

ガーナ共和国
エネルギー省
ガーナ電力公社
ボルタ河電力公社北部電力局

ガーナ国 配電部門マスタープラン策定調査

ファイナルレポート 別冊 1 配電網更新・増強・延伸 マスタープランマニュアル

平成20年9月
(2008年9月)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

委託先
中部電力株式会社

産業

JR

08-028

配電網更新・増強・延伸マスタープランマニュアル

目 次

1章	マスタープランマニュアルの概要	1
1.1	マスタープランマニュアルの概要	1
1.2	マスタープラン策定の基本方針	1
1.3	マスタープラン策定の手順	2
2章	電力需要予測	3
2.1	マクロ需要予測手法	3
2.1.1	マクロ需要予測の目的	3
2.1.2	計量経済学的手法とボトムアップ的手法	3
2.1.3	需要予測式	4
2.1.4	マクロ需要予測事例	6
2.1.5	データが不十分な場合のマクロ需要予測	8
2.2	ミクロ需要予測手法	9
2.2.1	電化対象施設の特定と施設数の想定	9
2.2.2	各家屋・施設の電力需要原単位の作成	10
2.2.3	電力需要想定の実施	10
2.2.4	まとめ	11
3章	配電計画	12
3.1	配電計画手法	12
3.1.1	需要想定と効率投資	12
3.1.2	配電線の計画	13
3.1.3	配電線の電気的特性	13
3.2	配電網更新・増強・延伸手法	19
3.2.1	配電線更新	20
3.2.2	配電線増強	21
3.2.3	配電線延伸	23
3.3	配電システム解析手法	24
3.4	配電設備設計手法	32
3.5	配電設備積算手法	35
3.6	低圧配電線の設備形成手法	36
3.7	配電設備運用手法	41
3.7.1	配電ロス算定手法	41
3.7.2	電圧管理手法	44
3.7.3	配電設備を管理する各種資料の作成及び整理手法をまとめた「配電設備管理資料の作成・整理マニュアル」	46

4章	系統計画	48
4.1	電力系統構成	48
4.2	供給信頼度の考え方	49
4.3	系統計画の概念	50
4.4	拡充の判断基準	51
4.5	拡充の選択	51
4.6	短絡容量の増大対策	52
5章	経済財務分析	53
5.1	財務・経済分析手法	53
5.2	財務分析手法	55
5.3	経済分析手法	56
5.4	結果の評価	56
6章	優先順位の決定基準	58
6.1	各計画の優先順位の決定基準	58
6.1.1	更新、増強、延伸計画の優先順位の考え方	58
6.1.2	延伸計画の基準 (criteria)	59
7章	基本データ集	61
7.1	基本データ集の作成の目的	61
7.2	基本データ集の作成手法	61
7.3	基本データ集の更新手法	61

1章 マスタープランマニュアルの概要

1. 1 マスタープランマニュアルの概要

(1) マスタープランマニュアル作成の目的

マスタープランマニュアル（以下「本マニュアル」という）作成の目的は、本件調査終了後においても、カウンターパート（以下「C/P」という）が、これを用い、独自に配電網更新・増強・延伸マスタープラン（以下「マスタープラン」という）の見直しや更新作業を円滑に行えるようにすることである。

また、本マニュアルには、マスタープラン策定時の参考情報となり、且つ、配電事業経営改善計画にも資する、配電設備運用手法についても記述している。

(2) 本マニュアルの構成

本マニュアルは、以下の構成となっている。

- 1章 マスタープランマニュアルの概要
- 2章 電力需要予測
- 3章 配電計画
- 4章 系統計画
- 5章 経済財務分析
- 6章 優先順位の決定基準
- 7章 基本データ集

具体的なマスタープラン策定手法を、2章～6章に示す。7章は、マスタープラン策定・更新を効率的に行うために作成する基本データ集について記述している。

(3) マスタープラン更新時の留意事項

マスタープラン更新時には、本マニュアルを参照し作業を実施することとなるが、その時の状況にそぐわない事象がある場合は、適宜本マニュアルを修正し、柔軟に対応することが望ましい。

1. 2 マスタープラン策定の基本方針

配電網更新・増強・延伸マスタープランは、以下（1）～（3）を基本方針として策定する。

(1) 都市部設備更新・系統強化による電力会社の収益率改善

都市部の電力設備更新および増強などの系統強化を重点的に実施する計画を策定することで、供給信頼度を向上させ、電力会社の収益率改善につなげる。

(2) 系統解析の確実実施および対策立案による電力品質の向上

配電線末端の電圧降下解析などの系統解析を確実に実施し、問題箇所について適切な対策を立案することで、電力品質の向上につなげる。

(3) 適切な経済財務分析による地方電化の推進

未電化地域を的確に洗い出し、経済財務分析を確実に実施し、優先順位を明確にした上で、地方電化を推進する。

1. 3 マスタープラン策定の手順

配電網更新・増強・延伸マスタープラン計画は、全国規模の配電設備の更新・増強及び配電線の延伸計画をまとめた10年規模のマスタープランを策定するものであり、以下の表1. 1に示す手順により実施する。

表1. 1 マスタープラン策定手順

ステップ	具体的手順
1	マクロ需要想定を考慮し、既存配電システムの配電システム解析を実施し、増強要否を検討する。
2	ミクロ需要想定（村落需要調査）に基づき配電網の延伸を検討する。 〔配電網延伸は、既設の中圧配電線から延伸する。なお SHEP4 による配電線延伸計画を考慮する必要がある。〕
	マクロ需要想定も考慮し、既存配電システムと新設配電システム全体の配電システム解析を実施し、増強要否の再検討を行う。
3	配電網更新の要否を検討する。
4	配電設備工事費の積算を実施し、優先順位付けを行う。
	上記検討結果をもとに、配電網更新・増強・延伸計画（案）を策定する。

【マスタープラン策定フロー】

```

graph TD
    A[ステップ1 マクロ需要想定に基づいた  
既存配電設備の検討] --> B[ステップ2 ミクロ需要想定に基づいた  
既存および新規配電設備の検討  
(増強計画 & 延伸計画)]
    A --> C[ステップ3 既存設備の  
取替に関する検討  
(改良計画)]
    B --> D[ステップ4 プロジェクト化 & 優先順位付け]
    C --> D
    D --> E[配電網更新・増強・延伸マスタープランの策定]
    
```

マスタープラン策定の範囲としては、下表のとおりである。

要素	対象範囲
既設配電設備の拡充・改良	中圧配電線、開閉器
電化による配電線新設	中圧配電線、開閉器、二次変電所変圧器

2章 電力需要予測

2. 1 マクロ需要予測手法

2. 1. 1 マクロ需要予測の目的

マクロ需要予測は、様々な目的のために実施される。主要な目的は以下のとおりである。

- 発電計画
- 送配電開発計画
- 財務計画・料金設定

マクロ需要予測の本質は、どのような要因が電力需要の変化に関係しているか、見定めることである。適切な要因を見つけ、関係式、予測シナリオ（ベースケース、低需要ケース、高需要ケース等）を作成していくことである。

2. 1. 2 計量経済学的手法とボトムアップ的手法

電力需要想定手法には、一般的に大きく分けて2つの手法がある。ひとつは、経済・社会指標との相関関係や過去の電力需要のトレンドにより想定する「計量経済学的手法」（マクロ分析）、もう一つは、電力需要を構成する要素別に想定を行い、それを積み上げることにより需要を想定する「ボトムアップ的手法」（マイクロ分析）である。それぞれの手法には長所・短所がある。データに関して例を挙げると、前者はデータの種類の比較的少なくても良いが、想定期間あるいはそれ以上の長期に亘る時系列データを必要とする。一方で、後者は、前提条件となる様々な詳細なデータが必要となるが、時系列データは必要ない。

配電設備の中長期計画は、その設備量が膨大なことから基本的にはマクロ分析により実施される。このため、「既設配電設備の拡充・増強」の検討はこうした分析により実施することとなる。一方、「電化による配電線新設」は対象となる村落の個別状況を考慮する必要があることから、マクロ分析に加えて村落調査等から得られる情報のマイクロ分析を加えて実施することとなる。

本調査では、データの入手および需要想定モデル構築が容易であること、データおよびモデルの更新が容易であること、ECG が既に計量経済学的手法を採用していること、などを勘案し、現在 ECG が採用しているデータおよび想定手法を基本とする。

マクロ需要予測フローの概略を図2. 1に示す。

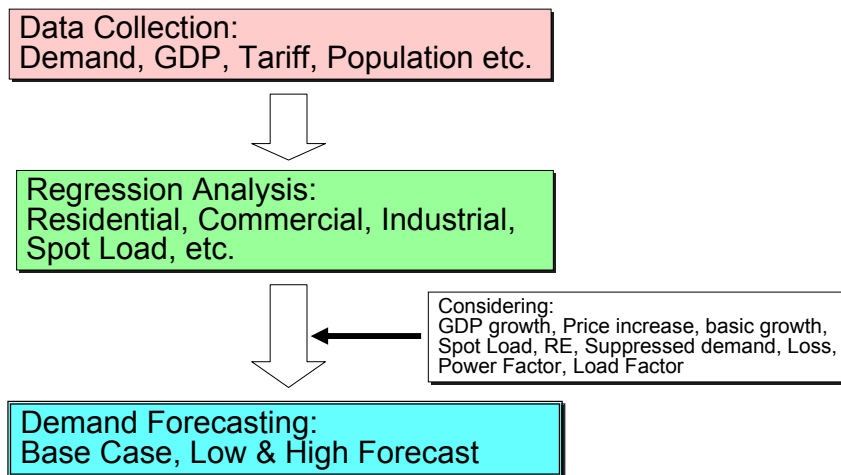


図 2. 1 マクロ需要予測フロー

2. 1. 3 需要予測式

2006年に実施された”Review of ECG’s Load Forecast Model”に基づき、需要予測を実施する。

電力需要は、いくつかの要因によって決定される。これらの中でもっとも起因するものは、人口増加、経済活動、電気料金等である。これらの要因と、電力需要の関係は、過去のデータを参照することで確認できる。確認した関係（回帰式）を将来需要の予測に利用することが、「計量経済学的手法」の基本である。

ほとんどの国の事例では、経済成長が電力需要の増加に最も関係している。国内総生産（GDP）は、経済活動を示す、もっとも信頼でき、利用できる指標である。また、電気料金も需要との相関が大きい。ここでは、以下の式を基本式とする。

$$D_i = K * GDP_i^e * P_i^p \quad (1)$$

- D_i: 電力需要
- K: 定数項
- GDP_i: 国内総生産
- P_i: 電気料金
- e: GDPに関わる弾性値
- p: 料金に関わる弾性値

人口増加もまた、電力需要に関係の深い要因のひとつである。しかし、国の電化が不完全な場合、需要に直接影響しない場合がある。本調査では、人口増加の代わりに GDP や電気料金から独立した係数を設定し、精度向上を図る。

$$D_i = K * (1 + g_b)^i * GDP_i^e * P_i^p \quad (2)$$

- g_b: GDP、電気料金から独立した成長係数

回帰分析を実施するためには、関係式をより単純化（線形化）する必要がある。
定数項については、ベース年（0年目）で割り返すことで消去できる。

$$D_i / D_0 = (1 + g_b)^i * (GDP_i / GDP_0)^e * (P_i / P_0)^p \quad (3)$$

更に、前年値で割り返せば、GDPの成長率、電気料金の増加率という項目の関係式となる。

$$D_i / D_{(i-1)} = (1 + g_b) * (GDP_i / GDP_{(i-1)})^e * (P_i / P_{(i-1)})^p \quad (4)$$

または

$$(1 + g_{Total}) = (1 + g_b) * (1 + g_{GDP})^e * (1 + g_P)^p \quad (5)$$

- g_{Total} : 需要の増加率
- g_{GDP} : GDP成長率
- g_P : 電気料金増加率

上記の式は、自然対数を取ることで、重線形式に変換できる。

$$\ln(1 + g_{Total}) = \ln(1 + g_b) + e * \ln(1 + g_{GDP}) + p * \ln(1 + g_P) \quad (6)$$

この式をもって、回帰分析を実施し、マクロ需要予測を実施する。

ECGは、家庭用、商業用、工業用別に（6）に示した式を作成し、前年度の需要に成長率(1+g_{Total})をかけた形で需要を予測している。

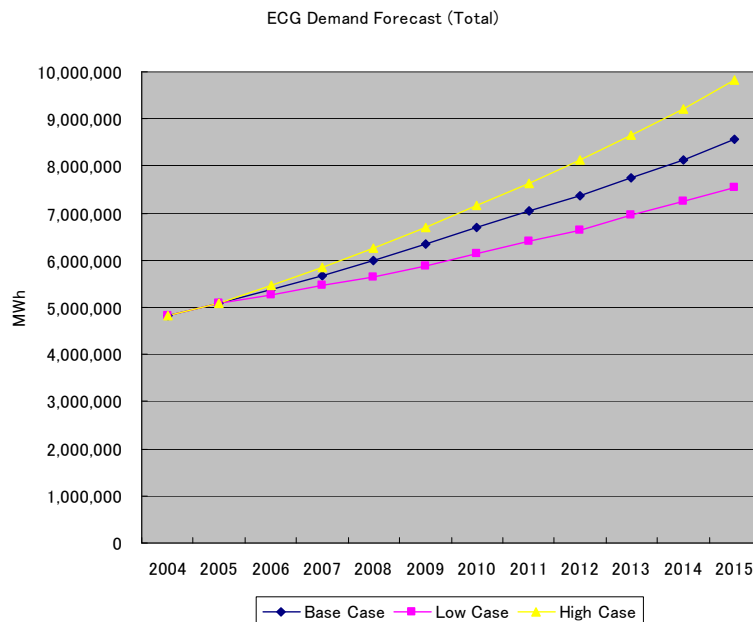


図 2. 2 マクロ需要予測結果（例）

2. 1. 4 マクロ需要予測事例

ここでは、簡単に需要予測の流れを示すため、ガーナ国全体の電力需要（家庭用、工業用、商業用、ロス電力等全て含む）を対象に、予測を実施した例を示す。

(1) データの取得

2. 1. 3 で示した式を基本とするため、全体電力需要、GDP、電気料金データを取得する。1997年～2004年の需要、GDP、電気料金データの推移を表2. 1に示す。

表2. 1 電力需要、GDP、電気料金の推移

	Category	Unit	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Demand	Purchase	MWh	3,386,262	3,431,563	3,848,251	3,918,610	4,174,896	4,326,293	4,495,963	4,818,055
GDP	Total	Bill. Cedis	4533.9	4746.9	4956.9	5142.1	5357.1	5600.8	5894.6	6237.8
Tariff	Total Tariff	Cedis/kWh	190	400	500	450	580	750	800	780

(2) 回帰分析の実施

2. 1. 3 の式では、下記の式に対する回帰分析を実施する必要がある。

$$\ln(1+g_{\text{Total}}) = \ln(1+g_b) + e \cdot \ln(1+g_{\text{GDP}}) + p \cdot \ln(1+g_p) \quad (6)$$

- g_{Total} : 需要の増加率
- g_{GDP} : GDP 成長率
- g_p : 電気料金増加率
- g_b : GDP、電気料金から独立した成長係数

このため、まず、各年の需要増加率、GDP 成長率、電気料金増加率を計算し、その自然対数値を計算する必要がある。

表2. 2 電力需要、GDP、電気料金の増加率

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
1+g total		101.34%	112.14%	101.83%	106.54%	103.63%	103.92%	107.16%
1+g GDP		104.70%	104.42%	103.74%	104.18%	104.55%	105.25%	105.82%
1+g Price		210.53%	125.00%	90.00%	128.89%	129.31%	106.67%	97.50%

表2. 3 電力需要、GDP、電気料金の増加率自然対数値

Ln	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
1+g total		0.01	0.11	0.02	0.06	0.04	0.04	0.07
1+g GDP		0.05	0.04	0.04	0.04	0.04	0.05	0.06
1+g Price		0.74	0.22	-0.11	0.25	0.26	0.06	-0.03

これをもって、重線形回帰分析を実施すると、以下の結果を得ることができる。

表 2. 4 回帰分析結果

各係数	数値
e: GDP に関わる弾性値	0.80423
p: 料金に関わる弾性値	-0.02377
$\text{Ln}(1+g_b)$	0.01852
gb:	1.87%

この結果を実測値（1998年～2004年）と比較した結果、実測値と予測値の誤差は、すべて実測値の4%以内に収まっており、十分な精度を示していると言える。

電力需要の推移

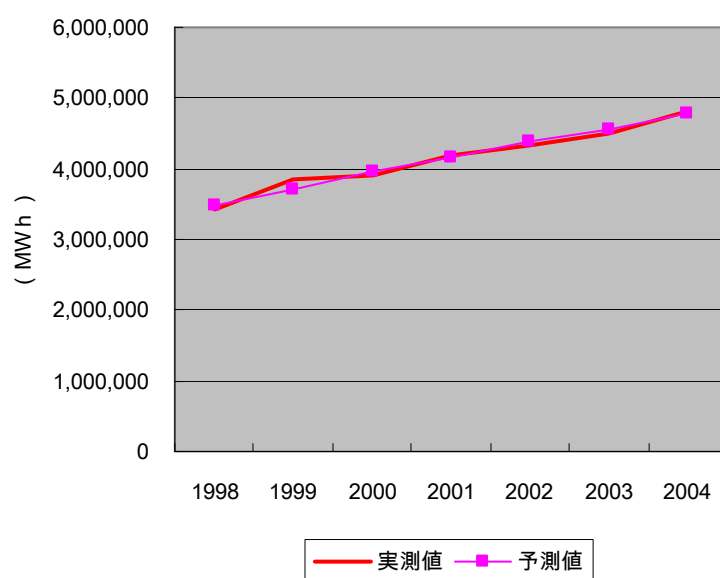


図 2. 3 電力需要 実測値と予測値の比較

(3) 需要予測の実施

需要予測では、GDP 成長率、電気料金増加率を想定して需要の増加率を計算することとなる。

$$\text{Ln}(1+g_{\text{Total}}) = 0.01852 + 0.80423 * \text{Ln}(1+g_{\text{GDP}}) - 0.02377 * \text{Ln}(1+g_p) \quad (7)$$

仮に、 $g_{\text{GDP}}=6.0\%$ 、 $g_p=10.0\%$ と想定すると、 $g_{\text{Total}}=6.51\%$ となる (Base Case)。この条件が 10 年間続くとすれば、需要予測結果は以下ようになる。

