同時に請求と徴収に責任を持つESEに代わっている。BENによると、現在ESEがBENの運営費用に対して支払いを行い、そこからBENは変圧器修理工場へのサービス対価の支払いを行っている。ESEはバクー市第1副市長の直接管理下に置かれ、請求および徴収活動の改善および一層の強化が期待されている。

5.7 バクー市についての既存の電力需要予測

BEN または ESE のいずれも長期開発計画は作成していない。短期的には、ESE が 3 ヶ月ごとに次の 3 ヶ月分の電力需要予測を作成し、バクー市当局に提出している。ESE は、最近の電力消費傾向、気象庁による天候予測などを参考に予測を行う。予測結果はバクー市本部と内閣に報告される。通常、予測値と実際の消費量との乖離は 15-20% 程度とのことである。

5.8 環境面の検討

(1) アゼルバイジャンにおける環境政策

アゼルバイジャンの環境問題の現状につき、以下の二点の資料を入手した。

- (a) Handbook for the Environmental Impact Assessment Process in Azerbaijan (State Committee on Ecology and Control of Natural Resources Utilization, 以後“ASCE”, 1996)
- (b) National Environmental Action Plan (ASCE 1998)

ASCE の環境ハンドブックによると、旧ソ連時代の 1990 年に環境影響評価ガイドラインが作成され、1992 年まで有効性を持つということであったが、ソ連邦の崩壊により同ガイドラインはアゼルバイジャン政府により正式に採用されるに至らなかった。但し、同ガイドラインの幾つかの原則は実際に適用されているとのことである。現在アゼルバイジャン政府は、新たな環境影響評価手順の作成作業を進めている。

ASCE のアクションプランによると、現在アゼルバイジャンで深刻化しつつある環境問題として以下が挙げられている。

- (a) 工場、石油採取による公害問題
- (b) チョウザメの減少
- (c) 水質の悪化、特に飲料水の水質悪化による疾病の増加
- (d) 侵食、塩害、重金属・化学物質、灌漑設備の老朽化等による農地の土壌汚染、水源地域での森林の減少
- (e) 海面位の上昇によるカスピ海沿岸地域への被害
- (f) 自然現象および酸性雨、際限の無い開発などによる文化遺産への被害

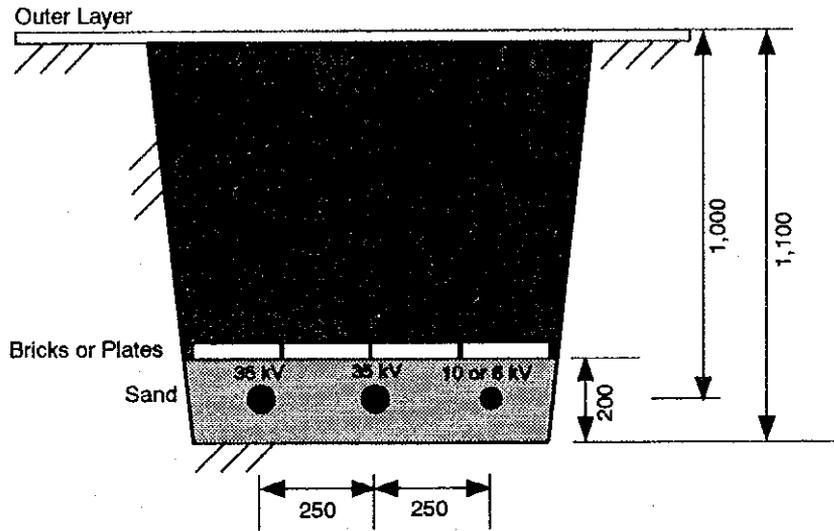
これらの問題を克服するために、以下の方向に沿ったアクションをとるよう提言をしている。

- (a) 法律の改正
- (b) 環境管理体制の整理
- (c) 現在の ASCE の環境省への格上げ
- (d) 環境監視体制の強化のための投資の増加

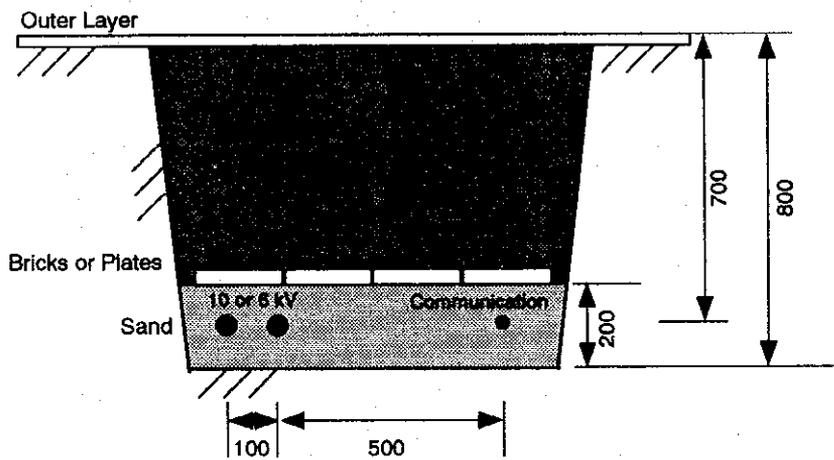
(2) 配電網整備に関わる環境問題

一般に、配電設備が環境に大きな影響を与えるケースは非常に少ないが、強いてあげるなら、(i)変圧器からの漏油による土壌・水質汚損、(ii)変圧器・開閉機器からの騒音問題である。

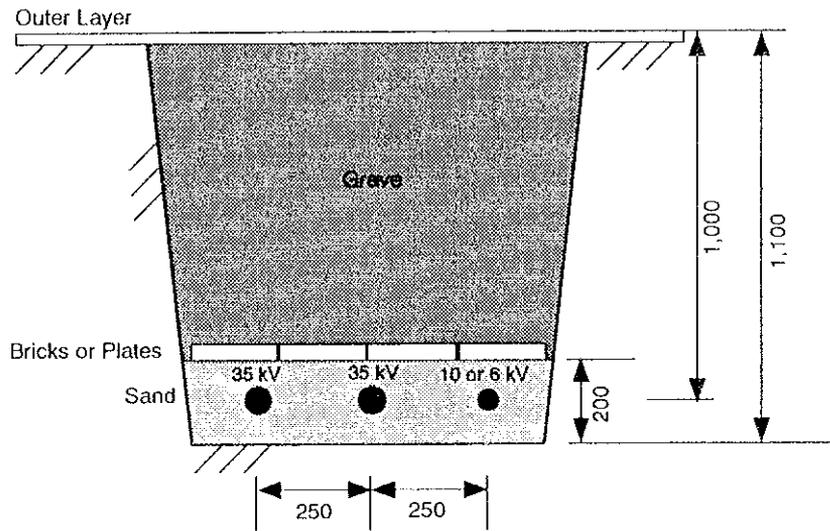
バクー市の配電設備は、日本の柱上変圧器を主体とした配電システムと異なり、極く一部の盤型変圧器を除き、コンクリート製の配電用変電所建屋に収められており、漏油が発生しても変電所内のケーブル・ダクトに流れ込むだけであり、外部に流出する構造となっていない。また、騒音に対しても、変圧器の老朽化に伴う騒音増大の問題があるが、コンクリート壁で隔離されており外部に漏れ出る音が少なく、変電所に隣接している住民からの苦情も少ない状況にある。以上から、バクー市の配電設備の環境に与える影響は非常に少ないものと判断される。



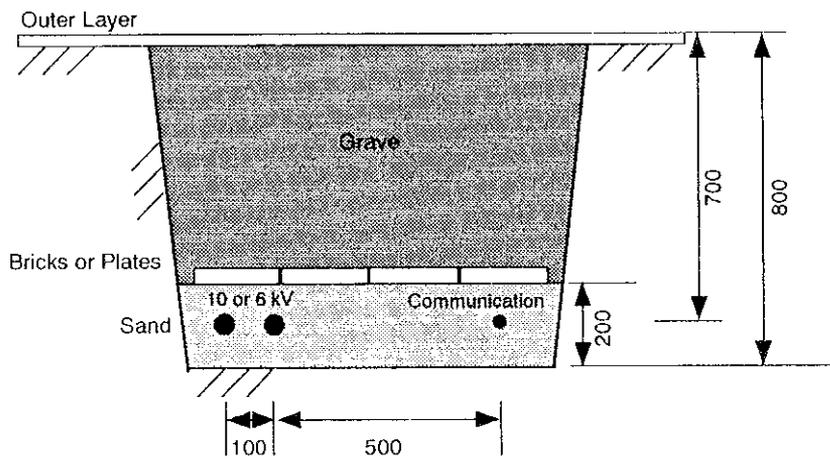
(a) Medium Voltage Cable with High Voltage Cables



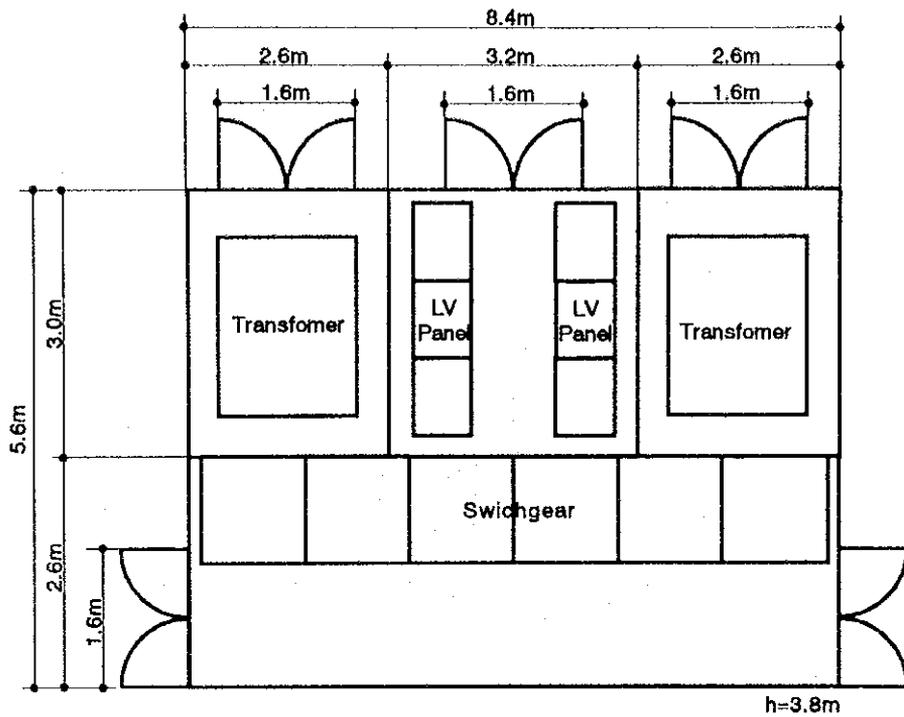
(b) Medium Voltage Cables with Communication Cable



