

PDP作成マニュアル目次

第1巻 共通事項.....	2
1 マニュアルの概要.....	2
1.1 PDPマニュアルの目的.....	2
1.2 マニュアルの内容.....	2
2 一般事項.....	3
2.1 PDP (Power Development Program) の目的.....	3
2.2 関連下位計画.....	3
2.2.1 TDPの統合.....	4
2.2.2 DDPの統合.....	4
2.2.3 MEDPの統合.....	5
2.2.3 MEDPの統合.....	5
2.3 関連機関と責任区分.....	5
3 ワークフローと全体スケジュール.....	5
4 チェックリスト.....	7
第2巻 電力需要予測編.....	9
1. マニュアル需要想定部分のアウトライン.....	9
2. データ収集.....	12
2.1 人口.....	12
2.2 GDP, GRDP.....	17
2.3 販売データ.....	21
2.4 TRANSCOからのデータ.....	23
3. 需要予測の方法論.....	24
3.1 販売データの予測方法.....	24
3.2 ピーク需要への変換方法.....	28
3.3 販売予測のアレンジ.....	29
4. 需要予測のためのファイルシステム.....	32
5. 予測結果の検証.....	37
6. 留意点.....	41
7. 参照.....	44
7.1 データソース.....	44
7.2 STATISTICAによる単回帰.....	45
7.3 STATISTICAによる重回帰.....	50
第3巻 電力供給計画.....	56
1 共通事項.....	56
1.1 電源計画マニュアルの範囲.....	56

1.2	内容	56
1.3	シミュレーションソフトウェア	56
1.4	全体スケジュール	58
2	データ収集	61
2.1	必要データ	61
2.2	電力産業改革法の規定	62
2.3	データ収集	62
2.3.1	発電設備データ	62
2.3.2	系統関係データ	63
2.3.3	インディカティブプラントデータ	63
2.3.4	共通データ	64
3	電力供給計画の策定	65
3.1	策定フロー	65
3.2	WASP-IVによる計算	66
3.2.1	WASP-IVのフォルダー構造	66
3.2.2	WASP-IVのデータファイル	66
3.2.3	WASP-IVのTIPS	67
3.2.4	Sensitivity Analysis のTips	72
3.3	地域別需給計画の策定	74
3.3.1	地域別需給計画の策定方法	74
3.4	最適配置・インターコネクション	78
3.4.1	GTMaxの概要	78
3.4.2	最適配置の決定	78
3.4.3	GTMaxデータ準備	79
3.4.4	インターコネクション問題	83
4	チェックリスト	84
5	技術資料	85
5.1	マニュアル	85
5.2	JICA技術資料	85
5.3	一般資料	86
第4巻 電力系統計画編		88
1.	審査の目的	88
1.1	審査の目的	88
1.2	DOEとTRANSCOの責務	88
2.	審査範囲	89
2.1	審査対象期間	89
2.2	審査対象設備	89

2. 2. 1	TDPとDDPの対象範囲	89
2. 2. 2	送電資産と副送電資産の区分	89
3.	ワークフロー	91
3. 1	TDP審査・承認	91
3. 1. 1	ワークフロー	91
3. 1. 2	TDPの内訳	93
3. 1. 3	提出資料	93
3. 2	島間連系線	95
3. 2. 1	ワークフロー	95
3. 2. 2	島間連系線の立案方法	97
4.	スケジュール	100
5	審査方法	101
5. 1	信頼度	101
5. 1. 1	信頼度基準	101
5. 1. 2	信頼度指標	103
5. 1. 3	電力品質	104
5. 2	技術的チェック項目	105
5. 2. 1	グリッドコード	105
5. 2. 2	TRANSCOの拡充基準	107
5. 3	他計画との整合性	108
5. 3. 1	PDP	108
5. 3. 2	DDP	108
5. 3. 3	発電会社の送電計画との整合	108
5. 4	その他	109
5. 4. 1	経済性	109
5. 4. 2	長期的観点からの計画	109
5. 4. 3	発電機の単機容量	110
5. 4. 4	島間連系線	110
5. 4. 5	送電料金	111
6.	チェックリスト	112
6. 1	信頼度	112
6. 2	技術的チェックポイント	112
6. 3	他計画との整合	113
6. 4	その他	113
第5巻	地方電化計画	115
1	地方電化プロジェクト推進の一般的なフロー	116
2	マニュアルの概念	118

3	計画策定のワークフローと関係諸機関	119
3.1	地方電化計画策定のワークフロー	119
3.2	配電会社、電化組合営業地域内におけるViable/Unviableの分別	120
3.3	NEA/DOEによる下部組織申請内容の確認	120
3.4	NEAによる未電化地域電化方法の検討	120
3.5	DOEによる各種電化計画の統合	120
3.6	ERCによるユニバーサルチャージ審査・承認	120
3.7	関係諸機関の役割	121
4	地方電化計画策定の目標スケジュール	121
5	地方電化計画作成におけるキーポイント	122
5.1	データ収集	122
5.2	下位計画の評価	122
5.3	PDPへの統合	122
5.4	ユニバーサルチャージの申請	123
5.5	具体的な電化推進	123
6	基礎データの収集とデータベース	123
6.1	基礎データ収集	123
6.2	データベース	125
6.3	最適な電化手法の選択	132
7	トレーニング	140
8	維持管理システムの確立	141
第6巻 配電計画		145
1.	はじめに	145
2.	フレームワーク	145
3.	既存設備	148
4.	長期計画	149
4.1	拡充	149
4.2	改修	152
4.3	需要予測	155
4.4	供給予測	156
4.5	クリティカルコンディション	157
5.	投資	158
6.	添付資料	159

図リスト

電力需要予測編

図 1-1	需要予測のフローダイアグラム	10
図 1-2	需要予測の作業の示唆するタイムテーブル	11
図 2-1	人口に関わる実績と予測の線形性	13
図 2-2	エリア毎の人口の成長の予測	15
図 2-3	リージョンの%シェアの推定結果	16
図 2-4	リージョンの人口予測結果	17
図 2-5	2003 年の需要予測で用いたGDP シナリオ	18
図 2-6	フィリピンGDPに対するリージョンのGRDPの%シェア	20
図 2-7	GDPシナリオをリージョン別GDPへの分解	20
図 2-8	販売データのデータベース	22
図 3-1	需要予測のプロセスの概要	24
図 3-2	Process Iの概要	25
図 3-3	Process IIの概要	25
図 3-4	GDP/Capita と人口の相関関係	26
図 3-5	2002 年の実績を通過させるための調整方法	30
図 4-1	需要予測のためのファイルシステム	32
図 4-2	shareGDP%-1 のシートの例	33
図 4-3	セクター別の実績、予測販売量を算定するシートの構造	34
図 4-4	回帰分析による配電における販売実績の予測	34
図 4-5	Sales1 ファイルの結果の一部	35
図 4-6	“RESULT_ADJUSTED”ファイルのバリエーションの作成	36
図 5-1	成長カーブの比較	37
図 5-2	過去の実績と予測カーブの比較	38
図 5-3	需要成長率の実績と予測の比較グラフの例	39
図 5-4	GDP弾性値の実績と予測の比較例	40
図 6-1	電力システムの設備構成	41
図 6-2	自由化前の組織間の電力の流れ	42
図 6-3	自由化後の組織間の電力の流れ	42
図 6-4	組織間のデータ収集関係	43
図 7-1	スプレッドシートの入力例	45
図 7-2	“Statistics” のプルダウンメニューと “Multiple regression” メニューの位置	46
図 7-3	“Multiple Linear Regression Spreadsheet2” メニュー	46
図 7-4	変数の指定	47
図 7-5	“Multiple Regression Results: Spreadsheet1”の例	48

図 7-6 “Regression Summary for Dependent Valuable” スプレッドシート.....	49
図 7-7 データ入力スプレッドシート.....	50
図 7-8 “Statistics” プルダウンメニューと “Multiple regression” メニューの位置.....	51
図 7-9 “Multiple Linear Regression Spreadsheet2” メニュー.....	52
図 7-10 Selection of valuables	52
図 7-11 “Multiple Regression Results: Spreadsheet1”	53
図 7-12 “Regression Summary for Dependent Valuable” スプレッドシート.....	54

電力系統計画編

図1. 1 PDP策定のワークフロー	58
図 2.3.1 Data Gathering system	62
図3. 1 シミュレーションワークフロー	65
図 3.4.1 GTMax の概要.....	78
図 3.4. 2 インターコネクション 検討方法.....	83

電力系統計画編

図3. 1:ワークフロー	92
図3. 2:ワークフロー(島間連系線)	96
図4. 1: TDP策定および審査スケジュール.....	100

地方電化計画編

図3.1 地方電化計画策定のためのワークフロー	119
図6. 1 ECs毎, Municipality単位での電化率管理用地図サンプル	126
図 6. 2 Barangay単位での電化率管理用地図.....	126
図6. 3 Masbate島配電線網サンプル地図	127
図6. 4 地方電化のイメージ	128
図6. 5 平均風力エネルギー (Good-to-Excellent) 図6. 6 平均風力エネルギー(Moderate-to-Excellent)	130
図6. 7 年平均日射量.....	130
図6. 8 乾期と雨期の日射量の差.....	131
図6. 9 年間降雨量 図6. 10 小水力発電賦存量	131
図6. 11 1日の想定負荷使用パターン	134
図6. 12 需要家数別の配電線延長距離と太陽光発電との発電コスト.....	139

表リスト

電力需要予測編

表 2-1	人口に関する国勢調査データ	12
表 2-2	“The state of the Philippine Population Report 2000”における人口予測	13
表 2-3	リージョンの人口予測に関する年と%シェアの回帰式	15
表 2-4	単回帰式の係数	19
表 3-1	グリッドとサブグリッドの負荷率	29
表 3-2	ビサヤス各島の需要の%シェア	31
表 3-3	各島のサブグリッドのAF	31

電力系統計画編

表 1.1	PDPの全体スケジュール	59
表 2. 1	PDPのシミュレーションに必要なデータ	61
表 3.3.1	ビサヤス地域のイニシャル開発計画	74
表 3.3.2	Initial Distribution of Candidate to islands.	75
表 3.3.3	Power Development Plan (Second Draft)	77
表 4.1	Checklist for preparing PDP	84

電力系統計画編

表 2. 1:	TDPとDDPの範囲	89
表 2. 2:	送電資産と副送電資産の区分	89
表 3. 1:	DOEからTRANSCOへ提供すべき情報	91
表 3. 2:	電源開発に関する情報	91
表 3. 3:	既設設備一覧表の内訳	94
表 3. 4:	島間連系の区分	95
表 3. 5:	DOEとTRANSCOの業務分担	95
表 3. 6:	島間連系線立案にあたって考慮すべき事項	97
表 3. 7:	島間連系線の経済的効果	97
表 3. 8:	連系線の経済比較の例 (単位:M\$)	98
表 5. 1:	TRANSCOの拡充基準	107
表 5. 2:	経済比較の例 (単位:MP)	109
表 5. 3:	発電機の最大ユニット	110
表 5. 4:	増分送電料金の計算例	111

地方電化計画編

表3.1 関連諸機関の役割	121
表6.1 使用機器容量と使用時間	134
表6.2 配電線延長による発電コスト	136

配電開発計画編

表 3-1. 既存設備の概要(配電線)	148
表 3-2. 既存設備の概要(変圧器)	149
表 4-1. 配電線延長の概要(2003-2007) (Ckt-kms)	150
表 4-2. 変圧器容量の概要(変圧器、2003-2007)(MVA)	151
表 4-3. 改修の概要(2003-2007)(Ckt-kms)	153
表 4-4. 撤去設備の概要 (変圧器、2003-2007)(MVA)	154
表 4-5. 需要予測の概要(2003-2007)(MWH)	155
表 4-6. 需要予測の概要(2008-2012)(MWH)	155
表 4-7. 供給予測の概要(2003-2012)(kW、MWH)	156
表 4-8. 需要と供給の比較の概要(2003-2012)(kW、%、MWH)	156
表 4-9. クリティカルコンディションの概要(2003-2007)	157
表 4-10. クリティカルコンディションの概要(2008-2012)	157
表 5-1. 投資額の概要(2003-2007)(百万PHP)	158



Philippine
Power Development Plan (PDP)
策定マニュアル
(概要編)

第1巻 共通事項

1 マニュアルの概要

1.1 PDPマニュアルの目的

このマニュアルは、電力産業改革法のもと、DOE ならびに関連機関が協調して、円滑に PDP(Power Development Program) を策定できるよう、作業のスケジュールならびにワークフローを明確化することを目的としている。また、TDP(Transmission development plan)およびMEDP(Missionary Electrification Development Plan)などの関連下位計画についても、電力産業改革法の定めるところに従い PDP に取り込むため、PDP の策定スケジュールを勘案しつつ、ワークフローを明確化する。

1.2 マニュアルの内容

PDP策定マニュアルは、次のような構成となっている。

- 第1巻 共通事項
- 第2巻 電力需要予測
- 第3巻 電力供給計画
- 第4巻 系統開発計画
- 第5巻 地方電化画開発計画
- 第6巻 配電計画

PDP策定マニュアルは、PDP 策定のワークフローを明確化するものである。実施すべき事項ならびにそのスケジュールも同様に記載される。関連下位計画の策定、審査・承認に関わる関連機関の役割と責務についても同様に明確化される。技術の理解ならびに政策決定のための背景技術については、必要に応じ巻末にとりまとめる。

1.3 PDP策定マニュアルの保管

PDP策定マニュアルおよびその電子ファイルは、DOEの電力計画局にて保管される。この改訂は、毎年PDPが国会に提出されたあと、10月を目途に速やかに実施されなければならない。

2 一般事項

2.1 PDP (Power Development Program) の目的

電力産業改革法により、電力セクターへ競争原理が導入されることとなった。自由化後の DOE の役割は、発電、送電、配電等に分割された電力産業を安価で高品質で安定的な電力供給を実現するよう政策誘導することである。このため、電力需給の将来像を示す PDP は最も重要なツールである。また、PDP 実現を支援する電力投資促進は最も重要な政策課題である。

2.2 関連下位計画

PDP は関連下位計画と統合することとなっている。ここでいう下位計画とは、次の計画を示す。

- a. 系統開発計画(TDP)
- b. 配電開発計画(DDP)
- c. 地方電化開発計画(MEDP)

これら関連下位計画は、内容およびスケジュール等の勘案し、次の基本的考え方により統合することとした。(PDP2004-2013)

- TDP:プロジェクト統合

新規に計画される、全ての電源開発および系統拡充プロジェクト(系統連系含む)の整合をはかる。

- DDP:データ統合

PDP 策定に必要な、フランチャイズエリアの需要、電源設備データを収集するためのツールとして使用し、基本データを PDP に反映する。

- MEDP:報告書統合

ナショナルグリッドを対象にする PDP と、未電化地域を対象にする MEDP とは性格が全く異なるため、データ等の統合の必要性は少ないことから、現状は別々に計画し、報告書として統合するのみとする。将来的には、効率的な系統拡充による地方電化等について統合していく可能性は残る。

2. 2. 1 TDP の統合

前述したとおり、TDP との統合については、新規に開発する全ての電源開発データ、系統拡充データ等との統合を図る必要がある。表 2.2.1 に具体的な調整事項を記す。

表 2.2.1 TDP 統合のために必要な調整事項

調整項目	統合データ	データフロー
a. 需要 - 最大電力等、需要実績 - 電力需要見通し	-実績受領 -需要予測結果	- TRANSCO -> DOE - DOE -> TRANSCO
b. 電源開発計画 - 工事進行中プロジェクト - 開発決定プロジェクト - 電源廃止計画 - 開発候補プロジェクト	- プロジェクト一覧 - プロジェクト一覧 - プロジェクト一覧 - 必要となる電源開発量、 電源種別および開発エリア	- DOE -> TRANSCO
c. 系統拡充計画 - 計画ドラフト - 計画評価結果	- 計画ドラフト - 考慮すべきプロジェクト	- TRANSCO -> DOE - DOE -> TRANSCO

2. 2. 2 DDP の統合

電力産業改革法では、配電会社ならびに EC は、DOE に 3 月 15 日までに、配電開発計画の提出を義務づけている。DDP の内容は、大まかに(1)配電線の拡充計画、ならびに(2)フランチャイズエリアの電力需給計画に分けられるが、前者は、PDP とは直接的に関係しない。

一方後者には、電力需要想定ならびに供給力の確認が含まれることから、DDP を有効利用することで、PDP に必要なデータを効率的に収集することが可能である。具体的には表 2.2.2 のようなデータが該当する。即ち、DDP は PDP 策定のためのデータ収集ツールとして、使用することが可能である。

将来的には、PDP が基幹系統に連系しない小規模単独系統等をカバーしていくことも十分考えられるが、この場合は DDP の統合は非常に重要な調整事項となる。

表 2. 2. 2 DDP により収集可能なデータ

項目	PDP への統合
a. 電力需要 - 電力需要実績 - 電力需要想定 b. 供給力 - NPC からの供給力 - 自社発電設備の供給力 - 契約 IPP からの供給力 - 自家発電設備からの供給力	- 電力需要想定基礎データ - 電源開発シミュレーション基礎データ

2. 2. 3 MEDPの統合

基幹系統に連系した範囲を対象にするPDPと、未電化地域を対象にするMEDPとは、その性格が全く異なる。現状ではDDPのようにデータ統合の必要性も無いといえよう。

一方、MEDPそのものは、政策的にも非常に重要であることから、PDP (PEP) の一部とせざるを得ない。これらのことを考慮すると、現状ではPDPの独立した一部として、報告書統合をすることが妥当であるといえよう。

将来的には、OPEX の軽減の意味からも、基幹系統からの送電線・配電線延長による電力供給が重要となってくると考えられることから、電化の状況を監視しつつ、適正な時期に設備を基幹系統に繰り込んでいく作業が必要となる。この場合のデータベースを整備している状況といえよう。

2. 3 関連機関と責任区分

表2. 2. 3に PDP 策定に関する機関とその責務を示す。表 2.1 に示すように、PDP および MEDP の策定は今後直接 DOE が実施していくこととなる。

表2. 2. 3 PDP 策定に関する機関と責務

Organization	PDP	TDP	MEDP	DDP
DOE	Preparation	Evaluation /Approval	Preparation	Integration / Preparation
NEA	Arrangement of ECs Data		Arrangement of ECs Data / Submission of draft energized Plan	Integration of EC's Plan
ERC	Approval of projects	Approval of projects	Approval of Universal Charge	Approval of Charge
TRANSCO	Coordination of the Projects	Preparation		
Generation Companies	Data Submission			
PIOUs	Data Submission		Submission of the list of barangays	Preparation for Franchise area
ECs	Data Submission		Submission of the list of barangays	Preparation for Franchise area
NPC-SPUG	-		Submission of draft energized Plan	

3 ワークフローと全体スケジュール

表 3.1 に PDP 策定のための全体スケジュールを示す。前述のように、PDP は関連下位計画を取り込みつつ策定されるため、PDP のワークフローのみならず、関連下位計画の進捗状況にも配慮しつつ、策定されなければならない。

なお、個別計画の詳細ワークフローについては、それぞれのマニュアルを参照していただきたい。

表3.1 PDP 全体スケジュール

Month	November				December				January				February				March				April				May				Ju	
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2
Activities	Milestones																													
A. Preparation of PDP	↓ GDP (Tentative) from NEDA																													
1. Submission of Dus individual Development Plan to DOE																														
2. Consolidation of the Dus plans for integration to the PDP																														
3. Updating of historical databases																														
4. Preparation of the Sales Forecast for the Main Grids (LVM)																														
5. Preparation of Peak Demand Forecast for the 7 island grids (L, M, C, N, P, LS, B)																														
6. Identification of Specific Projects/Programs																														
7. Identification of scenarios																														
8. Presentation of the Demand Forecast and power projects to the Secretary																														
9. Simulation Runs (Basecase)																														
10. Integration of MEDP to the PDP																														
11. Sensitivity Analysis																														
12. Presentation of the Power Expansion Plan to the Secretary																														
13. Simulation Runs for other Scenarios																														
14. Preparation of Write-up																														
15. Approval of the Secretary (& NEDA)																														
B. Evaluation of TDP																														
16. Demand release to TRANSCO																														
17. Project release to TRANSCO																														
18. Evaluation of TDP (Draft)																														
19. Integration with PDP (Final)																														
(TRANSCO)																														
20. Demand Forecast (Each Substations)																														
21. Demand Forecast Reflecting GDP (Each Substations)																														
22. System Analysis (Each Substations)																														
23. System Analysis (On-going Project)																														
24. Preparation of TDP (DRAFT)																														
25. Preparation of TDP (Final)																														
C. Preparation of MEDP																														
26. Declaration of Target Areas from NEA-Ecs, Dus and SPUG																														
27. Identification / Verification of target areas																														
28. Formulation of Rectrification Policies including Priority																														
29. Reviw and allocate funds by ERC																														

4 チェックリスト

第2巻から第6巻の技術編には、巻末にそれぞれのワークフローに沿ったチェックリストが添付されている。これを活用し、確実に作業を進めていただきたい。



Philippine
Power Development Plan (PDP)
策定マニュアル
(需要予測編)

第2巻 電力需要予測編

需要想定に係わるマニュアルは、以下の内容の章からなる。詳細な説明については、個々の章の中で記述している。

- 1章 マニュアル需要想定部分のアウトライン
- 2章 データ収集法と準備プロセス
- 3章 需要想定の方法論とプロセス
- 4章 需要想定の実行システム
- 5章 想定結果の検証方法
- 6章 特記事項
- 7章 参考

1. マニュアル需要想定部分のアウトライン

次のアウトラインは需要想定の手順を示している。

<データ収集とチェック>

- ステップ1 : 将来の人口推計を収集しリージョン別の人口推計を行う。
- ステップ2 : GDP,GRDP の実績値と、NEDA が発表する GDP の予測値を収集する。次いで、将来の予測値をリージョンレベルに分解する。
- ステップ3 : 私営電力、配電組合を含む電力会社の販売データを収集する。
- ステップ4 : 前年の TRANSCO のピーク値と、負荷率を TRANSCO から収集する。

<需要想定>

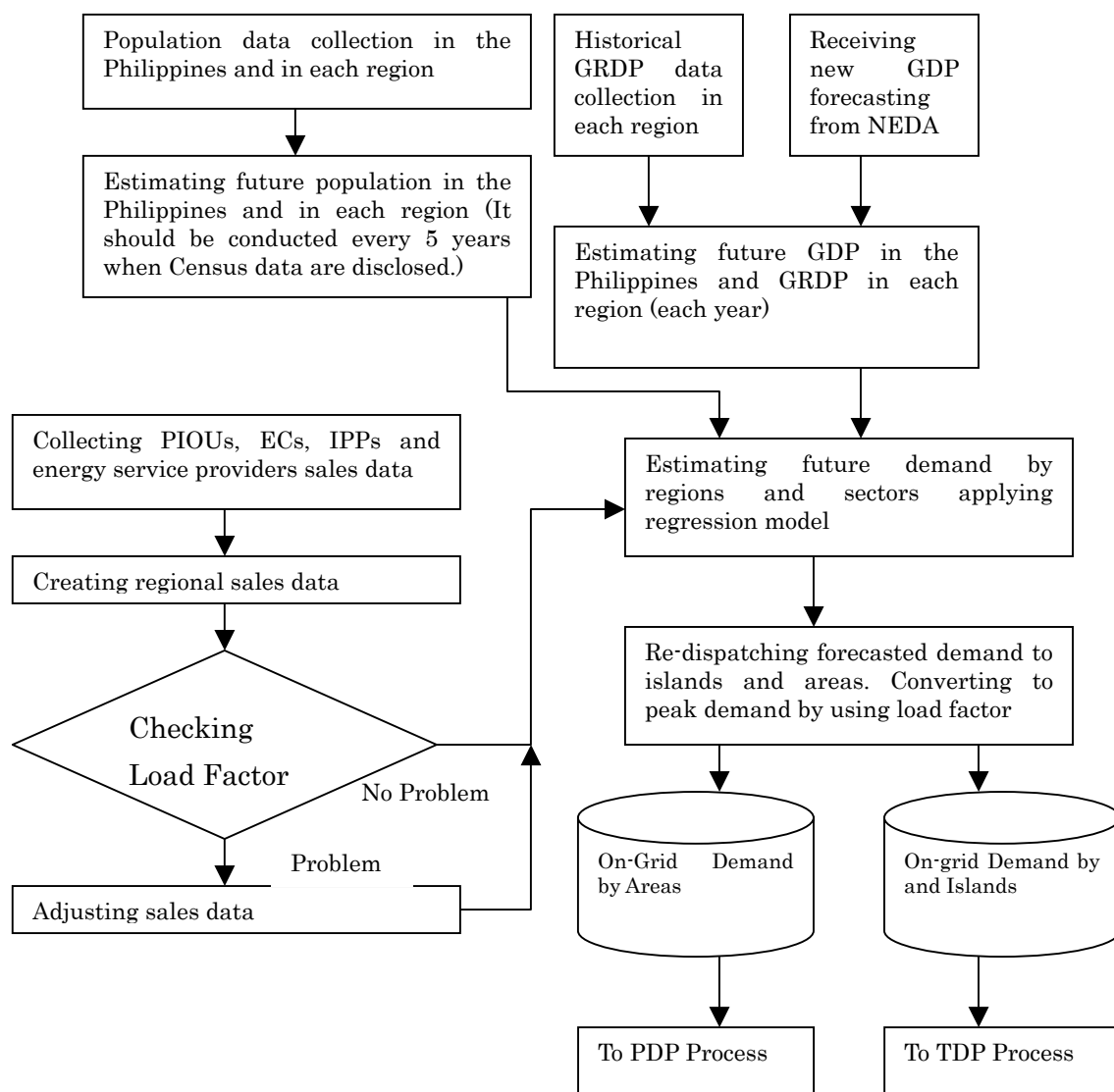
- ステップ1 : セクター、リージョン毎による需要想定の実施
- ステップ2 : ピーク需要値化による結果のアレンジ。メイングリッド(オングリッド)と分離グリッド(オフグリッド)需要の分離。
- ステップ3 : 地域(embedded)発電設備による供給需要を加えての、TRANSCOピークからシステムピークへの換算
- ステップ4 : 需要想定結果のバリエーションの作成
- ステップ5 : 成長率と GDP 弾性値による結果の考察

ワークフローダイアグラムと作業のタイムテーブルを次に示す。最も重要なポイントは4月半ばに NEDA から GDP が発表されるタイミングである。このポイントは動かさないため、残りの計画作業のスケジュールを確実に構築することが重要である。特に、その他のデータ収集を GDP 発

表前にすますことが重要である。

詳細な作業についてはダイアグラムに示す

図 1-1 需要予測のフローダイアグラム



Month	February				March				April				May			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Milestones	Sales data from NEA and PIOUs Peak and Load Factor Data from TRANSCO								GDP(Tentative) from NEDA							
Activities	transfer the result to PDP,TDP,MED															
A. Demand forecasting Schedule	Any time Census data are disclosed															
1. Forecasting Future Population	█				█				█				█			
2. Data collection from Distribution utilities					█				█				█			
3. Check Sales Data comparison with TRANSCO Data									█				█			
4. Updating of historical databases of sales data									█				█			
5. Creating GDP and GRDP Scenarios									█				█			
6. Forecasting Sales Data by Regions													█			
7. Preparation of Peak Demand													█			
Forecast for the 7 island grids (L, M, C, N, P, LS, B)																

図 1-2 需要予測の作業の示唆するタイムテーブル

2. データ収集

本章では、重要な内容であるデータ収集について述べる。図 2.3 は、DOE と様々な組織の間のデータ収集の関係を示したものである。収集すべきデータは次のものである。

人口

GDP, GRDP

電力販売実績

ピーク需要の実績

2.1 人口

(1) データ収集

概要:

人口データは NSO の統計を用いる。必要なデータは次の通りである。

- 5年ごとの発表されるフィリピン全体の人口
- 5年ごとの発表されるリージョン毎の人口
- フィリピン全体を対象とした公式の人口予測

2003年に実践されたプロセス:

実際に収集できた国勢調査データは次の表の通りである。

表 2-1 人口に関する国勢調査データ

Date	Luzon	Visayas	Mindanao
05/01/1975	22,790,274	10,133,392	9,146,994
05/01/1980	26,080,694	11,112,523	10,905,243
05/01/1990	33,357,887	13,041,947	14,298,160
09/01/1995	38,249,776	14,158,443	16,205,487
06/01/2000	42,810,872	15,520,152	18,133,864

次の表は、人口の予測で、“The State of the Philippine Population Report 2000”というウェブサイトから収集できた。この予測は、2003年の需要予測において用いられた。

表 2-2 “The state of the Philippine Population Report 2000”における人口予測

POPULATION PROJECTIONS	2005*	2010*	2015*	2020*	2025*	2030*	2035*	2040*	
Total (in millions)	84.2	91.9	99	105.6	111.5	117.1	122	126.2	
By sex	Male	42.4	46.2	49.8	53	55.9	58.6	61	62.9
	Female	41.8	45.6	49.2	52.5	55.6	58.4	61	62.9
By Age group (% of total)	0 - 14 yrs	33.80%	31.10%	28.60%	26.20%	24.10%	22.40%	21.10%	19.90%
	15 - 64 yrs	61.80%	63.90%	65.60%	67.00%	68.00%	68.30%	68.10%	67.70%
	65 and over	4.40%	5.00%	5.80%	6.80%	8.00%	9.30%	10.80%	12.40%
Average annual growth rate	1.87	1.66	1.45	1.23	1.07	0.95	0.81	0.66	
Population Density (persons per square kilometer)	281	306	330	352	372	390	407	421	
Crude birth rate	25.1	22.3	20	18	16.6	15.6	14.5	13.3	
Crude death rate	5.9	5.6	5.5	5.5	5.7	6	6.3	6.8	

各都市を対象とした将来の人口予測がチェックに使える可能性がある。これらのデータは the National Statistic Book により収集ができる。しかし、リージョン別人口予測に関しては、この資料には掲載されておらず、DOE が自身で予測する必要がある。

(2) データの準備

概要:

1990-2015 の期間に注目すると、1990,1995,2000 年の実績と、2005,2010,2015 年の予測をつなげると、ほぼその推移は線形となっている。これを利用して、リージョンの人口を次のステップで予測した。

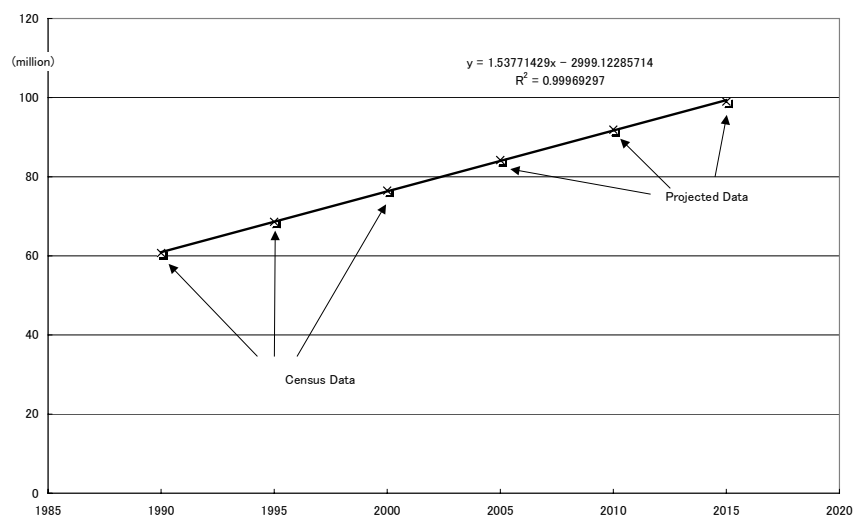


図 2-1 人口に関わる実績と予測の線形性

- **STEP1**： 年数で説明する人口の線形関数を定義する
- **STEP2**： トータルが 100%になるように、リージョンの人口シェアの予測関数を作成する
- **STEP3**： STEP 1 の人口予測に STEP2 のシェアを乗じてリージョンの人口を算定する

PDP2004 における実践プロセス:

次の説明は、上記で述べたプロセスを詳細化したものである。

i) エリア毎の人口予測 (STEP1)

1990 年から 1000 年までの人口の実績を見ると、人口の増加は各エリアではほぼ線形である。また、2015 年までのフィリピン全体の人口予測でも、この期間は線形の増加が予測されている。従って、線形関数で各エリアの人口を予測することは妥当であると思われる。次の図は、過去の人口の実績と将来の予測を示したものである。

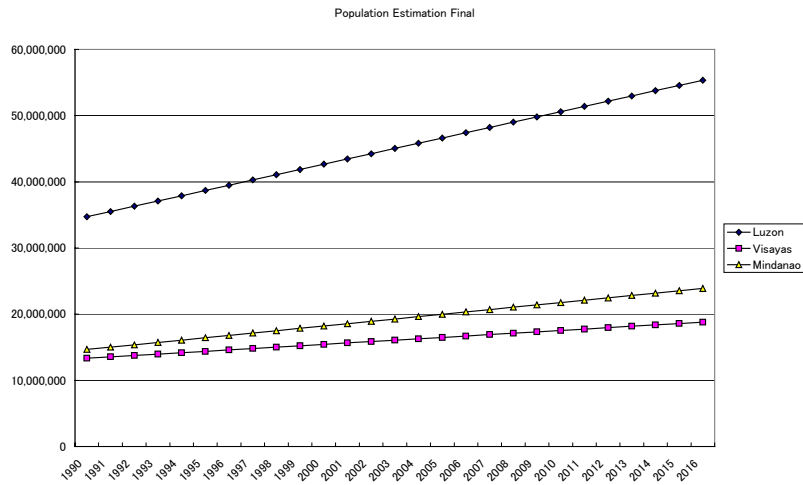


図 2-2 エリア毎の人口の成長の予測

ii) リージョン毎の人口の予測 (STEP2)

リージョンの人口シェアの予測は、STATISITICA による、単回帰分析で求めている。このシェアはエリアの人口に対するリージョンの人口のシェアを示すものである。各関数は、次の表に示す通りである。ここでは、X が年、Y が%シェアを表している。

表 2-3 リージョンの人口予測に関する年と%シェアの回帰式

Region Name	Formulation
NCR National Capital Region	$Y = -0.0006266X + 1.4892217$
CAR	$Y = -0.000247X + 0.525955$
Region1 Ilocos Region	$Y = -0.0008324X + 1.7619274$
Region2 Cagayan Valley	$Y = -0.0004453X + 0.9558348$
Region3 Central Luzon	$Y = 0.0001758X - 0.1657567$
Region4 Southern Tagalog	$Y = 0.002777X - 5.279507$
Region5 Bicol Region	$Y = -0.0008016X + 1.7123248$
Region6 Western Visayas	$Y = -0.001349X + 3.099273$
Region7 Central Visayas	$Y = 0.001508X - 2.649635$
Region8 Eastern Visayas	$Y = -0.000158X + 0.550361$
Region9 Western Mindanao	$Y = -0.000156X + 0.483345$
Region10 Northern Mindanao	$Y = -0.000218X + 0.587344$
Region11 Southern Mindanao	$Y = 0.000594X - 0.901758$
Region12 Central Mindanao	$Y = 0.000110X - 0.075010$
ARMM	$Y = 0.000455X - 0.778276$
Caraga Caraga ^{1/}	$Y = -0.000784X + 1.684354$

最終的には、将来の%シェアは年(例えば 2003,2004...)を挿入する形で計算される 2003 年に実施した計算で得られた結果は、次図に示すとおりである。このプロセスでは、合計が 100%になるように調整するプロセスが含まれている。

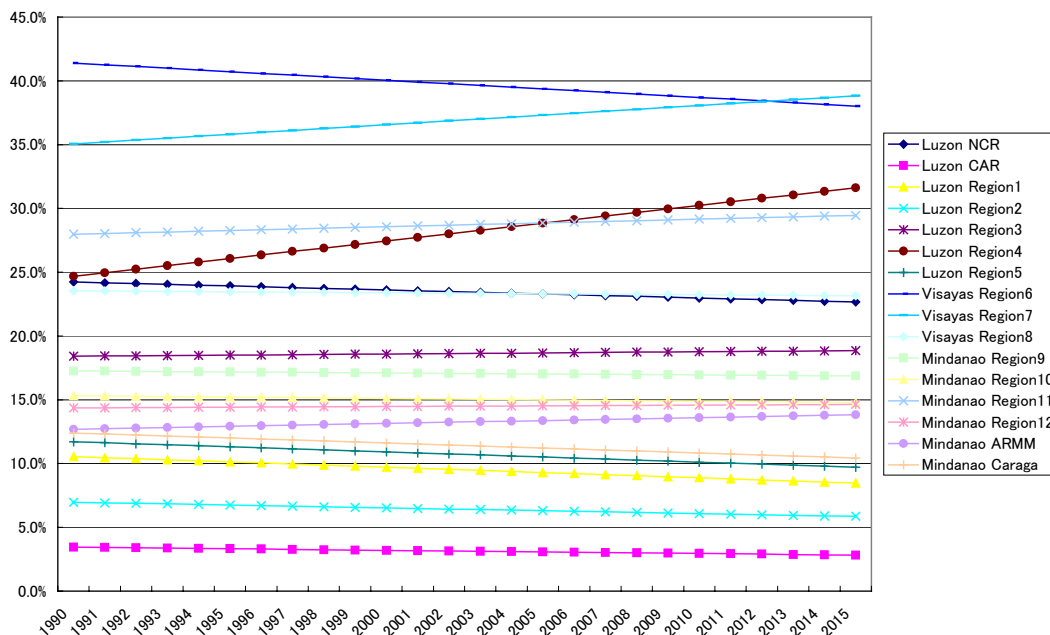


図 2-3 リージョンの%シェアの推定結果

iii) リージョンの人口の計算 (STEP3)

最終的に、得られたリージョンの人口の%シェアにエリアの人口予測を乗じて、リージョンの人口を求める。今回得られた結果は次の図の通りである。

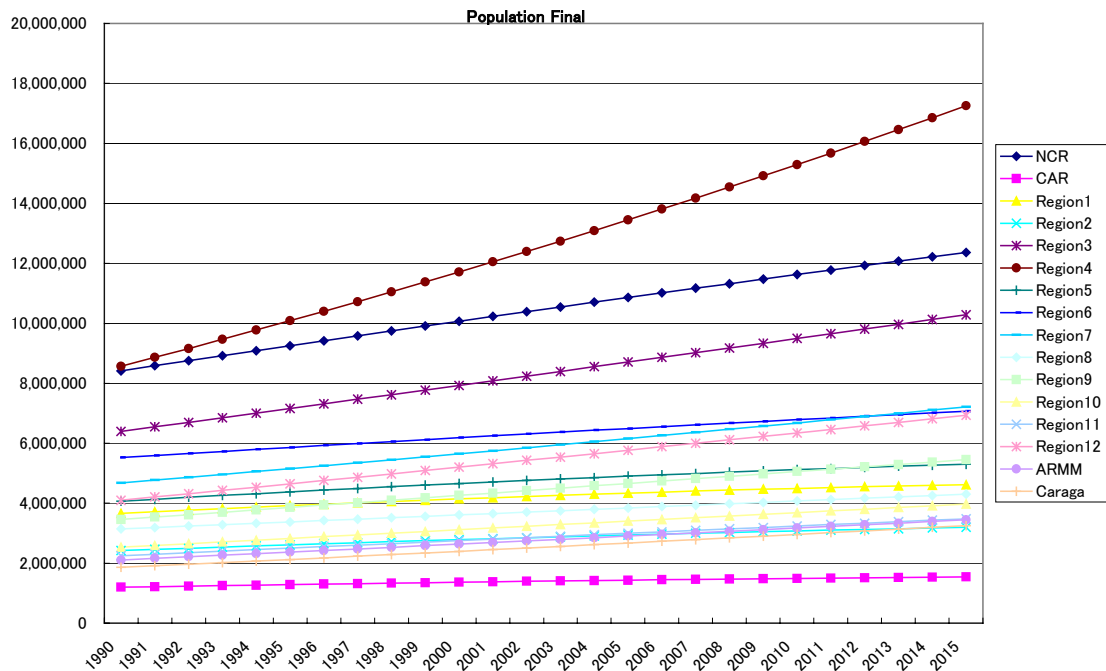


図 2-4 リージョンの人口予測結果

2. 2 GDP, GRDP

(1) データ収集

概要:

リージョンの GDP である GRDP (Regional GDP) の実績は NEDA から収集できる。実際に収集されたデータは次の通りである。

- NEDA によって発表される前年の GDP 実績
- NEDA によって発表される前年の GRDP 実績
- NEDA により発表される今後 10 年の GDP 予測

NEDA は暫定的に、前年度の GDP の実績と今後の予測を4月の半ばから5月のはじめにかけて発表する。この予定は変えられないため、GDP に関わるデータ収集のスキームは変えることは出来ない。公式には、GDP の予測は、NEDA の経済予測モデルに基づいて5年分発表される。このプロセスにおいては、NEDA は外部の分析も参照するとしているが、後年度の予測を見ると、信頼性が低く過大な予測が出る傾向にある。従って、DOE がこの GDP 予測を使うにあたっては何らかの調整が必要である。

2003 年の作業での実践:

2003 年での予測作業では、以下のような調整作用を実施した。

STEP1: NEDA から High GDP growth case、Low GDP growth case の 2 種類の予測を得た。その後、2008 年以降の成長率を、2003 年～2007 年の平均値に置き換える調整ケースを作成する。

STEP2: 将来のリージョンの GDP シェアを予測する

STEP3: リージョン別 GDP を計算する

従って、3 つの GDP シナリオは以下に示すとおりである。

	NEDA High GDP CASE	NEDA Low GDP CASE	LOWER GDP Modified CASE
2002	4.60%	4.60%	4.60%
2003	5.20%	4.20%	4.20%
2004	5.80%	4.90%	4.90%
2005	6.30%	5.30%	5.30%
2006	6.70%	5.80%	5.80%
2007	6.30%	5.30%	5.30%
2008	6.80%	5.80%	5.10%
2009	7.00%	6.00%	5.10%
2010	7.00%	6.00%	5.10%
2011	7.00%	6.00%	5.10%
2012	7.00%	6.00%	5.10%
2013	7.00%	6.00%	5.10%
2014	7.00%	6.00%	5.10%
2015	7.00%	6.00%	5.10%

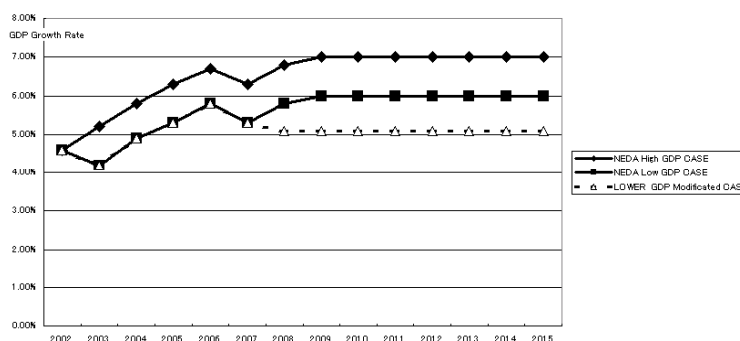


図 2-5 2003 年の需要予測で用いた GDP シナリオ

NEDA の GDP 予測は実際には国の目標と位置づけられている。従って、全般的に強きの予測となっている。そのため、DOE は、投資家のリスクを示すためにもより悲観的なシナリオも仮定すべきである。

留意点:

また、the National Statistic Book に記されたデータを見ると、“electricity, gas and water” セクターに関する前年の GDP データの集計が欠けている。このセクターのデータ発表が遅れるため、翌年の予測には Year Book では収集できず、別途他の方法で収集する必要があるかもしれない。

(2) データの準備

概要:

NEDA 自体は将来の GRDP を予測しないため、DOE は独自で GRDP を推定する必要がある。また、詳細な前年の GRDP の実績も7月の国の GDP の実績発表の後に行われると見られる。従って、前年の実績を除く過去の GRDP の実績のみが、将来の GRDP のシェアを推定する上で利用可能と考えられる。後で示すように、非住宅セクター以外の需要はひとまとめで扱うため、GDP のセクター別分解の必要性はない。

2003 年の予測作業での実践:

i) GDP 予測の収集と GDP 値の算定 (STEP1)

