

ベトナム国
エネルギー研究所

ベトナム国
国家電力開発計画支援プロジェクト

ファイナルレポート

平成 22 年 10 月
(2010 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

委託先
東京電力株式会社

産業
CR1
10-102

目次

目次	i
表番号一覧	v
図番号一覧	viii
第1章 技術協力の背景と目的	1-1
1.1 本技術協力の背景	1-1
1.2 本技術協力の目的	1-1
1.3 技術協力対象地域	1-1
1.4 相手国実施機関	1-2
1.5 技術協力の範囲	1-2
1.6 技術協力の体制	1-3
1.7 実施した現地業務及び技術移転活動とスケジュール	1-3
1.7.1 第1次現地業務(2010年1月27日-2月6日)	1-3
1.7.2 第2次現地業務(2010年2月22日-3月21日)	1-3
1.7.3 第3次現地業務(2010年4月11日-4月28日)	1-5
1.7.4 第4次現地業務(2010年5月16日-6月19日)	1-5
1.7.5 第5次現地業務(2010年7月18日-8月7日)	1-7
1.7.6 PDP7の策定スケジュール	1-8
第2章 PDP6のレビュー	2-1
2.1 社会経済見通しのレビュー	2-1
2.1.1 1991-2008年間の経済計画	2-1
2.1.2 制度設計とマクロ政策	2-2
2.1.3 経済成長の達成とマクロ経済の安定	2-3
2.1.4 セクター別経済成長	2-4
2.1.5 主要な経済構造の変化	2-5
2.2 電力需要予測	2-6
2.3 電源開発計画	2-7
2.4 系統開発計画	2-13
2.4.1 2005-2010年までのEVNの投資内容	2-14
2.4.2 PDP6の実施上の問題点	2-21
2.4.3 電力不足	2-22
第3章 現状の需要予測の検証	3-1
3.1 経済状況の調査	3-1
3.2 2010年から2030年までの経済見通し	3-3
3.2.1 世界経済の現状	3-3

3.2.2	世界経済の見通し.....	3-4
3.2.3	ベトナムの経済発展における優位性.....	3-4
3.2.4	ベトナムの経済発展における課題.....	3-4
3.2.5	経済発展シナリオの要因.....	3-5
3.2.6	高成長シナリオによる見通し.....	3-5
3.2.7	基本シナリオによる見通し.....	3-6
3.2.8	低成長シナリオによる見通し.....	3-6
3.3	主要な開発計画の調査.....	3-7
3.3.1	主要な開発計画内容.....	3-7
3.3.2	主要な開発計画による大型施設の電力需要予測.....	3-14
3.4	電力需要モデルで使われている手法と構造.....	3-23
3.4.1	直接法.....	3-24
3.4.2	間接法.....	3-24
3.4.3	需要予測モデル構築の技術的コメント.....	3-25
3.4.4	ベトナム側予測手法の問題点とPDP7での解決方法.....	3-28
3.5	PDP7モデルの基本的なコンセプト.....	3-29
3.5.1	設備投資による高いGDPの成長.....	3-29
3.5.2	セクター別アプローチ.....	3-30
3.5.3	新規大型電力消費者.....	3-31
3.5.4	PDP7モデルの開発手順.....	3-31
第4章	系統計画手法の技術支援.....	4-1
4.1	ベトナム東南部の発電地域からホーチミンへの送電方法の検討.....	4-1
4.2	ホーチミン市内系統の検討.....	4-10
4.2.1	ホーチミン市電力供給系統の事故電流増大対策案の提示.....	4-11
4.2.2	ホーチミン市外輸 500 kV 将来系統の妥当性確認.....	4-12
4.2.3	ホーチミン市外輸 220 kV 将来系統の妥当性確認.....	4-19
4.3	国際連系線を含む 500 kV 系統の検討.....	4-25
4.4	技術検討項目の紹介.....	4-25
第5章	IE作成のPDP7のドラフト案の中間レビュー.....	5-1
5.1	電力需要予測モデルの前提.....	5-1
5.1.1	経済成長のケース設定.....	5-1
5.1.2	その他の前提条件.....	5-5
5.2	電力需要予測.....	5-18
5.2.1	Base caseの電力需要予測.....	5-18
5.2.2	High caseの電力需要予測.....	5-27
5.2.3	Low Caseの電力需要.....	5-30

5.2.4	最大電力需要	5-32
5.2.5	各種需要一覧	5-33
5.3	電源開発計画	5-39
5.4	電力系統計画	5-50
5.5	環境社会配慮	5-54
5.5.1	レビューの概要	5-54
5.5.2	ベトナムにおける SEA 関連法規	5-54
5.5.3	PDP7 の SEA のインテリムレビュー	5-57
5.5.4	結論と提言	5-70
5.6	候補案件の投資情報	5-72
5.6.1	2010-2015 年までの候補案件の開発計画	5-72
5.6.2	2010-2015 年までの候補案件の投資内容と出資者	5-73
第 6 章	開発にかかるリスク要因分析	6-1
6.1	一次エネルギー及び電力料金に関するリスク要因	6-1
6.2	系統開発にかかるリスク要因分析	6-1
6.3	ベース電源の開発遅延の場合の供給力不足の回避策	6-2
6.4	開発にかかるリスク要因と対応策の分析	6-2
第 7 章	該当分野での協力を今後行う場合の教訓と提言の検討	7-1
7.1	ベトナム側への教訓と提言	7-1
7.1.1	電力需要予測	7-1
7.1.2	系統計画	7-2
7.2	JICA への教訓と提言	7-5
7.2.1	部分的な協力のメリット・デメリット	7-5
7.2.2	提言	7-5

添付資料

添付資料 1.A	系統計画策定支援に使用した主な説明資料(UHV 送電線)
添付資料 1.B	系統計画策定支援に使用した主な説明資料 (ホーチミン市電力供給系統)
添付資料 1.C	系統計画策定支援に使用した主な説明資料(地中送電システム)
添付資料 1.D	系統計画策定支援に使用した主な説明資料(電圧安定性)
添付資料 1.E	ステークホルダーミーティング資料(専門家チーム)
添付資料 1.F	ステークホルダーミーティング資料(IE)
添付資料 2.A	経済分析・需要予測支援に使用した主な説明資料(経済見通し)
添付資料 2.B	経済分析・需要予測支援に使用した主な説明資料(原油価格)
添付資料 2.C	経済分析・需要予測支援に使用した主な説明資料(PDP7 のポイント)
添付資料 2.D	経済分析・需要予測支援に使用した主な説明資料 (大型施設調査結果)
添付資料 2.E	経済分析・需要予測支援に使用した主な説明資料(解析結果)
添付資料 2.F	ステークホルダーミーティング資料(専門家チーム)
添付資料 2.G	ステークホルダーミーティング資料(IE)
添付資料 3.A	SEA のグッドプラクティス
添付資料 3.B	Draft SEA Report
添付資料 3.C	Impact Matrix
添付資料 3.D	List of Impact Matrix
添付資料 3.E	Proceedings of the First Workshop on SEA
添付資料 3.F	ステークホルダーミーティング資料(専門家チーム)
添付資料 3.G	ステークホルダーミーティング資料(IE)

表番号一覧

表 1.5-1: 調査の範囲	1-2
表 1.6-1: 要員構成	1-3
表 1.7-1: IE の PDP7 策定スケジュール	1-9
表 2.1-1: 2001-2008 年間の経済成長と産業の伸び率	2-3
表 2.1-2: 経済成長の産業別寄与率	2-4
表 2.2-1: IE と政府との PDP6 の需要見通しの違い	2-7
表 2.3-1: 2006 年-2010 年までの電源計画と実際に運転を開始した発電所の設備容量	2-8
表 2.3-2: プロジェクトの実施状況(2006 年実施予定プロジェクト)	2-9
表 2.3-3: プロジェクトの実施状況(2007 年実施予定プロジェクト)	2-10
表 2.3-4: プロジェクトの実施状況(2008 年実施予定プロジェクト)	2-10
表 2.3-5: プロジェクトの実施状況(2009 年実施予定プロジェクト)	2-11
表 2.3-6: プロジェクトの実施状況(2010 年実施予定プロジェクト)	2-12
表 2.4-1: 2008 年の送変電設備量	2-13
表 2.4-2: 2006 年から 2010 年までの PDP6 における送変電設備の計画値と実績との比較	2-14
表 2.4-3: プロジェクトの実施状況(500 kV 変電所)	2-14
表 2.4-4: プロジェクトの実施状況(500 kV 変電所)	2-15
表 2.4-5: プロジェクトの実施状況(220 kV 変電所)	2-16
表 2.4-6: プロジェクトの実施状況(220 kV 送電線)	2-18
表 3.3-1: 現在の工業団地(2008 年)	3-7
表 3.3-2: 2020 年までの工業団地の全体計画の規模	3-8
表 3.3-3: 2011-2015 年の地域別工業団地の計画内容	3-8
表 3.3-4: 2016-2020 年の地域別工業団地の計画内容	3-8
表 3.3-5: 北部地区での商業施設の開発計画	3-9
表 3.3-6: 中部地区での商業施設の開発計画	3-9
表 3.3-7: 南部地区での商業施設の開発計画	3-9
表 3.3-8: リゾート開発計画	3-10
表 3.3-9: 鉄道輸送計画	3-11
表 3.3-10: 海港の地域別開発計画	3-12
表 3.3-11: 河港の地域別開発計画(2020 年)	3-13
表 3.3-12: 地区別の空港開発計画(旅客数)	3-13
表 3.3-13: 2020 年までの道路新規開発計画	3-14
表 3.3-14: 新規工業団地の電力需要量 (GWh/年)	3-19
表 3.3-15: 商業施設による電力需要量 (GWh/年)	3-19
表 3.3-16: リゾート施設による電力需要量(GWh/年)	3-20

表 3.3-17: ゴルフ場による電力需要量(GWh/年)	3-20
表 3.3-18: 商業施設+リゾート+ゴルフ場による電力需要量(GWh/年).....	3-20
表 3.3-19: 鉄道による電力需要量(GWh/年)	3-21
表 3.3-20: 海港による電力需要量(GWh/年)	3-21
表 3.3-21: 河港による電力需要量(GWh/年)	3-21
表 3.3-22: 空港による電力需要量(GWh/年)	3-22
表 3.3-23: 道路による電力需要量(GWh/年)	3-22
表 3.3-24: 大型施設による地区別施設別の電力需要量(GWh/年).....	3-23
表 3.4-1: 日本のエネルギー価格弾性値	3-27
表 4.1-1: コスト比較に使用した設備の単価	4-5
表 4.1-2: コスト比較に使用した送電線の用地補償費	4-5
表 4.1-3: UHV 送電案と 500 kV 送電案の比較結果.....	4-6
表 4.1-4: UHV 送電案と 500 kV 送電案の比較.....	4-6
表 4.1-5: 感度分析結果.....	4-7
表 4.1-6: 送電線回線数、送電ロス、建設コストなどの年度展開の比較	4-9
表 4.1-7: UHV 送電案の検討に使用した条件.....	4-10
表 4.2-1: 220 kV 地中送電系統における N-1 事故時過負荷区間	4-20
表 4.2-2: 220 kV 地中送電系統における N-1 事故時過負荷区間	4-20
表 5.1-1: Base case の経済指標.....	5-1
表 5.1-2: Base case の経済成長率.....	5-2
表 5.1-3: Base case の地域経済動向.....	5-2
表 5.1-4: High case の経済指標	5-3
表 5.1-5: High case の経済成長率.....	5-3
表 5.1-6: 地域別経済動向(High case).....	5-4
表 5.1-7: Low case の経済指標	5-4
表 5.1-8: Low case の経済成長率.....	5-5
表 5.1-9: 地域別経済動向(Low case)	5-5
表 5.1-10: ベトナムの人口推移.....	5-6
表 5.1-11: 地域別人口推移.....	5-6
表 5.1-12: 為替レート見通し	5-7
表 5.1-13: エネルギー価格と電力料金(Base case)	5-9
表 5.1-14: エネルギー価格と電力料金(High case)	5-9
表 5.1-15: エネルギー価格と電力料金(Low case)	5-10
表 5.1-16: 省エネルギー進捗係数	5-11
表 5.1-17: 農林水産業における原単位と電力化率推移	5-12
表 5.1-18: 工業部門における原単位と電力化率推移	5-13

表 5.1-19: 商業サービス部門における原単位と電力化率推移.....	5-14
表 5.1-20: 家庭部門の原単位と電力化率推移.....	5-15
表 5.1-21: 工業部門での大型プロジェクトからの追加的な電力需要.....	5-17
表 5.1-22: 商業サービス部門での大型プロジェクトからの追加的な電力需要.....	5-17
表 5.1-23: 交通部門での大型プロジェクトからの追加的な電力需要.....	5-17
表 5.1-24: 大型プロジェクトからの追加的な電力需要合計量.....	5-18
表 5.2-1: 2020 年の IE と JICA および PDP6 と PDP7 の電力需要比較.....	5-19
表 5.2-2: 最大電力需要実績.....	5-32
表 5.2-3: 最大電力需要の今後の見通し(単位:GW).....	5-32
表 5.2-4: Base case : セクター別電力と最終エネルギー需要.....	5-33
表 5.2-5: High case : セクター別電力と最終エネルギー需要.....	5-34
表 5.2-6: Low case : セクター別電力と最終エネルギー需要.....	5-35
表 5.2-7: Base case : 地域別セクター別電力需要.....	5-36
表 5.2-8: High case : 地域別セクター別電力需要.....	5-37
表 5.2-9: Low case : 地域別セクター別電力需要.....	5-38
表 5.3-1: 2011 年-2015 年にかけての地域別の需要想定および電源開発計画.....	5-40
表 5.3-2: 電源計画リスト.....	5-45
表 5.5-1: SEA レポートの内部レビュークライテリア.....	5-56
表 5.5-2: SEA レビューチェックリスト.....	5-57
表 5.5-3: PDP7 のドラフト SEA レポートにて把握されている主要な環境影響.....	5-61
表 5.5-4: PDP7 の SEA の方法論.....	5-63
表 5.5-5: PDP7 の SEA の環境社会影響指標.....	5-64
表 5.6-1: プロジェクトの運用開始予定(2010 年).....	5-74
表 5.6-2: プロジェクトの運用開始予定(2011 年).....	5-74
表 5.6-3: プロジェクトの運用開始予定(2012 年).....	5-75
表 5.6-4: プロジェクトの運用開始予定(2013 年).....	5-75
表 5.6-5: プロジェクトの運用開始予定(2014 年).....	5-76
表 5.6-6: プロジェクトの運用開始予定(2015 年).....	5-76

図番号一覧

図 1.4-1: ステアリングコミッティーおよびカウンターパート構成図.....	1-2
図 2.1-1: ベトナムの経済成長率 2001-2008.....	2-3
図 2.4-1: ピーク需要と電源設備容量比較.....	2-23
図 3.1-1: ベトナムの実質 GDP と成長率の推移.....	3-1
図 3.1-2: 部門別の産業別成長寄与率.....	3-2
図 3.1-3: 産業構造の変化.....	3-2
図 3.3-1: 電力需要の内挿と外挿.....	3-18
図 3.5-1: PDP7 用モデルの開発手順.....	3-32
図 3.5-2: PDP7 電力需要予測モデルの概要.....	3-32
図 4.1-1: 1,100 kV(UHV)送電線を適用する案(2030 年).....	4-4
図 4.1-2: 500 kV 送電線を適用する案(2030 年).....	4-4
図 4.2-1: 短絡電流低減のための対策例としての系統の放射状運転のイメージ.....	4-11
図 4.2-2: 1,100 kV(UHV)送電線を適用する案(2030 年).....	4-14
図 4.2-3: ホーチミン市外辺の 500 kV 変電所における三相短絡電流値(2030 年).....	4-17
図 4.2-4: 対策実施後の各変電所母線の三相短絡電流計算結果(2030 年).....	4-18
図 4.2-5: ホーチミン市内及びその周辺系統(220 kV)の潮流図(2030 年).....	4-21
図 4.2-6: ホーチミン市内及び周辺 220 kV 変電所における三相短絡電流値(2030 年).....	4-23
図 4.2-7: 対策実施後の各変電所母線の三相短絡電流計算結果(2030 年).....	4-24
図 5.1-1: 農林水産業の原単位.....	5-12
図 5.1-2: 工業部門の原単位.....	5-13
図 5.1-3: 商業サービス部門の原単位.....	5-14
図 5.1-4: 家庭部門のエネルギー原単位.....	5-15
図 5.1-5: 家庭部門での村落世帯数と非商業エネルギーの見通し.....	5-16
図 5.2-1: Base case の電力需要見通し(JICA と IE 見通し).....	5-19
図 5.2-2: 農林水産部門における IE と JICA の電力需要.....	5-19
図 5.2-3: 工業部門における IE と JICA の電力需要.....	5-20
図 5.2-4: 工業部門の電力原単位.....	5-20
図 5.2-5: 商業サービス部門での電力需要予測(JICA と IE).....	5-21
図 5.2-6: 商業サービス部門の電力原単位.....	5-21
図 5.2-7: 家庭部門の電力需要 (JICA と IE).....	5-22
図 5.2-8: 家庭部門の電力原単位.....	5-23
図 5.2-9: 家庭部門のエネルギー原単位(含む非商業エネルギー).....	5-23
図 5.2-10: 家庭部門の最終エネルギー消費.....	5-23
図 5.2-11: 交通、その他用電力需要 (JICA と IE).....	5-24
図 5.2-12: 北部の電力需要.....	5-24

図 5.2-13: 北部のセクター別電力需要	5-25
図 5.2-14: 中部の電力需要	5-25
図 5.2-15: 中部地域のセクター別電力需要	5-26
図 5.2-16: 南部の電力需要	5-26
図 5.2-17: 南部のセクター別電力需要	5-27
図 5.2-18: High case の国全体の電力需要	5-27
図 5.2-19: High case の農林水産部門の電力需要	5-28
図 5.2-20: High case の工業部門の電力需要	5-28
図 5.2-21: High case の商業サービス部門の電力需要	5-28
図 5.2-22: High case の家庭部門の電力需要	5-29
図 5.2-23: High case の北部地域の電力需要	5-29
図 5.2-24: High case の中部地域の電力需要	5-29
図 5.2-25: High case の南部地域の電力需要	5-30
図 5.2-26: Low case の電力需要量	5-30
図 5.2-27: Low case の農林水産部門の電力需要	5-31
図 5.2-28: Low case の工業部門の電力需要	5-31
図 5.2-29: Low case の商業サービス部門の電力需要	5-32
図 5.2-30: Low case の家庭部門の電力需要	5-32
図 5.3-1: 北部地域の電源計画	5-42
図 5.3-2: 中央部地域の電源計画	5-42
図 5.3-3: 南部地域の電源計画	5-43
図 5.3-4: 北部地域の水力発電所および再生可能エネルギー計画	5-43
図 5.3-5: 中央部地域の水力発電所および再生可能エネルギー計画	5-44
図 5.3-6: 南部地域の水力発電所および再生可能エネルギー計画	5-44
図 5.4-1: 2030 年の 500 kV 系統の概略計画(2010 年 7 月現在の電源計画に基づく)	5-51
図 5.4-2: PDP6 と PDP7 における中央部 500 kV 系統の計画案	5-53
図 5.6-1: 地域別の運用開始予定発電容量	5-72
図 5.6-2: 出資者別の運用開始予定発電容量	5-73

略語一覧

略語	正式名称	日本語名称
ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced	鋼心アルミ撚り線
ADB	Asia Development Bank	アジア開発銀行
AFD	Agency France Development	フランス開発庁
ASEAN	Association of South-East Asian Nations	東南アジア諸国連合
A-USC	Advanced-Ultra Super Critical	先進超々臨界圧
bbl	barrel	バーレル (原油の単位, 1bbl=0.159kl)
BOT	Build Operation Transfer	建設・運営・譲渡方式
CBM	Calbed Methane	炭層メタン
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine	コンバインドサイクルガスタービン
CCS	CO ₂ Capture and Storage	二酸化炭素回収・貯留
cct	Circuit	回線
CNG	Compressed Natural Gas	圧縮天然ガス
CPI	Consumer Price Index	消費者物価指数
DOIT	Department of Industry and Trade	工業貿易局
DONRE	Department of Natural Resources and Environment	天然資源環境局
DSI	Development Strategy Institute	開発戦略局
EDF2050	Economic Development Forecast Serving Study on Development for the Period up to 2050	2050年までのエネルギー発展計画研究のための経済発展の予測
EEC	Energy Efficiency Commitment	エネルギー効率コミットメント
EIA	Environmental Impact Assessment	環境アセスメント
EOR	Enhanced Oil Recovery	石油増進回収
EU	European Union	欧州連合
EVN	Vietnam Electricity	ベトナム電力公社
F/S	Feasibility Study	実行可能性調査
FDI	Foreign Direct Investment	外国直接投資
GDE	Gross Domestic Expenditure	国内総支出
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GFA	Grand Floor Area	総面積

GIS	Geographical Information Systems	地理情報システム
GTCC	Gas Turbine Combined Cycle	ガスタービンコンバインドサイクル
GWh	Giga Watt Hour	10 億ワット時
ha	hectare	ヘクタール
HCMC	Ho Chi Minh City	ホーチミン市
HPJSC	Hai Phong Joint Stock Company	ハイフォン株式会社
HPP	Hydraulic Power Plant	水力発電所
I/O	Input & Output (Analysis)	入出力 (分析)
IAIA	International Association for Impact Assessment	国際影響評価学会
IDICO	Vietnam Urban and Industrial Zone Development Investment Corporation	ベトナム国内の会社名
IE	Institute of Energy	ベトナムエネルギー研究所
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境影響評価
IGCC	Integrated Coal Gasification Combined Cycle	石炭ガス化複合発電
INDUTECH	Chemical and Industrial Safety Technology Institute	インデゥテック社
IPP	Independent Power Producer	独立発電事業者
IT	Information Technology	情報通信技術
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
JSC	Joint Stock Company	株式会社
kTOE	Kilo Ton of Oil Equivalent	1000 原油換算トン
kV	Kilo Voltage	キロボルト
kWh	Kilo Watt Hour	キロワットアワー
LICOGI	Construction consulting Subsidiary under the Infrastructure Development and Construction Corporation	ベトナム国内の会社名
LILAMA	LILAMA	ベトナム国内の会社名

LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
LPG	Liquefied Petroleum Gas	液化石油ガス
MJ	Mega Joule	メガジュール
MOC	Ministry of Construction	建設省
MOIT	Ministry of Industry and Trade	商工省
MONRE	Ministry of Natural Resources and Environment	環境天然資源省
MPI	Ministry of Planning and Investment	計画投資省
MVA	Mega Volt Ampere	メガボルトアンペア
MW	Mega Watt	メガワット
MWh	Mega Watt Hour	メガワットアワー
NA	Non Available	利用不可（データなし）
NAFTA	North American Free Trade Agreement	北米自由貿易協定
NPV	Net Present Value	現在価値
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development	経済協力開発機構
OM	Operation and Maintenance	運転・保守
OP8.60	Operational Policy 8.60	Operational Policy 8.60
PDP6	Power Development Plan No6	第6次電力開発計画
PDP7	Power Development Plan No7	第7次電力開発計画
PPA	Power Purchase Agreement	電力購入契約
PPP	Purchasing Power Parity	購買力平価
PPPs	Policy、 Plan、 Program	政策、計画及びプログラム
PSPP	Pumped Storage Power Plant	揚水発電所
PSS	Power System Stabilizer	系統安定化装置
PSS/E	Portal-Systemic Shunt Encephalopathy	PSS/E（系統解析シュミレーションツール名）
PVN	Petro Vietnam	ベトナム石油ガスグループ
ROW	Right of Way	土地権
S/S	Sub Station	変電所
SEA	Strategic Environment Assessment	戦略的環境アセスメント

SED2020	Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards	2020年まで及びそれ以降の経済発展のシナリオ
T/L	Transmission Line	送電線路
TACSR	Thermal Resistant Aluminum Alloy Conductor Steel Reinforced	鋼心耐熱アルミ合金撚り線
TKV	Vinacomin	ベトナム石炭鉱産グループ
TOE	Ton of Oil Equivalent	原油換算トン
TPJSC	Thanh Ph Joint Stock Company	市営株式会社
TPP	Thermal Power Plant	火力発電所
TWh	Tera Watt Hour	兆ワット時
UHV	Ultra High Voltage	UHV
USC	Ultra Super Critical	超々臨界圧
VINACOMIN	Vietnam National Coal and Mineral Industries Group	ベトナム石炭・鉱物産業グループ
VND	Vietnam Don	ベトナムの貨幣単位
WB	World Bank	世界銀行
WTI	West Texas Intermediate	NY原油先物価格
WTO	World Trade Organization	世界貿易機関
XLPE	Cross Linked Polyethylene	架橋ポリエチレン
ZOI	Zone of direct Impact	直接影響の範囲

第1章 技術協力の背景と目的

1.1 本技術協力の背景

ベトナム社会主義人民共和国は持続的な社会発展を支えるために電力の安定供給を最重要課題の一つと位置づけ、5年ごとに電力開発基本計画を策定し、計画的な電力設備の開発を目指してきた。

また、近年の電力需要は経済の堅調な成長を背景に、過去10年間の電力消費量および最大電力とともに年平均10%以上の伸び率を示しており、計画に基づいた電源および系統の新規開発が緊急の課題である。しかし、電力計画の実現の遅延により、2009年の最大需要約14GWに対し、発電可能容量は約15GWに留まっている。

これまでに国際協力機構（Japan International Cooperation Agency、以下「JICA」）は2002年から2004年にかけて「ベトナム国ピーク対応型電源最適化計画調査」、2006年から2007年にかけて「ベトナム国電力セクターマスタープラン調査」を実施し、ベトナム政府関連機関による第6次国家電力開発計画（2006年-2015年対象）策定に必要な各種能力向上に努めた。

ベトナム政府は、上記経験を踏まえ、第7次国家電力開発計画（Power Development Plan No7、以下「PDP7」）（2010年-2030年対象）を独力にて策定していたが、PDPの実施主体であるエネルギー研究所（Institute of Energy：以下、「IE」）より、本計画の一部を構成する需要予測および系統計画の策定については日本側に技術的な支援を求めたいとの要望がなされた。

本件技術協力は以上の背景を基に実施されるものであり、ベトナム国国家電力開発計画の中で、特に需要予測および系統計画の策定を支援するプロジェクトである。

1.2 本技術協力の目的

IEが行うPDP7の需要予測および系統計画策定にかかる協力を行い、ベトナムによるPDP7策定を支援する。

1.3 技術協力対象地域

ベトナム全土

1.4 相手国実施機関

- カウンターパート：エネルギー研究所（Institute of Energy：以下、IE）
- 関係機関：商工省（Ministry of Industry and Trade：以下、MOIT）、ベトナム電力公社（Vietnam Electricity：以下、EVN）およびEVN傘下の電力機関

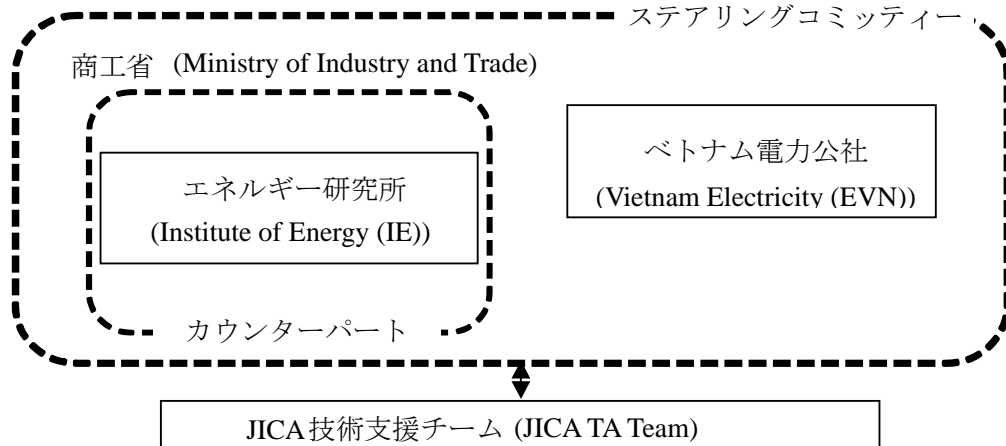


図 1.4-1: ステアリングコミッティーおよびカウンターパート構成図¹

1.5 技術協力の範囲

技術協力の範囲を下記に示す。本技術協力は[A]既存計画レビュー、[B]計画策定支援、および[C]最終化の3段階から成る。詳細は第3章に記載する。

表 1.5-1: 調査の範囲

[A] 既存計画レビュー段階
国内準備作業
第1次現地業務
第1次国内作業
[B] 計画策定支援段階
第2次現地業務
第2次国内作業
第3次現地業務
第3次国内作業
第4次現地業務
第4次国内作業
[C] 最終化段階
第5次現地業務
第5次国内作業
ファイナル・レポートの作成・提出

¹ IEはEVNに所属していたが、2010年よりMOITの下部組織となった。

1.6 技術協力の体制

需要予測および系統計画策定にかかる協力であること、および PDP7 における環境社会配慮のレビューを実施する必要があったことから、専門家チームは以下の体制とした。

総括：餘語

系統計画チーム：餘語、上林、佐藤

需要想定・経済財務分析チーム：井上、朝倉、藤谷

環境社会配慮：福井

表 1.6-1: 要員構成

担 当	氏 名
1. 総括／系統計画	餘語 正晴
2. 電力需要予測 A	井上 友幸
3. 電力需要予測 B	朝倉 立行
4. 系統解析 A	上林 亮
5. 系統解析 B	佐藤 泰東
6. 経済財務分析	藤谷 恵一
7. 環境社会配慮	福井 英大

1.7 実施した現地業務及び技術移転活動とスケジュール

1.7.1 第1次現地業務(2010年1月27日-2月6日)

第1次現地業務において1月27日から2月6日にかけて、系統計画チームが技術支援を実施した。

1月28日にインセプションレポートをIEに提出、キックオフミーティングを開催し、インセプションレポートの内容を説明し了解された。東京電力の系統の概要の紹介、系統計画手法の概要の紹介、専門家チームからの質問状に関連した協議、データ収集、および系統計画の検討シナリオの立案作業を行った。

1.7.2 第2次現地業務(2010年2月22日-3月21日)

第2次現地業務において3月1日から21日にかけて系統計画チーム、2月22日から3月21日にかけて需要想定チームが技術支援を実施した。

IEによる第6次国家電力開発計画(PDP6)の評価報告書である「Review of Implementation of Power Development Plan VI」(ベトナム語版)の案を入手し、英語に翻訳後、IEによるPDP6の評価について確認した。

専門家チームの各専門チームの支援内容の概要を以下に記載する。

(1) 系統計画に関する支援内容

ベトナム南東部沿岸地域の原子力発電所、石炭火力発電所、および揚水発電所からホーチミン地域への送電方法の最初の協議を実施した。500 kV 送電線のみを適用した場合と 1,000 kV もしくは 1,100 kV (Ultra High Voltage、以下「UHV」) を適用した場合の概略検討の結果を専門家チームから報告した。Vinh Tan 火力発電所から Song May 変電所間の送電線はルート、回線数が決定済であったため、それらを考慮して再検討を引き続き実施することで双方了解した。

IE が策定した 2020 年のホーチミン地域電力系統計画 F/S のドラフト資料をレビューし、将来の 220 kV 系統の規模と変電所の想定需要から、ホーチミン地域中央部付近に 500 kV 変電所を 1 箇所程度新設することを専門家チームから提案、検討の必要性について IE と認識を共有した。