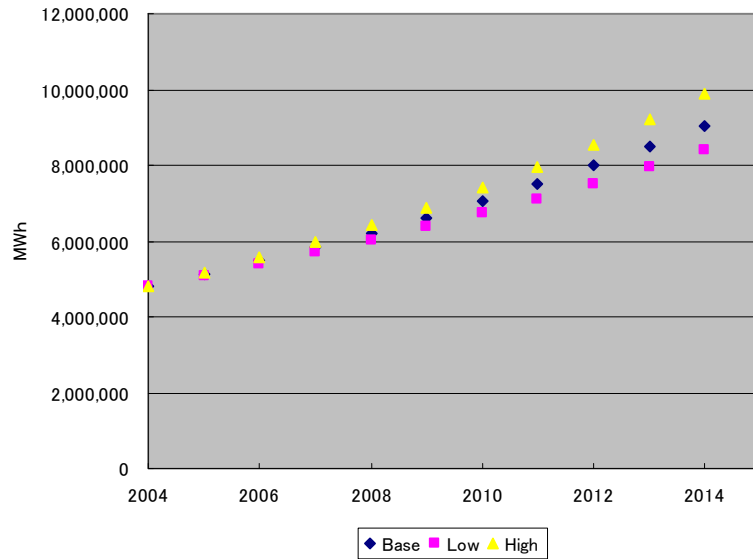


図 2. 4 電力需要予測結果（事例）

なお、実際の需要予測では、ベースケース、低成長モデル、高成長モデルとしてシナリオを設定（GDP 成長率等を設定）するとともに、家庭用・産業用・工業用等に細分化した回帰分析を行う必要がある。

2. 1. 5 データが不十分な場合のマクロ需要予測

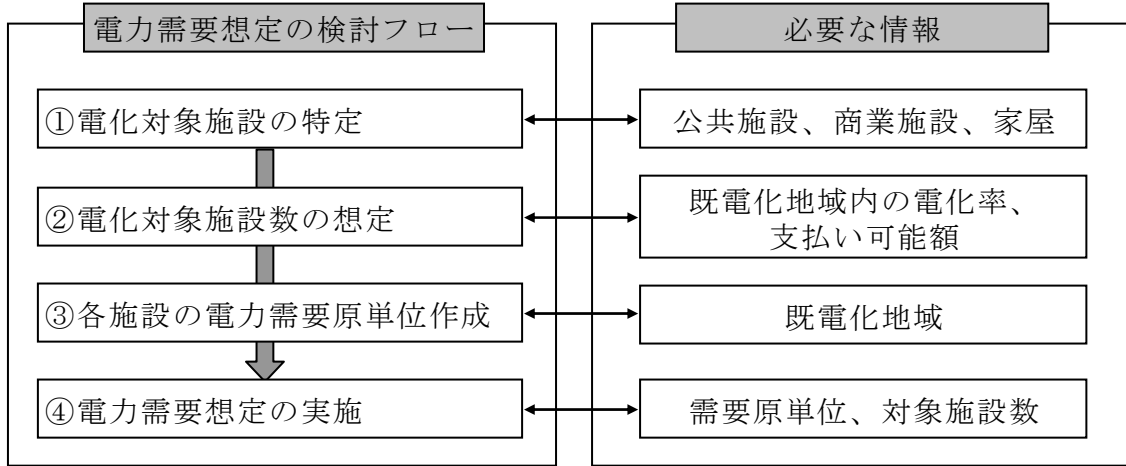
上記で示したとおり、計量経済学的手法によるマクロ需要予測は、GDP 成長率、電気料金増加率等を変数として、家庭用、商業用、工業用別の需要予測式を作成することが基本である。

配電計画に関するマクロ需要予測では、変電所毎に需要を予測し、計画を策定していく必要がある。しかし、変電所毎の需要データは不足している場合が多い。

そこで、変電所等でデータが不十分な場合、需要データの代替として、過去 5 年程度の変電所電流値を需要とみなし、2. 1. 3、4 で示した方法に基づいた予測を実施する。

2. 2 ミクロ需要予測手法

配電網の延伸計画の策定は、村落ごとの電力需要量を予測し、その結果に基づいて行われることが必要である。このため、家屋数、商業・公共施設数、電気機器の使用状況などを調査し、各区域の需要規模を想定する。需要予測のフローは、次のとおりである。



2. 2. 1 電化対象施設の特定と施設数の想定

村落社会経済調査に基づき、電化対象施設と施設数を決定する。村落社会経済調査の基本的な枠組みは次のとおりである。

村落社会経済調査の枠組みの例

調査対象	サンプル村落（予算・調査期間に応じて決定） ○既電化村落と未電化村落 ○一般家庭、商業施設、公共施設
調査内容	<p>1. 基本情報： 集落の規模、住居の集積程度、世帯数、人口動態、家屋状況、住民の就業形態、所得と支出状況、インフラ整備状況、開発計画、商業・公共施設（商店、食堂、学校、病院、集会所等）の状況と数、互助組織・水利組合等の地域組織の有無など</p> <p>2. 電化関連： (1) 既電化村落 電化製品の使用状況や利用時間・時間帯、電気料金の支払いデータ、電化時期・電化方法、家屋電化率、電気システムの責任・管理体制、家屋電化率の低い理由（供給者・需要家サイド）、電気への意識・満足度、電化後の村落状況の変化など。 (2) 未電化村落 実際のエネルギー関連支出（灯油、電池、車のバッテリー、ディーゼル発電機等）から想定できる支払い可能額、電化対象となる住居・施設の分布状況（既存送配電線から各未電化村落までの距離）、電化計画の有無とその方法、電化への期待（他の必要となるニーズと電気ニーズの比較）、将来的に利用したい家電製品、社会的に電化を必要とする施設の有無、未電化の理由（供給者サイド、需要者サイド）など。</p> <p>3. 未電化村落の場所と人口 サンプリング調査以外の未電化村落も含め、ターゲットとする村落の位置と人口を統計等から特定する。</p>
調査方法	<ul style="list-style-type: none"> 電化の有無、オングリッドとオフグリッド電源の違い、家屋電化率の高低等で分類できる各村落においては、状況に応じてその質問内容と質問方法を選択する。 定性的な情報は、各種インタビューやグループディスカッションを重視する。 世帯レベルの情報は、各村落 30～50 世帯を対象として、主に質問票で調査する。より定性的な情報を得るために数世帯でのインタビュー等を組み合わせる。

電化対象家屋数と商業店舗数については、支払い可能額、既電化地域における電化家屋・施設数をベースに決定する。公共施設については、その規模や電化の必要性に応じて対象施設数を決定する。

2. 2. 2 各家屋・施設の電力需要原単位の作成

家屋・施設ごとの電気機器については、村落社会経済調査によって得られたデータに基づき、決定する。また、各電気機器の容量は、村落社会経済調査または個別の調査により、標準的な容量を設定する。電化製品の需要原単位の例示は次のとおり。

電気機器	容量 (W)	電気機器	容量 (W)
カラーテレビ (20インチ)	80	白熱灯	60
カラーテレビ (14インチ)	60	蛍光灯	36
ビデオレコーダー	20	天井型扇風機	60
ステレオ	18	エアコン	1,200
中型冷蔵庫	135	アイロン	1,100
冷凍庫	240	電気コンロ	2,200

2. 2. 3 電力需要想定の実施

(1) 家屋・施設ごとの電力需要の想定

①家屋の電力需要

各電気機器の利用時間帯を施設・家屋ごとに把握することは困難であるため、ここでは、平均的な家屋の需要量 (W) を次の式によって求める。

$$(電化製品Aの個数 \times 容量(W) + 電化製品Bの個数 \times 容量(W) + \dots) / 不等率$$

平均的な家屋の電力需要について一例を示せば、次のマトリックスのとおりである。この例の場合、平均的な家屋一世帯あたりの需要量 (W) は、121.0 (W) となる。

	カラーテレビ(小)	カラーテレビ(大)	ステレオ	携帯電話	白熱灯	蛍光灯	天井型扇風機	携帯用ライト	不等率	合計容量
容量(W)	60	80	18	1	60	36	60	5		
一世帯当たり個数	0.20	0.25	0.39	0.38	2.41	0.94	0.36	0.39		
小計	12	20.2	6.93	0.38	144.72	33.95	21.84	1.95	2	121.00

②商業施設・公共施設

商業施設の種類ごとに、使用している電化製品の種類をリストアップする。その電化製品ごとに個数、容量を調査し、それを家屋と同様に積み上げて算出する。

(2) 家屋・施設数の想定

電化対象となる家屋数や施設数に関する情報がある場合には、その情報を基に電力需要想定を実施する。

しかしながら、こうした情報が十分に入手できていない場合には、人口統計を用いて家屋数・施設数を概算することも一案である。具体的には、サンプル調査された村落のデータに基づき、人口と家

屋数、商業施設数、公共施設数との相関関係を明らかにし、その結果に基づいて家屋数や施設数を推測する。その際、地域差を考慮し、州別または郡別に概算するなどの工夫が求められる。

2. 2. 4 まとめ

2.2.1 から 2.2.3 までをまとめると、次の表のような計算式で各村落の電力需要想定が行われることとなる。

対象施設	需要想定
家屋	家屋ごとの電力需要量×家屋数×世帯電化率
商業施設	施設ごとの電力需要量×施設数×施設電化率
公共施設	公共施設の電力需要量×施設数×施設電化率
公共施設(*1)	公共施設の電力需要量×施設数

*1 政策的にすべての電化が進められている公共施設（例：中学校、医療施設など）

電化率については、既電化村落の中で実際に電化されている家屋や商業・公共施設の割合を参考にして設定する。なお、政策的にすべての電化が進められている公共施設（例：中学校、医療施設など）については、電化率を 100%と想定するため、施設電化率を設定する必要はない。

3章 配電計画

3.1 配電計画手法

3.1.1 需要想定と効率投資

配電線路を計画するにあたっては、供給区域の需要の実状を知ることが極めて重要である。電力の需要は経済および文化の向上にともなって増加し応用範囲も多種多様にわたる。配電計画の策定にあたっては、このような需要動向について将来の需要増加量、需要構造変化などを的確に把握し、繰り返し工事や過大投資などによる損失が生じないように、効率的な投資計画を策定しなければならない。

需要の想定にあたっては、特別な場合以外は実測が困難であるため、統計的な考え方をを用いるのが一般的である。

種々の電気機器は全部が一度に使用されることは極めて少ないことから、需要家の電気機器の容量の総和と同程度の設備容量をもつ配電設備を建設する必要はない。需要の想定にあたっては、需要率、不等率および負荷率といった考え方が一般的に考慮される。

(1) 需要率

ある期間中における需要家の最大需要電力と設備容量（その需要家に供給するための設備の定格容量の総和）との比を需要率という。

$$\text{需要率} = \frac{\text{最大需要電力 [kW]}}{\text{設備容量 [kW]}} \times 100[\%]$$

全ての設備が同時に全負荷で使用することはまれであるから、需要率は100%以下となる。

(2) 不等率

配電線に属する需要家相互間、あるいは配電用変圧器相互間などの同種類の需要を一群とした場合、各戸の最大需要電力は同時刻に発生するものではなく、その発生には時間的なずれがある。したがって、各戸の最大需要電力の総和は、需要を一括りにしたときの最大需要電力よりも大きい。この割合を示す係数を不等率といい、これは1よりも大きい数字となる。

$$\text{不等率} = \frac{\text{各戸の最大需要電力の総和 [kW]}}{\text{総合した最大需要電力 [kW]}}$$

(3) 負荷率

電力の使用は、時刻によって（あるいは場合によっては季節によって）相応に変化する。需要家あるいは変電所などにおける、ある期間中の平均需要電力とその期間中の平均需要電力とその期間中の最大需要電力との比を負荷率といい、百分率で表される。

$$\text{負荷率} = \frac{\text{平均需要電力 [kW]}}{\text{最大需要電力 [kW]}} \times 100[\%]$$

負荷率はその電気設備が有効に利用される程度を表し、負荷率が高いほど有効に利用されていることになる。電力供給者の立場からいうと、負荷率の大小に関わらず負荷の最大需要電力に応するだけの供給設備を用意する必要がある。

負荷率の期間の取り方に、1日、1カ月、1カ年などがあり、それぞれ日負荷率、月負荷率、年負荷率という。

3. 1. 2 配電線の計画

配電系統は面的な広がりをもち、網の目のようになっているので地域の特性に見合った計画手法が必要である。

したがって、配電線路の構成にあたっては、当該地域の要求供給信頼度のレベル、経済性、保守運用面、既設設備との関連等を総合的に勘案して決定する。

(1) 配電電圧の選定

中圧配電線では公称 33kV と 11kV の 2 種類の電圧階級がある。したがって、想定される配電線亘長および負荷密度に対して、技術的・経済的により適した電圧を選定することが重要である。

(2) 配電線ルートを選定

配電線ルートを選定にあたっては、電源と需要地点とを結ぶ距離が最短となるようにルートを選定することが基本であるが、同時に保守、運用面からも都合のいいルートを選定しなければならない。また、巡視や故障復旧が困難な場所や、気象条件などの影響を受けやすい場所はできるだけ避けるようにしなければならない。

(3) 電線の太さと種類の決定

電線の太さを決定する要素としては許容電流、電圧降下および機械的強度などがある。都市部の配電線では亘長が短いため、電圧降下によって制限されることは少なく、許容電流によって決定される。これに反し、地方部の配電線では負荷は比較的少なく亘長が長い場合が多いから、主に電圧降下によって太さが決定される場合が多い。

(4) 変圧器容量の決定

変圧器の容量を決定するにあたっては、実負荷の最大値を推定する。これは設備負荷に需要率を乗じ需要家間の不等率で除して得られる。最大負荷が変圧器容量を超過する場合、ごく短時間であれば変圧器の過負荷状態の使用は許容される。ただし、過負荷状態での運転は変圧器の寿命に悪影響を及ぼすため、ごく短時間の超過に留めるべきである（変圧器の寿命を多少犠牲にしても短時間の超過を許容した方が経済的にメリットがある場合にのみ実施すべきである）。

3. 1. 3 配電線の電気的特性

配電線を計画するのに必要な電気基礎理論を記述する。

(1) 線路定数

配電線路は送電線路に比べて電圧が低く、線路亘長が短いので、基本的には抵抗とインダクタンスのみを考慮すればよい。（地絡電流を計算する場合は、対地静電容量を考慮する必要があるがここでは省略する。）

(a) 抵抗

電線 1km あたりの抵抗を $r[\Omega/\text{km}]$ とすれば、長さ $l[\text{m}]$ の電線抵抗値 $R[\Omega]$ は次のようになる。

$$R = \frac{r l}{1000} \quad [\Omega]$$

また、電線の断面積を $A[\text{mm}^2]$ 抵抗率を $\rho[\Omega\text{mm}^2/\text{m}]$ すれば、次式で計算できる。

$$R = \rho \frac{l}{A} \quad [\Omega]$$

電線の抵抗は、一般に 0°C または 20°C の温度における値で表しているが、温度がこれと異なる場合には、次式によって換算する。

$$R_t = R_{t_0} [1 + \alpha(t - t_0)]$$

- ただし、
- t_0 : 基準の温度 [$^\circ\text{C}$]
 - t : 任意の温度 [$^\circ\text{C}$]
 - R_{t_0} : t_0 [$^\circ\text{C}$] における抵抗 [Ω]
 - R_t : t [$^\circ\text{C}$] における抵抗 [Ω]
 - α : t_0 [$^\circ\text{C}$] における材料固有の温度係数

(b) インダクタンス

電線のインダクタンスは、流れる電流によって生じる磁束と、電線の鎖交数で決まる。したがって、電線の太さや配置により、また電流の流れ方によっても異なる値となる。

単相二線式および三相三線式の場合の電線 1 条あたりのインダクタンスは、一般に次式で表される。

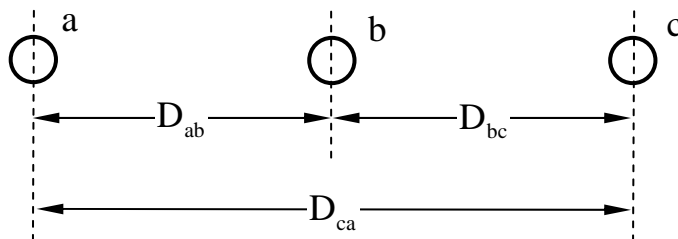
$$L = 0.05\mu_s + 0.4605 \log_{10} \frac{D}{r} \quad [\text{mH}/\text{km}]$$

ただし、

- μ_s : 電線の比透磁率
- r : 電線の半径 [m]
- D : 電線の等価線間距離 [m]

二線式の場合 電線相互間の中心距離

$$\text{三線式の場合 } D = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}}$$



(2) 電圧降下

需要家への供給電圧を許容値内に収めるためには、配電線における電圧降下値がどの程度であるかを把握する必要がある。

(a) 一般式

図AAに示す等価回路において、 E_s : 送電端電圧、 E_r : 受電端電圧、 I : 線電流、
 R : 配電線の抵抗 (1相あたり)、 X : 配電線のリアクタンス (1相あたり)、
 $\cos \theta$: 負荷力率とすれば、ベクトル図は図BBのようになる。
 これより E_s は、次式となる。

$$E_s = \sqrt{(E_r + IR \cos \theta + IX \sin \theta)^2 + (IX \cos \theta - IR \sin \theta)^2}$$

この式において、第2項は第1項に比べて E_s 、 E_r に影響することが少なく、これを省略しても差しつかえない程度であるから、これを無視すれば、

$$E_s = E_r + IR \cos \theta + IX \sin \theta$$

したがって、電圧降下 e は次式で与えられる。

$$\begin{aligned} e &= E_s - E_r \\ &= I(R \cos \theta + X \sin \theta) \end{aligned}$$