GDP 目標は NEDA から成長率の形で与えられるため、GDP の値を計算する必要がある。この作業は、先に示した3つのシナリオに対して実施する必要がある。

ii) リージョン別 GDP シェアの計算 (STEP2)

リージョン別の GDP すなわち GRDP の実績を用いて、将来のリージョン別のフィリピン全体の GDP に対するリージョンの GDP のシェアを計算することが出来る。この%シェアは、過去の実績と年数による単回帰で求めることができる。回帰分析の結果におけるその係数を下記の表に示している。また、%シェアの結果は図に示す。

表 2-4 単回帰式の係数

	NCR	CAR	Region I	Region II	Region III	Region IV	Region V	Luzon
a	-0.854376	-1.00627	-0.204431	-0.183504	0.496082	-0.718777	0.424836	-2.04644
b	0.000581	0.00052	0.000118	0.000103	-0.000201	0.000438	-0.000198	0.00135

	Region VI	Region VII	Region VIII	Visayas
a	0.377003	-0.792831	0.390829	-0.024999
b	-0.000153	0.000431	-0.000184	0.000094

	Region IX	Region X	Region XI	Region XII	caraga	ARMM	Mindanao
a	0.396985	2.566797	2.135228	1.895235	-1.04643	-2.87638	3.071439
b	-0.000185	-0.001263	-0.001037	-0.000935	0.00053	0.00144	-0.001449

% share of GRDP = a * Number of Year + b

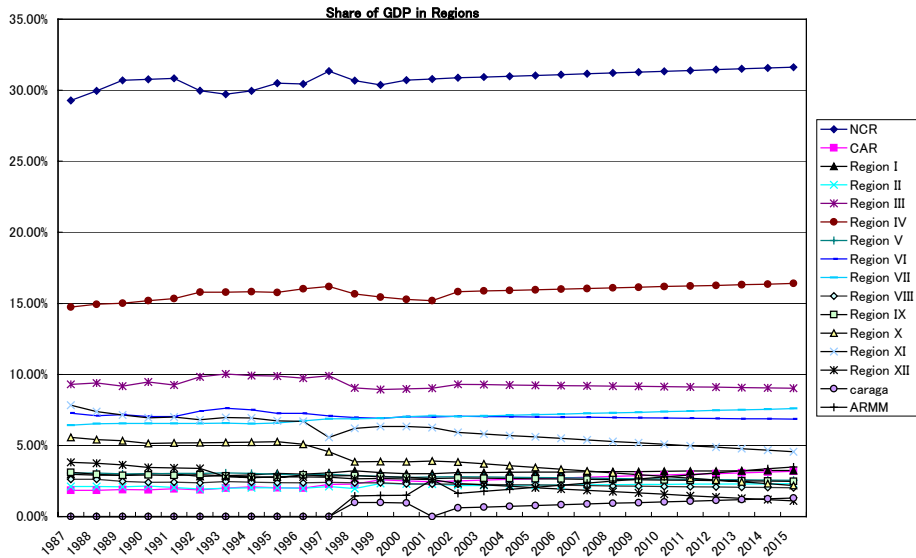


図 2-6 フィリピンGDPに対するリージョンの GRDP の%シェア

iii) リージョン別 GRDP の計算 (STEP3)

%シェアをフィリピン全体の GDP 値に乘ずることにより、将来の GRDP を推定する。このプロセスも3つの GDP シナリオに対して実施する。

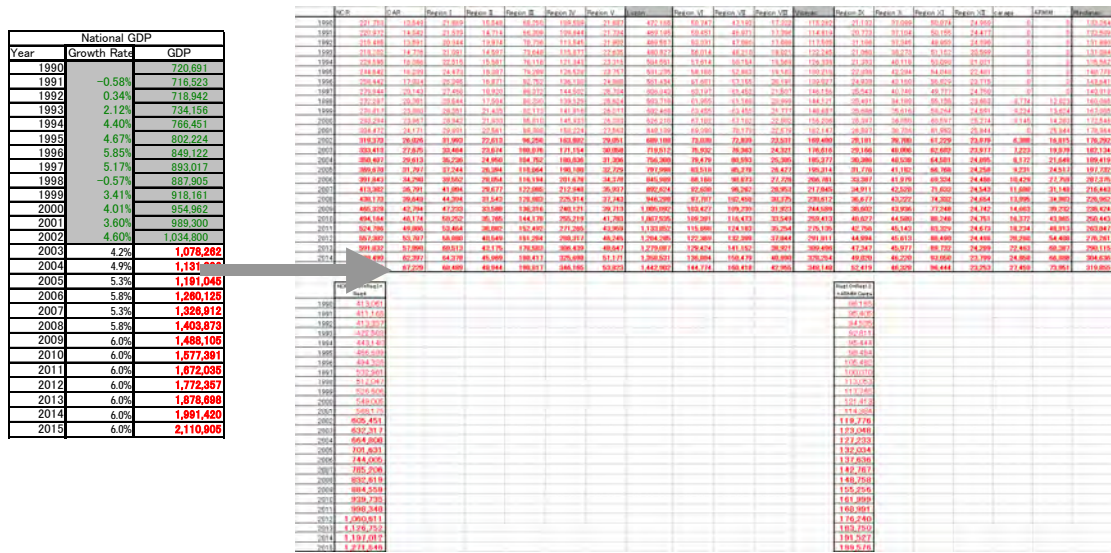


図 2-7 GDP シナリオをリージョン別 GDP への分解

注記:

GDP のリージョン値へのブレイクダウンは、GDP 予測値の公表と実績の発表が毎年あるため、毎年更新する必要がある。この場合には、上記の EXCEL のスプレッドシートを拡張して実績の追加と、単回帰の再実施をする必要がある。

2.3 販売データ

(1) データ収集

概要:

NPC の再編のため、NPC を通しての配電会社の販売実績の収集は今後困難になる。従って、需要想定の手順は、今後、配電会社から直接収集する方法を採用する必要がある。

2003 年の予測作業での実践:

私営電力会社と自治体営の配電会社からの販売データの収集は、ERC が料金規制の目的で収集している。この写しは DOE にも提出されている。2001 年以前の過去のデータに関しては、これを参照することで収集できた。しかし、いくつかのデータは欠損しており、また紙面でしかデータが残っていない。今後、電子データ化したデータベースの蓄積と、欠損データの穴埋めが必要であった。

NEA と NPC-SPUG はいずれも、配電組合のデータを独自にデジタルメディアで収集している。NEA を通じたデータ収集ルートがメインと考えられ、3年ごとに発刊される **Chronicle** が過去のデータの最も信頼できる参照資料となる。また、NEA は需要予測作業をはじめる前に、前年データの整理を終えると見られ、これらの新しいデータを追加して配電組合の販売実績データベースを更新できる。

しかし、これらのデータの写しを DOE は直接、DDP のスキームを利用して配電会社や配電組合から収集すべきである。これによりより効率的に、信頼性を持ってデータ収集が可能になると見られる。

データの収集は実際に、次の手順で実施した:

- 毎年の販売データを販売セクター別を電力会社別に収集（住宅、商業、産業）
- 契約数(connection)についても販売セクター別を電力会社別に収集（住宅、商業、産業）
- 毎年の販売電力量を電力会社別に収集
- 毎年の電力会社別の自家消費データを収集

		LUZON							
		1. Angeles Electric Corporation	2. Bauan Electric Lights System	3. Cabanatuan Electric Corp.	4. Dagupan Elec. Corp.	5. Ibaan Elec. & Eng'g. Corp.	6. La Union Electric Company, Inc.	7. Manaoag Utility Inc.	8. Manila Company
Bulk Power	1990								
	1991								
	1992								
	1993								
	1994								
	1995								
	1996								
	1997								
	1998								
	1999								
	2000								
2001									
Comm/ Gen. Ser.	1990	61,075,585	933,192	11,393,855	18,645,264	732,328		211,347	3,776,4
	1991	48,782,105		12,822,561	18,926,538	698,509		263,951	3,750,8
	1992	44,727,633		12,331,686	19,625,902	789,790		206,555	3,815,8
	1993	47,341,346		12,545,533	22,670,121	852,636		263,013	3,784,4
	1994	59,436,282		17,538,927	25,714,339	1,130,448	17,787,284	299,327	4,747,0
	1995	72,909,463	2,112,505	18,883,190	28,758,558	1,337,667	23,383,749	346,022	5,140,3
	1996	103,076,333	2,292,637	33,510,579	30,534,208	808,809	33,983,813	297,509	5,805,0
	1997	134,621,550	2,168,124	36,559,883	32,549,463	1,752,386	25,602,520	248,996	6,313,5
	1998	140,664,488	2,335,587	45,287,412	34,317,132	1,938,085	28,997,134	354,428	6,870,4
	1999	146,748,171		48,703,909	35,142,420	2,035,591	30,698,272		7,038,1
	2000	167,664,443		51,611,050	39,188,330	1,911,348	32,379,409		7,507,2
2001	165,890,417		51,914,496	41,792,645	2,375,011	34,070,547		7,905,7	
Ind'l/ Gen. Pow.	1990	4,715,992		8,006,939	14,659,640	1,918,456		410,273	3,980,2
	1991	3,843,828		9,070,265	15,242,933	2,368,430		324,910	4,335,0
	1992	4,102,481		8,746,803	16,665,402	1,927,930		388,721	4,430,4
	1993	4,574,133		8,716,876	20,347,261	1,697,273		367,719	4,333,0
	1994	4,817,387		10,953,051	24,023,120	2,653,609	2,845,334	467,559	5,048,2
	1995	4,612,800	0	10,734,797	27,701,979	2,027,510	2,096,660	469,125	5,327,1
	1996	5,294,361	0	8,636,607	31,520,431	1,222,608	3,533,555	519,689	5,909,1
	1997	5,345,277		6,455,525	35,487,736	2,681,436	3,173,138	570,253	6,213,4
	1998	5,486,164		7,176,166	40,466,033	2,493,280	4,165,777	814,834	5,952,6
	1999	4,876,949		5,487,417	44,497,618	2,557,186	5,004,614		5,974,4
	2000	8,171,269		5,305,238	47,228,609	2,267,076	5,843,451		6,359,8
2001	12,399,915		5,136,094	55,423,661	1,554,967	6,682,288		6,503,2	
Others	1990	3,751,075	427,389	5,589,106	1,395,708	150,144		71,456	89,9
	2001	3,098,814		5,730,074	1,400,000	60,700		65,755	84,0

図 2-8 販売データのデータベース

注記:

販売データに関しては、以下の様なデータソースから収集している。

1) 私营、自治体営電力会社の販売実績

私营電力会社と自治体営電力会社のセクター毎の販売データと、エネルギーバランス(購入電力、自家消費、自家発電、配電ロス)については ERC あるいはその前身である ERB のサマリーデータで参照できる。これらのデータは DOE のモニタリング局においても参照できる。また、ERC においてアニュアルレポートのバックナンバーを参照することも出来る。

2) 配電組合の販売実績

原則的に、過去の配電組合の販売実績は Chronicles を参照することで入手できる。

3) 送電系統の販売実績

送電レベルの直接販売のトレンドを確認するために、NPC の直接販売実績を TRANSCO から

入手した。これらのデータは、WESM が開設された後は、発電事業者と消費者の間の決済データとして入手できる。

2.4 TRANSCO からのデータ

(1) データ収集

概要:

歴史的に、PDP におけるピークデータとは、TRANSCO ピークに配電レベルでの発電機の販売を加えたシステムピークを指している。システムピークを決定するために、次のようなデータが必要となる。

- ①各年の TRANSCO ピークデータと、その値のルソン、ビサヤス、ミンダナオの値
- ②ルソン、ビサヤス、ミンダナオの年負荷率
- ③ルソン、ビサヤス、ミンダナオの送電ロス率
- ④上記データのビサヤス各島の値

2003 年の予測作業での実践:

2003 年の予測作業では、TRANSCO からデータ収集を行った。これらのデータは、Dina Dezon 女史より入手した。このデータは TRANSCO ピークだけでなく、配電系統の電源の供給分を含むシステムピークも含まれている。しかし、将来的にはこのようなデータが TRANSCO から入手できる保証はない。

注記:

将来において、DOE は直接、配電レベルの発電実績を収集する必要がある。この場合、DOE は PDP のデータ収集スキームを利用することになる。

3. 需要予測の方法論

3.1 販売データの予測方法

以下のフローチャートは、需要予測のプロセスを示している。このフローは以降の2つのパートに分かれる。最初のもの(process I)は、ルソン、ビサヤス、ミンダナオのメイングリッドの需要予測のフローである。2番目(process II)のはビサヤスのサブグリッドの予測のためのものである。Following flowcharts are outline of demand forecasting process. There are two parts in these charts. The first one (process I) is for demand forecasting of main grid in Luzon, Visayas and Mindanao. The second process is for demand forecasting of sub-grid in Visayas.

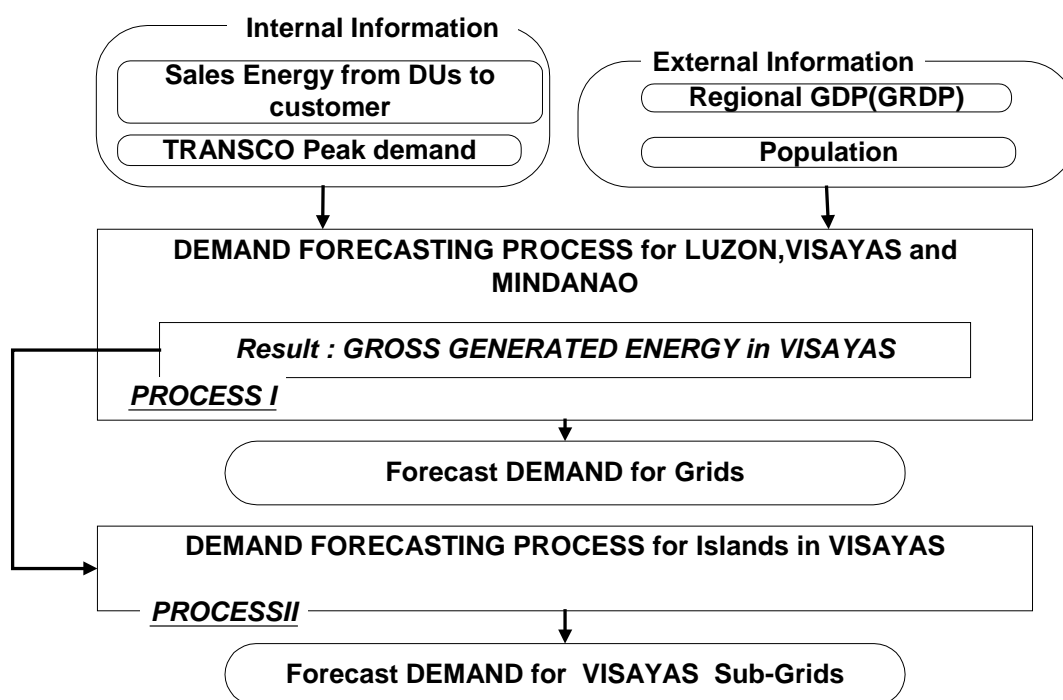


図 3-1 需要予測のプロセスの概要

DEMAND FORECASTING PROCESS FOR LUZON,VISAYAS AND MINDANAO

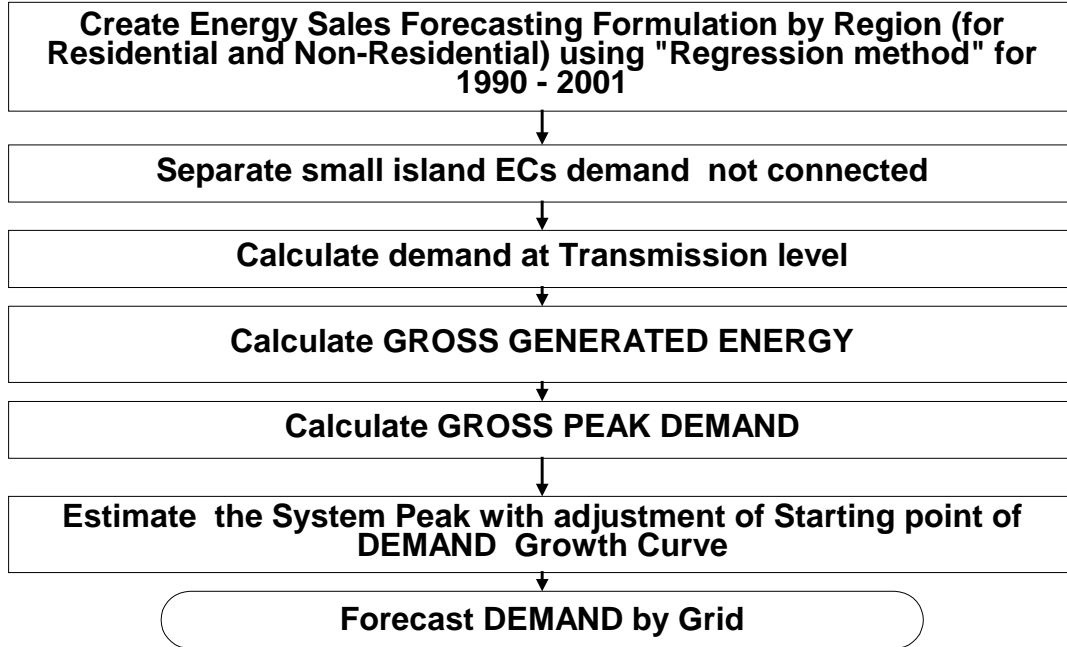


図 3-2 Process I の概要

DEMAND FORECASTING PROCESS FOR VISAYAS SUB-GRIDS

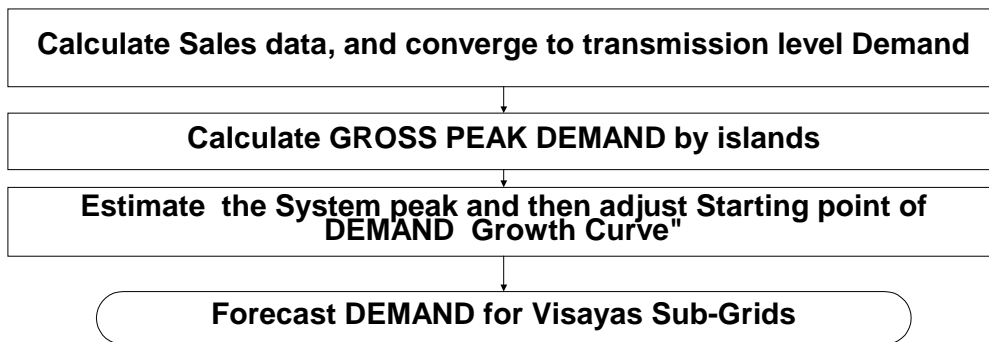


図 3-3 Process II の概要

STEP1: 配電会社の販売の回帰モデル

需要予測の最初のステップは、販売データの回帰式を作成することである。この場合には“STATISTICA”の単回帰、重回帰分析を利用する。

予測する配電会社の需要は2つのカテゴリーに分類され、それは住宅セクターと非住宅セクターである。過去の実績を見ると、産業、商業などの分類を厳密に行うことは、一部の大口データが産業に分類されたり、バルクと分類されたり分類が不安定なために、難しい。従って、これら産業、商業などの需要は非住宅セクターとして一つにまとめている。

このようなことから、以下の2つの回帰式を求めて需要想定を行う。

$$\begin{aligned} \text{住宅セクターの販売 (GWh)} &= a + b \cdot \text{リージョンの人口} \\ &\quad + c \cdot \text{リージョンの GDP/Capita} \end{aligned}$$

$$\text{非住宅セクターの販売(GWh)} = a + b \cdot \text{リージョンの GDP}$$

ここで GDP/Capita と人口の関係を見ると、次の図のようにそれほど強い相関係数を持っていない。従って、この2つのデータは独立と考えている。

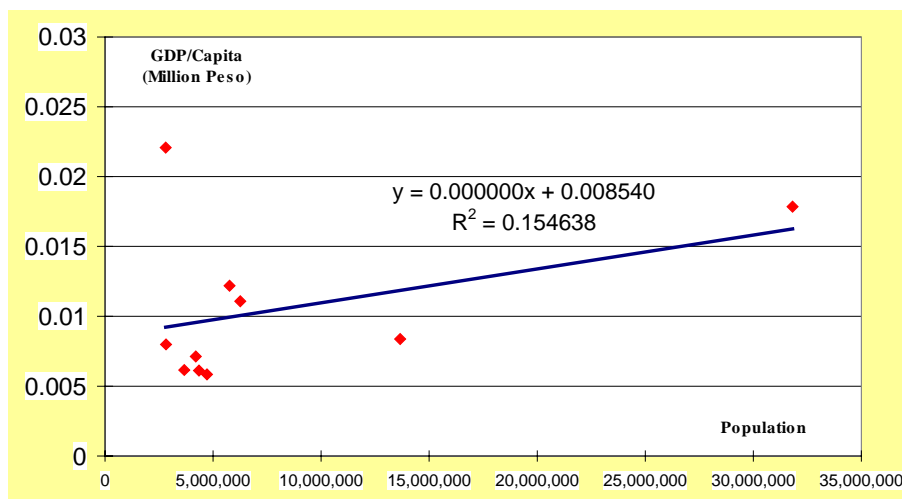


図 3-4 GDP/Capita と人口の相関関係

需要予測に使う回帰式は、次のような結果となっている。ここで、NCR, CAR, Reg3 と Reg4 は MERARCO のフランチャイズが含まれるため一つのリージョンとして扱った。同じく Reg10, Reg12, ARMM と Carga は過去に一緒にリージョンとして社会統計が取られていたため、一つのリージョンとして扱っている。

NCR-CAR-Reg3-Reg4:

$$\begin{aligned} \text{住宅セクターの販売 (MWh)} &= -17665930000 + 630.5035 * \text{リージョンの人口} \\ &\quad + 35819700000 * \text{リージョンの GDP/Capita} \\ \text{非住宅セクターの販売(MWh)} &= 45108.56 * \text{Regional GDP} - 10191280000 \end{aligned}$$

Region1:

$$\begin{aligned} \text{住宅セクターの販売(MWh)} &= -1905928000 + 485.7272 * \text{リージョンの人口} + 53182860000 * \\ &\quad \text{リージョンの GDP/Capita} \\ \text{非住宅セクターの販売(MWh)} &= 22470.17 * * \text{リージョンの GDP} - 361413900 \end{aligned}$$

Region2:

$$\begin{aligned} \text{住宅セクターの販売(MWh)} &= -702201700 + 287.3052 * \text{リージョンの人口} \\ &\quad + 13626840000 * \text{リージョンの GDP/Capita} \\ \text{非住宅セクターの販売(MWh)} &= 9539.046 * * \text{リージョンの GDP} - 72201850 \end{aligned}$$

Region5:

$$\begin{aligned} \text{住宅セクターの販売(MWh)} &= -1006732000 + 219.4846 * \text{リージョンの人口} + 37921890000 * \\ &\quad \text{GDP/Capita} \\ \text{非住宅セクターの販売(MWh)} &= 15397.67 * * \text{リージョンの GDP} - 217450400 \end{aligned}$$

Region6:

$$\begin{aligned} \text{住宅セクターの販売(MWh)} &= 484.3776 * \text{リージョンの人口} - 2435031000 \\ (\text{このケースでは GDP/Capita はネガティブに影響するため、単回帰式を採用した}) \\ \text{非住宅セクターの販売(MWh)} &= 15593.48 * * \text{リージョンの GDP} - 523328400 \end{aligned}$$

Region7:

$$\begin{aligned} \text{住宅セクターの販売(MWh)} &= -1827906000 + 362.4048 * \text{リージョンの人口} \\ &\quad + 37408070000 * \text{リージョンの GDP/Capita} \\ \text{非住宅セクターの販売(MWh)} &= 27696.38 * * \text{リージョンの GDP} - 730708500 \end{aligned}$$

Region8:

$$\begin{aligned} \text{住宅セクターの販売(MWh)} &= -918689800 + 263.6572 * \text{リージョンの人口} \\ &\quad + 26744410000 * \text{リージョンの GDP/Capita} \\ \text{非住宅セクターの販売(MWh)} &= 14779.78 * * \text{リージョンの GDP} - 194985000 \end{aligned}$$

Region9:

$$\text{住宅セクターの販売(MWh)} = -631487000 + 158.0149 * \text{リージョンの人口} \\ + 25567390000 * \text{リージョンの GDP/Capita}$$

$$\text{非住宅セクターの販売(MWh)} = 21730.26 * \text{リージョンの GDP} - 301956500$$

Reg10+Reg12+ARMM+Carga:

$$\text{住宅セクターの販売(MWh)} = -688597800 + 65.60195 * \text{リージョンの人口} \\ + 17870210000 * \text{リージョンの GDP/Capita}$$

$$\text{非住宅セクターの販売(MWh)} = 3893.83 * \text{リージョンの GDP} - 186815800$$

Region 11:

$$\text{住宅セクターの販売(MWh)} = -1562909000 + 761.9512 * \text{リージョンの人口} + 3483093000 * \\ \text{リージョンの GDP/Capita}$$

$$\text{非住宅セクターの販売(MWh)} = 46282.68 * \text{リージョンの GDP} - 1735566000$$

3. 2 ピーク需要への変換方法

STEP1: エリアのグロス発電量の推定

グロス発電量は、“Adjustment Factor :AF(グロス発電量と配電会社の販売量の差と配電会社の販売量の関係を%で示したもの)”を使って次の式で算定する。この AF は、1999 年から 2001 年の間の販売データとグロス発電量の実績から算定している。

$$\text{グリッド毎のグロス発電量 (GWh)} \\ = \text{配電での販売電力量} * (1 + \text{AF})$$

1) ルソン

$$\text{ルソンのグロス発電量(MWh)} = \\ \text{配電での販売電力量 (“NCR-CAR-Reg3-Reg4”+Region1+Region2+Region5)} * \\ (1+34.2\%)$$

2) Visayas

$$\text{ビサヤスのグロス発電量(MWh)} = \\ \text{配電での販売電力量(Region9+ “Reg10+Reg12+ARMM+Carga” +Region11)}$$

* (1+65.6%)

3) Mindanao

ミンダナオのグロス発電量 (MWh) =
配電での販売電力量(Region6+Region7+Region8) * (1+38.8%)

STEP2: ピークデータへの変換

ピーク需要 (MW) は次の式で算定される。

ピーク需要(MW) = グロス発電量(MWh) / 8760 時間 / 負荷率

この場合、次の表の負荷率を用いて計算している。

表 3-1 グリッドとサブグリッドの負荷率

Grid	Load Factor (%)
Phils	59.0
Luzon	71.2
Visayas	70.0
Leyte-Samar	66.0
Cebu	64.0
Negros	52.0
Panay	59.0
Mindanao	70.0

3.3 販売予測のアレンジ

STEP1: バリエーションの作成

最初の需要予測結果は、成長率と GDP の成長率の関係を示す GDP 弾性値について下がる傾向を持つ。これについて、さらに、今回は弾性値が 2003 年以降、2003 年の値を維持する傾向が続くと想定してバリエーションを作成している。このバリエーションは、次の方法で作成している。

- 1) 2003 年の需要をオリジナルにセット
- 2) 需要の成長率を GDP 弾性値を一定として算定する
- 3) 新たなピーク需要を新しい成長率に基づき計算する

STEP2：ピークの調整

3.4 節で示した方法では 1999 年から 2001 年までの実績に基づいて需要予測を行っているため、2002 年の実績値を通る保証はない。従って、2002 年の実績のピークを通過するように、需要の成長カーブを調整する必要がある。このプロセスでは、次の表にしめすような調整方法を適用する。

	NEDA LOW GDP CASE				NEDA LOW GDP CASE			
	Phils	Luzon	Visayas	Mindanao	Total Ph.	Luzon	Visayas	Mindanao
2002	7,753	5,850	910	993	7,970	6,039	936	995
2003	8,276	6,251	978	1,047	8,508	6,454	1,006	1,049
2004	8,885	6,720	1,055	1,110	9,134	6,937	1,085	1,112
2005	9,558	7,239	1,140	1,179	9,827	7,473	1,172	1,181
2006	10,314	7,823	1,234	1,256	10,604	8,076	1,267	1,259
2007	11,045	8,391	1,326	1,328	11,357	8,662	1,353	1,331
2008	11,869	9,031	1,429	1,409	12,204	9,323	1,469	1,412
2009	12,756	9,722	1,539	1,495	13,117	10,036	1,582	1,498
2010	13,686	10,448	1,655	1,583	14,074	10,786	1,702	1,586
2011	14,662	11,213	1,777	1,673	15,079	11,575	1,827	1,676
2012	15,687	12,017	1,905	1,765	16,133	12,406	1,959	1,769
2013	16,763	12,864	2,040	1,860	17,241	13,280	2,097	1,864
2014	17,894	13,756	2,182	1,956	18,404	14,201	2,243	1,960
2015	19,082	14,695	2,331	2,055	19,627	15,171	2,397	2,060

1. Adjust 2002 data to actual

2. Calculate demand from 2003 using same elasticity as in the original forecasting results

図 3-5 2002 年の実績を通過させるための調整方法

STEP3：島毎のサブグリッドのピークの算定方法

ビサヤスの各島のピークデータの算定は、次のステップで実施する。最初に、リージョン6～8の配電会社の販売データを、島毎に再配分する。この場合に、将来の各島のビサヤスの全体の需要に対するシェアもトレンド分析で求めており、その値は次のような結果となっている。

表 3-2 ビサヤス各島の需要の%シェア

	CEBU	PANAI	NEGROS	BOHOL	LEYTE-SAMAR
1990	46.0%	16.2%	19.6%	2.3%	16.0%
1991	45.9%	17.0%	19.7%	2.3%	15.1%
1992	47.5%	16.6%	19.0%	2.2%	14.6%
1993	48.7%	16.3%	18.5%	2.2%	14.3%
1994	49.3%	15.8%	18.2%	2.3%	14.4%
1995	49.9%	15.6%	17.8%	2.5%	14.2%
1996	48.8%	15.6%	17.4%	2.5%	15.6%
1997	47.7%	15.5%	17.4%	2.6%	16.8%
1998	46.2%	16.0%	17.4%	2.5%	17.8%
1999	46.2%	16.4%	16.8%	3.2%	17.5%
2000	46.3%	16.4%	16.6%	3.0%	17.8%
2001	45.8%	16.2%	17.0%	3.1%	17.9%
2002	46.4%	15.9%	16.2%	3.3%	18.3%
2003	46.3%	15.8%	15.9%	3.3%	18.6%
2004	46.2%	15.8%	15.6%	3.4%	19.0%
2005	46.1%	15.8%	15.4%	3.5%	19.3%
2006	46.0%	15.7%	15.1%	3.6%	19.6%
2007	45.9%	15.7%	14.8%	3.7%	19.9%
2008	45.8%	15.7%	14.5%	3.8%	20.3%
2009	45.7%	15.6%	14.2%	3.9%	20.6%
2010	45.6%	15.6%	13.9%	4.0%	20.9%
2011	45.5%	15.6%	13.7%	4.1%	21.2%
2012	45.4%	15.5%	13.4%	4.2%	21.6%
2013	45.3%	15.5%	13.1%	4.2%	21.9%
2014	45.2%	15.5%	12.8%	4.3%	22.2%
2015	45.1%	15.4%	12.5%	4.4%	22.5%

STEP4：各島のサブグリッドの gross 発電量の算定

上記の販売データのシェアの予測を用いて、各島の将来の販売量が予測できる。これについては各島の AF と負荷率を用いて、メイングリッドの場合と同じ手順でピーク需要に転換する。

$$\text{gross 発電量(MWh)} = \text{配電会社の販売量} * (1 + \text{AF} (\% \text{value}))$$

表 3-3 各島のサブグリッドの AF

Panay	Negros	Cebu	Bohol	Leyte-Samar
3.9%	41.0%	34.4%	5.5%	136.9%

4. 需要予測のためのファイルシステム

需要予測のためのファイルシステムとして、EXCEL のリンクを利用したファイルシステムを構築している。その構造は次の図の通りである。

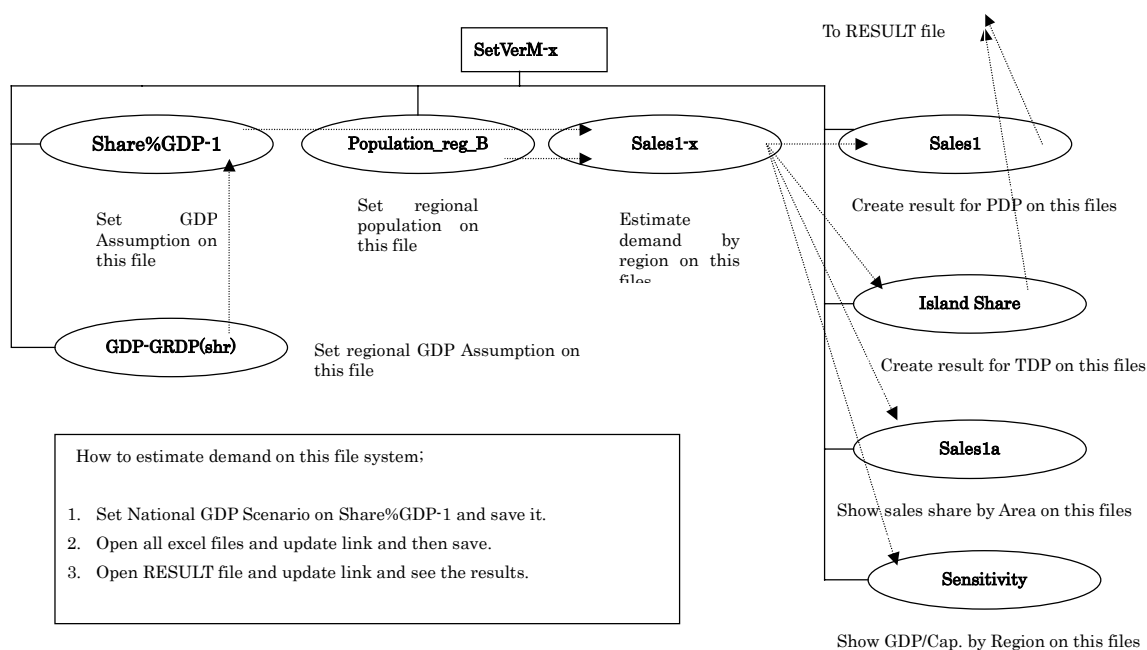


図 4-1 需要予測のためのファイルシステム

(1) shareGDP%-1 ファイル

このファイルでは、GDP の想定をインプットする。このデータは “Total Phil. Assump.” という名前のシートに入力する。

National GDP		
Year	Growth Rate	GDP
1990		720,691
1991	-0.58%	716,522
1992	0.34%	718,942
1993	1.16%	727,249
1994	4.36%	758,948
1995	4.63%	794,108
1996	5.92%	841,099
1997	3.54%	870,838
1998	1.97%	888,000
1999	3.21%	916,510
2000	4.58%	958,529
2001	3.46%	991,679
2002	3.4%	1,025,396
2003	3.4%	1,060,260
	Assumed GDP Growth	1,096,308
	%	1,133,583
	%	1,172,125
2007	3.4%	1,211,977
2008	3.4%	1,253,184
2009	3.4%	1,295,792
2010	3.4%	1,339,849
2011	3.4%	Calculated GDP
2012	3.4%	
2013	3.4%	
2014	3.4%	
2015	3.4%	1,531,574
		1,583,648

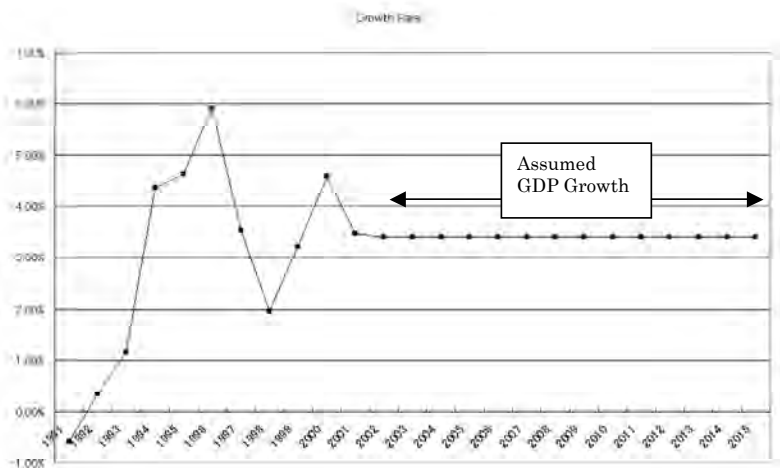


図 4-2 shareGDP%-1 のシートの例

(2) Sales1-x ファイル

Sales1-x (X=1,10) ファイルでは、将来の配電会社の販売予測を回帰式を用いて計算する。この計算プロセスは、式を設定してあれば、ファイルをオープンすることで再計算してくれる。このファイルでは、リージョン毎に、住宅セクター、非住宅セクター毎に足しあわされた販売実績が入力され、次の図のようなシートで将来の販売予測を実施する。

Year	Resid		Non-Resid		GDP		Population		NCR-CAR-Reg3-Reg4	
	Value	Unit	Value	Unit	Value	Unit	Value	Unit	Value	Unit
1990	3,767,854,554	KWh	24,571,139	Man	8,010,771,600	Yen	413,061			
1991	3,971,408,555	KWh	25,206,747	Man	8,431,702,167	Yen	411,167			
1992	4,164,959,678	KWh	25,845,657	Man	8,602,361,323	Yen	413,337			
1993	4,258,134,229	KWh	26,487,869	Man	8,485,250,875	Yen	418,528			
1994	4,920,874,364	KWh	27,133,382	Man	10,211,577,513	Yen	438,802			
1995	5,584,705,712	KWh	27,782,197	Man	10,921,543,281	Yen	461,977			
1996	6,311,244,854	KWh	28,434,314	Man	12,246,218,444	Yen	489,657			
1997	6,903,126,455	KWh	29,089,733	Man	13,170,285,469	Yen	519,724			
1998	7,774,744,891	KWh	29,748,453	Man	13,532,335,836	Yen	512,102			
1999	7,718,792,501	KWh	30,410,476	Man	13,731,858,136	Yen	525,659			
2000	8,342,604,833	KWh	31,075,800	Man	14,634,853,600	Yen	551,056			
2001	8,636,876,382	KWh	31,744,425	Man	15,236,748,506	Yen	569,541			
2002	9,297,036,827	KWh	32,416,353	Man	16,991,236,454	Yen	599,949			
2003	9,811,482,065	KWh	33,091,582	Man	17,977,402,777	Yen	621,760			
2004	10,328,420,753	KWh	33,770,113	Man	18,999,271,198	Yen	644,361			
2005	10,847,874,891	KWh	34,451,946	Man	20,058,129,450	Yen	667,781			
2006	11,369,844,461	KWh	35,137,081	Man	21,155,311,563	Yen	692,047			
2007	11,894,329,522	KWh	35,825,517	Man	22,292,199,518	Yen	717,192			
2008	12,421,330,017	KWh	36,517,255	Man	23,470,424,972	Yen	743,247			
2009	12,950,845,965	KWh	37,212,295	Man	24,690,871,030	Yen	770,245			
2010	13,482,877,367	KWh	37,910,637	Man	25,955,874,096	Yen	798,219			
2011	14,017,424,224	KWh	38,612,280	Man	27,266,425,781	Yen	827,205			
2012	14,554,486,537	KWh	39,317,226	Man	28,624,174,878	Yen	857,239			
2013	15,094,064,906	KWh	40,025,473	Man	30,031,229,413	Yen	888,360			
2014	15,636,157,523	KWh	40,737,021	Man	31,489,158,767	Yen	920,605			
2015	16,180,766,218	KWh	41,451,872	Man	32,999,795,873	Yen	954,017			
	390.4	KWh/Man			34,590.4	KWh/GDP				

Year	Resid		Non-Resid		GDP	
	Value	Unit	Value	Unit	Value	Unit
1990	3,767,854,554	KWh	24,571,139	Man	8,010,771,600	Yen
1991	3,971,408,555	KWh	25,206,747	Man	8,431,702,167	Yen
1992	4,164,959,678	KWh	25,845,657	Man	8,602,361,323	Yen
1993	4,258,134,229	KWh	26,487,869	Man	8,485,250,875	Yen
1994	4,920,874,364	KWh	27,133,382	Man	10,211,577,513	Yen
1995	5,584,705,712	KWh	27,782,197	Man	10,921,543,281	Yen
1996	6,311,244,854	KWh	28,434,314	Man	12,246,218,444	Yen
1997	6,903,126,455	KWh	29,089,733	Man	13,170,285,469	Yen
1998	7,774,744,891	KWh	29,748,453	Man	13,532,335,836	Yen
1999	7,718,792,501	KWh	30,410,476	Man	13,731,858,136	Yen
2000	8,342,604,833	KWh	31,075,800	Man	14,634,853,600	Yen
2001	8,636,876,382	KWh	31,744,425	Man	15,236,748,506	Yen
2002	9,297,036,827	KWh	32,416,353	Man	16,991,236,454	Yen
2003	9,811,482,065	KWh	33,091,582	Man	17,977,402,777	Yen
2004	10,328,420,753	KWh	33,770,113	Man	18,999,271,198	Yen
2005	10,847,874,891	KWh	34,451,946	Man	20,058,129,450	Yen
2006	11,369,844,461	KWh	35,137,081	Man	21,155,311,563	Yen
2007	11,894,329,522	KWh	35,825,517	Man	22,292,199,518	Yen
2008	12,421,330,017	KWh	36,517,255	Man	23,470,424,972	Yen
2009	12,950,845,965	KWh	37,212,295	Man	24,690,871,030	Yen
2010	13,482,877,367	KWh	37,910,637	Man	25,955,874,096	Yen
2011	14,017,424,224	KWh	38,612,280	Man	27,266,425,781	Yen
2012	14,554,486,537	KWh	39,317,226	Man	28,624,174,878	Yen
2013	15,094,064,906	KWh	40,025,473	Man	30,031,229,413	Yen
2014	15,636,157,523	KWh	40,737,021	Man	31,489,158,767	Yen
2015	16,180,766,218	KWh	41,451,872	Man	32,999,795,873	Yen
	390.4	KWh/Man			34,590.4	KWh/GDP