(2) 経済・需要・環境に関する業務内容

電力需要予測前提となっている「Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards、以下「SED2020」」のベトナム語版を入手した。経済見通しのまとめ役である「計画投資省 (Ministry of Planning & Investment、以下「MPI」)」から、今後の見通しおよび投資状況についてヒアリングをおこなった。その結果、今後の国内総生産 (Gross Domestic Product、以下「GDP」) 成長見通しは 7-8% 程度が妥当との見通しを得た。PDP7 ではセクターアプローチを使うこととし、大型投資と電力需要の関係を調査することとした。

新しい需要予測モデルの構築エンジンを IE に提供し、IE の PDP7 用の電力需要予測ドラフトをベトナム語から英語に翻訳した。また、これらの予測に使用した IE 用のモデルとデータを入手し、PDP6 モデルに対してセクターアプローチの修正を行った。原油価格と経済見通しの評価、PDP6 の需要想定モデルを PDP7 用に修正した。

大型プロジェクトの調査を行うため、ローカルコンサルタントの選定と調査内容の説明を行った。

大型プロジェクトの概要把握のため、Thang Long I、Thang Long II の工業団地を訪問し、工業団地の生産および電力消費状況をヒアリングした。

1.7.3 第3次現地業務(2010年4月11日-4月28日)

(1) 系統計画に関する支援内容

4月11日から28日にかけて系統計画チームが技術支援を実施した。

ベトナム南東部沿岸地域の発電所からホーチミン地域への送電方法の協議を第2次現地業務に引き続き実施した。

Vinh Tan 石炭火力発電所、原子力第一発電所、第二発電所を互いに接続する系統構成において、ホーチミン市までの送電方法を500kV送電線および1,100kV送電線の両ケースについて比較した。次回以降の現地業務でも引き続き検討・協議を実施していくことで双方了解した。

ホーチミン市の供給計画の策定に資すべく、東京における地下利用の紹介を行った。

洪水位の高いホーチミン市内に地下変電所を設置することは困難であるため、PDP7では地下変電所の設置を計画しないとの意見がIEからあった。2020年から2030年の計画案における500kV変電所からホーチミン市内への220kV導入系統の容量の概略検討を実施した。

超高圧地中ケーブルの計画に当たり、東京電力で一般的に実施されている、過電圧解析や、ケーブル系統に特有な共振性過電圧等の異常現象に関する技術検討の項目及び検討内容の概略についてIEの系統計画業務関係者に紹介した。

IEの系統計画業務関係者に対して、地下を効率的に利用する例として東京電力の設備形態を紹介するとともに、安全性・信頼性等を保ちつつコストダウンするための技術についてその概略を説明した。

1.7.4 第4次現地業務(2010年5月16日-6月19日)

第4次現地業務において5月30日から6月19日にかけて系統計画チーム、5月16日から6月5日にかけて需要想定チームが技術支援を実施した。

(1) 系統計画に関する支援内容

南東部の電源に対する系統構成については、事故電流を抑制するため、送電系統を分割する案を検討していくことについて、IEの合意を得た。

UHV と 500 kV のコスト比較を報告したところ、IE より追加検討（電源開発が遅れた場合、UHV のコストが上昇した場合、UHV と 500 kV の特徴）の要望があったため、追加検討を実施し、6月14日にIEに対し結果を説明した。

ホーチミン市内の系統については、電線の容量不足対策（太線化、回線の新設）が必要な事をIEに説明し、合意を得た。

(2) 経済・需要に関する業務内容

以下の調査およびシミュレーションモデルの構築を行った。

- 長期経済見通しの予測方法およびベトナム長期開発計画の評価、PDP7における長期原油価格見通しの評価
- PDP7用電力需要予測モデルを構築するにあたり、セクターアプローチの説明とモデルの構築
- 新規大型プロジェクトによる電力消費を推計するための調査と計算

以上の業務を通して、以下の技術移転をおこなった。

- 経済見通と分析
 - ソロー理論による世界の経済予測モデル事例説明
 - ドルベースエネルギー原単位の計算方法
 - ドルベース一人当たり GDP の計算方法
 - 1994年価格 GDP から 2005年価格 GDP への変換方法
 - 原油価格の見通し
 - 2008年における原油価格高騰の要因分析方法の説明
 - 購買力平価 GDP あたりのエネルギー消費の計算方法とデータ入手方法
- 需要予測とモデル構築
 - セクター別電力需要予測モデルの説明
 - 大型プロジェクト電力需要と計量経済モデル電力需要の結合方法
 - 南部地域での火力発電用石炭供給計画の調査方法
 - ニューハノイ計画からの電力需要量計算方法
 - 工業団地における電力供給制度の調査方法（Thang Long 工業団地）
 - IE作成 PDP7用電力需要量と JICA モデルとの整合性の調査方法
- 大型プロジェクト調査と電力需要推定
 - 工業団地での電力消費推定

- 商業施設での電力消費推定
- 空港港湾施設での電力消費推定
- リゾート地での電力消費推定
- 鉄道地下鉄での電力消費推定
- 道路沿線での電力消費推定

(3) 環境に関する業務内容

環境社会配慮に関する以下の業務を実施した。

- ベトナムの戦略的環境影響評価（Strategic Environment Assessment、以下「SEA」）関連法規のレビュー
- IE作成の Impact Matrix のレビュー
- PDP7のSEAドラフトのインテリムレビュー

以上の業務を通して、以下の技術移転をおこなった。

- ベトナムのSEA関連法規のレビュー
 - 国際協力機関等（JICA、World Bank、OECD、ADB、EU）のSEAに関するグッドプラクティス説明
- IE作成の Impact Matrix のレビュー
 - JBICの電力セクター用環境社会配慮チェックリスト（火力、原子力、水力、新・再生可能エネルギー、送配電線）の説明
 - Impact Matrix のリバイズ
- PDP7のSEAドラフトのインテリムレビュー
 - 専門家作成のSEAレビューチェックリストの説明
 - SEAドラフトのレビュー結果及び提言の説明

1.7.5 第5次現地業務(2010年7月18日-8月7日)

8月3日にJICA支援によるステークホルダーミーティングが開催され、PDP7について協議がなされた。ベトナム側の出席者はMOIT、DOE、IE、EVN、ERAV、VINACOMIN、Petro Vietnam、および世銀、ADBなどであった。

ベトナム南東部～ホーチミン間のUHVによる送電について首相府、DOE、ERAVの専門家から引き続き検討すべき、というコメントがあった。

また、電力システムに関する検討における留意事項などについて技術支援を実施した。

1.7.6 PDP7の策定スケジュール

PDP7はMOITの下部組織であるIEによって需要想定、電源計画、系統計画、環境、経済性評価の各分野において2010年初めから検討されている。

IEが作成した報告書は2010年9月にMOITに提出される予定である。MOITは関係各組織の専門家から構成される諮問委員会を複数回開催し、PDP7の案は2010年12月に政府に提出される予定である。

その後、最終的に首相が承認することとなるが、首相承認の時期は不確定である。PDP5の場合はMOITが計画を提案してから4～5ヶ月、PDP6の場合は、他省からのコメントを受け、首相承認までに1年以上を要した。

表 1.7-1: IE の PDP7 策定スケジュール

Year Month	2008			2009												2010												Notes
	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
I. Outlines, cost estimation, methodology for PDP7																												
- Preparation of outlines and cost estimation for PDP7																												
- Establishment of PDP7 Team																												
- Preparation of detailed schedule																												
- Starting some works in advance																												
- Submit outlines and cost estimate to MOIT for approval																												
II. Implementation of contents																												
- Current status of national power network																												
- Review of PDP5 and PDP6 on implementation status																												
- Overview of society, economy and energy network																												
- Workshops (1,2) on planning criteria and data collection																												
- Power demand forecasting, Power demand profiles																												
- Development of economic-technical criteria for Power generation and transmission projects																												
- Assessment of potential, reserve and exploitability of primary energy resources																												
- Workshop (3) on power demand forecasting methodology and analysis																												
- Ranking priority of conventional hydropower project development																												
- Power generation development program																												
- Power generation development program for period 2011-2015																												
- Power generation development program for periods 2016-2020 and 2021-2030																												
- Workshop (4) on power generation development program and power network interconnection																												
- Completion of report 1 on power generation development program for period 2011-2020, submission to MOIT																												
- Power network development program																												
- Regional power interconnection																												
- Load dispatching system development program																												
- Telecommunication system development program																												
- Rural & mountainous power development program																												
- Workshop (5) on power network development program																												
- Environment and environmental protection in PDP																												
- SEA report																												
- Power development-investment program																												
- Economic-financial analysis of power development options																												
- Power sector organization structure in power development up to 2030																												
- Workshop (6) on improvement of national power sector organization structure																												
III. Submission of PDP7 draft report to MOIT																												
- Supplement, finalization and submission of final report to MOIT for approval																												
- Report on PDP 7 to Government																												

第2章 PDP6 のレビュー

2.1 社会経済見通しのレビュー

ここでは、PDP6 期間中（2006-2010）のマクロ経済、地域経済、セクター別産業などの動向についてレビューする。なお、本内容はベトナムの Analyzing and Forecasting Expert Team による「SED2020」から上述に関する内容をまとめたものである。

2.1.1 1991-2008 年間の経済計画

(1) 経済成長率

1991-1995 年間の平均経済成長率は 8.2%、1996-2000 年は 7.0%（アジア通貨危機が主な原因）、2001-2008 年は 7.8%であった。2005-2007 年間は高成長であったが、2008 年には世界的な金融危機の影響を受け成長率は 6%台に留まり、結局 2001-2008 年間としては 8%を下回る成長となった。

(2) 高いインフレの克服

2004-2007 年間の消費者物価指数は 7.7%-8.3%あったが 2008 年には年間 23%のハイパーインフレとなった。ただ、これらのインフレの急上昇は 2010 年上半期には適切な対策により安定化の方向にある。

(3) 開放政策の結果

2001-2008 年間で国際収支（貿易額）は平均年率 20%で上昇した。また、2008 年の輸出額は GDP の 70%弱となっている。また、海外直接投資（Foreign Direct Investment、以下「FDI」）は 2008 年だけで 1,171 プロジェクトで金額では 640 億 USD となった。これは累積では 10,981 プロジェクトで金額では 1,599 億 USD となる。また、FDI が全投資額に占める割合は 20%にも達している。

2001-2008 年間の政府開発援助（Official Development Assistance、以下「ODA」）に関しては国際機関からコミットされた金額ベースではあるが、2008 年末現在で 285 億 USD、実施金額は 2008 年末現在での 143 億 USD である。これは合意金額の 50%ほどの実施状況である。

(4) 一人当たり所得

2008年の一人あたり所得は1,062 USDであり、1990年の約10倍にあたる。2008年の人口増加率は1.13%で、労働人口の上昇は対前年に対して86万人増と推定されている。2008年時点での労働人口は全国で4,500万人ほど、2008年での都市部における失業率は4.7%で、貧困層の比率は14.8%である。

2.1.2 制度設計とマクロ政策

(1) 経済成長と輸出の伸び

輸出は国内総支出の一項目であるが、短期的にはベトナム経済は輸出額の増減に依存している。2008年現在、GDPに占める輸出額は68%で輸出の伸びは経済成長に大きく影響する。最近の動向を見ると輸出の伸びは経済成長率の2.5-3.5倍である。

(2) 経済開発におけるFDIの役割

FDIはベトナムの高い経済発展に大きく寄与している。1995-2008年間の全投資額のうち22.5%がFDIによるものであることをみても分かる。この間の伸び率は年18%であった。計算によれば、もしFDIがなかったならばGDPの成長率は1995-2008年間で5%程度にとどまったものと推定されている。また、FDIのGDPにおけるシェアは1992年わずか2%であったが、2008年には13.3%になった。そして、1995年でのFDIがらみの輸出額は14.7億USDで当時の全輸出額の27%であったが、2007年には277.8億USDになり全輸出額の57%を占めるようになっている。

(3) ODAの影響

最近では、ODAはベトナムの重要な投資の資金源である。過去8年間の平均で見るとコミットベースではあるが、年間35億USDのODA資金が成立している。ODA資金は主にインフラ整備に使われていて経済成長におけるODA資金の役割は大きい。しかし、問題点としてODAは誓約するまでに長い時間がかかるためODAの経済への影響はゆっくりとしたものになっている。

(4) 2009年の低い成長

ベトナムにおける2009年以降の経済の低迷は以下の理由によるものと考えられる。

- 改革は進んでいるものの（経済構造の改革は進行しているものの）、政策の決定という面が遅れている。
- 行政やマネジメント面での再編あるいは制度改革は遅れている。
- 企業・団体・各種法人など運営が非効率的で、かつ改革に即していない。特にグローバル化や経済の国際的市場の促進という面では遅れている。
- 電気事業に関する改革意識は遅れている。経済力や国際競争力といった面でも改善や上昇が見られない。

表 2.1-1: 2001-2008 年間の経済成長と産業の伸び率

(単位: %)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Est 2008
GDP 成長	6.89	7.08	3.34	7.79	8.44	8.23	8.48	6.18
農林水産業	2.98	4.17	3.62	4.36	4.02	3.69	3.4	4.07
工業建設業	10.39	9.48	10.48	10.22	10.69	10.38	10.06	6.11
サービス業	6.1	6.54	6.45	7.26	8.48	8.29	8.68	7.18

※Est: 推定値 出典: SED2020



出典: SED2020

図 2.1-1: ベトナムの経済成長率 2001-2008

2.1.3 経済成長の達成とマクロ経済の安定

2006年、2007年の経済伸び率は8%台であったが、2008年には世界金融危機などの国際的要因で6.2%となった。2008年のGDPは2001年の1.67倍で1.5兆VND（約8,300万USD）である。2001-2008年でのベトナムの経済成長の産業別寄与率は、工業部門50%、商業サービス部門40%であった。残りの10%は農林水産業である。工業部門は、2003-2008年間安定的に推移しているが、農林水産業部門は減少傾向にある。

表 2.1-2: 経済成長の産業別寄与率

(単位: %)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
全体	100	100	100	100	100	100
農林水産業	11	12	10	9	8	11
工業・建設	53	50	50	51	51	43
サービス業	36	38	40	40	41	36

出典: SED2020

2.1.4 セクター別経済成長

(1) 農業と地方

農林水産部門では大規模な耕作方法がゆっくりと浸透している。作物や畜産業などの生産性は低く天候や気候に大きく左右されるが、農林水産部門での生産構造や地方の改革は遅々としている。改革は自主に委ねられ浸透はしているが必ずしも期待どおりではない。工業化、近代化などが適切な方法で行われていないことも事実である。多くの農産品、林業産品、漁業産品などは商標もなく経済効率も低い。これら製品の生産額は上昇しているが、同時に生産コストも上昇していて付加価値の上昇という意味では目標の 4.3%/年に届かず 3.8%/年であった。地方のインフラ整備は地方の工業化や近代化の要求に追いついていない。地方の開発計画は低いレベルにあり水資源への環境汚染などは、地方の村落ではいまだ解決されていない。

(2) 工業

成長率が高いが全工業部門の効率は改善されていない。工業製品のブランド名はなく競争力も低い。2001-2005 年間の工業部門の生産額伸び率は 16%であったが、付加価値としては 10%の伸びであった。産業部門における製造業のシェアは 60-70%で製造業の大半は衣料縫製業、皮革業、靴製造業、木工製品業などである。しかし、これらの原材料の多くを輸入に依存しているため付加価値は低い。しかも高度な産業のシェアは小さく技術革新の速度も遅い。これまでのところベトナムで使用されているほとんど近代的な技術や設備は自国では作られていない。また、原材料分野の開発を伴ったプロセス産業の開発もほとんど行われていない。

地方や辺境での工業開発にはほとんど注意が払われてこなかった。そればかりか、地方では農林水産部門ですら具体的なロードマップ作り、農業の構造変革案作りなどは、ほとんど出来ていない状況である。

(3) 商業サービス業

これまでの商業サービス業の成長は目標を上回るほどの高い成長であった。ただ開発のポテンシャルは低く、GDPに占める割合も低く、商業サービス産業の効率も悪い。地方ではサービスコストは他の国と比較しても高い。また、企業の市場開発能力も脆弱である。金融機関などの高い付加価値の分野は開発速度が緩やかである。また、不動産産業も不安定で観光旅行業へのインフラ投資は必要な開発とは程遠い。サービス製品の競争力は高価格、低品質で競争力はほとんどない。

2.1.5 主要な経済構造の変化

(1) 経済構造の変化

- 2001-2008年間、工業部門の産業構造は、高度工業化・近代化・国内外市場での部門・製品・集約度の面で大きく変化した。付加価値においてもプロセス工業部門の割合が上昇し、製品構造や生産構造が変化してきている。プロセス工業部門は輸出製品の価値を高めるために国内での素材利用について優遇されることで発展を遂げることができた。
- 商業サービス部門では前進が見られる。商業・交通・通信郵便・ホテル・レストランなどの従来型のサービス産業は力強い発展を遂げている。また、銀行や保険業なども低いコストで相対的に高い発展を遂げている。

(2) 経済区での構造変化

- 北部山岳および高地では木工加工製品・建設資材製品・水力発電・石炭火力発電・鉄鋼業・機械業・肥料などが発展しているが、この地域でのインフラ整備は難しい。国境での経済交流には限度があり、この地域での鉱業、水力発電などは地域での工業や経済の発展を促進しない。たとえば、レッドリバーデルタ地帯は既存の労働力やインフラ施設を効率的に活用していない。この地域の失業率は高く、質の高いサービス産業の発展もない。当地域の開発計画はいまだなく、北部地域での重要なエリアであるにもかかわらず、経済的に他の地域に広がりを見せていない。
- 中央の海岸線部では沿海や島礁の利点を活かして生産構造が変化しつつある。多くの経済区や工業団地が開発され、多様な生態系、自然災害の克服などが特徴的である。この地域は開発のポテンシャルが高いが、いまだ十分な開発にいたっていない。一方、中部の高地ではゆっくりと開発が進ん

でいるが、経済開発と社会開発に統一性がない。そこには、少数民族の問題や生産活動と生活にも問題を抱えている。

- 南東地域は、工業団地、ハイテク工業団地、都市開発地域などを開発するための重要なインフラ整備の優位性がある。経済構造は、工業化・近代化に向けて大きく変化しつつある。ただ、この地域はインフラ開発・環境保護・都市サービスの面でいまだ十分でない。たとえば、Cuu Long デルタでの経済構造は多くの問題を抱えている。統括的なマスタープランがなく、社会経済インフラ開発状況は脆弱で工業開発は遅々としている。また、人材開発・環境保護や持続的な開発を前提とした開発などに多くの問題がある。2009年現在、当地域の開発計画は、オリエンテーションの段階にあり、生産、投資、消費などの計画の詳細は今のところ不透明である。

(3) 必要とされる経済構造改革計画

- 各種業種の構造変化は開発計画・戦略・ロードマップなどにまとめられていない。過去5年間の変化は遅々としていて部分的また地域的に限定的な開発計画によって、方向付けされているだけである。したがって持続的な開発計画の要求を満たしていない。
- 構造変化において注意すべき点は、GDPに占める工業と商業サービス部門のシェアの上昇である。しかし多くの部門で技術開発・近代化などの方向付けに乏しいものとなっている。ただ、プロセス産業・組み立て産業などは相対的に高い技術を志向している。多くの部門で技術革新・近代化を促進する構造改革計画が求められている。
- 産業部門をサポートするサービス産業は脆弱で非効率的である。GDPに占めるサービス産業全体のシェアは低く改善速度も遅い。各セクターの内部構造はほとんど変化していない。したがって、質の向上を目指したサービス産業の構造改革計画が早急に求められている。

2.2 電力需要予測

PDP6の予測と実績は乖離していたが、その要因を以下にまとめる。

- IEのシナリオと政府が決定したシナリオにGDP成長率の想定の違いによる違いがあった。
- 2009年の実績とPDP6を比較するとPDP6=92.8 TWh、実績=87 TWhで、乖離は6.3%である。この乖離は、世界金融危機によるものである。

- 発電スケジュールの遅れにより EVN はピーク時に需要のカットダウンをした。
- 世界金融危機と原油価格高騰により、2009年、2010年の実績はPDP6を下回る見通しである。
- ベトナム政府は高い経済成長を期待しているが、過去の経験から10年に1回程度の割合で世界的な規模の経済問題が起きている。これらを前提に電力開発計画を作ることも必要と見られる。

表 2.2-1: IE と政府との PDP6 の需要見通しの違い

		2010	2015	2020
IE シナリオ	TWh	101	187	292
当局シナリオ	TWh	115	288	533

出典：PDP6 資料より JICA チーム作成

なお、EVN は資金不足により、2008年に以下の13のプロジェクトを政府に移管した。（ただし、下記のリストは2008年時点の名称、容量であり、現在は変更されているプロジェクトもある。）

Duyen Hai 2 (1,200 MW), Duyen Hai 3.1(1,000 MW), Duyen Hai 3.2 (1,000 MW), Soc Trang 3.1(1,000 MW), Soc Trang 3.2 (1,000 MW), Vinh Tan 3.1 (1,000 MW), Vinh Tan 3.2 (1,000 MW), Hai Phong 3.1 (600 MW), Hai Phong 3.2 (1,200 MW), Hai Phong 3.3 (1,200 MW), Vung Anh 3.1 (1,200 MW), Vung Anh 3.2 (1,200 MW), Quang Trach (1,200 MW)

しかし、その後、Duyen Hai 3.1、3.2、および Vinh Tan 3.1、3.2 は再び EVN に移管され、EVN が出資するプロジェクトとなった。

2.3 電源開発計画

以下、IE が 2010 年始めにとりまとめた PDP6 の評価報告書である「Review of Implementation of Power Development Plan VI」に基づき、PDP6における電源計画と実績との乖離、およびその影響について記載する。

PDP6 では、2006年から2010年までの間に14,581 MWの発電所が運転を開始する計画であった。しかし、実際には、9,657 MW しか運転を開始できない見通しである。

PDP6における2006年-2010年までの電源計画と、実際に運転を開始した発電所の設備容量との比較を表 2.3-1 に示す。実際に運転を開始した発電所の設備容量は計

画値に達しておらず、平均して計画値の7割程度にとどまっている。

表 2.3-1: 2006年-2010年までの電源計画と実際に運転を開始した発電所の設備容量

	2006	2007	2008	2009	2010	2006-2010
PDP6における承認(MW)	861	2096	3,271	3,393	4,960	14,581
実際の設置容量(MW)	756	1,297	2,251	1789	3,564	9,657
実際に設置した容量の割合	87.8%	61.9%	68.8%	52.7%	71.9%	66.2%

出典：「Review of Implementation of Power Development Plan VI」IE, April 2010

2.3.1章に個別電源毎の計画と実績の差異を示す。

2006年に運転開始予定であった発電所のうち、Se San 3A#1 および Srok Phumieng は1年遅れて2007年に運転を開始した。

2007年に運転開始予定であった発電所のうち、TD Tuyen Quang1 および TD Dai Ninh は1年遅れて2008年に運転を開始し、Uong bi MR #1 は2年遅れて2009年に運転を開始した。

2008年に運転開始予定であった発電所のうち、TD Plei Krong #1,2、TD Song Ba Ha、および TD Buon Kuop は、1年遅れて2009年に運転を開始した。TD Ban Ve #1、ND than Son Dong、および ND Hai Phong I#1 は2010年以降に運転開始予定である。

2009年に運転開始予定であった発電所の中で、計画どおり2009年に運転を開始した発電所は、TD Song Con 2、TD Buon Tua Sah、TD Se San 4 #1、ND Loc dau Dung Quat、ND O Mon I #1、および TD nho / IPP であった。

また、2006-2010までに実施したまたは実施予定のプロジェクト内容について表2.3-2-表2.3-6に示す。出資者については、EVNが50%のシェアを占めていることが分かる。

なお、出資者の決定方法については以下のとおりである。

(1) プロジェクトリストの形成と公表

- マスタープラン及び各種開発計画に基づき、毎年1月にプロジェクトリストが30日間公表される。
- プロジェクトリストは関係省から提出され、首相の承認を得る。
- 出資予定者は提案書を提出する。(必要に応じて計画の修正案も含む)

- 200ha 以上の土地が必要となるプロジェクト、政府補償が必要なプロジェクト、1兆5000億 VND 以上の投資が必要となるプロジェクトについては提案書の内容について首相の承認が必要となる。
- その他のプロジェクトは関係大臣、地域委員会の代表者の承認が必要となる。

(2) プロジェクト投資者の指名、交渉と決定

- 国内外に向けた入札により、各プロジェクトに対して数社が出資候補者として登録される。
- 但し、出資者がただ1者の場合、首相や関係大臣、地域委員会の代表者が安全のため緊急のプロジェクトを認めたプロジェクトは指名登録される。
- 認定機関は関係省庁の評価コメントと開発者候補リストに基づき、契約のための交渉を行い、出資候補者を決定する。

(3) プロジェクト契約内容

- プロジェクトの目的、範囲、内容、期間と設計、建設、運用、保守に係わる関係機関の権利、義務。
- 貸し手の干渉権の設定。
- 外国企業の法的な適用可否。
- プロジェクト実施保証。(全体金額1兆5000億 VND 以下：2%、1兆5000億 VND 以上：1%:)

表 2.3-2: プロジェクトの実施状況(2006年実施予定プロジェクト)

No	Projects	Investor	Capacity (MW)			Adjusted schedule
			PDP-VI	Actual implementation	Rate (%)	
Projects put in operation in 2006			861	756	87.8	
1	Add-on steam turbines PM2.1 ext.	EVN	150	150		
2	Se San 3 HPP	EVN	260	260		
3	Se San 3A#1 HPP	Song Da / IPP	54			2007
4	Srok Phumieng HPP	IDCO/IPP	51			2007
5	Imported power at 110kV from China	EVN	60	60		
6	Imported power at 220kV from China (via Lao Cai)	EVN	250	250		
7	Small HPPs	IPP	36	36		

出典：「Review of Implementation of Power Development Plan VI」 IE, April 2010

表 2.3-3: プロジェクトの実施状況(2007年実施予定プロジェクト)

No	Projects	Investor	Capacity (MW)			Adjusted schedule
			PDP-VI	Actual implementation	Rate (%)	
<i>Projects put in operation in 2007</i>			<i>2096</i>	<i>1297</i>	<i>61.9</i>	
1	Tuyen Quang #1 HPP	EVN	114			2008
2	Uong Bi Ext. #1 TPP	EVN	300			2009
3	Cao Ngan coal TPP	VINACOMIN	100	100		
4	Quang Tri HPP	EVN	64	64		
5	Se San 3A#2 HPP	S.Da Corp.	54	108		
6	Dai Ninh HPP	EVN	300			2008
	Srok Phumieng HPP	IDCO/IPP		51		
7	Ca Mau I GTCC TPP	PVN/IPP	750	750		
8	Imported power at 220kV from China (via Ha Giang)	EVN	200	200		
9	Small HPPs	IPP	214	24		

出典：「Review of Implementation of Power Development Plan VI」IE, April 2010

表 2.3-4: プロジェクトの実施状況(2008年実施予定プロジェクト)

No	Projects	Investor	Capacity (MW)			Adjusted schedule
			PDP-VI	Actual implementation	Rate (%)	
<i>Projects put in operation in 2008</i>			<i>3271</i>	<i>2251</i>	<i>68.8</i>	
1	Tuyen Quang HPP #1,2&3 HPP	EVN	228	342		
2	Ban Ve HPP #1	EVN	150			2010
3	Plei Krong HPP #1,2	EVN	100			2009
4	A Vuong HPP	EVN	210	210		
5	Song Ba Ha HPP	EVN	220			2009
6	Buon Kuop HPP	EVN	280			2009
	Dai Ninh HPP	EVN		300		From 2007
7	Son Dong Coal TPP	VINACOMIN/IPP	220			2010
8	Hai Phong I TPP #1	Hai Phong Thermal Power JSC	300			2010
9	Nhon Trach I GTCC TPP	PVN/IPP	450	450		
10	Ca Mau II GTCC TPP	PVN/IPP	750	750		
11	Small HPPs /IPP	IPP	363	199		

出典：「Review of Implementation of Power Development Plan VI」IE, April 2010

表 2.3-5: プロジェクトの実施状況(2009年実施予定プロジェクト)

No	Projects	Investor	Capacity (MW)			Adjusted schedule
			PDP-VI	Actual implementation	Rate (%)	
<i>Projects put in operation in 2009</i>			<i>3393</i>	<i>1789</i>	<i>52.7</i>	
1	Ban Ve HPP #2	EVN	150			2010
2	Cua Dat HPP	Cua Dat HPJSC	97			2010
3	Song Con 2 HPP	Song Con HPJSC	63	63		
4	Buon Tua Sah HPP	EVN	86	86		
	Plei Krong HPP #1,2	EVN		100		From 2007
	Song Ba Ha HPP	EVN		220		From 2008
	Buon Kuop HPP	EVN		280		From 2008
5	Se San 4 HPP #1	EVN	120	120		
6	An Khe Kanak HPP	EVN	173			2010
7	Dong Nai 3 HPP #1&2	EVN	180			2010
8	Cam Pha I TPP	VINACOMIN	300			2010
	Uong Bi Ext. TPP #1	EVN		300		From 2007
9	Hai Phong I TPP #2	Hai Phong TPJSC	300			2010
10	Quang Ninh I TPP #1,2	Quang Ninh TPJSC	600			2010
11	Hai Phong II TPP #1	Hai Phong TPJSC	300			2010
12	Mao Khe TPP #1	VINACOMIN/IPP	220			2012
13	Nong Son TPP	VINACOMIN/IPP	30			2012
14	Dung Quat Refinery TP	PVN/IPP	104	84		
15	O Mon I TPP #1	EVN	300	300		
16	Small HPP / IPP	IPP	370	236		

出典：「Review of Implementation of Power Development Plan VI」IE, April 2010

表 2.3-6: プロジェクトの実施状況(2010年実施予定プロジェクト)

No	Projects	Investor	Capacity (MW)			Adjusted schedule
			PDP-VI	Actual implementation	Rate (%)	
<i>Projects planned to be put in operation in 2010</i>			4960	3564	75.3	
1	Son La HPP #1	EVN	400	400		
	Cua Dat HPP	Cua Dat Hydropower JSC		97		From 2009
	Ban Ve HPP	EVN		300		From 2009
2	Na Le HPP (Bac Ha)	LICOGI/IPP	90	90		
	An Khe-Kanak HPP	EVN		173		
3	Srepok 3 HPP	EVN	220	220		
4	Se San 4 HPP #2&3	EVN	240	240		
5	Song Tranh 2 HPP	EVN	160	160		
6	DakR tih HPP	Construction Corporation No.1/IPP	141	141		
7	Se San 4a HPP	Se San 4a Hydropower JSC	63	63		
8	Thac Mo Ext. HPP	EVN	75			postponed
	Dong Nai 3 HPP #1&2	EVN		180		From 2009
9	Dong Nai 4 HPP	EVN	340			2011
	Son Dong Coal TPP	VINACOMIN/IPP		220		From 2008
10	Mao Khe TPP #2	VINACOMIN/IPP	220			2013
	Hai Phong I TPP #1&2	Hai Phong Thermal Power JSC		600		From 2009
	Quang Ninh I TPP #1,2	Quang Ninh Thermal Power JSC		600		From 2009
11	Quang Ninh II TPP #1	Quang Ninh Thermal Power JSC	300	300		
12	Hai Phong II TPP #2	Hai Phong Thermal Power JSC	300			2012
	Cam Pha I TPP	VINACOMIN		300		From 2009
13	Cam Pha II TPP	VINACOMIN/IPP	300			2011
14	O Mon I TPP #2	EVN	300			2013
15	Vung Ang I TPP #1	LILAMA/IPP	600			2013
16	Trach 2 TPP	PVN/IPP	750			2011
17	Sekaman 3 HPP (Laos)	Viet Lao Hydropower JSC /BOT	248			2011
18	Small HPP IPP	IPP	213	150		

