

独立行政法人 国際協力機構

ベトナム社会主義共和国

ベトナム電力公社

ベトナム国

ピーク対応型電源最適化計画調査

ファイナルレポート

平成 16 年 6 月

東京電力株式会社
東電設計株式会社

経 済
J R
04-001

序 文

日本国政府は、ベトナム国政府の要請に基づき、同国のピーク対応型電源最適化計画調査を行うことを決定し、国際協力機構がこの調査を実施しました。

当機構は、平成14年12月から平成16年6月まで、6回にわたり東京電力株式会社伊東 雅幸氏を団長とし、同社と東電設計株式会社の団員により構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、ベトナム国政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査のご協力とご支援をいただいた関係者各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成16年6月

独立行政法人 国際協力機構
理 事 伊 沢 正

平成16年6月

独立行政法人 国際協力機構

理事 伊 沢 正 殿

伝 達 状

ベトナム国ピーク対応型電源最適化計画調査を終了いたしましたので、ここに最終報告書を提出いたします。本報告書は、ベトナム電力公社をはじめ、同国関係機関から表明された意見を反映させ、かつ、日本国側関係諸機関の助言も反映させております。

本報告書は、ベトナム国におけるピーク対応型電源開発の最適化について、長期電力設備開発計画とそれに伴う財務、環境側面から見た電源開発に関する提言を提示しております。電力需給予測を基にした電源構成比の最適化により、低廉かつ安定的な電力供給の確保に貢献し、かつ、本調査報告書が、今後の電源計画（第6次マスタープラン）に取り入れられることにより、ベトナム国全体の民生向上のみならず産業の発展にも大きく寄与するものと信ずるところであります。

この機会をお借りいたしまして、貴機構、外務省、経済産業省各位のご支援、ご指導に心より感謝申し上げます。また、ベトナム国政府、ベトナム電力公社をはじめとする関係諸機関各位、ならびに JICA ベトナム事務所、在ベトナム国日本大使館から、私どもの調査実施に際し、戴きましたご協力、ご支援に対しまして、厚く御礼申し上げます。

ベトナム国

ピーク対応型電源最適化計画調査団

団 長 伊 東 雅 幸



Base 802750A1 (C00082) 8-01

ベトナム社会主義共和国 位置図

ベトナム国
ピーク対応型電源最適化計画調査
ファイナルレポート

【レポートリスト】

ファイナルレポート

付属資料

添付資料 2-1	火力発電所運用特性
添付資料 3-1	第5次 M/P 改訂版需要予測
添付資料 3-2	ベトナム近隣諸国の日負荷曲線の推移
添付資料 3-3	回帰分析結果
添付資料 3-4	日負荷線予測結果
添付資料 4-1	ベトナム全土の広域地質
添付資料 4-2	自然保護地域と揚水素材地点の位置関係
添付資料 4-3	第1次現地踏査地点の調査結果
添付資料 4-4	B/C の算出方法
添付資料 4-5	第2次現地踏査地点の重要調査項目と環境チェックシート
添付資料 4-6-1	第2次現地踏査結果；JN3 地点
添付資料 4-6-2	第2次現地踏査結果；JN5 地点
添付資料 4-6-3	第2次現地踏査結果；P5 地点
添付資料 4-6-4	第2次現地踏査結果；JS6 地点
添付資料 4-7-1	Phu Yen East 地点の概念設計図
添付資料 4-7-2	Phu Yen East 地点の概算工事費
添付資料 4-7-3	Phu Yen East 地点の FIRR 算出結果
添付資料 4-8-1	Phu Yen West 地点の概念設計図
添付資料 4-8-2	Phu Yen West 地点の概算工事費
添付資料 4-9-1	Bac Ai 地点の概念設計図
添付資料 4-9-2	Bac Ai 地点の概算工事費
添付資料 5-1	Tri An 水力発電所増設計画の検討
添付資料 6-1	需給運用シミュレーション結果
添付資料 6-2	揚水発電所の送電方法の検討結果
添付資料 7-1-1	投資計画基礎データ（第5次 M/P 改訂版ベース）
添付資料 7-1-2	投資計画基礎データ（JICA Team）
添付資料 7-2-1	財務予測検討結果（Case 1; EVN 財務予測の財務条件適用）
添付資料 7-2-2	財務予測検討結果（Case 2; 財務条件見直し）

添付資料	9-1	揚水発電所計画の Pre-F/S 及び F/S の作業フロー
添付資料	10-1	解析プログラムの技術移転
添付資料	10-2-1	第1回ワークショップ議事次第
添付資料	10-2-2	第1回ワークショッププレゼンテーション資料
添付資料	10-3-1	第2回ワークショップ議事次第
添付資料	10-3-2	第2回ワークショッププレゼンテーション資料
添付資料	10-4-1	第3回ワークショップ議事次第
添付資料	10-4-2	第3回ワークショッププレゼンテーション資料

ファイナルレポート

【目次】

図表リスト

略号・単位

第 1 章	序論	
1.1	調査の背景・経緯	1-1
1.2	調査目的と実施内容	1-1
1.2.1	調査目的	1-1
1.2.2	調査対象地域	1-2
1.2.3	実施内容（TOR）	1-2
1.3	調査実施方針	1-3
1.3.1	調査業務区分と業務内容	1-3
1.3.2	調査業務フロー	1-3
1.4	調査体制および調査実績	1-5
1.4.1	カウンターパート機関	1-5
1.4.2	調査団の構成・分担	1-5
1.4.3	調査実績	1-5
第 2 章	電力設備開発の現状	
2.1	エネルギーセクター	2-1
2.1.1	組織体制	2-1
2.1.2	エネルギー資源	2-2
2.1.3	エネルギー開発計画	2-5
2.1.4	エネルギー需給計画	2-7
2.1.5	エネルギーセキュリティ	2-7
2.2	電力セクター	2-8
2.2.1	組織体制	2-8
2.2.2	電力需要	2-9
2.2.3	電源設備	2-16
2.2.4	送電システム	2-24
2.2.5	系統運用管理および SCADA 運用	2-31
2.2.6	電気料金システム	2-32
2.2.7	EVN 財務状況	2-38