図 4-3 セクター別の実績、予測販売量を算定するシートの構造

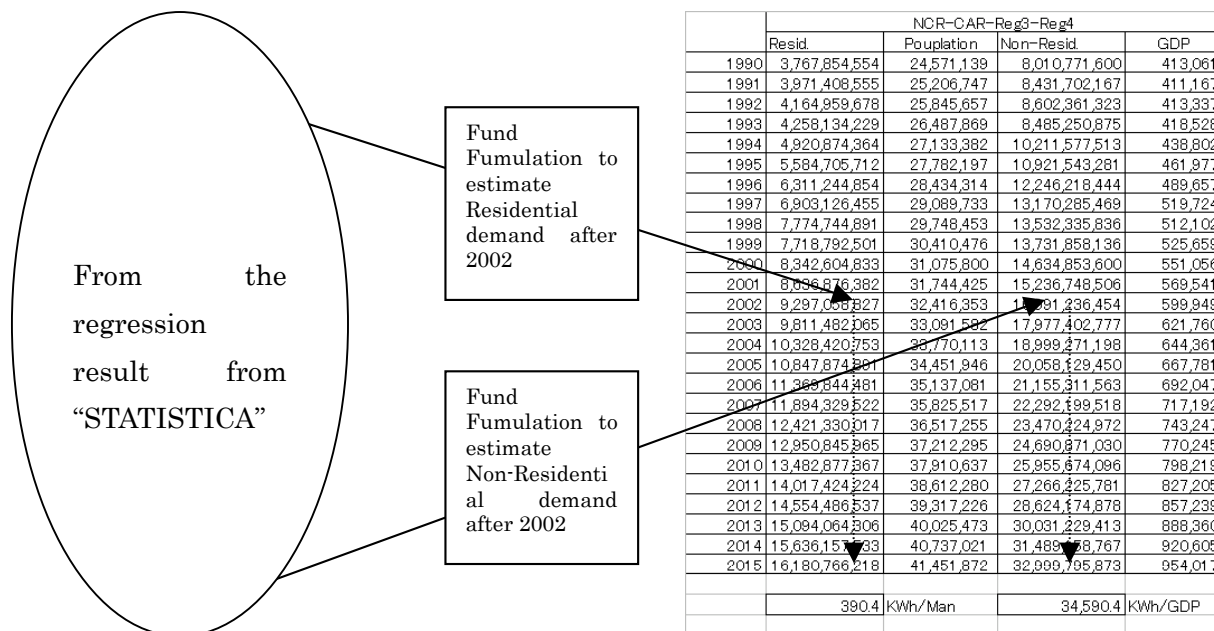


図 4-4 回帰分析による配電における販売実績の予測

MW	NEDA High GDP CASE				NEDA LOW GDP CASE				LOWER GDP Modified CASE				PEP2003-2012 LOW GDP Case Result				PEP2007
	Total Ph.	Luzon	Visayas	Mindanao	Total Ph.	Luzon	Visayas	Mindanao	Total Ph.	Luzon	Visayas	Mindanao	Total Ph.	Luzon	Visayas	Mindanao	
2002	7,970	6,039	936	995	7,970	6,039	936	995	7,970	6,039	936	995	8,249	6,308	941	1,000	8,390
2003	8,605	6,530	1,013	1,061	8,508	6,454	1,006	1,049	8,505	6,454	1,003	1,049	8,833	6,752	1,007	1,074	9,131
2004	9,326	7,090	1,100	1,136	9,134	6,937	1,085	1,112	9,129	6,937	1,079	1,112	9,518	7,275	1,084	1,159	9,983
2005	10,135	7,718	1,197	1,220	9,827	7,473	1,172	1,181	9,818	7,473	1,163	1,181	10,257	7,835	1,168	1,254	10,951
2006	11,030	8,416	1,302	1,312	10,604	8,076	1,269	1,259	10,591	8,076	1,256	1,259	11,139	8,503	1,276	1,360	12,036
2007	11,925	9,115	1,409	1,401	11,357	8,662	1,363	1,331	11,340	8,662	1,346	1,331	11,997	9,161	1,377	1,459	13,228
2008	12,930	9,903	1,527	1,500	12,204	9,323	1,469	1,412	12,094	9,255	1,438	1,402	12,870	9,830	1,477	1,563	14,540
2009	14,019	10,759	1,655	1,605	13,117	10,036	1,582	1,498	12,879	9,872	1,532	1,474	13,813	10,548	1,592	1,673	16,009
2010	15,172	11,667	1,790	1,715	14,074	10,786	1,702	1,586	13,694	10,517	1,631	1,547	14,815	11,319	1,707	1,789	17,606
2011	16,393	12,632	1,933	1,828	15,079	11,575	1,827	1,676	14,543	11,189	1,733	1,621	15,890	12,149	1,829	1,912	19,325
2012	17,686	13,657	2,085	1,945	16,133	12,406	1,959	1,769	15,426	11,890	1,840	1,696	17,033	13,034	1,958	2,041	0
2013	19,058	14,746	2,245	2,066	17,241	13,280	2,097	1,864	16,345	12,622	1,950	1,773	0				0
2014	20,512	15,905	2,415	2,192	18,404	14,201	2,243	1,960	17,303	13,387	2,066	1,850	0				0
2015	22,055	17,137	2,596	2,321	19,627	15,171	2,397	2,060	18,300	14,186	2,186	1,929	0				0

Constant Elasticity Case

MW	NEDA High GDP CASE				NEDA LOW GDP CASE				LOWER GDP Modified CASE				PEP2003-2012 LOW GDP Case Result				PEP2007
	Total Ph.	Luzon	Visayas	Mindanao	Total Ph.	Luzon	Visayas	Mindanao	Total Ph.	Luzon	Visayas	Mindanao	Total Ph.	Luzon	Visayas	Mindanao	
2002	7,970	6,039	936	995	7,970	6,039	936	995	7,970	6,039	936	995	8,249	6,308	941	1,000	8,390
2003	8,605	6,530	1,013	1,061	8,508	6,454	1,006	1,049	8,505	6,454	1,003	1,049	8,833	6,752	1,007	1,074	9,131
2004	9,368	7,120	1,107	1,142	9,177	6,967	1,093	1,117	9,170	6,967	1,086	1,117	9,518	7,275	1,084	1,159	9,983
2005	10,270	7,817	1,218	1,236	9,957	7,564	1,196	1,197	9,946	7,564	1,184	1,197	10,257	7,835	1,168	1,254	10,951
2006	11,322	8,628	1,347	1,347	10,883	8,272	1,319	1,292	10,865	8,272	1,301	1,292	11,139	8,503	1,276	1,360	12,036
2007	12,413	9,472	1,482	1,458	11,808	8,982	1,442	1,384	11,784	8,982	1,418	1,384	11,997	9,161	1,377	1,459	13,228
2008	13,702	10,470	1,642	1,590	12,906	9,822	1,591	1,494	12,743	9,724	1,541	1,478	12,870	9,830	1,477	1,563	14,540
2009	15,168	11,605	1,824	1,739	14,148	10,771	1,759	1,617	13,780	10,527	1,674	1,578	13,813	10,548	1,592	1,673	16,009
2010	16,790	12,862	2,026	1,901	15,508	11,812	1,946	1,750	14,901	11,397	1,819	1,685	14,815	11,319	1,707	1,789	17,606
2011	18,585	14,256	2,251	2,078	17,000	12,954	2,153	1,893	16,114	12,339	1,976	1,799	15,890	12,149	1,829	1,912	19,325
2012	20,573	15,800	2,501	2,271	18,636	14,206	2,381	2,048	17,426	13,358	2,148	1,920	17,033	13,034	1,958	2,041	0
2013	22,773	17,512	2,779	2,482	20,429	15,579	2,634	2,216	18,844	14,462	2,334	2,049	0				0
2014	25,208	19,409	3,087	2,712	22,394	17,084	2,914	2,396	20,379	15,656	2,536	2,186	0				0
2015	27,905	21,511	3,430	2,963	24,549	18,735	3,223	2,591	22,038	16,949	2,755	2,333	0				0

図 4-6 “RESULT_ADJUSTED “ファイルのバリエーションの作成

5. 予測結果の検証

結果の妥当性と、その意味を近いする上で、様々な結果の検証を行うことが必要である。本章では、以下のような分析方法を示す。

STEP1: 成長カーブの作成と前の PDP の結果との比較

最初のチェックは、過去の予測との比較である。例えば、PDP2004 の予測については、次の例のようなグラフを用意して、PDP2002 と PDP2003 との結果の比較を行っている。

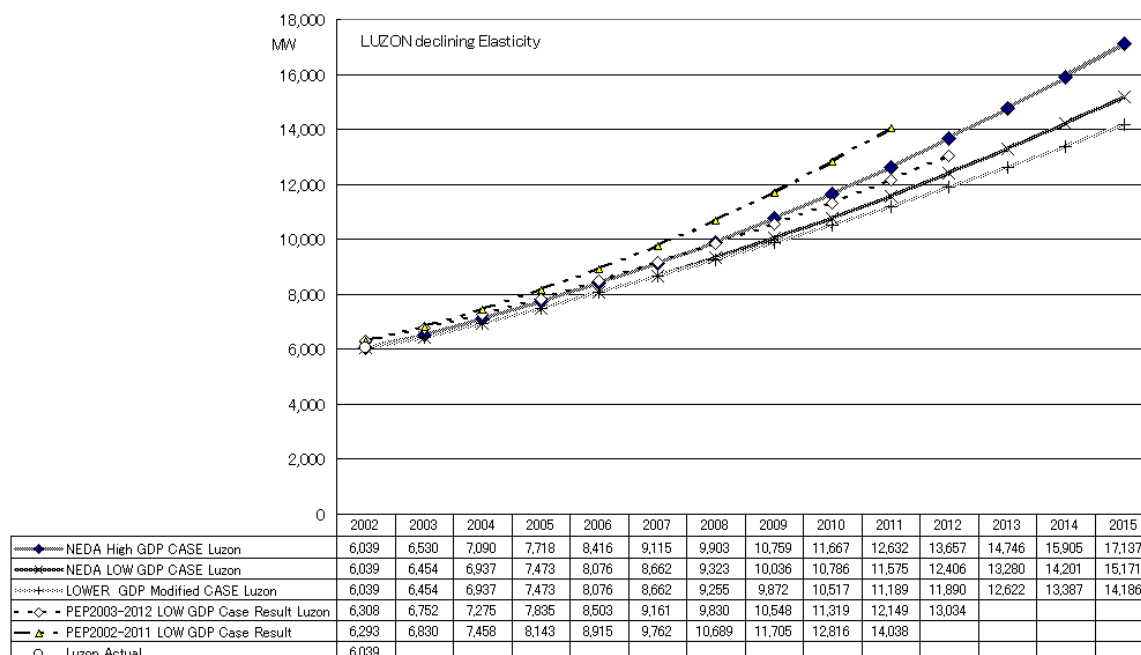


図 5-1 成長カーブの比較

STEP2: 過去の成長カーブとの比較

グラフによる過去の実績と、各シナリオの成長カーブとの比較は予測結果の妥当性において有効である。例えば、次の図はシナリオ別のカーブと過去の実績との比較である。この比較を見ると、積極的な経済予測が需要予測にどれくらい影響するか理解でき、過去のトレンドは今回の需要予

測のカーブに近いカーブを持っていることを視覚的理解できる。

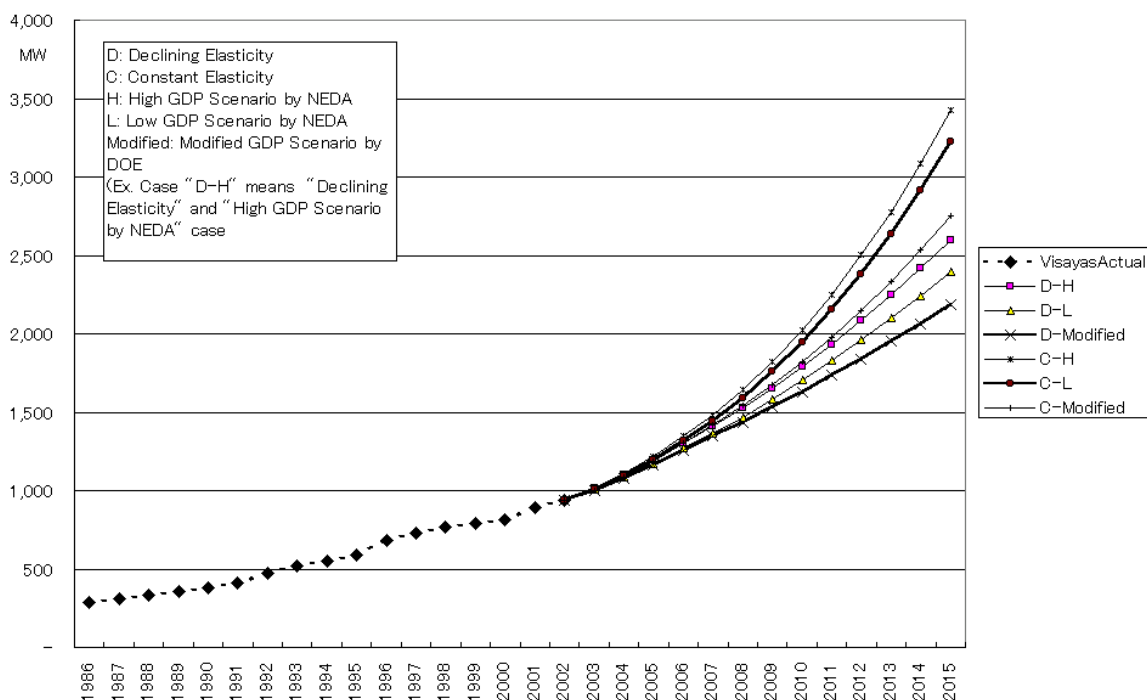


図 5-2 過去の実績と予測カーブの比較

STEP3：成長率のチェック

過去の実績と需要の成長率の面で比較することも、結果の妥当性の検証において有効である。このタイプのチェックは、よく他の需要予測でも実施される。次の図は、2003年の需要予測作業で作成した比較図の例である。

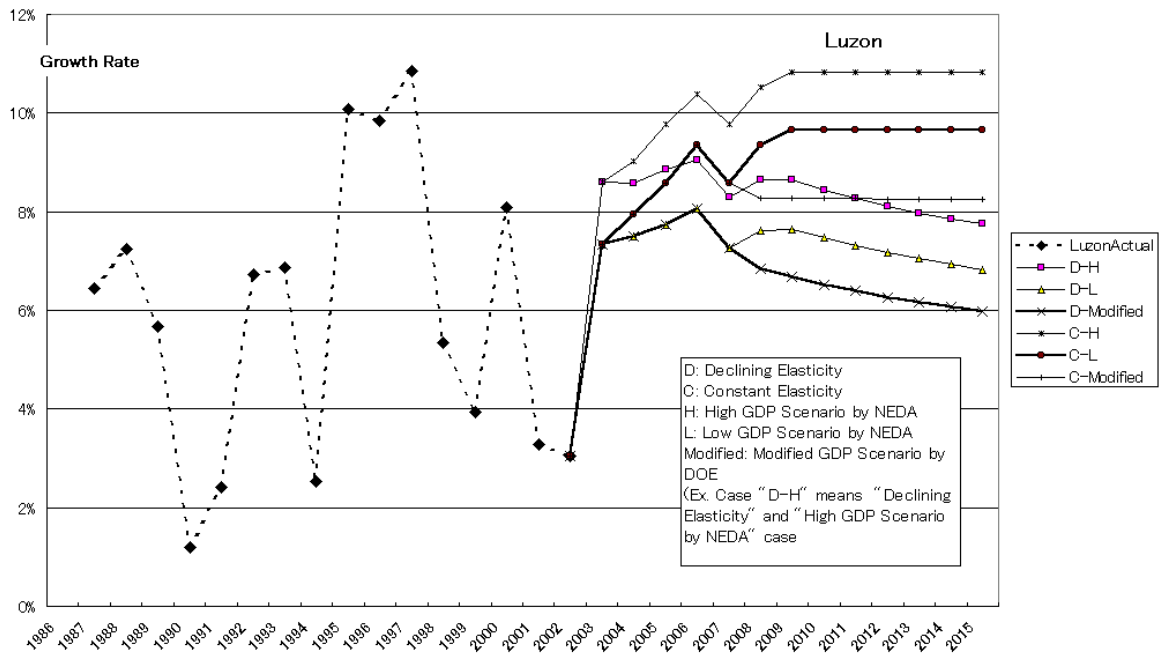


図 5-3 需要成長率の実績と予測の比較グラフの例

STEP4: GDP 弾性値のチェック

また、GDP 弾性値のチェックもまた結果の検証が有効である。弾性値は、フィリピンでは下がる傾向にあり、弾性値の傾向をどう解釈するかが、GDP の予測以上に重要である。また、このグラフでは、弾性値の観点からシナリオの違いを理解する上で役に立つ。

$$\text{GDP 弾性値} = \text{需要成長率} / \text{GDP ないし GRDP の成長率}$$

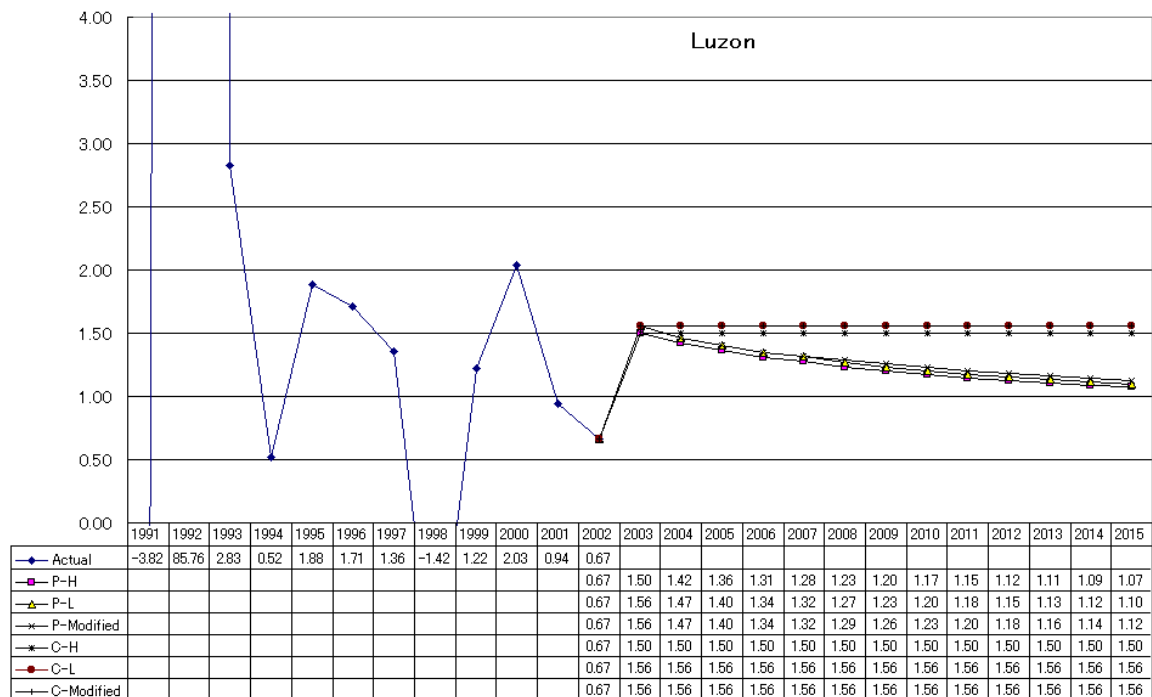


図 5-4 GDP 弾性値の実績と予測の比較例

6. 留意点

2003 年の需要予測のプロセスでは、自由化の過程での作業となっている。過去の実績は従来
の方法で収集できた。しかし、2003 年以降の今後はデータ収集の方法は、自由化の進展とともに
変えていく必要がある

電力システムの設備を見ると、自由化の前と後では次の図のように不変である。これは、収集す
べきデータは、自由化の前後で大きな違いはないということの意味する。

しかし、電力に関わる組織間の電力の流れは、電力市場の自由化により変わっている。一番大
きな違いは、過去に国家プランの作成にたずさわっていた NPC が分割されることである。従って、
DOE は NPC に代わって、DDP のデータ収集の枠組みを使って直接データ収集する必要性が出
てくる。もしこれがうまくいかない場合には DOE は、NEA や ERC にデータ収集を依存せざるを得
ない。

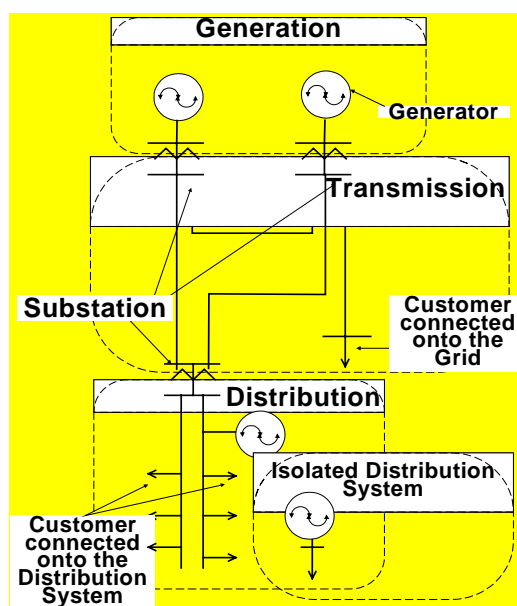


図 6-1 電力システムの設備構成

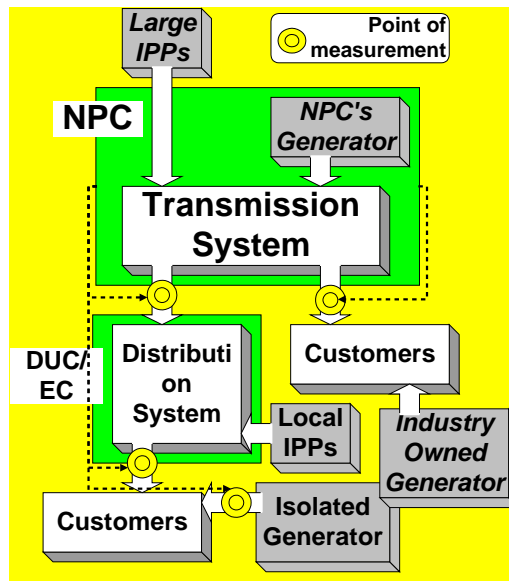


図 6-2 自由化前の組織間の電力の流れ

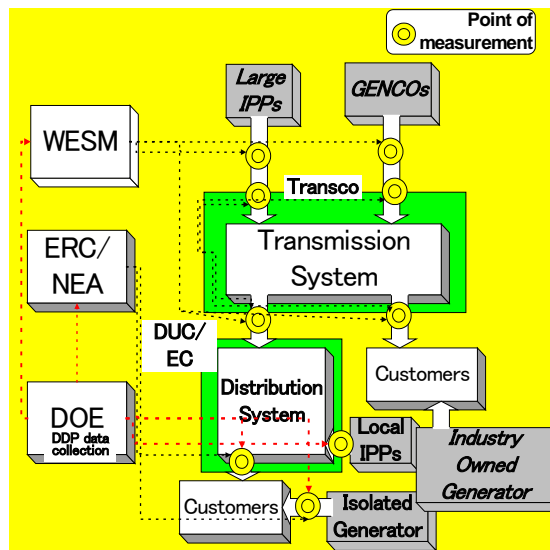


図 6-3自由化後の組織間の電力の流れ

送電レベルのデータ収集には難しさがある。今年の作業では、送電レベルの直接販売データは TRANSCO から収集できた。WESM が動き始めると、WESM が相対取引の決済も記録するため、DOE は WESM からのデータ収集を確立する必要がある。

また、TRANSCO は TRANSCO ピークについてのみ責任があるので、DOE 自身が DDP によるデータ収集によって、配電レベルの供給力を確認し、システムピークを予測する必要がある。

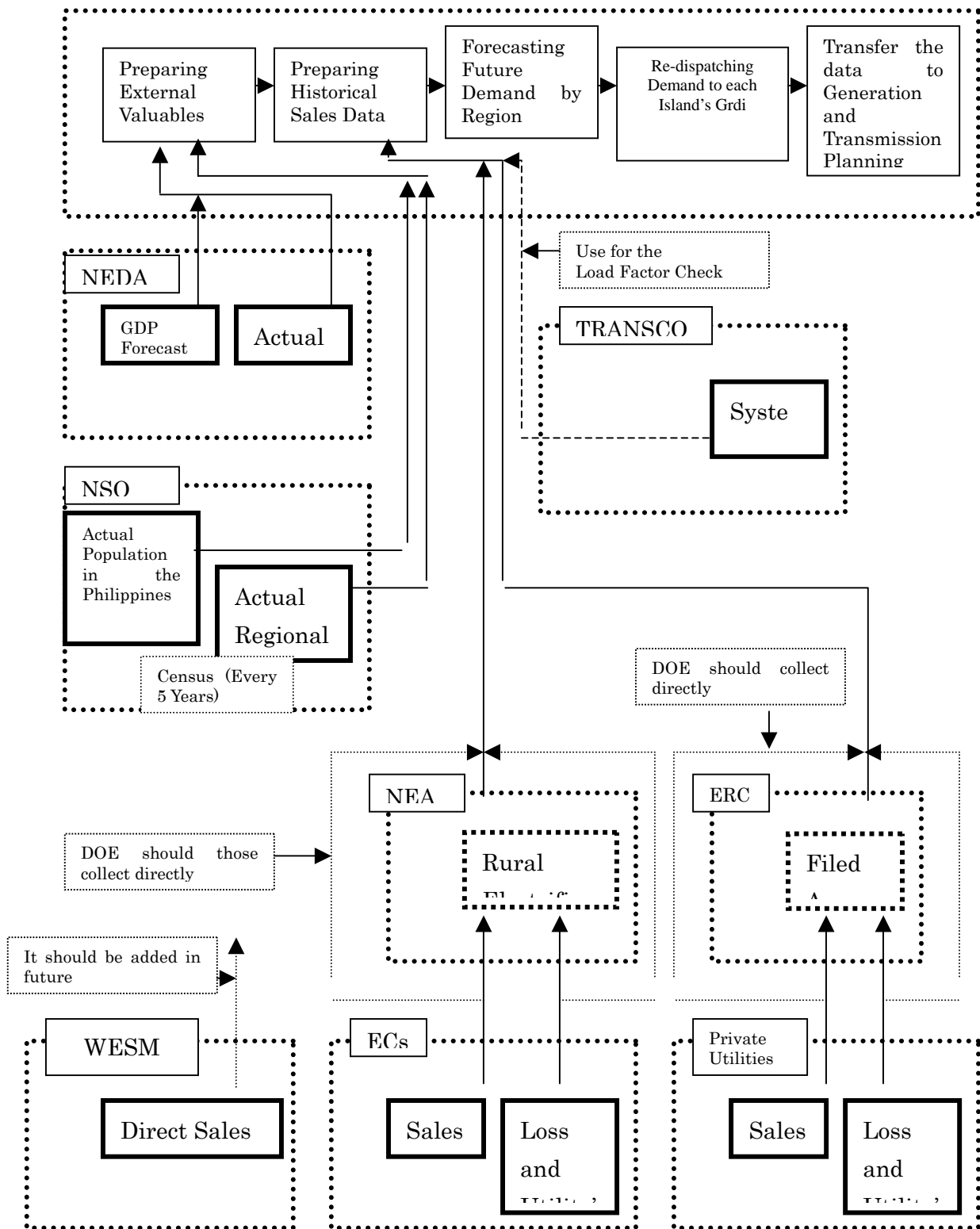


図 6-4 組織間のデータ収集関係

7. 参照

7.1 データソース

PDP2004 の作成作業では、以下の資料を参考とした。

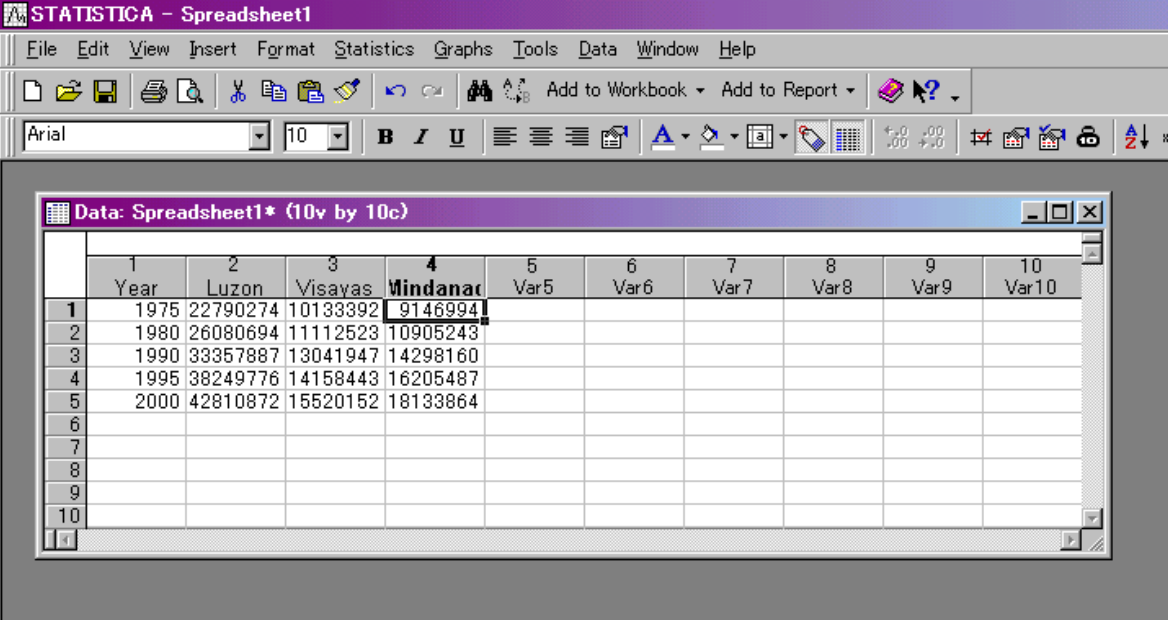
- 1) Philippines Energy Plan 2002-2011 (DOE)
- 2) Philippines Energy Plan 2003-2012 (DOE)
- 3) National Year Book 2002 (NSO)
- 4) Statistics regarding to GDP in 2002 (NSO)
- 5) Chronicle 2000 (NEA)
- 6) Chronicle 2003 (NEA)
- 7) Approved Summaries of PIOUs sales data (DOE/ERC)
- 8) Annual Reports of PIOUs (DOE/ERC)
- 9) System and TRANSSCO Peak data (TRANSCO)
- 10) NPC's historical direct sales data (TRANSCO)
- 11) GDP projection (NEDA)

7.2 STATISTICA による単回帰

STEP1 :スプレッドシートの作成と準備

- 1) 最初に、STATISTICA のアイコンをクリックして、スプレッドシートをオープンする。
- 2) コピー、ペーストで垂直方向にデータをペーストしていく
- 3) Var#のところのデータ名を変える

図のケースでは、“Var1” は “Year” に変えられている。また、他の列でも名前のエリアが変えられている。この列では、第1列の年数に対応する人口のデータが入力されている。



The screenshot shows the STATISTICA - Spreadsheet1 window. The spreadsheet contains the following data:

	1 Year	2 Luzon	3 Visayas	4 Mindanao	5 Var5	6 Var6	7 Var7	8 Var8	9 Var9	10 Var10
1	1975	22790274	10133392	9146994						
2	1980	26080694	11112523	10905243						
3	1990	33357887	13041947	14298160						
4	1995	38249776	14158443	16205487						
5	2000	42810872	15520152	18133864						
6										
7										
8										
9										
10										

図 7-1 スプレッドシートの入力例

STEP2 :回帰分析の実施

- 1) メニュー “ Statistics”をプルダウンする
- 2) “Multiple Regression” をクリックして “Multiple Linear Regression Spreadsheet2”
メニューをオープンする。

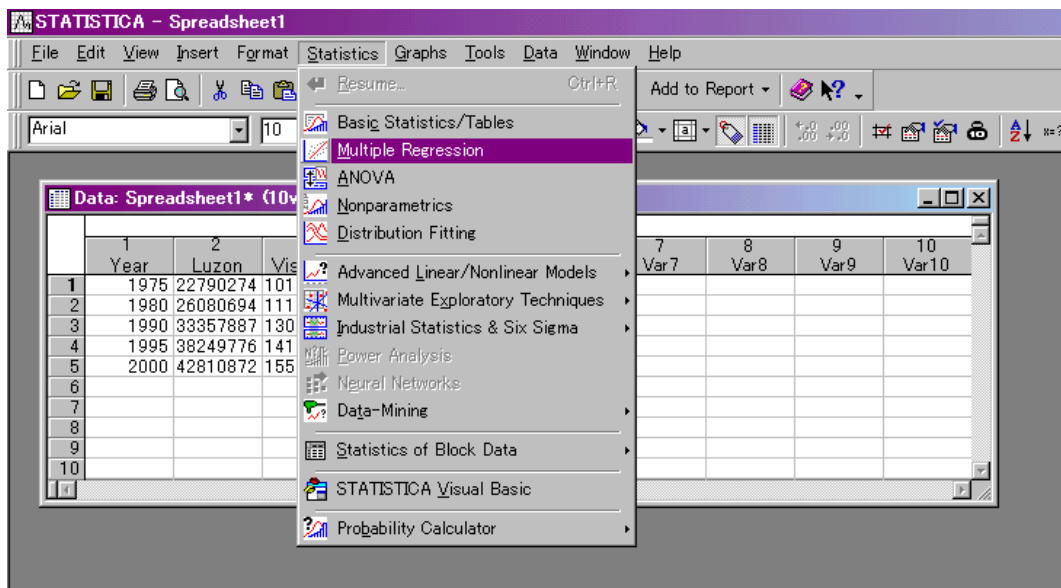


図 7-2 “Statistics” のプルダウンメニューと “Multiple regression” メニューの位置

STEP3:目的変数、説明変数の指定のためのメニューオープン

- 1) “Variables” ボタンを押して、変数を指定する “Multiple Linear Regression Spreadsheet2” メニューをオープンする。

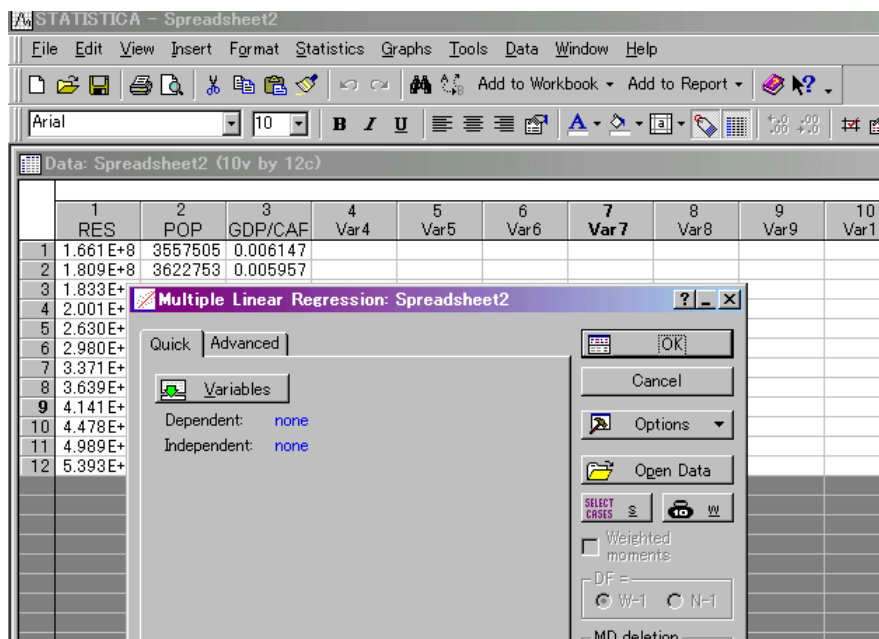


図 7-3 “Multiple Linear Regression Spreadsheet2” メニュー

STEP4 :変数の指定

- 1) 変数の一つを目的変数として指定する
- 2) その他に一つの変数を独立の説明変数として指定する
- 3) 次に “OK” ボタンを押して、“Multiple regression spreadsheet2” メニューに戻る

* 下記の図では、Year が説明変数、Luzon が 目的変数として選ばれている。

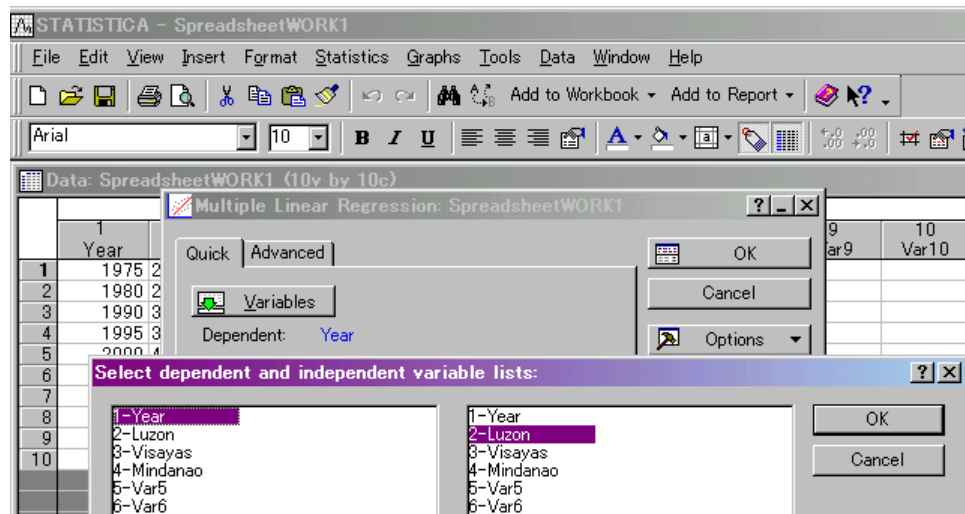


図 7-4 変数の指定

STEP5 :回帰分析の実行

- 1) “Multiple regression Spread sheet2” メニューの“Run” ボタンを押す。
- 2) 次に STATISTICA が “Multiple regression results: Spreadsheet1” を自動的にオープンする

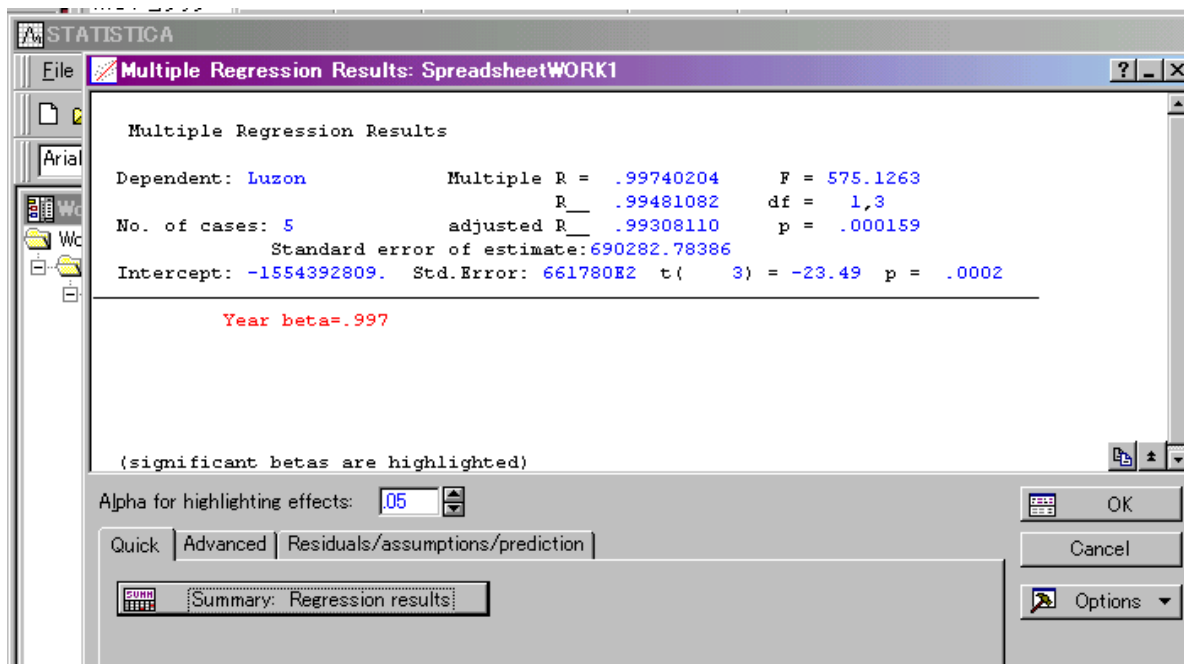


図 7-5 “Multiple Regression Results: Spreadsheet1”の例

STEP6：“Summary”のオープンと係数の回帰式のピックアップ

- 1) “Summary”を押して、“Multiple regression results: Spreadsheet1”の”Regression results” ボタンを押して “Regression Summary”を開く
- 2) スプレッドシートの数字から係数を拾う

$$\text{ルソンの人口} = a * \text{“Year”} + b$$

$$a: \text{“B”列 “Year”行} = 7.9831\text{E}+5$$

$$b: \text{“B”列 “Intercept” 行} = -55439.3 \text{ E}+9$$

このケースでは、 $R=0.997402$ や $R^2=.99481082$ は、“Luzon population”が独立変数 “Year”でどれくらい説明力があるか示す変数である。

STATISTICA - [Workbook2* - Regression Summary for Dependent Variable: Luzon (SpreadsheetWORK1)]

File Edit View Insert Format Statistics Graphs Tools Data Workbook Window Help

Arial 10 B I U

Workbook2*

- Multiple Regress
 - Regression r
 - Summary
 - Regressio

Regression Summary for Dependent Variable: Luzon (SpreadsheetWORK1)
 R= .99740204 R_ .99481082 Adjusted R_ .99308110
 F(1,3)=575.13 p<.00016 Std.Error of estimate: 6903E2

	Beta	Std.Err. of Beta	B	Std.Err. of B	t(3)	p-level
N=5						
Intercept			-1.554393E+09	66178043	-23.4880	0.000169
Year	0.997402	0.041590	7.983152E+05	33288	23.9818	0.000159

図 7-6 “Regression Summary for Dependent Valuable” スプレッドシート

7.3 STATISTICA による重回帰

STEP1 :Open and prepare the spreadsheet

- 1) 最初に、STATISTICA のアイコンをクリックして、スプレッドシートをオープンする。
- 2) コピー、ペーストで垂直方向にデータをペーストしていく
- 3) Var#のところのデータ名を変える

この手順は単回帰の場合と同じである。図のケースでは、“Var1” は 住宅需要を意味する“RES”に変えられている。第2列の”POP”は人口を、第3列は、GDP/Capita を意味する。各行には、第1列の RES のデータの年次に対応する同じ年のデータが入力されている。

	1 RES	2 POP	3 GDP/CAF	4 Var4	5 Var5
1	1.661E+8	3557505	0.006147		
2	1.809E+8	3622753	0.005957		
3	1.833E+8	3686544	0.005518		
4	2.001E+8	3748876	0.005626		
5	2.630E+8	3809746	0.00591		
6	2.980E+8	3869153	0.006325		
7	3.371E+8	3927095	0.006467		
8	3.639E+8	3983569	0.006893		
9	4.141E+8	4038575	0.007068		
10	4.478E+8	4092110	0.006928		
11	4.989E+8	4144174	0.006984		
12	5.393E+8	4194765	0.007126		

図 7-7 データ入カスプレッドシート

STEP2 :回帰プロセスの実施

- 1) メニュー “Statistics”をプルダウンする
- 2) “Multiple Regression” をクリックして “Multiple Linear Regression Spreadsheet2”
メニューをオープンする。

この手順は、単回帰と同じである。

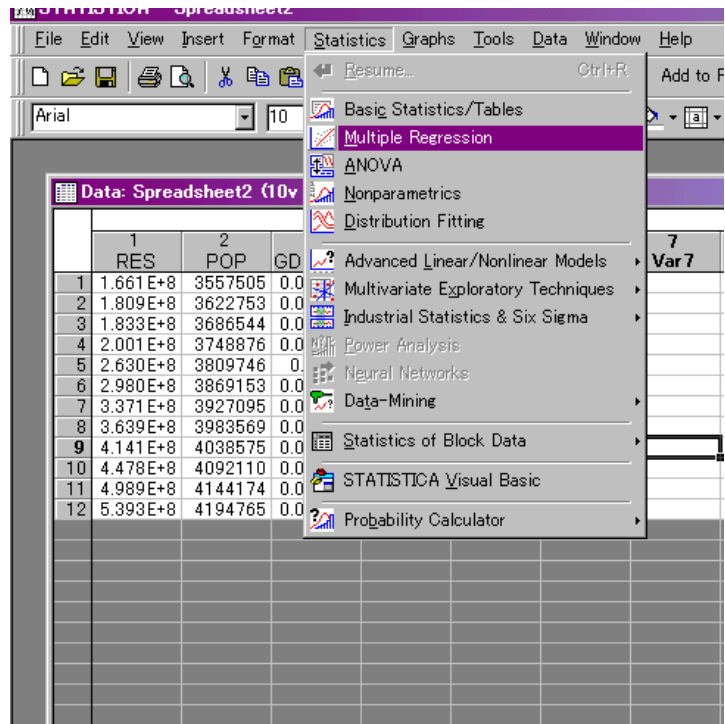


図 7-8 “Statistics” プルダウンメニューと “Multiple regression” メニューの位置

STEP3 : 目的変数、説明変数の指定のためのメニューオープン

- 1) “Variables” ボタンを押して、変数を指定する “Multiple Linear Regression Spreadsheet2” メニューをオープンする。