出典：「Review of Implementation of Power Development Plan VI」 IE, April 2010

2.4 系統開発計画

2000年、2005年、および2008年の送変電設備量を表2.4-1に示す。2008年の220kV送電線の総回線長は7,101km、変電所容量は18,639MVAであった。

表 2.4-1: 2008年の送変電設備量

No.	Year	2000		2005		2008	
	Volume	km	MVA	km	MVA	km	MVA
1	500 kV	1,532	2,850	3,286	6,150	3,286	7,050
2	220 kV	3,519	6,726	5,747	14,890	7,101	18,639
3	110 kV	7,909	8,193	10,874	18,609	11,751	23,872

出典：「Review of Implementation of Power Development Plan VI」IE, April 2010

以下、IEが2010年始めにとりまとめたPDP6の評価報告書である「Review of Implementation of Power Development Plan VI」に基づき、PDP6における系統計画と実績との乖離、およびその影響について記載する。

表2.4-2に2006年から2010年にかけての、PDP6における送電線および変電所の新設および改良の計画値と実績との比較を示す。PDP6上で2010年までに完了すべき送変電設備のうち、約5割しか運転を開始しておらず、多くの送変電プロジェクトが1-3年遅延している。

このため、電力の供給に支障が生じており、報告書案では、具体例として以下の記載がある。

用地確保の問題で220kVの送変電設備の工事が遅延し、ハノイ市のHung Yen, Bac Ninh 地域、ホーチミン市およびその周辺のDong Nai, Binh Duong, Long An 地域では、220kV送電線および変電所が過負荷の状態にある。実際2009年の乾期には、ハノイ地域で多くの送電線が過負荷し、供給支障を生じた。EVNは、MOITに対して、ハノイ市内のHa Dong, Chem およびMai Dong 220kV変電所およびいくつかの220-110kV送電線の完成を急ぐことが必要である、と報告した。

2009年の後半に報告されたIEおよび中央給電指令所の見積もりによると、2013年-2014年にかけて、発電所の運転開始時期の遅延により、南部は、北部および中央部から年間80-90億kWhの電力を送電する必要がある。仮に、南北を結ぶ500kV送電線あるいは南部のガス火力発電所のうち1もしくは2ユニット脱落すると、南部は広範囲に停電するリスクがある。従って、この期間、南部の発電所の運転開始の遅延を出来るだけ回避し、中部-南部間の送電線の増強を速やかに進めるべきとしている。

表 2.4-2: 2006年から2010年までのPDP6における送変電設備の計画値と実績との比較

Works	Planning		Perform		Rate (%)	
	Amount	Volume (MVA/km)	Amount	Volume (MVA/km)	Amount	Volume
500 kV Substation New and expanded	15	8400	9	4950	60%	59%
500 kV Transmission Line New and renovated	12	1339	6	549	50%	41%
220 kV Substation New and expanded	87	19326	40	8938	46%	46%
220 kV Transmission Line New and renovated	117	4666	52	2323	44%	50%

出典：「Review of Implementation of Power Development Plan VI」IE, April 2010

2.4.1 2005-2010年までのEVNの投資内容

2005-2010までにEVNが実施したプロジェクト内容について表2.4-3-表2.4-6に示す。2010年中に完成見込みの案件は500kV変電所、送電線はそれぞれ77%、46%、220kV変電所、送電線はそれぞれ47%、40%であり、220kVの遅れが比較的高い。

表 2.4-3: プロジェクトの実施状況(500kV変電所)

NO	PROJECT	VOLUME		NOTES	SCHEDULE
I	500KV Substations in 2006-2010			Completion rate: 74 %	
1	Phu My	1	x	450	Transformer 2 2005
2	Da Nang	1	x	450	Transformer 2 - Jan 2006 2006
3	Di Linh	1	x	450	Associated with Dai Ninh - 2008 2007
4	Quang Ninh	1	x	450	Associated with Quang Ninh TPP 2009
5	O Mon	2	x	450	2007-2010 2009
6	Thuong Tin	1	x	450	Transformer 2 - 2008 2010
7	Tan Dinh	1	x	450	Transformer 2 - 2007 2010
8	Dung Quat	1	x	450	2010
9	Nhon Trach	1	x	450	Associated with Nhon Trach TPP 2010
10	Dak Nong	2	x	450	Associated with 3&4 HPP 2010
11	Son La	1	x	450	Trạm Pitong substation connecting Ban Chat HPP 2010
12	Song May	1	x	600	2007-2008 2011
13	Hiep Hoa (Soc Son)	1	x	900	2011
14	Vung Ang	1	x	450	Associated with Vung Ang I TPP 2012
15	Cau Bong	1	x	600	2014

出典：「Review of Implementation of Power Development Plan VI」IE, April 2010

表中の黒字表示は2009年以前(及び未定)、青字表示は2010年、赤字表示は2011年以降を示す。

表 2.4-4: プロジェクトの実施状況(500 kV 変電所)

II	500KV lines in 2007-2010				Completion rate: 46 %	
1	Nha Be - O Mon	1	x	152	2006	2007
2	Quang Ninh - Thuong Tin	2	x	152	2009 -2010	2009
3	Son La HPP- Pitoong	2	x	5	2010	2010
4	Son La HPP - Nho Quan	1	x	240	2010	2010
5	Branching to Dong Nai 3&4	2	x	2	2008-2009, connecting at 220kV	
6	Phu Lam - O Mon	1	x	149	2007	2011
7	Phu My - Song May	2	x	63	2008-2009	2011
8	Song May - Tan Dinh	2	x	40	2008-2009	2011
9	Pitoong - Hiep Hoa (Soc Son)	2	x	260	2010	2011
10	Vnh Tan TPP- Song May	2	x	260	Associated with Vinh Tan TPP	2012
11	Branch to Vung Ang I	2	x	16	Associated with Vung Ang I TPP	2012
12	Branch to Cau Bong	2	x	0.5		2012

出典：「Review of Implementation of Power Development Plan VI」 IE, April 2010

表中の黒字表示は 2009 年以前 (及び未定)、青字表示は 2010 年、赤字表示は 2011 年以降を示す。

表 2.4-5: プロジェクトの実施状況(220 kV 変電所)

III	220KV substations in 2006-2010				Completion rate: 47 %	
1	Cat Lai	1	x	250	Transformer 2 - 2005	2004
2	My Phuoc	2	x	250	2006 - 2008	2007
3	Dinh Vu	1	x	250		2008
4	Thanh Cong	2	x	250	Transformer 1: 2006	2008
5	Buon Kuop	1	x	125	2009	2008
6	Cao Lanh	2	x	125	Approved in plan	2008
7	Ben Tre	2	x	125		2008
8	Van Tri	1	x	250	2006	2009
9	Son Tay	1	x	250	2007-approved	2009
10	Hai Duong 1	125	+	250		2009
11	Vat Cach	1	x	125	Installed transformer 2	2009
12	Phu Ly	2	x	125		2009
13	KrongBuk	1	x	125	Changed transformer, Transformer 2 - 2011	2009
14	Tuy Hoa	1	x	125	2008	2009
15	Tao Dan	1	x	250	Transformer 2	2009
16	Phan Thiet	1	x	125	2007	2009
17	Long An	2	x	125	2006 - 2008	2009
18	Chau Doc	2	x	125	M2-2010	2009
19	O Mon	2	x	125	Associated with O Mon, Transformer 2 - 2012	2009
20	Thot Not	1	x	125		2009
21	Nhon Trach TPP	1	x	250	Invested by TPP	2009
22	Kim Dong	1	x	250	2008-Approved	2010
23	Son La town	1	x	125		2010
24	Dong Ha	1	x	125		2010
25	Tam Ky	1	x	125	2008 - Approved	2010
26	Doc Soi	1	x	125	Replacement of transformer, upgrading to 500kV	2010
27	Dak Nong	1	x	125	2010	2010
28	Nam Sai Gon	2	x	250	2006 - 2009	2010
29	Long Thanh	1	x	250	Transformer 2 - 2006	2010
30	Tan Dinh	1	x	250	Transformer 2	2010
31	Binh Long	2	x	125	2006-2010	2010
32	Mỹ Tho	1	x	125	Transformer 2 (plan approved)	2010
33	Kien Luong	1	x	125		2010
34	Tuyen Quang	1	x	125		2011
35	Hai Duong 2	1	x	250		2011
36	Bim Son	1	x	125	2008 - plan approved	2011
37	Bao Thang	1	x	250	Connecting small HPP of Lao Cai	2011
38	Thach My	1	x	125	Connecting small HPPs	2011
39	Uyen Hung	1	x	250	2008	2011
40	Xuan Loc	1	x	250	2008	2011
41	Vung Tau	2	x	250	2006 - 2008	2011
42	Thuan An	1	x	250	2009 - 2010	2011
43	Bac Lieu	1	x	125	Transformer 2	2011
44	Tra Vinh	2	x	125		2011

III	220KV substations in 2006-2010					
45	Ba Don	1	x	125		2012
46	Cu Chi	2	x	250	2008	2012
47	Phu My 2 industrial zone	1	x	250	2008	2012
48	Long Bien	1	x	250	2008	2013
49	Soc Trang	1	x	125	Plan approved	2013
50	Thuong Tin	1	x	250	2007-plan approved	2015
51	Thai Nguyen	2	x	250	Replacement of transformer, approved	
52	Viet Tri	1	x	250	Replacement of transformer	
53	Cam Pha	1	x	125		
54	Yen Bai	1	x	125	2008-2009, approved	
55	Lao Cai	1	x	125		
56	Tuyen Quang	1	x	63	In TPP	
57	Vinh Yen	2	x	125		
58	Nam Dinh	1	x	250	Replacement of transformer	
59	Hue	1	x	125	Installation of transformer 2	
60	Dung Quat	1	x	125		
61	Song May	1	x	125	2007, in Song May 500 kV substation	
62	An Duong	1	x	250	2007	
63	Xuan Mai	1	x	250	Transformer 2-2008-approved	
64	Bac Ninh	2	x	250	Replacement of transformer	
65	Bac Giang	1	x	125	Installation of transformer 2	
66	Tam Hung	2	x	125	In Hai Phong TPP	
67	Trang Bach	1	x	125	Installation of transformer 2	
68	Quang Ninh	2	x	125		
69	Hoa Binh	1	x	125	Installation of transformer 2	
70	Thai Binh	1	x	250	Installation of transformer 2	
71	Nghi Son	1	x	125	Transformer 2 – plan approved	
72	Do Luong	1	x	125		
73	Ha Tinh	1	x	125	Installation of transformer 2	
74	Thach Khe	2	x	125		
75	Vung Ang 1	1	x	250		
76	Than Uyen	1	x	125	Connecting small HPPs in Son La	
77	Hoa Khanh	1	x	125	Installation of transformer 2	
78	Ngu Hanh Son	1	x	125		
79	Dung Quat steel	2	x	100	Transformers 1, 2	
80	Duc Pho	1	x	125		
81	Plei Ku	1	x	125	Transformer 2 - 2010	
82	Hiep Binh Phuoc	2	x	250	2007	
83	Binh Tan	2	x	250	2006 - 2008	
84	My Xuan	1	x	250	2007	
85	Dai Ninh	1	x	63	Associated with Dai Ninh - 2008	
86	Tan Rai	2	x	125	Associated with aluminum plant	
87	Da Lat	1	x	125	2009	
88	Trang Bang	1	x	250	Transformer 2	

出典：「Review of Implementation of Power Development Plan VI」IE, April 2010

表中の黒字表示は2009年以前(及び未定)、青字表示は2010年、赤字表示は2011年以降を示す。

表 2.4-6: プロジェクトの実施状況(220 kV 送電線)

IV	220KV lines in 2006-2010				Completion rate: 40 %	
1	NhonTrach TPP – Cat Lai	2	x	20	Associated with Nhon Trach	2005
2	NhonTrach TPP – Nha Be	2	x	10	Associated with Nhon Trach	2005
3	Branch Vinh Yen - Vinh Yen	2	x	5		2006
4	Se San 3 - Pleiku	2	x	30		2006
5	Se San 3A – Se San 3	1	x	10		2006
6	Tuyen Quang HPP-Branch Thai Nguyen- Soc Son	2	x	170	Power purchased from China - 2007	2007
7	Tuyen Quang - Yen Bai	2	x	30	ADB	2007
8	Dai Ninh – Di Linh	2	x	39	2007-Associated with Dai Ninh	2007
9	Tan Dinh - My Phuoc	2	x	50	2006 (initial section on poles with four circuits)	2007
10	Dong Hoa - Dinh Vu	2	x	18.2		2008
11	Branch – Son Dong TPP	2	x	18	Associated with Son Dong TPP	2008
12	Branch Thai Nguyen – Soc Son - Soc Son	2	x	40	Power purchased from China- 2007	2008
13	Tuyen Quang HPP – Bac Can – Thai Nguyen	2	x	130	Approved	2008
14	Branch – A Vuong 1	2	x	15	Associated with A Vuong	2008
15	Branch A Vuong 1 – Hoa Khanh	2	x	75	Associated A Vuong	2008
16	Buon Kuop - KrongBuk	2	x	57	Associated with Buon Kuop	2008
17	Ha Song Ba – Tuy Hoa	2	x	40	2008	2008
18	Buon Kuop - Krongbuk - SeRePok 3	2	x	25	2009	2008
19	Qui Nhon – Tuy Hoa	1	x	95	2008	2008
20	Ca Mau TPP- Rach Gia	2	x	110	Associated with ca Mau TPP	2008
21	Branch Cao Lanh	2	x	3		2008
22	Branch Son Tay	2	x	1.5	2007 - Approved	2009
23	Branch Hai Duong 1 - Hai Duong 1	2	x	11		2009
24	Hai Phong I TPP- Vat Cach	2	x	19	Associated with Hai Phong I TPP	2009
25	Hai Phong I TPP - Dinh Vu	2	x	16	Associated with Hai Phong I TPP	2009
26	Vat Cach - Dong Hoa	2	x	13.5	Replacement with temperature resistant conductor (associated with Hai Phong II TPP)	2009
27	Hoanh Bo - Quang Ninh	2	x	20.3	On four-circuit line with 110kV - WB	2009
28	Cam Pha - Quang Ninh	2	x	30.9	On four-circuit line with 110kV - WB	2009
29	Trang Bach - Vat Cach	1	x	17.7	Circuit 2	2009
30	Branch Phu Ly	2	x	2.98		2009
31	Dong Hoi - Dong Ha - Hue	1	x	216	Circuit 1	2009
32	Se San 4 – Pleiku	2	x	50	2009	2009
33	Buon Tua Srah - Buon Kuop	1	x	50	2008	2009
34	Branch An Khe	2	x	5	2009	2009
35	Tuy Hoa – Nha Trang	1	x	110	2008	2009
36	Branch Long An	2	x	1		2009
37	Ham Thuan - Phan Thiet	2	x	60	2007	2009
38	Ca Mau TPP- Bac Lieu	2	x	76	Associated with Ca Mau TPP	2009
39	Thot Not - Chau Doc	2	x	69.5		2009

IV	220KV lines in 2006-2010					
40	Soc Son - Van Tri	2	x	25		2010
41	Branch Thanh Cong	2	x	10.5		2010
42	Sông Tranh 2 - Tam Kỳ	2	x	65	2009-approved	2010
43	Doc Soi Dung Quat - Dung Quat steel plant	2	x	15		2010
44	Ba Ria - Vung Tau	2	x	14	2008	2010
45	Dong Nai 3 HPP- DakNong	2	x	25	Associated with Dong Nai 3 HPP	2010
46	Dong Nai 4 HPP - DakNong	2	x	15	Associated with Dong Nai 4 HPP	2010
47	Branch Nam SG	2	x	1		2010
48	O Mon TPP - Soc Trang	1	x	73	Plan approved	2010
49	Kien Luong - Chau Doc	1	x	72		2010
50	Soc Trang - Bac Lieu	2	x	50	Plan approved	2010
51	Ninh Binh TPP- Nam Dinh	1	x	30	Shared towers with 110kV	2011
52	Branch NMD Mao Khê	4	x	3	Associated with Mao Khe TPP	2011
53	Mao Khe TPP- Hai Duong 2	2	x	25	Associated with Mao Khe TPP	2011
54	Connecting A Luoi HPP	2	x	30	2010	2011
55	Branch Xuan Loc	4	x	5		2011
56	Branch Thuan An	2	x	1		2011
57	Uyen Hung - Tan Dinh	2	x	20	2008	2011
58	Vĩnh Long - Trà Vinh	2	x	70		2011
59	Dong Hoa - Thai Binh	2	x	53.6	WB	2012
60	Ha Tinh - Vung Ang	2	x	70	Associated with Vung Ang I TPP	2012
61	Vung Ang - Ba Don	2	x	45	Associated with Vung Ang I TPP	2012
62	Ba Don - Dong Hoi	2	x	40	Associated with Vung Ang I TPP	2012
63	Branch Phu My 2 Industrial zone	2	x	4		2012
64	Song May - Uyen Hung	2	x	20	2008	2012
65	Branch Cu Chi substation - Tan Dinh - Trang Bang	4	x	1	2008	2012
66	Cau Bong 500kV - Hoc Mon 220kV	2	x	10	2010	2012
67	Branch Long Biên	2	x	18		2013
68	Nam Dinh - Thai Binh	1	x	30	Circuit 2	2013
69	Cau Bong 500kV - Binh Tan	2	x	10	2010	2013
70	O Mon TPP- Thot Not	2	x	22		2014
71	Thanh Hoa - Nghi Son	2	x	52		
72	Vinh - Nghi Son	2	x	113		
73	Vinh - Ha Tinh	1	x	65.2	Circuit 2	
74	Chem - Van Tri	2	x	10	Initial section on four-circuit towers	
75	Chem - An Duong	2	x	10		
76	Pho Noi - Kim Dong	2	x	22		
77	Hai Phong II TPP - Hai Phong I TPP	2	x	0.5	Associated with Hai Phong II TPP	
78	Uong Bi Ext. - Trang Bach	2	x	17	Associated with Uong Bi ext.	
79	China - Lao Cai - Lao Cai - Yen Bai - Viet Tri	2	x	230	2006-approved	
80	China - Ha Giang - Bac Me	2	x	70	Power purchased from China-	
81	Connecting small HPPs Ha Giang	2	x	100		

IV	220KV lines in 2006-2010					
82	Bac Me - Tuyen Quang HPP	2	x	60	Power purchased from China-2007	
83	Pitoong - Son La Town	1	x	40	Circuit 2	
84	Pitoong - Huoi Quang	2	x	25		
85	Huoi Quang - Ban Chat	2	x	35		
86	Ninh Binh TPP- Hoa Lu	1	x	6	Shared towers with 110kV	
87	Branch Bim Son	2	x	2		
88	Branch Do Luong	2	x	2		
89	Vinh - Ban Ve HPP	2	x	174	ADB, AFD	
90	Ha Tinh - Thach Khe	2	x	20		
91	Than Uyen - branch Huoi Quang - Ban Chat	2	x	20	Connecting small HPP Lao Cai	
92	Bao Thang - Yan Bai	2	x	180	Connecting small HPP Lao Cai	
93	Bac Ha (NaLe) HPP - Bao Thang	1	x	30	Associated with Bac Ha HPP	
94	Hue - Hoa Khanh	1	x	110	Circuit 2	
95	Se Kaman 3 - A Vuong 1	2	x	120		
96	Branch Ngu Hanh Son substation	2	x	12		
97	Doc Soi - Duc Pho	1	x	64	Circuit 1	
98	Duc Pho - Quy Nhon	1	x	125	Circuit 1	
99	Da Lat - Da Nhim	1	x	28	Circuit 1	
100	DakTih HPP- DakNong	1	x	10	Associated with DakTih HPP	
101	DiLinh - Tan Rai	2	x	10	Associated with aluminum plant	
102	My Phuoc - Binh Long	2	x	38	2006	
103	Branch Hiep Binh Phuoc	4	x	2		
104	Branch Binh Tân	2	x	1		
105	Branch Song May - Tri An - Long Binh	4	x	5	2006	
106	Branch Song May - B.Loc - Long Binh	4	x	10	Four circuit-towers	
107	Branch Song May - Long Binh	2	x	15	Upgrading to 2 circuits	
108	Phu My - My Xuan	2	x	3	2007	
109	Phu My - Ba Ria	2	x	24.7	Increasing cross section of conductor	
110	Nhon Trach TPP - Tam Phuoc - Song May	2	x	36	Associated with Nhon Trach	
111	Nha Be - Phu Lam	2	x	15	Increasing cross section of conductor	
112	Phu Lam - Hoc Mon	2	x	19	Increasing cross section of conductor	
113	Cat Lai - Thu Duc	2	x	9	Increasing cross section of conductor	
114	My Tho - Ben Tre	2	x	21	Circuit 2	
115	O Mon - Vinh Long	2	x	40		
116	O Mon TPP- Tra Noc	2	x	10		

出典：「Review of Implementation of Power Development Plan VI」 IE, April 2010

表中の黒字表示は2009年以前(及び未定)、青字表示は2010年、赤字表示は2011年以降を示す。

2.4.2 PDP6の実施上の問題点

IEでは、電源開発プロジェクトが遅延している理由を以下のようにまとめている。

- 世界的な不況の影響。
- 複数のプロジェクトが同時に実施される場合などの投資家の資金不足。
- ローンの手続きに多くの時間を要した。
- コンサルティングおよび請負業者の能力不足による入札手続およびプロジェクトの不十分な管理。
- 原油価格の高騰による資機材価格の高騰。資機材の納入時期の半年から1年の遅延。
- IPPプロジェクトの工程を管理し、保証する機能の不在。特に新規投資家の経験不足。
- 現場サイトの用地問題。用地補償の困難。

発電所の建設遅延の問題と同様に、送変電設備の建設の遅延に対して、以下の要因がある。

- 投資資金の不足。
- 周辺の電力需要の伸びは少ない一方で局所的に需要が増大している地域があり、送変電設備の投資を困難にしている。
- プロジェクトの不十分な管理およびコンサルティング請負業者の能力不足。
- 資機材価格の高騰。
- 用地の確保、補償がますます困難になっている。特に大都市において、電力セクターと地域の関係者との間での調整がうまくいっていない。（たとえば、リーダーは政策的に合意していても、様々なセクターの間では整合がとれておらず、手続きを困難にしている。）

IEが記載した上記の要因の他、以下の要因も挙げられる。

- PDP6の計画そのものが、高望み過ぎた。
- EVNの資金不足があった。
- 事業の遅延に対しMOITは対策を講じなかった。
- EVNと投資家間のPPA締結が遅れた。（政府による電気料金の規制に問題あり）
- 発電所の建設業者（特に中国企業）の脆弱性。
- 南部地域での石炭火力発電所建設サイトの悪条件。（気象条件を含む）
- 再定住コストの上昇がおきた。（水力発電建設のとき）

PDP6は、世界不況・資金不測・関係者の経験不足などにより、大きな計画の遅れを来したが、今後のPDP7作成における注意点は、以下のとおりである。

- PDP6と同様な問題として、PDP7でも問題とされる大きな要素は、資金不足である。PDP6では、当初より資金不足が指摘されていたため、これまでEVNが中心になって電力供給をしていたが、電力市場公開政策のもとで、BOTやBOOでの発電能力の増大を図ろうとしている。
- また、ベトナムでは基本的に電力料金が低く、これを目当てに海外からの企業が参入してくるという側面もある。今後は、電力料金の適正化が計られるものと思われる。
- PDP7では、今後とも急速な電力需要の増加が予測されるが、これを出来るだけ抑えることで、電力需給バランスを測ることも考えられている。すなわち、省エネルギーの促進、DSMの導入、地域バランスの確保などによる対策である。
- PDP6とPDP7の違いは、計画作成機関であるIEの所属が、EVNでなくMOITになっているということである。そのため、工場団地の電力需要や大型商業施設での電力需要については、全国規模で調査され、地域バランスを考慮した電源計画が立案されると思われる。家庭部門での電力需要は、高い伸び率ではあるが、比較的予測可能な傾向を示しているので、全体として、PDP7はPDP6よりは、実態に近い予測が出来るものと思われる。
- 日本からの支援としては、資金的な支援と技術的な支援が求められていることは、従前と変わりはないが、近年のベトナムの電力事情は、ますます経済発展のボトルネックになりつつあることを考えると「スピードをもった支援」が求められている。

2.4.3 電力不足

2.2および2.3で記載したとおり、電源計画および系統開発計画ともに遅延しており、2006年-2010年の電源開発は計画の7割程度、系統開発は5割程度にとどまっている。現在、最大需要に対する設備容量の余力は少ない。

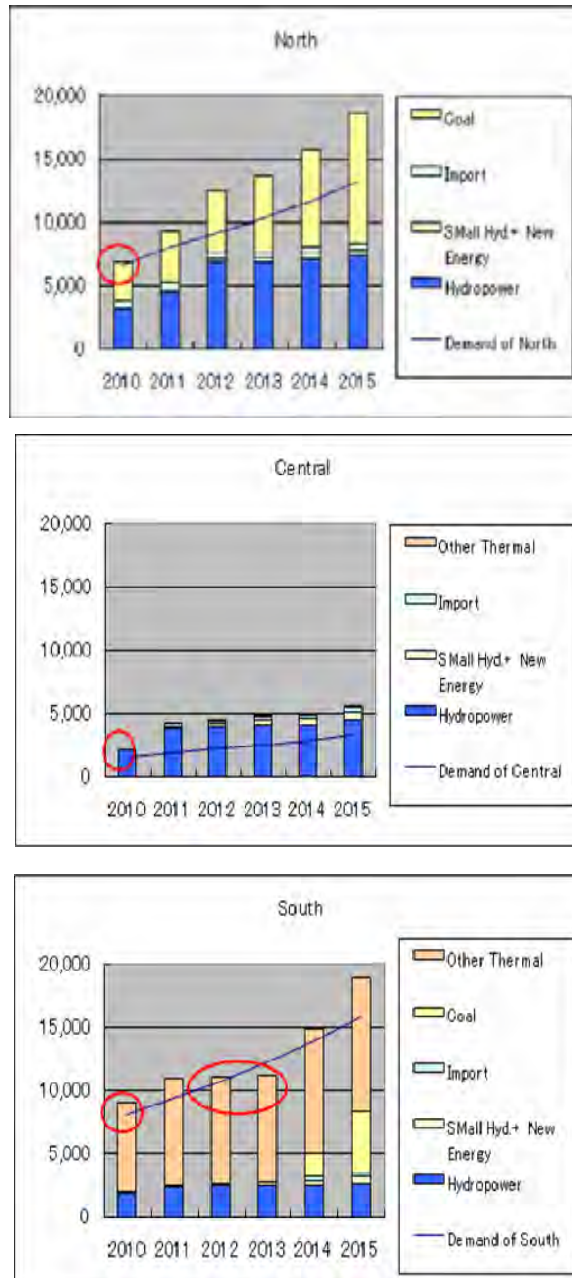
さらに、2010年6月にはHoa Binh (1,920 MW)の有効落差が設計値の7~8割程度にまで下がり、特に北部では著しい電力不足に陥ったと考えられる。

2009年には系統開発の遅延によりHanoi city, Hung Yen, Bac Ninhなどの北部の地域およびHo Chi Minh city, Dong Nai, Binh Duong, Long Anなどの南部の地域において220 kV系統の設備の一部が過負荷運転を行った。特に乾季には、ハノイ市の220 kV系統の過負荷により、供給支障が発生している。

停電の原因は電源不足だけでなく、維持管理の問題や、送電線の容量不足等の事情も考えられる。

また、図 2.4-1 はピーク需要と電源設備容量を比較したものであり、将来的にも、渇水期などには南部の需給状況は厳しくなると予想される。

(単位：MW)



出典：IE データより想定（条件：発電所はフル出力、需要はピーク）

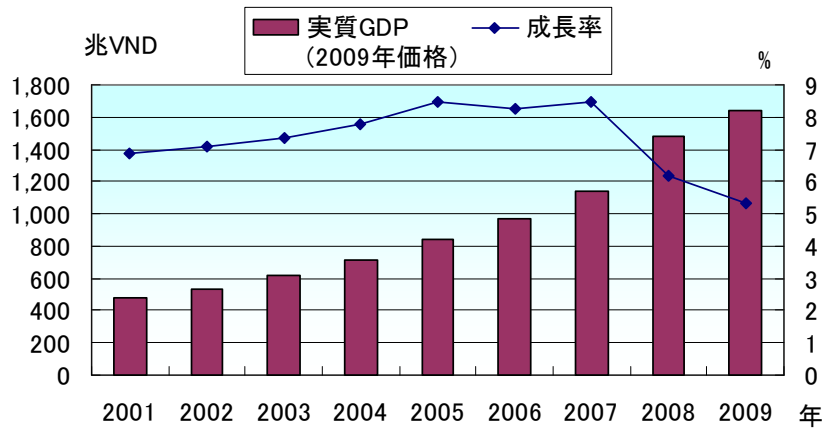
図 2.4-1: ピーク需要と電源設備容量比較



第3章 現状の需要予測の検証

3.1 経済状況の調査

ベトナムでは1986年の「ドイモイ：刷新」政策や「社会経済発展計画」等の実施を通じてめざましい経済発展を遂げ、2007年1月には世界貿易機関（World Trade Organization、以下「WTO」）への正式加盟を果たした。2001年以降2009年までベトナムのGDPは図3.1-1に示すとおりであり、年率平均7.3%のペースで拡大している。



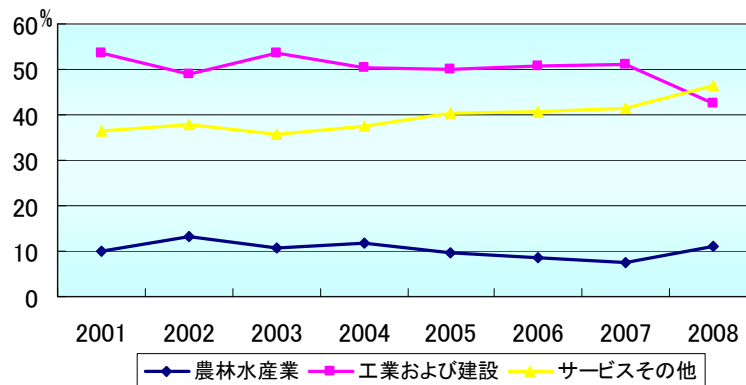
出典：IMF World Economic Outlook Database (2010/04)

図 3.1-1: ベトナムの実質 GDP と成長率の推移

なお、ベトナムが自国の経済状況分析を行った資料としては、SED2020がある。これは2009年6月に第7次電力マスタープラン作成のために「2050年までのエネルギー発展計画研究のための経済発展の予測（Economic Development Forecast serving Study on Development for the period up to 2050、以下「EDF2050」）」を見直す形で作成されたものである。