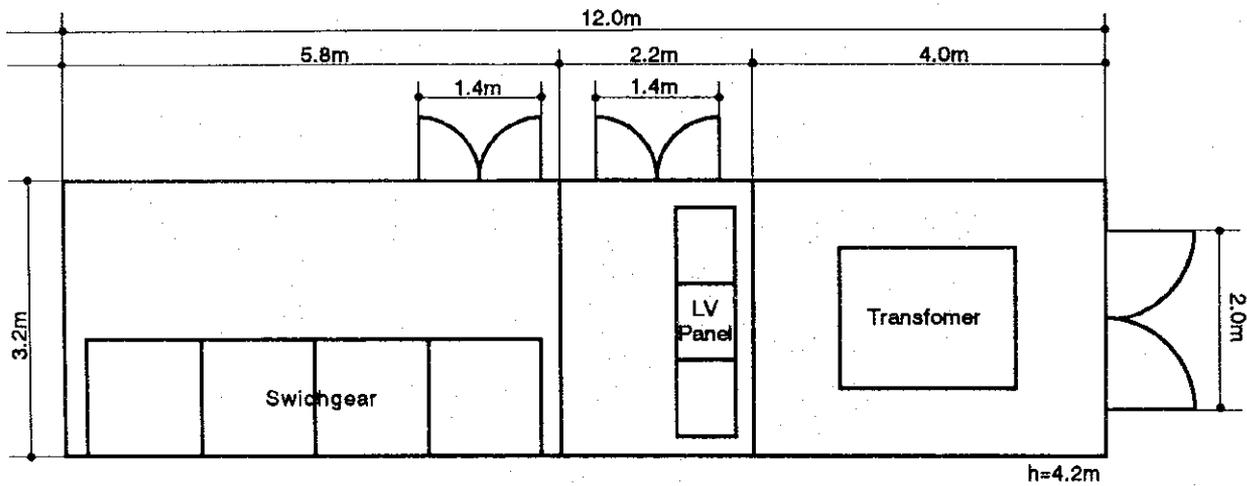
(a) Medium Voltage Cable with High Voltage Cables



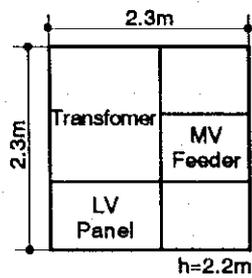
(b) Medium Voltage Cables with Communication Cable



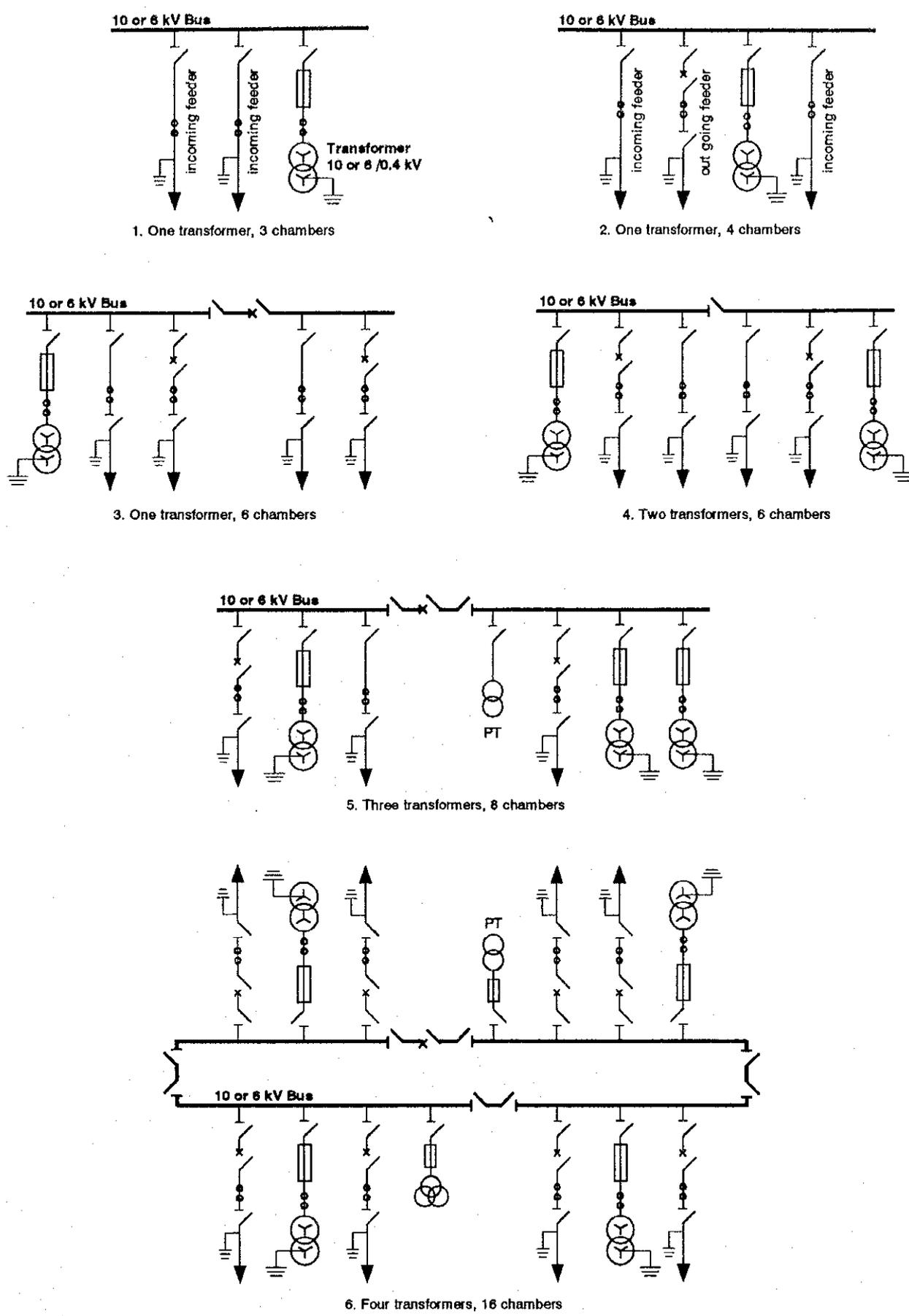
地上設置独立タイプ
(Tr No.623)



建物内設置タイプ
(Tr No.71)



地上設置キュービクルタイプ
(Tr No.328)



添付1.5.2-1 既設地中ケーブル仕様

Code	電圧 (kV)	断面積 (mm ²)	絶縁		外径 (mm)	電流容量 (A)	抵抗 (ohm/km)	重量 (kg/km)	計画最高 運用温度 (°C)
			絶縁体	厚さ (mm)					
AA6 _{ny}	Aluminum Conductors Paper Insulated Aluminum Sheathed Steel Tape Armoured Cable								
	6	3 x 240	Oil Paper	2.0	56.2	390	0.129	5,256	65
	6	3 x 185		2.0	52.2	340	0.167	4,424	65
	6	3 x 150		2.0	49.1	300	0.206	3,922	65
	6	3 x 120		2.0	46.4	260	0.258	3,461	65
	6	3 x 95		2.0	43.9	225	0.326	3,082	65
	6	3 x 70		2.0	41.2	190	0.443	2,675	65
	6	3 x 50		2.0	38.9	155	0.620	2,351	65
	6	3 x 35		2.0	36.4	125	0.890	2,036	65
AA6 _{2ny}	Aluminum Conductors Paper Insulated Aluminum Sheathed Steel Double Tape Armoured Cable								
	6	3 x 240	Oil Paper	2.0	56.2	390	0.129	5,308	65
	6	3 x 185		2.0	52.2	340	0.167	4,531	65
	6	3 x 150		2.0	49.1	300	0.206	3,966	65
	6	3 x 120		2.0	46.4	260	0.258	3,503	65
	6	3 x 95		2.0	43.9	225	0.326	3,121	65
	6	3 x 70		2.0	41.2	190	0.443	2,710	65
	6	3 x 50		2.0	38.9	155	0.620	2,385	65
	6	3 x 35		2.0	36.4	125	0.890	2,066	65
AA6 _y	Aluminum Conductors Paper Insulated Lead Sheathed Steel Tape Armoured Cable								
	6	3 x 240	Oil Paper	2.0	54.7	390	0.129	4,131	65
	6	3 x 185		2.0	50.7	340	0.167	6,073	65
	6	3 x 150		2.0	48.2	300	0.206	5,507	65
	6	3 x 120		2.0	45.3	260	0.258	4,785	65
	6	3 x 95		2.0	42.5	225	0.326	4,181	65
	6	3 x 70		2.0	40.0	190	0.443	3,702	65
	6	3 x 50		2.0	37.8	155	0.620	3,290	65
	6	3 x 35		2.0	35.2	125	0.890	2,773	65
AA6 _{ny}	Aluminum Conductors Paper Insulated Aluminum Sheathed Steel Tape Armoured Cable								
	10	3 x 240	Oil Paper	2.75	60.0	390	0.129	5,780	70
	10	3 x 185		2.75	56.2	340	0.167	5,026	70
	10	3 x 150		2.75	53.2	300	0.206	4,458	70
	10	3 x 120		2.75	50.3	260	0.258	3,930	70
	10	3 x 95		2.75	47.9	225	0.326	3,526	70
	10	3 x 70		2.75	45.0	190	0.443	3,070	70
	10	3 x 50		2.75	42.7	155	0.620	2,729	70
	10	3 x 35		2.75	40.4	125	0.890	2,429	70
AA6 _{2ny}	Aluminum Conductors Paper Insulated Aluminum Sheathed Steel Double Tape Armoured Cable								
	10	3 x 240	Oil Paper	2.75	60.0	355	0.129	5,836	70
	10	3 x 185		2.75	56.2	310	0.167	5,076	70
	10	3 x 150		2.75	53.2	275	0.206	4,506	70
	10	3 x 120		2.75	50.3	240	0.258	3,976	70
	10	3 x 95		2.75	47.9	205	0.326	3,567	70
	10	3 x 70		2.75	45.0	165	0.443	3,110	70
	10	3 x 50		2.75	42.7	140	0.620	2,766	70
	10	3 x 35		2.75	40.4	115	0.890	2,464	70
AA6 _y	Aluminum Conductors Paper Insulated Lead Sheathed Steel Tape Armoured Cable								
	10	3 x 240	Oil Paper	2.75	58.5	355	0.129	7,817	70
	10	3 x 185		2.75	54.7	310	0.167	6,889	70
	10	3 x 150		2.75	52.0	275	0.206	6,127	70
	10	3 x 120		2.75	49.3	240	0.258	5,545	70
	10	3 x 95		2.75	47.0	205	0.326	5,061	70
	10	3 x 70		2.75	44.1	165	0.443	4,365	70
	10	3 x 50		2.75	41.6	140	0.620	3,817	70
	10	3 x 35		2.75	39.3	115	0.890	3,438	70

添付I.5.2-4 変圧器2次側の負荷電量測定値(1999/2000年度・冬期)