この手順は、単回帰と同じである。

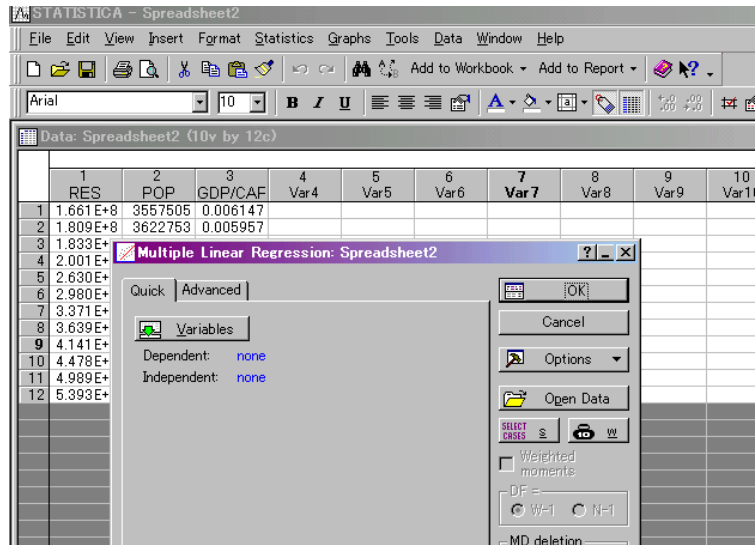


図 7-9 “Multiple Linear Regression Spreadsheet2” メニュー

STEP4:変数の選択

- 1) 変数の一つを目的変数として指定する
 - 2) その他に一つの変数を独立の説明変数として指定する
 - 3) 次に “OK” ボタンを押して、“Multiple regression spreadsheet2” メニューに戻る
- * 下記の図では POP と GDP/Cap が説明変数、Res が 目的変数として選ばれている。

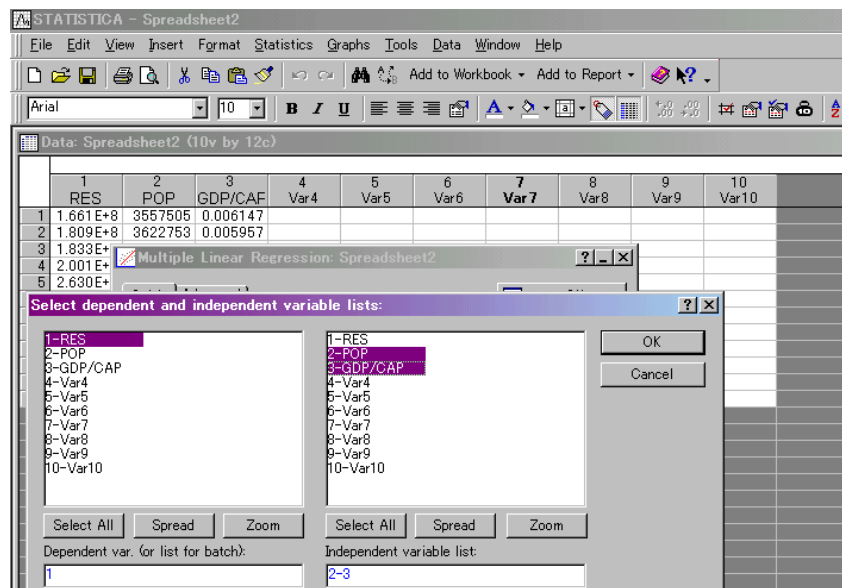


図 7-10 Selection of valuables

STEP5：回帰分析の実行

- 1) “Multiple regression Spread sheet2” メニューの“Run” ボタンを押す。
- 2) 次に STATISTICA が “Multiple regression results: Spreadsheet1” を自動的にオープンする。

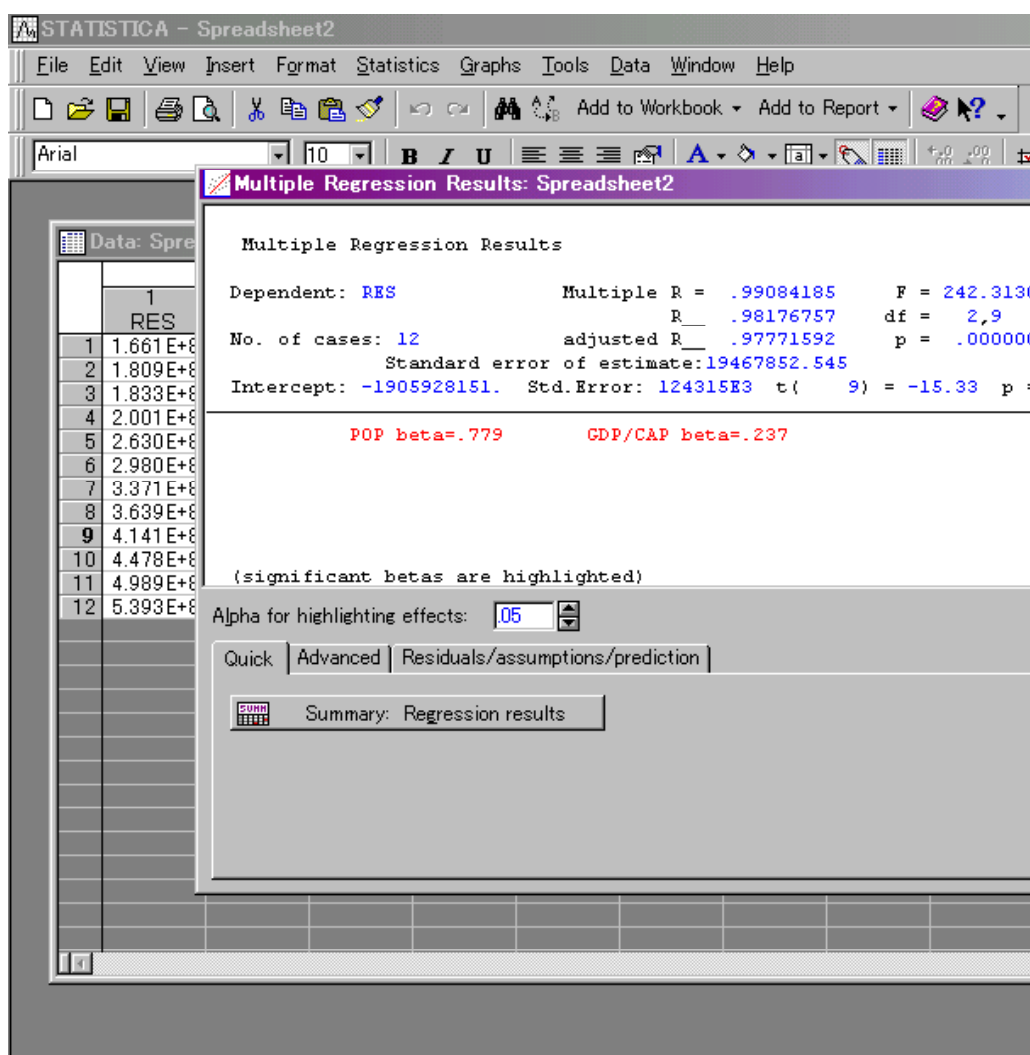


図 7-11 “Multiple Regression Results: Spreadsheet1”

STEP6: “Summary”のオープンと係数の回帰式のピックアップ

- 1) “Summary”を押して、“Multiple regression results: Spreadsheet1” の”Regression

- results” ボタンを押して “Regression Summary”を開く
 2) スプレッドシートの数字から係数を拾う

$$\text{RES (住宅セクターの需要)} = a * \text{POP (人口)} + b * \text{GDP/Cap (GDP/Capita)} + c$$

- a: “B” 列“POP” 行= 4.857272 E+2
 b: “B” 列“GDP/Cap” 行 = 5.3182866E+10
 c: “B” 列“Intercept” 行 = -1.905928 E+8

このケースでは、 $R=0.997402$ と $R^2=.98176757$ が、目的変数“RES”を、“POP”と“GDP/Cap”により十分説明が付くことを示している。

STATISTICA - Workbook2* - [Regression Summary for Dependent Variable: RES (Spreadsheet2)]

File Edit View Insert Format Statistics Graphs Tools Data Workbook Window Help

Regression Summary for Dependent Variable: RES (Spreadsheet2)
 R= .99084185 R² .98176757 Adjusted R² .97771592
 F(2,9)=242.31 p<.00000 Std.Error of estimate: 1947E4

	Beta	Std.Err. of Beta	B	Std.Err. of B	t(9)	p-level
N=12						
Intercept			-1.905928E+09	1.243150E+08	-15.3314	0.00000
POP	0.778595	0.089568	4.857272E+02	5.587705E+01	8.6928	0.00000
GDP/CAP	0.237174	0.089568	5.318286E+10	2.008434E+10	2.6480	0.02650

図 7-12 “Regression Summary for Dependent Valuable” スプレッドシート



Philippine
Power Development Plan (PDP)
策定マニュアル
(電力供給計画編)

第3巻 電力供給計画

1 共通事項

1.1 電源計画マニュアルの範囲

このマニュアルは、PDP(Power Development Plan)の一部である、電力供給計画の作成方法について記載するものである。ここで、PDPとは、電力需要予測ならびに系統開発計画を含む計画を言う。

1.2 内容

このマニュアルには次の内容を含む。

- データ収集手法
- 電力供給計画の作成
- 系統計画との統合
- チェックリスト
- 技術資料リスト

1.3 シミュレーションソフトウェア

電力開発計画の策定には、次のシミュレーションソフトウェアを用いる。

- The WASP-IV (ver.4.01)
最少費用法による電源開発計画の策定に用いる。
- The GTMax (ver. 4.0)
電源の最適配置ならびにインターコネクション解析に用いる。

DOE はこれらのソフトウェアのオフィシャルライセンスを取得している。このライセンスは電力計画局に帰属しており、ライセンスのレジストフォームも同局で保管されている。

WASP-IV については、最新のバージョンは IAEA から入手することが可能である。将来的に WASP-IV がアップグレードされた場合は、IAEA から送付されると思われる。

GTMax については、DOE はバージョン 4.0 の永久ライセンスを取得している。将来的にバージョンアップされた場合は、安価に最新バージョンに移行することも可能であため、アディカコンサルティングに照会していただきたい。

なお、これらのソフトウェアにはマニュアルが添付されていることから、ソフトウェアの操作そのものは、

このマニュアルでは触れていない。ソフトウェアを一層理解するため、これらのソフトウェアマニュアルを参照いただきたい。

1.4 全体スケジュール

図1.1にPDPのワークフローを示す。ここで電力需要予測結果の受領がクリティカルポイントになると考えられる。そのため、シミュレーションデータのアップデートを前もって実施しておくこと、ならびにTDPとの統合を効率的に実施することが重要である。

図1.1 PDP策定のワークフロー

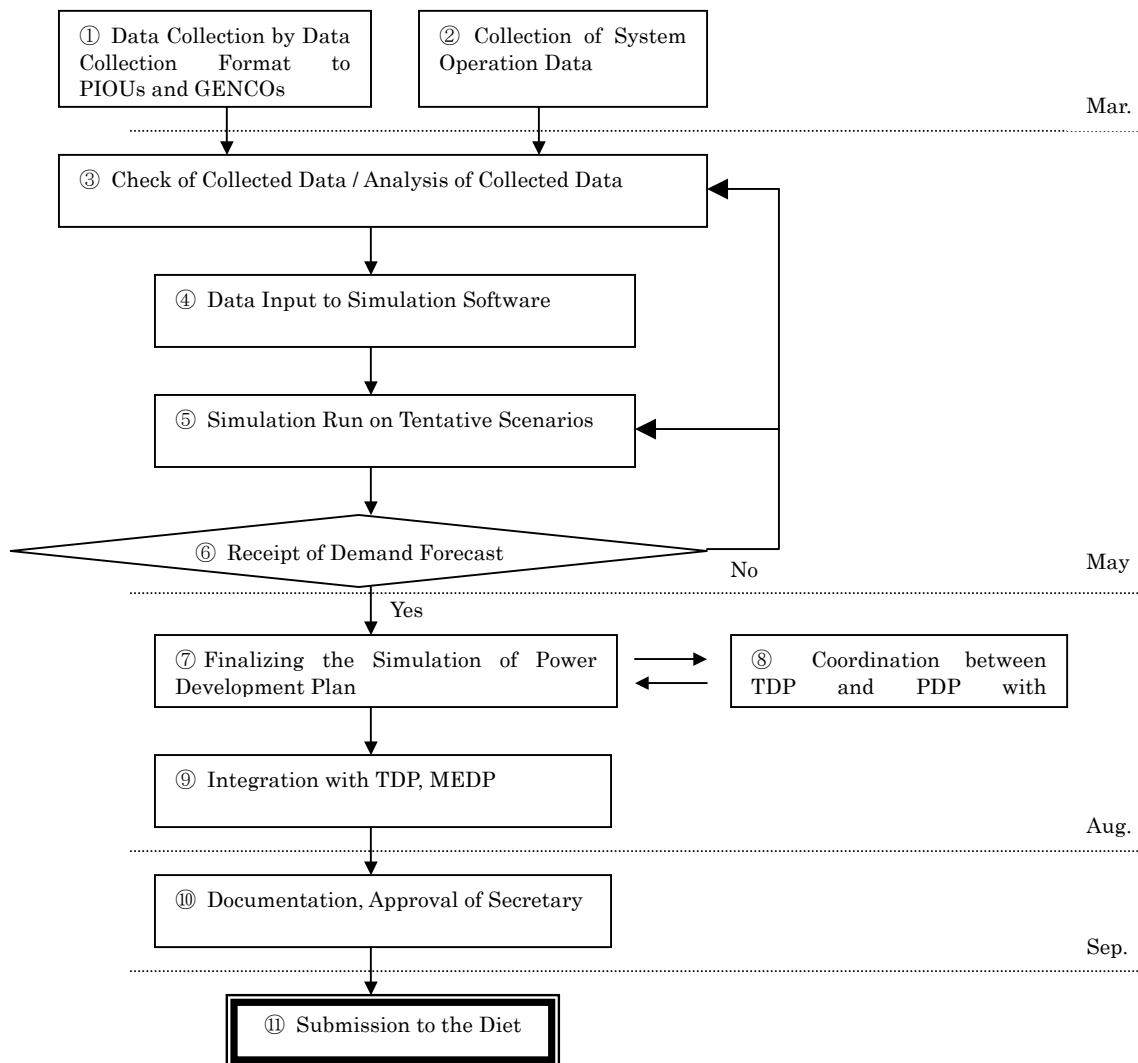
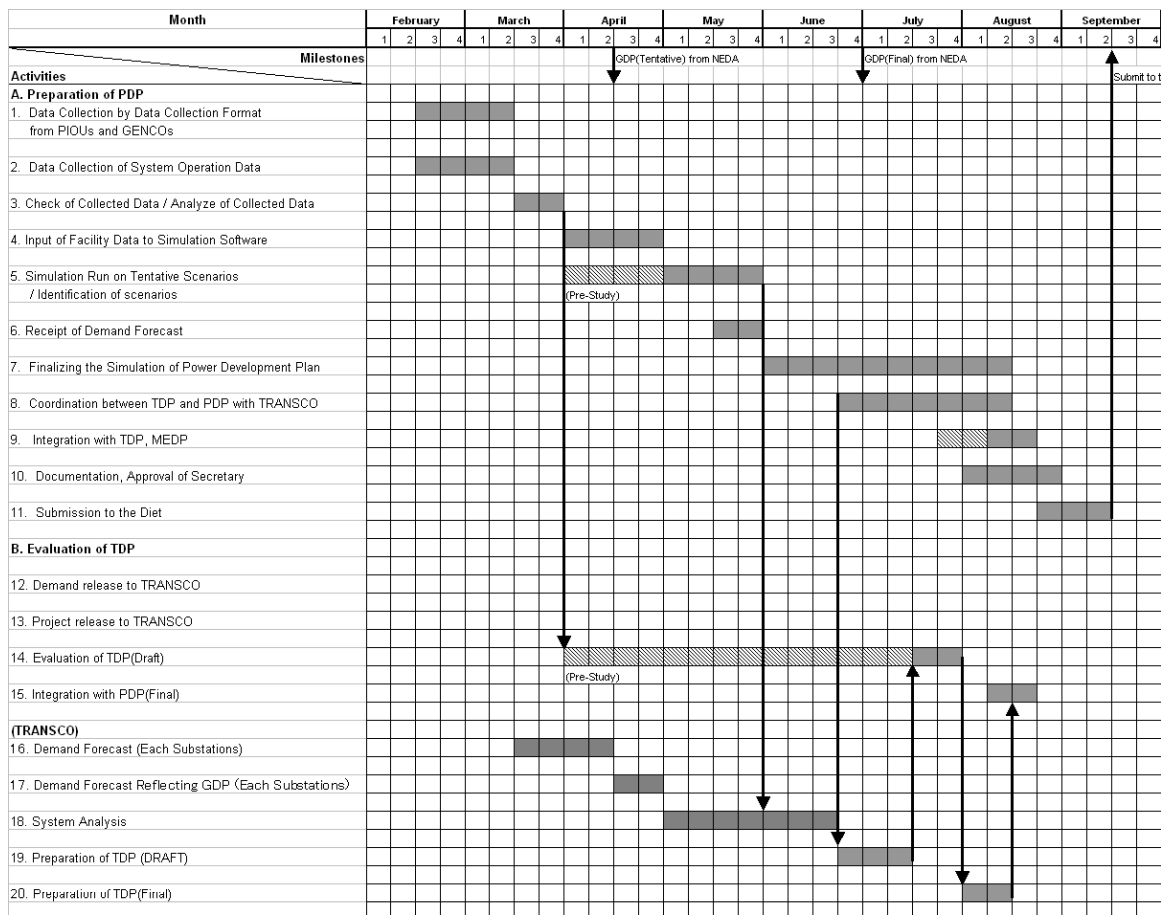


表 1.1 に PDP 全体スケジュールを示す。

表 1.1 PDPの全体スケジュール



以下に、必要事項を簡単に説明する。Tips を理解するために、あとのセクションを参照してほしい。

- (1) データーフォーマットを利用した発電会社／配電会社からのデータ収集
 発電会社等からのデーターコレクションは、別途説明するフォーマットを使用する。第2章のデータ収集を参照のこと。
- (2) 系統データの収集
 第2章データ収集参照
- (3) 収集データのチェックと解析
 収集データをシミュレーション入力する前に、収集データを過去データと比較することが望ましい。また、ある種のデータは、入力前にアレンジが必要である。第3章 WASP-IV のTips を参照のこと。

(4) シミュレーションソフトウェアへのデータインプット

WASP-IV と GTMax にデータを入力する。第3章 WASP-IV のデータ入力と運用 TIPS を参照のこと。

(5) ドラフトシミュレーション

NEDA による GDP 予測値のリリースが遅れ、電力需要想定が遅れることはあり得ることである。したがって、最終需要確定前に、インプットデータのチェックのため、イニシャルシミュレーションを実施しておく必要がある。また、エネルギー・電力政策を決定するため、感度分析を実施しておくことが望ましい。

(6) 需要想定値の受け取りと入力

電力需要想定そのものは、電力供給計画の策定対象ではない。しかし、需要想定は PDP 策定業務の中で最も重要なマイルストーンである。したがって、需要想定スケジュールについては常に注意を払っておく必要がある。

(7) 電力供給計画のファイナライズ

決定した電力需要想定に基づき、電力供給計画をファイナライズする。このシナリオは需要想定受領に先立ち決定しておくことが望ましい。

(8) PDP と TDP の統合調整:TRANSCO

TRANSCO にインディカティブプラントリストを提供すること、PDP と TDP の統合(調整)を計る。インターコネクションについては、前もって検討し、方向性を決定しておく。

(9) 関係下位計画の統合

TDP ならびに、MEDP との統合を図る。TDP については、PDP の一部として記載すべき内容を確認する。MEDP については、ナショナルグリッドに接続されていない設備について、簡単に PDP に統合する。

(10) ドキュメンテーションと次官承認

ドキュメンテーションについては、シミュレーションランと並行して準備をしておく。必要に応じて、次官承認を受ける。PEP との調整については、必要なデータを PEP に提供する。

(11) 国会提出

電力産業改革法に基づき、9月15日までにPDPを策定し、国会提出する。

2 データ収集

2.1 必要データ

データ収集・蓄積システム

表2.1に WASP-IV ならびに GTMax に必要なデータを示す。大部分のデータは共通データとして利用される。

表2.1 PDP のシミュレーションに必要なデータ

Data Name	Contact	Remarks
Load Shape	System Operator - Luzon - Visayas - Mindanao	Data should be collected from system operator directly by area.
System Operation Report	System Operator	Used to confirm the result of simulation
System Maintenance Plan	System Operator	Used to confirm the result of simulation
GDP forecast	NEDA	
Discount Rate	NEDA	
Generation Data for Existing Plant	NPC PIOUs GENCOs	By using the attached questionnaire
Generation Data for Indicative Plant	Historical Data General Document	Historical Construction Cost Technical sheet such as Gas turbine world
Fuel Cost	NPC PIOUs GENCOs	- Result of open bidding can be available for the coal or oil - DOE has to preserve the confidentiality of proprietary or commercially sensitive information
Schedule of Committed Projects	Related Organization	
Transmission Development Plan	Transco	As Initial Plan

2.2 電力産業改革法の規定

電力産業改革法に定められているとおり、発電会社はPDP策定のために必要な情報をDOEに提出しなければならない。

<EPIRA Regulation >

A Generation Company shall submit to DOE any information as may be required by the DOE for the preparation of the PDP, subject to appropriate measures to preserve the confidentiality of proprietary or commercially sensitive information.

2.3 データ収集

2.3.1 発電設備データ

データ収集は、図2.3.1に示す通り実施されなければならない。

既設発電設備データについては、巻末に添付された質問票により収集する。オンゴーイングプロジェクトについても、同じ質問票が使用される。エリア別の需給見通しについては、DDPがデータ収集ツールとして使用される。

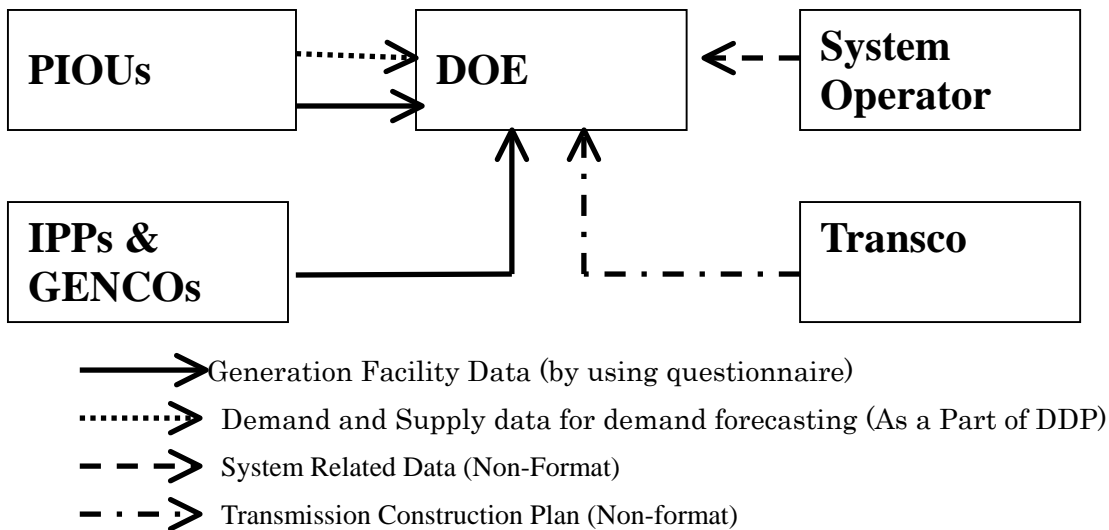


図 2.3.1 Data Gathering system

2. 3. 2 系統関係データ

システム運用レポートはシミュレーション結果の評価のため非常に有効である。システム運用レポートは、3月頃システムオペレーターからリリースされる。事故率等他の有効な情報がこのレポートで報告されている。年間系統保週計画も同様に3月頃リリースされる。これらの報告書、計画を使用することで、既設設備の実際の供給能力を入手することができる。

短期計画については、長期計画と目的ならびに性格が異なるが、同じく非常に有効である。

したがって、システムオペレーターが同じく策定する年間供給計画についても、収集しておかなければならない。

需要日負荷カーブについては、毎年最新のデータにリプレースする必要はない。必要に応じて、各地域(ルソン、ビサヤスおよびミンダナオ)の給電司令所から入手することが可能である。

2. 3. 3 インディカティブプラントデータ

a. ガスタービンならびにコンバインドサイクルユニットの建設コストについては、“ガスタービンワールド等”の書籍が参考となる。“ガスタービンワールド”記載データについては、土木費用、系統建設費用ならびに燃料インフラ費用が含まれていないため、適正な補正が必要である。この補正には、フィリピン国内のヒストリカルデータを使用することが望ましいが、下式を適用することも可能である。

$$\text{Total investment} = \text{Facility Cost (based on the gas turbine world)} \times 130\%$$

*30% is for the “complementally investment” based on the experience of JICA study team.

石炭火力については、ヒストリカルデータを使用することが必要である。これらのデータは、ウェブサイトもしくは直接発電会社から入手することが可能である。なぜならば、資産、資本は投資家向けにアニュアルレポートに記載されており、コンフィデンシャルデータでは無い。ヒストリカルデータを現在価格へ変換するときには、インフレーションを考慮しなければならない。インフレーションの実績については、フィリピン国家統計局のデータが有効である。

b. 燃料価格

石炭ならびに石油の価格については、NPCから入手できる。これらは、オープンビットで調達されており、コンフィデンシャルデータではない。

天然ガス価格については、DOEは、NPCならびにMELALCOから直接収集する必要がある。これらのデータはコンフィデンシャルであるから、守秘のための適切な手段が執られなければならない。

C. ユニット性能データ

ユニット性能データについては、先に説明したデータ収集フォーマットが使用される。これらのデータについても、守秘のための適切な手段が執られなければならない。

2. 3. 4 共通データ

ディスカウントレートは、NEDAが変更した場合はリプレースしなければならない。GDPについても、NEDAが6月にリリースする。

3 電力供給計画の策定

3.1 策定フロー

図3.1にシミュレーションワークフローを示す。

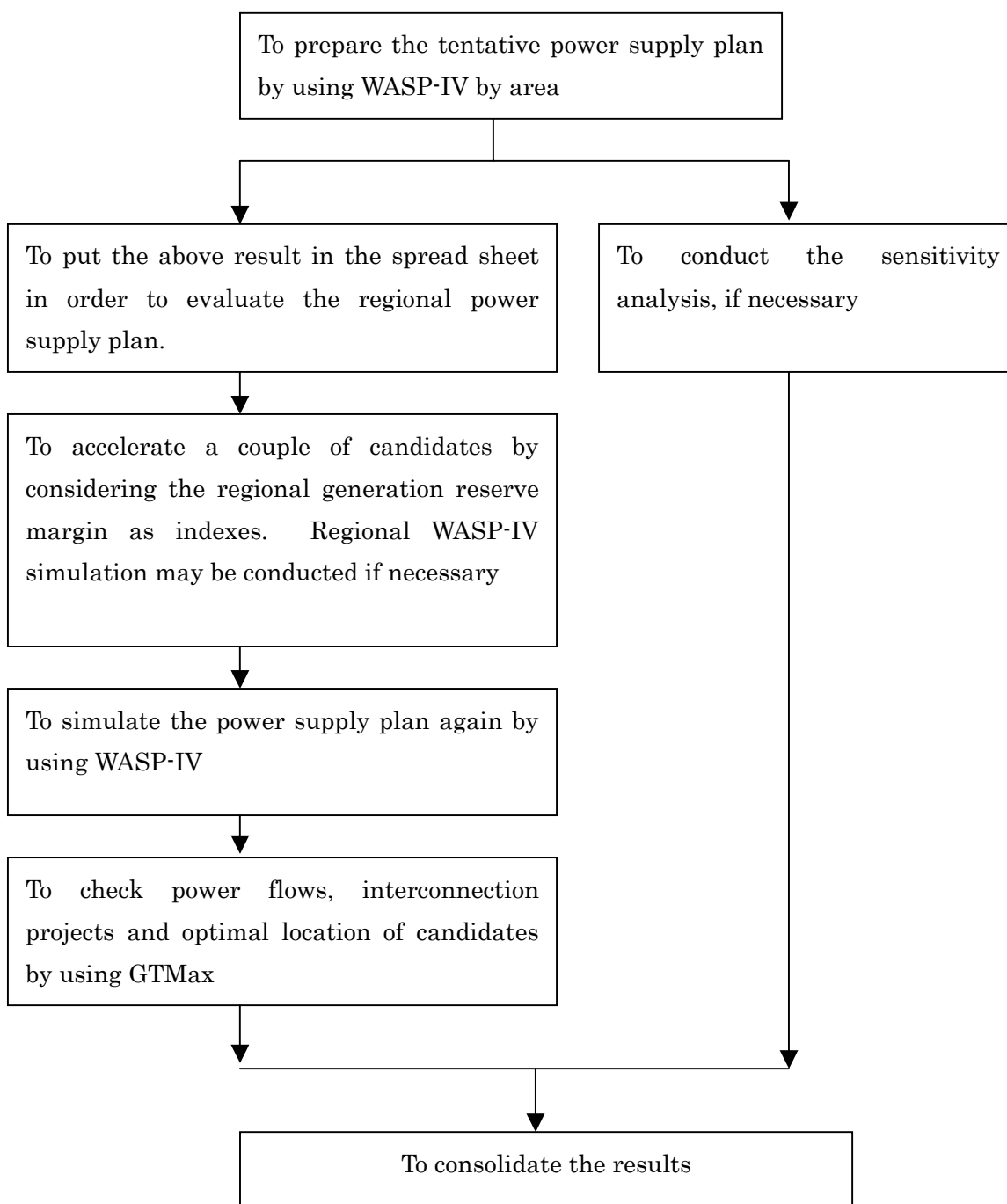


図3.1 シミュレーションワークフロー

3. 2 WASP-IV による計算

3. 2. 1 WASP-IV のフォルダ構造

検討ケース(Study Case)を選択もしくは作成する場合、Study ID もしくは Case ID が設定される。この ID とフォルダとの関係は次の通りである。

Study ID	= 1	----->	WASP-IV¥Study_01
Case ID	= 1	----->	WASP-IV¥Study_01¥Case_01
Case ID	= 2	----->	WASP-IV¥Study_01¥Case_02

これらの情報は、次のファイルに記載されている。

-----> WASP-IV¥system¥BasicInfo.DAT

3. 3. 2 WASP-IV のデータファイル

WASP-IV のデータファイルは小さいため、E-mail で送信することが可能である。次のファイルが、データ送信に必要なファイルである。

CCD.DAT	---	for common data
loadsy.dat	---	for loadsy module data
fixsys.dat	---	for fixsys module data
VARSYS.dat	---	for varsys module data
congen.dat	---	for congen module data
mersim.DAT	---	for mersim module data
mergeibin.dat	---	for mersim module data
DYNPRO.dat	---	for dynamic module data
remersim.SAV	---	for remersis module data
reprobat.dat	---	for reprobat module data

次のファイルは、new case を作成しても自動的にコピーされないため、手動でコピーをする必要がある。

*remersim.SAV	---	for remersis module data
*reprobat.dat	---	for reprobat module data

3. 2. 3 WASP-IVのTIPS

WASP-IV のデータアップデートは最初に行われなければならない。ほとんど全ての収集データは、WASP-IV でそのまま使用できるが、WASP-IV のマニュアルをチェックして確認すること。以下、モジュール毎の特記事項を示す。

a. COMMON

WASP-IV で最初に遭遇するトラブルは、計算年の変更が原因であると思われる。このモジュールで計算の初年度を変更した場合、他のモジュールに記載されていた、初年度のデータが全て消去される。この結果、FIXSYS、DYNPRO ならびに REPROBAT の実行時にエラーが生じる可能性が高い。たとえば、計算初年度を2003年から2004年に変更した場合、次のような注意が必要である。

Problem 1: コミットドプロジェクト、リタイアメントのスケジュール

コミットドプロジェクトならびにリタイアメントのスケジュールが FIXSYS に記載されているが、計算初年度については重要な情報が記載されているケースが多い。例えば、系統線制約については既設設備を一旦リタイアメントとして供給力から除外するケースがあるが、これらの情報は、初年度の変更により全て消えてしまう。計算初年度の変更後は、リタイアメントユニットの総数が現状ユニットの総数を超えていないこと等を確認する必要がある。

Problem 2: 計算期間のミスマッチ

Common モジュールとは別に、DYNPRO および REPROBAT でも計算年(期間)を指定しなければいけないが、これらは、Common モジュールの変更が反映されないため、計算年度の変更後に、これらのモジュールで実行エラーが生じた場合はチェックが必要である。

b. LOADSY

需要想定結果は、LOADY モジュールに入力される。計算期間を15年程度に設定することから、需要データのアレンジ(拡張)が必要となる。

VISAYAS エリアの需要については、Coincident peak を使用する。地域別需給計画の策定に Non-coincident peak を使用することも可能であるが、この場合エネルギー総量に注意を払わなければならない。(Non-coincident peak を使用した場合は、エネルギー需給の計算結果が、必要エネルギーより大きくなる。)

LOADSY 実行後は負荷率のチェックが必要である。

c. FIXSYS

インクリメンタルヒートレートを除き、収集データをそのまま入力できる。インクリメンタルヒートレートの計算は次式による。

Incremental Heat Rate

$$= \frac{[(\text{Maximum Output}) \times (\text{Heat Rate at Maximum Output}) - (\text{Minimum Output}) \times (\text{Heat Rate at Minimum Output})]}{(\text{Maximum Output} - \text{Minimum Output})}$$

最低出力のデータが入手できない場合は、最大出力の40%程度として計算しても良い。WASP-IV は、デューレーション上で運用をシミュレートするため、最低出力近辺のデータは計算結果にあまり大きな影響を与えない。一方、最大出力近辺のデータは注意が必要である。起動・停止ロス計算上考慮されない。これらを反映する一番簡単な方法は、最大出力時のヒートレートとして、実績をそのまま使用することである。

データ入力時には、“ピリオド”の取り扱いに注意をしなければならない。WASP-IV はフォートラン・オリエンテッドのプログラムであるから、ほとんど全てのデータにピリオドをつけなければいけない。ピリオドをつけない場合は、次のようなエラーを生じる可能性がある。

e.x. “300” means “0.300”, you have to input as “300.” with period

ただし、“outage rate”と“maintenance day”は整数で入力する必要がある。

d. VARSYS

FIXSYS 同様、収集データをそのまま入力できる。設計(計画)データが利用できない場合は、最新ユニットのデータを流用する。データ入力の前には、スクリーニングカーブを書くことが望ましい。詳細は、WASP-IV のマニュアルを参照のこと。

e. CONGEN

イニシャルコンフィグレーションの設定について、注意が必要である。最も簡単な方法として、“Fix Expansion Plan”で必要開発量をシミュレートし、その後、“Optimal Expansion Plan”で最適計画をシミュレートすることが望ましい。しかし、一旦“Optimal Expansion Plan”をシミュレートした後は、“Fix Expansion Plan”に戻ることはできない。全ての”Tunnel Width Data”が消去されるので、イニシャルコンフィグレーションから再度実施せざるを得なくなる。

また、コンフィグレーションの最大数に配慮しなければならない。コンフィグレーションが多すぎる場合は、計算時間が長くなりすぎる。コンフィグレーションの最大数は、1年あたり500、合計で5000である。

CONGEN 特記事項

実行時 ”Index Error” に陥った場合は、次の理由が考えられる。

原因 1.

LOADSY, FIXSYS, VARSYS のデータと、テンポラリーファイルのデータミスマッチ
(解決法)

Common モジュールにてオールドシミュレーションファイルをクリアする。その後、再度 LOADS, FIXSYS and VARSYS を実行する。

原因 2.

CONGEN and DYMPRO のテンポラリーファイルのデータミスマッチ。“previous best solution”データがインデックスとして DYMPRO から CONGEN に送られる。このため、“DYMPRO”はイニシャルランを除き、コンプリートしてしなければならない。もし、MERSIM 実行後、DYMPRO がエラーを起こした場合は、CONGEN がオープンできなくなる。

(解決法)

CONGEN のデータ設定に問題があり、“Generation Reserve”は満足しているが、“LOLP”は満たされていないケースが多い。したがって、DYMPRO 内の“LOLP”インデックスをクリアし DYMPRO を再実行して、コンプリートする必要がある。その後、CONGEN をオープンできるようになる。

f. MERSYM

MERSYM の実行は簡単である。ポイントは、むしろ計算結果の評価にある。最初にローディングオーダーをチェックする必要がある。毎年の運用計画についても“output file”で確認することができる。しかし、いくつかのデータは、REPROBAT 実行により統合される。特にユニット毎の capacity factor をチェックする場合は、先に REPROBAT を実行する必要がある。

また、WASP-IV は計算時間を省略するため、old simulation file を再利用している。したがって、LOADY, FIXSYS and VARSYS のデータを変更した場合は、これらの old simulation file をクリアする必要がある。また、最適化後に old simulation file をクリアし、確認計算をすることが望ましい。

g. DYNPRO

計算を完了することに注意を払う必要がある。DYNPRO でエラーが起こると CONGEN に戻ることができない。これらのエラーは LOLP が起因して起こることが多いため、エラーが生じた場合、LOLP クライテリアを一旦消去することでエラーを回避することが可能である。

また、REPROBAT を実行した後は、DYNPRO を直接再実行することができない。再計算のためには、CONGEN から再実行する必要がある。

h. REMERSIM

燃料消費量を単純に計算するモジュールである。入力データは最適計算に影響は与えない。データファイルは FIXSYS および VARSYS とリンクしていないため、これらのデータを変更(設備追加等)をした場合は、REMERSIM データを再チェックする必要がある。

また、REMERSIM のデータは、new Study を作成した場合、過去ファイルから自動的にコピーされない。手動で“REMERSIM .sav”をコピーする必要がある。

h. REPROBAT

このモジュールの操作も簡単である。注意しなければならないのは、REPROBAT 実行により、DYMPRO と MERSIM のテンポラリーファイルが変更されることだけである。即ち：

- MERSYM で Capacity Factor をチェックする前に REPROBAT を完了すること。
- REPROBAT 完了後は、LOLP を変更する (DYNPRO で変更) 場合でも、CONGEN まで戻らなければならない。

また、REMERSIM 同様 REPROBAT のデータは、new Study を作成した場合、過去ファイルから自動的にコピーされない。手動で “REPROBAT.dat” をコピーする必要がある。

REPROBAT 特記事項

WASP-IV は WordPad をビューワーとして使用していることから、データを簡単に REPROBAT から EXCEL に移植することが可能である。

そのステップは次の通りである。

- (1) To cut out the necessary data
- (2) To rename and save the data as “#####.txt”
- (3) To start the Excel, open the “#####.txt” with Fixed Width
- (4) To adjust the width and open it.

3. 2. 4 Sensitivity Analysis の Tips

(1) “テイク・オア・ペイ”コントラクト

WASP-IV は、ローディングオーダーを直接取り扱うことができるが、ローディングオーダーの指定は非常に煩雑である。WASP-IV の内部では、一つのプラントのローディングオーダーを、最低出力ならびに中間-最大出力の2つに分けて計算する。また、ローディングオーダーのルーチンを使用する場合は、全てのユニットについてローディングオーダーを設定しなければならない。(したがって、ユニットが50ある場合、ローディングオーダーを100種類設定しなければならない。)このためには、経済的ローディングオーダーを予め精査し確認しておく必要がある。

この作業を軽減するためには、次のような“fake” input”が有効である。

e.g.

- ガス火力のテイクオアペイ契約を設定する場合、燃料価格を100%ではなく、10%にディスカウントして入力する。これにより、ガス火力のローディングオーダーは自動的にマストランに変わる。最適電源開発計画を策定するだけであれば、これだけで計算は完了する。
- ただし、トータルコストを計算する場合は、運転コストを補正しなければならない。このためにはガス火力の燃料価格を10倍すれば良い。このコストは、MERSIM で確認できる。
- この確認計算のため、ローディングオーダーを入力しても良い。

(2) 系統線制約の考慮

WASP-IV は、マルチエリアならびに系統線問題を直接扱うことができない。しかし、この系統線制約(MW)を把握しているのであれば、テイクオアペイ同様に、“fake “ input“により、これを模擬することは可能である。

e.g.

- 系統線制約により、ある地域の発電所 1000MW に対し 500MW しか運用できない場合、発電所出力を 1000MW から、500MW に引き下げることで、系統全体のシミュレートは可能である。
- この場合、インストールキャパシティを変更することは非常に複雑である。したがって、当該発電所に2つ以上ユニットがある場合は、その一部を、見かけ上リタイアメントさせること出力調整を計ることが最も簡単である。系統線制約解除後は、ユニットを復旧させるだけでよい。

(3) グループリミット

グループリミットを使うことは非常に有効である。しかし、グループユニットを使用することで、データの数にもよるが、計算時間は非常に長くなる。

もちろん、環境制約もしくはエネルギー制約の開発量への変化を計算する場合は、グループリミットを使用せざるを得ない。しかし、単純に環境負荷等の排出量を計算したい場合は、燃料使用量等からマニュアルで計算する方が良いと思われる。

(4) 燃料コストのインパクト

燃料コストのインパクトは、DYNPRO モジュールの燃料エスカレーションを使用するのが最も簡単である。しかし、この場合、MERSYM 内のローディングオーダーは変更されない。したがって、燃料価格の変動が大きい場合(20%程度を目途)は、FIXSYS もしくは VARSYS のデータを直接変更する方が良い。

(5) PDP(2004-2013)計算に使用したインプット

PDP (2004 - 2013)の解析には次の条件が考慮されている。

- Santa Rita, Ran Lorenzo and Ilijan.ガス火力については、テイクオアペイを考慮し、燃料価格を10%として入力している。
- バタンガス-マニラ間の系統線制約がある期間は、バタンガス地区の発電所数を減らして対応している。

3.3 地域別需給計画の策定

3.3.1 地域別需給計画の策定方法

WASP-IV は、マルチエリアを直接取り扱えないことから、地域別需給計画については、次の通りステップ・バイ・ステップで計算した。このマニュアルでは、ビサヤス地域の電源開発計画を参考に、策定方法を解説する：

(1) 地域全体の電源開発計画の策定

対象地域を一つのシステムと考え、電源開発計画を策定する。ここでは、ビサヤス地域を対象とする。策定結果は表3.3.1の通りである。

表 3.3.1 ビサヤス地域のイニシャル開発計画

	Total VISAYAS								
	Demand	Ex.Cpa	Install				I.C.	Total	G.R.M
			DS	GT05	CL05	acc			
2003	1,006	1,470				0	0	1,470	46.1%
2004	1,085	1,567				0	0	1,567	44.4%
2005	1,172	1,602				0	0	1,602	36.7%
2006	1,269	1,602				0	0	1,602	26.3%
2007	1,363	1,576	50	100		150	0	1,726	26.6%
2008	1,469	1,576				150	0	1,726	17.5%
2009	1,582	1,576		100		250	0	1,826	15.4%
2010	1,702	1,576		150		400	0	1,976	16.1%
2011	1,827	1,485	50	150		600	0	2,085	14.1%
2012	1,959	1,485	150			750	0	2,235	14.1%
2013	2,097	1,485	50	50	50	900	0	2,385	13.7%

(2) インディカティブプラントの振り分け

表3.3.1をベースに島毎の需給計画を策定する。これには、表3.3.2に示すスプレッドシートを使用する。なお、インターコネクション制約はこの表に既に反映されている。この表を使用することで、パナイならびにネグロスでは至近年の需給が不十分であることがわかる。

表 3.3.2 Initial Distribution of Candidate to islands.