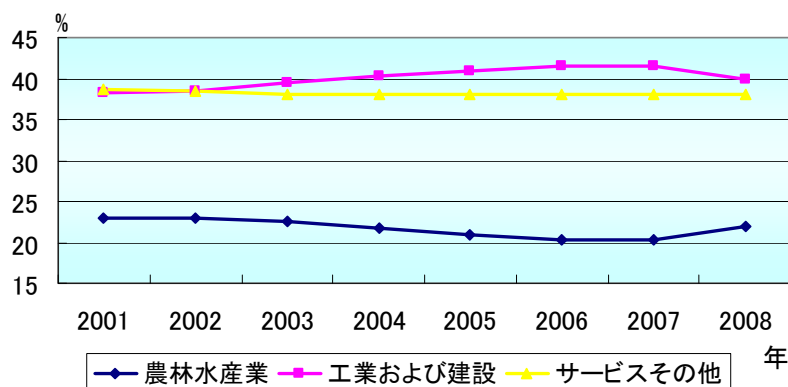
この間、国内総生産は1.76倍となり、2009年は1兆6454億VNDであった。期間別には「アジア通貨危機」の影響で経済成長率は一時的に停滞したが、その後徐々に成長速度を速め、2001年から2005年までの経済成長率は、年平均7.5%へ回復した。さらに、2006年から2007年では年率平均8%を超えた。世界的な金融危機の影響を受け2008年は6.18%に減少し、2009年には5.32%と1999年以来最も低い経済成長率を余儀なくされた。しかし、2010年には製造業の回復から、経済回復の兆しが見られる。

SED2020によると、部門別に同期間で最も高い産業別成長寄与率を示したのは、「工業および建設」で、約50%の割合を占め、次いで「サービスその他」が約40%であった。他方「農林水産業」は僅かに約10%でしかない。この間、図3.1-2に示すとおり「工業および建設」の割合は比較的安定して推移しているが、「農林水産業」は割合を減らし、その分「サービスその他」の割合が増えている。農林水産業部門の発展が他部門に比べて大きく遅れている事情が伺える。また、図3.1-3に示すとおりベトナム経済は2001年から2008年にかけて、労働人口の産業間やエリア間の移動に伴い産業構造や労働人口構造に関する重要な変化が起こっている。以上よりベトナムの経済成長は「工業および建設」と「サービスその他」に支えられていると言う事が出来る。



出典：SED2020

図 3.1-2: 部門別の産業別成長寄与率



出典：SED2020

図 3.1-3: 産業構造の変化

また、近年ベトナムでは FDI が急増している。これは、同国が発展準備の初期段階を抜け出し、経済のテイクオフに向けての第二段階に入ってきたことを示す顕著な指標と言える。2008 年中には FDI 額は 640 億 USD（計画では 145 億 USD）に達している。社会経済発展計画で想定されている FDI 額の 4.5 倍に達しており、経済の国際化と市場化がベトナムへの FDI の流入を加速していると言える。2009 年は世界的な金融危機のためにベトナムへの FDI は伸び悩んでいるが、2010 年以降は再び回復すると見込まれる。

3.2 2010 年から 2030 年までの経済見通し

ベトナムの長期経済動向に関する直近の公的な見通しとしては「社会経済発展計画 2006-2010」がある。その後これに並ぶような公式の長期展望はないが、2005 年に EDF2050 が専門家グループにより作成された。その後、前章で述べたとおり SED2020 が作成されている。

SED2020 によれば、今後のベトナム経済は、他の発展途上国と同様に国際的な経済情勢、取り分け日本、アメリカ、EU と東南アジア諸国連合（Association of South-East Asian Nations、以下「ASEAN」）の経済動向に大きく影響を受けるであろうと述べられている。そのため、2030 年までの経済成長の見通しでは、世界経済の見通しを背景にベトナム経済の見通しについて述べられている。

また、ベトナム経済は中国や ASEAN 各国との経済格差に牽引される形で発展し、この格差は容易に解消されるものでないため、SED2020 では、2030 年まで継続的に 8%を維持すると述べられている。この想定の変因について以下に示す。

なお、現時点で SED2020 の予測値を評価することは難しいが、高成長・基本・低成長シナリオと場合分けして想定しており、手法や内容については評価出来る。

3.2.1 世界経済の現状

世界経済の現状については以下に示すとおりである。今後、世界は相互依存を強め平和で安定に向かう。しかし、国際情勢の変化は速まり、予期できない変化も起こりえるため、発展途上国でも世界経済の影響を大きく受ける事が予測される。

- 世界経済は世界的な金融危機からの回復基調にある。
- 発展途上国は資源獲得競争により困難に直面している。
- 相互依存関係強化によるリスクが増大している。
- 世界経済の成長と変革は科学技術（特に情報通信技術（Information Technology、以下「IT」等）の影響が大きい。

- 先進国の財政赤字拡大により、発展途上国への投資資金が減少している。
- 相互間、地域間の経済交流は拡大し続けている。

3.2.2 世界経済の見通し

上記の状況を背景に世界の経済成長を考察すると、世界経済の成長に関しては以下の点から基本的には楽観的であるとの一致した見解を持っており、金融危機の影響は未だ解消され無いものの、2010年には回復し、今後は大きな成長が見込めると考えられる。

- 貿易は好調に推移する。
- 投資については特にFDIは大きく増加しODAも増加する傾向が強い。
- 世界経済発展促進のため、金融機関の重要性が増大する。
- 消費は新たに台頭する市場を中心に大きく増加する。
- 労働力市場は国際化の影響を受ける。

3.2.3 ベトナムの経済発展における優位性

まず、ベトナムの経済発展に寄与するであろう、ベトナムの持つ潜在的な優位性について以下に示す。

- ベトナムは高い成長を続けるアジア域内に位置していたため、貿易と投資に関して経済成長を進める上で有利な点を持っている。
- ベトナムは天然資源、労働力や安定した政治という利点を持っているため、アメリカ、EU、日本や中国などの注目を集めている。一方で、相互協力関係や地域内の相互依存を深め、北米自由貿易協定（North American Free Trade Agreement、以下「NAFTA」）、インドや韓国と言った国とも関係を強化している。
- 貿易自由化により市場は拡大し投資資金が集まり、ベトナムにとって貿易と投資拡大の機会を与える。
- 世界経済の構造変化はベトナム経済の構造変化を促進し、強いプラスのインパクトを与える。
- ベトナムは技術移転や技術革新の機会を多く持つ事が出来る。
- 市場の開放、発展及び制度の整備はベトナムの科学技術発達に寄与し、労働生産性や生産効率を高める。

3.2.4 ベトナムの経済発展における課題

次にベトナムの経済発展における課題について以下に示す。

- 国際化によって発展の機会をもたらされるが、輸出市場や投資資本、労働力及び科学技術の競争に直面する。
- 中国、インドや ASEAN の高い成長をしている国は、ベトナムと競合する点が多いため競争が激化する。
- ベトナムの発展の潜在能力は高い技術を持った人的資源の乏しさ、インフラの脆弱さ、経済規模の小ささ、少ない事業主体、弱い競争力により、制限される。
- 貿易自由化が進んでも保護政策や通称障壁は多くの国で適応される。
- 保護政策や通称障壁は特に先進国に適用される。一方でベトナムの商品やサービスの潜在競争力は低い。
- 国際ルールを理解し適応したベトナムの事業主体は少なく、ベトナムの事業主体は国際市場に食い込むためのこの種の障壁克服の困難さに直面する。
- 国際的な約束を果たすために関税障壁を上げる事に伴う国内市場を失うリスクも存在する。

3.2.5 経済発展シナリオの要因

以上の分析結果を踏まえ 2020 年までの経済発展シナリオを作成するための要因は以下のとおりである。

- 金融危機からの脱却、成長の安定性と回復の可能性。
- 国際環境（国際化、自由化の速度、広がり）の安定性。
- 投資資本の増加。（FDI を含む）
- エネルギー価格の安定（特に原油）等の問題解決。

また、戦略上重要な要因は以下のとおりである。

- 金融危機の影響が限定的であったため、素早く回復出来るか回復の速度は遅いのか。
- ベトナムが経済の国際化の課題を克服出来るか否か。
- 国内の成長戦略を加速出来るか。（高いレベルの規制緩和や政策の改革等）

3.2.6 高成長シナリオによる見通し

以下に高成長シナリオによる経済発展見通しを示す。

- 2010 年には世界経済は金融危機以前の水準に回復する。
- 国際市場は安定し好調に推移する。
- エネルギー価格（特に原油）が適切な水準で安定する。

- ベトナムが経済の国際化の課題を克服し安定成長する。
- 高いレベルの規制緩和や制度改革が行われる。
- 包括的かつ持続的な改革が安定的に 2020 年以降も実行される。
- 政治主導の高付加価値、高い技術の輸出産業が創立される。
- 高いサービスと労働集約型の発展により労働問題が首尾良く解決される。
- 技術的な基盤システムが形成される。
- 経済を牽引する基盤産業が発展し 2020 年までに経済の潜在能力が備わり使用可能となる。

3.2.7 基本シナリオによる見通し

以下に基本シナリオによる経済発展見通しを示す。

- 2010 年には世界経済は金融危機以前の水準に回復する。
- 国際市場は安定し好調に推移する。
- エネルギー価格（特に原油）が適切な水準で安定する。
- ベトナムが経済の国際化の課題を克服し安定成長する。
- 現状並みの規制緩和や制度改革が行われる。
- 政治主導の高付加価値、高い技術の輸出産業が創立される。
- 高いサービスと労働集約型の発展により労働問題が首尾良く解決される。
- 技術的な基盤システムが穏やかに発展する。
- 一部の基盤産業のみが 2020 年時点で発展している。
- 基盤産業はもちろん技術的な基盤システムも継続的な将来の発展を下支えする。

3.2.8 低成長シナリオによる見通し

以下に低成長シナリオによる経済発展見通しを示す。

- 世界経済の回復は遅く金融危機の影響は今後も続く。
- 国際市場は安定しない。
- エネルギー価格（特に原油）は安定せず原油価格は上昇する。
- 国内経済は金融危機の影響によりアジア危機と同様に不況となる。
- 規制緩和や制度改革が遅れる。
- 包括的かつ持続的な改革の実行が遅く、現状維持の対策が実施される。
- 高付加価値の輸出産業の発展が弱い。
- 労働力の問題が解決されない。

- 技術的な基盤システムが発展せず、一部の基盤産業のみが2020年までに発展する。
- 基盤産業はもちろん技術的な基盤システムも継続的な将来の発展を下支えする。

3.3 主要な開発計画の調査

大型施設の調査対象は工業団地、商業施設、運輸関係（鉄道、港湾、空港、道路）、リゾート、学園都市とした。

3.3.1 主要な開発計画内容

(1) 工業団地

工業団地の計画はベトナムの経済発展の要であり、国を挙げてのテーマであり、多くの団地がこれまでも建設され、今後の計画も目白押しである。

(a) 現状

2008年末現在の工業団地数と面積は次の表 3.3.1 のとおりである。

表 3.3-1: 現在の工業団地(2008年)

地域		個数	面積(ha)
北部	Red River Delta	58	14.1
	Northern Midlands and Mountain area	14	2.3
中部	Central Coastal area	27	4.9
	Central Highlands	7	0.9
南部	South East	82	27.7
	Mekong River Delta	35	7.3
合計		223	57.3

出典：Survey of Large scale development projects in Vietnam, INDUTECH, 2010

この中ですでに稼働中のものは145個で面積は36,199 haで個数では65%、面積では63%である。残りは建設中である。工業団地のインフラ整備のための投資額ではFDIで24億USD、国内からは86兆VNDである。このうちFDIは47%、国内投資は37.5%がすでに支払われている。これらの工業団地で活動するために、FDIではプロジェクトは3,363件、投資額は367.63億USDが、国内からの投資額は232兆VNDとなっている。このうちFDIは43.1%、国内では42.8%がすでに支払われている。この工業団地で働いている人数は130万人と発表されている。

(b) 2020年までの計画

2020年までの工業団地の全体計画の規模は次の表3.3.2のとおりである。

工業団地の計画はMPIの下部組織のDSI(The Development Strategy Institute、以下「DSI」)の管轄下にある。調査結果報告書はDSI作成の開発計画書を基にしてある。新しい工業団地の全体の計画及び地域別の計画は次表で示されている。

表 3.3-2: 2020年までの工業団地の全体計画の規模

項目	2010	2011-2015	2016-2020
総面積 (ha)	55,000-60,000	84,000-85,000	130,000-131,000
インフラコスト (億USD)		25-30	40-45
期待される投資額(億USD)		500-550	400-450

出典：Survey of Large scale development projects in Vietnam, INDUTECH, 2010

表 3.3-3: 2011-2015年の地域別工業団地の計画内容

地域	地域名	Period of 2011-2015				
		生産額成長率 (%・年)	件数	新規面積(ha)	インフラコスト 億USD	投資額 億USD
北部	Red River Delta	13.5-14	10	2000	2	40
	Northern Midlands and Mountain area	13-14	34	11,000-12,000	10	180-200
中部	Central Coastal area	13-14	16	4,000-4,500	4	70-80
	Central Highlands	17-18		2000	1.5	5-100
南部	South East	12-13	16	6,500-7,000	5 - 10	140-150
	Mekong River Delta	14	16	3,200-3,500	5	85-90

出典：Survey of Large scale development projects in Vietnam, INDUTECH, 2010

表 3.3-4: 2016-2020年の地域別工業団地の計画内容

地域	地域名	Period of 2016-2020				
		生産額成長率 (%・年)	件数	新規面積(ha)	インフラコスト 億USD	投資額 億USD
北部	Red River Delta	12-14	12	4000	4	43-45
	Northern Midlands and Mountain area	10	43	42,000-43,000	16-20	170-180
中部	Central Coastal area	13	14-15	7,800-7,900	7-8	80
	Central Highlands	>15%		500-700	0.5	5-10
南部	South East	9-10	23	10,000-10,500	10	100
	Mekong River Delta	13	15	5000	5-7	50-70

出典：Survey of Large scale development projects in Vietnam, INDUTECH, 2010

(2) 商業施設

商業施設は工業団地に比べて規模も小さく、2016年以降の計画はまだ明確にされず、2015年までの計画が公表されている。北部、中部、南部の各開発計画は表3.3.5、表3.3.6、表3.3.7に示されている。表の中で規模の欄でm²は床面積、

GFAはGrand Floor Areaの略で庭等を含めた総面積をあらわす。施設の欄でO=Office、A=Apartment、S=Shopping center、H=Hotel、年の欄は実際に稼動する予定の年を示している。

表 3.3-5: 北部地区での商業施設の開発計画

地域	名前	場所	規模	投資	年	施設
北部	PVN tower	Hanoi	102 floors	10億USD	2015	O
北部	Royal City	Hanoi	120,945 m ²	100億VND	2013	O, A, S
北部	Hanoi City Complex	Hanoi	14,094m ² , 65floors GFA 250,572.26m ²	4億USD	2012	O, A, S
北部	Grand Plaza	Hanoi	16,000 m ² , GFA 119,500 m ²		2010	O, S
北部	The Lancaster Hanoi	Hanoi	GFA 50,900m ²	6,500億VND	2012	O, A, S
北部	Tricons Tower	Hanoi	17,211 m ²	1.45億USD	2013	A, S
北部	Handico Tower	Hanoi	5,376m ² , GFA 35,750m ² 2000 persons	7,320億VND	2010	O, A, S
北部	MIPEC Towers	Hanoi		1.5兆VND	2010	O, A, S
北部	Ciputra Mall	Hanoi	130,000 m ²		2010	S
北部	Vincom Plaza	Hai Phong	GFA 137,400 m ²	1.4兆VND	2010	O, A
北部	Pearl Phương Nam Tower	Hanoi	GFA 65,250 m ²	1.4兆VND	2010	O
北部	Habico Tower	Hanoi	4,490 m ² , GFA 120,200 m ²	2.2億USD	2010	O, A
北部	Keangnam tower	Hanoi	46,000 m ²	5億USD	2010	O, A
北部	Long Giang building	Hanoi	11,235 m ²	8億VND	2013	O, A, S
北部	Thanh Binh hotel	Thái Bình	10,045 m ² , GFA 44,702 m ²	5.03億VND	2013	H, O, A, S

出典：Survey of Large scale development projects in Vietnam, INDUTECH, 2010

表 3.3-6: 中部地区での商業施設の開発計画

地域	名前	場所	規模	投資	年	施設
中部	Lighthouse Complex Tower Nha Trang	Nha Trang		1.8兆VND	2013	O, A, S
中部	Blooming Tower Danang	Danang	10,770 m ² , GFA120,000 m ²	0.9億USD	2010	O, A, S
中部	Viễn Đông Meridian towers	Da Nang		1.8億USD	2014	O, A, S
中部	Harmony Tower	Da Nang		8.5億VND	2012	

出典：Survey of Large scale development projects in Vietnam, INDUTECH, 2010

表 3.3-7: 南部地区での商業施設の開発計画

地域	名前	場所	規模	投資	年	施設
南部	City Gate Towers	HCMc		1.7兆VND	2013	O, A, S
南部	Sài Gòn M&C	HCMc	GFA 72,000 m ²	2.6億USD		O, A
南部	Associates International building	HCMc	NA	12億USD	2014	O
南部	Crescent Mall	HCMc	GFA 112,000m ²	2億USD	2015	O, A, S
南部	Bitexco Financial Tower		100,000 m ² ,	2.2億USD	2014	O, A, S
南部	Thành Công Tower 2	HCMc	65,000 m ² , GFA 647,000 m ²	2.1億USD	NA	O, A, S
南部	Tân Phong Shopping Complex	HCMc		3.5億USD	2011	S
南部	Vietcombank Tower	HCMc	3,200 m ²	0.97億USD	2013	O, A, H
南部	DIC Phoenix	Ba Ria-Vung Tau	27,645m ² , GFA 115,000m ²	1.62兆VND	2012	O, A, S
南部	Royal Tower	HCMc	2,775 m ² ; GFA 41,000m ²	0.5億USD	2011	O

出典：Survey of Large scale development projects in Vietnam, INDUTECH, 2010

(3) リゾート施設

リゾート施設開発は地方自治体が承認を与えることになっており、多くは私企業や海外の投資家によって開発されるが、中には国の企業が行う場合もある。リゾートはホテルが中心となっており、周囲にヴィラや、ゴルフ場、アパート、スーパーマーケット等が一定の領域の中に集中している場合が多い。調査結果は次のとおりである。

表 3.3-8: リゾート開発計画

No	名前	場所	面積	投資額	時期	施設	施設容量
1.	Ho Tram Resort	Ba Ria – Vung Tau	170 ha	42億USD	2013	Hotel, casino, entertainment, expro, ...	1114 rooms
2.	Bai Dai Resort	Phu Quoc		16.4億USD		Hotel, villa, entertainment	2 5-star hotel and 150 villa
3.	Le Meridien Danang Resort	Da Nang	12ha; GFA:125,000 m ²	1.1億USD	2013	Hotel, villa	149 apartment, 48 villa
4.	Good Choice resort	Ba Ria – Vung Tau		13億USD			
5.	Bai Truong	Phu Quoc	155ha	0.8兆VND			
6.	Son Tra	Da Nang	14ha	0.65兆VND			200 villa
7.	Ngu Hang Son resort	Da Nang	20ha	0.8億USD			40 villa
8.	Eden	Da Nang	34ha	1.8億USD			
9.	Sài Gòn Sun Bay	Can Gio	600ha	5.26億USD			
10.	Dai Ninh resort		6600ha	43.27億USD			6000 villa
11.	Ha Long complex	Quang Ninh		1.8億USD			400 villa
12.	De Lagi	Binh Thuan	216.4ha	16億VND	2015	Villa,	
13.	Blue Sapphire Resort	Ba Ria – Vung Tau	GFA: 104,970m ²	15億VND	2016	Hotel, apartment, villa,...	150-room hotel, 38 villas, 132 apartments
14.	Sea Star Suite	Ba Ria – Vung Tau	3ha	6億VND	2012		573 rooms for 1000 persons
15.	Six Senses Saigon River	Dong Nai	GFA 553,265m ²	0.36億USD	2008	Apartment, villa	40 apartment, 120 villa
16.	The Long Hai	Ba Ria – Vung Tau	50,000m ²	7.12億VND	2011	Apartment, villa	250 hotel rooms, 60 apartments
17.	Hotel De Royale Da Lat		190.08ha		2013	Hotel, villa	2 hotelx100 rooms, 69 villa

出典：Survey of Large scale development projects in Vietnam, INDUTECH, 2010

リゾート施設の一つとみなせるゴルフ場は現在 19 箇所あり、今後 2020 年までに 70 箇所を承認する予定である。しかし国家予算からの金融支援は受けられず営利目的の他にゴルフコースの建物は地域のレクリエーション及び体力強化の需要を充足しなければならないとしている。また 18 ホールのゴルフコースの最大面積は 100 ha とし、認可取得から 4 年以内にプロジェクトを実施しなければならない。なお地域別のコースの個数は北部 17 箇所、中部 17 箇所、南部 36 箇所である。（ゴルフ場情報の出典は「ベトナム経済動向 15/2/2010」）

(4) 運輸関連施設

運輸関連施設は鉄道、港湾、空港、道路各施設が対象である。

(a) 鉄道

ベトナム経済研究所の「ベトナム経済動向 2009年9月15日」によれば2020年にむけた輸送開発戦略に関する首相決定交付がなされ2020年までに機関車1,100-1,200台、車両5万-5.3万台を有するとなっている。また「ベトナム経済動向 2009年11月30日」によれば、2020年に向けた鉄道輸送マスタープランが承認された。それによると鉄道輸送は2020年には旅客輸送需要の比率20%、貨物輸送需要の比率14%を目標とした。鉄道輸送マスタープランの延長距離と資金は次の表のとおりである。

表 3.3-9: 鉄道輸送計画

項目	総延長	総投資額	~2010		~2020		~2030	
	(km)	(億VND)	投資内容	資金	投資内容	資金	投資内容	資金
A. 既存鉄道の高度化	2,256	22,423		13,913		8,510		
B. 新規鉄道もしくは区間建設	3,056	326,102		7,816		217,858		100,428
C. 都市及び地域鉄道	991	421,180		32,570		321,406		67,204
D. 各市を通る鉄道	169	34,500		0		34,500		0
E. 南北高速鉄道	2,020	1,222,768			高速鉄道	505,984	高速鉄道	716,694
総合計	8,492	2,026,973		54,299		1,088,258		884,326

出典：Survey of Large scale development projects in Vietnam, INDUTECH, 2010

(b) 港湾計画

港湾計画は海港計画と河港計画の2種類がある。海港はベトナムにとっては国の工業化、近代化、安全、防御、かつ海外貿易の拠点でもあり重要な項目である。運輸マスタープランも首相によりすでに承認を得ており、以下の内容はそのマスタープランからのものである。

- 投資額 360,000-440,000 VND 2010-2020年
810,000-990,000 VND 2020-2030年
- 総容量 198 百万トン 2010年
1,100 百万トン 2020年
1600-2100 百万トン 2030年

ベトナムでは海港は規模、機能、業務により次の4種類に分類されている。

- 国営一般港
国際輸送用港 Van Phong, Khanh Hoa

- 国際ゲートウェイ港 Hai Phong, Ba Ria-Vung-Tau
- 主要地方港 Hon Gai, Quang Ninh, Nghi Son, Thanh Hoa 等
- 小地方港 運行が地域内に限定されている
- 特殊港 ある特定の工業団地用、特定の商品(例:原油、石油製品、石炭、旅客等)のみを運搬するための港

表 3.3-10 は地域別の海港の開発計画を容量（貨物の最大運搬量）で表したものである。（2007 年のデータは「ベトナム統計年鑑 2008 年」による。） 海港の場合にも旅客輸送はあるが、貨物輸送に比べると小さいので省略する。

表 3.3-10: 海港の地域別開発計画

地域	現状(貨物容量) (百万トン)	新規追加貨物容量 (百万トン)	
	2007	by 2015	by 2020
北部	22	10	21
中部	9	68	133
南部	15	49	64
合計	46	126	217

出典：Survey of Large scale development projects in Vietnam, INDUTECH, 2010
 （現状はベトナム統計年鑑 2008 による）

中部地区は貨物輸送量の容量は最も少ないが、この表を見ると 2020 年までの追加容量が最も多く、中部に力を入れていることがわかる。

2008 年 6 月に MOC から提出され首相に承認された 2020 年までのマスタープランの内容は以下のとおりである。

北部： 貨物用に 7 河港の整備、34 河港を増強し、5 個の新しい河港を作る。
 また旅客用に、2 河港を整備し、4 個の河港を拡大する。

中部： 1 個の新しい港を作り、5 個を増強する。

南部： Cao Lanh, My Toi, Vinh Long 港が承認された。5 個の貨物用港を新規に作り、21 個の港の増強、15 個の旅客用の港を増強する。

総投資額は 2010-2020 までに 36 兆 VND と見積もられている。その結果は次のとおりである。河港は海港に比べ、規模は遥かに小さいことがわかる。

表 3.3-11: 河港の地域別開発計画(2020年)

地域	新規追加計画	
	貨物輸送	旅客輸送
	(百万トン/年)	(百万人/年)
北部	6	1
中部	4	0
南部	13	2
合計	23	3

出典：Survey of Large scale development projects in Vietnam, INDUTECH, 2010

(c) 空港

2009年5月に首相は2025年までに10カ所の国際空港の拡張計画に同意した。特に Cat Bai, Chu Laian Ranh, Phu Bai, Camn tho, Phu Quoc, Long Thanh 空港を新規に建設することになっている。

ノイバイ空港は、2008年は7百万人の旅客数であったが、2025年には3千万人の輸送を可能にするように拡張する。Hai Phong 県に予定している Cai Bai 新空港は2025年までに建設し、550 haの広さで、1.7兆 VNDの投資で、年間2百万人を輸送し、貨物は1万7千トンを運ぶ予定である。中部には現在ダナン空港があるが、新規に Phu Bai 空港、Cam Ranh 空港、Chu Lai 空港が2025年までに建設され、メコン地域やアジア太平洋の貿易センターとして、中部の経済発展に寄与することが期待されている。南部では新規に Phu Quoc 空港が今年から建設が開始され年間7百万人の旅客を見込んでいる。Dom Nai 県にあり、南部で一番大きな Long Tanh 空港は投資額が50億 USDで、年間1億人の旅客数、5百万トンの貨物輸送を見込んでいる。次の表は輸送旅客数を空港の規模として表した空港開発計画である。

表 3.3-12: 地区別の空港開発計画(旅客数)

(単位：百万人)

	2015	2020	2025	2030
北部	2	25	27	77
中部	8	21	23	30
南部	100	100	100	100
合計	111	146	150	207

出典：Survey of Large scale development projects in Vietnam, INDUTECH, 2010

(d) 道路

道路計画は施設の範疇外としたため今回ローカルコンサルタントへの依頼項目には入っていないが、ベトナム経済動向 2009 年 11 月 15 日より結果は次のとおりである。また、発表されている計画距離は総距離であるが、次表の地域別の距離は関連する各地域に均等に配分した結果である。

表 3.3-13: 2020 年までの道路新規開発計画

(単位 : km)

名称	距離(km)	北部	中部	南部
南北高速道路 2本	3,262	1,087	1,087	1,087
北部高速道路網	1,099	1,099	0	0
中部地区高速道路	264	0	264	0
南部高速道路	984	0	0	984
沿岸道路	3,127	1,042	1,042	1,042
国境線の沿った道路	4,432	1,477	1,477	1,477
合計	13,168	4,706	3,871	4,591

出典 : Survey of Large scale development projects in Vietnam, INDUTECH, 2010

3.3.2 主要な開発計画による大型施設の電力需要予測

大型施設を工業団地、商業施設(含むリゾート)、輸送施設の3種に分類し、各項目についての開発計画を調査した。その調査計画を元にして各施設の地区別年度別の電力需要を推定した。まず規模と電力消費量のデータが公表されている施設をピックアップし、その施設の電力需要量を規模で割ることにより、単位規模当たりの電力消費量(以後「電力需要指標」と称する)をもとめ、調査した施設の規模に電力需要指標をかけることにより電力消費量を推定した。

(1) 電力需要指標の推算

可能な限り公表されている電力需要指標を利用する。たとえば東京都は用途別建物の単位面積あたりの平均エネルギー使用量を発表している。空港、ゴルフ場および地下鉄のように電力消費量のデータが発表されていない施設については、上記で述べた方法で入手する。今回は主として特定の会社がインターネットを通じて公表している情報を検索し、セクター別に発表されている電力使用量等を利用した。

(a) 商業施設

ここでは商業施設は事務所、ショッピングセンター、アパートの3要素の組み合わせで構成されているものである。

「都における温室効果ガス排出量総合調査（H12年実績）東京都発表」の建物用途別燃料種別床面積当たり電力消費指標は次のようになっている。（MJはMega Jouleの略で熱量を表す単位である）

- 事務所 788 MJ/m²年
- 百貨店 1,458 MJ/m²年

現在はこの数値の計測時点より10年経過していることから、省エネが20%達成されていると仮定して次の電力消費指標を得る。（1 kWh=3.6 MJ）

- 事務所 175 kWh/m²年
- ショッピングセンター 324 kWh/m²年

（ここではショッピングセンターは百貨店と同等と仮定している。）

アパート1軒の家の広さは100 m²と仮定した。2008年のエネルギーマスタープランの電力需要モデルのデータによると、ベトナムにおける世帯数は18.8百万、セクター別（家庭部門）に発表されている電力消費量は26,504 GWh/年であるので1世帯あたりでは1.4 MWh/世帯年となる。

(b) リゾート施設

ここではホテルとヴィラ、ゴルフ場をリゾート施設と仮定する。

- ホテル
次のデータは日本の新潟県のある複合ホテルの例である。（1996年）
 - 総面積 12,890 m²
 - 電力消費指標 1,910 MJ/m²/年=424 kWh/m²/年（省エネ20%と仮定）
 - 部屋数 309室
 - 地上13階 地下1階

（出典：（財）省エネルギーセンターhttp://www.eccj.or.jp/esco/report00/02_23.html）

リゾートホテルの宿泊室の総面積に対する比率は全体の40%と仮定し、次の電力需要指標を定義する。

- ホテル全体の単位面積あたり電力消費量 424 kWh/m²年
- ホテル1室当たりの電力消費量 424×16.6=7 MWh/室年

- ヴィラ
ヴィラはベトナムの1家族が住むと同等と仮定する。商業施設の節で述べたように、1家族あたりの電力需要量は1.4 MWh/世帯年である。年間稼働率を50%と仮定すると、1ヴィラあたり0.7 MWh/ヴィラ年となる。
- ゴルフ場
ベトナムの開発計画の規則によればゴルフ場は最大100 haと定められている。規模が同等のゴルフ場の一例として、年間の電気料金が800万円というデータを活用した。
(出典：<http://www.golfdigest.co.jp/digest/column/back9/2003/20030715d.asp>)
調査の結果から、当時ゴルフ場の電気料金は16.4円/kWhであることが分かっているので、 $8,000,000 / 16.4 = 489$ MWh/年となる。この数値をゴルフ場の電力需要指標として仮定する。

(d) 運輸関連

ベトナムの2007年における電力消費量は539 GWhである。(IEA統計より)本数値は鉄道、自動車、船舶、航空の各分野からの合計と見られる。

分野毎の電力消費量については、入手可能な統計データがない。各分野における全電力消費量は、鉄道、自動車、船舶が等分の比率であると仮定し、以下のとおり割り振った。

- 鉄道 1/3 (180 GWh/年)
 - 道路 1/3 (180 GWh/年)
 - 船舶 1/3 (180 GWh/年)
 - 航空 0
- 鉄道-駅舎における電力消費
現在鉄道の総延長距離は「ベトナム経済動向2009年11月30日号」によれば2,256 kmである。従って電力需要指標は以下のとおりとする。
 - $180 \text{ GWh} / 2,256 \text{ km} = 80 \text{ MWh/km}$
 - 鉄道-地下鉄
地下鉄の例として2005年のバンコク市内の地下鉄を取り上げる。
 - 総延長距離数 20 km
 - 駅舎数 18箇所
 - 車両場 48 ha
 - 電力消費量 120 GWh/年間