Tr. S. No.	Tr. No.	Tr. Capacity (kVA)	Measured Current			Mean Current (A)	Unbalance Factor (*1)	Calculated Load (kVA)	Peak Load (*2) (kVA)	Capacity Factor of Tr.	Observation	
			Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)						Date	Time
3	1	1000	1,108	898	905	970	22%	672	770	77%	Dec.10 99	12:00
13	1	400	435	273	297	335	48%	232	272	68%	Dec.10 99	x
14	1	630	340	516	432	429	41%	297	341	54%	Dec.10 99	12:00
14	2	400	400	430	342	391	23%	271	310	78%	Dec.10 99	12:00
17	2	400	170	160	286	205	61%	142	164	41%	Dec.10 99	15:30
17	1	630	381	427	361	390	17%	270	312	49%	Dec.10 99	15:30
18	1	630	283	632	509	475	74%	329	379	60%	Dec.10 99	15:00
18	2	630	700	1,100	1,020	940	43%	651	751	119%	Dec.10 99	15:00
20	1	630	290	331	292	304	13%	211	230	36%	Dec.10 99	16:00
24	1	630	431	400	369	400	16%	277	323	51%	Nov.24 99	13:00
25	2	630	711	658	660	676	8%	469	549	87%	Nov.24 99	11:50
25	1	630	767	713	676	719	13%	498	583	93%	Nov.24 99	11:50
30	1	630	500	483	555	513	14%	355	407	65%	Nov.25 99	12:55
34	1	630	338	330	364	344	10%	238	273	43%	Nov.24 99	12:10
34	2	630	511	528	515	518	3%	359	411	65%	Nov.24 99	12:10
36	1	630	560	765	620	648	32%	449	515	82%	Jan. 26 00	12:00
43	1	630	1,121	1,111	1,115	1,116	1%	773	906	144%	Jan. 19 00	11:30
45	1	630	997	943	940	960	6%	665	779	124%	Jan. 19 00	11:45
46	1	630	572	426	438	479	31%	332	380	60%	Nov.24 99	12:30
46	2	400	376	403	356	378	12%	262	300	75%	Nov.24 99	12:30
55	1	630	765	834	650	750	25%	519	595	94%	Jan. 19 00	12:00
55	2	630	1,212	1,241	1,039	1,164	17%	806	924	147%	Jan. 19 00	12:00
68	1	630	446	531	415	464	25%	321	413	66%	Dec. 28 99	10:30
68	2	630	600	663	600	621	10%	430	552	88%	Dec. 28 99	10:30
70	2	400	533	644	572	583	19%	404	519	130%	Dec. 23 99	10:00
70	1	630	1,066	1,048	868	994	20%	689	884	140%	Dec. 23 99	10:50
76	1	320	780	472	763	672	46%	465	533	167%	Jan. 24 00	12:30
79	1	630	645	400	605	550	45%	381	444	71%	Jan. 24 00	13:00
81	2	320	414	530	356	433	40%	300	344	108%	Jan. 19 00	12:30
81	1	400	743	540	507	597	40%	413	474	118%	Jan. 19 00	12:30
82	2	400	340	700	600	547	66%	379	444	111%	Jan. 27 00	11:30
82	1	400	525	570	575	557	9%	386	452	113%	Jan. 27 00	11:30
85	1	630	595	608	598	600	2%	416	487	77%	Nov.25 99	11:35
87	1	400	712	784	711	736	10%	510	597	149%	Dec. 28 99	11:00
89	1	630	252	260	175	229	37%	159	186	30%	Dec. 28 99	11:30
89	2	630	540	614	553	569	13%	394	462	73%	Dec. 28 99	11:30
133	1	630	440	600	440	493	32%	342	394	63%	Feb. 02 00	15:00
134	1	630	703	640	654	666	9%	461	528	84%	Nov.25 99	12:22
154	1	630	1,142	1,035	854	1,010	29%	700	802	127%	Jan. 27 00	12:00
156	1	630	410	436	408	418	7%	290	332	53%	Jan. 24 00	12:00
158	1	630	716	632	572	640	23%	443	517	82%	Jan. 26 00	13:00
165	1	400	680	640	800	707	23%	490	561	140%	Feb. 02 00	12:30
165	1	400	781	846	839	822	8%	569	731	183%	Dec.23 99	10:50
180	1	400	175	195	166	179	16%	124	142	35%	Jan. 26 00	12:45
182	1	320	238	154	136	176	58%	122	143	45%	Dec. 17 99	11:00
183	1	630	727	740	582	683	23%	473	554	88%	Dec. 17 99	11:50
188	1	630	33	33	35	34	6%	23	27	4%	Dec. 17 99	12:00
212	1	320	135	200	129	155	46%	107	138	43%	Dec. 17 99	10:30
224	2	400	405	274	170	283	83%	196	214	53%	Nov. 23 99	16:30
224	1	400	550	685	500	578	32%	401	437	109%	Nov. 23 99	16:30
225	1	400	643	365	633	547	51%	379	444	111%	Jan. 24 00	11:00
228	1	630	215	170	250	212	38%	147	168	27%	Jan. 24 00	12:00

添付1.5.2-4 変圧器2次側の負荷電量測定値(1999/2000年度・冬期)

Tr. S. No.	Tr. No.	Tr. Capacity (kVA)	Measured Current			Mean Current (A)	Unbalance Factor (*1)	Calculated Load (kVA)	Peak Load (*2) (kVA)	Capacity Factor of Tr.	Observation	
			Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)						Date	Time
228	1	630	305	197	315	272	43%	189	189	30%	Jan. 12 00	18:00
228	2	400	180	160	210	183	27%	127	127	32%	Jan. 12 00	18:00
228	2	630	860	780	1,100	913	35%	633	725	115%	Jan. 24 00	12:00
231	1	630	468	334	299	367	46%	254	298	47%	Dec. 28 99	11:25
231	2	630	600	573	578	584	5%	404	474	75%	Dec. 28 99	11:25
271	1	630	483	458	608	516	29%	358	419	67%	Jan. 24 00	11:45
303	1	630	660	825	608	698	31%	483	527	84%	Dec.10 99	16:00
304	2	630	263	282	344	296	27%	205	224	36%	Dec.10 99	16:00
304	1	630	398	372	391	387	7%	268	292	46%	Dec.10 99	16:00
334	1	630	505	650	525	560	26%	388	445	71%	Jan. 26 00	12:30
357	2	630	492	510	484	495	5%	343	396	63%	Dec. 17 99	x
357	1	630	695	613	811	706	28%	489	573	91%	Dec. 17 99	x
363	1	630	314	241	380	312	45%	216	247	39%	Dec. 07 99	12:00
363	1	630	665	809	828	767	21%	532	683	108%	Dec. 28 99	10:30
366	1	630	562	450	551	521	21%	361	463	74%	Dec. 26 99	10:50
366	2	400	337	598	279	405	79%	280	327	82%	Dec. 23 99	x
366	2	400	372	483	507	454	30%	315	404	101%	Dec. 26 99	10:50
366	1	630	860	747	679	762	24%	528	678	108%	Dec. 23 99	x
367	2	630	792	873	892	852	12%	591	689	109%	Feb. 02 00	13:00
367	1	630	1,032	828	1,076	979	25%	678	791	125%	Feb. 02 00	13:00
390	2	400	398	402	340	380	16%	263	338	85%	Dec. 28 99	10:45
390	1	320	393	466	478	446	19%	309	396	124%	Dec. 28 99	10:45
392	1	630	800	1,000	800	867	23%	600	703	112%	Feb. 02 00	11:00
451	1	315	120	160	160	147	27%	102	116	37%	Feb. 02 00	12:40
451	2	400	280	300	340	307	20%	212	243	61%	Feb. 02 00	12:40
472	1	630	650	567	642	620	13%	429	501	79%	Nov.25 99	13:20
498	2	400	118	103	215	145	77%	101	115	29%	Nov.25 99	12:10
498	1	400	332	270	387	330	35%	228	262	65%	Nov.25 99	12:10
500	1	400	520	580	660	587	24%	406	476	119%	Jan. 27 00	11:45
500	2	630	1,100	990	970	1,020	13%	707	828	131%	Jan. 27 00	11:45
515	1	630	414	345	316	358	27%	248	319	51%	Dec. 28 99	10:30
551	1	400	27	66	78	57	89%	39	51	13%	Jan. 17 00	10:30
551	2	630	459	447	447	451	3%	312	401	64%	Jan. 17 00	10:30
620	2	630	530	490	570	530	15%	367	430	68%	Feb. 09 00	11:00
620	1	400	345	470	380	398	31%	276	323	81%	Feb. 09 00	11:00
623	1	630	547	406	543	499	28%	345	399	63%	Jan. 24 00	x
623	2	630	674	544	543	587	22%	407	476	76%	Jan. 24 00	x
637	2	630	736	714	736	729	3%	505	648	103%	Dec. 22 99	10:45
637	1	630	922	899	807	876	13%	607	779	124%	Dec. 22 99	10:45
668	1	320	95	121	148	121	44%	84	108	34%	Dec. 17 99	10:45
701	2	400	460	428	532	473	22%	328	376	94%	Feb. 02 00	12:00
701	1	400	640	800	800	747	21%	517	593	148%	Feb. 02 00	12:00
702	1	630	131	129	130	130	2%	90	116	18%	Dec. 17 99	x
702	2	630	380	382	326	363	15%	251	294	47%	Dec. 17 99	x
708	1	400	323	375	427	375	28%	260	334	83%	Dec. 17 99	10:45
780	1	250	230	228	237	232	4%	161	175	70%	Feb. 09 00	16:00
815	1	320	535	680	470	562	37%	389	456	142%	Jan. 24 00	11:30

Source : BEN's observation records

Remarks :

*1 Unbalance load factor is calculated with a formula, $(\text{Max}(Ia:Ic) - \text{Min}(Ia:Ic)) / ((Ia+Ib+Ic)/3)$.

*2 Peak load of transformer is estimated with measured load and daily load curve.