2003/10/17 15

	Leyte-Samar Grid								Bohol								Cebu Grid												
	Demand	Ex.Cpa	Install	Acc	I.C. Out	Total	G.R.M	TL	Demand	Ex.Cpa	Install				I.C.	Total	G.R.M	TL	Demand	Ex.Cpa	Install				I.C. in	I.C. out	Total	G.R.M	TL
											DS	GT05	CL05	acc							DS	GT05	CL05	acc					
2003	182	695		0	-163	532	192.4%	440	41	49				0	2	52	25.0%	35	406	427.5				0	160	-80	508	25.0%	200
2004	200	695		0	-207	487	143.9%	440	46	49				0	8	57	25.0%	35	438	427.5				0	199	-80	547	25.0%	200
2005	220	695		0	-284	410	87.0%	440	51	6				0	57	64	25.0%	100	472	427.5				0	227	-64	590	25.0%	400
2006	242	695		0	-277	418	72.8%	440	56	6				0	64	71	25.0%	100	510	427.5				0	213	-3	637	25.0%	400
2007	264	695		0	-343	352	33.1%	440	62	6				0	72	78	25.0%	100	547	427.5				0	271	-15	684	25.0%	400
2008	289	695		0	-355	340	17.4%	440	69	6				0	75	81	17.5%	100	588	427.5				0	280	-17	691	17.5%	400
2009	317	695		0	-329	365	15.3%	440	76	6				0	81	87	15.4%	100	633	427.5		100	100	248	-46	730	15.4%	400	
2010	346	695		0	-293	402	16.0%	440	83	6		50		50	41	97	16.1%	100	679	427.5		50	150	252	-41	789	16.1%	400	
2011	378	695		0	-264	431	14.1%	440	92	6			50	48	105	14.1%	100	728	336.7	0	150	300	215	-21	831	14.1%	400		
2012	411	695		0	-225	469	14.1%	440	100	6			50	58	115	14.1%	100	779	336.7	50		350	167	35	889	14.1%	400		
2013	447	695		0	-186	508	13.7%	440	110	6			50	69	125	13.7%	100	833	336.7		50	400	117	93	947	13.7%	400		

	Negros								Panay								Total VISAYAS													
	Demand	Ex.Cap	Install Cap.				I.C.		Total	G.R.M	TL	Demand	Ex.Cap	Install Cap.				I.C.	Total	G.R.M	TL	Demand	Ex.Cpa	Install				I.C.	Total	G.R.M
			DS	GT05	CL05	Acc	in	out						DS	GT05	CL05	Acc							DS	GT05	CL05	acc			
2003	194	166				0	80	-80	166	-14.6%	80	182	132.6				0	80	213	16.5%	80	1,006	1,470				0	0	1,470	46.1%
2004	205	166				0	80	-15	230	12.2%	80	196	230.5				0	15	246	25.0%	80	1,085	1,567				0	0	1,567	44.4%
2005	218	243				0	64	-34	273	25.0%	80	212	230.5				0	34	265	25.0%	80	1,172	1,602				0	0	1,602	36.7%
2006	232	243		50		50	3	-6	290	25.0%	160	229	230.5		50		50	6	286	25.0%	160	1,269	1,602		100		100	0	1,702	34.2%
2007	244	243				50	15	-2	306	25.0%	160	246	204.8	50			100	2	307	25.0%	160	1,363	1,576	50			150	0	1,726	26.6%
2008	258	243				50	17	-6	304	17.5%	160	264	204.8				100	6	311	17.5%	160	1,469	1,576				150	0	1,726	17.5%
2009	273	243				50	46	-23	315	15.4%	160	284	204.8				100	23	328	15.4%	160	1,582	1,576		100		250	0	1,826	15.4%
2010	288	243				50	41	0	334	16.1%	160	305	204.8		50		150	0	354	16.1%	160	1,702	1,576		150		400	0	1,976	16.1%
2011	303	243				50	21	32	346	14.1%	160	327	204.8	50			200	-32	373	14.1%	160	1,827	1,485	50	150		600	0	2,085	14.1%
2012	318	243	50			100	-35	55	363	14.1%	160	350	204.8	50			250	-55	399	14.1%	160	1,959	1,485	150			750	0	2,235	14.1%
2013	333	243	50			150	-93	79	379	13.7%	160	374	204.8			50	300	-79	426	13.7%	160	2,097	1,485	50	50	50	900	0	2,385	13.7%

Here DS: Diesel (50MW)
 GT05: Gas Turbine (50MW/Oil)
 CL05: Coal (50MW)

ここで、Generation Reserve Margin は下式で計算されている。

$$\begin{aligned} \text{- Supply Capacity (MW)} &= (\text{Existing Capacity} + \text{Additional Capacity}) \\ &\quad + (\text{Interchange IN} - \text{Interchange Out}) \\ \text{- Generation Reserve Margin} &= \frac{\text{Supply Capacity} - \text{Peak Demand}}{\text{Peak Demand}} \\ &\quad (\%) \end{aligned}$$

全てのキャンディデを、この generation reserve margin を参考に振り分ける。最終的に最適配置は GTMax で決定されるため、必要以上に神経質になる必要はない。

(3) キャンディデートの前倒し

島別の需給を満足するために、キャンディデートの幾つかを前倒しする。ここでは、ガスタービン (100MW) を 2003 年に、またディーゼル (50MW) を 2006 年に前倒している。LOLP= 1day/year を満たすために必要な開発 (前倒し) 量は、WASP-IV を用いて計算できる。この場合、non-coincident peak を使用することが望ましい。パナイならびにネグロスの計算結果は次の通り。

	Panay	Negros
2006	50MW	50MW
2008	50MW	

表 3.3.3 は、この島別開発を反映した後の電源開発計画である。最適配置を除き、ビサヤス全体の最適開発は決定できた。

(4) WASP-IV による確認計算

上記開発による必要コストを、WASP-IV により確認計算する。このために、前倒した開発を Fixed プロジェクトとして入力する。FIXSYS を使用する必要はなく、単純に CONGEN の許容ユニット数を強制指定するだけでよい。

表 3.3.3 Power Development Plan (Second Draft)

	Leyte-Samar Grid								Bohol								Cebu Grid												
	Demand	Ex.Cpa	Install	Acc	I.C. Out	Total	G.R.M	TL	Demand	Ex.Cpa	Install				I.C.	Total	G.R.M	TL	Demand	Ex.Cpa	Install				I.C.		Total	G.R.M	TL
											DS	GT05	CL05	acc							in	out							
2003	182	695		0	-155	540	196.7%	440	41	49				0	2	52	25.0%	35	406	427.5			0	153	-72	508	25.0%	200	
2004	200	695		0	-134	561	180.8%	440	46	49				0	8	57	25.0%	35	438	427.5			0	126	-6	547	25.0%	200	
2005	220	695		0	-184	510	132.5%	440	51	6				0	57	64	25.0%	100	472	427.5			0	127	36	590	25.0%	400	
2006	242	695		0	-227	468	93.5%	440	56	6				0	64	71	25.0%	100	510	427.5			0	163	47	637	25.0%	400	
2007	264	695		0	-343	352	33.1%	440	62	6				0	72	78	25.0%	100	547	427.5			0	271	-15	684	25.0%	400	
2008	289	695		0	-355	340	17.4%	440	69	6				0	75	81	17.5%	100	588	427.5			0	280	-17	691	17.5%	400	
2009	317	695		0	-329	365	15.3%	440	76	6				0	81	87	15.4%	100	633	427.5		100	100	248	-46	730	15.4%	400	
2010	346	695		0	-293	402	16.0%	440	83	6		50	50	41	97	16.1%	100	679	427.5		50	150	150	252	-41	789	16.1%	400	
2011	378	695		0	-264	431	14.1%	440	92	6			50	48	105	14.1%	100	728	336.7	0	150	300	215	-21	831	14.1%	400		
2012	411	695		0	-225	469	14.1%	440	100	6			50	58	115	14.1%	100	779	336.7	50		350	167	35	889	14.1%	400		
2013	447	695		0	-186	508	13.7%	440	110	6			50	69	125	13.7%	100	833	336.7		50	400	117	93	947	13.7%	400		

	Negros								Panay								Total VISAYAS													
	Demand	Ex.Cap	Install Cap.				I.C.		Total	G.R.M	TL	Demand	Ex.Cap	Install Cap.				I.C.	Total	G.R.M	TL	Demand	Ex.Cpa	Install				I.C.	Total	G.R.M
			DS	GT05	CL05	Acc	in	out						DS	GT05	CL05	Acc							DS	GT05	CL05	acc			
2003	194	166			50	72	-45	242	25.0%	80	182	132.6			50	45	228	25.0%	80	1,006	1,470			100	0	1,570	56.1%			
2004	205	166			50	6	35	257	25.0%	80	196	230.5			50	-35	246	25.0%	80	1,085	1,567			100	0	1,667	53.6%			
2005	218	243			50	-36	16	273	25.0%	80	212	230.5			50	-16	265	25.0%	80	1,172	1,602			100	0	1,702	45.2%			
2006	232	243			50	-47	44	290	25.0%	160	229	230.5	50		100	-44	286	25.0%	160	1,269	1,602	50		150	0	1,752	38.1%			
2007	244	243			50	15	-2	306	25.0%	160	246	204.8			100	2	307	25.0%	160	1,363	1,576			150	0	1,726	26.6%			
2008	258	243			50	17	-6	304	17.5%	160	264	204.8			100	6	311	17.5%	160	1,469	1,576			150	0	1,726	17.5%			
2009	273	243			50	46	-23	315	15.4%	160	284	204.8			100	23	328	15.4%	160	1,582	1,576		100	250	0	1,826	15.4%			
2010	288	243			50	41	0	334	16.1%	160	305	204.8		50	150	0	354	16.1%	160	1,702	1,576		150	400	0	1,976	16.1%			
2011	303	243			50	21	32	346	14.1%	160	327	204.8	50		200	-32	373	14.1%	160	1,827	1,485	50	150	600	0	2,085	14.1%			
2012	318	243	50		100	-35	55	363	14.1%	160	350	204.8	50		250	-55	399	14.1%	160	1,959	1,485	150		750	0	2,235	14.1%			
2013	333	243	50		150	-93	79	379	13.7%	160	374	204.8		50	300	-79	426	13.7%	160	2,097	1,485	50	50	900	0	2,385	13.7%			

Here DS: Diesel (50MW)
 GT05: Gas Turbine (50MW/Oil)
 CL05: Coal (50MW)

3.4 最適配置・インターコネクション

3.4.1 GTMax の概要

GTMax は、最適配置ならびにインターコネクション解析に使用される。内部では、線形計画により最少費用運用計画が決定される。この仮定で、インターコネクションパワーフローが計算される。目的関数として、システムの運用コストが計算されるため、インディカティブプラントの連係線をスイッチすることにより、最適配置が計算できる。具体的には、図 3.4.1 の実線の運用コストと、波線の運用コストを比較し、コストが小さい方を最適配置と判断する。

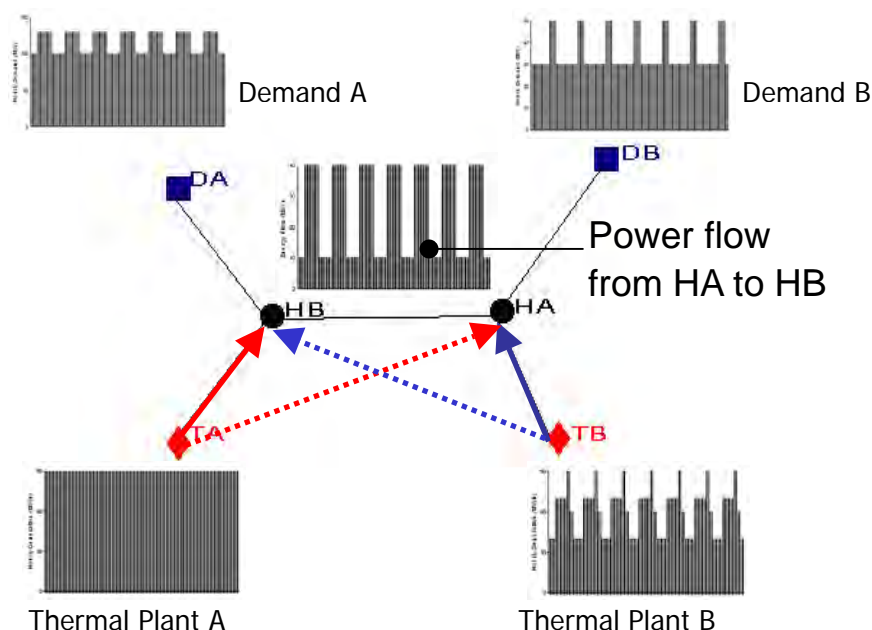


図 3.4.1 GTMax の概要

3.4.2 最適配置の決定

3.3 で述べたとおり、最適配置は GTMax の目的関数を比較することで計算できる。表 3.3.3 の配置は単純に“仮置き”であり、目的関数を最少とする配置が実際の最適配置となる。

最適配置をスムーズに最適化するために、目的関数を最少にする条件について理解しておく必要がある。まず、インターコネクションのパワーフローに注意を払う必要がある。なぜならば、配置が最適化された場合、インターコネクションパワーフローは基本的に制約を受けない。したがって、インターコネクションのパワーフローを軽減する方向にキャンディデートを配置し直せばよい。恐らく、ベース-ミドル電源の配置に気をつければ良いと思われる。基本的にピーク発電所は運用コストにほとんど寄与しない。したがって、ピーク発電所のロケーションは単純にリザーブマージンのみで決定して良い。

3.4.3 GTMax データ準備

GTMax のデータは WASP-IV と共通のものが多いものが、以下の通り GTMax を使ったシミュレーションのために収集しなければならないデータがある。

- 1) 地域ごとの需要カーブ
- 2) 地域間連系線の送電容量
- 3) 水力の運用データ

注; データは正確かつ詳細なものを収集する必要があるが、データを集めきれない場合には何らかの仮定をおくことでシミュレーションを実行することができる。(ただしシミュレーション結果の妥当性を慎重に評価する必要がある)

1) 需要カーブ

シミュレーション対象とする年次(通例は将来年次)の 8760 時間(1 年分)の各地域ごと需要カーブを準備しなければならない。しかし、需要予測は、最大電力と電力量のみについて実施される。したがって、将来の需要カーブについては、次の方法で決定する。

$$PL(t) = PL0(t) * (Pmax(y) / Pmax0) * k(t)$$

t: 時刻(1-8760 時間)

y: 対象とする年次

PL(t): 将来年次の時刻毎の需要

PL0(t): 各時刻毎の実績需要(今回は 1996 年の値を使用)

Pmax(y): 将来年次の最大需要(需要想定から引用)

Pmax0: 実績需要における最大需要(今回は 1996 年の値を使用)

k(t): 実績需要の年間電力量と将来年次の年間電力量の差異の補正係数

補正項は以下の通り定義する。

$$k(t) = 1 - u(t) * \alpha$$

ここで $u(t)$ は各時刻における需要が当該年度において何番目に大きいかを示す順位である。たとえば年間最大需要発生時刻の需要であれば 1 位であり、年間最小需要の時刻では場合は 8760 位となる。 α を微調整することで実績需要の総和から求める実績年間電力量と将来年次の想定年間電力量の差異を補正する。 α の算出は添付エクセルシートによる。(ゴールシークを使用して算出する)

2) 水力

水力のデータは各水力発電所毎に収集・準備しなければならない。

-GTMax は、週間運用をシミュレートしているため、週ごとの発電電力量とその週における可能出力を入力しなければならない。月別データの場合は、週間データに切り分ける必要がある。降雨の影響(豊水年と渇水年)を無くすため、複数年の平均データを使用するのが望ましい。b) 月毎の発電電力量のみ収集可能だが、可能出力が収集できない場合

可能出力が収集できない場合には、月間発電電力量から可能出力を推測することが必要である。設備稼働率の実績が80%を超えていれば、ディペンダブル出力をそのまま可能出力とできる。実績稼働率が80%を下回っている場合、下式の通り、稼働率を80%と仮定し、月間発電電力量から逆算し、その出力を可能出力とおく。

Calculated dependable capacity

$$= \text{Monthly energy} / (\text{Hours of the month} * 80\%)$$

(80% is an assumption value)

稼働率80%は流れこみ式水力発電所では適切と思われるが、貯水池式水力発電所はピーキング運用をするため、不適切であることが考えられる。したがって、特に貯水池式発電所ではできるだけ可能出力の実績データを収集し、現実に即したモデリングを行う必要がある。

3) 火力発電所

a) 故障停止確率と補修率

GTMax では WASP-IV のように定期補修停止日数を入力する項目はない。GTMax で長期計画を策定する場合は、補修停止日数を補修停止率に変換する必要がある。そして、補修停止率と事故停止率とを合計し、“停止率”として取り扱う。具体的には、最大出力を、この“停止率”を考慮し、次の通り WASP-IV より小さくセットする。

Example: F.O.R. = 5%, Maintenance outage = 36 days / year

$$\cdot \text{Total Outage Rate} = 5\% + 36\text{days}/365\text{days} = 15\%$$

- Dependable capacity input in the GTMax

$$= 85\% \text{ of the dependable capacity (of WAASP-IV.)}$$

したがって、GTMax 内部の最大出力は、定格もしくはディペンダブル出力とは異なるので注意が必要である。

b) サーマルクラスター

GTMax ではノード数(火力・水力・売電など)がシミュレーション実行時の演算時間、メモリー要

求量に大きく影響している。したがって、サーマルクラスターを使用し、ノードを減らすことが望ましい。ただしサーマルクラスターの使用には制約があるため以下のことに注意すること。

-各サーマルクラスターで扱えるユニット数に制限は無いが、取り扱える価格関数は9段階までである。

-したがって、各ユニットの運用を詳細にシミュレートするには、最大で9機までの発電機でサーマルクラスターを構成しなければならない。

-また、GTMax はサーマルクラスターを構成する個別の発電機の運転状況を区別することはできない。

-したがって、詳細検討が必要なユニットは、サーマルクラスターで取り扱ってはならない。

c) 発電機の最低出力

GTMax は発電機の停止を取り扱えないため、運用停止が必要なユニットについては、最低出力を0とすることで対応する。

即ち、ベースまたはミドルタイプの発電機の場合は一致させるものの、ピークタイプの場合には、実際の発電機最低出力とは無関係に GTMax 入力データの最低出力を0とする。(最低出力は、運転最低保証出力として取り扱われるためである。)したがって、設備稼働率の計算結果は詳細にチェックしなければならない。もし、ミドルロードユニットでもシミュレーション稼働率が実際の稼働率と大きく異なる場合は、この最低出力を、ゼロに置き換える必要がある。

d) 可変費用

今回のシミュレーションでは、可変費用をWASP-IVの熱消費率から最低出力時のと最大出力字の可変費用を算定し、直接\$/MWh で入力している。

可変費用最低出力＝熱消費率最低出力＊燃料価格

可変費用定格出力＝熱消費率定格出力＊燃料価格

ただし、熱消費率定格出力＝熱消費率最低出力＋増分熱消費率(定格出力－最低出力)

e) どの週を対象に GTMax でシミュレーションをすべきか

GTMax は1年間52週すべてをシミュレーションすることができるが、所要時間がかかりすぎるため現実的ではない。そこで典型的な週を選択してシミュレーションを行うこととしている。

週の選択にあたっては、

- a) もっともクリティカルな地域・エリアにおいて、需給バランス上厳しい時間帯を含む週であること、
- b) 連系する島あるいは地域においても最も厳しい時間帯に準ずる厳しい時間帯を含む週(3～5番目くらいが望ましい)が必要である。今回のシミュレーションではクリティカルなエリアとしてパナイ島に注目しており、他のビサヤス諸島(ネグロス島、セブ島など)をそれに準ずる地域とみなし対

象とする45週目を選択した。

5) 買電契約

GTMax は運転保証ユニットを直接指定できない。したがって、テイクオアペイ契約を持つIPPは、買電電力として取り扱うべきである。1 週間あたりの最低引取り電力量と最大引き取り電力量は、契約値を入力する。地熱発電など目標とする稼働率を強制的に与える場合にも買電電力として取り扱う。買電契約には故障停止確率および補修日数を反映する項目がないため、買電の最大電力を発電機定格出力から故障停止確率と補修率を控除した値を設定することで代替する。最低出力は0または発電機の最低出力を設定する。

6) 週間、日間、時間データ入力における一般的な注意事項

週間、日間、時間の入力データは整合が取れていなければならない。

例えば、1 週間あたりの最大電力量は1日あたり電力量の最小値の 7 倍、1時間あたり電力量の最小値の168倍より大きくなければならない。逆に 1 週間あたりの最小電力量は 1 日あたりの電力量の最大値の 24 倍、1 時間あたりの最大電力量の 168 倍より小さくなくてはならない。これらの相互矛盾を GTMax はチェックしている。

7)GTMax において模擬すべき送電線の選択

GTMax はすべての送電システムを模擬することができるが、それには時間もかかること、ループシステムを含む場合には線路定数をすべて入力しなければならず極めて煩雑なことから現実的ではない。このためできるだけ少ない送電線で系統の特徴を的確に現すことができるモデルを作成しなければならない。通常は、

a) 各エリア間の連系送電線(ここでいうエリアとは、それぞれの需要カーブと将来需要想定、電源開発計画がある地域のこと)

b.)エリア内の発電所と変電所を結ぶ送電線で、送電線容量が発電所運用に影響を与えるものを選択する。

もし、送電線の容量が両側の地域の需要に比べ小さすぎる場合は、このエリアを複数に分割しなければならない。

8) シミュレーション結果のチェックポイント

需要、火力、水力、買電などのデータを入力したらシミュレーションを実行する。シミュレーション実行中はメッセージとステータスに注目する。エラーメッセージが表示された場合には(データに矛盾・入力ミスがあることを意味するため)データチェックと修正を行う。現実的な運用シミュレーションを行うため、次のポイントからシミュレーション結果を詳細チェックする。

a.) すべての変電所において、マーケットバリューが\$9999を超える時間帯が存在しないこと。

マーケットバリューが\$9999 であることは停電発生を意味する。送電線容量の設定は妥当か、各時間ごとの送電線潮流・発電機出力、サーマルクラスター出力は妥当か等をチェックする。それでも\$9999 となる場合には、系統全体の最大需要と供給力の合計を比較する。これらが妥当である場合には、実際に電力不足が起こっていることを意味するため、新規電源の配置の見直し、送電線容量の増加、あらたな送電線建設など電源開発・流通設備計画見直しが必要となる。

b) 時間ごとの各発電機出力、買電電力について、時間ごとの変化量が大きすぎないこと

火力発電機はボイラー特性により出力変化速度が決まっている。また水力発電所についても河川条件によっては出力変化速度が決められていることがある。これらの値と時間ごとの各発電機出力変動を比較し、もし時間ごとの変化量が大きすぎて非現実的な場合には、発電機に入力した時間ごとの最大出力変化幅データのほか、時間ごとの需要変動そのものの幅などもチェックする必要がある。

う) 時間ごとの送電線潮流をみて、予想される潮流変動と一致しているか確認する。一致しない場合には、発電機出力、買電電力をチェックする。

3.4.4 インターコネクション問題

図 3.4.2 に、インターコネクション問題の解決方法の概念を示す。The GTMax が基本的に使用される。

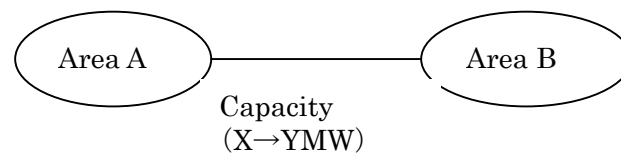


図 3.4.2 インターコネクション 検討方法

検討フローは次の通りである:

- 1) 系統線制約が X の場合の運用コストを計算する。これをコスト1とする。
- 2) 系統線制約が Y の場合の運用コストを計算する。これをコスト2とする。
- 3) Cost 1 - Cost 2 で、系統線強化のコストメリットが計算できる。
- 4) GTMax は単年度計算であるため、複数年で同様の計算をし、設備投資コストを考慮して、正味現在価値を計算する。

4 チェックリスト

表 4.1 に PDP 作成のためのチェックリストを示す。作成する。チェックリストには、PDP 策定業務として実施する内容に加え、調整が必要な関係機関と連絡先を記入する。実施期限も記載し、作業漏れによる PDP 策定遅延を防止する。

表 4.1 Checklist for preparing PDP

No.	Items to do	Deadline	Contact
1.	Were DDPs submitted as scheduled?	Mar. 15	PIOUs NEA
2.	Were data format already distributed?	Mar. 15	PIOUs IPPs NPC
3.	Was system operation report collected?	Mar. 15 -31.	System Operator
4.	Were all data formats submitted?	Mar. 31	
5.	Check of the current operation status by collected data	Mar.31 Apr. 30	DOE
6.	Confirmation of new projects	Mar.31 Apr. 30	PIOUs IPPs NPC TRANSCO
7.	Data input in simulation software - Confirmation of simulation run	Apr. 30	DOE
8.	Confirmation of energy policy -Sensitivities analysis - Trend of recent demand	May. 31	DOE
9.	Schedule check of the demand forecast - NEDA's scenario	May.1,15	DOE
10.	Confirmation of the demand forecast	May. 31	DOE
11.	Provision of the demand forecast to the TRANSCO?	May. 31	TRANSCO
12.	Provision of the information of indicative plants to the TRANSCO - Necessary capacity addition by draft development plan - Candidates of indicative plants	May. 31	TRANSCO
13.	Confirmation run of simulation software	May. 31 - Aug.15	DOE
14.	Provision of power development plan to the TRANSCO?	3 rd week of Jun.	TRANSCO
15.	Coordination with TDP	Jun.- Jul.15	TRANSCO
16.	Evaluation of TDP	Jul.31	TRANSCO
17.	Documentation -Coordination with sub ordinate plans	Aug. 15	
18.	Public Consultation	Aug. 31	
19.	Approval of PDP by Secretary	Aug. 31	
20.	Submission to the congress	Sep.15	

5 技術資料

5.1 マニュアル

太字でかかれたマニュアルは、必読することが望ましい。

(a) WASP-IV

- **Wien Automatic System Planning (WASP-IV) Package user's manual**
 - The theory of optimization is described in Chapter 1.
 - The limitation of WASP-IV is described in Chapter 2.
 - How to use the WASP-IV is described in Chapter 3 to Chapter 11.
 - The new future of WASP-IV is described in Chapter 12.
- Wien Automatic System Planning (WASP-III plus) user's manual (Vol. 1)
- Wien Automatic System Planning (WASP-III plus) user's manual (Vol. 2)
 - The calculation flow of each module is described. Although some of contents are different from Version 4, the most of contents is the same. To know the calculation flow is very helpful to understand the WASP.
- **Materials distributed in Technical Seminar (Feb. 8 to 28, 2003)**
 - The calculation theory is described briefly. Especially, explanation on MERSYM is very useful to understand the system operation analysis.

(b) GTMax

- **GTMax Users Manual (Version 4.0)**
 - The basic information on GTMax is described briefly. To read with the seminar materials is recommended.
- **Materials distributed in Technical Seminar (Feb. 8 to 28, 2003)**
 - How to use the GTMax is described step-by-step.

5.2 JICA 技術資料

JICA は多くの技術資料を作成した。これらは電力計画局に保管されている。これらの内、とりわけ、次の日付のものは、PDP の策定に非常に有効であるため、必読することが望ましい。

- Technical Report (June 23,2003)
 - This is the first report by JICA. Basis of data used in the simulation are described. Also the initial analysis on interconnection issue are explained.
- **Technical Report (June 23,2003)**

- This is the first report by JICA. Basis of data used in the simulation are described. Also the initial analysis on interconnection issues is explained.
- Technical Report (July 9,2003)
 - Screening curve is explained.
- Technical Report on Necessity of Interconnection between Leyte -Mindanao
 - How to solve the necessity of interconnection roughly by using WASP-IV is described.
- **Technical Report on Necessity of Interconnection**
 - How to solve the necessity of interconnection by using GTMax is described.

5.3 一般資料

次の資料は、最少費用計画法の理解のため、必読することが望ましい。

- A Guidebook of Expansion Planning for Electrical Generation Systems

IAEA (Technical Report Series No.241)

- How to prepare the power development plan is explained from the demand forecasting to power development plan.

- (1) シミュレーションソフトウェアの操作方法(マニュアル)
- (2) 最小費用計画の理論(設備投資費用、運転費用、ディスカウントレート)
- (3) 系統運用の考え方(負荷配分、供給信頼度、系統制約)
- (4) 一次エネルギー(利用可能量、国産エネルギーの潜在量)
- (5) 環境負荷の計算方法
- (6) データ収集フォーマット



Philippine
Power Development Plan (PDP)
策定マニュアル
(電力系統計画編)

第4巻 電力系統計画編

電力系統計画(TDP審査・承認)のマニュアルの構成は次の通りである。

- 1章 審査の目的
- 2章 審査範囲
- 3章 ワークフロー
- 4章 スケジュール
- 5章 審査方法
- 6章 チェックリスト

1. 審査の目的

1.1 審査の目的

電気事業改革法第 2 条においては、電力供給の品質、信頼性、安全性を確保することが国の政策であることが明記されている。

DOE が TDP を審査・承認する目的は、この主旨に沿って、フィリピンにおける送電計画が、今後の需要増加、電源開発計画と調和がとれており、電力の品質、信頼度、安全性が適性に保たれているかどうかを確認することであり、DOEは必要に応じて TRANSCO に対しTDPの改善を求めることとなる。

なお、DOEのTDP審査とは別に、個々のプロジェクトについては、ERC が送電料金の観点から、また、NEDA が投資の観点から審査することとなっている。

1.2 DOEとTRANSCOの責務

電気事業改革法第 37 条に基づき、DOEは、PDP(Power Development Program)を毎年策定し、PEPに統合する必要がある。

また、同法 9 条および IRR 規則6第 10 章に基づき、TRANSCO は毎年 TDP を作成する必要があるとともに、DOE がTDPをPDPおよびPEPに統合するために、TRANSCO は TDP を DOE に提出し DOE の承認を得なければならない。

2. 審査範囲

2.1 審査対象期間

TDPの対象期間については、法律上特に規定されていないが、DOEはPEPおよびPDPを10年間作成していることから、TDPについても10年間を対象とする。

なお、Grid Code6.2.6には、TRANSCOは、ユーザーから提出されたデータを元に5年間分のTDPを作成することが記述されている。しかし、これは後半5年分のTDPの提出は不要であるということではなく、後半5年分のTDPはTRANSCOが想定したデータでTDPを作成すれば良いということである。

2.2 審査対象設備

2.2.1 TDPとDDPの対象範囲

TRANSCOが策定するTDPと配電会社が策定するDDPの対象範囲は、以下の通りである。

表2.1: TDPとDDPの範囲

設備区分	策定者	計画
送電設備 (副送電設備*1)	TRANSCO	TDP
副送電設備 配電設備	配電事業者	DDP

*1 TRANSCOから配電事業者への設備移転前

2.2.2 送電資産と副送電資産の区分

電気事業改革法第7条によれば、ERCは送電資産と副送電資産を区別する電圧の基準を定めなければならないとされている。当該新基準が発布されるまで、送電資産と副送電資産の区分は、以下の通りとなっている。

表2.2: 送電資産と副送電資産の区分

系統	送電資産	副送電資産
ルソン系統	500kV, 230kV	115kV, 69kV
ピサヤス系統	230kV, 138kV, 69kV	69kV *1
ミンダナオ系統	138kV	69kV

*1 主な送電系統の一部でなく、かつ配電会社の変電所に直接接続されている場合

IRR規則 6 第 4 条によれば、送電資産と副送電資産は電圧だけでなく、機能面も考慮して決定されるべきであることが明記されている。現在 TRANSCO に所有されている副送電設備は、電気事業改革法第 8 条により、配電事業者に移転されることとなっている。

このため、現在 TDP には一部副送電設備が含まれているが、副送電設備を配電事業者に移転した後は、副送電設備計画は、配電事業者が策定する DDP に含まれることとなる。

3. ワークフロー

3.1 TDP審査・承認

3.1.1 ワークフロー

TRANSCO のTDP作成およびDOEのTDP審査のワークフローは、図3.1の通りである。

TRANSCO の TDP 作成に先立ち、DOE が需要想定・電源開発計画を立案し、その情報を TRANSCO へ提供する。これに基づき TRANSCO は TDP を作成する。

TDP策定にあたって、DOEからTRANSCOへ提供すべきデータは、表3.1および表3.2の通りである。

表3.1: DOEからTRANSCOへ提供すべき情報

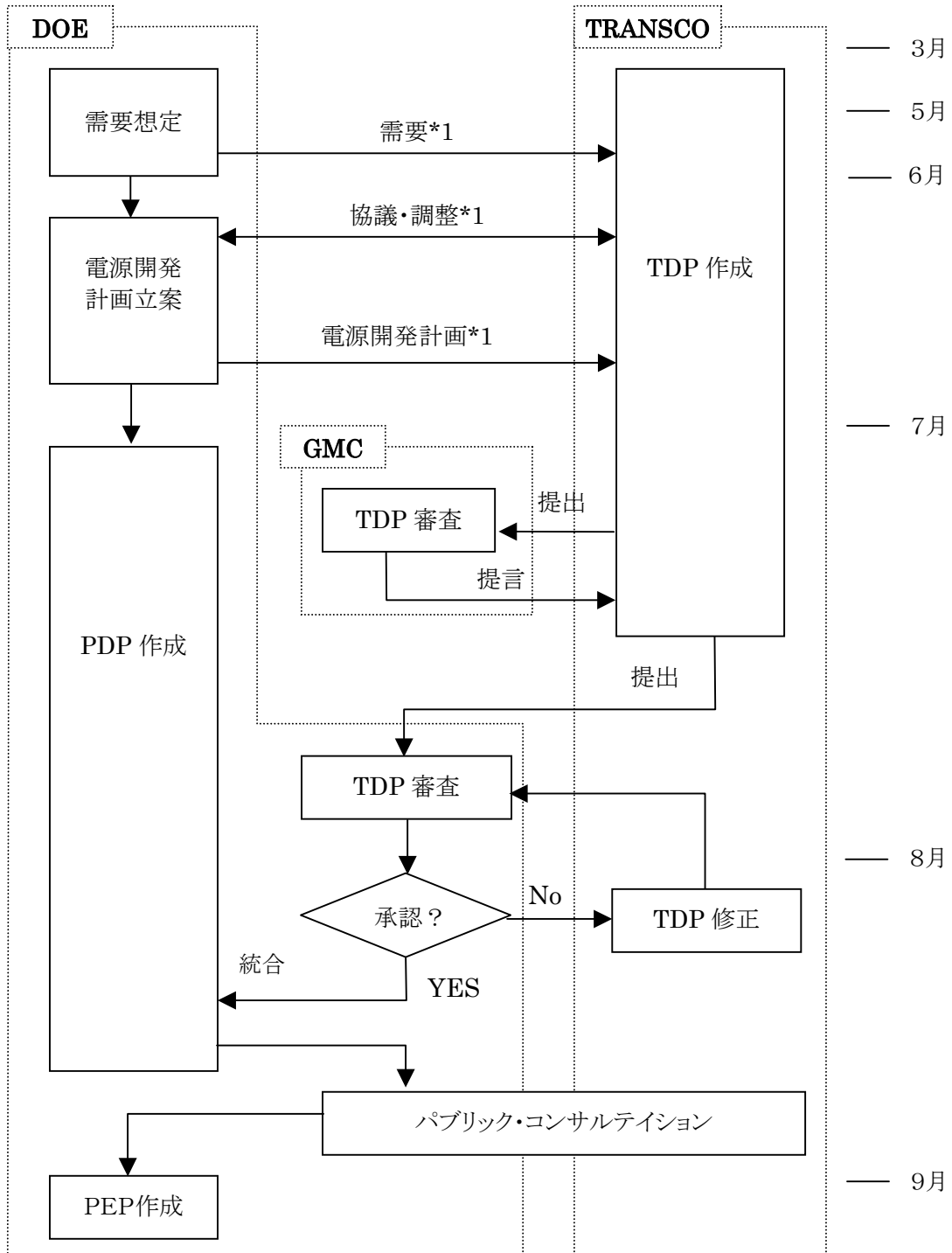
項目	内訳
需要想定	・10年分 ・ルソン、ビサヤス(レイテ・サマール、セブ、ネグロス、パナイ、ボホール)、ミンダナオ
電源開発計画	・WASPのシミュレーション結果 ・計画確定したプロジェクト一覧表 ・計画確定していないが、政策的にTDPに含めるべきプロジェクト一覧表 ・発電機廃止計画一覧表

表3.2: 電源開発に関する情報

項目	内訳
個別プロジェクト	・発電所の位置 ・燃料 ・容量 ・運用開始時期
発電機廃止計画	・発電所名 ・発電機番号 ・容量 ・廃止時期

TDP 策定後、TRANSCO は TDP を GMC(Grid Management Committee)に提出する。GMCはTDPの評価を実施し、TRANSCOへTDPに対する意見を述べる。その後、TRANSCOはDOEに対し、TDPを提出し、DOEはTDPを審査承認後、PDPおよびPEPへ統合する。

図3. 1:ワークフロー



*1: 情報交換のため、TRANSCOとの打ち合わせを実施

送電計画と電源開発計画は、密接に関係しており、それぞれの計画を独立して策定することは不可能である。需要増加対策については、そこで電源開発を推進する案と送電線を拡充する案の2つがあるため、DOEとTRANSCOはどちらの対策をとるべきかを調整し、決定する必要がある。

送電計画と電源開発計画の調整のためには、DOEとTRANSCOの間で、多くのデータのやりとりや検討結果のフィードバックが必要である。このため、TDP策定期間中は、DOEとTRANSCO間で定期的に打ち合わせを実施することが必要である。この打ち合わせには、必要に応じて、NPCやIPP等の発電会社や、MERALCO等の配電事業者も参加する必要がある。

3. 1. 2 TDPの内訳

TDPに含まれるべき内容は、以下の通りである。

- (1) 前提条件
(需要想定、電源開発計画一覧)
- (2) 拡充基準の考え方
- (3) 既設設備の概要
(送電線、変電所)
- (4) 送電計画一覧表
(定格電圧、容量、運用開始年、費用等)
- (5) グリッドマップ(ルソン、ビサヤス、ミンダナオ)
- (6) 年次毎の投資額の合計
- (7) 信頼度(Performance Indicators)の推移

3. 1. 3 提出資料

TDP 審査にあたって、DOE は以下の資料およびデータが必要となるため、毎年 TRANSCO より DOE への提出が必要である。

- (1) PSS/E 解析データ
- (2) 系統図(ルソン、ビサヤス、ミンダナオ)
- (3) グリッドマップ(フィリピン全系)
- (4) 既設設備一覧表

TRANSCOから提出すべき既設設備一覧表の内訳は表3. 3の通り。

表3.3: 既設設備一覧表の内訳

項目		内訳
送電線		<ul style="list-style-type: none"> ・定格電圧 ・起点、終点名 ・回線数 ・電線サイズおよび1相当りの導体数 ・熱容量 ・電気定数
変電設備	変圧器	<ul style="list-style-type: none"> ・定格電圧 ・定格容量 ・台数 ・リアクタンス
	並列コンデンサ 分路リアクトル	<ul style="list-style-type: none"> ・定格容量 ・台数
	直列コンデンサ 直列リアクトル	<ul style="list-style-type: none"> ・定格容量 ・台数
	遮断器	<ul style="list-style-type: none"> ・定格電圧 ・定格容量 ・定格遮断容量

3.2 島間連系線

3.2.1 ワークフロー

島間連系線は、島への電力供給、既設発電設備の経済運用、信頼度向上等を目的として建設される。島間連系線の計画および建設主体は、表3.4に示す通りである。

ルソン、ビサヤス、ミンダナオ間の連系線、およびビサヤスのレイテ、サマル、セブ、ネグロス、パナイ、ボホール間の主要な連系線については、DOEとTRANSCOが計画立案を実施する。

また、それ以外の、離島への連系線については、TRANSCOと配電事業者が計画立案を実施する。

表3.4: 島間連系の区分

	区分	担当部署	
		計画	建設
<ul style="list-style-type: none"> ルソン・ビサヤス・ミンダナオ間連系 ビサヤスメインアイランド間連系 (レイテ、サマル、セブ、ネグロス、パナイ、ボホール間の連系) 	送電線	計画	DOE および TRANSCO
		建設	TRANSCO
<ul style="list-style-type: none"> その他離島連系 	送電線	計画	TRANSCO および配電事業者
		建設	TRANSCO
	副送電線 配電線	計画	配電事業者
		建設	配電事業者

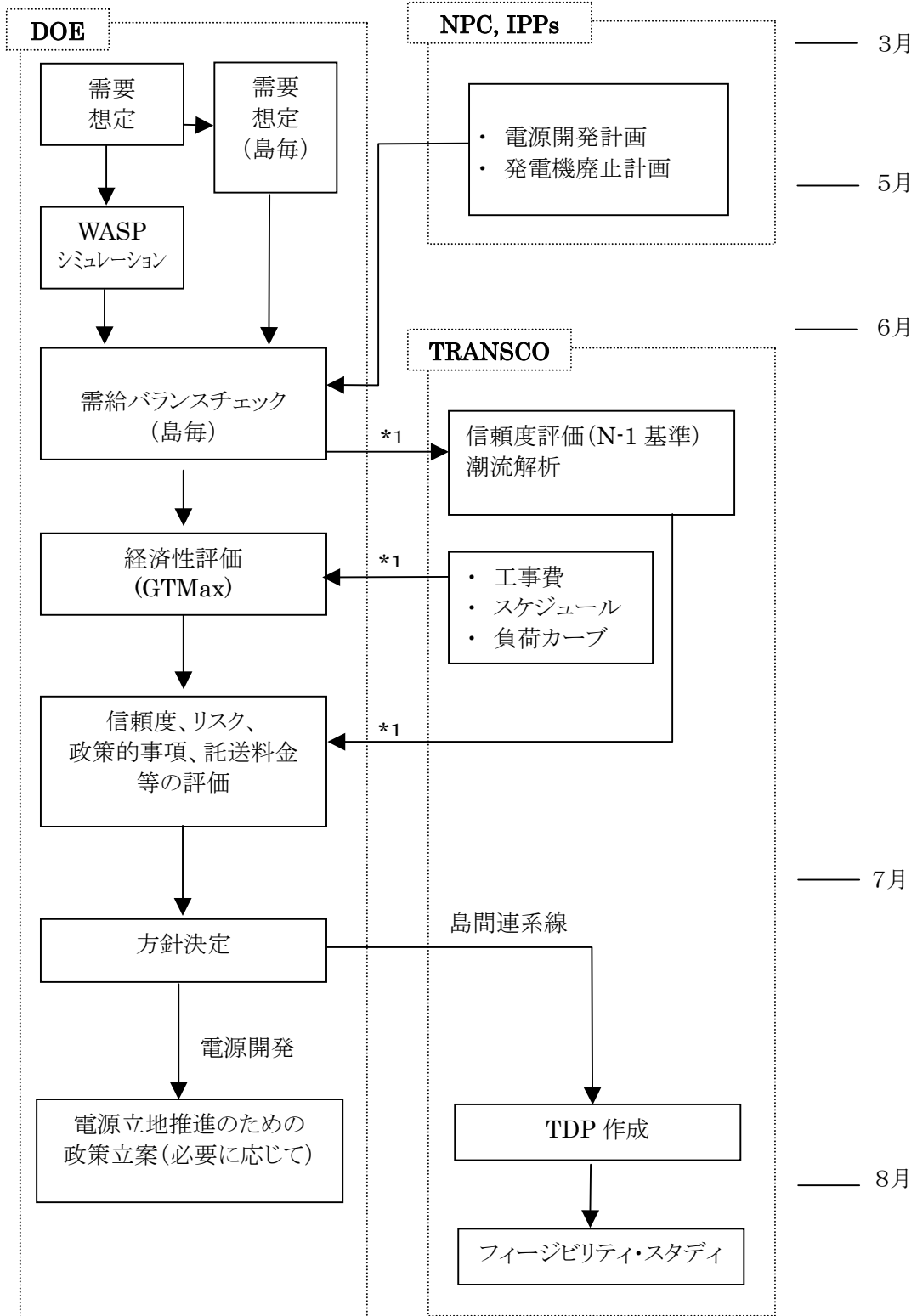
島間連系線の立案にあたっては、その島での電源開発と系統連系とどちらが良いのかを比較検討する必要がある。主要な島間連系線の計画立案に関するDOEとTRANSCOの業務分担は、表3.5の通りである。島間連系立案にあたっては、DOEとTRANSCO間の調整が必要となるため、打ち合わせを開催する必要がある。この打ち合わせには状況により、発電会社や配電会社も参加する必要がある。

島間連系線立案にあたってのワークフローは、図3.2の通りである。

表3.5: DOEとTRANSCOの業務分担

	業務
DOE	<ul style="list-style-type: none"> 需要想定(島毎) 電源開発計画立案(発電機廃止計画含む) 経済性検討(GTMaxを使用) 政策決定 電源開発遅延、取り止め対応
TRANSCO	<ul style="list-style-type: none"> 潮流解析(PSS/E) FS実施 概算工事費検討 スケジュール検討 信頼度チェック(N-1基準)

図3. 2: ワークフロー(島間連系線)