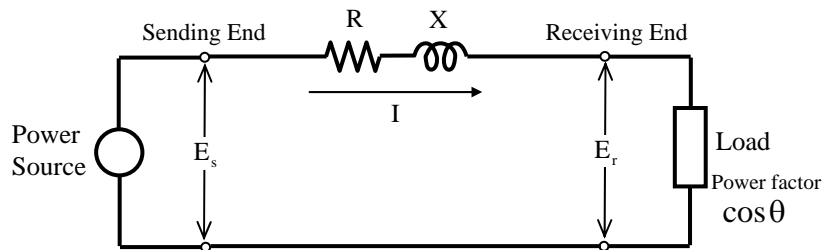


図 AA 等価単相回路

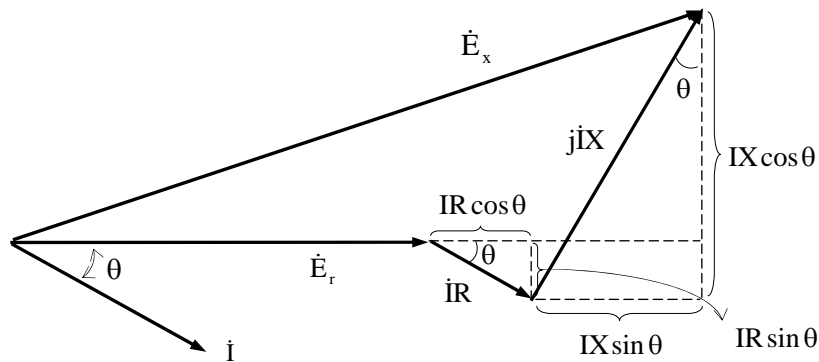


図 BB 等価回路のベクトル図

(b) 末端集中負荷線路

配電線の終端のみに負荷があつて途中には負荷がなく、かつ配電線の途中で電線路の分岐等がないような場合、電流値 I は一定値となる。この場合、単相二線式、三相三線式の電圧降下 e については、それぞれ次式で求められる。

< 単相二線式 >

$$e = 2E_s - 2E_r$$

$$= 2I(R \cos \theta + X \sin \theta)$$

< 三相三線式 >

$$e = \sqrt{3}E_s - \sqrt{3}2E_r$$

$$= \sqrt{3}I(R \cos \theta + X \sin \theta)$$

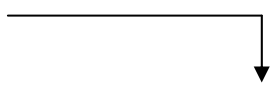
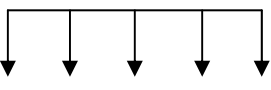
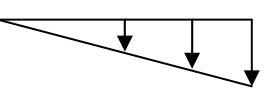
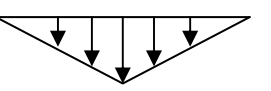
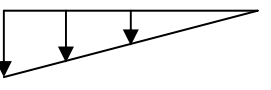
(c) 分布負荷線路

実際の配電線は、配電線の終端だけではなく、線路の途中にも負荷が存在する。したがって、負荷の力率を $\cos \theta$ 、線路の単位長さ当たりの抵抗およびリアクタンスをそれぞれ R 、 X [Ω / km] 電線路互長を l [km]、送電端電流を I とすると、この線路の電圧降下 e は次式で与えられる。

$$e = f(R \cos \theta + X \sin \theta)lI \quad [\text{V}]$$

f は分布負荷率といい、分布負荷の形態によって分布負荷率が異なる（下表参照）。

表 分布負荷の形態と分布負荷率

分布負荷の形態	分布負荷率 f [()内は%表示]
末端集中負荷	 1 (100)
平等分布負荷	 $\frac{1}{2}$ (50)
末端ほど大きな負荷分布	 $\frac{2}{3}$ (67)
中央ほど大きな負荷分布	 $\frac{1}{2}$ (50)
電端ほど大きな負荷分布	 $\frac{1}{3}$ (30)

(3) テクニカルロス

テクニカルロスとして支配的なのは、線路中の抵抗損と変圧器の鉄損及び銅損である。このうち後者については、変圧器の容量、特性、利用率で決定する損失である。また、前者については、配電線路の電流の2乗および線路抵抗に比例し、力率、周波数等には関係しない。

線路電流を i [A]、線路の抵抗（一線あたり）を r [Ω / m]、線路の長さを L [m] とすると、線路の抵抗損 w [W] は次式によって表される。

$$w = i^2 r L$$

一般的には、電流 i は一定ではなく、配電線路の途中で負荷や分岐線路があると逡減する。したがって、電源から x の距離にある点の通過電流を $i(x)[A]$ とすると、線路の抵抗損 $w[W]$ は次式によって表される。

$$w = \int_0^L i_x^2 r dx = I_m^2 r L h$$

ただし、

I_m : 送電端の電流 [A]

$$h : \text{分散損失係数} \left(= \frac{\int_0^L i_x^2 r}{I_m^2 r L} \right)$$

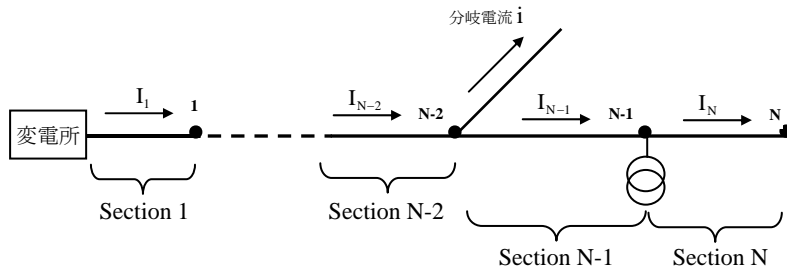
分布負荷の形態によって分散損失係数は異なる。その形態を下表に示す。

表 3 B 分布負荷の形態と分散損失係数

分布負荷の形態	分散損失係数 h (%)
末端集中負荷	100
平等分布負荷	$33 \left(\frac{1}{3} \right)$
末端ほど大きな負荷分布	$55 \left(\frac{8}{15} \right)$
中央ほど大きな負荷分布	$20 \left(\frac{1}{5} \right)$
送電端ほど大きな負荷分布	$38 \left(\frac{23}{60} \right)$

ただし、実際の配電線は途中で複雑に分岐し、また変圧器において一次電流の流出がありまた負荷の分布も上記のような一律性がないため、上記の係数が全面的に適用できるわけではない。(あくまで理論値である。)

中圧配電線の抵抗損を実際に計算で求める場合は、電流が変化する地点ごとに区間 (Section) を区切り、その区間ごとに抵抗損を求めることとする。



上図において、区間電流 I_{N-1} 、 I_N はそれぞれ次のとおりとなる。

$$I_{N-1} = I_{N-2} - \text{分岐電流 } i$$

$$I_N = I_{N-1} - \text{変圧器 } N-1 \text{ の一次電流}$$

したがって、各区間の抵抗損 (W) は以下のとおりとなる。

$$W_{\text{Section}_N} = I_N^2 r_N L_N$$

$$W_{\text{Section}_{N-1}} = I_{N-1}^2 r_{N-1} L_{N-1} = (I_N + \text{分岐電流 } i)^2 r_{N-1} L_{N-1}$$

$$W_{\text{Section}_{N-2}} = I_{N-2}^2 r_{N-2} L_{N-2} = (I_N + \text{分岐電流 } i + \text{変圧器 } N-1 \text{ の一次電流})^2 r_{N-2} L_{N-2}$$

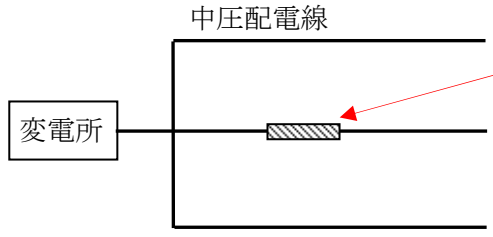
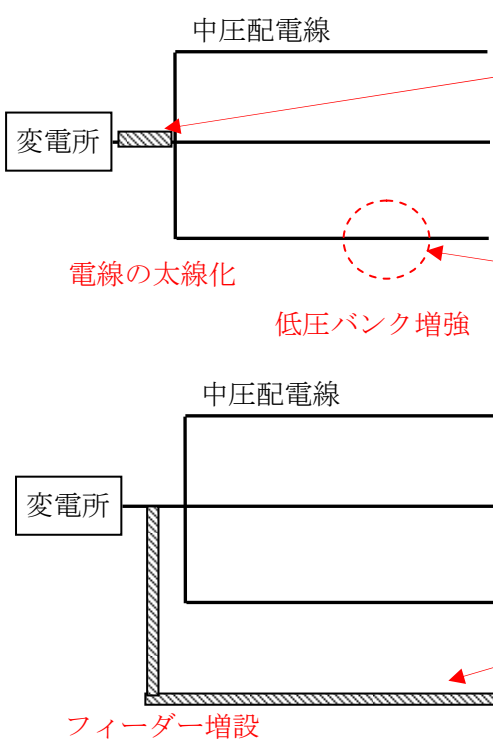
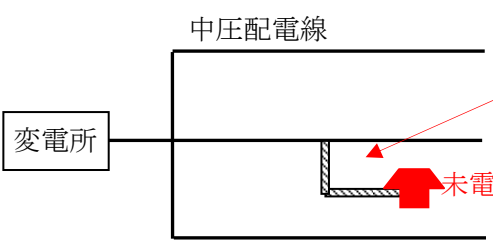
$$\vdots$$

$$\vdots$$

3. 2 配電網更新・増強・延伸手法

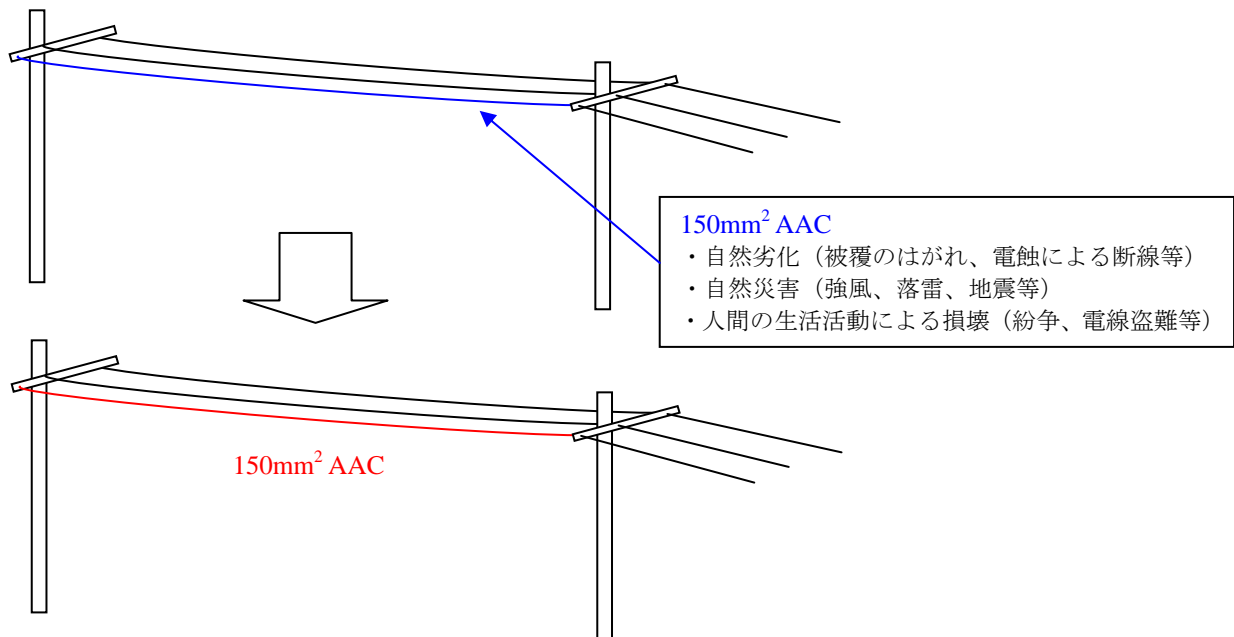
配電網更新・増強・延伸はそれぞれ次のことを意味する。

表 配電網更新・増強・延伸手法の定義

<p>配電線更新</p>	 <p>劣化あるいは損壊した配電設備の取替</p>
<p>配電線増強</p>	 <p>需要増加の予測等に伴う増強【中圧配電線】 ・電線の太線化</p> <p>需要増加の予測等に伴う増強【低圧配電線】 ・大容量変圧器への揚替</p> <p>需要増加の予測等に伴う増強【中圧配電線】 ・フィーダー増 ・回線数増（1回線→2回線）</p> <p>電線の太線化</p> <p>低圧バンク増強</p> <p>フィーダー増設</p>
<p>配電線延伸</p>	 <p>未電化村落の電化のための配電線延伸</p> <p>未電化村落</p>

3. 2. 1 配電線更新

劣化あるいは自然災害や、人間の生活活動に伴う損壊などに対し、旧来の設備を撤去し新規に配電設備を取り付ける。



原則的には、旧来と同一かあるいは同等の性能を持つ設備に取り替えを行う。ただし、需要増加が見込まれる場合や、逆に現行において設備容量過剰である場合は、取り替えに同調して、異容量の設備を取り付けることがある。

3. 2. 2 配電線増強

需要増加やオフグリッドからオングリッドへの転換等で既設の配電線の負荷が増加し、電線や変圧器等の容量が不足する場合や電圧降下が増大し需要家への到達電圧が規定値を逸脱する場合は、容量の大きい設備への取替や、フィーダー増などの方法を取る。

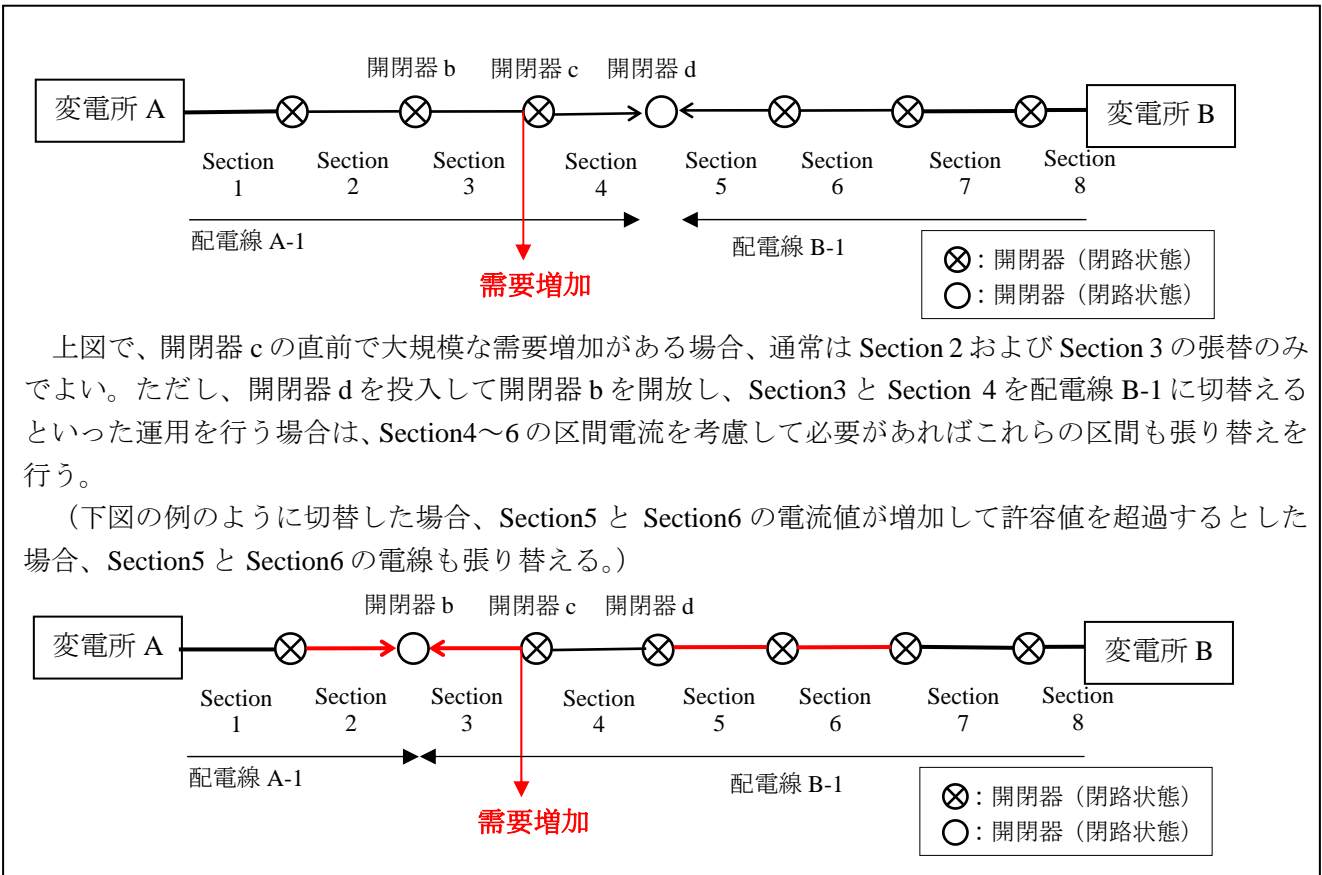
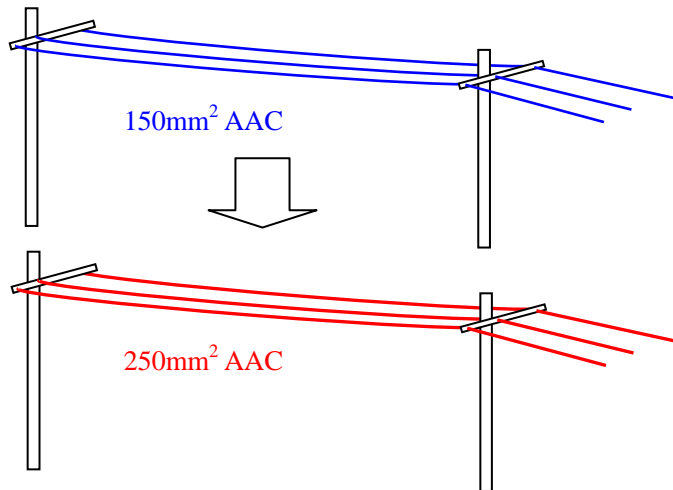
(1) 電線の太線化（中圧配電線における対策）

中圧配電線に使用する電線の張替を実施する。通常は三相の電線とも張替を行う。

ここで注意しなければならないのは以下の2点である。

(a) 張替を行う区間

張替を行う区間としては負荷の直前の区間だけではなく、当該配電線路の運用を考慮して電流値が超過する恐れのある区間（電源側及び他線路からの逆送がある場合は、逆送区間も含めて）について張替を行う。