(出典 : http://www.jica.go.jp/activities/evaluation/general_new/2008/pdf/part03_z02_03.pdf)
以上から、電力需要指標は 6 GWh / km となる。

- 道路ガソリンスタンド

1 箇所あたりのガソリンスタンドの電力消費は、日本の例では年間 30.4 MWh と報告されている。自動車関連の年間電力消費量を 180 GWh としたため、この消費量のすべてがガソリンスタンドによるものとする、総ガソリンスタンド数は 5,900 箇所となる。「ベトナム統計年鑑 2008」によれば 2007 年における総道路延長距離は 160,089 km である。従ってガソリンスタンド間の距離は 27 km である。今後道路が延長される場合は 27 km 毎にガソリンスタンドが 1 箇所建設されるとして推算する場合、ガソリンスタンドの電力需要指標は、 $30.4/27 = 1.13$ MWh/km となる。

- 道路照明

街灯設置については次の仮定をおく。

- 街灯設置場所 道路の両側
- 街灯間隔 100 m
- 1 街灯の容量 120 W
- 点灯時間 12 時間

したがって、街灯による電力消費量は 10.5 MWh/km 年となる。この数値を指標として利用する。

- 船舶

海港及び河港における年間電力消費量は、貨物取り扱量及び旅客数の両者について推算すると、以下のとおりとなる。

- 船舶部門の年間電力消費量 180 GWh
- 貨物取扱量 184,259,500 トン (「ベトナム統計年鑑 2008」)
- 単位貨物当たりの電力消費量 0.98 kWh/ton 年
- 総旅客数 144.5 百万人 (「ベトナム統計年鑑 2008」)
- 一人当たりの年間電力消費量 1.24 kWh/年

- 空港

空港の例として日本の羽田空港(2004 年)をとりあげる。

- 旅客数 62,876,182 人
- 貨物取扱量 651,387 トン
- 電力需要 11.9 GWh

であるので、電力需要量は次のようになる。

- 電力消費量(kWh/人) 0.19 kwh/人年
- 電力消費量(kWh/ton) 18.3 kWh/ton

(出典：http://www.ecosearch.jp/pdfdata/2007_00000318.pdf#search='ANA グループ環境データ')

空港における電力消費は、施設の照明がその多くを占めると仮定し、旅客数あたりの電力消費量を空港施設の電力需要指標とする。

(2) 大型施設における電力需要量予測

(a) 基本的手法

上で求めた各指標と 2020 年までの開発計画の規模を掛け合わせることで、各施設の 2030 年までの電力消費量を北部、中部、南部別に予測する。

2015 年と 2020 年の規模データがある場合、この期間の各年データは直線近似により、内挿で求める。2021-2030 年の期間は傾きを 1/2 として、外挿によって求める。初期年の値がマイナスになる場合、値は 0 とした。

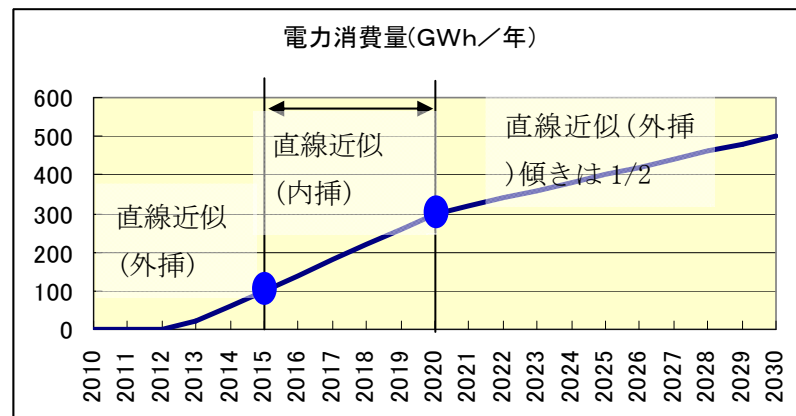


図 3.3-1: 電力需要の内挿と外挿

(b) 工業団地の電力需要予測

工業団地については、北部、中部、南部のプロジェクト毎に、2008、2010、2015、2020 の各年について電力需要量が調査されている。2008 年にすでに稼働しているプロジェクトは新規プロジェクトとしては扱わない。なお、既存のプロジェクトの拡大計画については、電力需要モデルの中で自然増大の形で取り込まれているとみなしている。5 年毎の地区別電力予測結果を表 3.3-14 に示す。

稼働率は平均 65%と仮定し、電力需要量を計算した。

表 3.3-14: 新規工業団地の電力需要量 (GWh/年)

	2010	2015	2020	2025	2030
北部	6,045	19,045	41,635	52,929	64,224
中部	404	3,572	8,400	10,814	13,228
南部	11,522	24,160	41,805	50,628	59,451
合計	17,970	46,776	91,840	114,371	136,903
総合計	18,084	47,335	93,449	116,266	139,094
比率	99%	99%	98%	98%	98%

出典：調査結果報告書

工業団地での電力消費量は2010-2020年の期間では南部が多いが、2021年に北部が逆転する結果となっている。新規プロジェクトの電力需要量の殆どが、工業団地の需要である。

(c) 商業施設の電力需要予測

- 一般の商業施設
今回の開発計画の内容では、アパート、事務所、ショッピングセンター等、各種の建物の合計面積のみ記載されているため、各建物の面積は等分とみなして計算をしている。また、2015年以降の増分量は、2010年からの増分値よりもやや低めの値を仮定した。

表 3.3-15: 商業施設による電力需要量 (GWh/年)

	2010	2015	2020	2025	2030
北部	53	95	120	145	170
中部	2	6	11	36	61
南部	0	39	64	89	114
合計	55	141	196	271	346

出典：調査結果報告書

- リゾート施設
リゾートはホテル、ヴィラ、アパート等から構成されている。電力需要量の予測にあたっては一般の商業施設と同様の扱いとする。すなわち各建物の面積に、用途別の電力需要指標を掛けることにより求めた。

表 3.3-16: リゾート施設による電力需要量(GWh/年)

	2010	2015	2020	2025	2030
北部	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
中部	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2
南部	7.8	18.0	19.2	19.2	19.2
合計	8	18	19	19	19

出典：調査結果報告書

ゴルフ場については、2020年までに70箇所が完成する予定である。電力需要量は、2014年から2020年までの7年間に均等に各年完成すると仮定して推算した。また、2021年以降の電力消費量の上昇率は2020年までの半分としている。

表 3.3-17: ゴルフ場による電力需要量(GWh/年)

	2010	2015	2020	2025	2030
北部	0	2	8	11	14
中部	0	2	8	11	14
南部	0	5	18	24	30
合計	0	10	34	46	59

出典：調査結果報告書

商業施設とリゾート施設、ゴルフ場の合計電力消費量を表 3.3-18 に示す。

表 3.3-18: 商業施設+リゾート+ゴルフ場による電力需要量(GWh/年)

	2010	2015	2020	2025	2030
北部	53	97	128	156	184
中部	2	9	20	48	76
南部	8	62	101	133	164
合計	63	169	249	336	423

出典：調査結果報告書

(d) 運輸施設の電力需要

- 鉄道

鉄道施設の規模として、距離を採用した。一般の鉄道の距離と地下鉄の距離では単位距離当たりの電力使用量が異なるので、その点を考慮して推算した電力需要量は表 3.3-19 に示す。鉄道の計画は2030年まで発表されている。

表 3.3-19: 鉄道による電力需要量(GWh/年)

	2010	2015	2020	2025	2030
北部	8	68	127	168	209
中部	0	34	68	114	161
南部	3	54	749	771	794
合計	12	156	944	1,054	1,164

出典：調査結果報告書

- 海港
 海港の規模は貨物扱量の最大容量とした。稼働率は70%を想定した。2015、2020年が貨物量のデータがあり、他の年はすべて内挿と外挿である。

表 3.3-20: 海港による電力需要量(GWh/年)

	2010	2015	2020	2025	2030
北部	0	10	21	26	32
中部	4	68	133	165	197
南部	33	49	64	72	80
合計	37	126	217	263	308

出典：調査結果報告書

- 河港
 河港における電力需要は、貨物専用の港については貨物扱い量の容量、旅客専用の港については旅客数の容量を河港の規模として、電力需要指標に稼働率70%を掛けて求めた。データは2020年のみで他の年はすべて外挿で求めた。

表 3.3-21: 河港による電力需要量(GWh/年)

	2010	2015	2020	2025	2030
北部	0	3	5	6	7
中部	0	2	3	4	4
南部	1	6	11	13	16
合計	2	10	19	23	27

出典：調査結果報告書

- 空港
 空港施設の電力需要は、各空港の旅客数に電力需要指標を掛けて求めた。2015、2020、2025、2030年のデータをもとに2015年までは外挿、それ以外の年は内挿で求めた。

表 3.3-22: 空港による電力需要量(GWh/年)

	2010	2015	2020	2025	2030
北部	0	0	5	5	15
中部	0	2	4	4	6
南部	0	19	19	19	19
合計	0	21	28	29	39

出典：調査結果報告書

- 道路
使用可能データは2020までの目標値のみであるため、他の年はすべて外挿である。

表 3.3-23: 道路による電力需要量(GWh/年)

	2010	2015	2020	2025	2030
北部	0	27	55	68	82
中部	0	22	45	56	67
南部	0	27	53	67	80
合計	0	76	153	191	229

出典：調査結果報告書

(4) 地区別、施設別の電力需要予測

地区別・施設別（工業団地、商業、運輸）の電力需要予測結果を表 3.3-24 に示す。

表 3.3-24: 大型施設による地区別施設別の電力需要量(GWh/年)

地区	施設種	2010	2015	2020	2025	2030
北部	工業団地	6,045	19,045	41,635	52,929	64,224
	商業施設	53	97	128	156	184
	運輸施設	9	108	212	273	344
	合計	6,107	19,249	41,974	53,359	64,752
		2010	2015	2020	2025	2030
中部	工業団地	404	3,572	8,400	10,814	13,228
	商業施設	2	9	20	48	76
	運輸施設	4	128	253	344	435
	合計	410	3,709	8,672	11,205	13,739
		2010	2015	2020	2025	2030
南部	工業団地	11,522	24,160	41,805	50,628	59,451
	商業施設	8	62	101	133	164
	運輸施設	37	154	896	942	988
	合計	11,567	24,377	42,803	51,703	60,603
		2010	2015	2020	2025	2030
合計	工業団地	17,970	46,776	91,840	114,371	136,903
	商業施設	63	169	249	336	423
	運輸施設	51	390	1,360	1,559	1,768
	総合計	18,084	47,335	93,449	116,266	139,094
工業団地の占める割合		99%	99%	98%	98%	98%

出典：調査結果報告書

今回調査した範囲のデータを用いた推算からは、工業団地の電力需要量が新規大型施設全体の電力需要量に占める割合は、98%-99%であり、大規模複合商業施設や運輸施設の寄与度が低い結果となった。

3.4 電力需要モデルで使われている手法と構造

ここでは、電力需要予測モデルに関する手法と構造について、その長所と短所をレビューする。また、3.5「PDP7モデルの基本的なコンセプト」では、PDP6モデルでは使われていなかった新しい機能について説明している。

3.4.1 直接法

(1) 直接法の長所

- 電力需要と社会経済活動の関連が直接的に把握でき、予測された需要を説明することが容易である。
- 直説法は、投入産出分析（I/O 分析）と関連していて、投入量と産出量との関連を分析するのに優れている。
- 投入産出分析は政策を実施したときに、それらの効果を測定するのに優れている。

(2) 直接法の短所

- 直接法で予測するには多くの情報を必要とする。たとえば、エネルギー原単位、各種の登録台数、工場数などの情報を収集する必要がある。
- 直説法では、現在の傾向を将来に伸ばすことになるが、このことは短期予測においては問題ないが、長期予測においては変化要素を織り込むことが難しい。

3.4.2 間接法

(1) 間接法の長所

- 間接法の代表的な手法に計量経済モデルがあるが、多くの要因を理論的、概念的に関係付けて短期、長期の予測が出来る。
- 間接法の一つに弾性値の利用がある。弾性値は専門家の間で将来の電力需要を議論するのに便利で、特にブレインストーミングなどでは、その利便性は高い。日本の過去の経験から、多くの専門家やビジネス関連の人々が弾性値を使って議論をしてきた。かれらは、民間消費、投資、輸出、人口、そして GDP などとの間で各種弾性値を求め利用している。

(2) 間接法の短所

- 計量経済モデルを構築するには、モデル構築ツールや経済学的知識、統計的知識が必要で、専門家の育成に多くの時間と訓練が必要である。
- 弾性値そのものは経済的な意味合いは持っていない。特に GDP に対する電力需要弾性値は、電力需要と国民所得が比例関係にあることは示すが、弾性値は電力がどこでどのように利用されているかについては示していない。その成長の意味合いを説明するためには別の調査が必要である。また、弾

性値だけでは、エネルギー政策の効果、工業の構造変化、省エネルギー効果、電力料金上昇の影響などの分析はできない。

3.4.3 需要予測モデル構築の技術的コメント

本プロジェクトの目的の一つは、「電力需要予測」を作成することで電力需要予測モデルは、経済活動、電力化率、省エネルギー、地域での電力需要などを反映したものでなければならない。ここでは、電力需要予測に関する技術的コメントを述べる。

(1) モデルの機能

以下は、ベトナムの将来の電力需要を予測するために事前に議論されるべき項目である。

- 社会経済開発計画とリンクした電力需要予測となっているか。
- 電力需要がセクター別に予測されているか。
- 価格効果を織込んだ電力需要予測となっているか。
- 電力需要は、経済活動、省エネルギー活動などを反映しているか。
- 電力化率（化石エネルギーから電気への転換）が反映されているか。
- 地域別電力需要が求められているか。

(2) モデルに関する技術的コメント

- 通常、回帰分析を使った予測式は信頼性と安定性を確保するために部分テストが行われる。そのために相関係数、t値、ダービンワトソン比などが使われる。
- PDP7 では、セクター別アプローチが使われている。電力需要は、農林水産業、鉱工業、商業サービス、家庭、その他（含む交通）のセクターに分かれて予測され、これらはセクター別に「GDP に対する電力原単位」を求めることから始まる。ただし、家庭部門は「世帯数に対する電力原単位」である。
- これらの原単位（需要）は、将来の原単位のベースラインとなり、将来の電力料金、省エネルギー、電力化率によりこのベースラインは変化する。モデルでは、これらの変数を外生的に与えることでベースラインを変化させている。
- モデルでは、電力需要に先立ち「セクター別エネルギー需要」が最初に予測され、その後、「電力化率」を掛けて電力需要量が計算される。さらに

電力価格弾性値および省エネルギーの進捗状況を織り込むことで、最終的なセクター別電力需要量を予測する。

- GDP や原油価格などの外生変数を変えることで、High case, Base case, Low case が計算されている。ただし、モデルの構造式はすべて同じである。

(3) 弾性値に関する技術的コメント

- 需要弾性値が「1」より大きいとき将来の需要は急速に拡大する。したがって、20年という長期の需要予測を行うときは、将来に向かって弾性値そのものを変化させる（1から0.8, 0.7, 0.5などのように小さく）必要がある。
- 回帰式の将来の信頼性は使用した実績データ期間の半分程度と言われている。実績データが10年間とすれば、信頼出来る将来の期間は5年ということになる。しかし、エネルギー計画の策定では、20年以上の予測を必要とすることが多く、そのため、「1」よりも大きな弾性値の引き伸ばしには注意が必要である。
- 一般的に発展途上国では電力需要弾性値はGDPに対して1.0-1.2である。そして、新興国に発展すると電力の需要弾性値は、0.8-1.0に低下する。
- 需要予測では予測の整合性を「伸び率」で評価することが多い。伸び率の評価は、他の経済指標との比較、他のエネルギー上昇率との比較、過去の伸び率との比較など多くの変数との比較検討が可能である。伸び率の計算には、初期年と最終年を決める必要があるが、通常は、2010-2015年、2016-2020年、2021-2030年などのような取り方をする。

(4) 価格弾性値に関する技術的コメント

- 価格弾性値は価格の変化が需要に与える影響を示すものである。価格はコストの上昇、税金の上昇などで上昇することがあり、一般的には価格弾性値は価格上昇の需要への影響を分析するときに使われる。需要が「価格に対して非弾性的である」ということは、価格が上昇しても消費者は、物やサービスから代替品や代替サービスに変更できないということを示している。このとき価格上昇による需要変化は起きない。供給者はコスト上昇が起きたとき非弾性的な製品では、すべてのコストを消費者に転化することが可能であるが、逆に「価格に弾性的」な製品では価格の上昇と共に消費者は他に製品に代替することが出来るので、供給者は製品価格を引き上げることはできない。結果として、企業はコスト上昇の幾分かを引き受けることになる。

表 3.4-1: 日本のエネルギー価格弾性値

セクター	サブセクター	価格弾性値
全産業		-0.411
製造業		-0.339
	軽工業	-0.424
	重工業	-0.298
	素材産業	-0.280
	アセンブリ産業	-0.383
一次産業		-0.516
二次産業		-0.350
三次産業		-0.499

出典：‘The change energy price and Energy Demand’齊藤光雄、神戸大学

- 一般的に代替可能な製品ではコスト上昇は、ほとんどの場合企業が引き受け、代替可能でない製品では消費者に転化される。エネルギー分野では一部のエネルギー製品について消費者は代替可能であるが、電気のように供給形態が決められているエネルギーでは代替が不可能である。

(5) エネルギー原単位の技術的コメント

- エネルギー原単位を予測するために GDP に対するエネルギー消費量(エネルギー原単位)が使われる。そして、将来のエネルギー消費(需要)は、「エネルギー原単位×GDP」によって求めることが出来る。電力の需要は将来のエネルギー需要を求めた後で計算される。
 エネルギー原単位の推定式： $E/GDP = E/GDP-1 + \text{Changes}$
 Changes：省エネ、高効率機器の導入などで変化がおきる。
 エネルギー需要の推定式： $\text{Energy} = E/GDP \times \text{GDP}$
 長期予測においては、上記の式は、そのまま適用出来るが5年以内のような短期の予測では、より詳細な予測精度が求められる。そのため、原単位×GDP では説明できない部分(残差)の説明のために、他の変数が必要とされるときがある。
- 電力化率：電力化率 = 電力消費 / 最終エネルギー消費×100
 電力化率は、セクターごとに違いがある。ベトナムでは電力と石炭はすべてのセクターで利用しているが、すべてのセクターで電力の比率が高いという特徴がある。一般的に電力の消費は、経済の高度化、生活の向上、産業のソフト化などにより電力化率は上昇する。
- 電力需要予測式：電力需要量 = エネルギー需要×電力化率
 電力需要は、エネルギー需要の一部であり、電力需要は電力化率によってエネルギー需要から特定される。このときセクター別にエネルギー需要および電力需要の伸び率や他セクターとの整合性を確保する必要がある。

- 電力の予測式をまとめると以下の式になる。
電力需要 = $(E/GDP) \times (1-T/100) \times GDP \times (P/E) + \alpha$
E/GDP : GDP に対するエネルギー原単位
1-T/100 : 原単位に対するエネルギー価格や省エネ活動などの影響変数
GDP : 各年の実質 GDP
P/E : 消費されるエネルギーの中での電力の割合 (電力化率)
 α : 説明変数では説明できない定数

(6) 電力需要予測モデルの評価判定

電力需要予測モデルを利用するときには、以下のデータあるいは指標でモデル全体の適合性を検討する必要がある。

- 需要の伸び率
- GDP あたりの電力消費量
- 一人当たりの電力消費量
- GDP に対する電力消費弾性値
- 全エネルギー消費に対する電力消費割合 (電力化率) のチェック

3.4.4 ベトナム側予測手法の問題点とPDP7での解決方法

- これまで、ベトナム側の予測手法は、弾性値および原単位の算出方法については計量経済的手法に沿っているが、直近の傾向に強く影響されることが多く、長期見通しに適用させるべく理論的根拠が希薄であった。PDP7では、工業団地の調査、各国との比較など将来に向けた弾性値や原単位の変化に適切に対応出来るようにした。
- ベトナム側は、電力の需要予測はエネルギー需要予測の一部であるという認識が不足しているようにも思える。一般的に電力は GDP の成長またはそれ以上の伸びを示すが、一次エネルギーでは GDP 成長率の半分あるいは、それ以下ということがある。電力の成長が、一次エネルギーの伸び率でないことを広く周囲に知らしめる必要がある。(IE は十分に承知している)
- 今後は気候変動対策の一つとしてエネルギー原単位の改善が求められる。この改善努力を反映した電力およびエネルギー需要予測が必要であるが、今般、JICA モデルにより本手法について説明してゆく。
- エネルギー需要予測には経済動向の見通しが不可欠であるが、現在のベトナム当局は5年先10年先のGDP成長を比較的高めに設定する傾向にある。この前提を、ベトナムのエネルギー消費構造に適用すると大きなエネルギー

一あるいは電力消費量となる。したがって、5年程度の短期見通しは、現状の推移を尊重し、10年程度の見通しは適切な弾性値や原単位の設定のもとでの予測、20年ほどの予測は一人当たりあるいはGDPあたりの電力消費量を近隣諸国と比較することで、ベンチマークを設定することによる需要予測が適切と思われる。

- PDP7では先行き10年までは大型プロジェクトの新規需要の取り込み、その先行き10年は、タイ、マレーシア、インドネシア、インド、中国、日本などのGDPあたり、あるいは人口当たりの電力消費量を参考に「電力原単位の設定」を前提として予測する技術移転をした。

3.5 PDP7モデルの基本的なコンセプト

PDP7用の電力需要予測の技術支援をするにあたり、ベトナム側のモデルはPDP6用モデルを改良したものであるが、JICA専門家チームとしては、「エネルギー原単位の変動による予測モデル」とした。所謂、セクター別原単位による電力需要予測モデルである。その予測結果をベトナム側と対比させることで、ベトナム側の電力需要予測の適否を判断することとした。したがって、専門家チームによって提案されたモデルを「JICAモデル」と称し、その予測結果を「JICA予測」と定義する。これらの基本的なコンセプトは以下のとおりである。

3.5.1 設備投資による高いGDPの成長

- IEは2つの予測手法を提案している。一つは「直接法」他の一つは「間接法（計量経済モデルを含む）」である。PDP7モデル構築に当たり、これら2つの方法を結合させて、予測モデルの精度を高めることとする。特に、JICAによる計量経済モデルでは、GDPに対するエネルギー原単位とGDPの推移によってエネルギーや電力の需要が決まるとした。（原単位によるセクター別アプローチ手法）
- 一方、将来（10年間）のベトナムのGDPは、年率平均8%の成長が見込まれている。このような高い経済成長時では、電力需要はGDPの支出項目によって違ってくる。言葉を変えれば、他の国と比較したときGDPの支出項目の違いにより電力需要は異なるという意味でもある。
- ベトナムの今日の高い経済成長は工業部門への高い設備投資に起因している。これは、同時にベトナムの労働装備率を上昇させるものでもある。この現象は中国などの経済成長とは内容を異にしている。ベトナムでは多くの資金が工場の生産性向上に使われており多くの設備の導入により電力需要は急拡大している。

- このような経済状態の電力需要予測の説明変数としては、GDPの支出項目の一つである「投資額」が最もよく電力需要の推移を説明する。現在のベトナムの設備投資額は、年率12%-14%で上昇しているが、設備投資額は通常の経済状態ではGDP伸び率より大きい。設備投資の伸び率は現在のベトナムの電力需要伸び率とほぼ同じでことを考えると、今後の設備投資の動向が電力需要の動向を決めるとも言える。

3.5.2 セクター別アプローチ

- PDP7用のJICAモデルはエネルギー原単位を基本的な予測変数としたセクターアプローチ型である。したがって、基本的には電力需要はエネルギー原単位とGDPによって決まる。ただし、家庭部門は世帯（モデルでは都市部の世帯数）に対する非商業エネルギーを除いたエネルギー原単位を使用している。
- しかし、GDPの伸び率は設備投資の伸び率よりは常に小さくGDPによる電力需要予測では、現在のベトナムでは予測値が「小さく」算出される傾向にある。これを補うためにはGDPと設備投資額との弾性値を計算してGDP伸び率に弾性値を掛けることで、設備投資額を使ったときの予測値に近づけることが出来る。ただ、問題はその弾性値がいつまで続くのかが分からないこと、また、セクター別の設備投資額がGDPと同等に予測可能かということである。
- 今回は「GDPに対するエネルギー原単位」を軸にモデルが構築されていること、国全体の電力需要と同時に地域別の電力需要を予測する必要があることなどを考慮して設備投資に対する弾性値を使うという方法以外の手法で予測誤差を修正することにした。
- JICAモデルでは初期のエネルギー原単位はベースラインとしての位置づけで「現状の経済の拡大基調としての電力需要」を表現するものである。通常設備投資や稼働率の向上などはGDPの上昇分でカバー出来るが、ベトナムのように現状のGDPの規模が小さく設備投資額が大きい状態では「大型プロジェクトの有無」が大きく電力需要を左右することになる。このことから計画期間内に実行される大型プロジェクト、特に工業団地や経済開発区のプロジェクトを調査し、これらの電力需要を計量経済モデルからの電力需要に加算することとする。すなわち、予測式では表現できない新たな設備投資による電力需要を大型プロジェクトの調査から掘り起こそうというものである。
- 先進国では、新たな大型プロジェクトあっても既存のGDPの規模が大きいために新規の電力需要に与える影響は途上国と比較すると相対的に小さい。

その大きさは5%以下と思われる。しかしベトナムのような既存のGDPに対する新規プロジェクトの規模が大きいところでは、その比率は大きいと想定される。つまり、計量経済モデルでは、急速な経済成長における電力需要予測は、GDPを使う限り需要が常に「遅れ」て予測されるとも解釈出来る。

3.5.3 新規大型電力消費者

- 大型プロジェクトとして、大型工業団地、大型商業施設、交通施設（高速道路、港湾、空港など）の新規計画と追加的な電力需要を調査した。
- これをJICAモデルに折り込み全体の電力需要予測と比較すると2020年で11%、2030年で7%程度需要量が多くなる。ただし大型プロジェクトの占め割合はベトナムのGDPが大きくなるにつれて相対的に小さくなる。
- 一般的にGDPに占める設備投資のシェアは大きい国でも40%程度である。現在、ベトナムの総投資額のGDPに占める割合は40%ほどであり、この傾向は20年、30年後には、30%から35%への減少するものと思われる。このような環境下においてはベトナムの大型プロジェクトからの電力需要は加算する必要もなくなるものと思われる。すなわち、通常の計量経済モデルにて、ほとんどの需要量が説明可能となる。

3.5.4 PDP7モデルの開発手順

- モデルは省エネルギー政策、大型プロジェクトからの電力需要、電力化率によるエネルギー需要からの電力需要の計算などの操作が出来るようなデザインをされる必要がある。
- マクロ経済分析が主な開発手法であるが追加的な電力需要は大型プロジェクトの調査から加算されるべきである。
- 大型プロジェクトは工業団地や経済開発区のように地域に密着した電力需要でもあるので地域別に把握する。次に、これらの追加的な需要量を把握する必要があるため新規の大型プロジェクトの電力消費量を推定する。
- 期待されるモデル構造は、ベトナム経済の変化に対応出来るモデルであること、電力料金の上昇による電力需要への影響が分析出来ること、省エネルギーの効果が分析出来ること、特性の違う地域別の電力需要が求められること（北部、中部、南部）、原子力発電所導入による従来の発電所への影響が分析出来ることなどである。

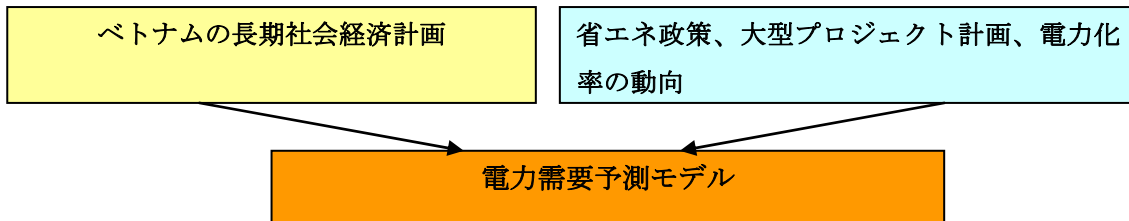


図 3.5-1: PDP7 用モデルの開発手順

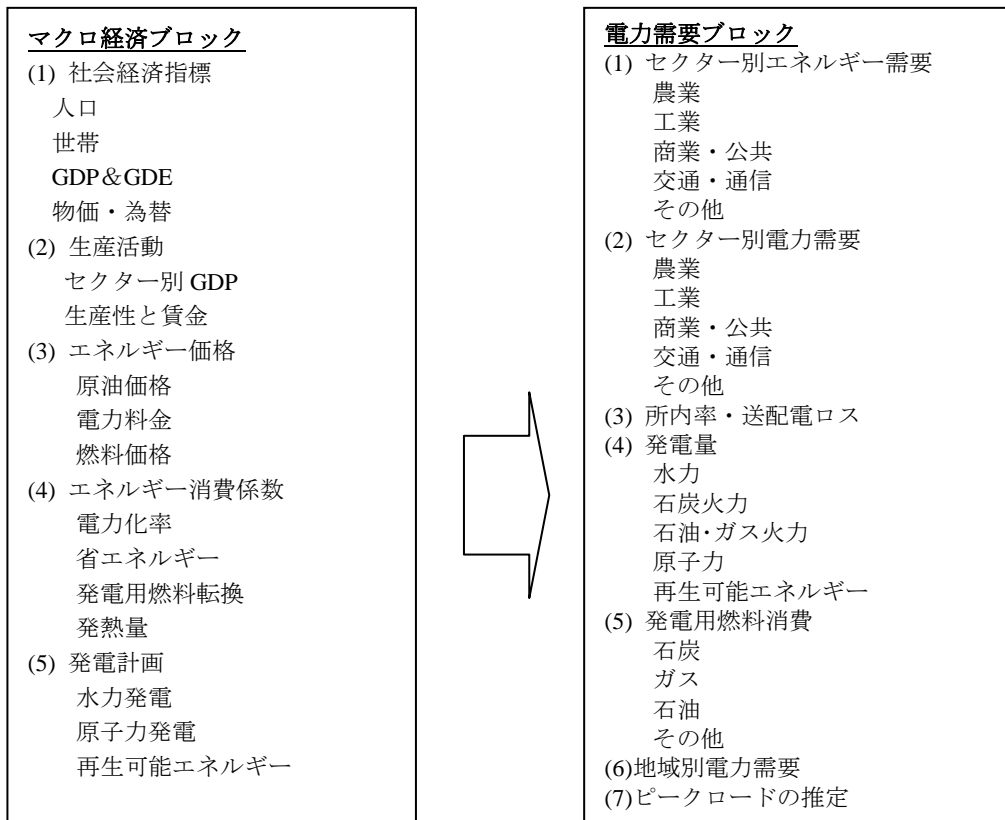


図 3.5-2: PDP7 電力需要予測モデルの概要

第4章 系統計画手法の技術支援

4.1 ベトナム東南部の発電地域からホーチミンへの送電方法の検討

ベトナム東南部の発電地域周辺からホーチミンへの送電方法の検討の技術支援については、第1章 1.7.に記載したスケジュールで実施した。本節では、支援を通じて実施した具体的な技術検討の内容について記載する。

(1) 予備的な検討

ホーチミン市を中心としたベトナム南部では、今後も大幅な電力需要の増加が見込まれている。一方、ベトナム南部は遠浅の海域が広く、大規模な港湾整備を伴う電源の立地点が限られており、ホーチミン市の東約 300 km の沿海部に大規模な電源が集中して計画されている。このため、ベトナム東南部からホーチミン市方面に大容量の送電線が必要となる。