*1: 情報交換のため、TRANSCOとの打ち合わせを実施

3. 2. 2 島間連系線の立案方法

島間連系線立案にあたって考慮すべき事項は、表3. 6の通り。島間連系線の計画確定にあたっては、これらの項目を総合的に検討する必要がある。

表3. 6: 島間連系線立案にあたって考慮すべき事項

項目	内容
経済性	<ul style="list-style-type: none"> ・発電機の経済運用による燃料費削減 ・連系線の資本費 ・電源開発削減による資本費削減
需給バランス	<ul style="list-style-type: none"> ・電力不足発生の可能性 ・想定外の需要増加リスク ・電源開発遅延、取り止めのリスク
信頼度	<ul style="list-style-type: none"> ・N-1基準
その他	<ul style="list-style-type: none"> ・託送料金への影響 ・スポットマーケットに対するメリット ・政策的事項

(1) 経済性

経済性検討にあたっては、以下の項目を考慮する必要がある。

表3. 7: 島間連系線の経済的効果

新規連系線	既設連系線増設
<ul style="list-style-type: none"> ・燃料費削減効果 ・最大需要削減効果 ・発電予備力削減効果 	<ul style="list-style-type: none"> ・燃料費削減効果

島間連系線を採用した場合、発電機の経済運用により、燃料費が削減される。最適運用による燃料費の削減額は、GTMaxを使って計算することができる。(GTMaxについては、第3章を参照)

また、新規連系線の場合、連系前のそれぞれのシステムはロードカーブが異なっており、ピーク時間のずれがあることから、島間連系により、最大需要の削減が期待できる。期待できる最大需要の削減量については、それぞれのロードカーブの実績値により、計算することができる。

一方、連系線により、発電予備力の削減も期待できる。しかし、発電予備力の削減にあたっては、TRANSCOとの調整が必要である。TRANSCOによれば、現状、ルソン、ビサヤス、ミンダナオ系統において必要な運転予備力は13. 2%である。

最大需要削減および予備力削減により、必要な電源開発量を削減することができる。この結果、電源開発に関連した資本費(減価償却費および金利)を削減することが可能となる。

経済性比較のステップは以下の通りである。

- 1) 島間連系線による年度毎の燃料費削減額の計算
(GTMax使用)
- 2) 電源開発関連の投資削減額の計算
 - ・ 最大需要削減効果および運転予備力削減効果を考慮
 - ・ 経済比較にあたっては、ガスタービンの建設単価を採用
- 3) 以下の項目について、現在価値に換算した数値を合計
 - ・ 燃料費削減
 - ・ 連系線の投資額および残存簿価
 - ・ 電源開発削減による投資削減
 - ・ 連系線のメンテナンスコスト

経済比較の事例を表3. 8に示す。マイナスはキャッシュアウト、プラスはキャッシュインを示している。このケースでは、NPVの合計がマイナスのため、連系線計画は経済的ではないとの結論となる。

表3. 8: 連系線の経済比較の例 (単位:M\$)

	Interconnection		Operation Cost Saving		Power Development Reduction	Project NPV
	Construction Cost	Salvage Value	Actual Value	Present Value		
2003(NPV)	-185.57	33.79		55.64	10.80	-85.34
2004						
2005						
2006						
2007	-292.00				17.00	
2008			5.11	2.90		
2009			5.65	2.86		
2010			30.31	13.71		
2011			27.09	10.94		
2012			18.46	6.66		
2013			12.53	4.03		
2014			12.53	3.60		
2015			12.53	3.21		
2016			12.53	2.87		
2017			12.53	2.56		
2018		184.93	12.53	2.29		

Discount Rate = 12%

Life of Interconnection = 30years

Ignoring Maintenance Cost of Interconnection

(2) 需給バランス

それぞれの島の需給バランスを確認するとともに、電源開発の遅れや取り止めによる電力不足の可能性もチェックする必要がある。このため、個々の電源開発計画の進捗状況について確認する必要がある。

なお、連系線については、想定外の需要増加に対して効果があることも考慮する必要がある。

(3) 信頼度

連系線検討にあたっては、信頼度も考慮する必要がある。もとの系統がN-1基準を満足していない場合には、連系線新設を考慮する必要がある。

ただし、その島での電源開発により信頼度を向上させることも可能であるため、注意が必要である。

(4) その他

連系線による託送料金へのインパクト、スポットマーケットを視野に入れた系統の一体運用のメリット、その他政治的事項についても考慮が必要である。

4. スケジュール

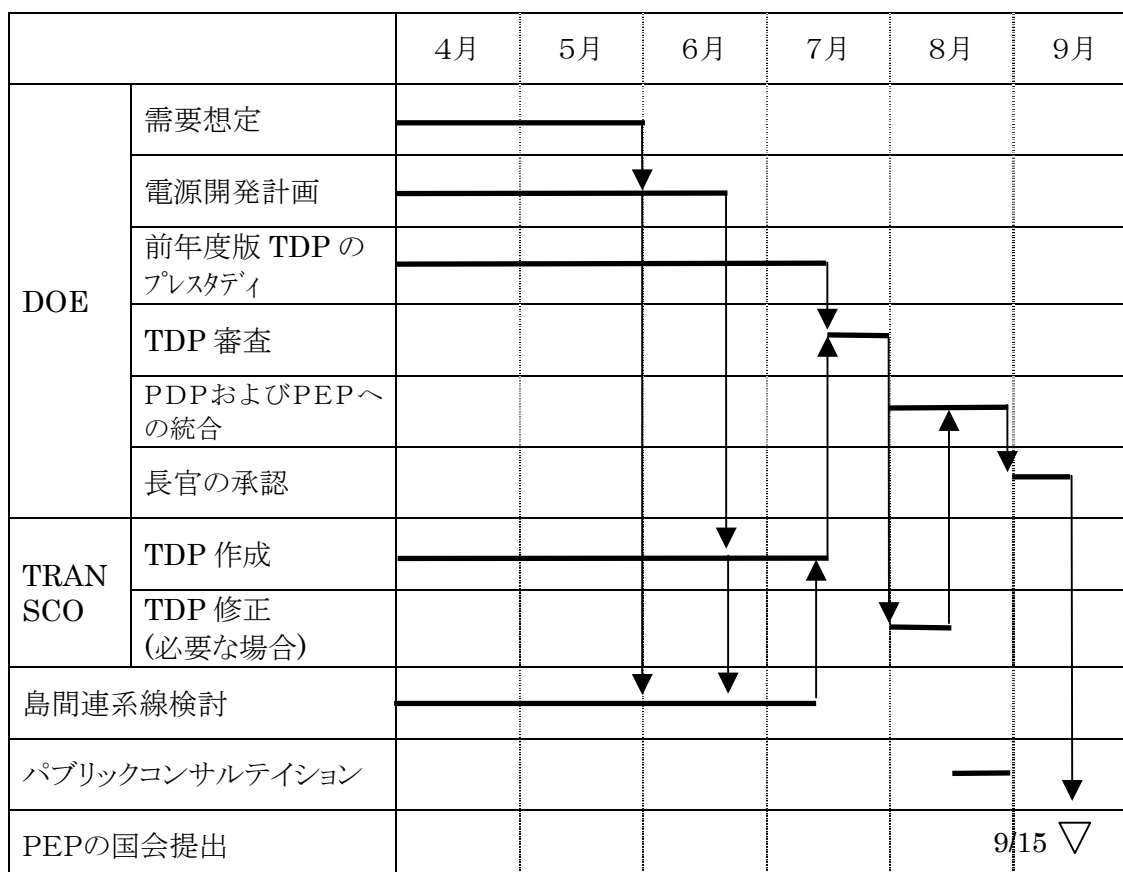
TDP策定およびTDP審査のスケジュールは、図4. 1の通りである。

TDPについては、DOEが策定する需要想定および電源計画と整合を取りつつTRANSCOが計画を策定する。その後、DOEがTDPを審査・承認し、PDPおよびPEPへの統合を実施することになるため、スケジュールが非常に厳しい状況である。

このため、DOEの需要想定および電源計画が確定する前に、前年のTDPおよび最新の情報を元に、4月頃からプレスタディを実施する必要がある。

その後、最新版のTDPについて、前年度版のTDPから変更となった点を中心にチェックする。

図4. 1: TDP策定および審査スケジュール



5 審査方法

5.1 信頼度

5.1.1 信頼度基準

電源計画については、LOLP による確率的な評価手法が確立されているが、送電計画についてはこのような確率的な手法は確立されておらず、世界的にN-1基準が採用されている。

これは、設備の故障がない場合に供給に支障がないだけでなく、設備の単一故障(発電機1台、送電線1回線、変圧器1台)時に供給に支障がないこととしている。また、これに加え、設備の多重故障時には部分的な停電は許容するが、大規模、長時間の停電を許容しないことを原則としている場合が多い。

電気事業改革法第2条においては、電力供給の品質、信頼性、安全性、余裕を確保することが国の政策である旨が示されている。また、同法第9条および IRR 規則 6 第9条において、TRANSCO は、Grid Code に基づき、自己の送電設備の改良、拡充することが義務づけられている。

Grid Code においては、設備拡充にあたっての具体的な基準は記載されていないが、第7条(系統運用)において、系統運用はN-1基準に基づいて実施すべきことが述べられている。

このため、発電機の一機故障、送電線1回線故障、変圧器の1機故障時に、供給に支障を生じることなく系統運用を継続するため、送電計画においてもN-1基準を採用する必要がある。

ただし、フィリピンの系統は発展途上にあるため、TDPのすべての断面でこの信頼度基準を完全に満たすことは、現実的でなくコストもかかる。このため、設備故障時の影響やコストを考慮しつつ、段階的に設備の拡充を進めていくことが望ましい。

[Grid Code]

Chapter 7 Grid Operations

7.2 Grid Operating states, operating criteria, and protection

7.2.1 Grid Operation States

7.2.1.1 The Grid shall be considered to be in the Normal state, when:

- (a) The Operating Margin is sufficient;
- (b) The Grid Frequency is within the limits of 59.7 and 60.3 Hz, as specified in Section 3.2.2;
- (c) The voltages at all Connection Points are within the limits of 0.95 and 1.05 of the nominal value, as specified in Section 3.2.3.
- (d) The loading levels of all transmission lines and substation Equipment are below 90% of their continuous ratings; and
- (e) The Grid configuration is such that any potential fault current can be interrupted and the faulted Equipment can be isolated from the Grid.

7.2.2 Grid Operating Criteria

7.2.2.1 The Grid shall be operated so that it remains in the Normal State.

7.2.2.2 The Grid shall be operated and maintained to meet the Power Quality standards specified in Article 3.2.

7.2.2.3 The Security and Reliability of the Grid shall be based on the Single Outage Contingency criterion. This criterion specifies that the Grid shall continue to operate in the Normal State following the loss of one Generating Unit, transmission line, or transformer.

5. 1. 2 信頼度指標

TRANSCOの信頼度レベルは、IRR 規則6第7条(c)に記載されている以下の指標について、過去のトレンドをチェックすることにより、評価することができる。

(1) 停電回数

1年間の停電回数(TRANSCO側の設備故障による)。

(2) 持続的平均停電回数指数 (SAIFI)

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{10分超過の停電需要の合計値 (MVA)}}{\text{需要家に供給する送電線に接続される変圧器定格容量の合計値 (MVA)}}$$

(3) 瞬間的平均停電回数指数 (MAIFI)

$$\text{MAIFI} = \frac{\text{10分以下の停電需要の合計値 (MVA)}}{\text{需要家に供給する送電線に接続される変圧器定格容量の合計値 (MVA)}}$$

(4) 持続的平均停電時間指数 (SAIDI)

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{10分超過の停電需要 (MVA) × 停電時間 (分) の合計値}}{\text{需要家に供給する送電線に接続される変圧器定格容量の合計値 (MVA)}}$$

(5) 系統停電軽重度指数 (SISI)

$$\text{SISI} = \frac{\text{Unserved Energy の合計値 (MWh)}}{\text{システムピークロード (MW)}}$$

(6) 100c-km 当たりトリッピング回数 (FOT)

$$\text{FOT} = \frac{\text{トリッピング回数の合計値}}{\text{送電線回線互長 (ckt・km) / 100}}$$

(7) 平均強制停電時間 (AOD)

$$\text{AOD} = \frac{\text{停電時間の合計値}}{\text{停電回数の合計値}}$$

(8) 累積時間誤差 (ATE)

周波数偏差の一日の合計値が±7.5秒/日以上の場合に1とカウントし、その一年間の合計値を示す。

(9) 周波数制限違反 (FLV)

グリッドコードで定められている周波数偏差許容範囲 $\pm 0.3\text{Hz}$ を1日25回(雨期)または30回(乾期)を超過した場合1とカウントし、その一年間の合計値を示す。

(10) 電圧制限違反 (VLV)

グリッドコードで定められている正常時の電圧許容範囲($\pm 5\%$)を超過した場合に、1とカウントし、その一年間の合計値を示す。

なお、世界的に使用されているSAIFI、SAIDIについては、一需要家当たりの年間停電回数、および停電時間を意味しており、フィリピンで採用されているSAIFI、SAIDIの定義と異なるため、注意が必要である。

5. 1. 3 電力品質

Grid Code 3.2 に基づき、TRANSCOは系統の電力品質を確保する必要がある。

以下の項目が1つでも系統に発生し、正常な系統運用を妨げている場合は、電力品質に問題がある。

- (1) 系統の周波数が 60Hz から外れている
- (2) 電圧の大きさが許容範囲を逸脱している
- (3) 系統に高調波が発生している
- (4) 3相電圧の大きさにアンバランスが発生している
- (5) 3相電圧の位相差が 120° ではない
- (6) 電圧の変動が許容範囲を超え、フリッカーの原因となっている.
- (7) 系統に高調波による過電圧が発生している.

しかし、これらの問題は基本的にERCが規制すべきものである。このため、系統の信頼度や安全性に大きな影響がない限り、DOEが個別にこれらの問題を全てチェックする必要はない。

5.2 技術的チェック項目

5.2.1 グリッドコード

IRR規則6第9条により、TRANSCOは系統の信頼性、妥当性、安全性、安定性、統一性を確保するため、Grid Code を遵守して送電設備の拡充・改良を実施する必要がある。

Grid Code 第6章では、送電計画に関するTRANSCOの責任が述べられており、TRANSCOは、新規電源や需要増加に対応するため、以下の項目についてインパクトスタディを実施する必要がある。

- (1) 潮流解析
- (2) 短絡容量解析
- (3) 過渡安定度解析
- (4) 定態安定度解析
- (5) 電圧安定度
- (6) EMTP 解析
- (7) 信頼度解析

なお、定態安定度解析については、しばしば過渡安定度解析によって代用される。EMTP解析は、通常詳細設計の段階で検討される。また、新法の前では、信頼度解析は基本的に、DOEによって実施されることとなっている。

従って、これらの3つの項目は、TDP審査にあたって省略が可能である。

(1) 潮流解析

Grid Code 6.3.2 に基づき、TRANSCO は、新規電源や新規需要、新規送電線による系統への影響を評価するため、予想される最大需要と最小需要について、潮流解析を実施する必要がある。

DOEは、潮流解析に関して、以下のポイントについてチェックする必要がある。

- (a) 正常状態において、過負荷が発生しないこと
- (b) 設備の単一故障時において、緊急時容量に対し過負荷が発生しないこと
- (c) 正常状態において、それぞれの母線の電圧が 0.95 から 1.05 の間に収まっていること

(2) 短絡容量

Grid Code 6.3.3 に基づき、TRANSCO は、新規電源や新規送電線など短絡容量増加の要因となる計画が、既設設備に与える影響を評価するため、短絡容量解析を実施する必要がある。

短絡容量解析は、短絡電流が、開閉設備や母線の設計値を超過し設備を破損する箇所や、故障電流の遮断に失敗する箇所を特定するために実施する。

DOEは、短絡容量に関して、以下のポイントについてチェックする必要がある。

(a) 短絡電流が、設備の設計値以内に収まっていること

(3相短絡電流および1相地絡電流)

(3) 過渡安定度

Grid Code 6.3.4 に基づき、TRANSCO は、新規電源や新規送電線・変電所の建設、系統構成の変更に伴い、過渡的な擾乱により系統が不安定にならないかどうかを確認するため、過渡安定度解析を実施する必要がある。

DOEは、過渡安定度に関して、以下のポイントについてチェックする必要がある。

(a) 想定されるすべての需要に対して、単一故障時に系統が安定に保たれること

(b) 多重故障に対しては、系統が制御可能であること。系統が分離する場合は、分離系統が全停しないこと

(4) 電圧安定度

Grid Code 6.3.6 に基づき、TRANSCO は、系統が重負荷時に電圧崩壊が発生しないかどうかを確認するため、電圧安定度解析を実施する必要がある。

電圧崩壊は、系統電圧維持のための無効電力供給が不足した場合に、急速に発生する可能性がある。解析にあたっては、電圧崩壊を防止するための対策(動的および静的な無効電力補償装置の導入等)についても検討する必要がある。

DOEは、電圧安定度に関して、以下のポイントについてチェックする必要がある。

(a) 重負荷時に電圧崩壊が発生しないこと

5. 2. 2 TRANSCO の拡充基準

TRANSCO は、Grid Code を遵守するため、N-1基準を採用している。一方、多重故障時に対しては、負荷遮断や電源制限は許容するが、電圧崩壊やカスケード停電は許容しないこととしている。表5. 1にTRANSCOの拡充基準を示す。

[N-1基準の条件]

- ◇ 発電機は安定であること
- ◇ 周波数低下により負荷遮断(供給停止)が発生しないこと
- ◇ 電力潮流は送変電設備の定格容量以内であり、過負荷が生じていないこと
- ◇ 母線電圧は許容範囲内であること

表5. 1: TRANSCOの拡充基準

許容しうる限界レベル	対策
① 常時運用時	
◇送電線の潮流<100%	送電線増強
◇変圧器の潮流<100%	変電所の増設
◇定常状態の電圧変動幅:±5%	無効電力補償
② 単一故障時(N-1)	
◇送電線の潮流<100%	送電線増強
◇変圧器の潮流<100%	送電線増強
◇故障発生後、定常時における電圧変動幅:±10%	無効電力補償
◇三相短絡発生時に主保護動作で過渡安定度維持	発電機制御系調整、無効電力補償
③ 重故障時	自動負荷遮断、電源制限、転送遮断
◇送電線の潮流<120%	
◇変圧器の潮流<120%	
◇電圧安定性の維持	
◇連鎖的な波及がないこと	
④ 負荷遮断	励磁系仕様変更、無効電力補償
◇動的な過電圧:30%	
◇最大電圧/周波数:1.5p.u./p.u.	
◇自己励磁現象を発生しないこと	
⑤ 送電線の復旧	無効電力補償
◇最大電圧偏差幅:15%	
◇開放端の最大電圧:120%	

出典:TDP2002-2012(September, 2002)

5.3 他計画との整合性

5.3.1 PDP

TDP 作成にあたっては、DOE が作成する電源開発計画と整合がとれていることが必要である。

このため、DOE が策定した電源計画に対して送電対策がとられているかどうか、また、開発時期および容量等があっているかどうかをチェックする。

ただし、DOE が策定する電源開発計画のうち、具体的な計画が確定していないものについては、TRANSCO が地点を想定して TDP を作成することになる。

このため、TRANSCO が想定した電源開発地点が妥当かどうかをチェックする。

5.3.2 DDP

配電会社が策定する DDP との整合を図るため、DDP の変電所計画および副送電線計画が TDP に反映されているかどうかチェックする。

なお、全てのユーザー(電力消費者)は Distribution Code 6.2.2.2 条に基づき毎年23週目(6月)までに今後5カ年間の需要想定を提出する必要がある、配電会社はこのデータに基づき DDP を作成し、翌年3月15日に DOE に DDP を提出する。このため、DDP の前提となる需要は、DOE が想定する全体需要と想定時期が1年ずれていることに注意が必要である。

5.3.3 発電会社の送電計画との整合

電気事業改革法第9条によれば、発電会社が、発電設備の専用設備として送電線を所有・運用することが認められている。このため、TDP がこれらの発電会社の送電計画と整合がとれているかどうか確認する必要がある。

なお、同法によれば、当該送電資産が競争目的のために使用される場合は、発電会社は当該資産の所有権を TRANSCO に公正市場価格で譲渡する必要がある。

5.4 その他

5.4.1 経済性

計画は、長期的な観点から経済的であることが必要である。代案との比較にあたっては、それぞれの投資を現在価値に置き直して、そのトータルを比較する必要がある。なお、経済比較にあたっては、それぞれの信頼度レベルを合わせておく必要がある。

経済比較の例を、表5.2に示す。

表5.2: 経済比較の例 (単位:MP)

	Alternative 1		Alternative 2	
	Actual Investment	Present Value	Actual Investment	Present Value
2006 (Present)	1,666	1,666	11,660	11,660
2007		0		0
2008	7,816	6,231	857	683
2009		0		0
2010	2,025	1,287	1,366	868
2011		0		0
2012	3,067	1,554	683	346
Total	14,574	10,738	14,566	13,557

Note: Discount Rate = 12%

なお、初期投資が非常に大きい場合には、将来の状況変化により、投資が回収不能となる可能性があることから、代案についても採用を検討すべきである。

5.4.2 長期的観点からの計画

TRANSCOの民営化後、Concessionaireによっては、設備投資を控え、需要増加や電源開発に対して送電設備の拡充が適切になされない恐れがある。

短期的な観点から当面の設備規模を抑えた場合には、近い将来拡充を繰り返すことになり、かえって経済性を損ねることが懸念されるとともに、同じ地区に送電線が何ルートも建設されることとなり、地主の理解が得られず建設が難航することも予想される。

このため、設備の規模は、2～3倍程度の需要にも対応できるように計画すべきである。

また、採用される電圧についても、チェックする必要がある。場合によっては、将来の昇圧を考慮して、送電線の設計電圧を当面の運用電圧よりも高くしておくべきである。

5. 4. 3 発電機の単機容量

発電機脱落時の周波数低下に伴う負荷遮断の必要性の観点から、発電機の単機容量が過大ではないかどうかをチェックする必要がある。

現状におけるそれぞれのシステムにおける発電機の最大ユニットは以下の通りである。

表5. 3: 発電機の最大ユニット

系統	最大ユニット	発電所
ルソン系統	654.8MW	Sual Coal Unit1-2
ビサヤス系統	77.5MW	Malitbog Geothermal Unit 1-3
ミンダナオ系統	85.0MW	Pulangui IV Unit 1-3

5. 4. 4 島間連系線

(1) メインアイランド間の連系

メインアイランド間の連系は、DOEおよびTRANSCOによって計画されるため、基本的に審査は必要ない。

(2) 離島との連系

離島との連系については、それぞれの島においてディーゼル発電機を増設する場合と、島間連系をする場合の経済性を比較する。また、その前提条件の妥当性についてもチェックする。

これに加え、島での需給バランスや、信頼度のチェックも必要である。〔3.2.2 島間連系線の立案方法〕を参照のこと

5. 4. 5 送電料金

必要に応じて、送電料金へのインパクトについてもチェックする。以下の式により、おおよそのインパクトを計算することが可能である。

それぞれの年次における送電料金の増分＝

$$\frac{\text{それぞれの年次における資本費の増分(減価償却費および金利)}}{\text{年間の販売電力量}}$$

また、送電設備建設に伴うメンテナンスコストの増分の把握が出来る場合は、それぞれの年次について、メンテナンスコストの増分を考慮する。

送電料金の増分を計算した事例を表5. 4に示す。

表5. 4: 増分送電料金の計算例

		2005	2006	2007	2008	2009	2010
Peak Demand (MW)	Luzon	7,473	8,076	8,662	9,323	10,036	10,786
	Visayas	1,172	1,269	1,363	1,469	1,582	1,702
	Mindanao	1,181	1,259	1,331	1,412	1,498	1,586
	Total	9,827	10,604	11,357	12,204	13,117	14,074
Increase Rate			7.9%	7.1%	7.5%	7.5%	7.3%
Load Factor			70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%
Station Use			4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%
Transmission Loss			4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%
Sales Energy (GWh)	(a)		59,822	64,070	68,848	73,997	79,398
[Interconnection]							
Investment (Mp)		4,500.0					
Remaining Value (Mp)		4,500.0	4,350.0	4,200.0	4,050.0	3,900.0	3,750.0
Depreciation (Mp/y)	(b)		150.0	150.0	150.0	150.0	150.0
Interest Rate			12.0%	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%
Interest (Mp/y)	(c)		540.0	522.0	504.0	486.0	468.0
Capital Cost (Mp/y)	(d) = (b) + (c)		690.0	672.0	654.0	636.0	618.0
Incremental Transmission Charge (p/kWh)	(e) = (d) / (a)		0.011534	0.010489	0.009499	0.008595	0.007784
5-Year Average			0.00958	0.00958	0.00958	0.00958	0.00958

Ignoring Maintenance Cost

6. チェックリスト

6.1 信頼度

項目	チェックポイント
信頼度基準	(1) 信頼度基準は、Grid Code を遵守しているか ・ N-1基準の採用
信頼度指標	(1) 以下の信頼度指標について、過去のトレンドから見て、供給信頼度が低下傾向にないか (a) 停電回数 (b) 持続的平均停電回数指数 (c) 瞬間的平均停電回数指数 (d) 持続的平均停電時間指数 (e) 系統停電軽重度指数 (f) 100c-km についてのトリッピング回数 (g) 平均強制停電時間 (h) 累積時間誤差 (i) 周波数制限違反 (j) 電圧制限違反

6.2 技術的チェックポイント

項目	チェックポイント
潮流	(1) 正常状態において、過負荷が発生しないこと (2) 設備の単一故障時において、緊急時容量に対し、過負荷が発生しないこと [TRANSCO は、N-1故障時に、緊急時容量として 110%を適用] (3) 正常状態において、それぞれの母線の電圧が 0.95 から 1.05 の間に収まっていること[TRANSCO は、N-1故障時には、0.9~1.1 を許容]
短絡容量	(1) 短絡電流が、設備の設計値以内に収まっていること (3相短絡電流および1相地絡電流)
過渡安定度	(1) 想定されるすべての需要に対して、単一故障時に系統が安定に保たれること (2) 多重故障に対しては、系統が制御可能であること。系統が分離する場合は、分離系統が全停しないこと
電圧安定度	(1) 重負荷時に電圧崩壊が発生しないこと [TRANSCO は、重故障時に電圧崩壊が発生しないこととしている]

6.3 他計画との整合

項目	チェックポイント
PDPとの整合	(1) TDPは、DOEが策定した電源開発計画と整合がとれているか
DDPとの整合	(1) TDPは、配電事業者が策定するDDPの変電所計画、副送電計画と整合がとれているか
その他	(1) TDPは、発電会社が策定する送電計画と整合がとれているか

6.4 その他

項目	チェックポイント
経済性	(1) 計画は経済的であるか (3) 初期投資が過大でないか
長期的観点からの計画性	(1) 短期間に拡充工事を繰り返すことにならないか (2) 設備規模は、将来の電源開発、需要増加に対して適正な余裕を持っているか(設備は、2～3倍程度の系統規模まで対応できる規模とすべきである) (3) 採用される電圧は適正か (4) 将来の昇圧に対応するため、設計電圧を高くしておくべきではないか
発電機単機容量	(1) 周波数低下面から、発電機の単機容量が大き過ぎないか (発電機1台故障時に、大量の負荷遮断が必要とならないか)
島間連系線 (離島連系)	(1) 該当する島において、電力不足が予測されるか (2) 島間連系線は、島での電源開発よりも経済的か (3) 島間連系線は、信頼度面から必要か (4) 需要想定から見て、島間連系線建設のタイミングと規模は適正か (5) 島間連系線は、総合的に見てメリットがあるか
送電料金	(1) 送電料金へのインパクトは、許容範囲か



Philippine
Power Development Plan (PDP)
策定マニュアル
(地方電化編)

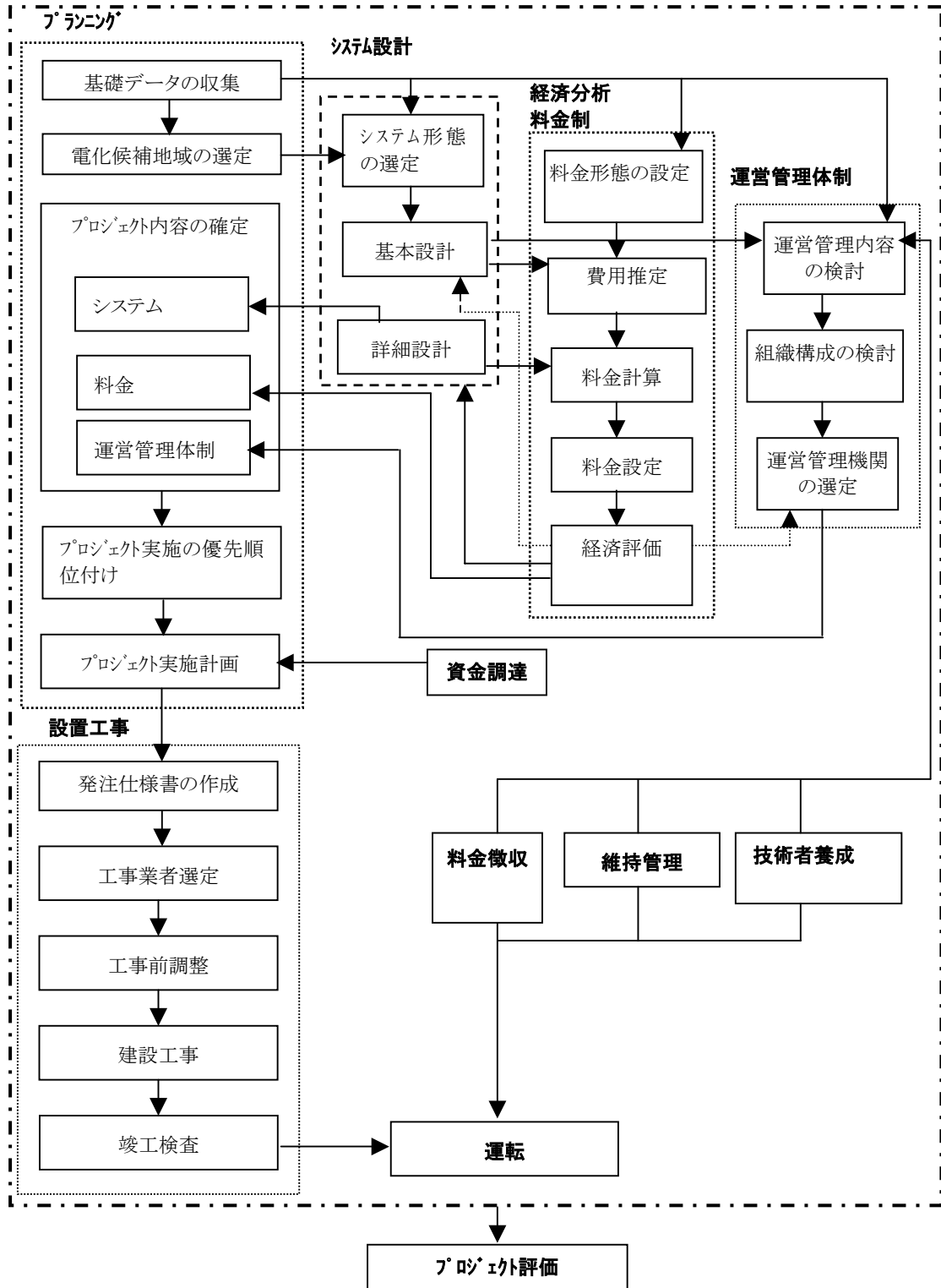
第5巻 地方電化計画

これまで世界各地で多くの地方電化プロジェクトが実施されてきたが、持続的なシステムの維持管理を充分考慮していないことが多く、長期に渡って適正に運用されているシステムは少なかつた。このような経験から、長期にわたり、システムを適正に運用・管理できる持続可能なプロジェクトを実施することが重要となっている。地方電化計画を作成するためには、計画作り、システム設計、建設、料金設定および維持管理体制の構築等プロジェクト全体の流れや各ステップの関係などを考えておく必要がある。こういった観点から、このマニュアルは次のような構成とした。

- 1 地方電化プロジェクトの全体フローと計画ステップ
- 2 マニュアルの概念
- 3 計画作成のワークフローと関係諸機関
- 4 計画作成のスケジュールとキーポイント
- 5 データ収集とデータベースの作成
- 6 電化手法の選定
- 7 トレーニング
- 8 維持管理システムの確立

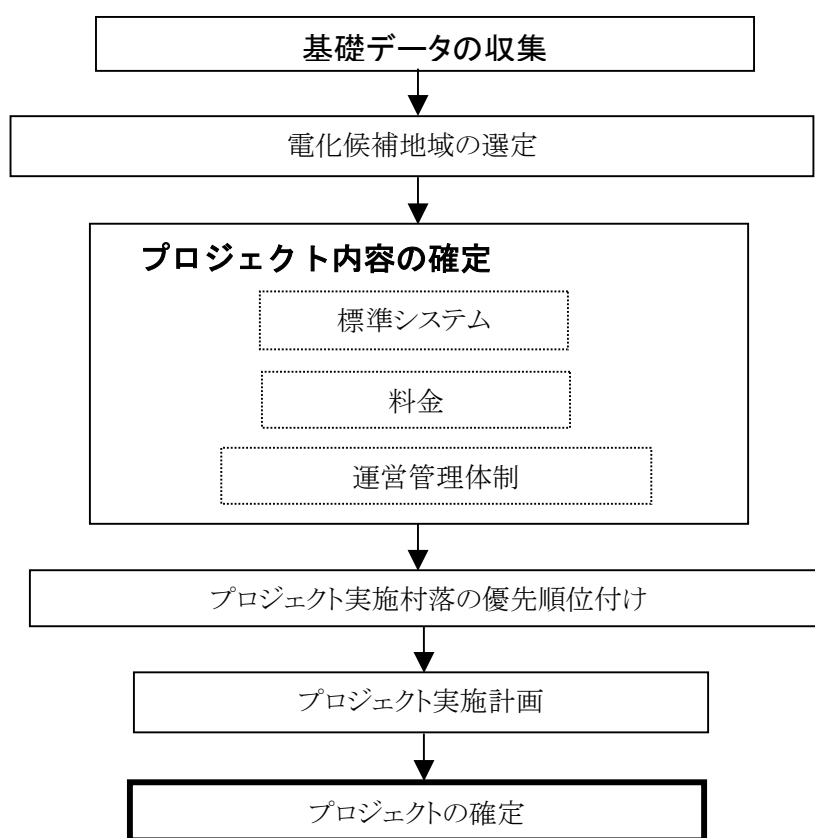
1 地方電化プロジェクト推進の一般的なフロー

地方電化プロジェクトの一般的なフローを次に示す。この図はプロジェクトを推進していくうえで、それぞれのステップがどのように関係しているかを示している。



地方電化プロジェクトを実施するにあたっては、最初にプロジェクトの内容や実施地点、費用などを検討し、プロジェクトを具体化する作業が必要となる。この作業がプランニングである。プランニングの流れは下図に示すが、最初にプロジェクトの内容や実施地点を設定するために必要となる基礎データを収集する。収集したデータをもとに地方電化プロジェクトを実施する地域を選定し、その地域に適したプロジェクト内容(標準システム、料金、運営管理体制)を検討する。一方、経済分析などにより計画しているプロジェクトの妥当性を確認し、プロジェクトの内容を確定する。最後にプロジェクトを実施する地域の優先付けを行うと共に必要となる費用を算定し、資金計画を作成し、プロジェクトを確定する。

<計画のフロー>



<計画のポイント>

(1) 持続可能なプロジェクト

「持続可能な」とは、長期にわたりシステムを適正に運用・管理し、必要な設備費、維持・管理費等の費用を電気料金やサービス料で賄うことである。当該国政府が地方電化プロジェクトを開始するときに、持続可能なプロジェクトを実施するに当たり課題となるのは「資金」と「技術」である。プロジェクトで必要となる「資金」に関しては無償援助からローンまで多様な受け入れが考えられる。プ

プロジェクトを推進していくためには、自国政府や利用者からの拠出により必要な費用を賄うことが望ましい。一方「技術」に関しては電気に馴染みのない住民も利用することから、メンテナンスの簡易なシステムやマニュアル整備などが望まれる。また、持続的に維持管理を行うためには現地技術者の養成やサポート体制の確立等の組織整備が必要となる。

(2) プロジェクト目標の明確化

地方電化プロジェクトを計画・実施するためには、プロジェクトの位置づけ、実施方針及び目標を明確にしておくことが重要である。システム設計、料金設定、運営管理体制の構築などプロジェクト内容の検討は、実施方針や目的に添って実施するべきであり、それらが明確でないとプロジェクト自体のまとまりがなくなり、最終的に焦点のぼやけたプロジェクトとなる可能性が高い。

(3) 適正なデータの収集

プランニングは収集したデータをもとに実施することから、正確なデータの収集が必要となる。これらのデータは関係機関からの資料提供・情報収集、聞き取り調査、アンケート調査など様々な形態で収集できる。データの収集にあたっては無作為に実施するのではなく、必要なデータを選定しポイントを絞って収集することがデータの整理・集計作業などを効率的に実施する上から重要となる。また、収集したデータは、信頼性を確認する必要がある。

(4) プロジェクトの評価

プランニングしたプロジェクトの内容が適正であるか、問題点がないかなど、プロジェクトを実行する前段階でプロジェクトの評価を行うことが重要である。国際機関等から資金調達を行う場合においてもプロジェクト評価の結果が資金調達の審査基準となることがある。

2 マニュアルの概念

本マニュアルで記述する地方電化計画とは、電力産業改革法(EPIRA)に定める **Missionary Electrification Development Plan (MEDP)**のみならず、電気事業者が事業拡大のために行う既存の配電線延長による電化エリア拡大をも包含する。本マニュアルで記述する内容は、主に次の項目に集約される。

- ・ ワークフローおよびスケジュール
- ・ 地方電化関連機関の役割分担

このマニュアルは、地方電化計画を作成するためのものであるが、これに基づき作成される地方電化計画は、個別の地方電化計画を評価するものではなく、フィリピンにおける地方電化計画の全体像を描くものとなることを目指している。また、地方電化計画は、**PDP** の下位計画であることを認識して、地方電化計画に示される諸処のデータが **PDP**, **PEP** に統合されることを意識して作成される。**PDP**, **PEP** は民間へのメッセージペーパーであるという位置づけからして、これから作成される

マニュアルは、供給者サイドの視点で作成されるものではなく、需要家、投資家の視点に立って編成されることになる。

3 計画策定のワークフローと関係諸機関

3. 1 地方電化計画策定のワークフロー

地方電化計画策定のためのワークフローを次の図3. 1に示す。

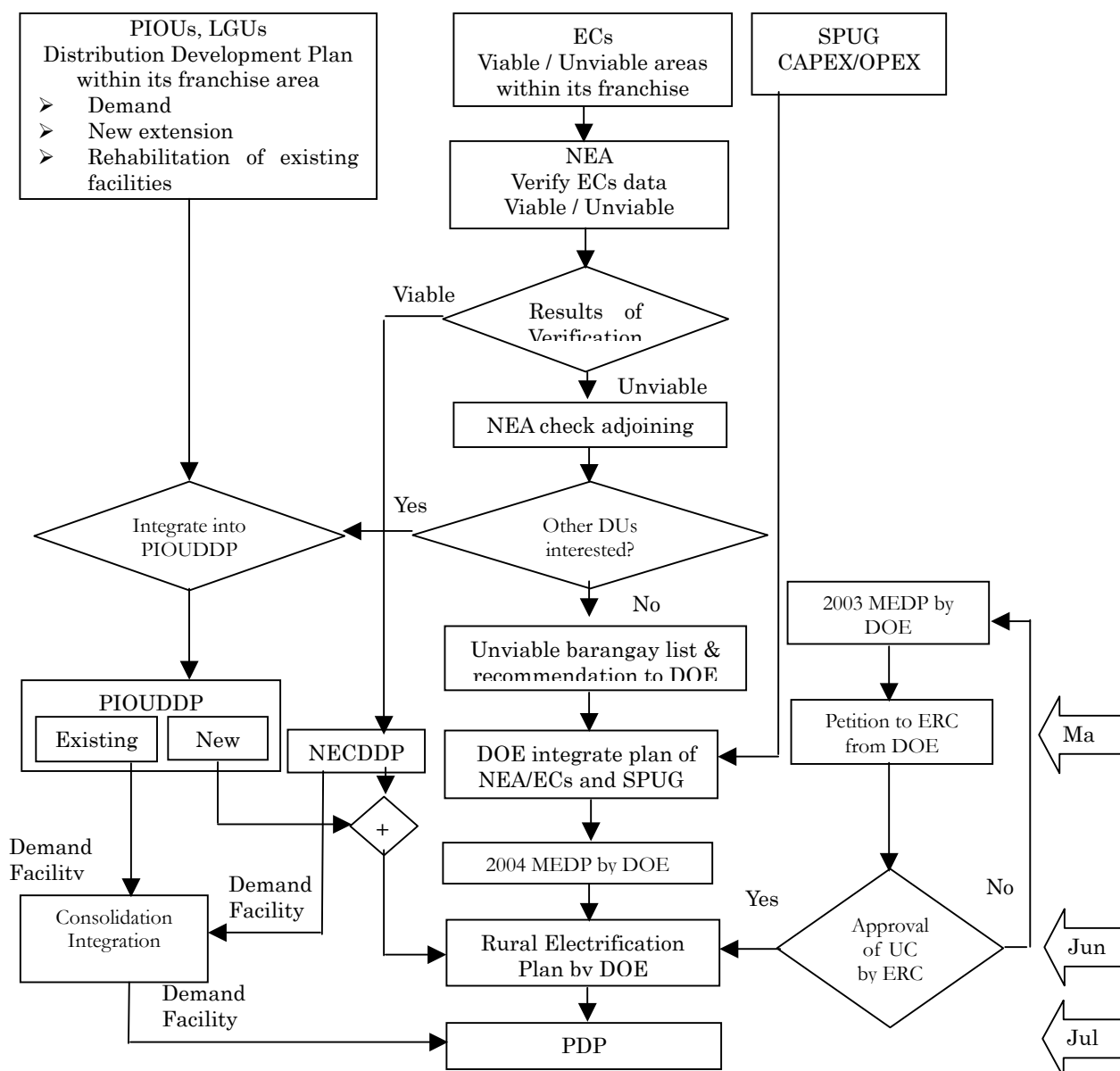


図3.1 地方電化計画策定のためのワークフロー

3. 2 配電会社、電化組合営業地域内における Viable/Unviable の分別

配電会社や配電組合は、それぞれのフランチャイズ地域の中で、未電化 Barangay に対して viable / un-viable の選択を行う。基準は次の通り。

① 配電線延長

- 既存配電線網へのアクセスが比較的容易。
- 配電線延長がもつとも経済的であること。
- 需要家の数が比較的多いこと。

② 新・再生可能エネルギー導入

- Barangay の場所が既存配電網から遠いこと。

一般的には次の通り。

低地／沿岸部 : 既存配電線から 10km 以上

山岳地域: " から 3km 以上

島嶼部 : " から 1km 以上

- 少なくとも 20 軒以上の需要家があること。
- 料金徴収に対して支払いが可能な需要家

3. 3 NEA/DOEによる下部組織申請内容の確認

NEA は ECs が分けし作成した未電化 Barangay リストの評価と統合を行い、DOE へ提出する。一方、DOE は配電会社や地方自治体から直接提出された電化計画の評価と統合を行う。

3. 4 NEAによる未電化地域電化方法の検討

EC がそれぞれ提出した未電化リストをもとに、NEA が所有している ECs 毎の管理図にしたがって、近隣する EC へ配電線延長による可能性を打診する。ここで近隣する配電業者が配電線延長を決定したら、その Barangay は配電線延長リスト(viable)に加えられる。一方、配電企業が手を挙げなければ Un-viable リストに 残される。

3. 5 DOE による各種電化計画の統合

DOE は NEA から提出された Viable/Un-viable な 未電化リストと配電会社から提出された電化計画および SPUG の計画(OPEX/CAPEX 含む)を統合し地方電化計画とする。

3. 6 ERCによるユニバーサルチャージ審査・承認

DOE は作成した MEDP に基づき、電化計画実行に必要なユニバーサルチャージを ERC に申請する。ERC によるユニバーサルチャージ(UC)の審査結果を確認する。審査結果によっては、DOE が再度計画を見直しすることもある。