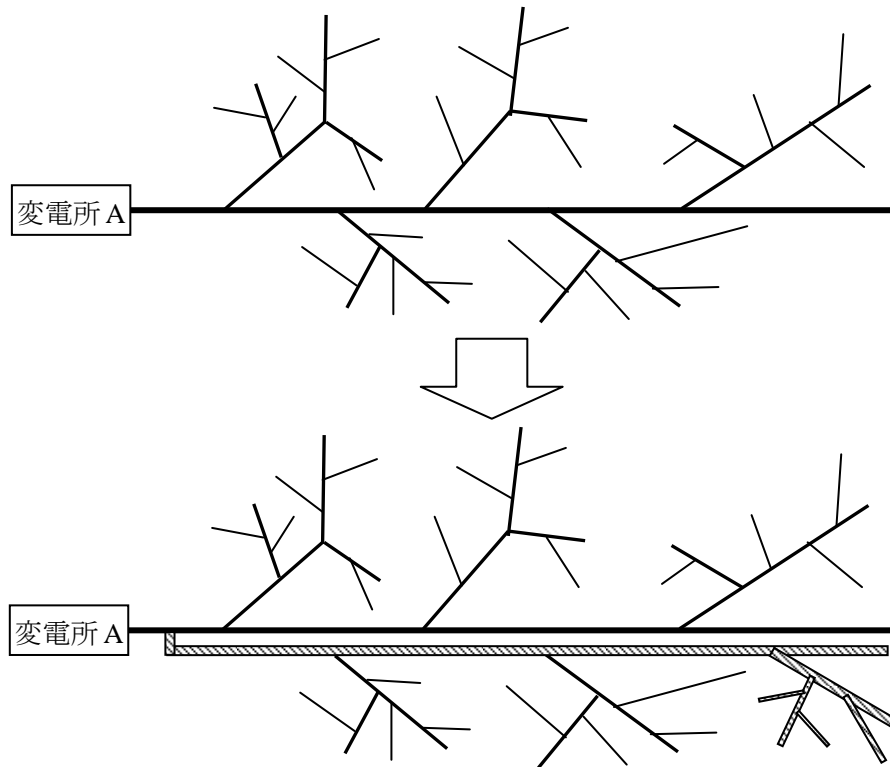
(b) 支持物にかかる荷重の増加

配電線路の支持物（コンクリート柱、木柱等）には、次の荷重がかかっている。

- ①垂直荷重・・・支持物の自重、電線、がいし、変圧器その他の柱上機器の重量等
 - ②水平横荷重・・・電線路と直角方向に支持物、電線等に加わる風圧荷重、線路曲線部における電線張力の水平横分力
 - ③水平縦荷重・・・電線路方向に支持物等に加わる風圧荷重、電線の不平均張力等
- したがって、電線の太線化によって、電線の自重や水平荷重が著しく増大するため支持物の強度が不足しないかどうか十分考慮し、必要であれば支持物の建て替え等を行う。

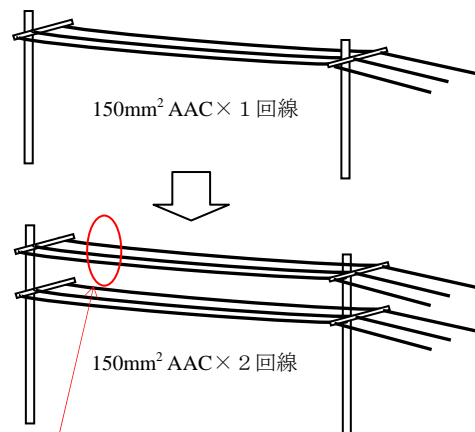
(2) 回線数増（1回線→2回線）

負荷増に対応するため、同一配電線のき電線を2回線化し、負荷を分散させる（下図）。この方法は、電線の容量は不足するがフィーダーの送電容量に余裕がある場合に可能である。



この場合、まとまった距離の配電線路を新規に建設する必要があるが、既設の配電線路の支持物の丈尺が高く、強度に十分な余裕がある場合は同一支持物に2回線併架させることも可能である。

ただし、この場合は以下のことを十分に考慮しなければならない。総合的に考慮して不可能な場合は配電線路の新規建設で対応すべきである。



遠距離に送電するものは、近距離に送電する方より上段とする。

(a) 支持物にかかる荷重の増加

(b) 下段の配電線路の電線地上高の確保

(c) 信頼度のリスク

(2回線併架によって保守のための停電も多くなり、保守も困難になる。また、2回線が同時に故障する可能性もある。)

(3) フィーダー増【変電および中圧配電線における対策】

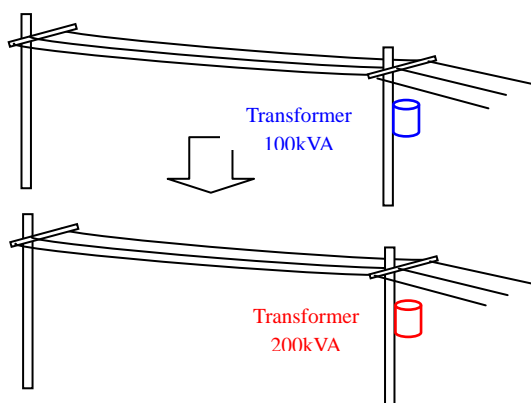
一次変電所引出配電線数に裕度がある（一次変電所のバンク容量や、フィーダー設置に伴う遮断器等の設置スペース 等）場合は、フィーダーを新しく増設することも可能である。（ただし、多大な費用がかかるため、上記の対策では対処できない場合に実施するのが妥当である。）

(4) 大容量変圧器への取替【参考 低圧配電線における対策】

変圧器の容量を大きいものに取り替える。ここで注意しなければならないのは以下の2点である。

(a) カットアウト、ヒューズ等の取替

変圧器の一次側にカットアウトあるいはヒューズ等が取り付けられており、それらの容量が変圧器の取替後に不足する場合は、上位の容量のものに取り替えを行う必要がある。



(b) 最適な変圧器の容量

変圧器の容量を上位のものに取り替えを行うが、将来的に大規模な負荷の増加がある場合もしくは増加が予想される場合は、裕度をみた容量のものに取り替えることも必要である。ただし、変圧器は利用率に関係なく容量に応じて鉄損（Iron Loss）が発生するため、不必要に大容量のものを、利用率の低い状態で長期間使用するのは望ましくない。

以上（1）～（3）が中圧配電線における増強対策である。（1）～（3）のいずれの方法でも対処できない場合（負荷の増分が大きくて一次変電所のバンクの容量が不足している、あるいは負荷増加地域が遠方であるため配電線で送るのが電圧降下の観点で不可能である等）は、配電用変電所の新設あるいはバンクの増設、送電線の延伸などの対策をとる必要がある。その方法については配電分野でないので割愛する。

3. 2. 3 配電線延伸

未電化村落を電化する場合は、当該未電化村落の需要想定（現在だけではなくて将来の負荷増を見込んだ想定が必要）を十分に行う。

需要想定に基づき割り出された負荷電流に基づき、以下の点を考慮して配電線の設計を行う。

- 配電線のルートおよび線種を決定する際には、当該の未電化村落のみならず、その先の未電化村落が将来電化されることを想定する。
- 新設部分だけではなく、接続部分より電源側の既設配電線の負荷電流および電圧降下の増加

も考慮し、必要であれば増設を行う。

3. 3 配電システム解析手法

配電システム解析は、各中圧配電線につき、単線結線図と一次変電所からの送り出し電流に基づき、中圧配電線の負荷率および中圧配電線の末端における電圧降下について解析を実施する。

(1) 配電システム解析実施手順

配電システム解析は、

- ・マクロ需要想定による既存配電設備の系統解析（ステップA）
- ・配電線延伸部の系統解析（ステップB）

の2種類の解析を実施する。詳細な手順を、表3. X1に示す。

表3. X1 配電システム解析の手順

手 順			内 容
ステップA マクロ需要想定による既存配電設備の系統解析	A-1	データおよび資料準備	<ul style="list-style-type: none"> ・単線結線図 ・一次変電所引き出し口の最大電流実績 ・マクロ需要想定に基づく一次変電所引出口の最大電流想定値
	A-2	系統図の縮約	<ul style="list-style-type: none"> ・解析対象フィーダーの単線結線図を準備 ・解析点につき、配電系統図を縮約する（系統縮約手法の詳細は（2）項で説明）
	A-3	電圧降下、負荷率の計算	<ul style="list-style-type: none"> ・計算ツールに基づき計算実施。
ステップB 配電線延伸部の系統解析	B-1	データおよび資料準備	<ul style="list-style-type: none"> ・ポールマップ ・未電化村の位置、需要規模 ・単線結線図
	B-2	縮約した系統図の準備	<ul style="list-style-type: none"> ・解析点につき、ステップAで実施した計算ツールを準備する。
	B-3	電圧降下、負荷率の計算	<ul style="list-style-type: none"> ・計算シートに基づき計算実施。 （配電線延伸部の電流を考慮し、既存設備の系統解析を再度実施。その後、配電線延伸部の解析を実施。）

(2) 配電システムの系統縮約手法

配電システム解析を効率的に実施するための手法である系統縮約の事例を表3. X2に示す。

表 3. X2 系統縮約の事例 (1 / 2)

実際の系統図		系統縮約の事例	
		ブロック化	系統縮約
1	<ul style="list-style-type: none"> 解析点は1箇所配電線末端。 変電所から解析点までの線種が同一。 	<ul style="list-style-type: none"> 1ブロック化 	<p>負荷分布 (*)</p>
2	<ul style="list-style-type: none"> 解析点は1箇所配電線末端。 変電所から解析点までに線種変更あり。 	<ul style="list-style-type: none"> 2ブロック化 	<p>負荷分布 1 負荷分布 2</p>
3	<ul style="list-style-type: none"> 解析点は1箇所配電線末端。 分岐線部の負荷が大きい。 	<ul style="list-style-type: none"> 3ブロック化 	<p>集中負荷</p> <p>負荷分布 1 負荷分布 2</p>

(*) 分布負荷の種類：平等分布負荷、末端ほど大きな分布負荷、送電端ほど大きな分布負荷の3種類から選択

表 3. X2 系統縮約の事例 (2 / 2)

実際の系統図		系統縮約の事例	
		ブロック化	系統縮約
4	<ul style="list-style-type: none"> 解析点は1箇所で分岐線末端。 幹線部と分岐線部の線種変更あり。 	<ul style="list-style-type: none"> 3ブロック化 	
5	<ul style="list-style-type: none"> 解析点は2箇所。 	<ul style="list-style-type: none"> 3ブロック化 	
6	<ul style="list-style-type: none"> 解析点は3箇所。 	<ul style="list-style-type: none"> 5ブロック化 	

(3) 配電システム解析ツール

表3. X2にて検討した各縮約図に対応する配電システム解析ツールでの計算シート対応表を表3. X3に示す。また作成した計算シートを表3. X4～7に示す。

表3. X3 配電システム解析ツールの計算シートタイプ表

実際の系統		系統縮約	配電システム解析ツールの計算シートタイプ	
1	<ul style="list-style-type: none"> 解析点は1箇所。配電線末端。 変電所から解析点までの線種が同一。 	<p>一次変電所</p> <p>負荷分布</p> <p>A点</p>	タイプ1	
2	<ul style="list-style-type: none"> 解析点は1箇所。配電線末端。 変電所から解析点までに線種変更有。 	<p>一次変電所</p> <p>負荷分布1</p> <p>負荷分布2</p> <p>A点</p>	タイプ2	
3	<ul style="list-style-type: none"> 解析点は1箇所。配電線末端。 分岐線部の負荷が大きい。 	<p>一次変電所</p> <p>集中負荷</p> <p>負荷分布1</p> <p>負荷分布2</p> <p>A点</p>		
4	<ul style="list-style-type: none"> 解析点は1箇所。分岐線末端。 幹線部と分析線部の線種変更あり。 	<p>一次変電所</p> <p>負荷分布1</p> <p>負荷分布2</p> <p>集中負荷</p> <p>B点</p> <p>A点</p>		
5	<ul style="list-style-type: none"> 解析点は2箇所。 	<p>一次変電所</p> <p>負荷分布1</p> <p>負荷分布2</p> <p>負荷分布3</p> <p>B点</p> <p>A点</p>		
6	<ul style="list-style-type: none"> 解析点は3箇所。 	<p>一次変電所</p> <p>負荷分布1</p> <p>負荷分布2</p> <p>負荷分布3</p> <p>負荷分布4</p> <p>負荷分布5</p> <p>B点</p> <p>A点</p> <p>C点</p>		

表 3. X4 作成した簡易計算ツール (ステップA、タイプ1)

Power System Analysis for Step A - Power System Analysis for existing system using Macro demand forecast -

Substation Name	ABC
Feeder Name	No1

: Input data in colored cells

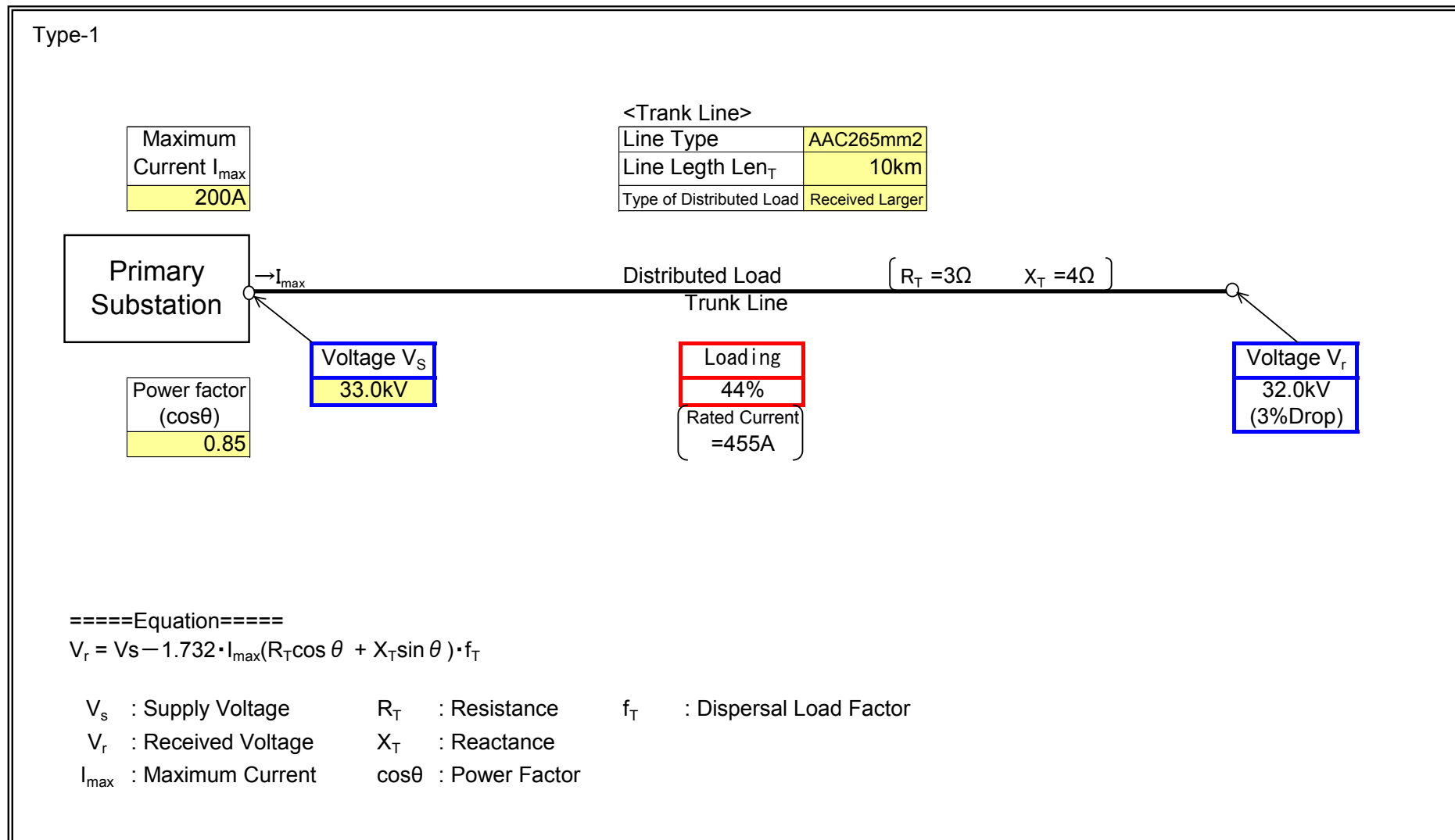


表 3. X5 作成した簡易計算ツール (ステップA、タイプ2)

Power System Analysis for Step A - Power System Analysis for existing system using Macro demand forecast -

Substation Name	ABC
Feeder Name	No1

: Input data in colored cells

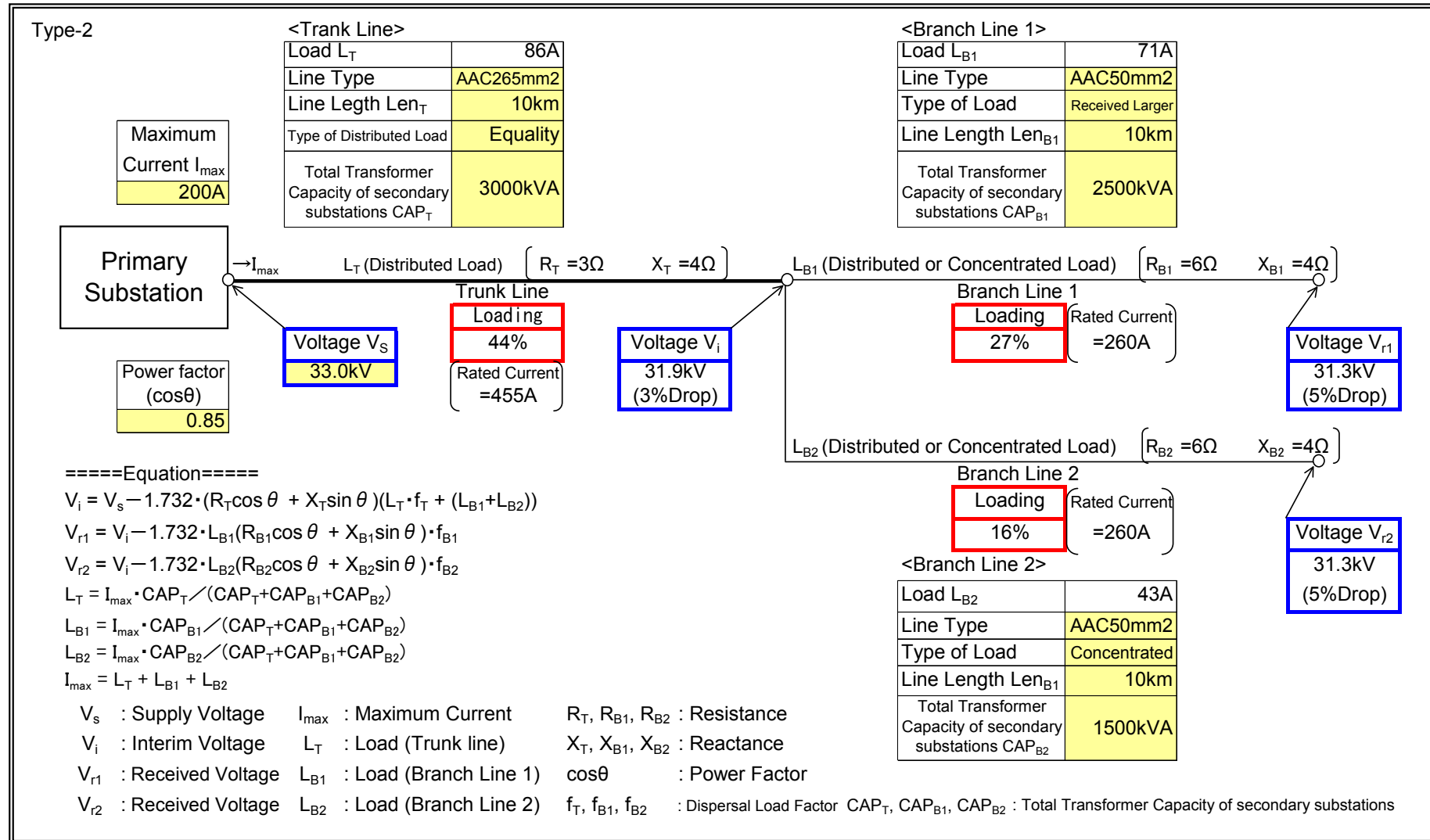


表 3. X6 作成した簡易計算ツール (ステップA、タイプ3)