PDP7 の案では、2030 年までにベトナム南東部の沿海地域に以下の発電所が計画されている。

- Van Phong 石炭火力発電所 (2,640 MW)
- Vinh Tanh 石炭火力発電所 (4,380 MW)
- 原子力発電所 I (4,000 MW)
- 原子力発電所 II (4,000 MW)
- Bac Ai 揚水発電所 (1,500 MW)
- Van Phong 石炭火力発電所より北方に計画されている石炭火力発電所からの電力（発電所容量の 1/4 の 900 MW 程度。3/4 は中部で消費。）
- 中部地域の揚水発電所 (2,400 MW)

一方、ベトナム南東部の需要は、1 GW 程度であると考えられることから、上記の発電所の出力の合計 21 GW 程度のうち、最大で 20 GW 程度をホーチミン市へ送電する必要がある。

このうち、Vinh Tanh 石炭火力発電所は 500 kV4 回線で送電する計画がすでに決まっているため、今回の検討対象からは除外した。また、原子力 I 地点とホーチミンの間にある揚水発電所は、残りの発電地点よりもホーチミンに近い位置にあるため、これについては別途送電方法を検討する。

これら対象となる合計 14-15 GW 程度の発電出力から、地域での需要を差し引いた 13-14 GW 程度の電力を 300 km 程度離れたホーチミン市近郊まで送電する必要がある。この大電力の送電方法については、既にベトナム側で決定済みの Vinh Tan 石炭火力発電所からホーチミン市（500 kV Song May 変電所）への 500 kV 送電線 4 回線区間を除いても、500 kV 送電を採用した場合、安定度維持上 10 回線程度が必要になると考えられる。一方、より高い電圧を採用すれば、送電線の回線数・ルート数が少なくなり、また送電損失も低減され効率的な送電を実現出来る可能性がある。

2006 年から 2007 年にかけての JICA 「ベトナム国電力セクターマスタープラン調査」においては、「中部から南部にかけて、発電所の開発が多くなるシナリオの場合、送電線のルート数を少なくでき、経済的となるより高い電圧での送電を検討すること」を提唱している。具体的には 500 kV 以上の電圧を指し、韓国、南アフリカ、ブラジルなどで採用している 750 kV や、日本でその設計仕様が初めて検討され、近年中国において世界初の商用運転につながった UHV 交流送電線の採用を検討することである。

この提言を受けて、IE では 500 kV を超えた電圧を採用することを既に視野に入れており、本件支援プロジェクトにおいても IE との協議において、ベトナム中部及び南部の系統構成及び経済性評価を考慮したベトナム南東部からホーチミン地域への大容量送電方法、とりわけ UHV 交流送電線と 500 kV 送電線の両者についての更なる検討の必要性について共通認識を確認済みである。

以上の背景から、まず、第 2 次現地業務（2010 年 2 月 22 日-2010 年 03 月 21 日）において、第 1 次現地業務時に IE より入手した 2020 年断面の将来系統図を基に、ベトナム南東部の 2 箇所の原子力発電所を含む新設発電所群（石炭火力発電所及び揚水発電所を含む）からホーチミン地域への送電線を 500 kV で構成した場合と、UHV 送電線で構成した場合の必要回線数の概略比較検討を実施し、UHV 送電線を採用した場合に、500 kV 送電線で系統を構成した場合に対し、以下の点においてメリットが出る可能性がある点を紹介した。

- 必要回線数の大幅な削減によるルート数の削減
- 必要ルート数の削減による送電線下補償費の節減
- 同一回線数における安定度の向上
- 送電損失の低減

専門家チームは、本初期的検討を通じて、IEによるUHVプロジェクトのスケジュール、規模、送電ロス及び建設コストへの寄与度等の全体像把握を支援した。

概略検討に用いた解析対象としては、Van Phong 石炭火力発電所、Bac Ai 揚水発電所、第二原子力発電所、第一原子力発電所、Vinh Tan 石炭火力発電所、及びホーチミンの500 kV 変電所1箇所を含む系統とし、同500 kV 母線の背後の系統は無限大母線として模擬した。本断面では、UHV 区間を第一原子力発電所とホーチミン間（ホーチミンの500 kV 変電所に1,100/500 kV 変圧器及び1,100 kV 母線を模擬）とした。

(2) 概略の検討

予備的な検討結果から、500kV 送電線を適用する案だけではなく、1,100kV(UHV)送電線を適用する案も成立する可能性が高いことがわかった。

このため、両案についてより詳細な比較を実施することとした。計画のクライテリアとして、IEとの協議を通じて、以下の条件を設定した。

- 原子力発電所 I、原子力発電所 II、Van Phong 石炭火力発電所、Vinh Tanh 石炭火力発電所、および Bac Ai 揚水発電所をそれぞれ接続し、一つのブロックとして送電すると、各発電所は互いに近距離にあるため、500kV 母線で三相短絡事故電流が 50kA を大幅に超過することが判明した。この対策として、これらの発電所を2あるいは3個程度のブロックに分け、近隣の電源からの事故電流を抑制する方法をとることとする。
- N-1 を考慮し、安定度の維持のために、1,100 kV 送電線の残りの回線には一回線あたり 5,000 MW までの潮流を許容する。
- N-1 を考慮し、安定度の維持のために、500 kV 送電線の残りの回線には一回線あたり 1,200 MW までの潮流を許容する。
- 1,100 kV 送電線の線種は ACSR 810 mm² 8 導体とする。
- 500 kV 送電線の線種は ACSR 410 mm² 4 導体とする。
- 1,100/500 kV 変圧器の容量は1台あたり 2,000 MVA とする。

以上の条件から、500 kV 系統で送電する案と、1,100 kV 系統で送電する案として図 4.1-1 および図 4.1-2 に示す 2030 年の系統構成が得られた。

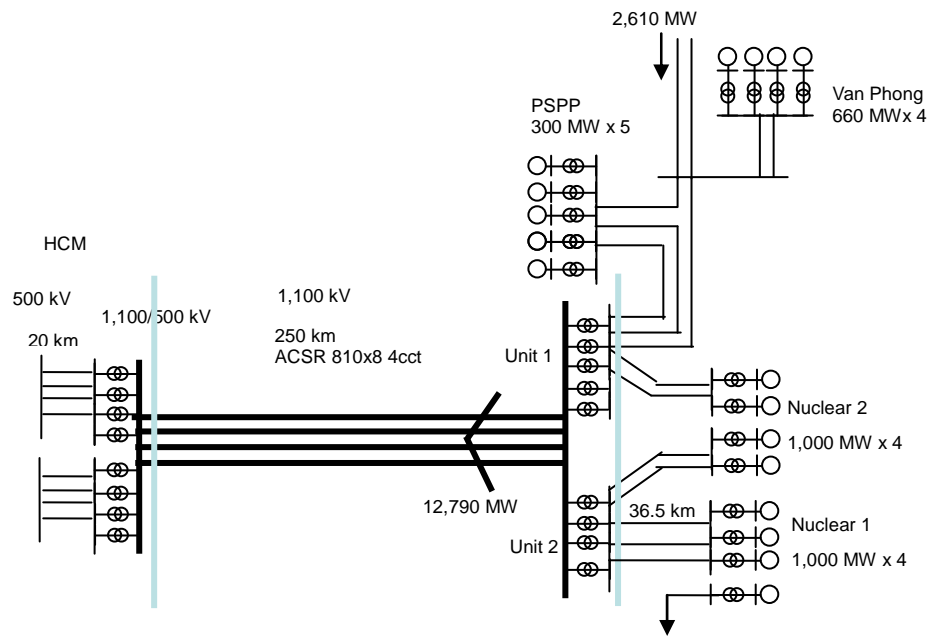


図 4.1-1: 1,100 kV(UHV)送電線を適用する案(2030年)

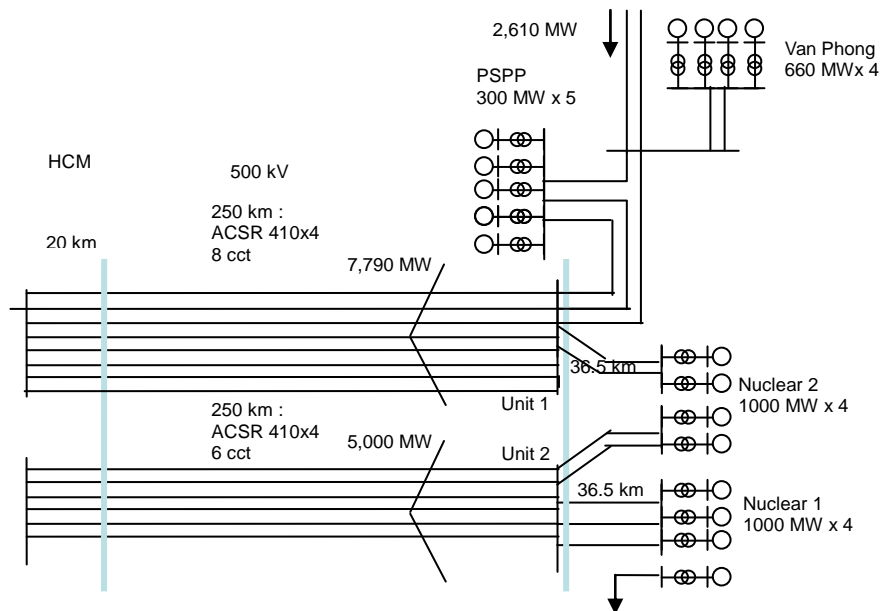


図 4.1-2: 500 kV 送電線を適用する案(2030年)

(3) 経済性の比較

次に、500 kV 送電線を適用する案と 1,100 kV 送電線を適用する案について、送電ロスおよび発電所の運転開始時期に対応した送変電設備の建設時期を考慮し、概略のコスト比較を実施した。

条件は以下のとおりとした。

- 2030 年までの発電所の計画を各年に展開し、それに合わせて各年で必要となる送変電設備を見積もった。2051 年まで、2030 年と同様の状況になると仮定して、コストの総現在価値を計算した。
- ベトナム国での実績、および日本における 500kV 設備と UHV 設備の単価の比を参考に、設備の単価を以下とした。

表 4.1-1: コスト比較に使用した設備の単価

500 kV 送電線の単価	0.5 million USD/km/cct
UHV 送電線の単価	1.25 million USD/km/cct
UHV 変電所の単価	0.0406 million USD/MVA

- 設備の建設コストは必要な時期の単年度の展開とした。
- 送電ロスはピーク発電時のロスに対する年間の平均ロスの割合を 0.8 とし、kWh あたり 0.08 USD で評価した。
- 設備の維持管理費用は設備費の 2% とした。
- 送電線の用地補償費は、ベトナム国での実績および線下幅に基づき以下とした。

表 4.1-2: コスト比較に使用した送電線の用地補償費

500 kV 送電線	0.105 million USD/cct/km
UHV 送電線	0.189 million USD/cct/km

(4) 検討の結果

(2)-(3)に記載した送電線建設およびコスト比較の条件から、UHV 送電案と 500 kV 送電案について表 4.1-3 にしめす結果が得られた。

表 4.1-3: UHV 送電案と 500 kV 送電案の比較結果

(単位 : million USD)

	500kV 送電案	1,100 kV (UHV) 送電案
送電ロス	1,151	358
送電線用地補償費	242	203
建設コストおよび設備維持管理費	1,401	2,254
合計	2,794	2,815
割合	100%	101%

送電ロスは 500kV 送電案の 1/3 以下となり、UHV 案の方が 770 millionUSD 程度少ない。一方、建設コストおよび設備維持管理費は UHV 案の方が 900 million USD 程度大きい。合計では若干 UHV 案の方がコスト増となった。

500 kV 送電案と UHV 送電案の比較を表 4.1-4 にまとめる。

表 4.1-4: UHV 送電案と 500 kV 送電案の比較

	500 kV	UHV
回線数 (2030 年の回線数)	多い (14)	少ない (4)
合計コスト	UHV 案とほとんど 同じ	500 kV 案とほとんど 同じ
投資および設備維持管理費 (初期 5 カ年)	少ない 1,642 million USD (1,121 million USD)	大きい 2,457 million USD (1,785 million USD)
送電ロス	大きい 1,151 million USD	小さい 358 million USD

投資、設備維持管理費および送電ロスを含めた合計コストの差はほとんどないが、UHV 案の方が送電線の回線数が大幅に少なくなる。

また、送電ロスの費用や、原子力発電所が遅延した場合、UHV のコストが上昇した場合の感度分析を実施したところ、表 4.1-5 に示す結果となった。

表 4.1-5: 感度分析結果

ケース	500kV 案の 合計コスト	UHV 案の 合計コスト
送電ロス単価が毎年 2% 上昇した場合	100 %	95 %
原子力発電所 I が 3 年遅れた場合	100 %	102 %
原子力発電所 I が 5 年遅れた場合	100 %	103 %
原子力発電所 II が 3 年遅れた場合	100 %	102 %
UHV のコストが 10% 上昇した場合	100 %	109 %

UHV 送電案は、500 kV 送電案と比較すると、合計コストで大差はないが、必要な回線数が大幅に少なく出来ることで、環境面で有利になると考えられる。また、原子力発電所の遅延に対しても、500 kV 送電案と比較して、UHV 案が大きく不利になることはない。

今後、UHV の建設コスト、実施方法の詳細な検討、および初期投資額に対する資金供給方法などを検討する必要がある。

また、UHV 案と 500 kV 送電案の検討は専門家チームと並行して、IE でも独自に実施していた。専門家チーム側の検討結果と比較した結果、特に送電ロスの見積もりに差が生じ、IE 側の見積もりの方が小さくなった。この原因として以下があげられる。

- IE では 20 度、専門家チームでは 90 度の温度での導体抵抗値を仮定した。
- Van Phong 石炭火力および Bac Ai 揚水発電所、および北部から流れ込む潮流の量が IE では 2291 MW、専門家チームでは、5000 MW 程度と多く見積もっていた。
- 原子力発電所と Vinh Tanh 石炭火力発電所の接続を IE では考慮していたが、専門家チームでは考慮しなかった。

上記のように送電ロスの差の理由が明らかになったため、今後、専門家チームおよび IE の検討条件および検討結果を比較検討し、ベトナム側で、より合理的な条件設定を行った上で、再検討する必要がある。

また、安定度、潮流、電圧、および事故電流計算についても、今回暫定的に実施したものの、ベトナム中南部の周辺までを詳細にモデル化したデータで詳細に検討し、UHV 案と 500 kV 系統を比較検討する必要がある。

なお、MOIT、EVN、ERA V などの関係機関が参加したステークホルダー会議において、ベトナム南東部からホーチミン市までの送電方法について 500 kV 以上の電圧

を採用することも含めて検討することで意見の一致を見た。

表 4.1-6: 送電線回線数、送電ロス、建設コストなどの年度展開の比較

	Year	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2051
500 kV																
No. cct Gen. Side-HCM Unit1		2	3	4	5	5	5	5	5	5	5	6	7	7	7	7
No. cct Gen. Side-HCM Unit2		0	0	0	2	3	3	3	4	5	5	5	5	6	7	7
Loss (MW)		2	38	76	98	123	121	123	149	175	180	228	286	339	397	397
Loss (mUSD/Y)		1	21	42	55	69	68	69	84	98	101	128	160	190	222	222
NPV Loss (mUSD)	1,979	1	19	36	42	49	44	41	46	49	46	54	62	68	73	674
ROW (mUSD/Y)		57	28	28	85	28	0	0	28	28	0	28	28	28	28	28
NPV ROW (mUSD)	264	57	26	24	66	20	0	0	16	14	0	12	11	10	9	0
Investment Gen. Side-HCM Unit1 (mUSI)	270	135	135	135	135	0	0	0	0	0	0	135	135	0	0	0
Investment Gen. Side-HCM Unit2 (mUSI)	0	0	0	0	270	135	0	0	135	135	0	0	0	0	135	135
OM (mUSD)		5	8	11	14	19	22	22	22	24	27	30	32	32	35	35
NPV Investment + OM (mUSI)	1,645	275	131	123	323	109	14	13	86	80	12	70	65	60	55	115
NPV Total (mUSD)	3,100	333	177	182	431	178	58	54	147	143	59	135	138	137	137	789
	100%															
UHV																
UHV S/S (MVA)		8,000	12,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	20,000	20,000	20,000	26,000	28,000	32,000	36,000	36,000
No. cct U-design Gen. Side -HCM		2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4
Loss (MW)		0	7	16	25	37	36	37	45	58	60	63	84	101	122	122
Loss (mUSD/Y)		0	4	9	14	21	20	20	25	32	33	35	47	57	68	68
NPV Loss (mUSD)	596	0	4	7	11	15	13	12	14	16	15	15	18	20	22	207
ROW (mUSD/Y)		142	0	0	71	0	0	0	0	0	0	71	0	0	0	0
NPV ROW (mUSD)	226	142	0	0	55	0	0	0	0	0	0	30	0	0	0	0
Investment UHV S/S (mUSD)		0	324	162	162	0	0	0	162	0	0	243	81	162	162	162
Investment UHV TL Gen. Side-HCM (ml)	675	0	0	0	338	0	0	0	0	0	0	338	0	0	0	0
OM (mUSD)		14	20	23	33	33	33	33	36	36	36	48	50	53	56	56
NPV Investment + OM (mUSI)	2,586	689	316	156	412	24	22	20	109	18	17	266	51	77	71	170
NPV Total (mUSD)	3,031	830	320	164	477	38	35	32	122	35	32	311	69	97	93	377
	98%															

Source: 専門家

表 4.1-7: UHV 送電案の検討に使用した条件

Data

T/L UHV/500 in Japan	2.5
500 kV substation in Vietnam (2x600MVA+1x250MVA (220/110 kV)	32.2 million USD
500 kV S/S in Vietnam	0.024 million USD/MVA
500kV S/S in Japan	Share Ratio in kVA Unit Price 500kV/UHV
Civil	0.13 1.16
Equipment	0.87 1.97
Total	1 1.86
500 kV S/S in Vietnam	Share Ratio in kVA Unit Price 500kV/UHV
Civil	0.342 0.395
Equipment	0.474 0.932
Others	0.093 0.173
Reserve	0.091 0.169
Total	1 1.669
SS UHV/500 in Japan	1.669
RoW D cct tower	3,000 million VND/km
RoW S cct tower	2,000 million VND/km
Exchange Rate	19,050 VND/USD
500kV RoW in Japan	21.7 m
UHV RoW in Japan	39 m
RoW UHV/500kV per circuit n Japan	1.797

Line resistance

degree Celsius	20	90							
	ohm/km		No.	ohm/km/cct	MVA	pu/km/cct	kV	km	pu/cct
ACSR 810	0.0356	0.045767	8	0.0057209	100	2.2884E-06	500	270	0.000617859
ACSR 810	0.0356	0.045767	8	0.0057209	100	4.728E-07	1,100	270	0.000127657
ACSR 410 (Drake)	0.07167	0.092139	4	0.0230347	100	9.2139E-06	500	270	0.002487752

1,100/500 kV Transformer winding loss ratio

0.20%

4.2 ホーチミン市内系統の検討

ホーチミン市を中心とする地域への将来電力供給系統は、ベトナム東南部から南端部にかけての沿岸地域に計画されている原子力・石炭火力・揚水発電所群からの電源送電線、ホーチミン市及びその近郊地域を取り囲む形で形成された 500 kV 外輪系統、それを拠点として更に内側に形成された 220 kV 環状系統を連系した構成となっている。

このため、大規模需要中心地であるホーチミン市内への供給系統においては、PDP6 策定当時から過大な事故電流（短絡電流）への対処方法が課題となっていた。このような背景から、IE と協議の上、事故電流の抑制を考慮したホーチミン市への電力供給系統の計画策定支援を行った。

具体的な支援項目として、2030 年断面の対象系統範囲について系統解析（潮流、事

故電流解析)を実施し、IEが策定中のPDP7ドラフトにおける系統計画の妥当性を確認した。なお、同系統解析には、IEも系統解析用ソフトウェアとして使用しているPSS/Eを使用した。

4.2.1 ホーチミン市電力供給系統の事故電流増大対策案の提示

今後、電源及び流通設備の増強に伴い、事故電流は増加する方向にある。

流通設備増強計画を策定するに当たり、IEではループ運用とする系統条件で検討を進めていた。この場合、2030年断面でのホーチミン市を含む南部系統やホーチミン市内220kV系統においては、故障電流が現状と比較して相当増加し、系統を相当分割したとしても500kV系統・220kV系統とも短絡電流は63kA程度までに達し、現状の遮断器の遮断能力の500kA:50kA, 220kA:40kAを大きく超過するということが判明した。このため、既設遮断器の取り替えを含む遮断器遮断容量の格上げや、さらなる系統分割等の対策について検討する必要がある。

IEはサイリスタを使用した事故電流抑制装置について検討しているようであるが、広く一般に使われているわけではないため、機器自体の信頼性やその機器が故障した場合の対策等について慎重に検討する必要がある。

今回、事故電流を許容値以下に抑えるための系統構成及び設備形成について、特にホーチミン市を含む南部系統や、ホーチミン市内220kV系統を例にして対策案を示した。

ループ系統では事故電流が基準値を超過するため、以下のように事故電流が基準値未満になるまでループ状態のどこかの遮断器を解放する対策案*が有効である。

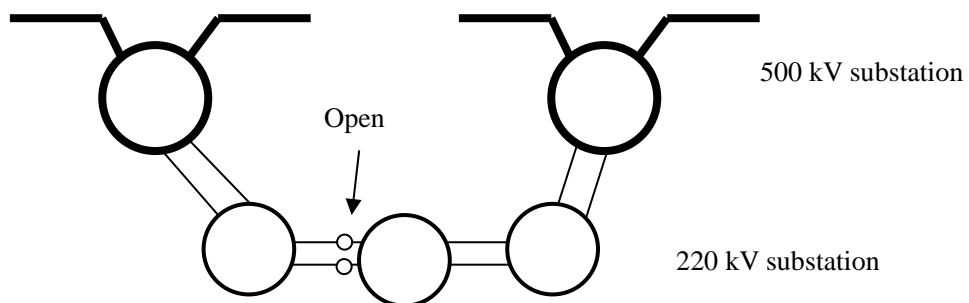


図 4.2-1: 短絡電流低減のための対策例としての系統の放射状運転のイメージ

* この場合、PDP7(案)で流通設備増強計画を策定するに当たり、IE では、ループ運用とする系統条件で、N-2 または N-1 基準に基づいて信頼度検討を実施していた。遮断器開放後に潮流状況が変化し、N-1 基準が満たされない場合があるため、事故電流が基準値を超過しないような系統構成を基本として、信頼度評価・安定度評価を実施すべきである。

今回は IE との協議の上、ホーチミン系統について詳細に検討したが、北部のハノイ系統についても同様な問題が今後発生する可能性は高いと考えられる。

4.2.2 ホーチミン市外輸 500 kV 将来系統の妥当性確認

PDP7における最終断面に当たる2030年断面のホーチミン市外輸500kV系統の構成を反映したPSS/E系統モデルデータを作成し、電力潮流、事故電流（三相短絡電流）について解析を実施した。系統モデル化に当たっての仮定条件は次のとおりである。

- PSS/E 系統モデルデータのベースとして、「ベトナム国電力セクターマスタープラン調査」実施時に入手したベトナム全系統の PSS/E データを活用した。
- モデル化対象範囲は、ベトナム中部の Da Nang 変電所以南の 500 kV 及び 220 kV 系統とした。Da Nang 以北からの潮流は零とした。
- IE より提供されたベトナム南部地域の電力潮流図（2030 年断面）を参考にした。
- 母線電圧調整のため、二次側系統（220 kV）の変電所の一部に適宜調相設備（電力用コンデンサ）を設置した。
- 4.1 節における、ベトナム東南部の発電地域周辺からホーチミンへの送電方法の検討により得られた、ベトナム南東部発電所群と、それらの電力をホーチミン地域へ供給するための 1,100 kV 送電線（以下 UHV 送電線）を含む系統構成も反映した。

(1) 潮流

前述の系統モデルで計算したホーチミン市外輸 500 kV 系統の 2030 年断面における潮流図を図 4.2-1 に示す。

UHV 送電線のホーチミン側終点変電所として想定した My Phuoc 変電への潮流は、第 1 及び第 2 原子力発電所、及び第 2 原子力発電所より北部に位置する Bac Ai 揚水発電所、Van Phong 石炭火力発電所、更にベトナム中部沿岸部に計画されている Binh Dinh 石炭火力発電所、Phu Yen 石炭火力発電所といった発電所群から合計 12.6 GW 程度である。また、My Phuoc 変電所の負荷（220 kV 系統への潮流）は約 2,300 MW である。残りの潮流は、My Phuoc 変電所の南部に位置する Binh Duong 1 変電所、及び南西部に位置する Cu Chi 2 変電所へそれぞれ

500 kV、2回線で送電される。同2区間（My Phuoc 変電所と Binh Duong 1 変電所間、及び My Phuoc 変電所と Cu Chi 2 変電所間）の適用電線線種は、ACSR 600 mm² 4 導体である。My Phuoc 変電所と Binh Duong 1 変電所間の潮流は約 6,600 MW であった。ACSR 600 mm² 4 導体の熱容量が1回線当たり約 3,000 MW（力率を 0.9 と仮定した場合）であることを考慮すると、同区間では送電線が常時過負荷する可能性がある。

N-1 事故時においては、常時過負荷状態の My Phuoc 変電所と Binh Duong 1 変電所間を除き、ホーチミン外辺の 500 kV 送電線に過負荷は生じなかった。しかしながら、後述のように、現時点では事故電流（三相短絡電流）がベトナムの系統計画基準の許容値を超過しているため、系統構成確定に当たっては更なる検討が必要である。

(2) 事故電流

各変電所における 2030 年断面の三相短絡電流値を図 4.2-2 に示す。なお、1 線地絡事故電流については、零相インピーダンスデータが入手出来なかったため検討していない。2.4.2 節で述べたように、IE の PDP7(案)におけるホーチミン市外輪の系統増強計画においては、500 kV 系統をループ運用する系統条件となっており、N-1 基準に基づいて信頼度検討を実施している。しかしながら、ループ運用条件下では、多くの変電所 500 kV 母線における三相短絡電流がベトナムの系統計画基準の上限値 50 kA を大幅に超過している。特に、図 4.2-2 中の赤字は、日本国内で適用されている遮断器の最大遮断容量 63 kA をも上回る三相短絡電流値となった箇所を示している。

短絡電流抑制のための一般的な方法としては、

- 遮断器を開放してループを切り、系統を放射状運用する形態にする
- 変電所母線を分割し、系統を分離する
- 発電所母線を供給系統毎に分離する
- 同一基点で終点の異なる送電線を新設し、系統のインピーダンスを増加させる

といった系統構成変更の視点に立った方法が考えられる。

また、設備面からの対策としては、次のようなものが考えられる。

- 遮断器の遮断容量の格上げ
- 事故電流抑制装置等の適用

当該 500 kV 系統上の各変電所母線における短絡電流抑制方策として、前述の一般的な方法の幾つかを試行的に適用した。具体的には次のとおりである。

- My Phuoc 変電所二次側 (500 kV) 母線を次の 3 系統別に分割
 - My Phuoc-Cu Chi 2 系統
 - My Phuoc-Binh Duong 1 系統
 - My Phuoc-Cau Bong 系統 (新設送電線用)
- 4.2.1 (1) (a) 節で述べた、My Phuoc 変電所と Binh Duong 1 変電所間の常時過負荷を解消しつつ、系統のインピーダンスを増加させるため、My Phuoc 変電所と Cau Bong 変電所間に 500 kV 送電線 2 回線 (電線線種 ACSR 600 m² 4 導体、Binh Duong 1 変電所に引込まず直接 Cau Bong 変電所に引込む) の新設を仮定

- 上記新設送電線仮定に伴い、Binh Duong 1 変電所と Cau Bong 変電所間の 500 kV 送電線 2 回線を開放
- 複数の系統に供給する以下の発電所の一次側母線（500 kV）を系統別に分割
 - Kien Luong 発電所
 - Long Phu 発電所
 - TBKHH-MN-E 発電所

上記の短絡電流抑制対策実施後の各変電所母線の事故電流計算結果を図 4.2-3 に示す。対策実施前に比べ、短絡電流は場所により数十 kA 程度低減したが、最も大きい Cau Bong 変電所では、未だ 66.4 kA と系統計画基準の許容値を大幅に上回っている。本検討結果は短絡電流抑制対策の一例であり、系統構成確定に当たっては、設備実態に応じた対策適用箇所や適用すべき方策選定のためのより詳細な検討が必要である。

4.2.3 ホーチミン市外輪 220 kV 将来系統の妥当性確認

ホーチミン市内及びその周辺の 220 kV 系統の構成は、外輪の 500 kV 変電所 1 箇所から、同 500 kV 変電所二次側の負荷を含め、4-5 箇所の 220 kV 変電所へ電力を供給する形態となっている。また、220 kV 系統構成は 500 kV 外輪系統同様ループを形成している。ループ内に位置する需要地への供給系統としては、220 kV ループ上の変電所 2 箇所を起終点とする地中送電系統 2 系統：

- Phu Lam 変電所-Dam Sen 変電所-Tan Son Nhat 変電所-Hiep Binh Phuoc 変電所間（2 回線*、電線線種：XLPE2500 mm²）
- Nha Be 変電所-Tao Dan 変電所間の中間**-Tan Cang 変電所-Thu Thiem 変電所-Quan 2 変電所-Cat Lai 変電所間（2 回線*、電線線種：XLPE2500 mm²）

* Phu Lam 変電所-Dam Sen 変電所間、Nha Be 変電所-Tao Dan 変電所間の中間-Tao Dan 変電所間、Cat Lai 変電所-Quan 2 変電所間は、送電線過負荷対策のため 3 回線構成

**既設地中送電区間（電線線種：XLPE1600 mm²）

及び単独の変電所へ供給する放射上系統 2 系統：

- Nha Be 変電所-Quan 7 変電所間（2 回線、電線線種：XLPE2500 mm²）
- Nam Sai Gon 変電所-Quan 8 変電所間（2 回線、電線線種：XLPE2500 mm²）

が計画されている。

(1) 潮流

ホーチミン市内及び周辺 220 kV 系統の 2030 年断面における潮流図を図 4.2-4 に示す。設備通常運転時においては、220 kV 架空・地中系統のいずれにおいても過負荷は生じなかった。

N-1 事故時においては、表 5.2-1 に示す地中送電区間において残回線が過負荷状態となった。但し、地中ケーブルの送電容量は、XLPE2500 mm² が 460 MVA/cct（414 MW/cct***）、XLPE1600 mm² が 394 MVA/cct（354 MW/cct***）である。

***力率を 0.9 と仮定した場合の値。

表 4.2-1: 220 kV 地中送電系統における N-1 事故時過負荷区間

区 間		電線線種	残回線潮流 (MVA)	定格容量に 対する割合 (%)
起点	終点			
架空-地中分岐点	Tao Dan 変電所	XLPE1600	481	122.1
Tao Dan 変電所	Tan Cang 変電所	XLPE2500	528	114.8
Thu Thiem 変電所	Quan 2 変電所	XLPE2500	485	105.5
Nam Sai Gon 変電所	Quan 8 変電所	XLPE2500	500	108.7

また、表 4.2-2 に示す架空送電区間においても N-1 事故時において残回線が過負荷状態となった。なお、電線線種 ACSR600 mm² 2 導体の送電容量は 800 MVA/cct と仮定した。表中の Binh Duong 1 変電所と T.D. Mot 変電所間の回線数は、本検討モデルにおいて 2 回線と仮定しているが、IE は同区間の回線数を 2 又は 3 回線としているため、3 回線が適用となれば、過負荷は解消されることになる。