2.3	関連施策	2-41
2.3.1	電力セクター関連	2-41
2.3.2	環境関連	2-45
第3章	電力設備開発計画(No.5 M/P 改訂版)の現状と評価	
3.1	電力需要予測の現状と評価	3-1
3.1.1	ベトナム国における電力需要予測	3-1
3.1.2	電力需要予測の妥当性の確認	3-4
3.2	電源開発計画の現状と評価	3-14
3.2.1	電源開発計画	3-14
3.2.2	需給バランス	3-19
3.3	送電システム拡充計画の現状と評価	3-21
3.3.1	送電システム拡張計画の現況	3-21
3.3.2	送電システム拡張計画の評価	3-24
3.4	EVN 財務予測	3-26
3.4.1	損益計画	3-26
3.4.2	資金計画	3-31
3.4.3	EVN の財務予測に関する総括	3-34
第4章	揚水素材地点の抽出・評価	
4.1	揚水発電所の機能と役割	4-1
4.2	揚水素材地点の抽出	4-3
4.2.1	揚水発電開発候補地点選定基準の設定	4-3
4.2.2	図上検討	4-5
4.2.3	第1次現地調査	4-8
4.2.4	第2次現地調査	4-13
4.2.5	優先揚水発電開発候補地点の選定	4-41
4.3	優先揚水発電開発施設の概念設計	4-49
4.3.1	最適開発規模の検討	4-49
4.3.2	優先揚水発電所開発候補地点の概念設計	4-53
4.3.3	Phu Yen West, Bac Ai 地点の概念設計	4-69
第5章	各種電源のピーク供給力としての導入可能性	
5.1	ピーク供給力としての一般水力の開発可能性	5-1
5.1.1	既設水力発電所の運用状況と本件調査の目的	5-1
5.1.2	既設 Tri An 発電所の増設によるピーク供給力の開発	5-7
5.1.3	北部水力発電所の開発計画のレビュー	5-7

5.2	その他電源の導入可能性.....	5-16
5.2.1	北部ガス火力の導入可能性	5-16
5.2.2	南部石炭火力の導入可能性	5-16

第6章 ピーク対応型電源最適化計画

6.1	予備検討.....	6-1
6.1.1	電源構成最適化シミュレーションの検討方法	6-1
6.1.2	スクリーニングによる各種電源の経済性比較	6-1
6.1.3	ピーク需要の現状と想定	6-3
6.1.4	供給信頼度に基づく適正供給予備力の検討	6-6
6.2	最適電源構成の検討.....	6-10
6.2.1	電源開発シナリオの設定	6-10
6.2.2	供給信頼度基準に従った必要設備量	6-19
6.2.3	2015年ピーク需要対応電源の最適化検討	6-23
6.2.4	2020年ピーク需要対応電源の最適化検討	6-28
6.2.5	揚水発電所最適池時間の検討	6-46
6.2.6	南北連系効果の検討	6-47
6.2.7	2020年最適電源構成の検討	6-48
6.2.8	揚水発電所最適導入量の持続性検討	6-55
6.3	系統信頼性の検討.....	6-59
6.3.1	系統信頼性の検討方法	6-59
6.3.2	検討条件	6-59
6.3.3	2020年の500kV系統の最適化検討	6-60
6.3.4	北部揚水発電所の送電方法の検討	6-70

第7章 投資計画と財務予測

7.1	長期投資計画.....	7-1
7.1.1	No.5 M/P 改訂版に基づく投資計画	7-1
7.1.2	本調査結果の最適開発計画に基づく投資計画	7-5
7.2	財務予測.....	7-8
7.2.1	財務予測における環境分析	7-8
7.2.2	財務予測	7-10
7.2.3	財務予測結果	7-11
7.2.4	資金調達方法に関する提言	7-22

第 8 章	グローバルな視点に立った環境への配慮	
8.1	電源開発に当たって配慮すべき事項	8-1
8.1.1	戦略的環境影響評価 (SEA)	8-1
8.1.2	環境影響評価 (EIA)	8-5
8.1.3	日本の ODA と環境社会配慮	8-7
8.2	ピーク需要抑制政策 (DSM)	8-8
8.2.1	ベトナム国における DSM の現状と計画	8-8
8.2.2	ASEAN 諸国ならびに日本の事例	8-9
第 9 章	本調査における提言	
9.1	長期電力設備開発計画に関する提言	9-1
9.1.1	電源開発計画に関する提言	9-1
9.1.2	送電システム拡充計画に関する提言	9-3
9.2	環境側面から見た電源開発に関する提言	9-4
9.2.1	電源開発シナリオ	9-4
9.2.2	環境社会配慮の実践	9-6
9.3	財務的観点からの EVN の評価、将来的な課題と提言	9-7
第 10 章	技術移転	
10.1	揚水素材地点抽出評価	10-1
10.1.1	調査設計	10-1
10.1.2	社会環境配慮	10-1
10.2	計画技術	10-1
10.2.1	ベトナム側の対応状況	10-2
10.2.2	プログラムの供与	10-2
10.3	ワークショップの開催	10-3
10.3.1	第 1 回ワークショップ (W/S) の開催	10-3
10.3.2	第 2 回ワークショップ (W/S) の開催	10-4
10.3.3	第 3 回ワークショップ (W/S) の開催	10-5

表リスト

表 1-3-1	作業工程計画	1-4
表 1-4-1	各作業段階における作業内容と実施時期	1-7
表 2-1-1	水力開発可能量	2-2
表 2-1-2	ガス開発状況	2-4
表 2-1-3	石炭埋蔵量	2-5
表 2-1-4	紅河デルタ炭素総括表	2-5
表 2-1-5	石油・ガス開発計画	2-6
表 2-1-6	石炭開発計画	2-7
表 2-1-7	一次エネルギー需給計画(Base Scenario)	2-7
表 2-1-8	一次エネルギーセキュリティバランス(Base Scenario)	2-8
表 2-2-1	マクロ経済指標の推移	2-10
表 2-2-2	既設発電設備一覧(2002 年末時点)	2-17
表 2-2-3	火力発電所定期点検状況	2-21
表 2-2-4	火力発電所熱効率	2-21
表 2-2-5	諸外国との電力融通計画	2-22
表 2-2-6	500kV 送電線	2-27
表 2-2-7	500kV 変電所設備	2-27
表 2-2-8	500kV 送電線の事故統計	2-29
表 2-2-9	500kV 変電所の送電および受電電力量(1994 年 7 月から 1999 年 8 月実績)	2-30
表 2-2-10	500kV 変電所最大負荷	2-30
表 2-2-11	EVN 電気料金体系	2-35
表 2-2-12	電気料金改定スケジュール	2-38
表 2-2-13	EVN 連結損益計算書	2-38
表 2-2-14	EVN 連結貸借対照表	2-39
表 2-2-15	EVN 連結キャッシュフロー	2-40
表 2-3-1	世界銀行の電力セクター関連プロジェクト	2-42
表 2-3-2	ADB の電力セクター関連プロジェクト	2-43
表 2-3-3	JBIC の電力セクター関連プロジェクト	2-44
表 3-1-1	経済成長シナリオ	3-2
表 3-1-2	電力需要予測	3-3
表 3-1-3	回帰分析結果	3-6
表 3-1-4	目的変数一覧	3-9
表 3-1-5	説明変数一覧	3-9
表 3-2-1	電源開発計画(第 5 次マスタープラン改訂版:ベースケース)	3-15
表 3-3-1	IE の計画による 2020 年のベトナム国の 500kV 送電線	3-23
表 3-3-2	IE による 2010 年までの 500kV 変圧器新增設計画	3-24