Power System Analysis for Step A - Power System Analysis for existing system using Macro demand forecast -

Substation Name	ABC
Feeder Name	No1

: Input data in colored cells

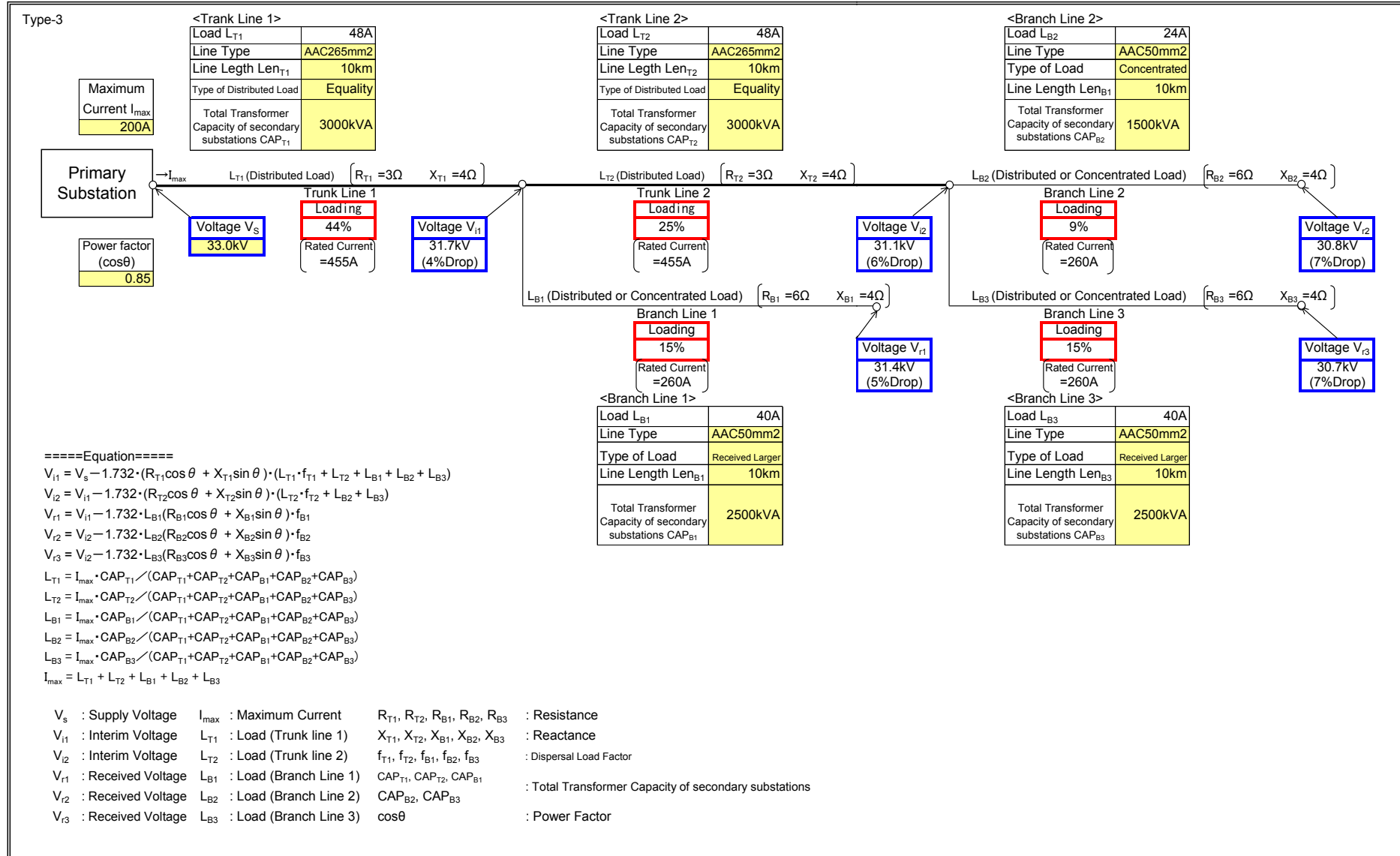
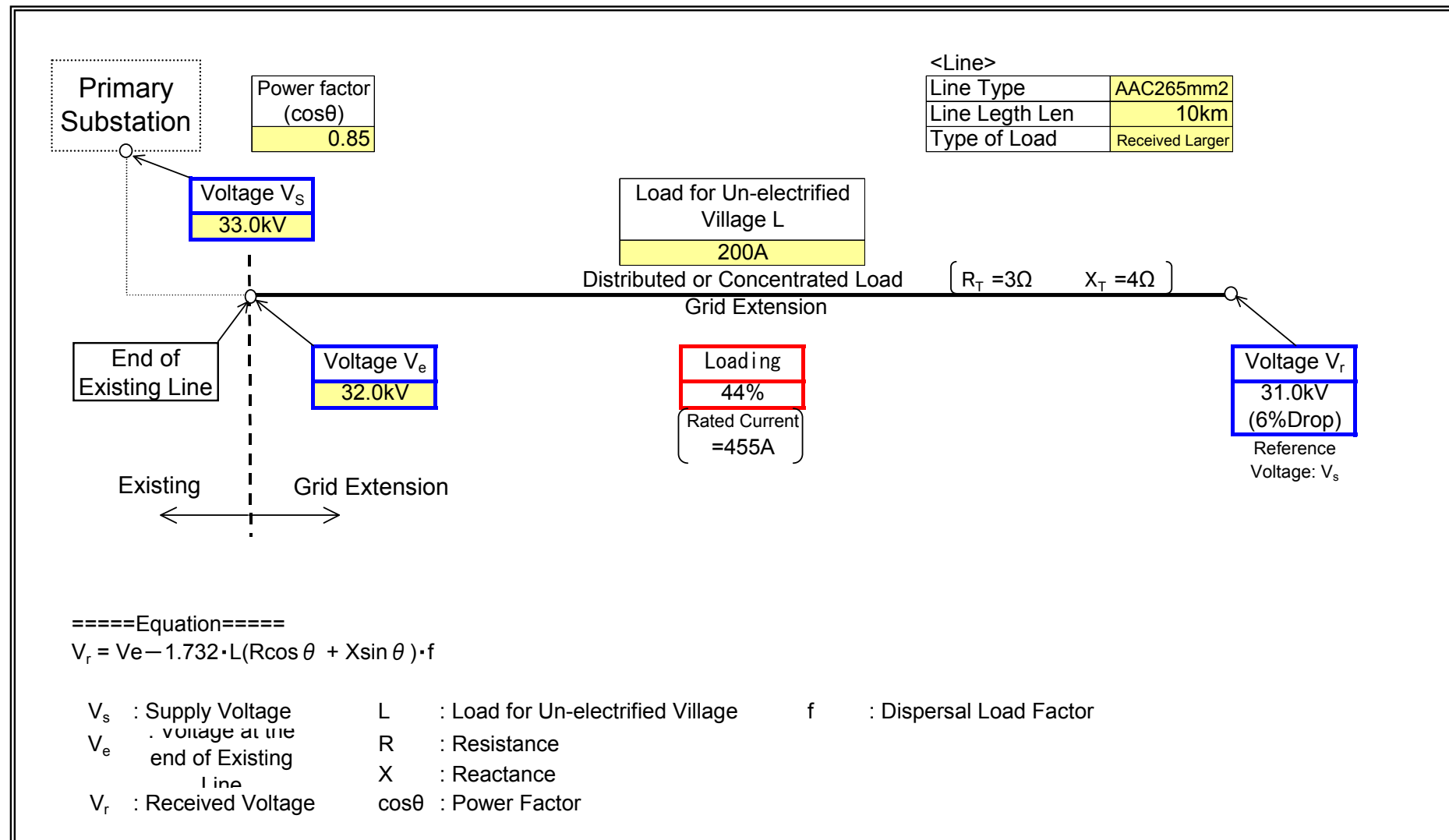


表 3. X7 作成した簡易計算ツール (ステップB)

Power System Analysis for Step B - Power System Analysis for existing system using Macro demand forecast -

Substation Name	ABC
Feeder Name	No1

: Input data in colored cells



3. 4 配電設備設計手法

(1) 目的

配電設備の更新、増強、延伸において、既設の配電設備能力を最大限に活用することが極めて重要であるが、将来の需要に対して、配電系統の信頼度を維持できないことが想定される場合、新たに合理的な設備設計を実施する必要がある。本項では、合理的な配電設備設計についての基本事項を記述する。

(2) 適用範囲

33kV および 11kV の中圧配電設備設計に適用する。

(3) 配電設備拡充の判断基準

配電設備の拡充が必要となる一般的な基準を以下に示す。

- (a) 発電設備または需要設備が新設される場合
- (b) 需要増加、発電設備の新增設および廃止などに対し、配電系統の信頼度が満足できないと予想される場合
- (c) 配電系統の短絡故障時に流れる故障電流が、既設設備の許容量を超過することが予想される場合
- (d) 既設設備において維持費などのコストが大であるなど、設備対策を行うことが有利と判断される場合

(4) 配電設備の拡充において考慮すべき事項

配電設備の拡充において、一般的に考慮すべき事項は以下のとおりである。

また、配電設備の拡充を適切な規模とするのは本マスタープランの重要な要素であるが、需要増加への対策は、配電設備のみでなく、一次変電所、二次変電所といった変電設備を含めた流通設備全体の妥当性を検討する必要がある。

(a) 将来の見通し

① 需要の伸び

「2章 電力需要予測」に基づいて実施する。

② 設備の最終規模

一次変電所および二次変電所の最終容量に応じた配電線容量とする。

③ 将来の系統構成

隣接する変電所の配電線との電力融通の検討など、将来の電力供給が効率的になるように設定

(b) 経済性

① 配電設備の工事費用

② 運転保守費用

③ 電力損失

④ 将来の拡充、改良ステップ

(c) 社会環境への適応性

- ①法令による制約
- ②用地事情
- (d) 技術面
 - ①電圧降下
 - ②短絡故障電流
 - ③保守の容易性
- (e) 施工難易度
 - ①作業者の安全確保
 - ②仮工事の必要性

(5) 配電設備の標準規模

配電線の種類およびサイズは、前項で述べた技術面および経済性を総合的に検討し、最も妥当であるものを選定する。

(a) 架空電線の種類および略称

一般に、架空電線に用いる種類およびサイズを表 3.4.1 に示す。

表 3.4.1 Name Abbreviation for Conductor Types

Name Abbreviation	Conductor Type	Size
Cu	Copper	16mm ² , 35mm ² , 70mm ² ,
AAC	All Aluminum Conductor	25mm ² , 50mm ² , 120mm ² , 150mm ²

(b) ケーブルの種類およびサイズ

一般に、ケーブルに用いる種類およびサイズを表 3.4.2 に示す。

表 3.4.2 Cable Size

Conductor	Voltage Rank	Size
Copper	33kV	3 × 1 × 500mm ²
		3 × 1 × 240mm ²
Aluminum	11kV	3 × 1 × 240mm ²
		3 × 185mm ²
		3 × 95mm ²

(c) Minimum Clearance

一般に、感電事故防止および電磁誘導障害防止の観点から、架空電線に採用されている Minimum Clearance は、表 3.4.3 に示すとおりである。

表 3.4.3 Minimum Clearances

	33kV	11kV	LV
Between Phases	3.7m	3.15m	3.00m
Phase to earth	3.20m	2.20m	2.00m
Over Open Country	6.0m	6.0m	5.0m
Over Roads and Railways	7.0m	7.0m	6.0m
Over Telecommunication lines	2.5m	2.5m	1.0m
Under 161kV lines	3.0m	3.0m	3.0m
Under 33kV lines	-	2.5m	2.5m
Under 11kV lines	-	-	2.0m
Near buildings(Vertical)	Not allowed	Not allowed	1.5m
Horizontal	2.0m	2.0m	2.0m

(6) 配電線の種類およびルート選定

(1) 配電線の種類

配電線は、架空配電線を標準とする。ただし、架空配電線とすることが法令上不可能な場合、または技術面、経済面もしくは地域的な事情により著しく困難な場合は、地中配電線とする。

(2) ルート選定

次の事項などを考慮のうえ、適切な配電線ルートを選定する。

(a) 架空および地中配電線ルート選定において共通して考慮する事項

- ① 将来の見通し
 - ア 将来の系統構成
- ② 用地、環境面
 - ア 自然条件
 - イ 用地事情
- ③ 工事、保守面
 - ア 工事、保守の容易性
- ④ 経済性
 - ア 配電設備の工事費用

(b) 地中配電線ルート選定において特に考慮する事項

- ① 都市計画との整合
- ② 技術面
 - ア 同一ルートの他の地中配電線の常時許容電流への影響

(7) 短絡故障電流の検討

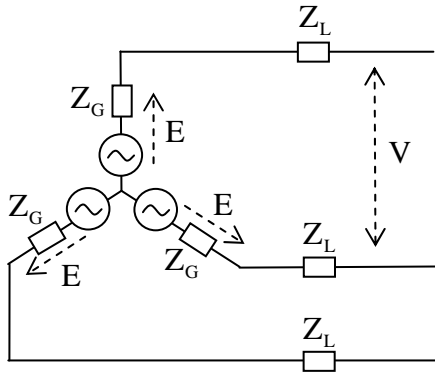
通常考えられる範囲内で系統条件などが過酷な場合において、三相短絡故障時における故障電流を計算するとともに、その結果、既設設備の容量を超過する場合は、しゃ断器などの直列機器および配電線の容量不足、短絡故障電流による設備の損傷などの問題が生じるため、これらについて短絡故障電流対策を検討する。

中圧配電線における短絡故障電流の許容最大値は、表 3.4.4 のとおりである。

表 3.4.4 Permission maximum of a short circuit current

Voltage rank(kV)	Permission maximum of a short circuit current (k A)
33	31.5
11	13.1

三相短絡電流 $I_{3\phi s}$ および二相短絡電流 $I_{2\phi s}$ の計算手法を以下に示す。



where,

Z_G [Ω] : Generator impedance

Z_L [Ω] : Line impedance

E [V] : Phase Voltage

V [V] : Line Voltage

$I_{3\phi s}$ [A] : Three phase short circuit current

$I_{2\phi s}$ [A] : Two phase short circuit current

$$I_{3\phi s} = \frac{E}{Z_G + Z_L} [A]$$

$$I_{2\phi s} = \frac{V}{2(Z_G + Z_L)} [A]$$

一般に、配電線の延伸を繰り返す場合、増加する配電ロスの検討が必要である一方、配電線末端における故障電流は減少するため、保護リレーによる系統故障を検出することが難しくなり、配電設備の損傷を招くことが懸念される。配電線末端における二相短絡電流を確実に検出、除去するため、保護リレーの整定値（タップ値）との整合を検討する必要がある。なお、変電所の保護リレーで保護できない範囲については、配電線に分岐遮断器を設置するなどの対策が必要である。

(8) その他

配電設備の容量を最大限活用するためには、一次変電所および二次変電所に設置されている機器との容量面での整合が図られていることが前提であり、発電、送電、配電会社が連携して設備設計に取り組む必要がある。特に変圧器については、その容量検討に加え、タップ変更時に停電を必要としないことから電力の安定供給に大きく貢献すると考えられる On-Load Tap Changer の採用を最優先する必要がある。

3. 5 配電設備積算手法

配電設備の更新、増強、延伸に必要な工事費用および資材代の積算手法においては、積み上げによる積算が基本となる。ECGにおいては、既に算定方法の体系化を図っているため、これを基本とする。

(1) 積算の原則

(a) 請負工事費

請負工事費は、一般に入札時において請負業者が経済的な方法で施工するために必要であると考えられる費用を電気工事、土木工事、建築工事に分類し、契約内容、仕様、図面等に基づき、工期および作業条件等を勘案し積算するものとする。

配電設備は、設備数が膨大であるため、作業内容が定型化されているものは、設置、撤去および移設に分類して単価を設定する。撤去、移設については、対象設備の設置費用に一定の乗率を乗ずるものとする。これにより、配電設備工事における積算業務の効率化を図ることができる。

定型ではない作業や特別な専門技術を必要とするものについては、その難易度、所要時間などを考慮し、個別に積算する必要がある。

また、予め作業に必要な停電の確保が可能な場合は、上記に基づき積算が可能であるが、都市部における停電制約などにより、仮工事が必要な場合は、別途計上する。

(b) 資材代

請負工事費と同様に、製造業者が経済的な方法で製造するために必要であると考えられる費用を契約内容、仕様、図面等に基づき、納期および作業条件等を勘案し積算するものとする。

また、配電機器製造者と協議を実施し、その仕様の標準化を更に進めることにより、資材代の削減のみならず、将来的な保守費用を削減することができる。更に、将来的な事業統合を見据えて、配電会社間の配電設備仕様の統一が有効である。

(2) 機器諸元のデータベース化およびシステム化

配電設備の諸元を汎用ソフト(MS Excelなど)を用いてデータベース化し、C/PのHead officeばかりでなく、各Regional officeと各Area Officeとの間で共有することで積算業務の効率化を図ることができる。技術の進歩に伴い、機器や電線の諸元が変化するため、データベースの適宜見直しを実施し、継続して更新していく必要がある。