添付1.5.2-5 過負荷が記録された変圧器(1999/2000年度・冬期)

Tr. S. No.	Tr. No.	Tr. Capacity (kVA)	Measured Current			Mean Current (A)	Unbalance Factor (*1)	Calculated Load (kVA)	Peak Load (*2) (kVA)	Capacity Factor of Tr.	Observation	
			Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)						Date	Time
366	2	400	372	483	507	454	30%	315	404	101%	Dec. 26 99	10:50
637	2	630	736	714	736	729	3%	505	648	103%	Dec. 22 99	10:45
81	2	320	414	530	356	433	40%	300	344	108%	Jan. 19 00	12:30
366	1	630	860	747	679	762	24%	528	678	108%	Dec. 23 99	x
363	1	630	665	809	828	767	21%	532	683	108%	Dec. 28 99	10:30
224	1	400	550	685	500	578	32%	401	437	109%	Nov. 23 99	16:30
367	2	630	792	873	892	852	12%	591	689	109%	Feb. 02 00	13:00
82	2	400	340	700	600	547	66%	379	444	111%	Jan. 27 00	11:30
225	1	400	643	365	633	547	51%	379	444	111%	Jan. 24 00	11:00
392	1	630	800	1,000	800	867	23%	600	703	112%	Feb. 02 00	11:00
82	1	400	525	570	575	557	9%	386	452	113%	Jan. 27 00	11:30
228	2	630	860	780	1,100	913	35%	633	725	115%	Jan. 24 00	12:00
81	1	400	743	540	507	597	40%	413	474	118%	Jan. 19 00	12:30
500	1	400	520	580	660	587	24%	406	476	119%	Jan. 27 00	11:45
18	2	630	700	1,100	1,020	940	43%	651	751	119%	Dec.10 99	15:00
45	1	630	997	943	940	960	6%	665	779	124%	Jan. 19 00	11:45
637	1	630	922	899	807	876	13%	607	779	124%	Dec. 22 99	10:45
390	1	320	393	466	478	446	19%	309	396	124%	Dec. 28 99	10:45
367	1	630	1,032	828	1,076	979	25%	678	791	125%	Feb. 02 00	13:00
154	1	630	1,142	1,035	854	1,010	29%	700	802	127%	Jan. 27 00	12:00
70	2	400	533	644	572	583	19%	404	519	130%	Dec. 23 99	10:00
500	2	630	1,100	990	970	1,020	13%	707	828	131%	Jan. 27 00	11:45
165	1	400	680	640	800	707	23%	490	561	140%	Feb. 02 00	12:30
70	1	630	1,066	1,048	868	994	20%	689	884	140%	Dec. 23 99	10:50
815	1	320	535	680	470	562	37%	389	456	142%	Jan. 24 00	11:30
43	1	630	1,121	1,111	1,115	1,116	1%	773	906	144%	Jan. 19 00	11:30
55	2	630	1,212	1,241	1,039	1,164	17%	806	924	147%	Jan. 19 00	12:00
701	1	400	640	800	800	747	21%	517	593	148%	Feb. 02 00	12:00
87	1	400	712	784	711	736	10%	510	597	149%	Dec. 28 99	11:00
76	1	320	780	472	763	672	46%	465	533	167%	Jan. 24 00	12:30
165	1	400	781	846	839	822	8%	569	731	183%	Dec.23 99	10:50

添付1.5.2-6 低圧回路における不平衡率 (No.55配電用変電所、1999年9月計測)

Trans- former No.	Feeder No.	Measured Current			Mean Current (A)	Unbalance Factor	Remarks
		Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)			
No.1 (630kVA)	1	57.2	86.0	92.9	78.7	45%	Voltage Va : 392V Vb : 388V Vc : 393V
	2	3.0	16.2	14.2	11.1	119%	
	3	33.6	0.0	14.8	16.1	208%	
	4	0.0	10.2	6.1	5.4	188%	
	5	50.6	68.2	115.0	77.9	83%	
	6	0.0	1.3	0.0	0.4	300%	
	7	11.4	6.9	61.2	26.5	205%	
	8	21.5	59.5	44.3	41.8	91%	
	9	15.5	23.2	23.7	20.8	39%	
	Total	192.8	271.5	372.2	278.8	64%	
Measured on Jan. 19, 2000		765.0	834.0	650.0	749.7	25%	
No.2 (630kVA)	1	0.1	0.1	90.1	30.1	299%	Voltage Va : 435V Vb : 426V Vc : 426V
	2	24.3	23.5	37.7	28.5	50%	
	3	16.2	55.4	20.3	30.6	128%	
	4	2.3	8.7	1.0	4.0	193%	
	5	52.1	16.4	33.2	33.9	105%	
	6	40.8	39.4	27.6	35.9	37%	
	7	0.0	0.0	23.1	7.7	300%	
	8	86.3	125.0	167.0	126.1	64%	
	9	75.6	71.6	88.5	78.6	22%	
	10	23.4	16.4	32.3	24.0	66%	
	11	95.9	61.4	68.6	75.3	46%	
	12	6.1	0.0	15.4	7.2	215%	
	13	55.9	31.9	45.2	44.3	54%	
Total	479.0	449.8	650.0	526.3	38%		
Measured on Jan. 19, 2000		1212.0	1241.0	1039.0	1164.0	17%	

添付1.5.3-2 BENの月別購入電力量

(Unit : GWh except ratio)

Month	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Average growth rate between 1995-99 (%/year)
January	272.8	296.2	343.2	401.0	424.0	478.1	11.7
February	239.2	284.8	332.1	386.1	381.2	424.4	12.4
March	234.5	291.7	331.8	364.9	389.3	433.3	13.5
April	184.2	247.6	240.7	252.0	288.8	270.4	11.9
May	144.0	165.6	184.7	205.0	242.0	-	13.9
June	137.9	151.6	169.5	201.4	204.1	-	10.3
July	151.3	169.5	181.1	212.9	221.3	-	10.0
August	145.1	171.8	180.4	219.3	235.9	-	12.9
September	145.7	162.0	178.1	201.7	211.3	-	9.7
October	162.5	184.0	194.0	231.1	242.7	-	10.5
November	200.0	231.3	267.5	291.0	343.9	-	14.5
December	279.5	286.9	344.7	402.8	432.5	-	11.5
Total	2,296.7	2,643.0	2,947.8	3,369.2	3,617.0	-	12.0
Highest / lowest ratio	2.03	1.95	2.03	2.00	2.12	-	-
Highest - lowest difference	141.60	144.60	175.20	201.40	228.40	-	-
Monthly average of winter/summer period							
April-October	152.96	178.87	189.79	217.63	235.16	-	-
January-March/November-December	245.20	278.18	323.86	369.16	394.18	-	-
Winter/summer	1.60	1.56	1.71	1.70	1.68	-	-

Source : Energy Sales Enterprise

添付1.5.3-3 BEN需要家別の販売電力量

(Unit : GWh)

Category	1994	1995	1996	1997	1998	1999
(Amount)						
Power purchased	2,345.0	2,297.5	2,647.5	2,948.2	3,366.4	3,617.0
Power sold	1,794.7	1,704.9	2,008.2	2,284.9	2,802.5	3,001.7
Industry	218.9	180.3	158.1	156.0	157.3	128.0
Non-industry	459.0	345.6	303.5	271.1	285.9	125.7
Agriculture	30.7	19.5	14.2	12.6	11.4	5.0
Transportation	50.3	23.0	17.9	14.0	7.6	6.1
Commerce	31.8	35.0	50.7	71.1	85.0	80.6
Household	1,004.0	1,101.5	1,463.8	1,760.1	2,247.8	2,408.3
Absheron Regional Water Company	-	-	-	-	7.5	17.7
Budget organizations	-	-	-	-	-	172.7
Railroad	-	-	-	-	-	0.1
JV Bakenergo	-	-	-	-	-	57.5
Loss						
in GWh	550.3	592.6	639.3	663.3	563.9	615.3
in %	23.5	25.8	24.1	22.5	16.8	17.0
(Composition in %)						
Power sold	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	92.3%
Industry	12.2%	10.6%	7.9%	6.8%	5.6%	4.3%
Non-industry	25.6%	20.3%	15.1%	11.9%	10.2%	4.2%
Agriculture	1.7%	1.1%	0.7%	0.6%	0.4%	0.2%
Transportation	2.8%	1.3%	0.9%	0.6%	0.3%	0.2%
Commerce	1.8%	2.1%	2.5%	3.1%	3.0%	2.7%
Household	55.9%	64.6%	72.9%	77.0%	80.2%	80.2%
Absheron Regional Water Company	-	-	-	-	0.3%	0.6%
(Growth rate in %/year)	(94-95)	(95-96)	(96-97)	(97-98)	(98-99)	(94-99)
Power purchased	(2.0)	15.2	11.4	14.2	7.4	9.1
Power sold	(5.0)	17.8	13.8	22.7	7.1	10.8
Industry	(17.6)	(12.3)	(1.3)	0.8	(18.6)	(10.2)
Non-industry	(24.7)	(12.2)	(10.7)	5.5	(56.0)	(22.8)
Agriculture	(36.5)	(27.2)	(11.3)	(9.5)	(56.1)	(30.4)
Transportation	(54.3)	(22.2)	(21.8)	(45.7)	(19.7)	(34.4)
Commerce	10.1	44.9	40.2	19.5	(5.2)	20.4
Household	9.7	32.9	20.2	27.7	7.1	19.1
Absheron Regional Water Company	-	-	-	-	-	-

Source :

1991-1994 : First Preparatory Mission Report , March 1999

1995-1999 : BEN

Note : Industry does not include the electricity use for elevators and pumps of apartments, which is 60.2 GWh. It is included in household.

添付I.5.3-4 BENの地区別販売電力量

District	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
(Study Area)							
1 Sabail	174,034	193,579	210,275	232,499	263,888	250,278	212,200
2 Yasamal	129,586	171,179	179,138	219,644	252,906	278,192	249,600
3 Nasimi	-	-	-	-	-	151,510	250,700
4 Narimanov	153,534	188,000	183,720	250,294	283,957	271,265	234,200
5 Nizami	111,446	134,975	130,937	143,430	164,753	186,118	195,500
6 Khatai	179,336	193,919	184,408	213,330	225,807	270,193	308,000
Subtotal	747,936	881,652	888,478	1,059,197	1,191,311	1,407,556	1,450,200
(Growth to previous year)	-	17.9%	0.8%	19.2%	12.5%	18.2%	3.0%
(Outside Study Area)							
7 Garadagh	41,766	47,321	44,322	50,059	61,085	75,088	83,900
8 Binagady	148,799	140,464	145,819	196,756	232,324	298,158	332,800
9 Sabunchi	160,356	167,741	167,436	193,612	217,399	323,797	431,300
10 Azizbayov	123,074	179,486	156,790	214,556	270,591	354,358	361,600
11 Surakhany	93,392	114,923	114,875	120,425	134,898	168,821	188,500
Subtotal	567,387	649,935	629,242	775,408	916,297	1,220,222	1,398,100
(Growth to previous year)	-	14.5%	-3.2%	23.2%	18.2%	33.2%	14.6%
Inspection	322,080	263,098	187,243	173,619	177,321	174,720	153,400
Total	1,637,403	1,794,685	1,704,963	2,008,224	2,284,929	2,802,498	3,001,700
(Growth to previous year)	-	9.6%	-5.0%	17.8%	13.8%	22.7%	7.1%

Source : BEN

Note : 1) Data on Nasimi are available only since January 1998. Before 1998, Nasimi area had been managed by Yasamal, Sabail and Narimanov branch offices.

2) The electricity use in Nizami in 1999 includes the amount that was sold to JV Bakenergo since October to the end of 1999 at 57.5 GWh.