表 3-3-3	500kV 送電線の融通電力の上限(現状の 2020 年系統計画)	3-25
表 3-4-1	電気料金の改定スケジュール	3-27
表 3-4-2	発電・買電量(第 5 次マスタープラン改訂版)	3-27
表 3-4-3	電源開発計画(第 5 次マスタープラン改訂版)	3-27
表 3-4-4	EVN 予測連結損益計算書	3-29
表 3-4-5	電力需要の伸びと料金値上げの推移	3-30
表 3-4-6	EVN 予測連結キャッシュフロー計算書	3-31
表 3-4-7	事業活動によるキャッシュフロー	3-33
表 3-4-8	世銀, ADB との合意による財務指標	3-33
表 4-2-1	揚水開発地点の選定基準	4-4
表 4-2-2	揚水開発候補地点一覧表	4-6
表 4-2-3	現地調査実施地点	4-6
表 4-2-4	第 1 次現地調査実績行程	4-8
表 4-2-5	自然・社会環境評価	4-9
表 4-2-6	総合評価基準	4-9
表 4-2-7	第 1 次現地調査結果集約表(1/3)	4-10
表 4-2-7	第 1 次現地調査結果集約表(2/3)	4-11
表 4-2-7	第 1 次現地調査結果集約表(3/3)	4-12
表 4-2-8	第 2 次現地調査実績行程	4-14
表 4-2-9	影響を受ける可能性のある村落のデータ	4-24
表 4-2-10	各村の影響について	4-25
表 4-2-11	第 2 次現地調査で判明した主な課題	4-42
表 4-2-12	揚水発電開発候補地点の計画諸元	4-43
表 4-2-13	揚水優先開発候補地点の総合評価	4-48
表 4-3-1	設定条件	4-50
表 4-3-2	最適規模の比較検討ケース(Phu Yen East)	4-51
表 4-3-3	kW 当たりの建設コスト検討結果	4-51
表 4-3-4	最適開発規模の検討結果	4-52
表 4-3-5	Phu Yen East 地点の計画諸元	4-54
表 4-3-6	Phu Yen East 地点の概算工事費	4-64
表 4-3-7	単機出力毎の発電機器コスト	4-65
表 4-3-8	PSPP の開発標準工程表	4-68
表 4-3-9	Phu Yen East 地点の FIRR 算定条件	4-69
表 4-3-10	Phu Yen West, Bac Ai 地点の計画諸元	4-70
表 4-3-11	Phu Yen West, Bac Ai 地点の概算工事費	4-75
表 5-1-1	Tri An 水力発電所の主要諸元	5-3
表 5-1-2	増設の有無による貯水池運用の検討結果	5-4
表 5-1-3	Tri An 発電所増設計画の主要諸元	5-6
表 5-1-4	Da 川水系の水力発電開発計画	5-7

表 5-1-5	Ban Chat, Huoi Quang 発電所の主要諸元	5-8
表 5-1-6	Ban Chat, Huoi Quang ダム地点の各月平均流量(1966-1995)	5-8
表 5-1-7	Ban Chat, Huoi Quang ダム地点の蒸発散量	5-8
表 5-1-8	検討ケース一覧	5-9
表 5-1-9	シミュレーション結果	5-10
表 5-1-10	概算工事費	5-11
表 5-1-11	経済性評価結果	5-15
表 5-2-1	石炭の取引価格	5-17
表 5-2-2	専用港湾規模の諸元	5-18
表 5-2-3	南部石炭火力発電所 開発候補地点抽出評価結果	5-18
表 5-2-4	3 地点の建設費	5-23
表 5-2-5	燃料費の算出根拠	5-24
表 5-2-6	発電原価一覧	5-24
表 6-1-1	PDPAT II の特徴	6-1
表 6-1-2	設定条件	6-2
表 6-2-1	開発シナリオ	6-10
表 6-2-2	需要比較一覧表	6-12
表 6-2-3	年間補修日数	6-14
表 6-2-4	各種電源の燃料費	6-14
表 6-2-5	建設単価と経費関連データ	6-15
表 6-2-6	第 5 次マスタープラン改訂版の設備量	6-19
表 6-2-7	供給信頼度基準に合わせた必要設備量	6-21
表 6-2-8	系統連系を考慮した供給信頼度基準に合わせた必要設備量	6-21
表 6-2-9	第 5 次マスタープラン改訂版との必要設備量の比較	6-22
表 6-2-10	2015 年における最適構成比率と年経費	6-23
表 6-2-11	2015 年における系統連系容量と年経費	6-24
表 6-2-12	Son La 遅延の影響	6-24
表 6-2-13	燃料単価	6-27
表 6-2-14	燃料費を 2 倍とした場合の年経費の増加(2015 年)	6-27
表 6-2-15	2020 年における最適構成比率と年経費	6-28
表 6-2-16	燃料単価	6-41
表 6-2-17	燃料費を 2 倍とした場合の年経費の増加(2020 年)	6-41
表 6-2-18	実現可能な最経済的な電源構成 2020 年	6-45
表 6-2-19	連系容量と年会費削減効果	6-47
表 6-2-20	電源開発スケジュール(第 5 次マスタープラン改訂版)	6-51
表 6-2-21	電源開発スケジュール(ピークシフト需要ケース)	6-51
表 6-2-22	電源開発スケジュール(IE 想定需要ケース; Base Case)	6-51
表 6-2-23	電源開発スケジュール(ピークシフト需要; 石炭供給制限)	6-52