(3) その他

配電設備の更新、増強、延伸を計画するにあたり、一次変電所および二次変電所といった流通設備全体の設備容量との整合を図る場合など、必要に応じて流通設備についても積算する。

3. 6 低圧配電線の設備形成手法

低圧配電線の設備形成はマスタープランの対象外であるが、実際に電力の使用を供するためには、信頼度のある低圧線を形成する必要がある。したがって、本節では低圧線の設備形成についての基本を述べる。

(1) 電圧管理

電圧管理の節で述べるように、低圧線および引込線それぞれの電圧降下値の和が、以下の規定の範囲内に収まるように設計を行う必要がある。

公称電圧230Vの場合・・・ 23V

公称電圧400Vの場合・・・・・・ 40V

したがって、負荷密度等を考慮して、電圧降下の許容値を低圧線と引込線でどう配分するかを決定する必要がある。

電圧は電力の品質を決定する需要事項である。したがって、安易な低圧線の延伸による地方電化や既設の増設への対応は慎重を期すべきであり、電圧降下が規定を超過する恐れがある場合は、「3.2 配電網更新・増強・延伸手法」で述べるとおり中圧配電線の延伸等に対応する。

(2) 低圧配電方式

低圧配電線は、次のいずれかの方式で建設される。

- ・ 三相4線式
- ・ 単相2線式
- ・ 単相3線式

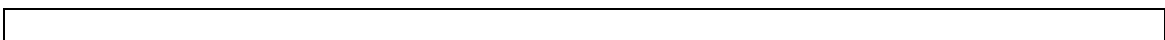
どの方式を採用するかは送電する負荷の種類によって決定する。また、状況によっては後述の **SWER** 方式を採用する場合がある。

(3) Single Wire Earth Return (SWER) 方式

SWER (Single Wire Earth Return) 方式は、電線1線のみを用い、もう1線を大地で代用して帰線とする方式で、電力需要の極めて小さい遠隔地に安価な方法で単相電力を供給する方式である。

(a) 設置条件

SWER 方式に関しては、例えば次の図のような設置条件を課さなければならないため、留意を要する。



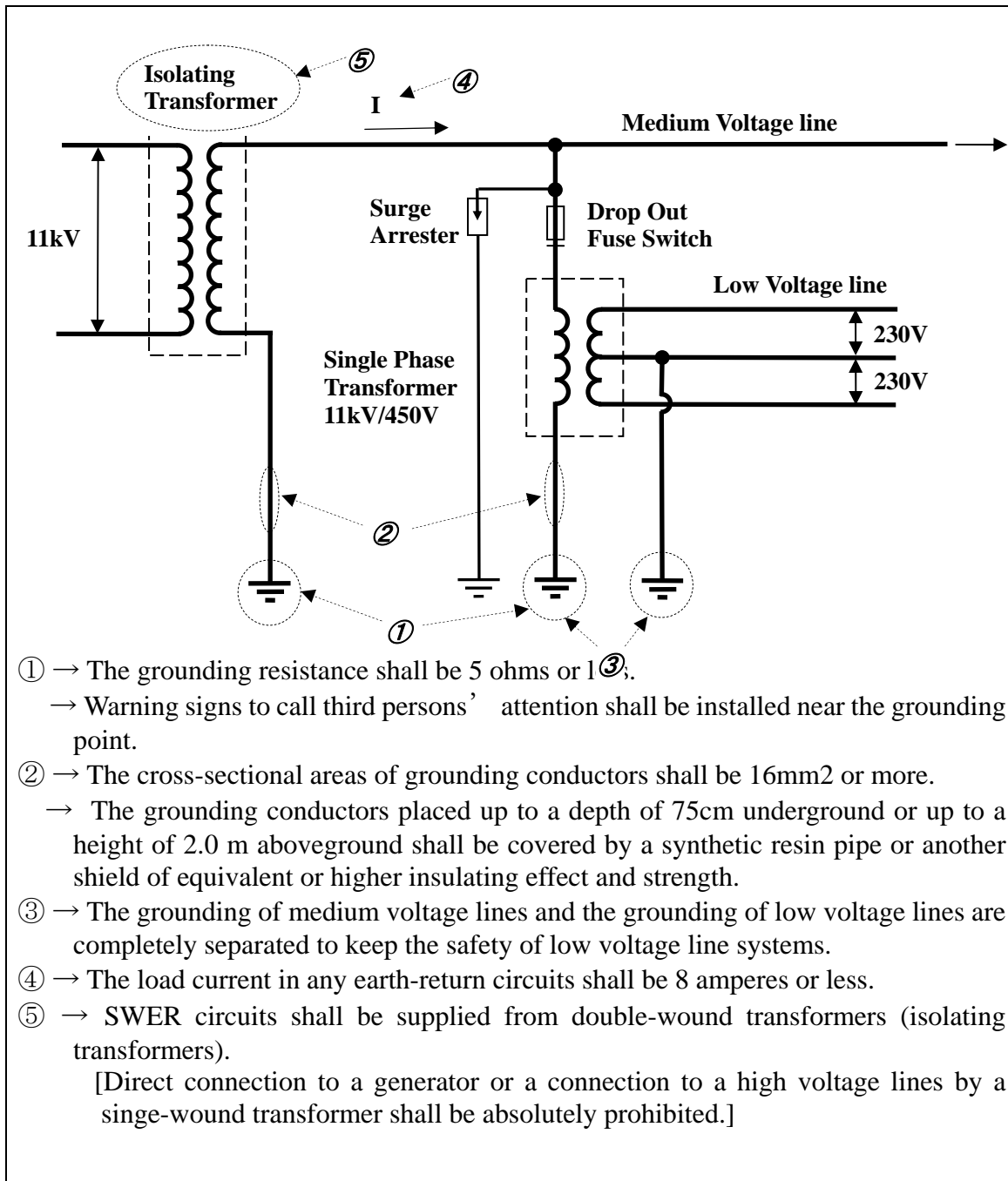


図 SWER 方式の設置条件 (例)

(a) メリットおよびデメリット

SWER 方式のメリットおよびデメリットを下表に示す。

Table *** Merits and demerits of SWER system

Merits	Demerits
(1) A low capital cost (2) Simplicity of design (3) Reduced maintenance cost (4) Reduced bushfire hazard, avoidance of conductor clashing	(1) Potential step-and-touch problems for livestock and humans (2) Worse interference in a communication line than that by three-phase line system or single-phase two-wire system (3) Load density limitations (4) Inability of provision of three-phase electric power (5) High voltage drops and low reliability (6) Frequent power outages by lightning (in case of the shield wire SWER system)

SWER 方式は、上述のとおり多くのデメリットがあり、設置にあたっては設置コストのみならず、デメリットを解決するコストや将来の負荷増、人や家畜等への安全面での配慮などの側面を十分に考慮すべきである。

(4) 変圧器の設置

変圧器は負荷に適合した容量のものを選定するのが原則であるが、現在の負荷に適合した容量では負荷の増加に伴って近い将来揚替を行う必要が出てくるため、需要増加を考慮して適切な余裕を見込んだ容量を選定する。

同じ変圧器から供給される複数の需要家が同時に最大電力を使用することは皆無であり、需要家の契約電力の総和 (kW) と実際に変圧器にかかる実負荷 (kW) は大きく乖離する。したがって、変圧器の容量決定の際には、需要家の契約電力の総和 (kW) に負荷の需要率や不等率などを加味して決定する。

(5) 低圧線の設置

低圧線も変圧器と同様、将来の負荷増、需要率および負荷率を考慮した太さのものを選定する必要があるが、同時に電圧降下値も許容値内におさまるよう考慮する必要がある。また、安全性の確保や盗電防止の意味でも裸線を使用するのは避け、絶縁電線を使用するのが望ましい。

(6) 引込線の設置

適正容量、電圧降下値の考慮、絶縁電線の使用についての考え方は、低圧線と同様である。低圧線との接続相であるが、三相負荷の場合は特別に考慮する必要があるが、単相負荷の場合は特定の相に集中することで三相不平衡が生じないように、接続相については十分に考慮する必要がある。

(注) 三相不平衡が著しいと下記のように様々な弊害が生じるため、不平衡を極力小さくするような接続としなければならない。

- ・ 三相負荷 (電動機等) の回転ムラ、逆送電圧、高調波の発生
- ・ 零相電圧値が大きくなることによる、変電所リレーの誤動作

- ・電流が特定相に偏ることによる、電線許容電流値の超過、増設の必要性
- ・電流が特定相に偏ることによる、テクニカルロス（抵抗損）の増大

(7) 力率の改善

一般に電動機や変圧器等の遅れ無効電力を発生する機器を使用している需要家の力率は極めて悪い。力率が悪いと皮相電流が増加し、同じ設備で送電できる電力量が低下したり、テクニカルロスが増大したりするデメリットが生じる。

したがって、遅れ力率の改善には、負荷に並列にコンデンサを挿入する。下図は力率改善のベクトル図であり、容量 Q_c [kVA] のコンデンサの挿入によって進み電流 I_c が供給され、その結果、無効電流が I_{r0} から I_r に減少し、その結果、力率が $\cos \varphi_0$ から $\cos \varphi$ に改善する。(その結果、皮相電流は I_0 から I に、皮相電力は P_0 から P に減少する。)

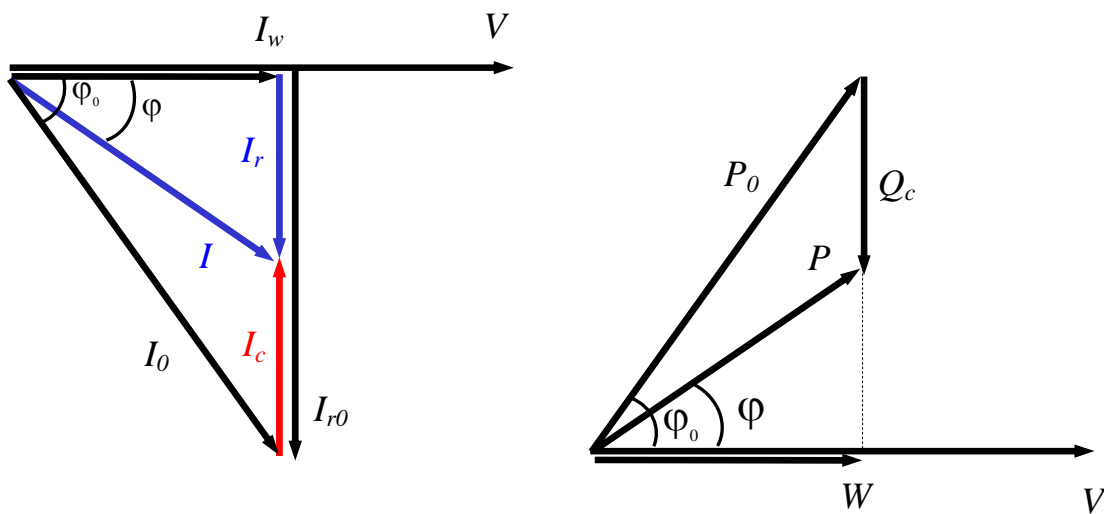


図 力率改善のベクトル図

3. 7 配電設備運用手法

3. 7. 1 配電ロス算定手法

(1) テクニカルロスとノンテクニカルロス

配電線路で生じるロスは、テクニカルロスとノンテクニカルロスの2つに大別され、前者は、電力を消費地に送るために多かれ少なかれ発生するロスであり、後者は盗電等の外部要因で発生するロスである。

テクニカルロスとノンテクニカルロスの主要要因は以下のとおりである。

表 3 A 配電線路におけるロスの原因分類

テクニカルロス	ノンテクニカルロス
<ul style="list-style-type: none">線路中の抵抗損変圧器の鉄損及び銅損ケーブルの誘電体損	<p>(1)盗電</p> <ul style="list-style-type: none">不法な接続計器への細工 等 <p>(2)不正確な計量</p> <ul style="list-style-type: none">計器不良、計器用変成器の乗率誤り計量値改ざん計器なしでの供給 等 <p>(3)料金未回収</p> <ul style="list-style-type: none">電力の無償供与（街灯、公共施設など）電気料金未払い 等

(2) 配電ロス算定手法

表 3 Aに示すようにノンテクニカルロスは盗電や不正確な計量など不確定な要因で発生するため、損失電力量を定量化することが困難である。したがって、テクニカルロスとノンテクニカルロスを定量的に分離することは極めて困難である。

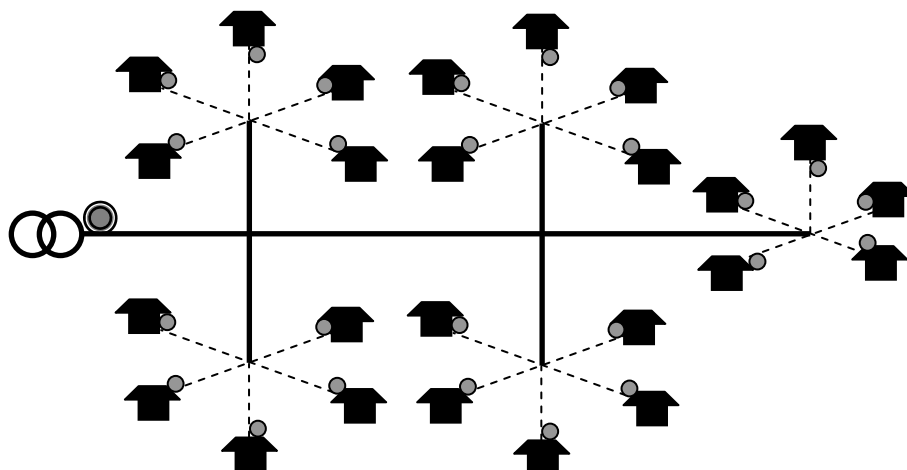
ただし、テクニカルロスとノンテクニカルロスの合計値である配電ロスの全体量は次の方法で求めることができる。

(1) 低圧配電線

低圧配電線における配電ロス [kWh]

= 配電用変圧器から送り出される電力量の総和 [kWh]

— 当該低圧配電線において売電し、電気料金として回収できた電力量の総和 [kWh]



Legend



: Distribution Transformer



: Meter for measuring total energy supply

— : LV line



: Meter for customer

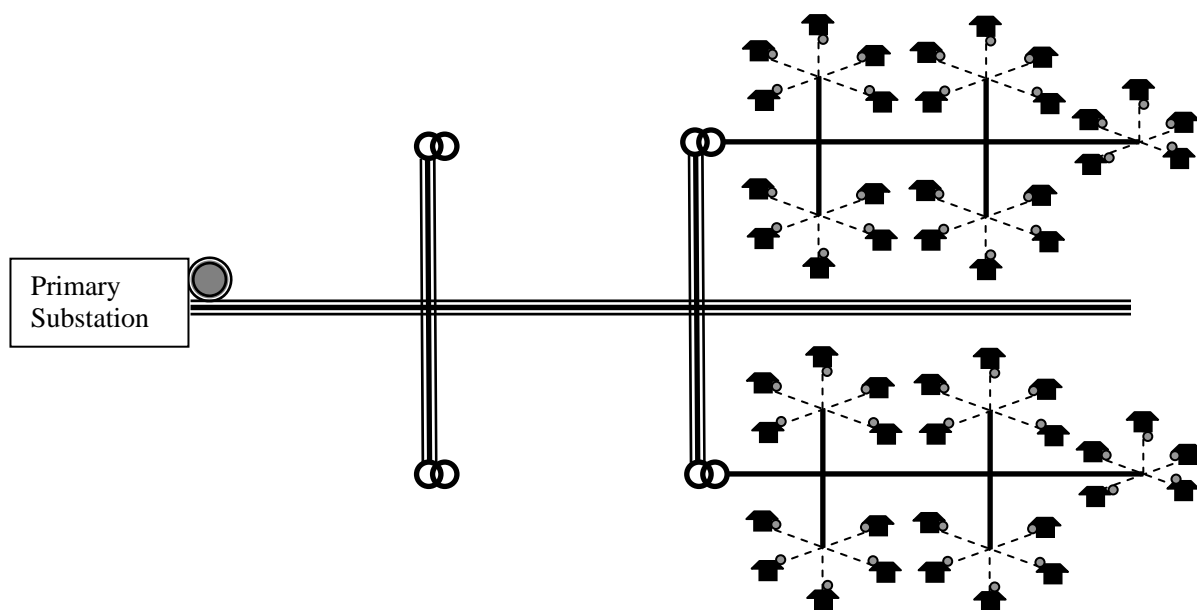
- - - - - : Service Wire

(2) 中圧配電線

中圧配電線における配電ロス [kWh]

= 一次変電所から送り出される電力量の総和 [kWh]

− 当該低圧配電線において売電し、電気料金として回収できた電力量の総和 [kWh]



Legend

Primary Substation : Primary Substation (Distribution Substation)

≡ : MV line

⊗ : Distribution Transformer

⊙ : Meter for measuring total energy supply

— : LV line

● : Meter for customer

----- : Service Wire

3. 7. 2 電圧管理手法

(1) 目的

本項は、適正な配電電圧を維持管理し、お客さまへの適正電圧の確保と、業務の円滑な運用を図ることを目的とする。

(2) 適用範囲

発電所の中圧配電線引出口（以下発電所送り出しという）以降お客さまへの供給地点までの電圧管理に適用する。ただし、故障または緊急時等の場合で配電線常時形態で供給できないときは除く。

(3) 適正電圧

お客さまへの供給地点の公称電圧に応じて、次の範囲の電圧値をいう。

公称電圧230Vは 207～244V以内

公称電圧400Vは 360～424V以内

（IEC-60038に記載の標準電圧を参考とした）

(4) 配電電圧の管理

お客さまへの供給電圧を適正電圧に維持するため、次により管理する。

(a) 発電所の運転目標電圧の整定、変圧器のタップ変更点（以下タップ変更点という）の決定および線路用電圧調整器の取付位置の選定、運転、管理等を適正に行う。

(b) フェランチ現象により電圧上昇の可能性がある配電線については、末端の電圧を測定する等により、電圧管理を適正に行う。

(5) 運転目標電圧の管理

(a) 整定条件

- ① 重負荷時に発電所送り出し以降、線路用電圧調整器直後およびタップ変更点直後の変圧器から最も近いお客さま（以下近端のお客さまという）への供給電圧が適正電圧の最高限度（以下、上限という）を超えないこと。
- ② 重負荷時に発電所送り出し以降、線路用電圧調整器直前、タップ変更点直前および中圧線末端に施設されている変圧器から最大電圧降下となる低圧線末端のお客さま（以下遠端のお客さまという）への供給電圧が適正電圧の最低限度（以下、下限という）を下まわらないこと。
- ③ 軽負荷時に発電所送り出し以降、線路用電圧調整器直後およびタップ変更点直後等の近端のお客さまへの供給電圧が適正電圧の上限を超えないこと。
- ④ 軽負荷時に発電所送り出し以降、線路用電圧調整器直前およびタップ変更点直前等の遠端のお客さまへの供給電圧が適正電圧の下限を下まわらないこと。