3. 7 関係諸機関の役割

フィリピンにおける地方電化に関連する政府機関、電力会社などは数が多いため、Barangay 電化率など目標達成のためには、各機関どうしの関係を保つと共に、ワークフロー各ステップの責任の所在を明確にすることも重要である。地方電化関連機関の関係を以下に示す。

表3. 1 関連諸機関の役割

組織名称	策定する計画	役割	予算
DOE	MEDP DUDP	PEP(Philippine Energy Plan)およびPDP(下位計画含む)の作成 国産のエネルギーや再生可能エネルギーの利用促進 地方電化の推進	ER1-94 National Budget
NEA-EC	NEA	ECの管理 ECの経営改善指導 配電線延長による電化推進	NEA Budget ECs investment
	EC	フランチャイズ内の電化計画作成 配電線延長による電化推進	
NPC-SPUG	MEP	Missionary 地域の電化推進(UCの使用管理) 既存設備の維持管理	UC
ERC		ユニバーサルチャージの審査・承認	
PNOC-EDC		再生可能エネルギー導入による電化推進	PNOC-EDC own ER1-94 National Budget
PIOUs	PIOUDP	配電線延長による電化推進 最終受益者からのUCの徴収	PIOUs own ER1-94

4 地方電化計画策定の目標スケジュール

地方電化計画作成のマイルストーンは、次の3つである。

- 3月15日 : DOEへの電化計画提出
- 6月末 : ERCのユニバーサルチャージ承認/ MEDPのファイナライズ/ PDPへの統合
- 9月15日 : PEP/PDPの議会提出, Unviable Areaの公開

5 地方電化計画作成におけるキーポイント

5. 1 データ収集

- A) NEA/EC および PIOU(Private Investors Owned Utilities)がそれぞれの計画を DOE へ提出する期限は基本的に3月15日である。従って、この期限に間に合うよう NEA は EC から必要なデータを収集し、Viable/Un-Viable の判定を行い、Viable 地域を NECDDP(配電線による電化計画)として、Un-Viable 地域を Missionary 電化としてリストアップする。
- B) PIOU もそれぞれの計画を作成するが、この計画には未電化地域の電化と既存配電線のリハビリ等の計画が含まれる。DOE は、この計画から未電化地域の電化計画のみを対象として地方電化計画へ取り入れることとする。ただし、各 PIOU が Viable/Un-Viable の判定を行いリスト化する。
- C) データ収集のための Format を DDP マニュアルに添付する。
- D) 各配電会社が作成提出する配電計画のうち、需要想定と設備計画を審査し、所定のフォーマットに整理記入する。

5. 2 下位計画の評価

- A) DOE は NEA/EC と PIOU から提出された Un-Viable な Barangay のリストを統合／作成するとともに、SPUG の CAPEX/OPEX と新規建設計画を織り込んだ MEDP を作成する。
- B) MEDP に NEA/EC の NECDDP と PIOU が作成した DDP を統合し「地方電化計画」とし、7月に完成させ PDP へ統合する。
- C) SPUG は、既存設備の運転管理計画を作成し CAPEX (Capital Expenditure)と OPEX (Operation Expenditure)を積算するとともに、SPUG 自体の新規建設計画を併せて作成し DOE へ提出する。
- D) DOE は新規計画の妥当性や OPEX/CAPEX の内容等の審査を行い、ERC へ提出する。

5. 3 PDPへの統合

- A) Un-viable な Barangay 電化計画として独立電源導入による MEDP を作成し、NEA/EC が作成提出する NECDDP および PIOU が作成する DDP のうち、配電線延長による電化計画と併せて地方電化計画とする。
- B) 地方電化計画と各配電会社が作成する DDP のうちの設備計画と需要想定の部分 PDP へ統合する。需要想定は、マクロ分析による需要想定をチェックに用いる。

5. 4 ユニバーサルチャージの申請

- A) 対象地域の優先順位付けの基準を明確に記載する。
- B) 既設ディーゼル発電設備の運転時間延長の必要性等 OPEX 部分を、ERC 審査に対応できるよう評価を行う。

5. 5 具体的な電化推進

- A) DOE は9月15日に作成した PEP をフィリピン議会に提出する。これと同時に新しい MEDP のリストを QTP (Qualified Third Parties)や Distribution Utilities へ公表する。(同時に既存の SPUG 設備リストも併せて公表する)
- B) ここで QTP 他が財政的に支援できれば、QTP の予算で電化を推進し、MEDP リストから除外する。QTP 等の参入がなければ MEDP リストは SPUG へ取り込まれ、SPUG が UC (Universal Charge) を用いて推進する実施計画書 (MEP : Missionary Electrification Plan)を作成する。この中には、SPUG の CAPEX と OPEX も含める。
- C) 作成された MEP は ERC (Electricity Regulatory Commission)へ提出され、UC の使用に関して承認を得る。ここで ERC が UC を承認すれば、具体的な地方電化が推進される。
- D) UC が承認されなかった場合、MEP は DOE へ差し戻され、DOE は再度プロジェクトの優先順位付けを行う。ここで DOE がリストから除外した Barangay は次年度の MEDP へ回る。

6 基礎データの収集とデータベース

6. 1 基礎データ収集

(1) 電力関連データ

電力関連データは自国の電化状況及び電化計画を確認するとともに、プロジェクト実施地域を選定するために用いる。また、電気料金や運営組織はプロジェクトの形態を検討するための参考データとなる。

a. データ項目

- ①電力設備 : 政府あるいは民間ベースで導入されている現有の電力設備に関して調査する。
 - ・発電設備 : 種類、容量
 - ・電力系統 : 設備容量、送配電系統図、配電エリア
 - ・コスト : 発電原価、送配電線の延長コスト
- ②将来計画 : 政府あるいは民間ベースで導入が予定されている電力設備に関し、今後 10 年程度の拡張計画を調査する。

- ・発電設備 :種類、容量
 - ・電力系統 :設備容量、送配電系統図、配電エリア
- ③運営組織 :電力供給を実施している組織の体制、人員、経営状況などに関して調査する。
- ・体制 :組織図、事業所の分布、関連機関
 - ・人員 :職員数、技術者の人数
 - ・経営状況 :業務内容、収入と支出、賃金
 - ・技術者養成 :方法、トレーニングプログラム
- ④電気料金 :電気供給規定や契約、徴収される電気料金と徴収方法などに関して調査する。
- ・規定・契約 :規定・契約の内容、不払い時の対応
 - ・電気料金 :契約別の金額、料金の設定理由・方法
 - ・徴収方法 :徴収者・時期

b. データの入手方法

電力関連データの入手方法としては以下の方法がある。一般的には①②の方法によりデータの収集をおこなう。

- ⑤電力供給を実施している機関から直接データを入手する。
- ⑥電力供給機関を管理または電化計画を立案している政府機関からデータを入手する。
- ⑦地方の政府機関からデータを入手する。

(2) 村落社会データ

村落社会データはプロジェクト候補地域の選定、システム設計や運営組織の検討、料金設定などプロジェクト全般の検討に反映できる。

a. データ項目

- ①統計データ :人口・世帯数・電化率、所得水準 など
- ②地方村落の状況 :住宅配置、部屋数、村内の組織、主産業 など
- ③電気・照明の利用 :独立電源の有無、電気製品の利用状況、照明器具の利用状況など
- ④住民の要望 :地方の行政機関や電力公社に対する住民の電化要望の有無
電化後に利用したい電気器具・使用時間、電気料金の支払い可能額

b. データの入手方法

村落社会データの入手方法としては以下の方法がある。基本的には①の方法によりデータ収集を行うが、詳細なデータを収集するために②③などの方法を取ることがある。

- ①統計資料としてまとめられているデータを入手する。
- ②地方の関係機関に対し聞き取りまたはアンケート調査を行う。

③任意に抽出した数ヶ村落において聞き取りまたはアンケート調査を行う。

(4)他の地方電化プロジェクトの実施状況

自国や隣国で太陽光発電システムなどを利用した地方電化プロジェクトが実施されている場合は、そのシステム構成並びに運営状況について調査する。また、プロジェクトで発生した問題点や課題に関しても調査する。他のプロジェクトの状況はあらゆる面で計画検討の参考となる。特に料金に関しては料金設定にあたっての重要な評価値となる。

- ① プロジェクトの内容 : 実施方針、目標、システム構成、計画内容
- ② 運営体制 : 実施機関、人員、分布状況、提供サービス
- ③ 資金調達 : 資金元・配分、種類、回収目標
- ④ 料金 : 設定料金、設定理由、料金徴収方法
- ⑤ 技術者養成 : 実施機関、実施プログラム、状況
- ⑥ 運営状況 : プロジェクトの収支状況
- ⑦ 問題点・課題 : プロジェクトの全体を通して発生した問題点と課題

6. 2 データベース

地方電化推進プロジェクトは、基本的に未電化地域の電化が目的であり、国内の未電化地域全てが候補地域となりうる。この中からどのように電化候補地域を絞り込むか、または優先順位付けを行うかが課題となる。また、その時点では未電化地域でも近年中に電化されるケースもあり、計画の重複や既存計画の延期等はさげなくてはならない。一方、実際に推進しているプロジェクトの状況等を管理するのも重要である。ここでは、これらに必要なデータベースの現状とプロジェクトの進捗等を管理する地図について述べる。

(1) プロジェクト管理用地図

地方電化プロジェクトは、将来の計画検討／作成を行うと同時に、並行して進められている実際の電化プロジェクトの進捗状況なども管理していかなくてはならない。こういった観点からも、視覚的にわかりやすい電化率等を含めたプロジェクト管理用の地図を作成することは、有効なツールとなるとともに、DOE のデータベースとして活用できる。調査団では、今回の調査を通して、まず、ECs 単位で Municipality 毎の電化率を色別で表示した全国の地図を作成し、続いて、これより詳細の Barangay 単位で作成された地図を入手できたので、この中の一地域を抽出してこれに NEA クロニクルベースでの配電線ルート図を重ねたものをサンプルとして作成し、DOE に引き渡す。調査団から、DOE 側でこれをベースに詳細の地図を完成させ、データベースとして蓄積するよう要請した。

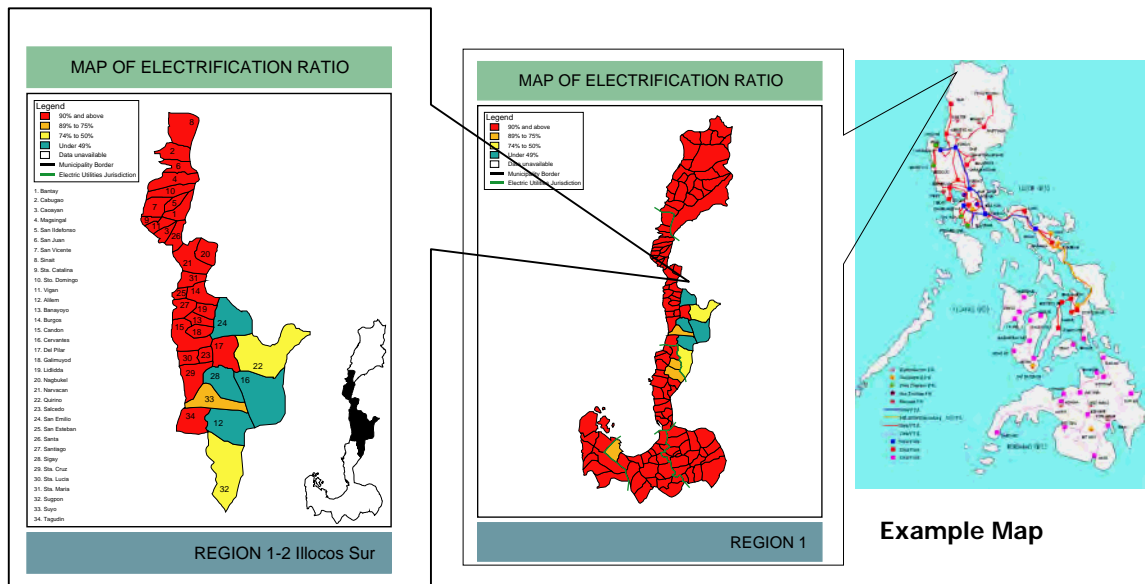


図6. 1 ECs 毎, Municipality 単位での電化率管理用地図サンプル

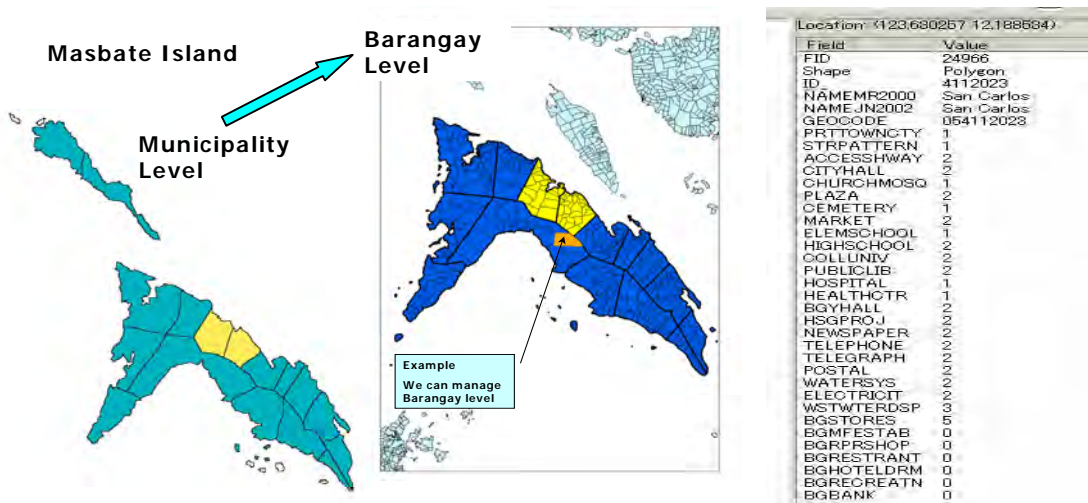


図 6. 2 Barangay 単位での電化率管理用地図

図 5.3 で ECs 毎, Municipality 単位で電化率の管理が実施でき、全国レベルでの電化率の格差把握やこれを是正するための計画作りを検討することができる。さらに、図 5.4 の地図を使用すれば、さらに詳細の Barangay レベルでの電化率等状況管理を行うことができるのみでなく、地図右側の表のような Barangay の基礎データを収集し書き込むことも可能である。これらの地図を活用しデータベースとして保有することにより、具体的な地方電化プロジェクト管理のみでなく、Barangay 電化終了後の将来の電化計画検討に大きく貢献できる。

なお、調査団は NEA クロニクルにもとづいて、Masbate 島の配電線網を加えた Barangay レベルの地図を、サンプルとして作成した。このような地図をデータベースとして作成していけば、Barangay 位置と配電線網の関係が容易に把握でき、Barangay 電化達成とその後の電化計画作成に対する大変有効なツールとなる。

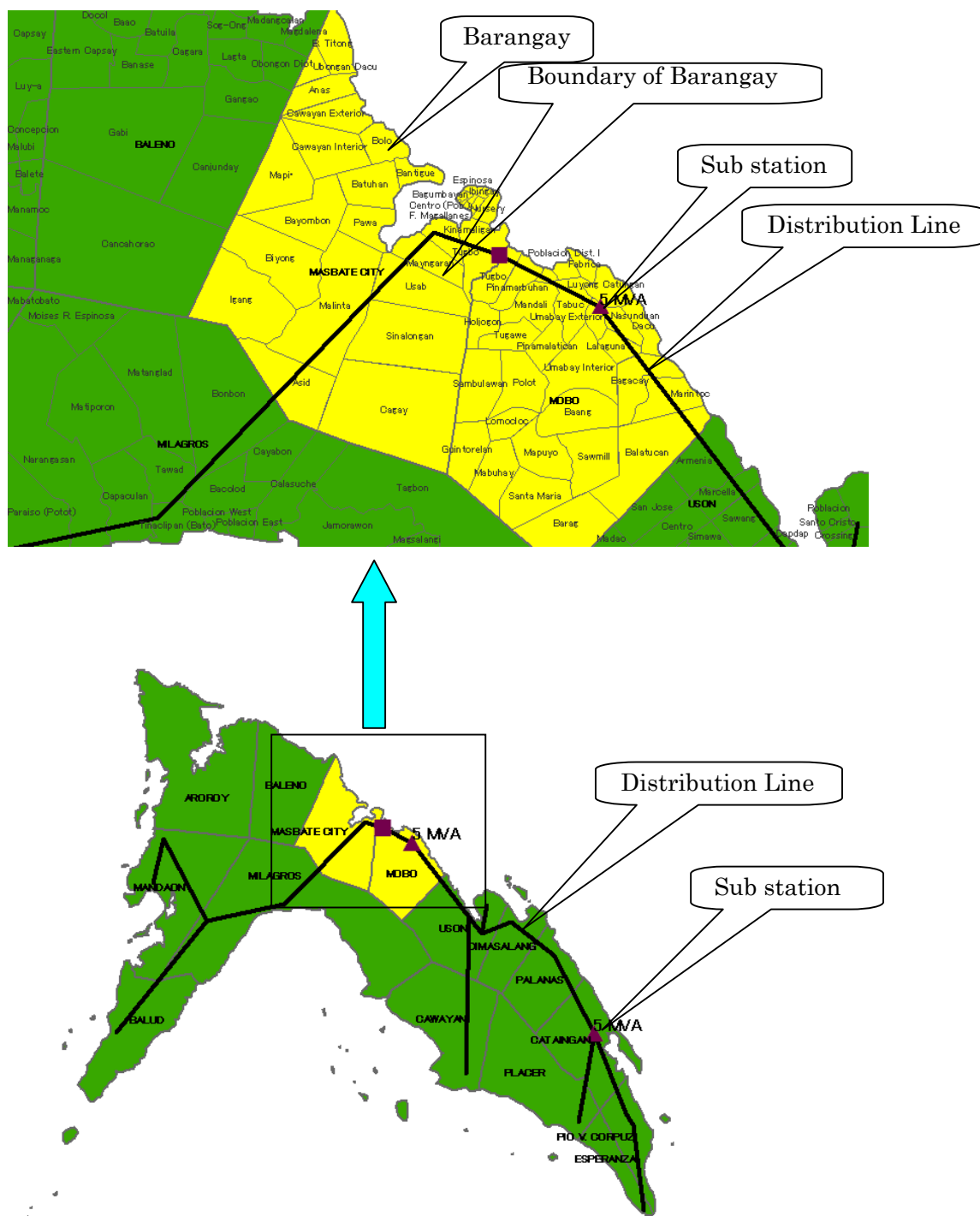


図6.3 Masbate 島配電線網サンプル地図

- b. 電化候補地域の選定
- ① 国内の行政官区別の電化率データより電化率の低い県を選出する。
 - ② 選出した県の地図上に既存の電力系統図を示す。また、配電エリアがわかっている場合はエリアを色塗りする。
 - ③ 10年間の電化計画をもとに、上記地図上に計画されている系統図及び配電エリアを記載する。この計画でカバーされるのがDDPによる電化地域である。
 - ④ この配電線延長による電化地域以外の地域がMEDPによる電化候補地域となる。

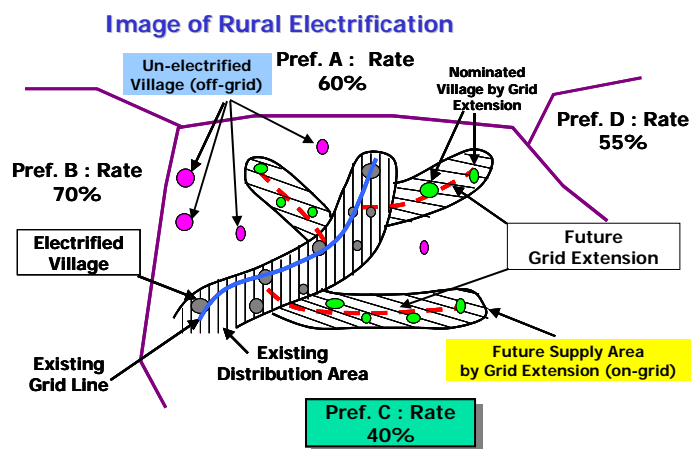


図6.4 地方電化のイメージ

(2) 再生可能エネルギーの賦存量

フィリピンの遠隔地域は島嶼部や山岳地帯等が多くアクセスが困難なため、将来は配電線延長による電化推進が難しくなる地域が多数残されると考えられる。こういった地域の電化には再生可能エネルギーを利用した独立型電源の導入が有効になってくる。ここでは、収集したフィリピンにおける日射量、降水量および風速のデータを示すとともに、その活用方法を述べる。

1) 風力エネルギー Wind power (Source: Wind Energy Resources Atlas of the Philippines)

「Wind Energy Resources Atlas of the Philippines」に記載されている30m高さでの風力エネルギー賦存量を次の表に示した。風力エネルギーが $200\text{W}/\text{m}^2$ 以下のような場合、ユーティリティ規模での風力発電を行うには経済的ではない。また、 $100\text{-}200\text{W}/\text{m}^2$ の地域でも、ユーティリティ規模では経済的ではないが、地方電化における独立型電源としての可能性は持っている。フィリピンには、「good・to・excellent」の範囲の風力エネルギーを持った地域が $10,000\text{ km}^2$ 以上存在している。これらの地域では $70,000\text{ MW}$ 以上の潜在発電容量と、年間 195 billion kWh 以上の発電電力量が期待できる。この図によれば、フィリピン国内に73ある地域のうち、47地域で少な

くても 500MWの、また25地域で 1,000MWの風力発電賦存量がある。

一方、ややゆるやかな風力エネルギーの地域や地方電化レベルに適した地域まで考慮すると、25,000 km²以上の面積になると予想される。これらの地域まで含めると、170,000 MW以上、年間 361 billion kWh以上の発電可能電力量が期待できる。この条件では、73地域のうち51地域で 1,000MW以上、64地域で 500MW以上の風力賦存量がある。

Philippines – Wind Power Potential

Good to excellent Wind Resource at 30m (Utility scale)

Wind resource Utility Scale	Wind Power W/m ²	Wind Speed m/s	Total Area km ²	Total Cap installed MW	Total Power GWh/yr
Good	300 - 400	6.4 - 7.0	5,541	38,400	85,400
Excellent	400 - 500	7.0 - 8.0	2,841	19,700	52,200
Excellent	500 - 700	8.0 - 8.8	2,258	15,600	47,900
Excellent	700 - 1,250	8.8 - 10.1	415	2,900	9,700
Total			11,055	76,600	195,200

Moderate to excellent Wind Resource at 30m (Utility scale)

Wind resource Utility Scale	Wind Power W/m ²	Wind Speed m/s	Total Area km ²	Total Cap installed MW	Total Power GWh/yr
Moderate	200 - 300	5.6 - 6.4	14,002	97,000	165,800
Good	300 - 400	6.4 - 7.0	5,541	38,400	85,400
Excellent	400 - 500	7.0 - 8.0	2,841	19,700	52,200
Excellent	500 - 700	8.0 - 8.8	2,258	15,600	47,900
Excellent	700 - 1,250	8.8 - 10.1	415	2,900	9,700
Total			25,057	173,600	361,000

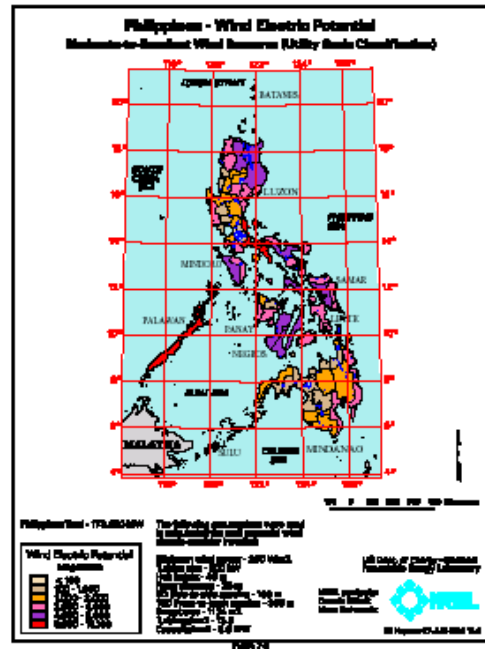
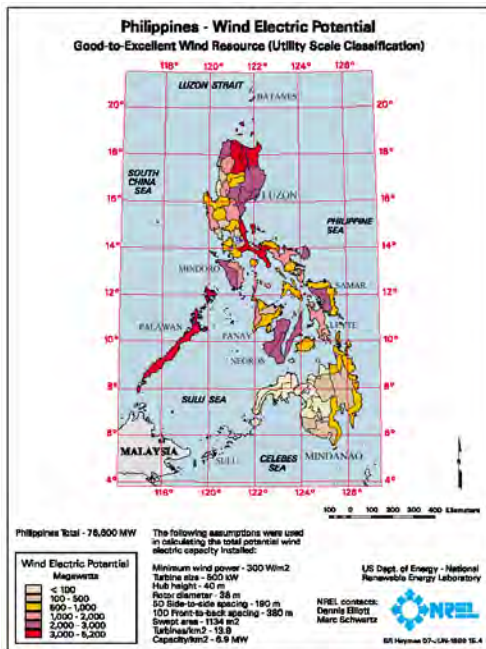
* Wind speeds are based on a Weibull K value of 2.0

[Assumptions]

Turbine Size : 500 kW Hub Height : 40 m Rotor Diameter : 38 m

Turbine Spacing : 10D by 5D Capacity/kms : 6.9MW

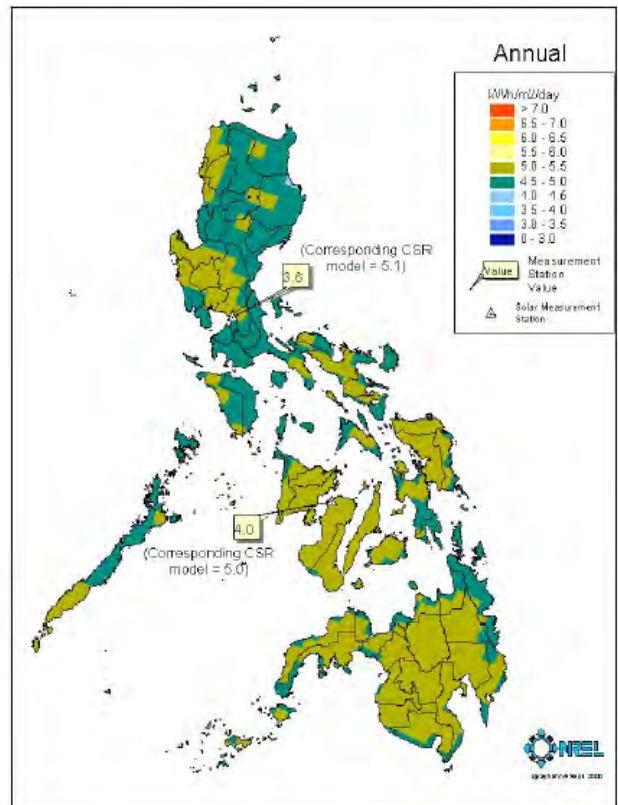
図6. 5 平均風力エネルギー (Good-to-Excellent) 図6. 6 平均風力エネルギー(Moderate-to Excellent)



2) 日射量 Insolation (Source: Assessment of Solar Resources in the Philippines)

日射量については、フィリピン全土で年平均4.5～5.5kWh/m²と高く、日本の平均値約3.5kWh/m²と比較しても50%以上大きな日射量が得られる。また、太陽エネルギーには、地域の偏りがなく普遍性がある。このことは、配電線系統から離れた遠隔地域に存在するBarangay電化に、太陽光発電システムが有効な手段の一つとなる可能性を示している。図6. 7は年平均日射量を、また、図6. 8は乾期と雨期との日射量の比較を示している。

図6. 7 年平均日射量



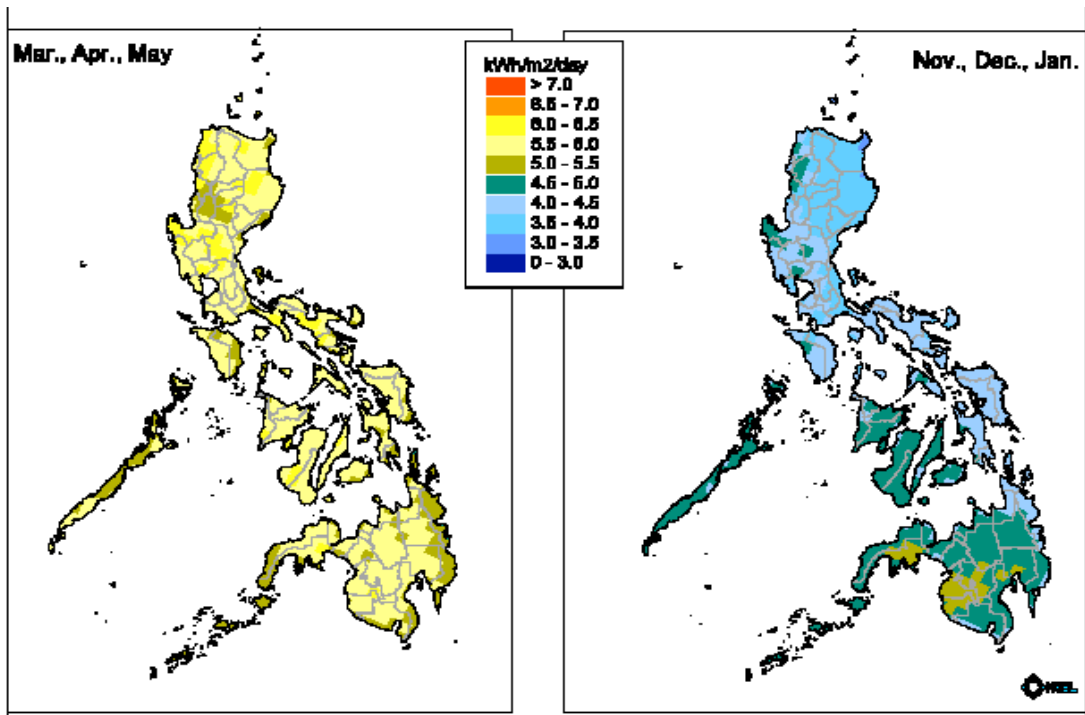


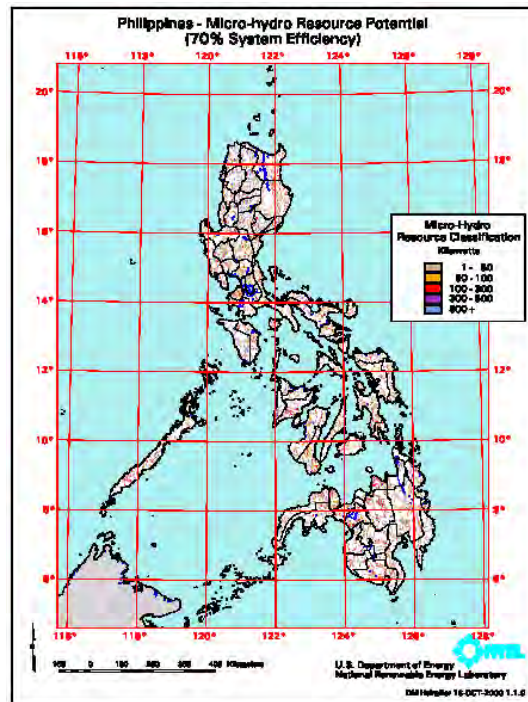
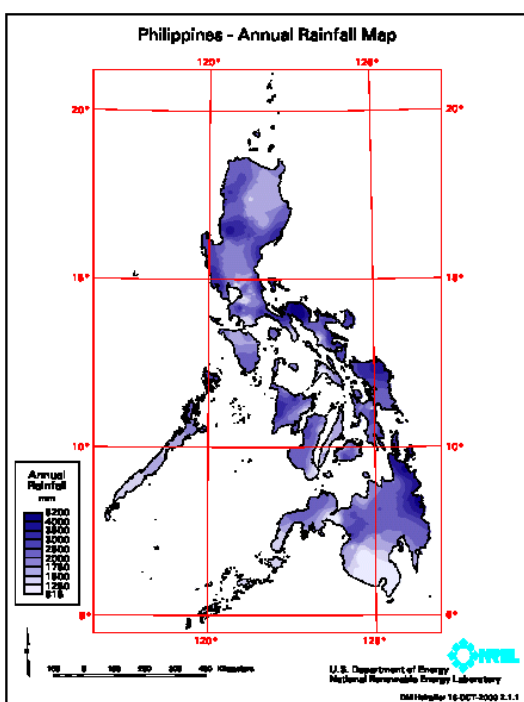
図6.8 乾期と雨期の日射量の差

3) 降雨量

降雨量については、ミンダナオ地域およびパラワン島の南部でやや少ないが、それ以外は平均的に多く、地形や地勢によって小水力発電導入の可能性があるとと思われる。

図6.9 年間降雨量

図6.10 小水力発電賦存量



これら再生可能エネルギー賦存量のデータと既存の送配電線系統やすでに電化された *Barangay* の位置を重ねて、再生可能エネルギーを利用した電化計画を推進していくうえでの手がかりとする。

(3) 再生可能エネルギー利用システムの現状

再生可能エネルギーの導入による地方電化を推進していくためには、すでに導入されたシステムの設置場所、容量、用途、設置年および現状等を把握しておかなくてはならない。これらの情報を収集し、維持管理等ソフト面や技術面など各方面から分析してできるだけ長期にわたって活用できるようなシステムの導入を検討していくことが重要である。これらデータを収集分析するための一覧表をサンプルとして次に示した。

MICRO-HYDROPOWER PROJECTS IN THE CORDILLERAS						
REGION	LOCATION	APPLICATION	CAPACITY (kW)	PROPONENT	DATE COMMISSIONED	STATUS
CAR	Dulao, Malibcong, Abra	Lighting	7.500	DLSU		Operational
	Gacab, Malibcong, Abra	Lighting	20.000	DLSU		Operational
	Mallag, Kabugao, Apayao	Battery Charging	-		08/07/96	Not Operational
	Capuyoan, Buguias, Benguet	Battery Charging	0.100		09/15/95	Operational
	Gadang, Kapangan, Benguet	Battery Charging	0.100		09/18/96	Operational
	Gadang, Kapangan, Benguet	Battery Charging	0.100		09/18/96	Operational
	Camandag, Asipulo, Ifugao	Coffee Milling	.0500	PRRM	09/14/99	Operational
	Bangaan, Banaue, Ifugao	Rice Milling	3.000	PRRM	10/01/99	Operational
	Batad, Banaue, Ifugao	Battery Charging	0.100		11/15/99	Operational
	Cambulo, Banaue, Ifugao	Battery Charging	0.070		04/09/92	Operational
	Ubuag, Hingyon, Ifugao	Battery Charging	0.030		05/01/94	Operational
	Umalbong, Hingyon, Ifugao	Battery Charging	0.060		08/01/95	Operational
	Abatan, Hungduan, Ifugao	Lighting	20.000	PRRM	07/23/00	Operational
	Abatan, Hungduan, Ifugao	Battery Charging	0.100		04/01/97	Operational
	Ba-ang, Hungduan, Ifugao	Lighting	3.000	BSU-ANEC	04/29/97	Operational
	Ba-ang, Hungduan, Ifugao	Battery Charging	0.750	BSU-ANEC	04/12/97	Operational
	Bokiawan, Hungduan, Ifugao	Battery Charging	0.300	PRRM	02/15/97	Operational
	Gode, Hungduan, Ifugao	Lighting	3.000	PRRM	05/10/97	Operational
	Mageok, Hungduan, Ifugao	Lighting	40.000	PRRM		Under construction
	Polod, Hungduan, Ifugao	Battery Charging	0.100		04/01/95	Operational
	Tiiwan, Hungduan, Ifugao	Rice Milling	4.500		08/01/96	Operational
	Inwaloy, Mayoyao, Ifugao	Battery Charging	0.100		09/05/95	Operational
	Magulon, Mayoyao, Ifugao	Battery Charging	0.100		11/13/95	Operational
	Binablayan, Timoc, Ifugao	Lighting	0.750		12/31/95	Operational
	Poblacion, Timoc, Ifugao	Lighting	5.000	BSU-ANEC	01/02/98	Operational
	Balantoy, Balbalan, Kalinga	Battery Charging	0.100		06/11/96	Operational
	Balbalasang, Balbalan, Kalinga	Lighting	25.000	SIBAT	01/25/01	Operational
	Bulalayaw, Balbalan, Kalinga	Lighting	7.500	KSAC-ANEC	Feb. 2000	Operational
	Dalayap, Balbalan, Kalinga	Lighting	3.000	KSAC-ANEC		Under construction
	Dao-angan, Balbalan, Kalinga	Lighting	20.000	DAIMI/DOE		Under construction
	Gawa-an, Balbalan, Kalinga	Lighting	10.000	DAIMI/DOE		Operational
	Poswoy, Balbalan, Kalinga	Lighting	25.000	DAIMI/DOE		Under construction
	Pantikian, Balabahn, Kalinga	Lighting	25.000	DOE-KASC-ANEC		For implementation
	Sesecan, Balbalan, Kalinga	Lighting	8.000	KSAC-ANEC		Operational
	Salagseg, Balbalan, Kalinga	Lighting	30.000	LGU-Municipal		For implementation
	Western Uma, Lubuagan, Kalinga	Lighting	20.000	DAIMI/DOE		Under construction
	Lower Uma, Lubuagan, Kalinga	Lighting	15.000	DAIMI/DOE		Requires add'l. funding
	Upper Uma, Lubuagan, Kalinga	Lighting	10.000	DAIMI/DOE		Under construction
	Ableg, Pasil, Kalinga	Lighting	3.000	KSAC-ANEC(demo project)	1999	Operational
	Bulanao, Tabuk, Kalinga	Lighting	3.000	SIBAT/Pastoral Council	1998	Operational
	Guilayon, Tabuk, Kalinga	Lighting	2.000	KSAC-ANEC(Thesis)		Not Operational
	Dananao, Tinglayan, Kalinga	Lighting	30.000	SIBAT	1999	Operational
	Ngibat, Tinglayan, Kalinga	Lighting	5.000	MRDC	01/01/93	Operational
	Sumadel, Tinglayan, Kalinga	Lighting	50.000	LGU-Barangay		Requires add'l. funding
	Balintagan, Bauko, Mt. Province	Battery Charging	0.100		12/30/95	Operational
Poblacion, Natonin, Mt. Province	Lighting	1.200		01/01/91	Operational	
Poblacion, Natonin, Mt. Province	Battery Charging	0.100		11/01/95	Operational	
TOTAL			346.550	kW		

6. 3 最適な電化手法の選択

遠隔地域の電化には、配電線網拡充や独立型電源(太陽光、水力、バイオガス、ディーゼル等)による電化が考えられる。これらのうち、どの電化方式を採用するか、具体的な対象地域に対して、

対象地域の村落規模や電力需要および既存配電線からの距離等をパラメータに、割引率等を考慮した発電原価をもとにそれぞれの経済性を比較し電化方式を選択する手法が一般的である。ここでは、電化手法を選択するために必要となる経済性評価等に対する基本的な考え方について述べる。

1) 電化手法選択の基本的考え方

設備投資を行う場合、その経済性分析は非常に重用である。一度設備が建設されると、投下された設備は取り替えることはできない。従って、その前提になる設備計画では、各種の条件を洗い出して総合的に検討する必要がある。この場合、経済分析は、設備計画相互の計量化できる分野の検討に用いられる。この分析の特徴は、ある条件のもとで、代替設備計画に必要となる全ての費用を洗い出してケース検討を行い、それらの現在価値合計費用が最小となるケースを最適とし、計量化できない面にも配慮して計画決定が行われる。例えば、複雑な電源開発の場合でも、需要想定を対象に供給信頼度一定の下に、水力、火力および原子力など新規電源の緒元を多数用意し、補修計画配慮後の信頼度を満足するよう新規電源を投入し、新規電源の固定費と既設設備を含めた燃料費の現在価値合計が最小となるケースが電源開発のベストミックスと考えられる。これに引き替え、遠隔地域における再生可能エネルギー利用システム導入の経済性分析は非常に簡単であるが、分析の考え方はなんら変わらない。

<経済分析の考え方>

個人の場合でも企業の場合でも、設備投資(家などの購入を含む)を行う時、資金を銀行などから調達する。この調達資金は定められた期間内に返済されなければならない。返済方法には定額法や定率法など、更には特例を設けたものなど各種のものがある。いずれにしても、金利*i*の下で期間内の支払いの現在価値合計額は変わらない。例えば、調達資金*A*を、直ちに返済する場合、返済額は*A*に等しく、極端な場合として返済期間*n*年後に一括返済すると、その時の現在価値返済額は $A \times (1+i)^n / (1+i)^n = A$ となり返済額には何らの変わりはない。ただし、この時の返済額には当然のことながら金利を含む $A \times (1+i)^n$ の返済が必要となる。経済計算においては、借入れ返済額に金利を加えたものが返済期間を通じて毎年同額になる方法を用いると便利である。この場合、返済期間*n*年間の現在価値合計額*A*は、

$$A = \sum_{n=1}^n \frac{a}{(1+i)^n} = \frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n i} a \quad \text{となり、また } a \text{ は } a = \frac{(1+i)^n i}{(1+i)^n - 1} A \quad \text{となる。}$$

ここで、係数 $(1+i)^n i / ((1+i)^n - 1)$ を資本回収係数(CRF: Capital Recovery Factor)という。また、物価の上昇率(*f*)を検討しなければならない時、機器別の取り替えまでの期間の物価上昇として当初の取得原価に $(1+f)^n$ を考慮する。たとえば、太陽光発電システムを例にとりて検討してみる。太陽光発電システムは太陽電池、インバータ、コントローラやバッテリーなど寿命の異なる機器

から構成されているため、設備費は機器別の寿命を考慮した資本回収係数を適用して年経費を出し該当経費を集計して求められる。

この他、太陽光発電システムの運営維持のため、人件費や補修費などが必要となる。通常、前者の設備費は固定的な費用であるので固定費、後者の費用は機器の状態などによって変わるので可変費という。この固定費および可変費について太陽光発電システムに係る全ての費用を洗い出し、主要な機器の寿命、この場合は太陽電池モジュールの寿命である 20 年間に渡り算定する。更に、固定費と可変費を加えた年経費を金利 i によって、現在価値に換算し、耐用年数間の費用合計を求める。この費用合計に資本回収係数を乗じると、耐用年数間の均等化された費用が出る。物価上昇によって固定費や可変費が変動すると判断がしづらいのでこの様に均等化費用を使って原価を算定する。ここでは、配電線延長と太陽光発電システム導入の比較を、フィリピン内の一例を挙げて以下に示す。

A) 電力消費量の想定

他国の一般的な実績も参考にすると、遠隔地域で使用する負荷として、蛍光灯とテレビが主であり、その負荷機器の容量と使用時間を表6. 1に、また、1日の使用パターンを図6. 11に示す。

表6. 1 使用機器容量と使用時間

昼夜別	機器	容量[W] (a)	使用数 (b)	平均使用時間 (c)	効率 (d)	容量計[Wh] (a×b×c÷d)
夜間	蛍光灯	9	3	2	1.0	54.0
	テレビ	24	1	2	1.0	48.0
	夜間計	—	—	—	—	102.0