表 4.2-2: 220 kV 地中送電系統における N-1 事故時過負荷区間

区 間		電線線種	残回線潮流 (MVA)	定格容量に 対する割合 (%)
起点	終点			
Duc Hoa 3 変電所	TBKHH MN-W 発電所	ACSR 600 mm ² 2 導体	807	100.9
Binh Duong 1 変電所	T.D. Mot 変電所	ACSR 600 mm ² 2 導体	845	105.7

(2) 事故電流

各変電所における 2030 年断面の三相短絡電流値を図 4.2-4 に示す。なお、1 線地絡事故電流については、零相インピーダンスデータが入手出来なかったため検討していない。IE の PDP7(案)におけるホーチミン市内 220 kV 系統はループ運用する系統条件となっており、N-2 または N-1 基準に基づいて信頼度検討を実施している。

一方、PDP6 において IE は 2025 年断面のホーチミン市内系統の短絡電流が 70-80 kA に達することを明らかにしており、その対応策として開閉設備の短絡容量格上げ、需要中心部の変電所における母線の分割、短絡電流抑制設備の導入を提唱している。

2030 年断面では、ループ運用条件下において、多くの変電所 220 kV 母線における三相短絡電流がベトナムの系統計画基準の上限値 40 kA を大幅に超過し、2025 年よりも更に厳しい状態となることが検討結果から予想される。特に短絡電流計算値が最大となった Phu Lam 変電所においては、102.5 kA に達した。このため、試行的にループ系統を潮流の小さい区間で開放することにより放射状化し、系統を 1 発電所又は 500 kV 変電所と 3-5 箇所程度の供給先 220 kV 変電所から構成される複数のサブシステムに分割した。同対策実施後の各変電所 220 kV 母線における三相短絡電流計算値を図 4.2-5 に示す。系統の放射状化により、数十 kA 程度の短絡電流抑制が可能となることが分かった。しかしながら、一部の発電所に直接接続された 220 kV 系統上の変電所においては未だ短絡電流値が 50 kA を上回っている箇所が散見される。このような箇所については、5.2.1.(2)節で述べたように、発電所の一次側母線を供給系統別に分割することによって短絡電流の更なる抑制が可能になると考えられる。本検討は短絡電流抑制のための系統分割の一例であり、系統構成確定に当たっては、設備実態、技術的及び経済的実現可能性等を考慮したより詳細な検討が必要である。

Three Phase Short Circuit Fault Current in Ho Chi Minh Area in 2030

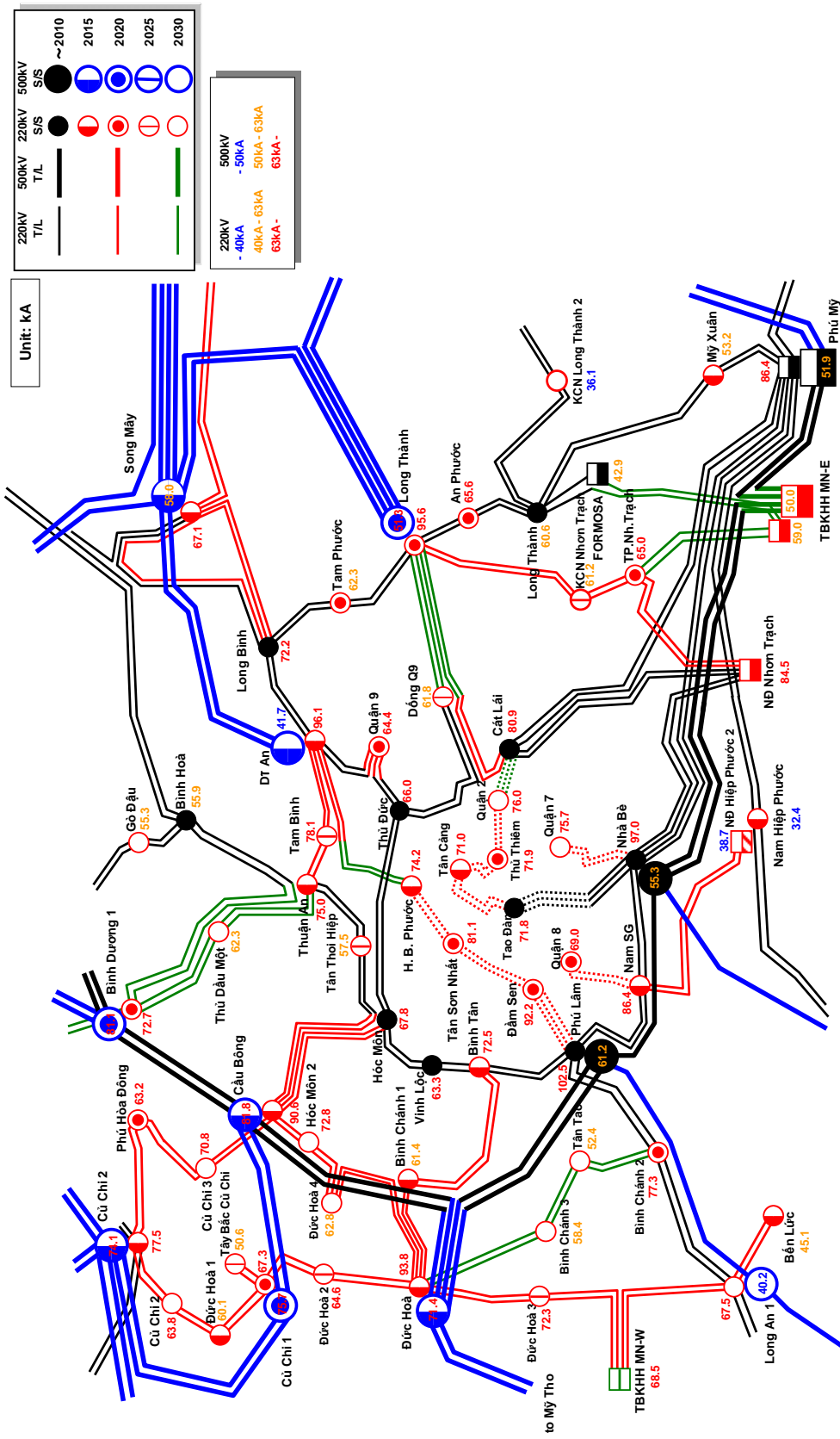


図 4.2-6: ホーチミン市内及び周辺 220 kV 変電所における三相短絡電流値(2030 年)

Three Phase Short Circuit Fault Current in Ho Chi Minh Area in 2030
(System separation for fault current reduction)

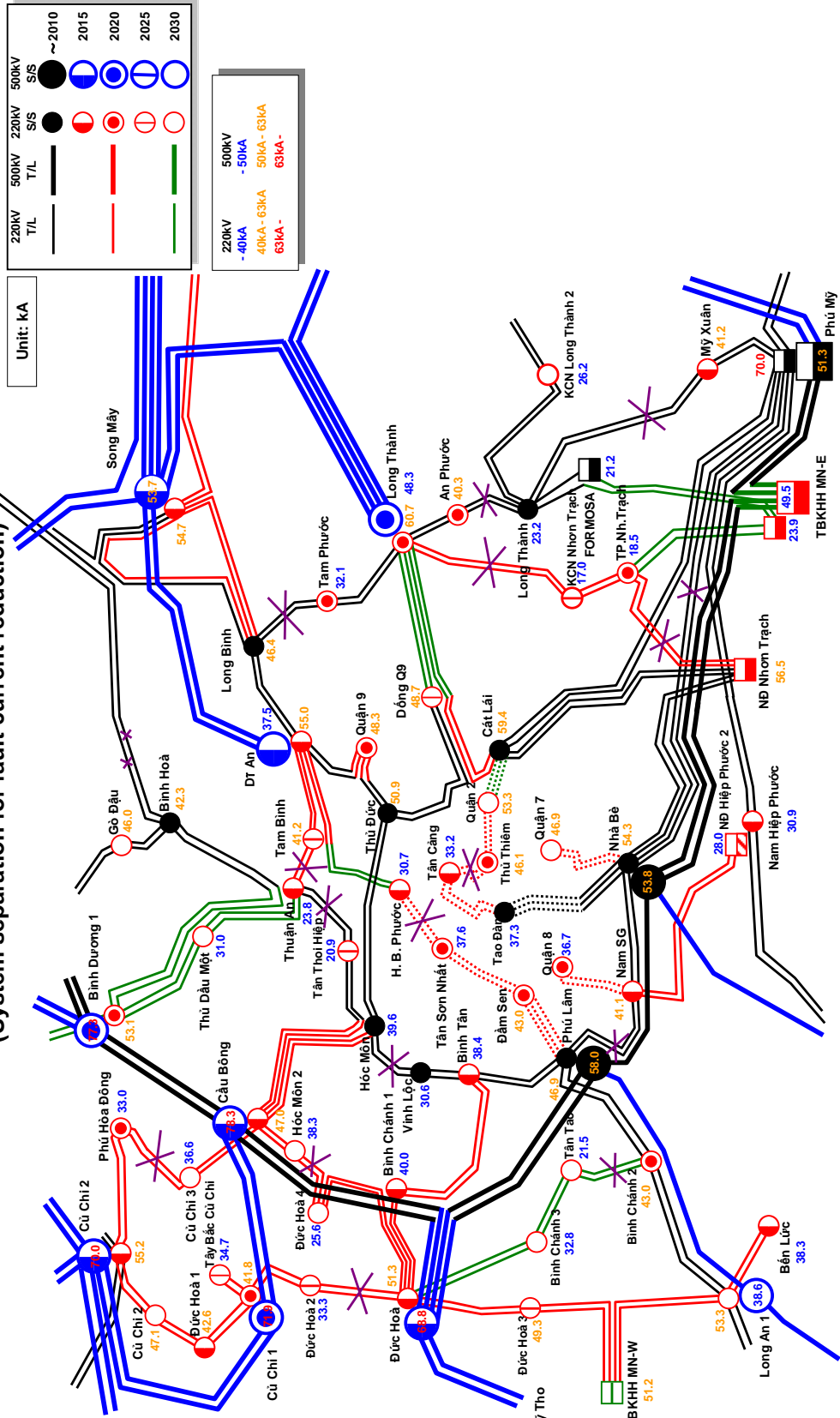


図 4.2-7: 対策実施後の各変電所母線の三相短絡電流計算結果(2030年)

4.3 国際連系線を含む 500 kV 系統の検討

500 kV の国際連系線の計画として、中国-ベトナム連系線、およびラオス-ベトナム連系線がある。また、カンボジア-ベトナム連系線が 220 kV で計画されている。本報告書では IE 側で策定したベトナム中央部-南部にかけての計画案を第 6 章に記載する。

4.4 技術検討項目の紹介

将来、ベトナムの需要が増加し、系統規模が拡大していく中で、課題となると考えられる以下の項目について、東京の例をとりながら IE に対して技術移転を図った。内容については添付資料のプレゼンテーション資料参照。

(1) 地中送電系統の過電圧の技術検討項目の紹介

超高压地中ケーブルの計画に当たり、東京電力で一般的に実施されている、過電圧解析や、ケーブル系統に特有な共振性過電圧等の異常現象に関する技術検討の項目及び検討内容の概略について、IE の系統計画業務関係者に紹介した。

なお、ホーチミン市内に 220 kV ケーブル(Nha Be – Tao Dan 間, 2cct, 9.64 km のうち地中区間 6.3 km) が既に布設されている。ケーブル長がそれほど長くないため大きな問題は無い可能性もあるが、本来実施すべき技術検討のうちいくつかは実施していない可能性はあると思われる。

今回説明した内容は、超高压地中ケーブル関連設備の仕様を確定するために必要な技術検討項目であり、個別の地中ケーブル新設案件の技術検討をする段階では必要となる可能性が高い。

今後 PDP7 に示された具体的な計画が実施されていくと、220 kV 地中ケーブルがさらに増えていく。計画段階で過電圧現象等のおそれがある場合については、事前に検討し必要があれば対策を実施する必要がある。

(2) 東京における効率的な地下利用形態の紹介

超過密状態となっている東京都心部では、電力需要密度が非常に高い。さらに、高信頼度の電力システムを構築することは当然のこととして期待されている。一方、変電所や送配電設備の建設には用地の確保が必須であるが、都心部では特に変電所用地の取得費用が高いだけでなく、ある程度まとまった広さの用地を確保するこ

とが難しいといった課題もある。このような超過密状態への電力供給システムとして、地下変電所及び地中ケーブル方式の採用は、供給信頼度の確保だけでなく環境に配慮する面からも合理的な供給形態になり得ると言える。

今回、IEの系統計画業務関係者に対して、地下を効率的に利用する例として東京電力の設備形態を紹介するとともに、安全性・信頼性等を保ちつつコストダウンするための技術についてその概略を説明した。

現状、ベトナムでは地下変電所は無い。PDP7策定時点では、最終断面の2030年でも地下変電所の計画は無い見通しである。しかし、日本での経験から、都市部の開発が進み需要の伸びと相俟って新設変電所用地の確保が困難になり、いずれは地下変電所の導入が必要となる時期が来ると予想される。またIEの中でもホーチミン地区に地下変電所が必要になるのではないかという意見もある。ホーチミン地区での地下変電所建設に否定的な判断の根拠として、地盤が軟弱なことや、頻繁に起こる水害時に水位が上昇することなどが挙げられている。

IEからは、地下変電所の寸法や、過去に東京電力が地下変電所を最初に建設した時点での需要密度について質問があった。現時点では地下変電所の予定が無くとも、非常に興味を示していることがわかった。

(3) 電圧安定性

東京電力が過去に経験した電圧崩壊事故を紹介し、電圧安定性の重要性について説明するとともに、その対策技術について紹介した。さらに、将来ホーチミン市内等の都市部で地中ケーブルが増加していく場合に必要となる、地中ケーブルの充電容量補償検討についても紹介した。

将来の電源増強に伴い、短絡電流の増加が予想されている。今回特にホーチミン市を含む南部系統について将来の系統構成について検討した結果、短絡電流増加対策として、ホーチミン市内の220kV系統についてループ運用を分断し、放射状とする方策が有効であること、及びその際には電圧低下対策として無効電力の供給源を確保する必要があることが判明し、IEにその旨指摘した。

(4) 超高圧架空送電線の線種

東京で使用されている275kVの送電線には、ベトナムで使用している220kVの送電線と比べると、比較的大きな線種を採用している。このような大容量の線種の採用は、安定度上の制約が少ない短距離の送電を高需要密度の地域で行う場合に有効である。例えば、図4.2-6のように220kV系統の導入部分に従来の線種を使用すると、4回線が必要な区間があるが、TACSR 1520mm²のような大容量の線種を採用す

れば、回線を少なくすることが出来る。この考えは東京電力の基準を IE に紹介し、ホーチミン市の供給計画について IE と協議をする中で、浮上してきたものであり、今後の効率的な送電線の建設に活用出来ると考えられる。



第5章 IE 作成の PDP7 のドラフト案の中間レビュー

5.1 電力需要予測モデルの前提

ここでは、PDP7 のレビューとコメントをおこなうために作成された電力需要予測モデルの前提の提示と結果の評価をおこなう。PDP6 では、社会経済の前提が重要視されたが、PDP7 では社会経済の前提と同時にセクター別のエネルギーおよび電力消費原単位（対 GDP および人口など）の前提を設定している。

5.1.1 経済成長のケース設定

(1) Base case（想定経済成長ケース）

- このシナリオでは、ベトナムの構造改革はリーズナブルなレベルで推移し、就労者の高い生産性が維持され、地方の就労者は工業建設部門やサービス部門にシフトする。
- 工業建設部門の 2011-2020 年間の伸び率は 9%弱、商業サービス部門は 7-8%、農林水産部門は 3%程度の伸びである。
- 工業化の進展の物差しであるセクター別の GDP シェアは、農林水産部門の割合は 2010 年に 22%であったものが 2020 年には 17%になる。一方、工業建設部門と商業サービス部門の GDP シェアは増加して 2020 年には 41%と 42%になる。

表 5.1-1: Base case の経済指標

Item	Unit	2008	2010	2015	2020	2030
Population	Million	86	88	92	97	102
GDP (Current)	Billion USD	91	103	197	340	1,039
GDP Structure (current)	S%	100	100	100	100	100
Agri, forestry, fishery	S%	22	21.9	20.1	17.2	11.8
Industry & construction	S%	39.9	39.5	40.3	41.2	42.5
Services	S%	38.1	38.6	39.7	42.1	45.7
GDP/capita (at 2008)	USD per Capita	1,062	1,223	1,800	2,602	5,893
Japan (\$34000/capita)	S%	3.1	3.6	5.3	7.7	17.3
			08-10	11-15	16-20	21-30
Total GDP	G%		5.9	7.5	8.0	8.2
Agri, forestry, fishery	G%		3.7	3.6	2.8	2.8
Industry ? construction	G%		6.3	8.8	8.8	9.1
Services	G%		6.4	7.6	8.0	8.2

注意: GDP/Capita (Current) は、(VN 名目 GDP)/人口/(各年為替)/(US インフレ) で計算されている。

出典: Scenarios of Economic Development for the Period up to 2020 and Onwards (SED2020)

表 5.1-2: Base case の経済成長率

(単位：%)

Base Case										
Items 1	Items 2	Unit	2008	2009	2010	2015/10	2020/15	2030/20	2020/2010	
Population	Country number	Million persons	1.3	1.1	1.1	1.0	0.9	0.5	0.9	
	Urban number	Million persons	2.7	3.3	3.3	3.0	2.7	1.6	2.8	
Household	County Number	Million HH	1.3	1.3	1.3	1.2	1.1	0.6	1.1	
	Urban number	Million HH	2.7	2.1	3.5	3.2	2.9	1.7	3.0	
Economic indicators	nGDP at current price	Billion VND	29.3	19.0	12.9	15.4	14.4	15.1	14.9	
	uGDP on USD base	Million USD	30.5	15.1	2.5	15.1	12.7	12.6	13.9	
	uGDP per capita on USD base	USD per capita	28.9	13.9	1.4	14.0	11.7	12.0	12.8	
	rGDP at 2005 price	Billion VND	6.2	5.2	7.0	7.5	8.0	8.2	7.7	
	GDP deflator 2005 price	2005=100	21.4	8.0	7.0	7.0	6.0	6.0	6.5	
rGDP at 2005 price	Agriculture & Forestry	Billion VND	3.9	2.9	3.3	3.3	3.1	2.2	3.2	
	Mining	Billion VND	2.2	1.7	1.8	1.6	1.3	1.2	1.4	
	Manufacturing	Billion VND	7.5	6.5	9.6	10.2	10.6	10.2	10.4	
	Commercial & Trade	Billion VND	8.4	5.6	7.1	7.3	7.5	7.2	7.4	
	Transport and communications	Billion VND	8.3	5.6	7.1	7.3	7.5	7.2	7.4	
	Service & Others	Billion VND	4.4	5.0	6.1	6.2	6.2	6.2	6.2	
	Total	Billion VND	6.2	5.2	7.0	7.5	8.0	8.2	7.7	

出典: 2008-2009: International Financial Statistics by IMF, 2010: Estimation of JICA

2011-2030: From SED2020

表 5.1-3: Base case の地域経済動向

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	20/10
Northern RGDP	Billion VND	289	398	555	804	1,190	1,785	7.3%
Industry	Billion VND	108	161	253	409	667	1,088	9.7%
Commercial	Billion VND	125	172	230	315	434	597	6.3%
Agriculture	Billion VND	56	65	72	80	89	100	2.1%
Central RGDP	Billion VND	88	124	182	278	418	634	8.4%
Industry	Billion VND	26	39	63	103	164	262	10.0%
Commercial	Billion VND	36	53	81	128	197	302	9.3%
Agriculture	Billion VND	27	32	38	47	57	70	3.9%
Southern RGDP	Billion VND	462	656	950	1,416	2,136	3,230	8.0%
Industry	Billion VND	205	305	452	689	1,059	1,628	8.5%
Commercial	Billion VND	177	253	376	573	880	1,353	8.5%
Agriculture	Billion VND	80	98	122	154	196	249	4.6%

出典：GDP は SED2020, GDE はモデルでの計算値

(2) High case (高経済成長ケース)

- 経済構造の変化は大きく工業建設部門と商業サービス部門の急速な成長が期待される。
- 世界経済は、ほどなく回復し、ベトナム経済も 2020 年前後には強い回復を見せる。また、各セクターの強い発展が望め、人材開発と労働生産性の向上が見られる。

- 工業建設部門の2011-2020年間の伸び率は10%以上で、商業サービス部門も10%以上、農業部門は3%程度の伸びである。
- 農業部門の就労者の割合は2010年の51%から2020年には36%になる。

表 5.1-4: High case の経済指標

Item	Unit	2008	2010	2015	2020	2030
Population	Million	86	88	92	97	102
GDP (Current)	Billion USD	91	103	214	396	1,437
GDP Structure (current)	S%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Agri, forestry, fishery	S%	22.0	21.7	18.5	14.8	8.5
Industry & construction	S%	39.9	39.5	40.3	41.2	38.4
Services	S%	38.1	38.8	41.2	44.0	53.1
GDP/capita (at 2008)	USD per Capita	1,062	1,234	1,950	3,035	8,150
Japan (\$34000/capita)	S%	3.1	3.6	5.7	8.9	24.0
			08-10	11-15	16-20	21-30
Total GDP	G%		6.4	9.1	9.6	9.8
Agri, forestry, fishery	G%		3.7	3.6	2.8	2.8
Industry & construction	G%		6.7	10.4	10.4	9.9
Services	G%		7.2	9.8	10.5	10.9

注意：GDP/Capita(Current)は、(VN名目GDP)/人口/(各年為替)/(USインフレ)で計算されている。

出典: SED2020

表 5.1-5: High case の経済成長率

(単位：%)

Items 1	Items 2	Unit	2008	2009	2010	2015/10	2020/15	2030/2020	2020/2010
Population	Country number	Million persons	1.3	1.1	1.1	1.0	0.9	0.5	0.9
	Urban number	Million persons	2.7	3.3	3.3	3.0	2.7	1.6	2.8
Household	County Number	Million HH	1.3	1.3	1.3	1.2	1.1	0.6	1.1
	Urban number	Million HH	2.7	2.1	3.5	3.2	2.9	1.7	3.0
Economic indicators	nGDP at current price	Billion VND	29.3	19.8	12.4	16.7	15.7	16.5	16.2
	uGDP on USD base	Million USD	30.5	15.9	2.0	16.5	14.0	13.9	15.3
	uGDP per capita on USD base	USD per capita	28.9	14.7	0.9	15.4	13.0	13.3	14.2
	rGDP at 2005 price	Billion VND	6.2	5.2	7.0	9.1	9.6	9.8	9.3
	GDP deflator 2005 price	2005=100	21.4	8.0	7.0	7.0	6.0	6.0	6.5
rGDP at 2005 price	Agriculture & Forestry	Billion VND	3.9	2.9	3.3	4.0	3.6	2.4	3.8
	Mining	Billion VND	2.2	1.7	1.8	1.9	1.5	1.2	1.7
	Manufacturing	Billion VND	7.5	6.5	9.6	12.4	12.6	12.1	12.5
	Commercial & Trade	Billion VND	8.4	5.6	7.1	8.9	8.8	8.5	8.9
	Transport and communications	Billion VND	8.3	5.6	7.1	8.9	8.8	8.5	8.9
	Service & Others	Billion VND	4.4	5.0	6.1	7.6	7.4	7.3	7.5
	Total	Billion VND	6.2	5.2	7.0	9.1	9.6	9.8	9.3

出典: 2008-2009: International Financial Statistics, 2011-2030: From SED2020

表 5.1-6: 地域別経済動向(High case)

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	20/10
Northern RGDP	Billion VND	289	398	597	931	1,498	2,452	8.9%
Industry	Billion VND	108	161	278	491	881	1,578	11.8%
Commercial	Billion VND	125	172	245	356	522	765	7.6%
Agriculture	Billion VND	56	65	74	84	95	109	2.5%
Central RGDP	Billion VND	88	124	198	327	536	886	10.2%
Industry	Billion VND	26	39	69	124	217	379	12.1%
Commercial	Billion VND	36	53	89	153	255	426	11.2%
Agriculture	Billion VND	27	32	40	51	64	82	4.7%
Southern RGDP	Billion VND	462	656	1,028	1,654	2,705	4,441	9.7%
Industry	Billion VND	205	305	491	811	1,354	2,262	10.3%
Commercial	Billion VND	177	253	408	674	1,125	1,879	10.3%
Agriculture	Billion VND	80	98	128	169	225	300	5.6%

出典: IE モデルより

(3) Low case (低経済成長ケース)

- 工業および建設、農林水産、サービスなどの各セクターは国内市場のみの成長で、伸び率は低い。
- 工業建設部門の伸び率は 2011-2020 年間年率 8-9% であるが、商業サービス部門の伸び率は 7-8%程度である。農林水産部門では年率 3-4%の伸びである。
- Low case での経済成長は他のケースに比較して低調で、ベトナムの社会開発目標を達成することは不可能である。

表 5.1-7: Low case の経済指標

Item	Unit	2008	2010	2015	2020	2030
Population	Million	86	88	92	97	102
GDP (Current)	Billion USD	91	103	193	326	953
GDP Structure (Current)	S%	100	100	100	100	100
Agriculture, forestry, fishery	S%	22	22	20.5	17.9	12.9
Industry & construction	S%	40	39.7	41.2	43	46.3
Services	S%	38.1	38.3	38.3	41.3	40.8
GDP/capita (2008 price)	USD	1,062	1,216	1,762	2,495	5,408
Japan (\$34000/capita)	S%	3.1	3.6	5.2	7.3	15.9
			08-10	11-15	16-20	21-30
Total GDP	G%		5.6	7.1	7.7	7.6
Agriculture, forestry, fishery	G%		3.7	3.6	2.8	2.8
Industry ? construction	G%		6.3	8.8	8.8	9.1
Services	G%		5.7	6.7	8.0	6.7

注意: GGDP/Capita (Current)は、(VN 名目 GDP)/人口/(各年為替)/(US インフレ)で計算されている。

出典: SED2020

表 5.1-8: Low case の経済成長率

(単位：%)

Items 1	Items 2	Unit	2008	2009	2010	2015/10	2020/15	2030/20	2020/10
Population	Country number	Million persons	1.3	1.1	1.1	1.0	0.9	0.5	0.9
	Urban number	Million persons	2.7	2.8	2.8	2.5	2.2	1.3	2.4
Household	County Number	Million HH	1.3	1.3	1.3	1.2	1.1	0.6	1.1
	Urban number	Million HH	2.7	1.6	3.0	2.7	2.4	1.4	2.6
Economic indicators	nGDP at current price	Billion VND	29.3	19.0	12.9	15.0	14.0	14.6	14.5
	uGDP on USD base	Million USD	30.5	15.1	2.5	14.7	12.4	12.1	13.6
	uGDP per capita on USD base	USD per capita	28.9	13.9	1.4	13.6	11.4	11.5	12.5
	rGDP at 2005 price	Billion VND	6.2	5.2	7.0	7.1	7.7	7.6	7.4
rGDP at 2005 price	GDP deflator 2005 price	2005=100	21.4	8.0	7.0	7.0	6.0	6.0	6.5
	Agriculture & Forestry	Billion VND	3.9	2.9	3.3	3.1	3.0	2.0	3.0
	Mining	Billion VND	2.2	1.7	1.8	1.5	1.3	1.1	1.4
	Manufacturing	Billion VND	7.5	6.5	9.6	9.7	10.2	9.5	9.9
	Commercial & Trade	Billion VND	8.4	5.6	7.1	7.0	7.2	6.8	7.1
	Transport and communications	Billion VND	8.3	5.6	7.1	7.0	7.2	6.8	7.1
	Service & Others	Billion VND	4.4	5.0	6.1	5.9	6.0	5.8	6.0
Total	Billion VND	6.2	5.2	7.0	7.1	7.7	7.6	7.4	

出典：2008-2009: IFS, 2010: Estimation of JICA, 2011-2030: From SED2020

表 5.1-9: 地域別経済動向 (Low case)

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	20/10
Northern RGDP	Billion VND	289	398	546	778	1,120	1,631	6.9%
Industry	Billion VND	108	161	248	393	620	978	9.3%
Commercial	Billion VND	125	172	227	307	413	556	6.0%
Agriculture	Billion VND	56	65	72	79	88	97	2.0%
Central RGDP	Billion VND	88	124	179	268	392	576	8.0%
Industry	Billion VND	26	39	61	99	152	236	9.6%
Commercial	Billion VND	36	53	79	123	184	274	8.8%
Agriculture	Billion VND	27	32	38	46	55	67	3.7%
Southern RGDP	Billion VND	462	656	933	1,369	2,006	2,947	7.6%
Industry	Billion VND	205	305	444	665	992	1,481	8.1%
Commercial	Billion VND	177	253	369	552	825	1,231	8.1%
Agriculture	Billion VND	80	98	121	151	189	236	4.4%

出典：IE モデルより

5.1.2 その他の前提条件

人口、為替、エネルギー価格、省エネルギー、電力化率などエネルギー需要に強い影響を及ぼす前提条件について述べる。

(1) 人口

- 2008年のベトナムの人口は8,620万人で、2001-2008年間の平均人口の伸び率は1.3%程度である。将来の人口の伸び率は、緩やかに減少してゆくものと思われるが、都市部での人口や世帯数は増加を続けるものと思われる。
- 2011-2020年間の人口の伸び率は、最初の5年間は1.0%で、次の5年間は0.5%程度である。都市部での人口の伸び率は、2011-2015で3.0%、2016-2020で2.7%である。

表 5.1-10: ベトナムの人口推移

	単位	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
全人口	百万人	88.8	89.7	90.6	91.5	92.4	93.3	97.6	100.2	102.8
都市人口	百万人	25.6	26.4	27.2	28.0	28.8	29.7	33.9	36.7	39.7
都市割合	%	29%	29%	30%	31%	32%	32%	35%	37%	39%

出典：SED2020

表 5.1-11: 地域別人口推移

(単位：百万人)

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
北部	地域	38.0	38.3	38.7	39.0	39.4	39.7	41.3	42.1	43.0
	都市部	8.4	8.7	9.0	9.2	9.5	9.8	11.2	12.1	13.0
中部	地域	19.6	19.8	20.1	20.3	20.5	20.8	22.0	22.8	23.7
	都市部	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5.0	5.5	6.2	6.9
南部	地域	30.5	30.8	31.1	31.4	31.7	32.0	33.5	34.4	35.3
	都市部	12.4	12.6	12.9	13.2	13.5	13.8	15.3	16.2	17.1

出典：SED2020

(2) 為替レート

- 為替レートは購買力平価（Purchasing Power Parity :PPP）説でいうところの両国のインフレ差で決定される。すなわち、ベトナムドン（VND）の対米ドル為替レートの変化は、両国のインフレ率の差で決定されるということになる。ところが、実際の為替レートの推移は、このように単純ではなく、金利差や経済のファンダメンタルズ、貿易収支なども関係し、為替レートの予測は難しいものがある。

- ここでは、将来の為替レートは、IE が想定した為替レートを使用する。この為替レートは 2010-2020 年間、毎年 0.8% のペースで対ドルに対して「ドン安」となっている。

表 5.1-12: 為替レート見通し

(単位：VND/USD)

	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
為替レート	16,153	16,700	18,400	18,600	20,000	22,500	25,000