表 6-2-24	電源開発スケジュール(IE 需要想定ケース; High Case).....	6-52
表 6-2-25	M/P 需要の差異.....	6-53
表 6-2-26	2040 年の需要想定.....	6-55
表 6-3-1	EVN の計画による 2010 年までの 500kV 系統の増強ステップ.....	6-61
表 6-3-2	N-0 基準における EVN 計画の 2020 年の 500kV 系統の限界潮流の確認条件.....	6-63
表 6-3-3	EVN の計画の 2020 年の 500kV 系統の評価.....	6-65
表 6-3-4	北部中部間 2 回線かつ中部南部間 3 回線の検討結果.....	6-66
表 6-3-5	北部中部間 3 回線かつ中部南部間 3 回線の検討結果.....	6-67
表 6-3-6	北部中部間 3 回線, 中部南部間 4 回線, 北部グリッド内 1 回線新設の検討結果.....	6-68
表 6-3-7	2020 年までの 500kV 系統の増強ケースの検討のまとめ.....	6-69
表 6-3-8	北部系統の揚水発電所サイトの案.....	6-70
表 6-3-9	送電設備のコスト.....	6-71
表 6-3-10	北部ルート上各接続点に 1 回線で接続した場合の電力損失の比較.....	6-72
表 6-3-11	北部ルート上各接続点に 2 回線で接続した場合の電力損失の比較.....	6-73
表 6-3-12	2 回線で接続した場合の電力損失の比較.....	6-73
表 7-1-1	電力設備投資の年度展開(No. 5 th M/P 改訂版).....	7-3
表 7-1-2	各発電所の発生電力量の年度展開(No. 5 th M/P 改訂版).....	7-3
表 7-1-3	運転維持費用の年度展開(No. 5 th M/P 改訂版).....	7-4
表 7-1-4	燃料費の年度展開(No. 5 th M/P 改訂版).....	7-4
表 7-1-5	電力購入費の年度展開(No. 5 th M/P 改訂版).....	7-4
表 7-1-6	電力設備投資の年度展開(JICA Team).....	7-6
表 7-1-7	各発電所の発生電力量の年度展開(JICA Team).....	7-6
表 7-1-8	運転維持費用の年度展開(JICA Team).....	7-7
表 7-1-9	燃料費の年度展開(JICA Team).....	7-7
表 7-1-10	電力購入費の年度展開(JICA Team).....	7-7
表 7-2-1	EVN の組織体制.....	7-8
表 7-2-2	電力セクター改革における行程.....	7-9
表 7-2-3	年間販売電力量.....	7-11
表 7-2-4	年間利益の配分方法.....	7-13
表 7-2-5	ケース 1: 予測損益計算書.....	7-14
表 7-2-6	ケース 1: 予測キャッシュフロー計算書.....	7-16
表 7-2-7	ケース 2: 予測損益計算書.....	7-18
表 7-2-8	ケース 2: 予測キャッシュフロー計算書.....	7-20
表 8-1-1	各電源開発オプションの環境面での影響.....	8-2
表 8-2-1	Phase- II DSM プログラム一覧.....	8-8
表 8-2-2	タイの DSM プログラム一覧.....	8-9
表 8-2-3	タイにおける DSM の目標と実績.....	8-9
表 8-2-4	インドネシアにおける DSM への取り組み.....	8-10
表 8-2-5	フィリピンの DSM プログラム.....	8-10
表 8-2-6	日本の DSM 活動体系.....	8-11

表 8-2-7	日本の負荷調整契約.....	8-12
表 10-2-1	セミナー実績行程.....	10-2

図リスト

図 1-3-1	調査業務区分と業務内容	1-3
図 1-4-1	調査業務実績工程	1-6
図 2-1-1	エネルギーセクター組織図	2-1
図 2-1-2	石油・ガス資源分布	2-3
図 2-2-1	EVN 組織図	2-9
図 2-2-2	月別・地域別気象変化	2-10
図 2-2-3	需要家別電力消費量の推移	2-11
図 2-2-4	地域別需要家別電力消費量の推移	2-12
図 2-2-5	地域別年間最大電力並びに年負荷率の推移	2-13
図 2-2-6	月別発電電力量の推移	2-13
図 2-2-7	月別最大電力の推移	2-14
図 2-2-8	日負荷曲線の推移(年間平均値)	2-15
図 2-2-9	曜日別日負荷曲線(2002 年平均値)	2-15
図 2-2-10	発電設備図(2002 年末時点)	2-18
図 2-2-11	月別最大出力(90%確率)	2-19
図 2-2-12	貯水池運用曲線	2-20
図 2-2-13	Hoa Binh 発電所 8 月運転実績(1996-2001 の平均)	2-21
図 2-2-14	Son La 開発に伴う Hoa Binh 発電所月別最大出力の変化(90%確率)	2-23
図 2-2-15	電力系統図(2002 年末時点)	2-25
図 2-2-16	2002 年の 500kV および 220kV 系統	2-26
図 2-2-17	EVN の給電指令体制	2-31
図 2-2-18	ベトナムの電気料金体系	2-32
図 2-2-19	電気料金改定のプロセス	2-33
図 2-2-20	配電会社(Power Company)の供給エリア区分	2-34
図 3-1-1	EVN の需要想定フロー	3-1
図 3-1-2	電力消費量予測結果(全国、ベースケース)	3-3
図 3-1-3	GDP per capita と Electricity Intensity の関係	3-4
図 3-1-4	ベトナムの回帰結果	3-6
図 3-1-5	IE による電力消費量予測の検証結果	3-6
図 3-1-6	日負荷曲線予測の検討概念	3-8
図 3-1-7	回帰結果の一例(1999 年最大日)	3-10
図 3-1-8	年平均日負荷曲線予測(地域別)	3-12
図 3-1-9	月別・タイプ別日負荷曲線予測(北部地域)	3-13
図 3-1-10	発電電力量・最大電力及び年間負荷率の予測(全国)	3-13
図 3-2-1	電源開発計画(第 5 次マスタープラン改訂版:ベースケース)	3-18

図 3-2-2	需給(kW)バランス(第5次マスタープラン改訂版).....	3-20
図 3-3-1	2020年のベトナム国の電力系統.....	3-22
図 3-4-1	EVN 予測連結売上高及び純利益.....	3-29
図 3-4-2	EVN キャッシュフローの推移 (1).....	3-32
図 3-4-3	EVN キャッシュフローの推移 (2).....	3-32
図 4-1-1	揚水発電所の概要図.....	4-1
図 4-1-2	揚水発電所による日負荷曲線の平準化.....	4-2
図 4-1-3	停止 8 時間後に再運転した場合の起動時間.....	4-3
図 4-2-1	現地調査実施箇所位置図.....	4-7
図 4-2-2	JN3 周辺地図.....	4-20
図 4-2-3	JN5 地点上部ダム・調整池.....	4-21
図 4-2-4	JN5 周辺地図.....	4-28
図 4-2-5	P5 周辺地図.....	4-33
図 4-2-6	JS6 周辺地図.....	4-40
図 4-2-7	Phu Yen East (JN3) 地点概略レイアウト.....	4-44
図 4-2-8	Phu Yen West (JN5) 地点概略レイアウト.....	4-45
図 4-2-9	Bac Ai (JS6) 地点概略レイアウト.....	4-46
図 4-3-1	設備出力と kW 当たりの建設単価の関係.....	4-52
図 4-3-2	最適開発規模の検討結果 (Coal Case, Hydro Case).....	4-53
図 4-3-3	Phu Yen East 地点の計画平面図.....	4-55
図 4-3-4	Phu Yen East 地点の計画縦断図.....	4-56
図 4-3-5	発電計画の設計フロー.....	4-58
図 4-3-6	上部調整池の水位容量曲線.....	4-59
図 4-3-7	下部調整池の水位容量曲線.....	4-62
図 4-3-8	発電機の選定基準実績.....	4-63
図 4-3-9	Phu Yen West 地点の計画平面図.....	4-71
図 4-3-10	Phu Yen West 地点の計画縦断図.....	4-72
図 4-3-11	Bac Ai 地点の計画平面図.....	4-73
図 4-3-12	Bac Ai 地点の計画縦断図.....	4-74
図 5-1-1	Tri An 発電所の発電流量と無効放流量.....	5-2
図 5-1-2	Hoa Binh 発電所の貯水池水位、発電流量、無効放流量.....	5-2
図 5-1-3	B/C 手法による最適規模.....	5-12
図 5-1-4	各月の日運転時間(ベースケース).....	5-13
図 5-1-5	各月のピーク・ベース可能出力(ベースケース).....	5-14
図 5-1-6	Ban Chat, Huoi Quang 発電所の開発規模の検討結果.....	5-15
図 5-2-1	ベトナム南部地域石炭火力発電所開発候補地点.....	5-19
図 5-2-2	Phong So 石炭火力発電所レイアウト.....	5-20