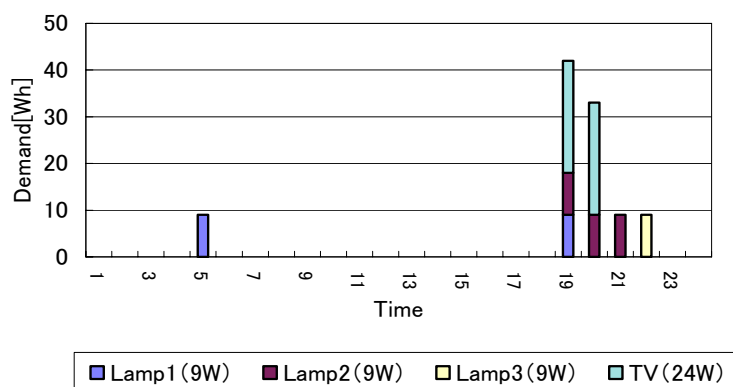


図6. 11 1日の想定負荷使用パターン

2) 発電原価の算出

ここでは太陽光発電システムと配電線延長との発電コストをもとに経済性を比較した。電力需要量は発電コストを比較するため、それぞれの発電方式とも同じとした。

A)配電線延長

前提条件を右の表に示す。

Grid Extension + Mini Grid		
Grid unit cost	475 P1000/km	
Length of Grid extension	25.0 km	
Grid extension cost	11,875 P1000	
Annual maintenance cost	10% of Grid cost 1187.5 P1000	
Electricity cost	0.004 P1000/kWh	
Transformer CIF (10kVA)	0 P1000	estimated
Transformer tax	0 46% of CIF	
Transformer market price	0 P1000	
Annual demand/household	37 kWh/year	
Total demand	6,329.1 kWh/year	
Daily demand	0.102 kWh/day	
No of household	170 households	
Length of distribution line per hh	0.05 km	estimated
Distribution cost	238 P1000/km	estimated
Service wire cost (20m)	1.5 P1000	
Distribution loss	8%	
Discount rate	6.5%	estimated
Calculation term	20 years	

この前提条件に基づいて、20年間の費用から発電コストを算出した結果を次の表6. 2に示す。この表から、25km配電線延長を行った場合、1日あたり 102wh/day の電力消費量の場合、発電コストは「0.37P1000/kWh」となる。

<Image of generated cost for grid extension>

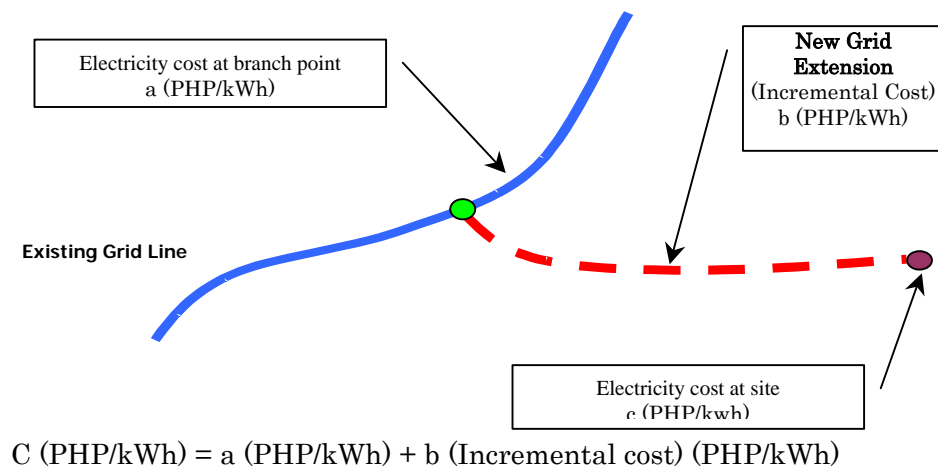


表6.2 配電線延長による発電コスト

	PW factor	Initial	Maintenance Elect. Cost	Total	Total PW	Demand	Demand PW
0	1.00	12,142		12,142	12,142		
1	0.94		1,188	25	1,213	1,139	5,943
2	0.88		1,188	25	1,213	1,069	5,580
3	0.83		1,188	25	1,213	1,004	5,240
4	0.78		1,188	25	1,213	943	4,920
5	0.73		1,188	25	1,213	885	4,619
6	0.69		1,188	25	1,213	831	4,338
7	0.64		1,188	25	1,213	780	4,073
8	0.60		1,188	25	1,213	733	3,824
9	0.57		1,188	25	1,213	688	3,591
10	0.53		1,188	25	1,213	646	3,372
11	0.50		1,188	25	1,213	607	3,166
12	0.47		1,188	25	1,213	570	2,973
13	0.44		1,188	25	1,213	535	2,791
14	0.41		1,188	25	1,213	502	2,621
15	0.39		1,188	25	1,213	472	2,461
16	0.37		1,188	25	1,213	443	2,311
17	0.34		1,188	25	1,213	416	2,170
18	0.32		1,188	25	1,213	390	2,037
19	0.30		1,188	25	1,213	367	1,913
20	0.28		1,188	25	1,213	344	1,796
						25,505 P1000	69,737 kWh

B) 太陽光発電システム

太陽光発電システム(SHS ベース)の導入で実施した場合を次に示す。

Module unit cost	0.1500 P1000/W		
Module cost	1,178 P1000		
Trans cost for module	79 P1000	System efficiency	60%
Insurance for module	5.98 P1000	Irradiation	4 kWh/m ² /day
Total system capacity	7,853 W		
Total module cost (CIF)	1,263 P1000		
Tax for module	126 P1000	Consecutive cloud da	3 days
Total module price	1,389 P1000	Depth of discharge	70%
System capacity/household	46 W	Battery voltage	12 V
Battery unit cost (200Ah)	14.00 P1000/piece	Day time demand	30% of daily demand
Battery lifetime	3 years	Other material costs	10% of system cost (CIF)
No of battery	29 pieces	Installation cost	20% of system cost (CIF)
Total battery cost	407 P1000		
Controller unit cost	0.35 P1000/Amp	Transportation cost	0.01 P1000/W for module from Europe
Controller capacity	628 Amp	Transportation cost	0.0025 P1000/W for controller from Europe
Controller cost	220 P1000	Transportation cost	0.0025 P1000/W for inverter from Europe
Trans cost for controller	20 P1000	Insurance ratio	0.5075% for module & controller
Insurance for controller	1.12 P1000		
Total controller cost (CIF)	241 P1000	Tax for module	10%
Tax for controller	10 P1000	Tax for controller	4%
Total controller price	250 P1000	Tax for inverter	4%
Controller lifetime	10 years		
Inverter unit cost	0.05 P1000/W		
Inverter capacity	7,853 W		
Inverter cost	393 P1000		
Trans cost for inverter	20 P1000		
Insurance for inverter	2.0 P1000		
Total inverter cost (CIF)	414 P1000		
Tax for inverter	17 P1000		
Total inverter price	431 P1000		
Inverter lifetime	10 years		
Annual maintenance cost	1% of system cost (CIF)		
System cost (CIF)	2,324 P1000	(module, battery, controller, inverter)	
Other iron materials and cable	232 P1000		
Installation cost	465 P1000		
Total system cost (CIF)	3,021 P1000		
Total system cost (CIF)/Wp	0.38 P1000/Wp		

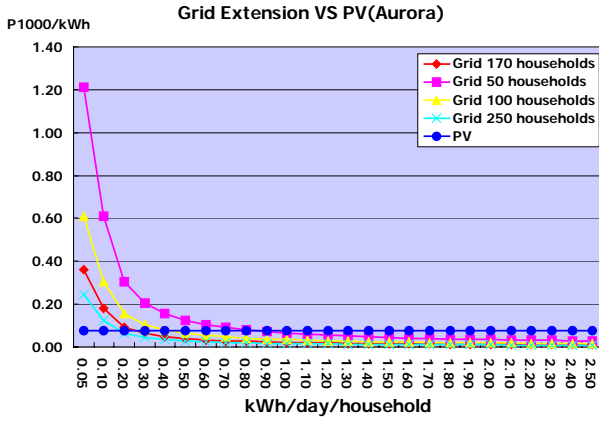
太陽光発電システムを導入した場合、1日あたり 102wh/day の電力消費量とした時には、発電コストは「0.08P1000/kWh」となる。

	PW factor	Initial	Maintenance	Total	Total PW	Demand	Demand PW
0	1.00	3,440		3,440	3,440		
1	0.94		23	23	22	6,329	5,943
2	0.88		23	23	20	6,329	5,580
3	0.83		23	23	19	6,329	5,240
4	0.78	406.5	23	430	334	6,329	4,920
5	0.73		23	23	17	6,329	4,619
6	0.69		23	23	16	6,329	4,338
7	0.64	406.5	23	430	277	6,329	4,073
8	0.60		23	23	14	6,329	3,824
9	0.57		23	23	13	6,329	3,591
10	0.53	406.5	23	430	229	6,329	3,372
11	0.50	681	23	704	352	6,329	3,166
12	0.47		23	23	11	6,329	2,973
13	0.44	406.5	23	430	190	6,329	2,791
14	0.41		23	23	10	6,329	2,621
15	0.39		23	23	9	6,329	2,461
16	0.37	406.5	23	430	157	6,329	2,311
17	0.34		23	23	8	6,329	2,170
18	0.32		23	23	7	6,329	2,037
19	0.30	406.5	23	430	130	6,329	1,913
20	0.28		23	23	7	6,329	1,796
					5,282	P1000	69,737

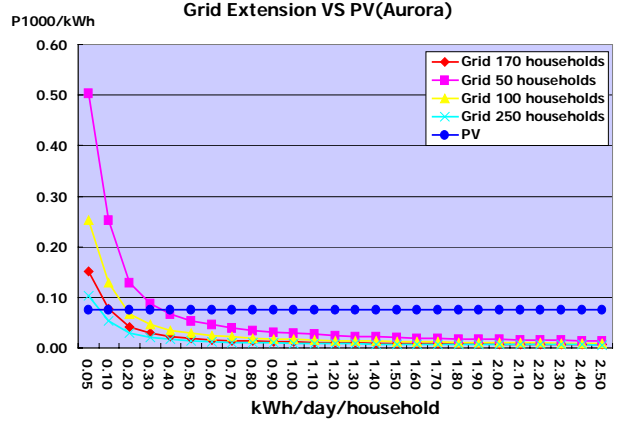
C) 感度分析

これまででは、太陽光発電の電力需要をベースにそれぞれの発電コストを比較してきた。しかし、それぞれの電力コストを推計するための前提条件は同じではなく、例えば、配電線延長の場合、延長距離を 25km と想定したが、延長距離が長短により、また、電力需要の大小によっても発電コストは変化する。そこで、ここでは電力需要を変化させた時の配電線延長と太陽光発電の発電コストの比較および需要を一定として配電線延長距離を変化させた時の電力コストと太陽光発電のコストの比較を行った。

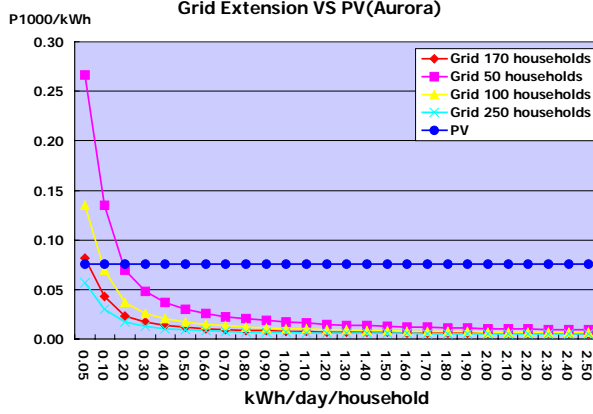
25km from Grid Line



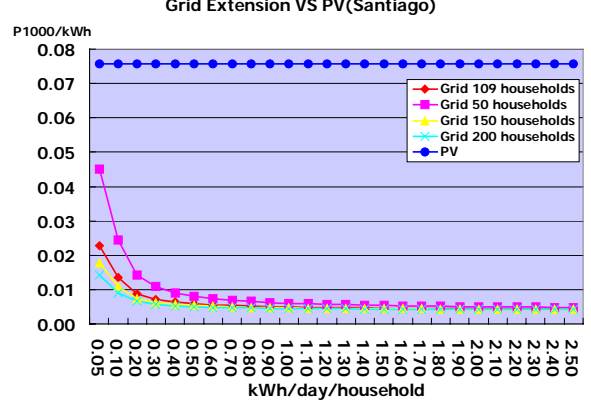
10km from Grid Line



5km from Grid Line



0.5km from Grid Line



このグラフから、

* 需要家数:170軒の場合

25km 配電線延長なら、「電力消費量:0.3 kWh/day」が配電線延長と太陽光発電との分岐点となるが、延長距離が 10km となると、「電力消費量:0.1kWh/day」まで下がる。5kmでは、「電力消費量:0.07kWh/day」となり、500m の延長では太陽光発電には優位性は見られない。

* 需要家数:50軒の場合

25km 配電線延長なら、「電力消費量:0.8kWh/day」が配電線延長と太陽光発電との分岐点となるが、延長距離が 10km となると、「電力消費量:0.4kWh/day」まで下がる。5kmでは、「電力消費量:0.2kWh/day」となり、500m の延長では太陽光発電には優位性は見られない。

このように、村落が配電線から離れるほど、家屋数が少なくなるほど独立型電源である太陽光発電の優位さが出てくるのがわかる。以下の図6. 12に電力消費量を「102Wh/day.戸」で固定した場合の、需要家数別の配電線延長距離と太陽光発電との発電コストの関係を示す。

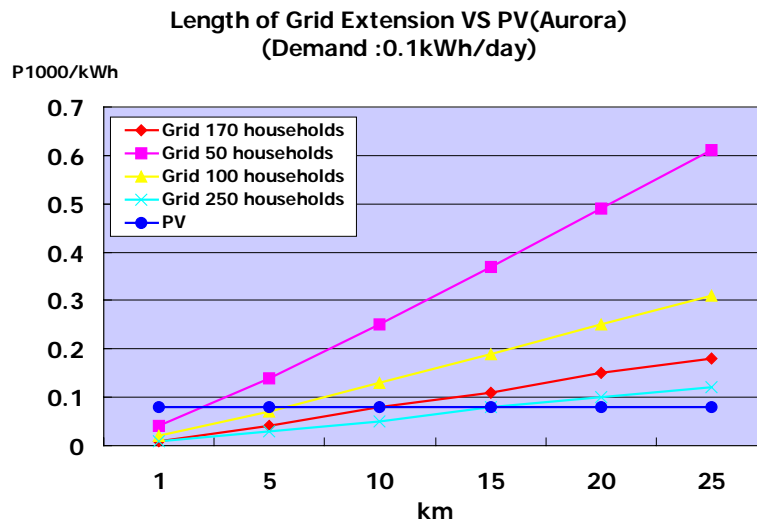


図6.12 需要家数別の配電線延長距離と太陽光発電との発電コスト

<遠隔地域の需要>

遠隔地域(特に Missionary 地域)の需要予測の基本的な考え方として、NEA と NPC-SPUG は過去5年間の実績データをもとにした将来10年間の需要予測を行っているが、Missionary 地域の需要予測は次のようなポイントを考慮して行われている。

- 5年間のプロジェクト期間中に、地域における全需要家の 25%を電化目標として見込むものとする。
- 家屋の密集しているような Barangay では、経済性に応じてディーゼル発電、風力、ハイブリッドおよび小水力のオプションが考えられている。基本ニーズをまかなう照明、ラジオやファンを4~6時間程度使用し、最大負荷で100W程度の負荷を想定する。
- 家屋が散乱しているような Barangay では、SHS(Solar Home System)が有効である。需要家のうち25%程度が太陽電池容量75Wp、残りの75%程度が50Wp程度と予想される。どちらのシステムも4時間程度の給電を考えている。また、300W程度のBCS(Battery Charge Station)は、約20軒程度の需要家のバッテリー充電ができSHSと相互補完が可能である。

これらの具体的な目安として、次のような区分けが検討されている。

- ① 需要家数 30 軒以下:SHS
- ② 30~60 軒:SHS と BCS の併用
- ③ 60 軒以上で全配電線網長 4km 以内:Mini Grid システムと BCS の併用

7 トレーニング

たとえば、独立電源として利用する太陽光発電システムでは、ケーブルの接続部分の緩みや接触不良などの簡単なトラブルによりシステムが停止することがある。このような簡単なトラブルでも、その原因の調査方法や改善方法を知らなければ長期のシステム停止になる。このようなトラブルや故障に対応できる技術者を養成することは、太陽光発電システムの長期・安定運転に重要である。

[技術者養成のポイント]

(1) 技術者養成プログラムの確立

再生可能エネルギー利用システムプロジェクトを推進するにあたっては、自国で技術者を養成することが重要となる。技術者の養成方法は種々の方法があるが、役割やレベルに応じて階層的に養成が行うことが望ましい。そのためには、階層別にプログラムを確立し、これに添って技術者養成を実施することが重要である。

(2) 適正な技術者の人選

システムの維持管理にあたる技術者は、システム形態や技術者に要求される技術レベルに応じて適正な基礎能力を有するとともに、仕事に対してまじめに取り組む人を選出することが重要となる。電気の知識を有している人材には、教育内容を簡素化できると共に、さらに高度な技術教育も可能になる。しかし、技術レベルが高くても、仕事をまじめにこなす人材でなければ、点検・保守などの内容が粗雑化し、利用者への維持管理サービスの質が低下することがある。

(3) インストラクターの養成

自国で再生可能エネルギー利用システムの技術者を養成するためには、その技術者に教育をおこなうトレーナーが必要になる。プロジェクトの初期には海外から専門家をトレーナーとして受け入れるケースもあるが、持続的に技術者養成を行うためには自国のトレーナーを養成することが重要となる。

(4) フォローアップ教育の実施

システムの維持管理を通して技術者の技術レベルは向上する面もあるが、余り使われない知識や技術は低下する面もある。技術者の技術レベルを一定に保ち、さらに新しい技術情報などを提供するために、最初に実施する教育のみでなく、定期的にフォローアップ教育を実施することが重要である。

<技術者の養成方法>

(1) 海外の技術者養成プログラムの受講

国際機関やメーカーなどでは再生可能エネルギー利用システムに係わる技術者養成プログラムを

作成し、広く受講生を受け入れているところがある。また、技術協力の一環として研修員を受け入れるプログラムを所有している国もある。それらのプログラムに技術者を派遣・受講させ、技術者教育を行う。プログラムの受講に当たっては、内容にあわせて適正な技術員を派遣する。

(2) 海外からの専門家招聘

海外から専門家を招き、専門家による技術トレーニングや講習会などを通じて、自国の技術者養成をおこなう。専門家の派遣に関しては技術協力の一環としてプログラムを有している国際機関や国があり、それらのプログラムを利用することも可能である。専門家を招く場合、どのような内容の技術移転または技術指導が必要であるか明確にしておくことが重要である。

(3) トレーニング機関での教育

専用のトレーニングコースを有するトレーニング機関で技術者養成をおこなう。トレーニング機関としては、再生可能エネルギー利用のトレーニングセンターを設立するケースと既存のトレーニングセンターや専門学校などを利用するケースがある。トレーニングコースは、自国の中で技術者養成が継続して実施できるように、技術者コースのみならず、トレーナーコースを設立してトレーナーの養成にも力をいれることが望ましい。

(4) 現場教育

プロジェクト実施村落などで、実際のシステムの設置工事や竣工検査、運転、点検保守などを通じて技術教育を実施する。現実性に富む内容となり、自分たちが維持管理するシステムへの理解を深めることができる。

(5) その他

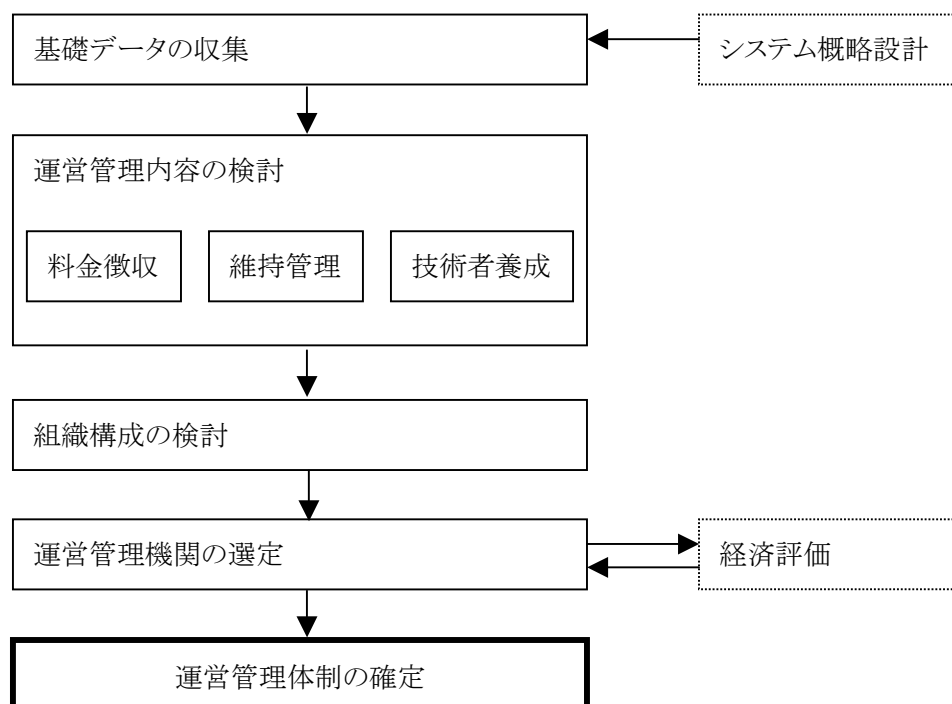
トレーニング機関が無い場合や、地方の技術者でトレーニング機関に召集することが難しい場合、再生可能エネルギー技術に関する技術講習会やセミナーの開催、施設見学や実地研修により教育を行う。地方レベルで技術者を集め、技術教育を実施する方法もある。

8 維持管理システムの確立

たとえば、太陽光発電システムを持続的に安定かつ適正に利用するためには定期的な点検・保守が必要である。また、故障やトラブルに対するサポートや交換部品の補給体制、料金徴収体制の構築が必要となる。これらの点検・保守や料金徴収などを適正に行うためには技術者や利用者への技術教育が重要である。したがって、持続可能なプロジェクトを形成するためにはプロジェクト管理、システムの維持管理、料金徴収・資金管理、技術者養成などの面から、担当する機関と役割を明確にするとともに、各機関が連携した運営管理体制を整える必要がある。運営管理体制の構築に当たっては、最初に基礎データを基にプロジェクトに適した運営管理方法を検討する。その運営

管理を実施するに当たって適した運営管理機関を選定し、最終的に、運営管理体制を確定する。

<運営管理体制構築の流れ>



<運営管理体制構築のポイント>

(1) 社会システムに適合した体制の構築

料金徴収や各種サービスの提供などは、地方電化においては一般的に実施されている。このような既存の方式やルールに従って運営管理体制を構築することは利用者にとってわかりやすいサービスを提供できることになる。また、村落内の組織や各村落を統括しているような組織がある場合は、そのような組織を利用して維持管理や料金徴収をまかせることも有効な方法である。

(2) 適正な運営管理機関の選定

地方に設置する再生可能エネルギー利用システムの運営管理にあたって、迅速かつ適正に運営管理が実施できるような運営管理機関を選定することが重要である。運営管理機関としては政府機関や既存の電力供給機関の他、NGO、協同組合、民間企業などの参加がある。既存の組織を利用するほうが、新しい組織を設立するより費用節減を図れる。

(3) 運営管理内容の下部組織への移管

運営管理は中央、地方、村落など階層的に実施することになる。中央や地方レベルの技術者が運営管理を行うことは、品質の高いサービスの提供が実施できる反面、時間や行動範囲に制約が伴うとともに、コスト高となる可能性が高い。また、遠隔地で発生したトラブルなどでは対応が遅れる可能性がある。一方、地方や村落レベルの技術者が運営管理を直接担当することは、サービスの内容に制限はあるものの、トラブルに対して早急な対応が可能となり、また、コスト削減につながると思われる。システムの形態や内容、村落の状況によっては村落レベルの運営管理は困難であるケースもあるが、村落レベルで運営管理が実施できる体制を整えることが望ましい。



Philippine
Power Development Plan (PDP)
策定マニュアル
(配電計画編)

第6巻 配電計画

1. はじめに

本マニュアルは、共和国法 9136 および電気事業法(Electric Power Industry Reform Act)(以下 EPIRA)において義務づけられた責任のもと、配電会社が効率的に配電設備施設計画(以下 DDP)を策定するためのものである。

DDP の準備は、配電線の拡充、改修、およびさらなる工事内容を決めるためのシミュレーションを繰り返し実施することにより行われる。それらの工事は配電会社の施設基準に適合しており、その基準を遵守することによって各配電会社は配電設備の将来に亘る供給信頼度を維持できることとなる。

2. フレームワーク

DOE の電気事業管理部門(EPIMB)は、その権限の一部として、配電会社の DDP の内容を評価する。それは、各配電会社が、各企業との競争環境下のもとで、プロジェクトの計画・提案を推進すること、および電力設備の建設に十分なリード・タイムを有する計画を策定することなどを促進するためである。

DOE は、次の各項目を考慮に入れて、DDP を評価する。それは、エネルギーセクタに対する政策、計画をまとめるために使用した仮定、及び、国および地方の資源の評価、資源開発計画、種々のエネルギー開発プロジェクトのスケジュールなど計画の一貫性についてである。

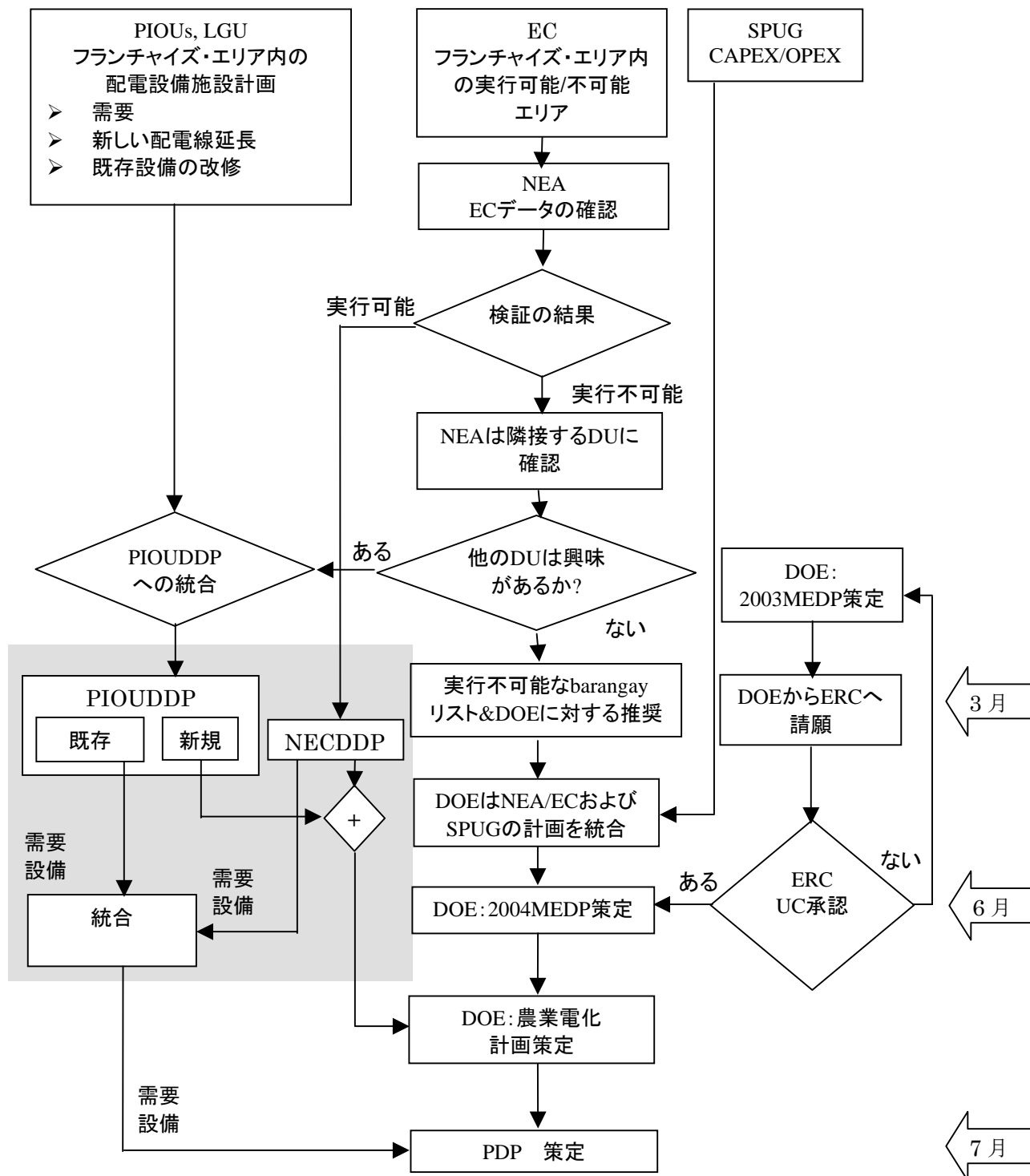
EPIMB は、さらに次の目的のためにそれぞれの配電会社によって提出された DDP に記述されたデータを使用する。

- 今後 10 年間のマクロ的電力需要予測を確認するため
- 需要予測にもとづいた供給計画をシミュレーションし、発電設備の開発リストを策定するため

シミュレーションの結果を評価した後に、必要に応じて、DOE は、関係する配電会社に詳細の解説と改善案の提出を要請する。EPIMB は DOE の承認、DDP の採用、および PDP/PEP への統合を毎年 6 月 30 日までに行うことを推奨する。

DDP が統合された PDP/PEP は、毎年 9 月 15 日あるいはそれ以前に議会に提出される。DDP

を準備するワークフローは以下のとおりである。



ワークフローにもとづいて各々の DU から集められたデータ項目は既存設備、長期計画および投資の3つに統合される。さらに、データを3つの主な地域(ルソン、ビサヤスおよびミンダナオ)に分割し、合計はフィリピン国として整理する。配電線および送電線のデータは、電圧レベルごとに線路互長で表される。変電所の変圧器データは、変圧器の容量ごとに整理される。

配電線、送電線および変電所変圧器の既存設備データは、[3.既存設備]に統合される。

配電線延長計画の長期予測データは、[4.長期計画]へ統合、整理される。その内訳は、設備拡充計画は[4.1 拡充]に、改修計画は[4.2 改修] に統合される。さらに、需要データは[4.3 の需要予測]に、供給データは、[4.4 の供給予測]にMWh単位で統合される。最後に、需要と供給の不平衡などのクリティカルコンディションデータは、[4.5 クリティカルコンディション]へ設備一覧データ別に分類して統合される。

それらの工事に必要な資本は、[5.投資]に項目ごと整理して記載される。ここでは、百万ペソ単位で表わされる。

3. 既存設備

- 既存設備数を把握し、認識する。
- 地域間の設備数の比較、電圧階級ごとの比較を行う。昨年の設備数との比較、配電線の伸び率の動向などを地域別および電圧階級別に分析する。
- さらに、それら動向の要因を考察し、論述する。

表 3-1. 既存設備の概要(配電線)

地域		設備数(Ckt-kms)
ルソン	230kV 以上	
	138kV 以上、230kV 未満	
	115kV 以上、138kV 未満	
	69kV 以上、115kV 未満	
	34.5kV 以上、69kV 未満	
	13.8kV 以上、34.5kV 未満	
	6.2kV 以上、13.8kV 未満	
	2.4kV 以上、6.2kV 未満	
ピサヤス	230kV 以上	
	138kV 以上、230kV 未満	
	115kV 以上、138kV 未満	
	69kV 以上、115kV 未満	
	34.5kV 以上、69kV 未満	
	13.8kV 以上、34.5kV 未満	
	6.2kV 以上、13.8kV 未満	
	2.4kV 以上、6.2kV 未満	
ミンダナオ	230kV 以上	
	138kV 以上、230kV 未満	
	115kV 以上、138kV 未満	
	69kV 以上、115kV 未満	
	34.5kV 以上、69kV 未満	
	13.8kV 以上、34.5kV 未満	
	6.2kV 以上、13.8kV 未満	
	2.4kV 以上、6.2kV 未満	
フィリピン	230kV 以上	
	138kV 以上、230kV 未満	
	115kV 以上、138kV 未満	
	69kV 以上、115kV 未満	
	34.5kV 以上、69kV 未満	
	13.8kV 以上、34.5kV 未満	
	6.2kV 以上、13.8kV 未満	
	2.4kV 以上、6.2kV 未満	

- 既存設備数を把握し、認識する。
- 地域間の設備数の比較、変圧器容量ごとの比較を行う。 昨年の設備数との比較、変圧器容量の伸び率の動向などを地域別および変圧器容量別に分析する。
- さらに、それら動向の要因を考察し、論述する。

表 3-2. 既存設備の概要(変圧器)

	地域	設備容量(MVA)
ルソン	変圧器容量 100 以上 の変圧器	
	変圧器容量 50 以上、100 未満の変圧器	
	変圧器容量 25 以上、50 未満 の変圧器	
	変圧器容量 10 以上、25 未満 の変圧器	
	変圧器容量 10 未満 の変圧器	
ビサヤス	変圧器容量 100 以上 の変圧器	
	変圧器容量 50 以上、100 未満の変圧器	
	変圧器容量 25 以上、50 未満 の変圧器	
	変圧器容量 10 以上、25 未満 の変圧器	
	変圧器容量 10 未満 の変圧器	
ミンダナオ	変圧器容量 100 以上 の変圧器	
	変圧器容量 50 以上、100 未満の変圧器	
	変圧器容量 25 以上、50 未満 の変圧器	
	変圧器容量 10 以上、25 未満 の変圧器	
	変圧器容量 10 未満 の変圧器	
フィリピン	変圧器容量 100 以上 の変圧器	
	変圧器容量 50 以上、100 未満の変圧器	
	変圧器容量 25 以上、50 未満 の変圧器	
	変圧器容量 10 以上、25 未満 の変圧器	
	変圧器容量 10 未満 の変圧器	

4. 長期計画

4.1 拡充

- 会計年度ごとの拡充計画値を把握し、認識する。
- 会計年度ごとの工事量の相違を把握する。合わせて、地域間の比較も行う。
- 地域ごとの工事量の相違を把握し、電圧階級ごとの比較も行う。
- 電圧階級ごとの工事量の相違を把握し、それぞれの伸び率を地域ごと、電圧階級ごとに分析する。
- さらに、各要因を考察し、論述する。

表 4-1. 配電線延長の概要(2003-2007) (Ckt-kms)

地域		2003	2004	2005	2006	2007
ルソン	230 kV 以上					
	138 kV-230kV					
	115 kV-138kV					
	69 kV-115kV					
	34.5 kV-69kV					
	13.8 kV-34.5kV					
	6.2 kV-13.8kV					
	2.4 kV-6.2kV					
	小計					
ビサヤス	230 kV 以上					
	138 kV-230kV					
	115 kV-138kV					
	69 kV-115kV					
	34.5 kV-69kV					
	13.8 kV-34.5kV					
	6.2 kV-13.8kV					
	2.4 kV-6.2kV					
	小計					
ミンダナオ	230 kV 以上					
	138 kV-230kV					
	115 kV-138kV					
	69 kV-115kV					
	34.5 kV-69kV					
	13.8 kV-34.5kV					
	6.2 kV-13.8kV					
	2.4 kV-6.2kV					
	小計					
フィリピン	230 kV 以上					
	138 kV-230kV					
	115 kV-138kV					
	69 kV-115kV					
	34.5 kV-69kV					
	13.8 kV-34.5kV					
	6.2 kV-13.8kV					
	2.4 kV-6.2kV					
	小計					

- 会計年度ごとの拡充計画値を把握し、認識する。
- 会計年度ごとの工事量の相違を把握する。合わせて、地域間の比較も行う。
- 地域ごとの工事量の相違を把握し、変圧器容量ごとの比較も行う。
- 変圧器容量ごとの工事量の相違を把握し、それぞれの伸び率を地域ごと、変圧器容量ごとに分析する。
- さらに、各要因を考察し、論述する。

表 4-2. 変圧器容量の概要(変圧器、2003-2007)(MVA)

地域		2003	2004	2005	2006	2007
ルソン	変圧器容量 100 以上					
	変圧器容量 50 以上 100 未満					
	変圧器容量 25 以上 50 未満					
	変圧器容量 10 以上 25 未満					
	変圧器容量 10 未満					
ビサヤス	変圧器容量 100 以上					
	変圧器容量 50 以上 100 未満					
	変圧器容量 25 以上 50 未満					
	変圧器容量 10 以上 25 未満					
	変圧器容量 10 未満					
ミンダナオ	変圧器容量 100 以上					
	変圧器容量 50 以上 100 未満					
	変圧器容量 25 以上 50 未満					
	変圧器容量 10 以上 25 未満					
	変圧器容量 10 未満					
フィリピン	変圧器容量 100 以上					
	変圧器容量 50 以上 100 未満					
	変圧器容量 25 以上 50 未満					
	変圧器容量 10 以上 25 未満					
	変圧器容量 10 未満					

4.2 改修

- 会計年度ごとの改修計画値を把握し、認識する。
- 会計年度ごとの工事量の相違を把握する。合わせて、地域間の比較も行う。
- 地域ごとの工事量の相違を把握し、電圧階級ごとの比較も行う。
- 電圧階級ごとの工事量の相違を把握し、それぞれの伸び率を地域ごと、電圧階級ごとに分析する。
- さらに、各要因を考察し、論述する。

表 4-3. 改修の概要(2003-2007)(Ckt-kms)

地域		2003	2004	2005	2006	2007
ルソン	230 kV 以上					
	138 kV-230kV					
	115 kV-138kV					
	69 kV-115kV					
	34.5 kV-69kV					
	13.8 kV-34.5kV					
	6.2 kV-13.8kV					
	2.4 kV-6.2kV					
小計						
ビサヤス	230 kV 以上					
	138 kV-230kV					
	115 kV-138kV					
	69 kV-115kV					
	34.5 kV-69kV					
	13.8 kV-34.5kV					
	6.2 kV-13.8kV					
	2.4 kV-6.2kV					
小計						
ミンダナオ	230 kV 以上					
	138 kV-230kV					
	115 kV-138kV					
	69 kV-115kV					
	34.5 kV-69kV					
	13.8 kV-34.5kV					
	6.2 kV-13.8kV					
	2.4 kV-6.2kV					
小計						
フィリピン	230 kV 以上					
	138 kV-230kV					
	115 kV-138kV					
	69 kV-115kV					
	34.5 kV-69kV					
	13.8 kV-34.5kV					
	6.2 kV-13.8kV					
	2.4 kV-6.2kV					
小計						

- 会計年度ごとの改修計画値を把握し、認識する。
- 会計年度ごとの工事量の相違を把握する。合わせて、地域間の比較も行う。
- 地域ごとの工事量の相違を把握し、変圧器容量ごとの比較も行う。
- 変圧器容量ごとの工事量の相違を把握し、それぞれの伸び率を地域ごと、変圧器容量ごとに分析する。
- さらに、各要因を考察し、論述する。

表 4-4. 撤去設備の概要 (変圧器、2003-2007)(MVA)

地域		2003	2004	2005	2006	2007
ルソン	変圧器容量 100 以上					
	変圧器容量 50 以上 100 未満					
	変圧器容量 25 以上 50 未満					
	変圧器容量 10 以上 25 未満					
	変圧器容量 10 未満					
ビサヤス	変圧器容量 100 以上					
	変圧器容量 50 以上 100 未満					
	変圧器容量 25 以上 50 未満					
	変圧器容量 10 以上 25 未満					
	変圧器容量 10 未満					
ミンダナオ	変圧器容量 100 以上					
	変圧器容量 50 以上 100 未満					
	変圧器容量 25 以上 50 未満					
	変圧器容量 10 以上 25 未満					
	変圧器容量 10 未満					
フィリピン	変圧器容量 100 以上					
	変圧器容量 50 以上 100 未満					
	変圧器容量 25 以上 50 未満					
	変圧器容量 10 以上 25 未満					
	変圧器容量 10 未満					

4.3 需要予測

- 会計年度ごとの需要予測値を把握し、認識する。地域間の比較を行う。地域ごとの需要の相違について分析し、論述する。
- 需要の種類ごとに比較を行う。それらの相違について分析し、論述する。
需要の伸び率を地域ごと、種類ごとに分析する。
- さらに、それらの要因を考察し、論述する。
- これらの電力量売上値は配電線からの値であり、送電線からのものは含まない。

表 4-5. 需要予測の概要(2003-2007)(MWH)

地域		2003	2004	2005	2006	2007
ルソン	需要家との直接取引					
	エネルギー消費量					
	購入および発電電力量					
ビサヤス	需要家との直接取引					
	エネルギー消費量					
	購入および発電電力量					
ミンダナオ	需要家との直接取引					
	エネルギー消費量					
	購入および発電電力量					
フィリピン	需要家との直接取引					
	エネルギー消費量					
	購入および発電電力量					

表 4-6. 需要予測の概要(2008-2012)(MWH)

地域		2008	2009	2010	2011	2012
ルソン	需要家との直接取引					
	エネルギー消費量					
	購入および発電電力量					
ビサヤス	需要家との直接取引					
	エネルギー消費量					
	購入および発電電力量					
ミンダナオ	需要家との直接取引					
	エネルギー消費量					
	購入および発電電力量					
フィリピン	需要家との直接取引					
	エネルギー消費量					
	購入および発電電力量					

4.4 供給予測

- 会計年度ごとの供給量の予測値を把握し、認識する。地域間の比較を行う。地域ごとの供給量の相違について分析し、論述する。
- あらゆる電力需要は、供給される容量によって測られる。それらの相違について分析し、論述する。電力供給するための拡充工事および改修工事の伸び率を地域ごとに分析する。
- さらに、それらの要因を考察し、論述する。
- これらの電力供給量は配電線からの値であり、送電線からのものは含まない。

表 4-7. 供給予測の概要(2003-2012)(kW、MWH)

地域		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ルソン	容量										
	エネルギー										
ビサヤス	容量										
	エネルギー										
ミンダナオ	容量										
	エネルギー										
フィリピン	容量										
	エネルギー										

表 4-8. 需要と供給の比較の概要(2003-2012)(kW、%、MWH)

地域		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ルソン	容量										
	容量マージン										
	エネルギー										
ビサヤス	容量										
	容量マージン										
	エネルギー										
ミンダナオ	容量										
	容量マージン										
	エネルギー										
フィリピン	容量										
	容量マージン										
	エネルギー										

4.5 クリティカルコンディション

- 会計年度別の供給力不足の量を想定する。また、地域ごとについても行う。地域ごとの相違を分析、論述する。
- 供給力不足にともなって、供給困難な地域および不足量を想定する。
- さらに、それらの要因を考察し、論述する。
- 基幹系統のデータと照合する。更に、将来予想されるクリティカルな状態を回避する方法を検討するため、関係者を集め、事前に準備・調整する事が必要である。

表 4-9. クリティカルコンディションの概要(2003-2007)

地域		2003	2004	2005	2006	2007
ルソン	変電用変圧器 供給支障(MVA)					
	配電線容量 供給支障(Ckt)					
ビサヤス	変電用変圧器 供給支障(MVA)					
	配電線容量 供給支障(Ckt)					
ミンダナオ	変電用変圧器 供給支障(MVA)					
	配電線容量 供給支障(Ckt)					
フィリピン	変電用変圧器 供給支障(MVA)					
	配電線容量 供給支障(Ckt)					

表 4-10. クリティカルコンディションの概要(2008-2012)

地域		2008	2009	2010	2011	2012
ルソン	変電用変圧器 供給支障(MVA)					
	配電線容量 供給支障(Ckt)					
ビサヤス	変電用変圧器 供給支障(MVA)					
	配電線容量 供給支障(Ckt)					
ミンダナオ	変電用変圧器 供給支障(MVA)					
	配電線容量 供給支障(Ckt)					
フィリピン	変電用変圧器 供給支障(MVA)					
	配電線容量 供給支障(Ckt)					

5. 投資

- 会計年度別に投資額を把握する。
- 地域別の投資規模の比較、工事内容の比較を実施する。 投資額の伸び率を昨年の投資計画と地域ごと、工事種類ごとに比較、分析する。
- 更に、理由を考察し、論述する。

表 5-1. 投資額の概要(2003-2007)(百万 PHP)

地域			2003	2004	2005	2006	2007	合計
ルソン	配電線/ 送電線	国内						
		海外						
	変電所	国内						
		海外						
	農村電化	国内						
		海外						
小計	国内							
	海外							
ビサヤス	配電線/ 送電線	国内						
		海外						
	変電所	国内						
		海外						
	農村電化	国内						
		海外						
小計	国内							
	海外							
ミンダナオ	配電線/ 送電線	国内						
		海外						
	変電所	国内						
		海外						
	農村電化	国内						
		海外						
小計	国内							
	海外							
フィリピン	配電線/ 送電線	国内						
		海外						
	変電所	国内						
		海外						
	農村電化	国内						
		海外						
小計	国内							
	海外							

6. 添付資料

6.1 NECDDP

6.2 PIOUSDP