添付I.5.3-5 BEN需要家数の推移

(Unit : number)

Category	1995	1996	1997	1998	1999
(Number)					
Total	362,004	368,057	369,964	380,390	378,022
Industry and construction	546	440	459	569	679
Non-industry	20,344	21,981	13,102	11,327	3,393
Agriculture	18	18	17	25	25
Transportation	0	0	0	3	3
Commerce	-	-	9,505	10,840	13,207
Household	341,095	345,617	346,880	357,623	359,569
Absheron Regional Water Company	1	1	1	1	1
Budget organizations	-	-	-	-	1,142
Railway	0	0	0	2	3
(Compositio in %)					
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Industry and construction	0.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.2%
Non-industry	5.6%	6.0%	3.5%	3.0%	0.9%
Agriculture	0.005%	0.005%	0.005%	0.007%	0.007%
Transportation	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Commerce	-	-	2.6%	2.8%	3.5%
Household	94.2%	93.9%	93.8%	94.0%	95.1%
Absheron Regional Water Company	-	-	-	-	-
Budget organizations	-	-	-	-	0.302%
Railway	-	-	-	0.001%	0.001%
(Growth rate, %/year)					
	(1995-96)	(1996-97)	(1997-98)	(1998-99)	(1995-99)
Total	1.7	0.5	2.8	(0.6)	1.1
Industry and construction	(19.4)	4.3	24.0	19.3	5.6
Non-industry	8.0	(40.4)	(13.5)	(70.0)	(36.1)
Agriculture	0.0	(5.6)	47.1	0.0	8.6
Transportation	-	-	-	0.0	-
Commerce	-	-	14.0	21.8	-
Household	1.3	0.4	3.1	0.5	1.3
Absheron Regional Water Company	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Budget organizations	-	-	-	-	-
Railway	-	-	-	50.0	-

(Source : BEN)

(Note)The proportion of household customers in 1999 at 95% is that of the BEN customers at 323,477 and JV Bakenergo's customers at 36,092 combined.

添付1.5.3-6 需要家あたりの消費電力量

Category	1995	1998	1999		
			BEN	Bakenergo	Total
(Number)					
Industry and construction	546	569	649	30	679
Non-industry	20,344	11,327	4,377	161	4,538
Agriculture	18	25	24	1	25
Transportation	0	3	3	0	3
Commerce	0	10,840	11,997	1,210	13,207
Absheron Regional Water Company	1	1	1	0	1
<i>Subtotal</i>	<i>20,909</i>	<i>22,765</i>	<i>17,051</i>	<i>1,402</i>	<i>18,453</i>
Household	341,095	357,623	323,477	36,092	359,569
Total	362,004	380,388	340,528	37,494	378,022
(%)					
Industry and construction	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2
Non-industry	5.6	3.0	1.3	0.4	1.2
Agriculture	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Transportation	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Commerce	0.0	2.8	3.5	3.2	3.5
Household	94.2	94.0	95.0	96.3	95.1
Absheron Regional Water Company	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
(Electricity Use in GWh)					
Industry	180.3	157.3	128.0	2.5	130.5
Non-industry	345.6	285.9	298.5	5.8	304.3
Agriculture	19.5	11.4	5.0	0.1	5.1
Transportation	23.0	7.6	6.1	0.1	6.2
Commerce	35.0	85.0	80.6	1.6	82.2
Absheron Regional Water Company	-	7.5	17.7	0.3	18.0
<i>Subtotal</i>	<i>603.4</i>	<i>554.7</i>	<i>535.9</i>	<i>10.5</i>	<i>546.4</i>
Household	1,101.5	2,247.8	2,408.3	47.0	2,455.3
Total	1,704.9	2,802.5	2,944.2	57.5	3,001.7
(Consumption per consumer in kWh/year)					
Industry	330,220	276,450	197,227	83,328	192,194
Non-industry	16,988	25,241	68,197	36,209	67,063
Agriculture	1,083,333	456,000	208,333	97,650	203,906
Transportation	-	2,533,333	2,033,333	-	2,073,044
Commerce	-	7,841	6,718	1,301	6,222
Absheron Regional Water Company	-	7,500,000	17,700,000	-	18,045,680
<i>Subtotal</i>	<i>28,858</i>	<i>24,366</i>	<i>31,429</i>	<i>7,465</i>	<i>29,609</i>
Household	3,229	6,285	7,445	1,303	6,829
Total	4,710	7,367	8,646	1,534	7,941

Note:

(1) New categories started to be used in 1999 "Budget organizations" and "Railway" are included in "Non-industry" for the purpose of comparison with the previous years.

(2) JV Bakenergo started to operate the distribution system in Nizami in October 1999. Data on Bakenergo are combined with those of BEN for 1999 for the purpose of comparison with the previous years.

添付1.5.3-7 1999年におけるBENの地区別および需要家分類別の販売電力量 (1/2)

(unit : GWh)

District	Industry	Non-industry	Commerce	Urban transportation	Agriculture	Absheron (water co.)	Railway organization	Budget organizations	Household	Total
(Study Area)										
1 Sabail	2.60	10.40	18.50	0.04	0.00	0.60	0.00	15.00	165.10	212.24
2 Yasamal	2.30	7.80	11.70	0.00	0.02	0.80	0.00	12.20	214.80	249.62
3 Nasimi	0.80	6.70	9.70	0.00	0.00	1.10	0.00	12.30	220.10	250.70
4 Narimanov	3.90	9.92	7.90	0.00	0.30	1.60	0.00	11.10	199.50	234.22
5 Nizami	4.30	4.50	4.00	0.00	0.04	1.60	0.00	8.50	172.60	195.54
6 Khatai	5.30	13.00	5.07	0.00	0.00	1.20	0.00	9.60	273.80	307.97
Subtotal	19.20	52.32	56.87	0.04	0.36	6.90	0.00	68.70	1,245.90	1,450.29
(Outside Study Area)										
7 Garadagh	2.40	5.20	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.50	62.80	83.90
8 Binagady	14.40	11.40	6.20	0.00	0.00	1.20	0.00	9.20	290.40	332.80
9 Sabunchi	20.30	11.70	3.70	0.00	2.80	1.00	0.09	23.70	368.00	431.29
10 Azizbayov	5.30	16.35	2.60	0.00	1.80	0.00	0.00	10.60	324.95	361.60
11 Surakhany	6.60	3.80	1.60	0.00	0.06	1.60	0.03	13.90	160.90	188.49
Subtotal	49.00	48.45	15.10	0.00	4.66	3.80	0.12	69.90	1,207.05	1,398.08
Inspection	59.84	24.93	8.63	6.04	0.00	7.00	0.00	34.10	12.90	153.44
TOTAL	128.04	125.70	80.60	6.08	5.02	17.70	0.12	172.70	2,465.85	3,001.81

(Source : BEN)

Note :

- (1) "Non-industry" includes such consumers as school, hospital university, government offices, institutes, orphans, hostels for orphans and so on, which are organizations producing no products.
- (2) "Industrial" consumption includes the power consumed by elevators and pumps of apartments.
- (3) "Inspection" consumption means power supplied to high voltage consumers directly from the BEN head office including Baku Port, Baku Shipyard, and other three places each with 5 substations.

添付 5.3-7 1999年におけるBIENの地区別および需要家分類別の販売電力量 (2/2) : 構成

(unit: %)

District	Industry	Non-industry	Commerce	Urban transportation	Agriculture	Absheron (water co.)	Railway organization	Budget organizations	Household	Total
(Study Area)										
1 Sabail	1.23	4.90	8.72	0.02	0.00	0.28	0.00	7.07	77.79	100.00
2 Yasamal	0.92	3.12	4.69	0.00	0.01	0.32	0.00	4.89	86.05	100.00
3 Nasimi	0.32	2.67	3.87	0.00	0.00	0.44	0.00	4.91	87.79	100.00
4 Narimanov	1.67	4.24	3.37	0.00	0.13	0.68	0.00	4.74	85.18	100.00
5 Nizami	2.20	2.30	2.05	0.00	0.02	0.82	0.00	4.35	88.27	100.00
6 Khatai	1.72	4.22	1.65	0.00	0.00	0.39	0.00	3.12	88.90	100.00
Subtotal	1.32	3.61	3.92	0.00	0.02	0.48	0.00	4.74	85.91	100.00
(Outside Study Area)										
7 Garadagh	2.86	6.20	1.19	0.00	0.00	0.00	0.00	14.90	74.85	100.00
8 Binagady	4.33	3.43	1.86	0.00	0.00	0.36	0.00	2.76	87.26	100.00
9 Sabunchi	4.71	2.71	0.86	0.00	0.65	0.23	0.02	5.50	85.33	100.00
10 Azizbayov	1.47	4.52	0.72	0.00	0.50	0.00	0.00	2.93	89.86	100.00
11 Surakhany	3.50	2.02	0.85	0.00	0.03	0.85	0.02	7.37	85.36	100.00
Subtotal	3.50	3.47	1.08	0.00	0.33	0.27	0.01	5.00	86.34	500.00
Inspection	39.00	16.25	5.62	3.94	0.00	4.56	0.00	22.22	8.41	100.00
TOTAL	4.27	4.19	2.69	0.20	0.17	0.59	0.00	5.75	82.15	100.00

添付I.5.5-1 過去5年間の6 kV および 10 kV配電設備の事故件数

No.	Fault Cause	1994	1995	1996	1997	1998
1	Number of automatic cable line rupture	1,359	1,031	1,213	2,830	2,880
2	Overburning of high voltage safety devices (Power fuse)	92	169	176	347	160
3	Damage of transformers	16	24	30	41	19
4	Oil leakage of Transformer	12	29	36	107	33
5	From 0.4 kV side	29	53	63	18	47
6	Damage of electrical devices 6, 10 kV (Switchgear)	71	109	149	157	98
7	Entry of outside things (including animals)	14	41	22	16	31
8	Reason are not determined	109	145	150	107	173
	Total number of current rupture	1,702	1,601	1,839	3,623	3,441