図 5-2-3	Vinh Hy 石炭火力発電所レイアウト	5-21
図 5-2-4	Son Hai 石炭火力発電所レイアウト	5-22
図 6-1-1	発電原価と設備利用率の関係 2020 年 揚水原資;石炭(Case 1)	6-2
図 6-1-2	利用率毎の年経費 2020 年 揚水原資;石炭(Case 1)	6-2
図 6-1-3	日負荷曲線(最大電力発生日)	6-3
図 6-1-4	日負荷曲線(平日平均)	6-3
図 6-1-5	年間電力持続曲線	6-4
図 6-1-6	日負荷曲線の変化予測(負担率 64%vs.71%)	6-4
図 6-1-7	ピークシフト考慮日負荷曲線2020年(最大電力発生日)	6-5
図 6-1-8	ピーク需要継続時間(2015 年)	6-5
図 6-1-9	供給信頼度と供給予備力の関係(2020 年)	6-6
図 6-1-10	供給信頼度と供給予備力の関係 北部系統 連系なし 2020 年	6-7
図 6-1-11	供給信頼度と供給予備力の関係 中南部系統 連系なし 2020 年	6-7
図 6-1-12	北部と南部の系統連系容量と設備削減量の関係	6-8
図 6-1-13	北部系統の需要バランス連系容量2,200MW(2020 年)	6-9
図 6-2-1	出水変動確率分布図	6-13
図 6-2-2	北部および中南部系統の電源構成比率(2020 年)	6-16
図 6-2-3	北部系統における各月の需給バランス(2020 年)	6-17
図 6-2-4	ピークシフト有無による電源構成比率(2015 年, 2020 年)	6-18
図 6-2-5	第 5 次マスタープラン改訂版の需給バランス	6-19
図 6-2-6	第 5 次マスタープラン改訂版の設備構成	6-20
図 6-2-7	供給力バランスの比較(ピークシフト考慮 連系容量 1,300MW)	6-25
図 6-2-8	揚水発電の導入量と年経費の関係(連系容量 1,300MW 2015 年)	6-26
図 6-2-9	統一系統での揚水発電導入量と年経費の関係	6-29
図 6-2-10	揚水発電導入量(北部系統)と年経費の関係 ピークシフト需要 連系容量 1,300MW (2020 年)	6-30
図 6-2-11	揚水発電導入量と固定費の関係 連系容量 1,300MW	6-31
図 6-2-12	揚水発電導入量と燃料費の関係 連系容量 1,300MW	6-31
図 6-2-13	日負荷の需給運用シミュレーション結果(揚水導入前の運用状況)	6-32
図 6-2-14	日負荷の需給運用シミュレーション結果(北部系統へ揚水発電 3.5% (1,500MW) 導入したケース)	6-33
図 6-2-15	揚水発電導入量(中南部系統)と年経費の関係 IE 想定需要 連系容量 1,300MW (2020 年)	6-34
図 6-2-16	ピークシフト考慮 2020 年 12 月 揚水発電中南部系統へ 0.6%導入	6-35
図 6-2-17	ピークシフト考慮 2020 年 12 月 揚水発電中南部系統へ 4.7%導入	6-35
図 6-2-18	中南部系統への GT 導入量と年経費	6-36
図 6-2-19	GT 導入量と固定費	6-36
図 6-2-20	GT 導入量と燃料費	6-36

図 6-2-21	中南部系統へGT3.5%導入時の需給状況連系1,300MW 2020年5月	6-37
図 6-2-22	中南部系統へGT3.5%導入時の需給状況連系1,300MW 2020年12月	6-37
図 6-2-23	揚水発電導入量(北部系統)と年経費の関係 IE 想定需要 連系容量1,300MW 2020年	6-38
図 6-2-24	揚水発電導入量と固定費の関係 連系容量1,300MW	6-38
図 6-2-25	揚水発電導入量と燃料費の関係 連系容量1,300MW	6-38
図 6-2-26	揚水発電導入量(中南部系統)と年経費の関係 IE 想定需要 連系容量1,300MW 2020年	6-39
図 6-2-27	日負荷の需給運用シミュレーション結果(中南部系統へ揚水発電1.2%(500MW)導入したケース)	6-39
図 6-2-28	GT 発電導入量(中南部系統)と年経費の関係 IE 需要 連系容量1,300MW 2020年	6-40
図 6-2-29	IE 想定需要 2020年12月 中南部系統GT2.5%(1,000MW)導入	6-40
図 6-2-30	石炭導入量と年経費, 揚水導入量の関係 ピークシフト需要 2020年	6-43
図 6-2-31	揚水発電導入量と年経費の関係	6-43
図 6-2-32	揚水発電導入量と固定費の関係	6-43
図 6-2-33	石炭火力導入量と石炭使用量の関係 2020年 揚水3.5%連系容量1,300MW ピークシフト需要	6-44
図 6-2-34	GT 火力導入量と石ガス使用量の関係 2020年 揚水3.5%連系容量1,300MW ピークシフト需要	6-44
図 6-2-35	揚水発電導入量(北部系統)と潜在出力の関係 ピークシフト需要 連系容量1,300MW 2020年	6-46
図 6-2-36	揚水池時間・導入量と年経費の関係	6-46
図 6-2-37	連系線容量と年経費削減効果	6-47
図 6-2-38	最適電源構成の検討結果(ピークシフト需要)	6-48
図 6-2-39	最適電源構成の検討結果(MP 想定需要)	6-49
図 6-2-40	2040年のピークシフト想定需要	6-55
図 6-2-41	最適電源構成の検討結果(ピークシフト需要)	6-56
図 6-2-42	揚水導入量と年経費の関係 2040年	6-57
図 6-2-43	日負荷の需要運用シミュレーション結果(2040年連系容量1,300MW 揚水5,000MW 北部系統へ導入)	6-58
図 6-3-1	EVN の計画による2020年の500kV 系統(北部南部間2回線)	6-62
図 6-3-2	N-1 基準の場合の北部南部間500kV2回線での北部中部間の許容潮流(Dong Nai 発電所停止時)	6-64
図 6-3-3	南北間のN-1 基準を満たすためのNho Quang 以北からの最大潮流	6-64
図 6-3-4	EVN 計画の2020年の南北500kV 連系線の限界潮流(南北連系線に直列コンデンサ設置。中部の沸き出し電力が最大の場合)	6-65
図 6-3-5	北部中部間2回線かつ中部南部間3回線の南北500kV 連系線の限界潮流(南北連系線に直列コンデンサ設置。中部の沸き出し電力が最大の場合)	6-66