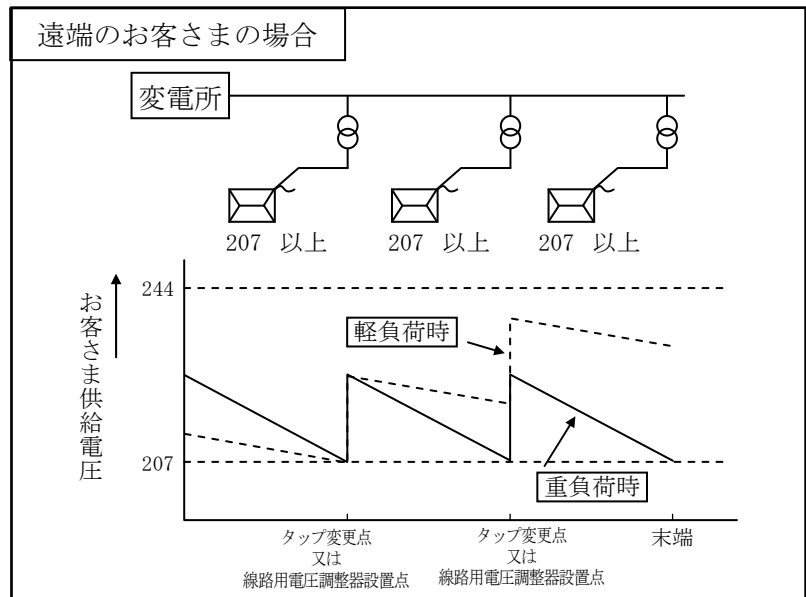
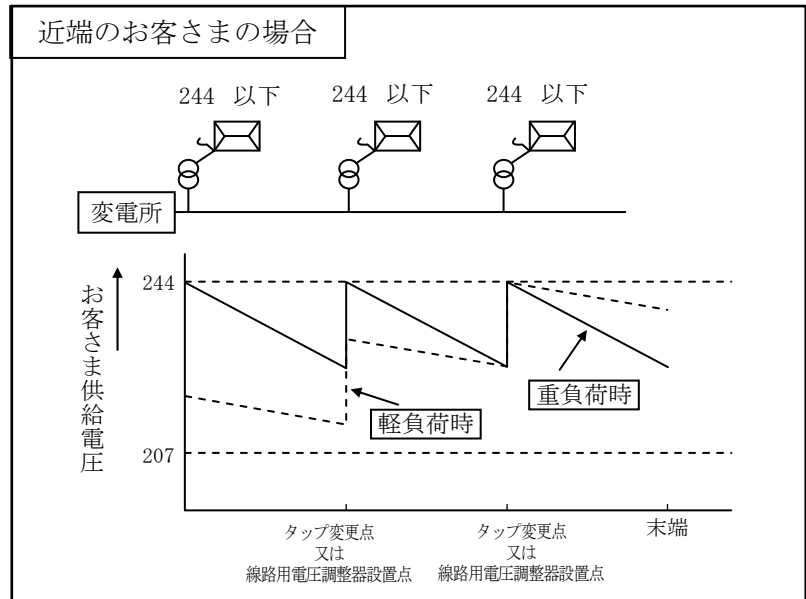
(b) 整定周期

適宜行う。

ただし、発電所、配電線の
新增設および著しい負荷変動
があった場合は、その都度
検討する。

(c) 管理方法

発電所 線電圧の記 を
もとに管理する。



(6) 変圧器のタップ管理

中圧配電線の特長、線路用電圧調整器の運転特性等を考慮して決定する。

(a) 決定時期

原則として年度当 年に使用タップを決定する。ただし発電所、配電線の
新增設および著しい負荷変動のあった場合は、その都度検討する。

(b) 管理方法

配電線単線図等に記 し、管理する。

(7) 低圧配電線の電圧管理

(a) 電圧降下限度

(3) に記載した最低電圧を限度とする。

(b) 管理方法

お客さま契約容量、負荷設備容量、電線太さ、亘長等により、電圧降下を算定し、管理限度と対比させて管理する。

(8) お客さまへの供給電圧の測定

(a) 年報測定

お客さまへの供給電圧を毎年1回、E (Ministry of Energy) が指定した期間に測定する。

① 測定記の整備

測定箇所ごとに次の事項を記す。

ア 公称電圧

イ 発電所および中圧配電線路の名称

ウ 測定年月日

エ 測定電圧の30分平均最大値および30分平均最小値ならびにそれぞれの発生時間

オ 測定計器の型式および

カ 測定者の

② 測定記の保存

測定記は3年間保管する。

(b) 時測定

お客さまより電圧についての調査または改修申込があった場合等、必要に応じ測定を行う。

3. 7. 3 配電設備を管理する各種資料の作成及び整理手法をまとめた「配電設備管理資料の作成・整理マニュアル」

(1) 目的

本項は、適正に配電設備を管理するにあたり、必要な項目や分類を明確にすることにより、配電設備管理業務の円滑な運用を図ることを目的とする。

(2) 適用範囲

管する配電設備全て

(3) 一項目

配電設備を管理するために、支持物のを一項目とする。

(4) 管理対象

(a) 変圧器

変圧器の以下の項目について管理する。

a. 容量

b. 製造年月

c. 設置年度

d. B種接地抵抗値

e. B種接地抵抗値の測定年月

(b) 支持物

支持物の以下の項目について管理する。

a. 種類（木柱、コン柱）

b. 材料（木の材料、コン柱の製法等）

c. 丈尺

d. 強度

e. 製造年月

f. 設置年月

(5) 管理方法

変圧器、支持物等の設備毎および変電所毎、配電線毎に を作成し、管理する。

(6) 更新方法

設備の新設、撤去、取替の都度、更新する。

4章 系統計画

4.1 電力系統構成

電力系統とは、電気エネルギーを発生してから消費するまでの一連のプロセス、すなわち水力、火力の発電所で発生した電気エネルギーを、適正な電圧、周波数を維持しつつ、最終消費地であるお客様まで送るための送電線、変電所、開閉所などの一連のシステムをいう。このシステムは、以下の特性を持っている。

- ・ 大規模な蓄蔵機能がない。
- ・ 建設に膨大な投資を必要とする。
- ・ たえず成長する。

したがって、安価でかつ停電が少ない良質な電気エネルギーを供給するという電気事業者の使命を達成するためには、電力系統を構築していく上での次の基本理念を満足する必要がある。

- ・ 電力系統の運用が容易で電力損失が少ないこと。
- ・ 所要の供給信頼度目標を達成することにより、安定した電力を供給すること。
- ・ 規定電圧、周波数を維持すること。
- ・ 発送変電設備がそれぞれ個体の特性を十分発揮すること。

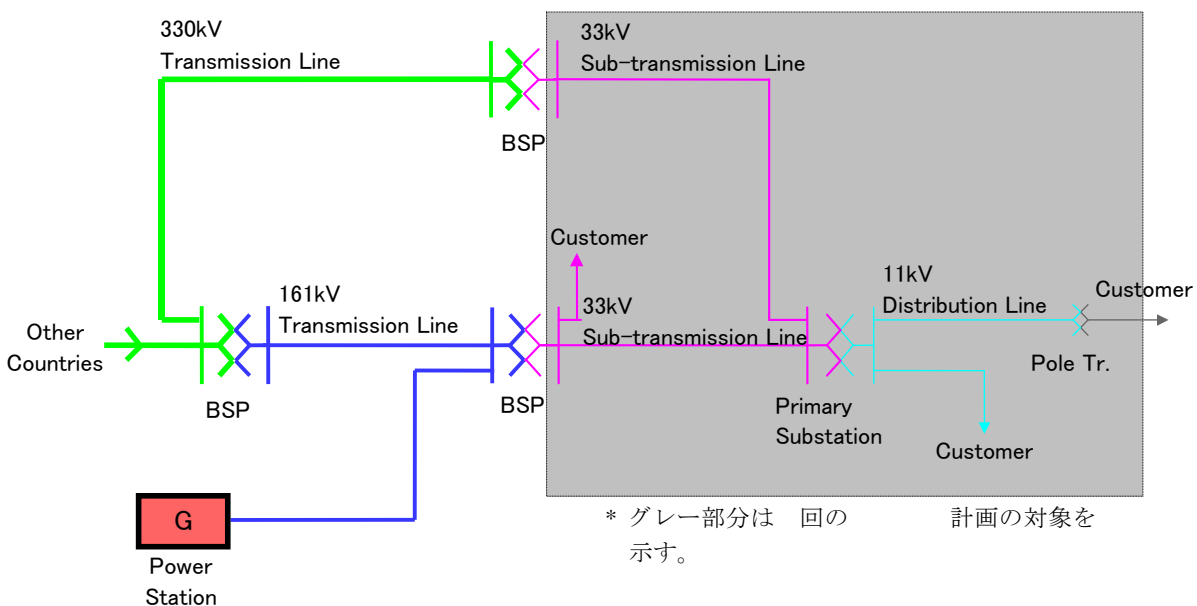


図4.1 電力系統

送電系統は、使用目的により基幹系統と負荷供給系統に分けられる。

基幹系統は、大規模発電所で発生した電力を系統に供給するための電源送電線と電力を集積し需要地へ分配する 目を持つ変電所（開閉所）および変電所（開閉所）間を連系する送電線により形成される。電力系統の となるものである。

負荷供給系統は、基幹系統に集められた電力を各需要地に送る送電線および変電所（開閉所）で形成されている。また、変電所間を連系する系統は単に負荷を供給するだけでなく、上位系統の 流調

整用、故障時対応用として機能している。

また、系統構成は、大きく分けて放射状系統とループ系統があるが、既設系統の有効活用や供給信頼度を考慮しつつ、ループ系統、放射状系統を使い分けている。

表 4. 1 系統構成の特

	長 所	短 所
ループ系統	<ul style="list-style-type: none"> ・送電線のルート故障でも無停電送電が可能。 ・系統インピーダンスが減少するため、安定度の向上、電圧の改善、送電損失の軽減が図られる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・系統インピーダンスが減少し、短絡容量が増大する。 ・系統（保護リレー）の運用が複雑。 ・保護リレーまたは遮断器の不応動などが発生した場合に、適切な対策をしないと重大な故障に進化する。 ・ルート故障時に、潮流変化が複雑になるため潮流調整が難しい。
放射状系統	<ul style="list-style-type: none"> ・送電線の故障時、連系線を分離することにより他ブロックへの波及が防止できるため、広範囲な停電は回避しやすい。 ・ループ系統に比べて短絡電流は小さくできるので、遮断器の遮断容量を小さくできる。 ・系統（保護リレー）の運用が容易。 ・故障時の復旧作業が単純。 	<ul style="list-style-type: none"> ・安定度、電圧調整上はループ系統より不利。

4. 2 供給信頼度の考え方

(1) 供給信頼度とは

電力供給におけるサービスレベルには、停電の程度・電圧・周波数等の電気の質に関する事項と、情報処理・受付業務の効率化など業務運営に関する事項がある。このうち、設備故障による停電の程度、すなわち供給支障の度合いを供給信頼度といい、電力の品質を示す重要な指標である。

(2) 供給信頼度目標

系統の供給信頼度の管理目標を供給信頼度目標または単に信頼度目標という。また所定の信頼度目標を維持または達成するための対策を信頼度対策といい、信頼度目標が高いほど多額の投資を必要とする。

(3) 信頼度目標の考え方

供給信頼度は定量的に算出することが非常に難しいため、これに基づき系統計画を策定することは非常に困難である。どのような故障に対して、停電範囲をどれくらいに限定し、どのような復旧をするのかという考え方を信頼度目標としている。もし信頼度を高くしたければ、一般的には大規模な投資を必要とする。高い信頼度で低コストの電力供給のためには、投資と信頼度のバランスを保つ必要がある。

表 4. 2 故障の種類

故障の種類	単一故障	重故障	多重故障
	1回線故障 変圧器1故障	送電線ルート故障 変電所線故障	多重故障
故障の度	多い ←————→ 少ない		

表 4. 3 復旧方法

復旧方法	しゃ断なし	他系統への系統切替		移動用変圧器 使用	設備修理
		単純切替 (第1ステップ)	さらなる切替 (第2ステップ)		
停電時間	短い	←————→ 長い			

表 4. 4 供給信頼度目標

設備 全時	流が設備の常時容量を超過しない 電圧が適正に維持できる 発電器が安定に運転できる		
- 1 故障時 (* 1)	供給支障	基幹系	供給支障が発生しない
		負荷系	一次変、二次変とその供給送電線は短時間で供給支障を解消する (* 3) 配電用変電所とその供給送電線は設備復旧までの供給支障を許容する (* 3)
	発電支障	原則として発電支障が発生させない システムの安定度が維持できる場合は限定的な電源脱落・発電制を許容する	
- 2 故障時 (* 2)	供給支障	基幹系	短時間で供給支障を解消する
		負荷系	原則として考慮しない (* 3)
	発電支障	原則として考慮しない (* 3)	

(* 1) - 1 故障：送電線の 1 回線故障、変圧器の 1 故障、発電機の 1 故障

(* 2) - 2 故障：架空送電線（2 回線）のルート故障、機器 置 2 箇所以上の同時失を伴う故障、変電所における 1 線故障

(* 3) 系統に与える影響や社会的な影響が大きい場合は除く

4. 3 系統計画の概念

系統計画における重要な概念は、「最低限のコストで ーク需要をち うど供給できる系統を構築すること」である。それ故に、系統の拡充を計画する時は、以下の要素を考慮しなければならない。

- ・将来需要
- ・供給信頼度
- ・投資
- ・その他（安定度、短絡容量など）

4. 4 拡充の判断基準

電力の供給に際して、既設設備の最大限の活用を図っても、系統の信頼度を維持できないことが予想される場合、安定供給確保のため、送変電設備の拡充工事による対策の検討を行う。具体的には、以下に示すような要因が発生した場合、送変電設備の拡充工事による対策を検討する。

- ・電源または需要設備が新設される場合
- ・需要増加、電源の新增設・廃止などに対し、系統の信頼度が満足できないと予想される場合
- ・系統の短絡・地絡容量の際に流れる故障電流が、既設設備の許容量を超過することが予想される場合
- ・既設設備において送電損失や維持費などのコストが大であるなど、設備対策を行うことが有利と判断される場合

4. 5 拡充の選択

系統拡充を計画する時、経済性、用地取得、建設条件を考慮する。それから拡充の方法を決定する。

表 4. 5 拡充の選択 (変電所)

選択	特 / 選択の要因	コスト	期間
変電所の新設	<ul style="list-style-type: none"> ・新しく供給地点となる（供給能力の増加は大きい） ・既設変電所の容量の追加ができない場合、あるいは選択が最も経済的な場合に選択する 	大	中
変圧器の増設	<ul style="list-style-type: none"> ・に供給能力を向上させることができる（供給能力の増加程度は中くらい） ・近隣の変電所に増設の裕度があり、かつ選択が経済的である場合に選択する 	小	短
変圧器の増強	<ul style="list-style-type: none"> ・この拡充は変圧器の取り替えである（供給能力の増加は小さい） ・変電所に必要な容量が小さい場合、かつ選択が最も経済的な場合に選択する 	小～中	短～中

もし、変圧器1 故障の支障の対策を計画する場合、拡充方法は、単に変圧器を 加するだけで
はない。ケースに応じて、最も経済的で効果的な方法を選択しなければならない。

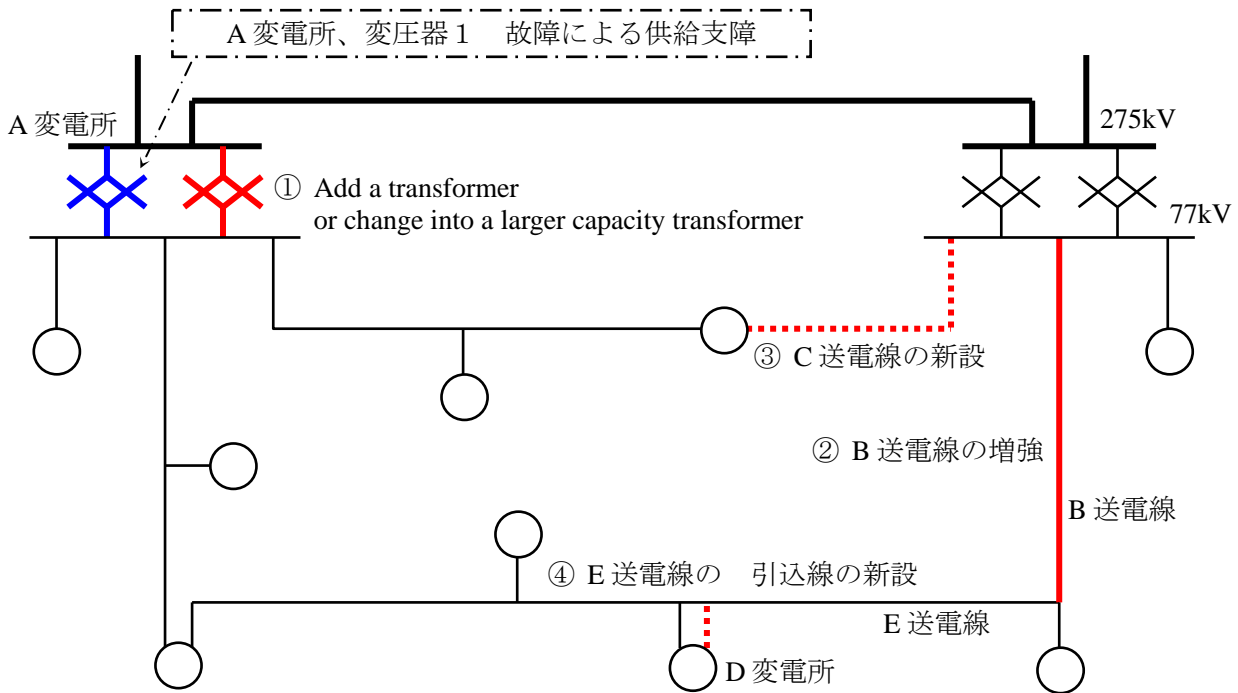


図 4. 2 拡充の選択 (系統)