添付L.5.5-2 各ネットワークの過去5年のケーブル事故件数

	I	II	III	IV/Y.as.		V/VI	VII	VIII	IX	XII	XIII	XIV	XV	Hovsan	XVI	Total
1994	0	122	60	107	0	66	189	212	159	57	197	98	69	23	0	1,359
January		6	1	5		5	6	11	8	4	7	9	2	2		66
February		5	5	11		1	19	20	27	5	10	14	2	2		121
March		5	3	6		7	16	11	12	7	8	11	6	0		92
April		6	7	5		4	10	21	6	7	12	12	2	0		92
May		18	4	7		2	15	15	12	8	11	5	7	3		107
June		19	7	8		7	12	7	21	6	13	7	11	1		119
July		19	9	14		5	20	19	17	3	22	3	4	0		135
August		5	2	5		4	17	13	10	8	22	2	5	6		99
September		4	1	5		5	12	17	7	4	4	3	10	1		73
October		7	1	9		6	8	12	7	4	13	7	7	1		82
November		8	8	15		6	28	36	16	1	29	12	10	2		171
December		20	12	17		14	26	30	16	-	46	13	3	5		202
	I	II	III	IV	Yasama	V/VI	VII	VIII	IX	XII	XIII	XIV	XV	Hovsan	XVI	Total
1995	0	105	63	100	0	73	158	180	0	2	166	85	69	30	0	1,031
January		17	7	10		9	26	10			26	11	5	17		138
February		8	4	4		4	11	18			14	11	2	0		76
March		7	6	9		6	18	13		1	12	2	5	5		84
April		2	6	7		9	15	11		1	14	9	11	0		85
May		7	2	5		5	13	18			7	5	3	4		69
June		12	7	9		8	9	17			10	11	11	0		94
July		4	5	7		5	14	4			5	4	4	1		53
August		6	4	5		3	6	3			13	2	7	0		49
September		9	1	8		7	8	7			20	5	2	1		68
October		10	3	12		8	12	23			17	6	6	2		99
November		10	4	11		3	10	36			15	4	7	0		100
December		13	14	13		6	16	20			13	15	6	0		116
1996	0	136	81	76	53	86	164	221	0	55	166	95	71	9	0	1,213
January		13	11	7	4	6	21	17		3	20	9	6	1		118
February		11	4	3	5	7	13	21		3	11	18	7	0		103
March		7	3	4	7	6	14	13		11	10	8	1	0		84
April		8	4	7	3	8	12	23		4	21	3	8	0		101
May		11	3	7	4	7	18	9		11	11	8	6	1		96
June		12	10	5	4	6	10	26		2	13	5	6	0		99
July		9	5	5	3	11	6	30		3	15	11	4	0		102
August		9	11	6	6	4	14	11		5	5	6	7	2		86
September		20	4	9	6	14	14	29		2	17	6	3	0		124
October		20	12	7	5	10	16	15		2	26	2	6	2		123
November		9	12	10	5	4	9	9		9	5	10	3	1		86
December		7	2	6	1	3	17	18		0	12	9	14	2		91
1997	0	344	178	133	114	103	459	405	337	35	362	167	164	29	0	2,830
January		36	14	21	14	7	70	33	39	3	25	15	8	2		287
February		49	26	22	14	15	59	64	55	4	28	35	23	3		397
March		30	18	8	18	7	27	46	27	4	30	17	16	4		252
April		16	8	5	13	7	35	27	20	1	31	13	9	4		189
May		29	10	4	1	6	32	24	27	6	29	11	11	5		195
June		25	5	10	7	11	24	38	19	1	28	11	6	0		185
July		26	13	9	8	4	30	16	17	2	16	8	10	4		163
August		24	11	7	6	7	27	18	23	2	27	8	12	2		174
September		26	16	6	11	9	39	42	26	5	31	7	25	2		245
October		11	14	9	5	4	15	20	24	3	29	7	14	2		157
November		20	17	9	7	10	36	19	27	3	35	6	12	1		202
December		52	26	23	10	16	65	58	33	1	53	29	18	0		384
1998	55	248	162	151	207	358	311	361	349	95	312	178	119	29	0	2,935
January		54	33	26	18	65	32	52	45	0	50	36	11	1		423
February		32	28	25	32	71	23	39	59	2	46	34	7	8		406
March		35	6	13	22	26	8	29	20	8	8	15	6	1		197
April		48	10	16	23	34	12	36	24	9	21	25	9	0		267
May	5	12	7	3	12	19	14	27	24	10	21	6	9	0		169
June	4	7	11	7	10	25	21	32	31	8	22	4	3	8		193
July	6	16	7	10	4	16	30	29	24	10	23	6	12	0		193
August	5	8	8	7	3	13	26	37	18	8	19	7	17	1		177
September	10	6	6	6	9	12	22	11	18	8	18	3	15	2		146
October	2	7	4	8	18	15	23	21	19	12	38	10	12	4		193
November	13	17	28	18	30	37	54	14	41	8	19	10	10	1		300
December	10	6	14	12	26	25	46	34	26	12	27	22	8	3		271

添付I.5.5-3 1998年の変圧器修理台数

Network area	検査 総数	故障原因別変圧器修理台数							
		廃棄	絶縁不良	短絡故障	タップ切替 器故障	漏水	全面補修	油漏れ他	補修不要
1 I									
2 II	18	3	6	2	2	4		1	
3 III	7	1	3	1				1	1
4 IV	13		3		1	4	1	1	3
5 V	20	5	7	5	1	1	1		
6 VI	9		1		1	1			6
7 VII	12		2			1		1	8
8 VIII	15	1	8			1	1	1	3
9 IX	30	3	7	3		6	1	3	7
10 X	32	4	14		2	8		2	2
11 XI	31	4	11	5				1	10
12 XII	23		9		2	6		2	4
13 XIII	56	1	24	7	2	2	11	4	5
14 XIV	19		9	2	2	2	2	1	1
15 XV	18	3	6		3	4	2		
16 Yasamal	12	1	8			2	2		
17 Baladjari	4		1	2					
18 Garadag	3		2		1				
19 Govsany	2	1	1						
20 Bailov	4	1	2			1			
TOTAL	328	28 8.5%	124 37.8%	27 8.2%	17 5.2%	43 13.1%	21 6.4%	18 5.5%	50 15.2%

添付1.5.5-4 月別故障変圧器数 (1996 - 1999)

Month	1996		1997		1998		1999	
	Nos.	kVA	Nos.	kVA	Nos.	kVA	Nos.	kVA
January			15	7,330	25	12,280	2	20,790
February			23	10,750	42	20,450	32	16,680
March			21	9,675	44	21,630	35	17,130
April			17	8,330	19	8,660	20	9,840
May			8	3,130	19	9,500	28	13,480
June			13	6,420	36	17,510	18	8,350
July			13	4,530	25	11,540	24	11,270
August			11	5,250	25	12,370	16	7,310
September			11	5,530	19	9,970		
October			10	4,990	47	22,130		
November	17	7,690	6	2,400	29	13,645		
December	18	8,410	33	15,720	36	18,030		
Total	35	16,100	181	84,055	366	177,715	175	104,850

添付1.5.6-1 需要家別料金収入

Year	Industrial Enterprise	Budget Enterprise*1	Non-industrial Enterprise	Commercial Enterprise	City Transport*2	Absheron Water Company*2	Agricultural Enterprise	Electric Railway*3	Residential	JV Bakanergo*4	Total
1995	180.3	--	345.6	35.0	--	23.0	19.5	--	1,101.5	--	1,704.9
(%)	35,093.2	--	77,882.2	10,529.8	--	2,383.2	1,858.1	--	25,023.8	--	152,770.3
	23.0%	--	51.0%	6.9%	--	1.6%	1.2%	--	16.4%	--	100.0%
1996	158.1	--	303.5	50.7	--	17.9	14.2	--	1,463.8	--	2,008.2
(%)	32,230.2	--	75,705.0	16,802.5	--	2,305.0	1,616.6	--	30,687.0	--	159,346.3
	20.2%	--	47.5%	10.5%	--	1.4%	1.0%	--	19.3%	--	100.0%
1997	156.0	--	271.1	71.1	--	14.0	12.6	--	1,760.1	--	2,284.9
(%)	30,158.3	--	71,741.2	23,961.1	--	1,989.0	1,765.9	--	82,628.0	--	212,243.5
	14.2%	--	33.8%	11.3%	--	0.9%	0.8%	--	38.9%	--	100.0%
1998	227.3	--	285.9	85.0	7.6	7.5	11.4	0.0	2,177.8	--	2,802.5
(%)	39,117.6	--	75,749.6	28,924.6	1,023.2	991.8	1,643.5	5.4	129,098.0	--	276,553.6
	14.1%	--	27.4%	10.5%	0.4%	0.4%	0.6%	0.002%	46.7%	--	100.0%
1999	188.2	172.7	125.7	80.6	6.1	17.7	5.0	0.1	2,348.1	57.5	3,001.7
(%)	30,118.6	27,633.4	33,303.6	27,408.9	801.9	2,339.7	701.9	23.8	145,814.7	4,143.5	272,290.0
	11.1%	10.1%	12.2%	10.1%	0.3%	0.9%	0.3%	0.01%	53.6%	1.5%	100.0%

Note : Above lines in each year represent sold electricity (GWh).

Note*1 : included in "non-industrial enterprise" until 1998.

Note*2 : been recorded altogether until 1997.

Note*3 : not been recorded until 1997.

Note*4 : newly recognized since 1999.

第 6 章

BEN による電力供給の問題点

第6章 BENによる電力供給の問題点

6.1 設備の旧式化および老朽化

BENの運営する配電設備の最も深刻な問題は、変圧器・開閉機器などの変電設備の旧式化・老朽化であり、ケーブルなどの絶縁物の老朽化・劣化である。

(1) 地中ケーブル

高圧配電線は調査対象地域内に約900 kmあり、その内地中ケーブルは840 kmと高圧配電線の93%を占めている。地中ケーブルは第5.2.1節で述べたように、全て鋼帯外装アルミ導体油浸紙絶縁ケーブルが使用されており、一部に1900年代初期に敷設されたケーブルが未だに使用されている。

BENの資料によると、1995年時点で、全高圧ケーブルの約20%にあたる300 kmは敷設後30年を経過していると報告されている。敷設年代別の高・低圧地中ケーブル線路の長さを表I.6.1-1に示す。この資料によると、現時点では360 kmが敷設後30年以上を経過していることになる。その結果、ケーブルやケーブルジョイントの経年劣化による絶縁破壊、冬季における暖房需要の急増に伴う過負荷による損傷、ケーブル・ジョイント部の施工不良等の地中線事故による系統の事故停止が、1998年には、2,880回も発生している(添付I.5.5-1参照)。

低圧地中配電線の全ケーブル直長の約10%にあたる100 kmは使用年数が30年以上を経過している。低圧配電線の事故記録は存在しないが、高圧ケーブル同様、経年劣化による事故の多発が推察される。

表I.6.1-1 BEN管理下の敷設年代別の高・低圧地中ケーブル長さ(1995年現在)

	4年以内	5~14	15~24	25~34	35~44	45~54	55~64	65~74	75~84	85年以上	Total
6 kV, 10 kV (km)	133.0	471.0	587.0	162.0	130.0	48.5	11.5	8.0	2.5	1.5	1,555.0
(%)	8.6	30.3	37.7	10.4	8.4	3.1	0.7	0.5	0.2	0.1	100.0
0.4 kV (km)	64.0	271.0	517.0	61.0	32.7	8.3	5.8	3.8	0.2	0.1	964.0
(%)	6.6	28.1	53.6	6.3	3.4	0.9	0.6	0.4	0.0	0.0	100.0

(出典: BEN)

(2) 架空線路

敷設年代別の高・低圧架空線の長さを表I.6.1-2に示す。表に示すように、1995年現在、BEN管理下の全ての高圧架空配電線では約36%(250 km)および低圧約35%(750 km)は使用年数が30年を経過している。架空配電線に関する詳細な事故記録が存在しないため、設備の老朽化による事故件数は把握できなかったが、BENでは使用年数が30年以上経過したものを早急に取替えたい意向を持っている。