図 6-3-6	北部中部間 3 回線かつ中部南部間 3 回線の南北 500kV 連系線の限界潮流(南北連系線に直列コンデンサ設置。中部の沸き出し電力が最大の場合).....	6-67
図 6-3-7	北部中部間 3 回線、中部南部間 4 回線、北部グリッド内 1 回線新設の南北 500kV 連系線の限界潮流(南北連系線に直列コンデンサ設置。中部の沸き出し電力が最大の場合).....	6-68
図 6-3-8	揚水発電所の接続方法の案.....	6-74
図 7-1-1	EVN の投資額の推移.....	7-5
図 7-1-2	EVN の O&M コストの推移.....	7-5
図 7-1-3	EVN の燃料費の推移.....	7-5
図 7-1-4	EVN の電力購入費の推移.....	7-5
図 7-2-1	ケース 1: 売上と純利益の推移.....	7-14
図 7-2-2	ケース 1: キャッシュフローの推移.....	7-16
図 7-2-3	年度別純利益の比較.....	7-18
図 7-2-4	ケース 2: キャッシュフローの推移.....	7-20
図 7-2-5	年度別事故資金発生額の比較.....	7-20
図 7-2-6	年度別借入返済額の比較.....	7-20
図 8-1-1	戦略的環境影響評価(SEA)の位置付け.....	8-1
図 8-1-2	揚水発電所建設候補地選定の流れ.....	8-4
図 8-1-3	社会自然環境調査の流れの例.....	8-6

ACRONYMS / ABBREVIATIONS

ABB	: Asea Brow Boveri	
ACSR	: Alumunum Conductor Steel Reinforced	鋼心アルミより線
ADB	: Asian Development Bank	アジア開発銀行
AFC	: Automatic Frequency Control	自動周波数制御
ASEAN	: Association of Southeast Asian Nations	東南アジア諸国連合
BOD	: Board of Directors	
BOM	: Board of Management	
BOT	: Build -Operate-Transfer	
CC	: Combined Cycle	コンバインドサイクル
CDM	: Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
C/P	: Counterpart	カウンターパート
DO	: Diesel Oil	ディーゼルオイル
DSCR	: Debt Service Coverage Ratio	
DSM	: Demand Side Management	需要側マネジメント
DSS	: Daily Start and Stop	1日に1回運転停止
DWT	: Dead Weight Tonnage	積貨荷重トン数
EGAT	: Electricity Generating Authority of Thailand	タイ電力庁
EIA	: Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EL	: Elevation	標高
EVN	: Elctricity of Vietnam	ベトナム電力公社
FO	: Furnace Oil	重油
FPD	: Forest Protection Department	
F/S	: Feasibility Study	フィージビリティ・スタディ
GDP	: Gross Domestic Product	国内総生産
GMS	: Greater Mekong Sulreigaion	
GT	: Gas Turbine	ガスタービン
HPC	: Hydro Power Station	
IE	: Institute of Energy	
IGA	: Inter Government Agreement	
IMPACT	: Integrated & Multi-purpose Package of Advanced Computational Tools for power system engineering	
IPP	: Independent Power Producer	独立発電事業者
JBIC	: Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JETRO	: Japan External Trade Organization	日本貿易振興機構
JICA	: Japan International Cooperation Agency	国際協力事業団
LOLE	: Loss-of-Load Expectation	供給支障時間
M/P, MP	: Master Plan	マスタープラン
MARD	: Ministry of Agriculture and Rural Development	農業・地方開発省
MOI	: Ministry of Industry	工業省
MOF	: Ministry of Finance	
MONRE	: Ministry of Natural Resources and Environment	資源環境省
MOSTE	: Ministry of Science Technology and Environment	科学技術環境省
MPI	: Ministry of Planning and Investment	計画投資省
NCMPC	: Ho Chi Minh Power Company	
NEDO	: New Energy and Industrial Technology Development Organization	新エネルギー・産業技術総合開発機構
NGO(s)	: Non-Government Organization(s)	非政府組織
NLDC	: National Load Dispatching Centers	中央制御所

ACRONYMS / ABBREVIATIONS

ODA	: Official Development Assistance	政府開発援助
OE	: Oil Equivalent	
OECD	: The Overseas Economic Cooperation	海外経済協力基金
OJT	: On the Job Training	
Pre-F/S	: Preliminary Feasibility Study	
P/S	: Power Station	発電所
PDPAT II	: Power Development Planning Assist Tool	
PECC1	: Power Engineering Consulting Company 1	
PLN	: Perusahaan Umum Listrik Negara	インドネシア国電力公社
PP	: Power Purchase	発電事業者
PSPP	: Pumped Storage Power Plant	揚水発電所
PSS/E	: Power System Simulator for Engineering	
RETICS	: Reliability Evaluation Tool for Inter-Connected System	連系系統信頼度評価ツール
SCADA	: Supervisory Control and Data Acquisition	遠隔監視制御データ収集システム
SEA	: Strategic Environmental Assessment	戦略的環境影響評価
SFR	: Self Financing Ratio	
Son La PMB	: Son La Hydropower Project Management Board	
S/S	: Substation	変電所
ST	: Steam Turbine	蒸気タービン
TA	: Technical Assistance	
TEPCO	: Tokyo Electric Power Company	東京電力(株)
TEPCO	: Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.	東電設計(株)
T/L	: Transmission Line	送電線
VEEA	: Vietnam Electricity Engineering Association	
WASP	: Wien Automatic System Planning Package	電源計画プログラム
WB	: The World Bank	世界銀行
WSS	: Weekly Start and Stop	週末起動停止
WWF	: World Wide Fund for Nature	世界自然保護基金