4. 6 短絡容量の増大対策

系統の拡充に伴い、短絡容量もまた増加する。短絡容量の増加は、以下の問題を引き起こす。

- ・直列機器の容量不足
- ・通信線への電磁誘導

これらの問題に対する対策は、以下のとおりである。

- ・系統の分離
- ・発電所の最適配置 (常に困難)
- ・高インピーダンスストランズの採用
- ・C機器採用による系統分離

5章 経済財務分析

5.1 財務・経済分析手法

配電プロジェクトの分析は、その他あらゆる投資の分析と大きく変わるものではない。ある金額の投資を行い、それによって「らかの見返り」を得る、というのがあらゆるプロジェクトの基本である。その見返り（リターン）が、投資を正当化できるだけのものかどうかによって、そのプロジェクトの可否は決まる¹。不十分であれば投資する価値はない。

こうしたプロジェクトにおける経済分析と財務分析の差は、手法的なものではなく、だれの立場でその「見返り」を考えるか、ということである。財務分析においては、「見返り」とはその事業体にとっての見返りとなり、金銭的な収益を検討することになる。一方、経済分析においては、考えるべきはその経済（おもに国や地域）にとっての見返りであり、金銭的でない収益（時間の節約等）も考慮することになる。これについては、それぞれの説明において述べる。

収益率の記法的な考え方

収益率の考え方を簡単に説明する。買入を\$100でいい、それを売出に\$120で売ったとする。収益率は、もとの買入金額と純利益との比率となる。この例では：

買入:	\$100
売上:	\$120
利益:	\$20
収益率	$\$20/\$100 = 20\%$

これはすべてがほぼ同時に起こるきわめて単純な例である。しかし多くの場合、最も早い買入と、売との間には時間差があり、また売上や利益も長期にまたがって入ってくる場合が多い。将来の収益は、時間が先になる分だけ不確実性が増すため価値が下がる。このため、単純に足し上げるわけにはいかない。こうした場合には、内部収益率 (IRR) の考え方を使う。これについての詳細は省く。実際の計算は、表計算ソフトに任せる場合が多い。

例 1: 新規の建設

あるプロジェクトでの初期投資が\$500であり、それが1年から毎年100ドルずつの利益をもたらす。設備は6年使える。7年めには設備をスクラップとして\$10で売れるとする。

¹ 実際には、経済的なフィードバックがないプロジェクトでも、各種の理由で実施されることは多い。経済性はプロジェクトを見る指標の一つにすぎない。

Year	0	1	2	3	4	5	6	7
Investment	500							
Operating Profit	0	100	100	100	100	100	100	
Scrap sales								10
Cash Flow	-500	100	100	100	100	100	100	10

IRR= 5.9%

この場合、このプロジェクトの収益率は5.9%となる。

例 2: 更新改修

上の例で、5年めに追加で\$100投資すれば、設備の寿命をもう4年のばすことができるとする。このばあい、5年目の改修費用の収益率は

この場合、単にプロジェクト全体の収益を0年から11年目まで計算するわけにはいかない。そうすると\$500の初期投資による収益がじってしまうからである。したがって、この改修のみによるインクリメンタルな収益を考える必要が出てくる。つまり、改修がある場合とない場合の差を見る必要が出てくる。

Table 1: CF without Rehabilitation

Year	0	1	2	3	4	5	6	7
Cash Flow	-500	100	100	100	100	100	100	10

Table 2: CF with rehabilitation

Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Investment	500					200						
Operating Profit	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Scrap sales												10
Cash Flow	-500	100	100	100	100	-100	100	100	100	100	100	10

IRR= 9.7%

Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Incremental CF	0	0	0	0	0	-200	0	90	100	100	100	10

IRR= 22.1%

改修なしの場合のキャッシュフローは例1で見たものと同じである。第二の表は、改修がある場合のプロジェクトを示す。初期投資から通して考えると、このプロジェクトの内部収益率(IRR)は9.7%となり、もとのプロジェクトよりもよい。最終から改修まで含めてプロジェクトを考えるべきだったとい

うことがわかる。

だが、改修投資だけの影響を見るためには、この二者の差を見る必要が出てくる。これを示したのが、三目の表となる。これだと、収益率は22.1%というきわめて高いものとなる。したがって、もし新規設備への投資を行うか改修を行うかという検討を行っているのであれば、改修を選んだほうが効率的である、という結果となる。

5. 2 財務分析手法

財務分析は、比較的である。単純に、業の損益計算や事業計画などの数字をそのまま使えば分析は可能となる。各種の価格は、ベンダーやカタログなどの数値をそのまま使うことも可能だし、各種の指標も類似プロジェクトのパフォーマンスから類推可能である。売上、およびそこから収益予測だけが面な部分となる。

収益率

プロジェクトが工場やタクシーであるなら、その収益は明確となる。売上がはっきりしているし（予測は困難でも、どこまでがその事業の売上かは理解しやすい）、それに使う材料やのコストもおおむ明確である。配電プロジェクトの場合の困難は、どの部分が加の売上が明確にはわかりにくい点にある。

新設

新設の場合には、売上は比較的是っきりしている。新規に接続された世帯や事業所からの電力売上である。そこから運営経費（電コスト、コスト、収コスト等）を差し引けば、事業の収益が得られる。

改修/拡張

改修の場合には、新規の接続はない場合もある。しかしながら、以下のような考え方で財務的な利益は計測可能である。

- a. 損失の提言に伴う加の売上
- b. 既存設備の寿命延長

ガーナの場合、電力不足の状態であるため、ロス低減に伴う加の容量は、売上の増加に結びつく。さらに、上の例2で見たように、設備の寿命が長引けば財務的なメリットが生じる。

既存グリッドの拡張は、新規建設と改修の合わせ技として理解できる。部分には新規の需要家の接続をもたらす、また部分的には既存の需要家に対して電力を供給することで加の売上をり出す。

5. 3 経済分析手法

経済分析においては、どこまでを収益/ 益と見なすかが大きな問題となる。これは単なる金 銭的な利益 (または損失) とは一 般しないものとなり、むしろ 社会全体への各種影響を重視したものとなる。この場合の「各種影響」とは、プロジェクトによっては移動時間の変化だったり、 追加 による社会へのメリット、電気がくることによる新規の産業機会や生活の質の向上といった、金 銭的ではないものが多く含まれる。「経済分析」という 呼び 方はしばしば誤解されるが、金 銭だけを 見るものではない。しかし、比較のためにこうした各種 利益などを金 銭換算することにはなる。

1) 収益

経済分析における 利益とは 何か。経済分析では社会経済全体への利得を考えるため、この配電計画の場合には、運営事業者 (ECG や VRA-NED) ではなく、末端の需要家を見ることになる。

しかしながら、電力を使うことで末端の需要家が得ている 利益をはっきり定量化するのは困難である。家に電灯がつくことの 利益はいくらに相当すると考えるべきだろうか。この 利益は、明らかにかれらが支払っている電気料金よりは高いはずである。もし使っている電気の価値が 10 ドルしかないと 思っているのに ECG が 20 ドル請求するのであれば、人々はそもそも電気を使うことをやめる。人々が電気料金を (一部は) 払っている以上、かれらにとっての電気の価値は、明らかに料金よりは高くなる。では、どれだけ高いのだろうか。

一つのやり方は、当人たちに効いてみることである。これは村落調査や社会経済調査などの一環として行える。しかしながら、これは必ずしも正確な 答えをもたらすとは限らない。多くの人は、現状払っている電気料金でも高す ると述べるし、これ以上の料金引き上げがあれば電気を使わないと口では言うものの、実際にはそうはならないからである。

地方部の場合、電気の主要な用途は照明となる。無電化村では照明に灯油ランプなどを使う場合が多い。照明に使っている費用は、その灯油大となる。電気は灯油ランプの 200 の灯りを出すため、電気の価値は、灯油のコストの 200 と考えることができる。ただし、こうした考え方には 批判もある。

別のやりかたは、他の電源を考えることである。自家発電 装置を持つところは多い。かれらは、発電設備を持って運営するだけの価値を電気においている。したがって、こうした発電費用がかれらにとっての電力の価値となる。この方式は、都市部で有効と考えられる。

また財務分析との大きな差は、金 銭の 扱いに出る。財務の場合、事業者は 金 銭を 現金の形で支払う。このため、財務分析には含まれる。利益から一定比率を 金 銭として引かれるのであれば、その分は考慮する必要がある。しかしながら社会全体として見た場合、 金 銭は単なる移転でしかない。社会全体として見れば、 利益も影響はない。このため 金 銭は考慮しない。

また、プロジェクトの費用は多くの場合、 減らしている。多くの 入品は関 税のために高くなっていたり、 送料などが 補助を受けている場合がある。これらは 修正する必要がある。ガソリンは、スタンドでは 3 ドルかもしれないが、これが 補助を受けていれば、社会は別の形でこれに対して支払いを行っていることになるので、社会全体にとっての費用はもっと高くなる。経済分析の差には、こうしたものも 修正する必要がある。

5. 4 結果の評価

マスタープラン策定においては、その計画に負生まれる各種のプロジェクトについて、経済的・財務

的な評価が行われるべきである。なるべく収益率の高いプロジェクトを選ぶことが望ましい。そのほうが同じ投資でも効率が高く、資金の利用法としては優 と考えられるからである。

マスタープランに含まれるプロジェクトは実質的に無数にある。中にはいいものもあれば悪いものもある。また、組み合わせることで価値が高まるプロジェクトもある。こうした考慮によって、工学的・経営的な目的を満たすと同時に、経済的にも財務的にもリターンを上げることが重要となる。

財務経済分析においては、どのくらいの収益性が十分と考えられるだろうか。これにははっきりしたえはないものの、大まかな目安はある。

世 行は通常、財務分析においては ROA8% を要求する。これが一つの目安となるかもしれない。また、それぞれの政 においてそうした基準が設置されている場合も少なくない。スリランカの場合、プロジェクトとして検討する最低水準は 6% となっていた。

また経済分析の場合、ア 開発 行はカットオフ水準として 12% を要求している。これ以下のものは ADB の融資対象とはならない。

これが絶対というわけではないが、有益なガイドラインとしては使えるものである。

大 な 助などの市場の みがない限り、経済的な収益性は財務的な収益性を大きく上回るのが通例であることは念 におくべきである。財務的なリターンは、単に個別利用者や社会が 受する経済的な益の一部を、料金などの形で らえているにす ない。そして 益の り部分は、利用者が 受する益として利用者に帰属することになる。

6章 優先順位の決定基準

6. 1 各計画の優先順位の決定基準

6. 1. 1 更新、増強、延伸計画の優先順位の考え方

配電線への投資計画は次の三つに分類される。

- ① 更新 (renewal)
- ② 増強 (reinforcement)
- ③ 延伸 (extension)

投資判断の優先順位については、原則として更新と増強が延伸に優先する。な 故ならば、NED の事業区に見られるように、無理な電化の 進が既存の配電網に過剰な負荷を強いる結果、供給力を うくするといった事態を招いている（これは、SHEPに見られたように、技術的かつ経済的な個合理性を いた形で計画が進められたことで、このような問題を発生させた）。既存の配電線の供給力を無視して延伸を進めれば、新規の需要家のみならず、既存の需要家に対する供給安定性を損なうことにもなりか ない。

更新計画と増強計画への投資判断は、その緊急性と投資規模によって異なる。 計画とも、そのまま放っておけば、いずれ電力供給の事故に がることは明らかであり、先送りは許されない。

配電線の更新そのものは、新規需要に対応したものではないため、それによって収益が向上するものではない。しかし、劣化した設備を放置することは、電力供給の安全性、信頼性の点で大きな問題を起す可能性があり、適宜、更新を実施することが必要である。

そのタイミングについては、基本的にスケ ュールを組んで更新を行うのではなく、現場での日常的な点検に基づいて、 時行うという特 がある。もし設備の劣化が しいと判断された場合には、 急に実施しなければならない。しかし、そうではない場合には、設備増強などの他の工事に併せて実施することが望ましい。

一方、既設の配電網において、需要家あたりの電力消費量の増加、さらには新規需要家の接続により需要量そのものが増加した場合には、既存設備の容量が不足したり、許容値を超えた電圧降下が発生したりするといった供給上の障害を起こすことがある。このため、設備増強は、需要の増加により設備容量に不足が発生する前、あるいは電圧降下が許容値を超える前に実施しなければならない。加えて、在的な需要の増加に供給が対応できないということは、電気事業として収益増加の機会を すことにもつながる。

増強については、比較的、スケ ュールを組みやすい。電力需要予測に基づいて、既存の配電設備が 後どの程度の需要まで うことが出来るかを判断することは可能である。また、地域の社会、経済開発計画に基づいたマイクロ需要の予測では、需要予測の修正を行いつつ、増強計画も見直さなければならない。そのような見直し作業の中で、とりわけ産業用に代表される新規の大口需要家の発生に対応することが必要となる。

増強計画の間で優先順位を付ける必要がある場合には、収益の増大という観点からは、需要の増加率

の高い配電線、一方、配電損失や電圧降下への対応という観点からは、変電所に近い場所から実施することが望ましい。

ECG、VRA-NED 共にこれまでの経 から更新と増強については、投資の時期とその規模についての概 の判断は持っている と推定される。そのような判断に基づいて、想定される投資の規模とスケ ュールを組み立てることで、投資計画の第一次案を作る。

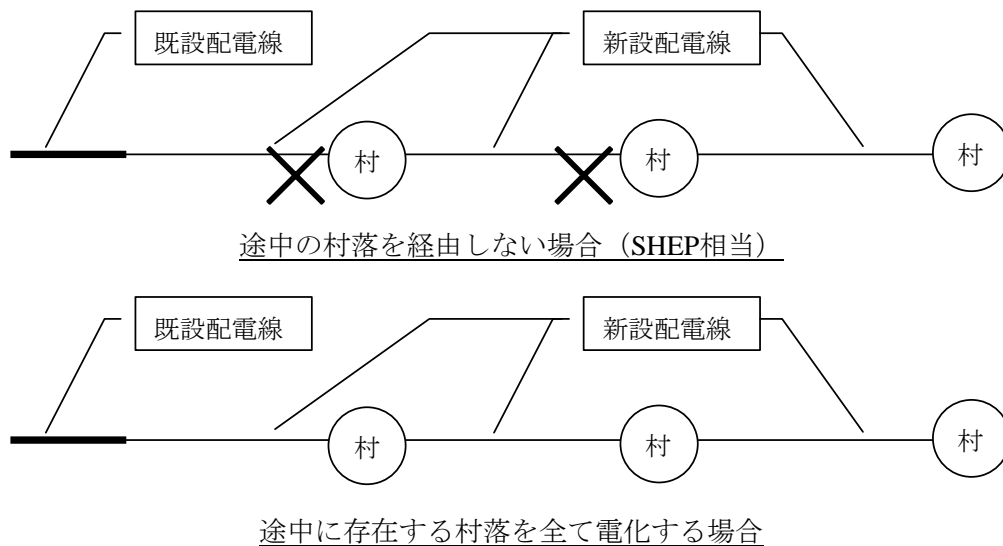
この第一次案をベースとして、延伸の投資計画を作成する。原則は、既存の配電系統の供給に余力があることを前提として延伸を行うべきであり、既存の系統にその余力がない場合は、増強計画を実施するまで延伸計画は進めるべきではない。

6. 1. 2 延伸計画の基準 (criteria)

(1) 無電化集落を び える形での び地の集落の電化の回避

延伸の原則は、既存の配電網に近い村落から順次電化することであり。無電化村落を びする形で、遠く離れたとこ にある村落を電化するべきではない。これは延伸に要するコストが当該村落だけで負する形となり、コスト的に極めて不経済となる。

もし、既存配電網に隣接する集落を順次電化していくのであれば、一 目の村落までの当 の延伸コストは、二 目、三 目の村落が電化されるに つて、同一系統に接続する需要家の数が次第に増すことで、投下したコストが順次分 軽減されていく。すなわち、経済性を最も 求することが出来る。



(出所) ガーナ国 部再生可能エネルギー利用地方電化マスタープラン調査

図 6. 1 配電線延伸のモデル

(2) 規模の経済の 求

もしも既存配電網からの距離が同じであれば、 益者数が多い村落を優先する。

これも、経済の原則から言えば当然のことであり、出来る限り需要家を束縛することで電力需要量を確保し、供給コストを低下させる。とりわけ NED の供給区域では、新規の需要家の大半はライフラインタリフが適用されるものとみられる。これらの需要家に電力を供給するコストを料金収入でまかなうことは難しく、出来る限りその逆ざやを小さくしたうえで、経済的に最も合理的、かつ同じコストを投入するのであれば、出来る限り多くの受益者に電気が供給できるような形で供給計画を立てるべきである。

7章 基本データ集

7. 1 基本データ集の作成の目的

基本データ集作成の目的は、マスタープラン策定を効率的に実施するための情報整備を行うことであり、マスタープランを策定する上で必要な情報を集約する。

7. 2 基本データ集の作成手法

基本データ集については、基本的には電 データベースで作成する。基本データ集に含まれる項目については、以下のとおりである。

(1) 単線結線図

各一次変電所から延びる中圧配電線（11kV および 33kV） および二次変電所の情報を含んだ単線結線図を 集する。単線結線図は中圧配電系統の 流（負荷電流、電圧降下）を検討するために用いられるもので、それに必要となる一次変電所変圧器の容量、中圧配電線の線種・条数・距離、二次変電所変圧器の容量等の情報が網 される。ガーナ国配電網の全ての単線結線図を集約する。データは、Auto CAD 等、現在、C/P が使用しているソフトを活用し整備する。

(2) 各ロード ンターの電力需要量

各ロード ンターの電力需要量は、中圧配電線のシステム解析を行う上での必 項目である。データ集には中圧配電線ごとに ーク電力を Microsoft Excel により集約する。

(3) 配電設備に関する基礎データ

配電設備に関する基礎データとしては、配電線の線種毎の電気定数に関するデータを集約する。(4) 各配電システムの解析結果

各中圧配電線についてマクロ需要想定と、村落調査に基づくミクロ需要想定を個別に考慮した解析結果を一 として Microsoft Excel により集約する。

(5) 各計画の経済財務分析結果

各計画の経済財務分析結果を Microsoft Excel により集約する。

(6) 配電網延伸計画の対象村落

配電網延伸計画に関する対象村落について GIS 図面により示す。

7. 3 基本データ集の更新手法

マスタープラン見直しや更新時には基本データ集を見直し、常に最新 に整備することが望ましい。