表I.6.1-2 BEN管理下の敷設年代別の高・低圧架空線互長(1995年現在)

	4年以内	5~14	15~24	25~34	35~44	45~54	55~64	65年以上	Total
6 kV, 10 kV (km)	89.0	94.0	170.0	188.0	96.0	37.0	21.0	0.0	695.0
(%)	12.8	13.5	24.5	27.1	13.8	5.3	3.0	0.0	100.0
0.4 kV (km)	52.0	687.0	347.0	618.0	277.0	68.0	78.0	0.0	2,127.0
(%)	2.4	32.3	16.3	29.1	13.0	3.2	3.7	0.0	100.0

(出典: BEN)

(3) 変電設備

BENが1996年に調査した、使用年数別の10kV・6kV変圧器台数を表I.6.1-3に示す。表に示すように1995年時点で、配電用変圧器は2,961台設置されていたが、その約34%に当たる1,000台が使用年数25年以上を経過していると報告されている。

変圧器修理工場で調査した結果、配電用変圧器の修理台数の51%は巻線の何らかの故障によるもので、巻線の絶縁物の経年劣化、電力需要増による過負荷運転などがこれらの故障の原因と考えられる。次いで変圧器に水が浸透し事故に発展するケースが多いが、これは変圧器の防水パッキンの経年劣化が原因と考えられる。また、現場踏査時に油漏れを起こしている変圧器が随所に見受けられ、これもパッキン類の経年劣化が原因であると思われる。

また、1995年時点におけるBEN管理下の配電用変電所は2,077箇所あり、その建設されてからの経過年数を下表に示す。第1次現地調査で20箇所以上の配電用変電所を踏査したが、そのうち数カ所は老朽化のため扉の開閉に困難をきたしたり、壁面に穴が空いていたりして安全面からも早急な補修が必要と判断された。

配電用変電所に設置されている遮断器は小油量型またはタンク型であり、それ以外のメンテナンスフリーの真空型またはSF6型は全く使用されていない。小油量型遮断器は性能的に優れているが、数回の大電流の遮断で点検、絶縁油の劣化管理が必要なうえ、可燃性の油の量が少ないとはいえ、防災に留意する必要があることから、現在ではほとんど使用されていない遮断器である。遮断器に関しては詳細な使用年数のデータは存在しないが、老朽化した小油入型遮断器は数回の操作で油漏れを起こしやすくなり事故の原因ともなっている。

表I.6.1-3 BEN管理下の使用年数別の変圧器台数(1995年現在)

年代	4年以内	5~14	15~24	25~34	35~44	45~54	55~64	65~74	75~84	85年以上	Total
変圧器 (台)	193	968	850	530	320	100	0	0	0	0	2,961
(%)	6.5	32.7	28.7	17.9	10.8	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0
配電用 (箇所)	159	550	423	516	243	108	55	21	1	1	2,077
変電所 (%)	7.66	26.48	20.37	24.84	11.70	5.20	2.65	1.01	0.05	0.05	100.0

(出典: BEN)

6.2 必要設備の欠落

現地調査の結果、BENの配電設備には正常なシステム運用にとって必要な以下に述べる設備が欠落している。

(1) 開閉機器

開閉機器の不足から、1つの開閉機盤に高圧フィダーが複数回線接続されている個所がある。これは、系統事故時の供給支障範囲の拡大につながり、供給信頼度低下の一因となっている。また、低圧フィダーにも同様な接続が多数見られる。

(2) 計量設備

Azenerjiからの供給電力量のや大口需要家への売電量を計測するために、配電用変電所内のそれらのフィダーには積算電力量計が設備されている。しかし、それ以外のフィダーおよび変圧器回路には最大電力、積算電力量、力率などの各種負荷特性を記録する計器が設備されていない。また、電流計は負荷電流の状況を適確に把握するために必要不可欠であるが、設備されていても機能していないものがほとんどである。従って、現在の計量設備ではシステム運用状態の把握が困難であり、需要構造の変化・増大に対して適正な対策を取れないでいる。このことはまた、変圧器の過負荷運転や地中ケーブル損傷の一因ともなっている。

(3) ケーブルの防護

地中から支持物へのケーブル立上がり部が鋼管等で防護されている個所はほとんどないため、他工作物の建設工事や車両による損傷の恐れがある。

6.3 補修用予備機材および予備品の不足

(1) 高圧保護装置

配電用変電所の変圧器1次側のカットアウト・フェーズは、変圧器の過電流による焼損を防ぐための重要な保護装置であるが、一部の配電用変電所ではカットアウト・フェーズの予備品の不足により、フェーズの代りに両端子を電線で直結している個所が多く認められた。これでは変圧器を過負荷から保護することが出来ず、変圧器の損焼の原因となっている。

(2) 低圧保護装置

低圧分電盤の低圧フィダー引出し口に低圧フェーズが設置されているが、現場踏査した配電用変電所のほとんどで、フェーズと並列にあるいはフェーズの代りに電線が使用されていた。このため低圧配電線を過電流から保護出来ず、ケーブル損傷または変圧器の過負荷の原因となっている。

6.4 不適切な施工・保守

以下に示すような不適切な施工・保守による問題点が顕在化している。これらはまた、事故・故障の発生件数と比較して予備品および保守要員が不足していることにも関係している。

- (a) 高低圧線の接続は手巻き接続が行われており、電線接続材料が使われていない。
- (b) 未使用ケーブルや電線屑が配電用変電所内に残置されているケースが散見された。
- (c) 絶縁テープが剥がれて、充電部が露出している個所があり、保守要員の事故につながる恐れがある。
- (d) 変圧器室の扉が完全に閉まらないなど、扉の開閉に支障をきたしている配電用変電所が多数確認された。
- (e) ケーブルを通すために空けられた配電用変電所壁面がそのまま放置されているところが散見された。
- (f) 清掃が不完全で配電用変電所内の充電部に埃がたまっていたり、ごみが残置されている

6.5 電力損失

バクー市配電網の大きな問題の一つは配電設備の電力損失がかなり高いレベルにあることである。この高い損失は、後述するように、電線路の送電容量の不足、負荷の不適切な配分、不適切なケーブル接続などに起因する技術的損失の他、そのかなりの部分を非技術的損失が占めているものと考えられる。この高い非技術的損失の放任は、電力事業の経営の健全化を阻害するだけでなく、電気料金を請求どおりに毎月支払っている人達に対する一種の差別であり、不公平感を助長することになる。このことはまた、市場経済化を進めるうえからも早急に改善しなければならない。

技術的損失はハードの問題であり、その低減には多大な設備投資を必要とする。しかしながら、BENの配電設備の旧式化・老朽化が著しく顕在化している現状から、これら設備の改修・更新が優先課題であり、技術的損失の低減は、設備の改修・更新に合わせて、2回線を基本とした系統構成への変更、適切なケーブルサイズの選定などを通じて、徐々に改善に努めることが重要と判断する。一方、非技術的損失は検針・料金請求・徴収管理などの制度上の問題であり、少ない投資で低減可能であるため、早急にその改善に着手すべきである。

(1) 月別損失率

1997年より1999年における月別の損失率を表I.6.5-1に示す。表より、配電損失率は需要の急増する冬季により大きな数値を示していることが明らかである。理想的な電気回路では、負荷が2倍に増加すると損失電力量が4倍に増加し、損失率が2倍に増加する。しかし、実際の配電系統では、需要増加の度合いも均一でないため、部分的に損失が急増し、結果的に損失率の増加は全体の需要増加率より高くなる。このことから、バクー市の損失に占める技術的損失の比率がかなり高いと考えられ、前述の損失低減対策を実

施することにより改善の効果が期待できる。

表I.6.5-1 月別販売電力量および損失率

月	1997		1998		1999	
	販売電力量 (GWh)	損失率 (%)	販売電力量 (GWh)	損失率 (%)	販売電力量 (GWh)	損失率 (%)
1	233.0	32.1	279.3	29.9	322.8	23.9
2	224.2	32.5	284.4	26.3	305.1	20.0
3	220.2	33.6	280.8	23.0	303.0	22.2
4	200.2	16.8	228.0	9.5	242.7	16.0
5	168.3	8.9	188.9	7.8	214.5	11.4
6	161.5	4.7	184.7	8.3	190.9	6.5
7	148.6	17.9	190.8	10.4	195.1	11.8
8	158.3	12.3	204.7	6.7	209.4	11.2
9	155.0	13.3	190.7	5.5	196.4	7.1
10	159.9	17.6	207.2	10.3	213.1	12.2
11	207.7	22.3	246.1	15.4	276.8	19.5
12	247.9	28.1	316.9	21.3	331.9	23.3
Total	2,284.8	22.5	2,802.5	16.7	3,001.7	17.0

(出所: BEN/ESE)

一方、配電網の系統構成や需要レベルが同じであれば、技術的損失は、各需要家における検針時期の多少のバラツキがあったとしても、同程度の値となる。表 I.6.5-1 において、1997年11月の需要:207.7 GWh; 損失:10.3%、1998年8月の需要:204.7 GWh; 損失:6.7%、1998年10月の需要:207.2 GWh; 損失:10.3%が記録されている。損失が技術的損失だけで構成されているならば、時期的に近いため需要構造に変化はないと仮定できるため、このような損失率の大きなバラツキは起こり得ないはずである。このことは、需要構造や需要レベルに余り左右されない非技術的損失も無視できない程度に存在することを示している。

(2) 非技術的損失低減のための考察

第5.3.4節で Sabunchi 地区の損失率が、バクー市全体の損失率を押し上げていると説明した。ESEより入手した地域別購入・販売電力量データから、Sabunchi 地区内で最も損失率の高い地域は Mashtaga 村であり、表 I.6.5-2 に示すように、突出した値を記録している。この地域の損失が、結果的に、Sabunchi 地区だけでなくバクー市全体の損失率を増大させていると言っても過言ではない。すなわち、Mashtaga 村の46.1%という高い損失率が、Mashtaga 村を除く Sabunchi 地区の損失率11.0%を現在の28.9%に押し上げ、更にバクー市全体の損失率を16.8%に押し上げている。

表 I.6.5-2 に、仮に Mashtaga 村の検針・料金請求・料金徴収のシステムを改善し、Sabunchi 地区の損失率(11.0%、Mashtaga 村を除く)まで低減した場合と、バクー市の平均損失率(16.8%)まで低減した場合に節約される Azenerji からの購入電力量およびバクー市の改善後の損失率を合わせて示す。