UNITS

Prefixes

μ	:	micro-	=	10^{-6}
m	:	milli-	=	10^{-3}
c	:	centi-	=	10^{-2}
d	:	deci-	=	10^{-1}
da	:	deca-	=	10
h	:	hecto-	=	10^2
k	:	kilo-	=	10^3
M	:	mega-	=	10^6
G	:	giga-	=	10^9

Units of Length

m	:	meter
km	:	kilometer

Units of Area

m^2	:	square meter
km^2	:	square kilometer

Units of Volume

m^3	:	cubic meter
l	:	liter
kl	:	kiloliter

Units of Mass

kg	:	kilogram
t	:	ton (metric)
DWT	:	Dead Weight Tonnage

Units of Energy

kcal	:	kilocalorie
kWh	:	kilowatt-hour
MWh	:	megawatt-hour
GWh	:	gigawatt-hour
Btu	:	British thermal unit

Units of Heating Value

kcal/kg	:	kilocalorie per kilogram
Btu/kWh	:	British thermal unit per kilo watt hour

Units of Temperature

$^{\circ}C$:	degree Celsius or Centigrade
-------------	---	------------------------------

Units of Electricity

W	:	watt
kW	:	kilowatt
MW	:	megawatt
GW	:	gigawatt
A	:	ampere
V	:	volt
kV	:	kilovolt
kVA	:	kilovolt ampere
MVA	:	megavolt ampere
MVar	:	megavar (mega volt-ampere-reactive)
	:	ohm

Units of Time

s	:	second
min	:	minute
h	:	hour
d	:	day
m	:	month
y	:	year

Units of Flow Rate

m/s	:	meter per second
m^3/s	:	cubic meter per second

Units of Currency

VND	:	Vietnam Dong
US\$/USD	:	US Dollar

Exchange Rate

1 US\$	=	VND 15,375	As of March 2003
1 US\$	=	VND 15,430	As of June 2003
1 US\$	=	VND 15,570	As of December 2003

第 1 章 序論

第1章 序論

1.1 調査の背景・経緯

ベトナム社会主義共和国（以下、ベトナム国）は、過去 10 年間の電力消費量、最大電力の平均伸び率がいずれも 13%と高い伸び率を示しており、電源および系統の新規開発が緊急の課題とされている。また、同国は 1 日の電力需要の変動が大きく、夕方 18 時から 19 時のピーク電力は、深夜のオフピーク時の 2 倍以上となっている。このため、年間の負荷率（平均負荷／最大負荷×100%）は、全国平均で 65%と他の東南アジア諸国の 70%と比べ低い値となっている。

しかしながら、同国では、ピーク時とオフピーク時の料金格差による需要抑制手段（DSM）のみが進められており、ピーク供給力を向上させるための具体的な方策は取られていないのが現状である。

このような背景から、ベトナム電力公社（EVN）は、2001 年 3 月日本国政府に対し、系統全体の安定性とピーク供給力の向上を図ることを目的とした開発調査を要請し、2002 年 1 月、プロジェクト形成基礎調査団が派遣され、ベトナム側と協議を行った。引き続いて、2002 年 7 月、ピーク対応型電源最適化計画調査予備調査団が派遣され、ベトナム側カウンターパート機関である EVN と本件マスタープラン調査に関する Scope of Work (S/W)協議が行われ、合意に至った。

本調査は、独立行政法人国際協力機構（前国際協力事業団）より、東京電力株式会社と東電設計株式会社の共同企業体へ委託契約され、2002 年 12 月 2 日から調査業務が開始された。

1.2 調査目的と実施内容

1.2.1 調査目的

本件マスタープラン調査は、

- (1) ベトナム国における将来の電力需給予測を基に、電源構成の最適化に関する検討を加え、ピーク対応電源の在り方を検討すること
- (2) ベトナム国北部と南部の電力融通並びに近隣諸国間との国際電力融通を考慮に入れた系統信頼性の確認を行って、ピーク対応電源最適化マスタープランとして具体化すること
- (3) もって、ベトナム国における将来の電力政策と需給の均衡化に資することを目的とする。

1.2.2 調査対象地域

調査対象地域は、ベトナム国全域を対象地域とする。

1.2.3 実施内容（TOR）

2002年7月16日に、国際協力事業団とベトナム電力公社の間で署名された S/W 及び M/M に基づき、本調査を実施する。

本調査の主要調査事項は、以下のとおりである。

(1) STAGE 1 初期アセスメント段階

- 関連資料の収集・確認・分析と電力供給システムの現状確認
- これを基礎に、2020年までを基本に、需要想定の見直し、既存の送電線を含めた電力開発計画の見直し、年間需要、週間需要、日需要などの形態の変化を分析・予測し、システムに対するピーク供給力の対応について検討するためのすべての資料整備
- この際、北部、中部、南部のそれぞれの需要の想定、並びにこれらを結ぶ送電システムの計画の確認

(2) STAGE 2 優先プロジェクト選定段階

- 揚水発電開発地点の選定基準の設定
- 机上検討並びに現地踏査に基づいて、既にベトナム側から提案されている揚水発電開発地点の再検討と新規地点の発掘
- 選定された開発候補地点の中から優先開発地点の絞り込み

(3) STAGE 3 システム最適化段階

- 揚水発電以外の方策によるピーク対応の可能性（ベース電源の導入による既存発電設備のピーク化等を含む）を検討及び取りまとめ
- STAGE 2 で選定した優先揚水発電開発を含む順列組合せの中から、2020年までの電源構成の最適化検討を行い、ピーク対応型電源開発最適化マスタープランを提案

1.3 調査実施方針

1.3.1 調査業務区分と業務内容

調査業務は、図 1-3-1 に示すように、2 グループ・4 分野に分類される。各分野相互に緊密な連携を取りながら業務を遂行し、最終的にピーク対応電源最適化計画として集約する。また、各調査段階に応じてワークショップを開催し、関係機関の意見を逐次反映しながら調査を進める。