表I.6.5-2 Mashtaga村の損失改善の効果

項目	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Sabunchi (除く Mashtaga)の損失率 (%)	26.2	22.9	19.3	17.6	16.3	11.0
Mashtaga の損失率 (%)	58.7	67.5	68.8	72.4	75.0	46.1
Mashtaga の損失率が Sabunchi と同じと仮定した場合 (Mashtaga の損失率を 11.0 %に改善)						
節約可能な電力量 (GWh)	51.3	78.1	79.6	105.0	133.4	90.2
バクー市の平均損失率(改善後) (%)	25.9	20.8	23.1	21.0	18.8	14.5
Mashtaga の損失率がバクー平均と同じと仮定した場合 (Mashtaga の損失率を 16.8 %に改善)						
節約可能な電力量 (GWh)	50.7	77.9	77.0	102.2	130.4	84.2
バクー市の平均損失率(改善後) (%)	25.9	20.8	23.2	21.0	18.9	14.6

上表は、Mashtaga 村の損失率をバクー全体の平均値まで改善すれば、1998 年の損失率 16.8%を 14.6%にまで低減し(2.1%の改善)、Azenerji よりの電力購入量を 84.2GWh(60.6 億 AZM)節約できることを示している。表 I.6.5-2 で示した仮定は実現不可能なレベルでなく、電力量計の管理・検針システムを多少見直すだけで達成可能なレベルであることを認識すべきである。

非技術的損失は盗電によるものと電力計欠如あるいは不適切な検針・請求書発行・料金徴収システムによるものである。表 I.6.5-3 に電力損失の分類を示す。

表I.6.5-3 電力損失の分類

(1) 技術的損失
(2) 非技術的損失:
(2-1) 運営上の損失
(2-2) 盗電による損失
運営上の損失は下記を含む:
(2-1-1) 電力計校正不良
(2-1-2) 支払い遅れ対策不良
(2-1-3) 不適切な請求書処理
(2-1-4) 電力計不備等
(2-1-5) 政治的理由(難民への無料供給など)

6.6 電力料金の徴収動向

BEN の販売電力量に対する電気料金徴収率を検討した。1995 年から 1999 年にかけての電力販売収入および電力徴収に係る実績動向を表 I.6.6-1 に示す。

表I.6.6-1 販売収入および電力料金の徴収動向

(単位)	1995	1996	1997	1998	1999
販売電力量 (GWh)	1,704.9	2,008.2	2,284.9	2,802.5	3,001.7
請求金額 (百万 AZM)	137,999.6	158,989.1	212,102.3	276,553.4	272,289.9
徴収額 (百万 AZM)	44,254.9	54,487.1	78,339.3	77,041.1	76,866.4
差額 (百万 AZM)	93,744.7	104,502.0	133,763.0	199,512.3	195,423.5
徴収比率 (%)	32.1	34.3	36.9	27.9	28.2
未徴収分の 1 年間の月額販売量に対する月数 (月)	8.2	7.9	7.6	8.7	8.6

(出所: BEN/ESE)

上記より分かるように、1995-1999年間のBENによる電力料金の徴収実績は非常に悪い。徴収率は30%前後で推移し、年間未徴収額は平均で月額販売収入の約8ヶ月分に相当する。このような徴収率を改善するには次のような対策が必要であると考えられる。

- 各需要家と罰則規定を含んだ契約書を取り交わす
- 契約時、需要家に一定額の保証金を支払わせる(デポジット制度)
- 料金支払いの銀行口座自動引落としや需要家が利用可能な支払い方法の多様化などを促進し、料金徴収スタッフの負荷軽減を図る
- 定期的に未払い金累計額を知らせ早期支払いを促す
- 可能であれば、規定期限または額以上の支払い延滞の場合、送電停止を行う
- 送電停止が困難である場合は、法的手続きを執り、法的解決を図る
- 公益サービス利用に対する受益者負担の考えを啓蒙し、一層の意識改革を図る

6.7 BENの財務状況

第5.6節で述べたとおり、1995年より1999年にかけてBENの財務状況は悪化傾向にある。以下は悪化した財務状況の主な要因と考えられる。

(1) 平均販売単価に比べ高い配電原価の増加率

電力平均小売り単価は1995年から1999年にかけて13.4%(80.0 AZM/kWhから90.7 AZM/kWh)上昇した一方で、電力配電(販売)原価が同期間中に53.7%(63.9 AZM/kWhから98.2 AZM/kWh)上昇している。さらに販売原価(維持運営費含む)が平均小売り単価を超えており、Azenerjiからの電力購入単価とBENにおける平均販売単価との差分が、運営維持管理費用をカバーするに充分ではないことがわかる。

また、BENは料金面で優遇、補助される一般消費者を多く抱えるため、一層の財務的不利および公益政策に従った事業を強いられている現状にある。また、料金回収率の問題が改善されるとしても、現在の購入単価と販売単価の差分を考慮する限り、営業利益の確保および資本の蓄積は困難である。

(2) 料金優遇需要家への未請求電力供給による損失

請求および料金徴収を管轄するESEによると、政府の政策に沿う形で避難民やその他料金支払いが免除された需要家への請求不可能な電力供給が増加しているとのことである。BENにとってこの種の電力供給は、通常の購入および販売電力量の差分である損失量に加え、追加的な損失となる。BENではこれを販売電力量と記載するが、当然収入として計上していない。

(3) 低い料金徴収率

BENの電力供給事業による収入は電力販売によるもののみであり、低い料金徴収率は重要な問題であ

る。1995年から1999年にかけての料金徴収率(徴収額と請求額の比)は35.2%であった。年間の未徴収額の累計は月平均請求額換算で約8ヶ月分に相当する。

未徴収額の増加(未収金の累積)が招く問題は、少なくとも資金繰りに関しては、債権者への債務支払い期限を延期(未払金の累積)することで結果的に対応されている。しかし、BENが直面する財務面での状況は、配電設備の早期改修や整備に必要な資金の自己調達を困難なものとするに代わりはなく、配電事業の財務的独立性を妨げる主要な障害となっている。

従って、BENの財務面における改善を図る上で、以下が検討に値する望ましい方策であると言える。

- (a) 最低限、BENの運営維持管理および固定資産の減価償却費用支出をカバーする購入単価と平均販売単価の差分(マージン)の検討および見直し
- (b) 料金徴収パフォーマンスの早急な改善など

6.8 給電指令設備の不備

第5.2.5節で述べたとおり、BENによるバクー市配電網の系統制御は、電話あるいは無線機の通信設備と給電指令員の経験によって行われている。現状の設備において、配電網に設置されている遮断器や断路器の開閉状態や配電線の電流などの状況をリアルタイムに把握することは不可能である。給電指令の使命の一つとして、配電網に事故が生じた際に健全区間への電力供給を早期に再開することが上げられる。現状では操作員が現場に行き遮断器等を操作しなければならず、健全区間に電力供給を再開するのに多大な時間を要してしまう。また、配電システムの運用を計画する際に配電網の潮流などは重要なデータであり、これらのデータから運用計画を効率的に立てるものであるが、現状では1日に1回程度の計測しか行われていない。

上記問題点は給電指令所設備面からみるならば、現状の給電指令所の設備において配線がされていないことを含めて、下記設備が設置されていないためと判断される。

- 給電指令所と、配電網内に設置されている遮断器や断路器などとの間の情報伝送路・情報通信機器
- 配電網内に設置されている遮断器を給電指令所より遠隔制御する設備
- 配電線の潮流を遠隔計測する設備
- 操作記録や計測データを自動的に記録・保存する装置

現状の配電網におけるBENとAzenerjiとの操作責任区分は、変電所ごとに決められており、統一されていない。すなわち、Azenerjiのある変電所では送り出し用遮断器の操作はBENが行い、別の変電所ではAzenerjiが操作を行うといった状況である。現状の運用において特に問題は発生してはいないが、今後配電設備の自動制御装置が導入され、整備が進んでいくと、このような操作責任区分が配電用変電所ごとに違うことにより、自動制御装置の仕様および操作方法が統一されず、自動制御機器の保守上問題も発生す

ることが予想される。したがって、配電用変電所の遮断器操作は Azenerji が責任持ち、配電網内の遮断器などの操作は BEN が責任を持つような統一された責任区分を設ける必要がある。

現状の給電指令所では、BENの全配電システムを表示板2面のみで表示しているが、電力需要の伸びに伴う設備の増大に対して現状の表示板では限界があり、電力潮流などを板上に表示することは困難である。また、人間工学的にみても現状以上の配電システムを表示した場合には、給電指令員が即座に判断するのは難しく、かえって系統制御の遅延をもたらす可能性が高い。したがって、配電システムを複数の区間に区切り、その区間の遮断器を表示板上に表示し、系統図を簡略表示するようにし、指令員に対する負荷を軽減する配慮が必要であると思われる。その際に、コンピュータシステムを利用して詳細情報を指令員に伝えるようにする方法が考えられる。配電網の自動制御化に伴い電力供給の信頼度は向上するものと考えられるが、給電指令員に対する負荷を軽減することにより、より一層の供給信頼度の向上に寄与できるものとする。

また、現状の給電指令は指令員の経験に頼っている部分が多いが、その給電員が高齢化しており、今後何らかの対策を行わなければ将来的に配電網の的確な制御が困難になることが予想される。若手の雇用も重要であるが、現状の給電指令員のノウハウをマニュアル化あるいはデータベース化して技術を継承する対策を早急に講じる必要がある。

6.9 配電設備維持管理のための地域割り

第5.1節で、バクー市の運営している配電設備を効率的に維持・管理するため、全供給地域を中央システムと郊外システムに2分割し、更にそれらを20のネットワーク・エリアに分割していると説明した。BENは需要家に安定した、信頼度の高い電力を供給することを目的とした事業体であり、管轄地域をある程度の広がりを持った地域に分割し、系統事故などの不測の事態に迅速に対応出来る体制を確立することは必要であり、妥当なことである。

現在のネットワーク・エリアの地域割りがいかなる考え・経緯によってなされたか明らかではないが、問題となるのは、市の行政区分と全く無関係に地域割りされていると思われることである。需要家に安定した電力を供給するための設備整備は、そのニーズに基づいて適切に行われなければならない。そのために、電力需要予測は重要であり、予測のための基礎となる各種の人口統計、公共設備の整備状況、地域別の経済活動状況などの他に、地域開発計画、電力供給に対するアンケート調査などの現状を把握するための調査が必要となる。しかし、これらの基礎的な資料の整備は、通常は他の機関によって行政地域区分に応じて行われる。実際の電力のニーズと電力供給設備整備の整合性を容易に図るうえから、電力供給側の各種の管理資料も一般の基礎資料・計画の地域区分と統一してあるほうがはるかに便利であり、より正確な計画策定が期待できる。

事実、第1次現地調査において、ネットワーク・エリアの地域区分の状況を把握するため関係者に問い合わせを行ったが、各エリアの担当者に管轄区域を周知徹底させるための地図が作成されていないだけでなく、BENの担当者が各エリアの境界を正確に説明できなかった。当然、配電設備管理のための各種台帳

や事故記録などもネットワーク・エリアをベースに整理されているため、調査対象地域内の配電設備の特定や事故記録などの収集・整理・分析に多大な労力を要した。ただし、電気料金の徴収システムは行政区域をベースとしてなされており、地域別の需要の把握が容易であった。