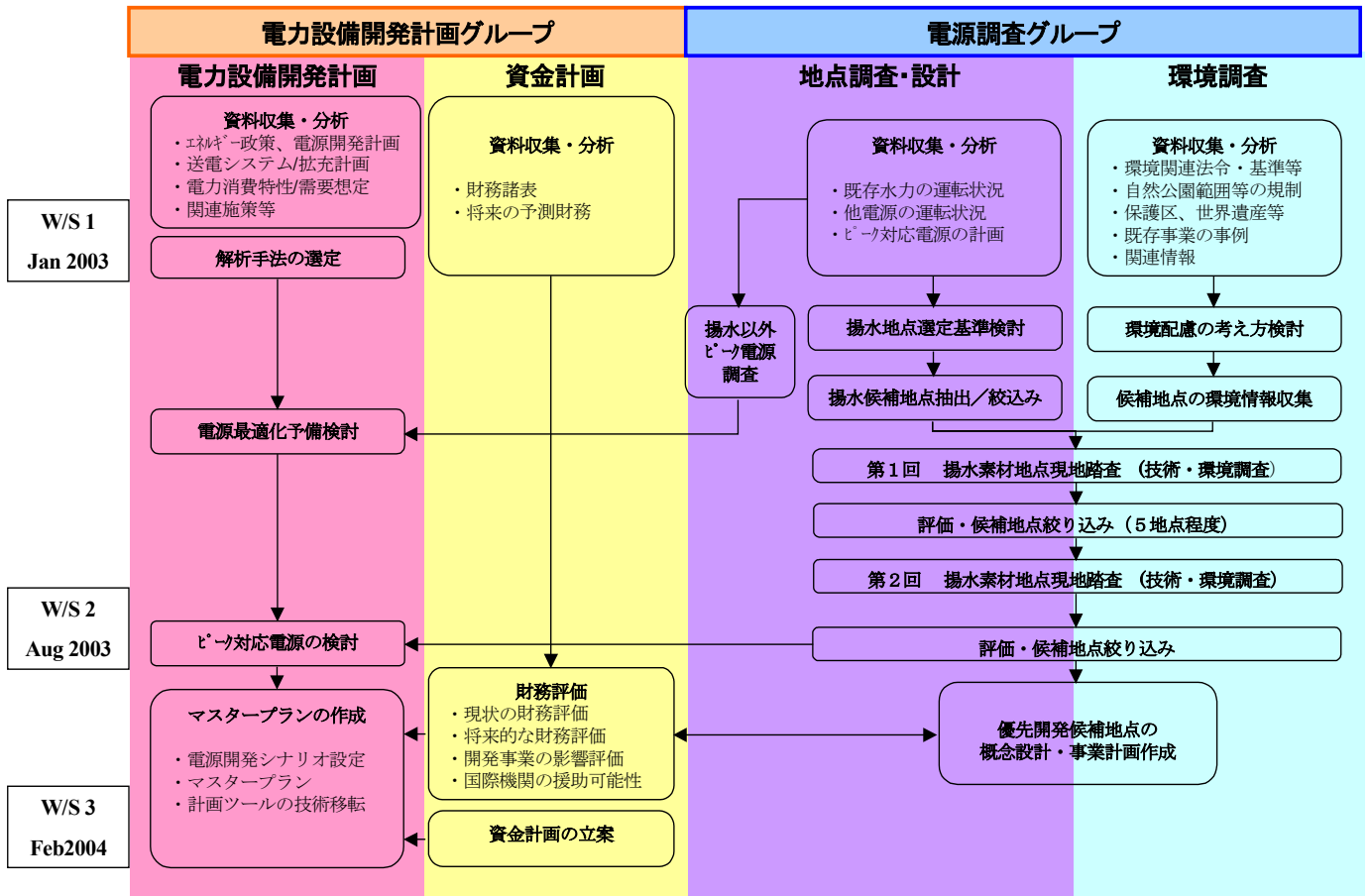


図 1-3-1 調査業務区分と業務内容

1.3.2 調査業務フロー

本調査は、2002年12月から2004年6月までの3年次にわたり、約19ヶ月の工程で業務を実施する。また、各業務の作業工程計画を表 1-3-1 に示す。

表 1-3-1 作業工程計画

年度	平成14年度			平成15年度								平成16年度								
	年	14	平成15年		平成16年															
月	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7
全体工程	国内準備	第1次国内作業			第2次国内作業				第3次国内作業				第4次国内作業			第5次国内作業				
	第1次現地調査	第2次現地調査			第3次現地調査				第4次現地調査			第5次現地調査								
報告書提出	インセプション	プログレス(1)	インテリム	プログレス(2)	ドラフトファイナル	ファイナル														
STAGE 1 : 初期アセスメント段階																				
国内準備作業																				
1) 関係資料・情報の収集整理																				
2) マスタープランの位置づけ明確化																				
3) ピーク電源最適化/系統信頼性検討ツール選定																				
4) インセプションレポートの作成・送付																				
5) 現地再委託仕様検討																				
第1次現地調査																				
1) インセプションレポートの説明・協議																				
2) 関連資料の確認と評価																				
a) エネルギー政策・電源開発計画																				
b) 電源開発の現状																				
c) 送電システムの現況と拡張計画																				
d) 電力消費量、ピーク需要、電力消費特性																				
e) 関連施策等																				
f) 環境配慮施策の現状																				
g) EVNの財務状況																				
3) ピーク対応電源最適化の予備検討																				
4) 第1回ワークショップの準備と開催(▼)																				
5) 関係施設視察及び現地踏査																				
a) 既設発電設備・揚水以外の電源地点視察																				
b) 揚水候補地点の現地踏査、環境調査																				
STAGE 2 : 優先プロジェクト選定段階																				
6) 揚水発電開発候補地点選定基準の設定																				
7) 揚水開発候補地点の選定																				
a) 既計画地点の評価																				
b) 新規地点の発掘・絞り込み																				
c) 現地踏査・評価																				
8) プログレスレポートNo.1 の作成・提出・協議																				
第1次国内作業																				
1) 現地踏査結果の分析(国内準備作業)																				
2) 優先揚水発電開発候補地点(案)の選定																				
3) シミュレーションソフト移植の準備																				
第2次現地調査																				
1) 優先揚水発電開発候補地点の選定																				
2) 現地踏査																				
3) シミュレーションソフト操作方法の技術移転																				
第2次国内作業																				
1) 優先揚水発電開発候補地点の選定(継続)																				
2) 第2回ワークショップの準備																				
3) インテリムレポートの作成																				
STAGE 3 : システム最適化段階																				
第3次現地調査																				
1) 揚水以外のピーク対応電源の検討																				
2) ピーク需要対応電源開発シナリオの設定																				
3) 第2回ワークショップ(▼)																				
第3次国内作業																				
1) 電源開発シナリオの再検討																				
2) マスタープランのとりまとめ																				
3) C/Pへの技術移転の準備																				
4) プログレスレポートNo.2 の作成・提出																				
第4次現地調査																				
1) 電源最適化計画の検討結果説明・協議																				
2) プログレスレポートNo.2 の説明・協議																				
第4次国内作業																				
1) 優先開発施設の概念設計																				
2) 概略事業計画と資金計画策定																				
3) ドラフトファイナルレポート作成																				
4) 第3回ワークショップの準備																				
第5次現地調査																				
1) ドラフトファイナルレポート作成・説明																				
2) 第3回ワークショップ(▼)																				
第5次国内作業																				
1) 電源最適化計画の追加検討																				
2) ファイナルレポートの作成																				

凡例 ■ : 現地調査期間 □ : 国内作業期間