出典：IE による見通し

(3) エネルギー価格と料金

- 一般的にエネルギー価格が上昇するとエネルギー需要は減少する。世界のエネルギー価格動向については多くの意見があるが、前提条件としては WTI を基準として使う。ただし、使用する WTI 価格は世界的に高インフレが起きないという前提でアメリカのインフレ（ドルの目減り分）2.0-2.5%/年を前提とする。
- High case では、現在予想されている最も高い原油価格を設定する。2010 年平均 WTI 価格は 75 USD/bbl であるが、2020 年で 110 USD/bbl、2030 年で 140 USD/bbl とした。
- Base case では、緩やかな原油価格の上昇を前提として、2020 年で 100 USD/bbl で、2030 年で 130 USD/bbl とした。
- Low case では、現状を維持する程度の原油価格の上昇を前提として、2020 年で 80 USD /bbl で、2030 年で 110 USD /bbl とした。
- 石油製品価格、石炭価格、天然ガス価格、電力料金なども原油価格にリンクした形で上昇するものとした。また、主要なエネルギーの価格（小売ベース）は、以下のとおりである。

(a) 石油製品価格

現在、ベトナムでは石油製品価格体系の見直しに入っている。ここ 1-2 年、30% 以上製品価格が上昇している。今後はさらに上昇を続け国際価格に則した市場で決定される価格体系に移行すると思われる。石油製品はコスト構成から見れば原油価格を出発点として精製コスト、流通コスト、販売コストなどが加算され、税金や補助金などにより調整されて、最終価格が形成される。

(b) 石炭価格

現在、石炭価格は国際価格レベルに是正されつつあり、今後の石炭価格はコストに見合った価格体系になるものと思われる。ベトナムの石炭生産は国内炭鉱では露天掘りから坑内掘りへと移行が進むためコストアップが生じると見込まれる。国内炭の価格はある程度の価格是正を経て国際価格とリンクした体系に移行するものと思われる。国内炭の価格は2015年を目処に国際価格と同等の水準に達するものと想定する。

(c) 天然ガス価格

現在、ベトナムの天然ガス価格は個々のプロジェクトとの個別契約による価格で取引されているが、今後天然ガス価格は国際価格等価（アジアで取引されるLNGのCIF価格）に鞅寄せされる方向にあり、2015年頃を目処に国際価格に達するものと想定する。天然ガスの国際価格は基本的に原油価格リンクが維持されるものと見込み、その結果2015年以降は原油と同様に推移するものと想定する。

(d) 電力料金

電力料金では、セクター別の料金体系、大規模需要家の高額負担などを基本とする一方、地方の消費者に対して優遇策などもある。これらは2015年までに見直され、基本的にはコストベースの料金体系になると想定する。今回は、現状を出発点として国内石炭価格と賃金の上昇（労働生産性の向上）の二つのコスト要素がそれぞれ電力料金に影響するという形で将来の電力料金が形成されると想定した。具体的には電力料金の伸び率を2015年まで5-6%の上昇を見込み、その後は石炭価格同等の上昇としている。

表 5.1-13: エネルギー価格と電力料金(Base case)

		Unit	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Economics	USA Inflation	%	2.6	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0
		2010=1.00			1.00	1.10	1.22	1.35	1.49
	Exchange rate VDN/USD	Dong/USD	16,153	16,700	18,400	18,600	20,000	22,500	25,000
Oil price	IEA Crude oil export price	USD/bbl	120	60	70	88	98	108	119
	WTI price	USD/bbl	120	70	77	97	107	119	131
Coal	Vietnam for power	1000VND/ton	405	455	542	775	920	1,143	1,402
	Vietnam for domestic	1000VND/ton	439	463	531	634	784	997	1,235
	Vietnam for export	1000VND/ton	705	737	833	940	1,113	1,367	1,646
	Vietnam Average	1000VND/ton	569	597	679	784	945	1,177	1,436
Power Tariff	Agriculture use	VND/kWh	591	636	643	813	910	1,049	1,199
	Residential use	VND/kWh	784	908	918	1,161	1,299	1,498	1,712
	Industry use	VND/kWh	858	935	945	1,217	1,373	1,600	1,847
	Commercial use	VND/kWh	1,628	1,786	1,805	2,324	2,622	3,055	3,528
	Other use	VND/kWh	923	955	965	1,221	1,366	1,574	1,800

注意1: 2009年電力料金は、実績、2010年はEVNの見通し。

注意2: 電力料金の伸び率は、2009、2010年は、実績値や見込み値の対前年伸び率、2015年以降は、国内石炭価格上昇分50%と実質賃金上昇分15%（労働生産性向上に対する分配率）、合計65%とした。これは、前年石炭価格上昇率に対して、弾性値0.65を掛けたのと同様である。

表 5.1-14: エネルギー価格と電力料金(High case)

		Unit	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Economics	USA Inflation	%	2.6	0.0	0.0	2.5	2.5	2.5	2.5
		2010=1.00			1.00	1.13	1.28	1.45	1.64
	Exchange rate VDN/USD	Dong/USD	16,153	16,700	18,400	18,600	20,000	22,500	25,000
Oil price	IEA Crude oil export price	USD/bbl	120	60	70	89	101	114	129
	WTI price	USD/bbl	120	70	77	98	111	126	142
Coal	Vietnam for power	1000VND/ton	406	457	545	783	952	1,212	1,524
	Vietnam for domestic	1000VND/ton	439	463	531	635	785	998	1,237
	Vietnam for export	1000VND/ton	705	737	833	940	1,113	1,368	1,648
	Vietnam Average	1000VND/ton	569	597	679	784	945	1,179	1,438
Power Tariff	Agriculture use	VND/kWh	591	636	643	816	927	1,086	1,262
	Residential use	VND/kWh	784	908	918	1,165	1,324	1,551	1,802
	Industry use	VND/kWh	858	935	945	1,221	1,401	1,661	1,952
	Commercial use	VND/kWh	1,628	1,786	1,805	2,331	2,676	3,172	3,728
	Other use	VND/kWh	923	955	965	1,224	1,392	1,630	1,894

表 5.1-15: エネルギー価格と電力料金 (Low case)

		Unit	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Economics	USA Inflation	%	2.6	0.0	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0
		2010=1.00			1.00	1.05	1.10	1.16	1.22
	Exchange rate VND/Dong	VND/Dong	16,153	16,700	18,400	18,600	20,000	22,500	25,000
Oil price	IEA Crude oil export	USD/bbl	120	60	70	87	91	96	101
	WTI price	USD/bbl	120	70	77	95	100	105	111
Coal	Vietnam for power	1000VND/ton	402	451	536	760	859	1,016	1,186
	Vietnam for domestic	1000VND/ton	439	463	531	634	783	994	1,231
	Vietnam for export	1000VND/ton	705	737	833	940	1,111	1,364	1,642
	Vietnam Average	1000VND/ton	569	597	679	783	943	1,175	1,432
Power Tariff	Agriculture use	VND/kWh	591	636	643	809	876	977	1,082
	Residential use	VND/kWh	784	908	918	1,155	1,251	1,396	1,544
	Industry use	VND/kWh	858	935	945	1,209	1,318	1,483	1,654
	Commercial use	VND/kWh	1,628	1,786	1,805	2,310	2,517	2,832	3,159
	Other use	VND/kWh	923	955	965	1,214	1,315	1,467	1,623

(4) 省エネルギー

省エネルギーの推進については主要産業が自主努力を強化し政府も省エネルギー対策を推進する場合を想定する。ベトナムのエネルギー消費は急速に増加する趨勢にあるが省エネルギー関連法令や実施体制の整備状況をみると、国家戦略目標に掲げられている達成時期は、かなり遅れると思われる。省エネルギーの実現については、実際に効果が現れるまでのタイムラグを考慮し、2010年から2020年間の期間を下記のように3段階に分けて想定した。

ステップ1：準備、試験実施期間

2010年までに省エネルギー法令に基づく実施体制の構築・強化、データベースの構築および促進・普及活動を重点とし試験的に実施をスタートさせる。

ステップ2：セクター別の適用と部分実施期間

2011-2015年までに省エネルギーに関する政府方針および対策を各セクター別の「指定エネルギー消費者」に対し適用・実施する。

ステップ3：全面実施期間

2015-2020年までに指定エネルギー消費者全てに関連法令の適用と対策を実施する。上記のような努力により、各セクターでは次表に示すような省エネルギーが進展するものと想定する。

表 5.1-16: 省エネルギー進捗係数

(単位: %)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Agriculture									
Power EEC rate	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tariff Elasticity	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01
Industry									
Power EEC rate	0	0	0	0	0	-2	-2	-2	-2
Tariff Elasticity	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15
Transportation									
Power EEC rate	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tariff Elasticity	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10
Commercial									
Power EEC rate	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1
Tariff Elasticity	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15
Residential									
Power EEC rate	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tariff Elasticity	0.00	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10

注意1: Energy EEC rate: 「-2」は対前年に対して2%の省エネルギーが行われるの意味。

注意2: 価格弾性値「-0.15」は価格が1%上昇したとき、需要が0.15%減少するという意味

(5) エネルギー原単位と電力化率

(a) 農林水産業

○当部門でのエネルギー原単位は、2006年以降ほとんど動いていない。今後2010-2020年間についても同様に設定した。

○当部門の電力化率はエネルギー原単位が一定の中で農業技術の高度化により上昇することが考えられる。2010-2020年間で毎年0.5%程度の上昇が期待される。将来の電力化率は以下のとおりである。

2010: 10.5%

2015: 13.0%

2020: 15.5%

2025: 16.8%

2030: 18.0%

○この影響により電力原単位は0.5%ほど毎年上昇する。

○電力と化石エネルギーのバランスを保つように化石エネルギーの当部門での消費量は原単位ベースで減少する。

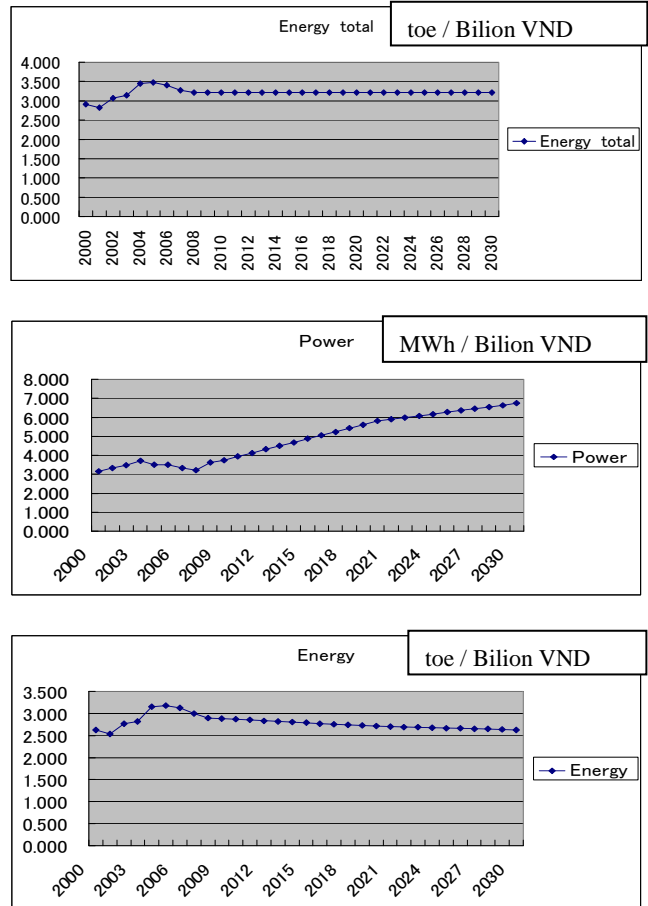


図 5.1-1: 農林水産業の原単位

表 5.1-17: 農林水産業における原単位と電力化率推移

Agriculture

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Energy total	3.477	3.408	3.270	3.207	3.207	3.207	3.207	3.207	3.207	3.207
toe/ Bil VND 2005price	0.8	-2.0	-4.1	-1.9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Power Ratio	8.7	8.3	8.4	9.5	10.0	10.5	13.0	15.5	16.8	18.0
%					0.5	0.5	0.5	0.5	0.3	0.3
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Power	3.496	3.322	3.216	3.618	3.747	3.934	4.866	5.798	6.265	6.731
MWh/ Bil VND 2005price	0.1	-5.0	-3.2	12.5	3.58	4.98	3.98	3.32	1.51	1.40
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Energy	3.173	3.125	2.994	2.901	2.885	2.869	2.789	2.709	2.669	2.628
toe/ Bil VND 2005price	0.7	-1.5	-4.2	-3.1	-0.55	-0.56	-0.57	-0.59	-0.30	-0.30

出典：JICA モデルより

(b) 工業部門

○当部門でのエネルギー原単位は、2010年に0.5%の上昇を見せ、その後は、ゆるやかに上昇率は2027年まで減少してゆくとした。

○当部門の電力化率は2010年から2020年の間0.5%ずつ上昇し、2021年以降は0.3%ほど上昇するとした。将来の電力化率は以下のとおりである。

- 2010: 24.3%
- 2015: 26.8%
- 2020: 29.3%
- 2025: 30.6%
- 2030: 31.8%

○この電力化率により、電力原単位は2010年から2.6%ほど上昇するが、徐々に上昇率は低下する。

○電力と化石エネルギーのバランスを保つように化石エネルギーの当部門での消費量は原単位ベースで2010年から上昇するが2026年には、上昇が止まる。

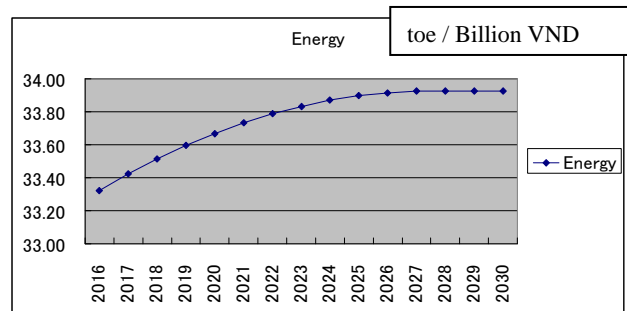
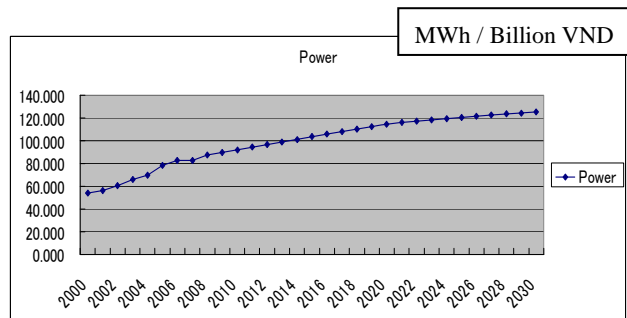
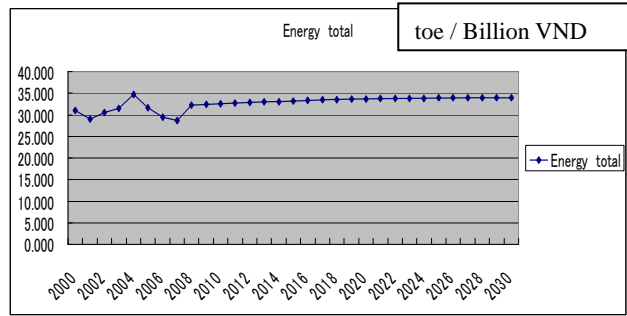


図 5.1-2: 工業部門の原単位

表 5.1-18: 工業部門における原単位と電力化率推移

Industry	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Energy total	31.703	29.523	28.649	32.222	32.39	32.55	33.21	33.67	33.90	33.92
toe/ Bil VND 2005price	-8.8	-6.9	-3.0	0.5	0.52	0.49	0.35	0.22	0.08	0.00
Power Ratio	19.3	21.9	24.1	23.3	23.8	24.3	26.8	29.3	30.6	31.8
%					0.5	0.5	0.5	0.5	0.3	0.3
Power	78.424	82.721	82.786	87.392	89.73	92.06	103.60	114.80	120.51	125.54
MWh/ Bil VND 2005price	12.4	5.5	0.1	5.6	2.67	2.60	2.26	1.96	0.91	0.79
Energy	25.572	23.056	21.736	24.707	32.39	32.55	33.21	33.67	33.90	33.92
toe/ Bil VND 2005price	-11.1	-9.8	-5.7	13.7	31.09	0.49	0.35	0.22	0.08	0.00

出典：JICA モデルより

(c) 商業サービス

○当部門でのエネルギー原単位は、2010年に0.1%下降して2027年までには原単位の下降率はなくなり、一定値の推移となる。

○当部門の電力化率は、2010年から2020年の間1.0%ずつ上昇し、2021年以降は0.5%ほど上昇するとした。将来の電力化率は以下のとおりである。

- 2010: 20.5%
- 2015: 25.5%
- 2020: 30.5%
- 2025: 33.0%
- 2030: 35.5%

○この電力化率により、電力原単位は2010年には4.0%ほど上昇するが、徐々に上昇率は低下する。

○電力と化石エネルギーのバランスを保つように化石エネルギーの当部門での消費量は原単位ベースで2010年から下降するが2026-2027年には下降が止まる。

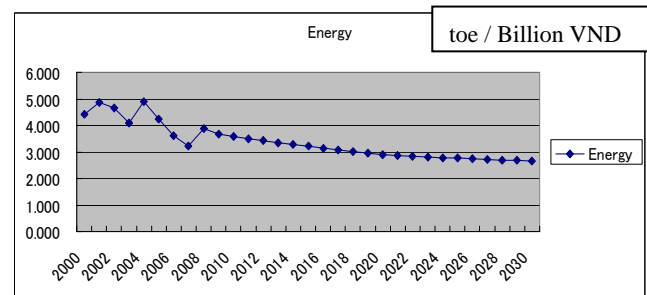
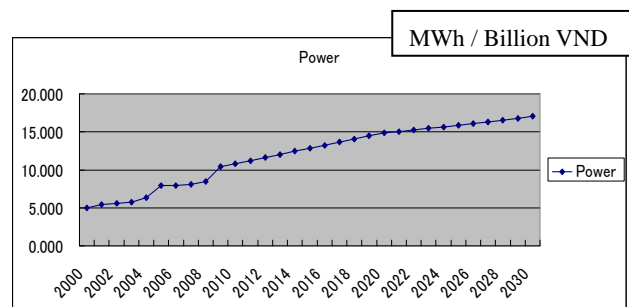
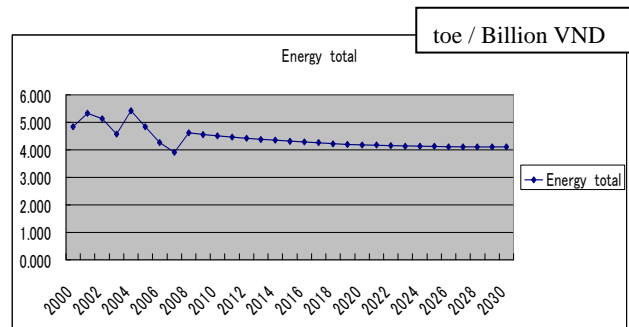


図 5.1-3: 商業サービス部門の原単位

表 5.1-19: 商業サービス部門における原単位と電力化率推移

Commercial & Service										
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Energy total	4.849	4.258	3.913	4.620	4.57	4.52	4.32	4.19	4.13	4.12
toe/ Bil VND 2005price	-10.6	-12.2	-8.1	-1.2	-1.15	-1.09	-0.78	-0.48	-0.18	0.00
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Power Ratio	12.8	15.2	17.2	18.5	19.5	20.5	25.5	30.5	33.0	35.5
%					1.0	1.0	1.0	1.0	0.5	0.5
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Power	7.928	7.955	8.083	8.476	10.38	10.79	12.82	14.88	15.85	17.02
MWh/ Bil VND 2005price	25.6	0.3	1.6	3.2	22.46	3.97	3.26	2.89	1.35	1.43
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Energy	4.229	3.613	3.238	3.891	3.67	3.59	3.21	2.91	2.76	2.65
toe/ Bil VND 2005price	-13.4	-14.6	-10.4	3.8	-5.57	-2.31	-2.10	-1.89	-0.92	-0.77

出典：JICA モデルより

(d) 家庭部門

○当部門でのエネルギー原単位は2010年から7.0%ほど上昇する。(非商業エネルギーは含まず)、そして上昇率は2030年まで減少傾向にある。
○当部門の電力化率は2010年から2015年まで1.5%ずつ上昇し、2016年から2020年間は1.05%、2020年以降は、0.5%ほどの上昇である。

電力化率は以下のとおりである。

- 2010: 58.9% (Exc Noncommercial)
- 2015: 66.4%
- 2020: 71.4%
- 2025: 73.9%
- 2030: 76.4%

○この電力化率により電力原単位は2010年には9.8%ほど上昇するが、徐々に上昇率は低下する。

○化石エネルギーは、薪炭需要の低下、電力需要の上昇のバランスを保つように原単位は決められる。2010年には3.2%上昇し、その後、4-5%ずつほど上昇する。

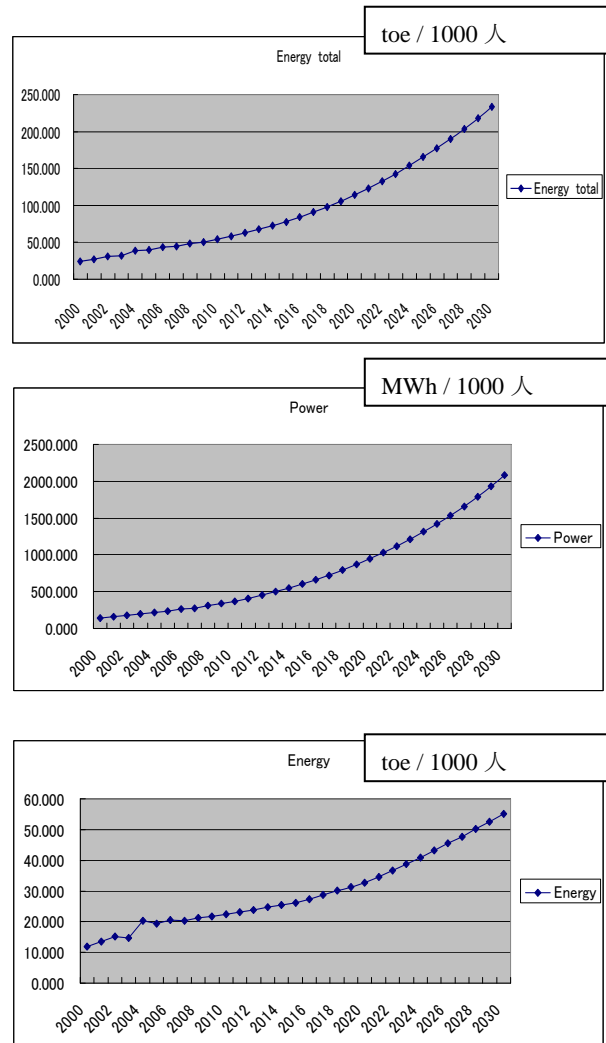


図 5.1-4: 家庭部門のエネルギー原単位

表 5.1-20: 家庭部門の原単位と電力化率推移

Residential										
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Energy total	39.820	43.154	44.354	48.292	50.82	54.37	77.92	114.49	165.59	233.98
toe/ 1000 person	2.8	8.4	2.8	4.9	5.23	7.00	7.46	8.00	7.66	7.16
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Power Ratio	51.1	52.2	54.0	55.9	57.4	58.9	66.4	71.4	73.9	76.4
%					1.5	1.5	1.5	1.0	0.5	0.5
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Power	236.763	261.772	278.543	313.921	339.20	372.43	601.63	950.55	1422.96	2078.76
MWh/ 1000 person	10.0	10.6	6.4	12.7	8.05	9.80	9.94	9.53	8.39	7.87
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Energy	19.458	20.642	20.400	21.295	21.65	22.35	26.18	32.74	43.21	55.21
toe/ 1000 person	-3.8	6.1	-1.2	4.4	1.65	3.23	2.87	4.35	5.64	4.94

出典：JICA モデルより

以上の各種エネルギーあるいは電力原単位は、Base,High,Low case に共通に使われる。一方、家庭部門では、これらのエネルギー以外に非商業エネルギー（薪炭の類）が多く使われている。しかし、薪炭の利用は政府によって制限されており今後は村落住民の世帯数などは増加せず、むしろ減少傾向にあること、および村落の電気機器の普及やガス類（LPGの利用）などの需要がおり、薪炭の利用は減少するものと思われる。ただ、商業エネルギーと非商業エネルギーを合計したところでは、2-3%/年のエネルギー消費の上昇が考えられる。

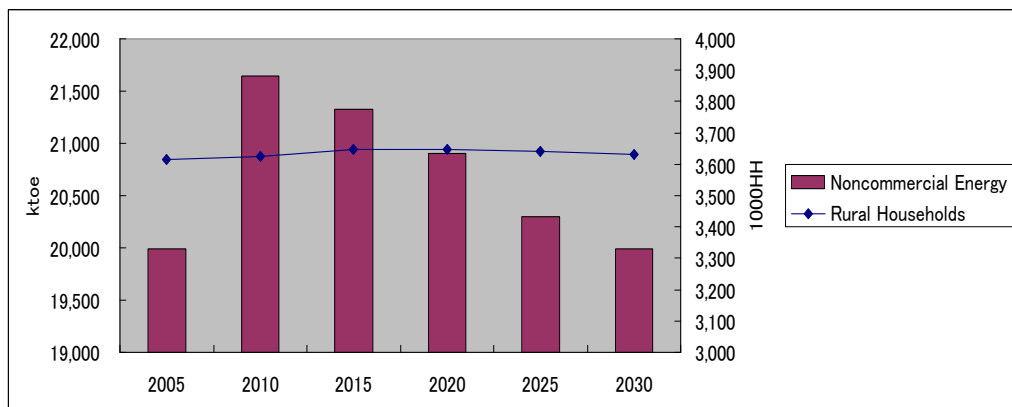


図 5.1-5: 家庭部門での村落世帯数と非商業エネルギーの見通し

(6) 新規大型プロジェクトからの電力需要

- ベトナムの場合、将来の電力需要は GDP に対するエネルギー原単位だけでは説明できない。SED2020 によれば、今後は大型プロジェクトの開発、既存の工業団地の拡大、稼働率の上昇などによる電力需要増が考えられる。
- しかも現在のベトナムの設備投資の上昇は早く、電力需要予測をエネルギー原単位で推し計ろうとすると、需要が実際よりも遅れて出てくる。この問題を解消するために大型プロジェクトの計画を調査し積算した電力需要をモデルの予測値に加算することで解決する。
- ただし、これまでの経験から計画は遅れること、計画からの推定電力需要は常に大き目であることなどを考慮し、工業団地や経済開発区については見積り額の 30%を計上し交通関連の設備計画では 10%程度が電力需要として顕在化するものとした。（ただし、High case においては、2020 年以降の交通部門の顕在化率は 20%）

下の表において、地域名の「GWh」は、潜在電力需要、「Achievement rate」は、顕在化率、「Additional」は、顕在化した電力需要である。

表 5.1-21: 工業部門での大型プロジェクトからの追加的な電力需要

Industrial zones		Unit	2010	2015	2020	2025	2030
North		GWh	6,045	19,045	41,635	52,929	64,224
Acheivment Rate		%	20	30	30	30	30
North additional		GWh	1,209	5,713	12,490	15,879	19,267
Center		GWh	404	3,572	8,400	10,814	13,228
Acheivment Rate		%	20	30	30	30	30
Center additional		GWh	81	1,071	2,520	3,244	3,968
South		GWh	11,522	24,160	41,805	50,628	59,451
Acheivment Rate		%	20	30	30	30	30
South additional		GWh	2,304	7,248	12,542	15,188	17,835
Total		GWh	17,970	46,776	91,840	114,371	136,903
Acheivment Rate		%	20	30	30	30	30
Additional demand		GWh	3,594	14,033	27,552	34,311	41,071

出典：JICA 調査による

表 5.1-22: 商業サービス部門での大型プロジェクトからの追加的な電力需要

Commercial & Service Facilities		2010	2015	2020	2025	2030
North	GWh	53.2	97.0	127.9	155.9	183.9
Acheivment Rate	%	20	30	30	30	30
North additional	GWh	10.6	29.1	38.4	46.8	55.2
Center	GWh	1.8	9.1	19.8	47.7	75.7
Acheivment Rate	%	20	30	30	30	30
Center additional	GWh	0.4	2.7	5.9	14.3	22.7
South	GWh	7.8	62.4	101.3	132.6	163.9
Acheivment Rate	%	20	30	30	30	30
South additional	GWh	1.6	18.7	30.4	39.8	49.2
Total	GWh	63	169	249	336	423
Acheivment Rate	%	20	30	30	30	30
Additional demand	GWh	13	51	75	101	127

出典：JICA 調査による

表 5.1-23: 交通部門での大型プロジェクトからの追加的な電力需要

Transportation facilities		2010	2015	2020	2025	2030
North	GWh	9	108	212	273	344
Acheivment Rate	%	10	10	10	20	20
North additional	GWh	1	11	21	55	69
Center	GWh	4	128	253	344	435
Acheivment Rate	%	10	10	10	20	20
Center additional	GWh	0	13	25	69	87
South	GWh	37	154	896	942	988
Acheivment Rate	%	10	10	10	20	20
South additional	GWh	4	15	90	188	198
total	GWh	51	390	1,360	1,559	1,768
Acheivment Rate	%	10	10	10	20	20
Additional demand	GWh	5	39	136	312	354

出典：JICA 調査による

表 5.1-24: 大型プロジェクトからの追加的な電力需要合計量

Total		2010	2015	2020	2025	2030
North	GWh	6,107	19,249	41,974	53,359	64,752
Acheivment Rate	%	20	30	30	30	30
North additional	GWh	1,220	5,753	12,550	15,980	19,391
Center	GWh	410	3,709	8,672	11,205	13,739
Acheivment Rate	%	20	29	29	30	30
North additional	GWh	82	1,087	2,551	3,327	4,078
South	GWh	11,567	24,377	42,803	51,703	60,603
Acheivment Rate	%	20	30	30	30	30
North additional	GWh	2,310	7,282	12,662	15,417	18,082
Total	GWh	18,084	47,335	93,449	116,266	139,094
Acheivment Rate	%	20	30	30	30	30
Additional demand	GWh	3,612	14,122	27,763	34,724	41,551

出典：JICA 調査による

5.2 電力需要予測

今回の目的がベトナム側に対する技術支援であることから、PDP7ではPDP6と違い予測結果については、ベトナム側の電力需要予測とJICA側の電力需要予測との差異を明確にし、前提条件や手法の違いによる結果の違いを明確にすることとした。

5.2.1 Base case の電力需要予測

(1) ベトナムの電力需要

- Base case では、計算結果として、2010年のGDPに対する電力の弾性値2.1から2015年は1.6、2020年は1.4、2030年は1.0となり、2020年以降は近隣諸国と同程度の弾性値になるものと思われる。
- 需要量としては、2010年は88 TWh、2015は156 TWh、2020年は263 TWh、2030年は580 TWhとなる。伸び率では、2010-2015年間で12.2%、2015-2020年間で10.9%、2020-2025年で8.5%となる。
- JICA見通しの大型プロジェクトからの需要の割合は、2010年で予測値全体の4.1%、2015年で予測値全体の9.0%、2020年で予測値全体の11.1%、の2030年で予測値全体の7.2%である。
- IEとの比較を見ると、2015は、IE予測170 TWh（8%多い）、2020年はIE予測290 TWh（9%多い）となる。
- PDP6では、2020年の需要はJICAモデルで257 TWh（PDP7では、263 TWh）、IE提案で292 TWh（PDP7では290 TWh）であったが、PDP6ではGDPの伸び率は、2010-2020年間は8.5%であった。（PDP7では8.0%）

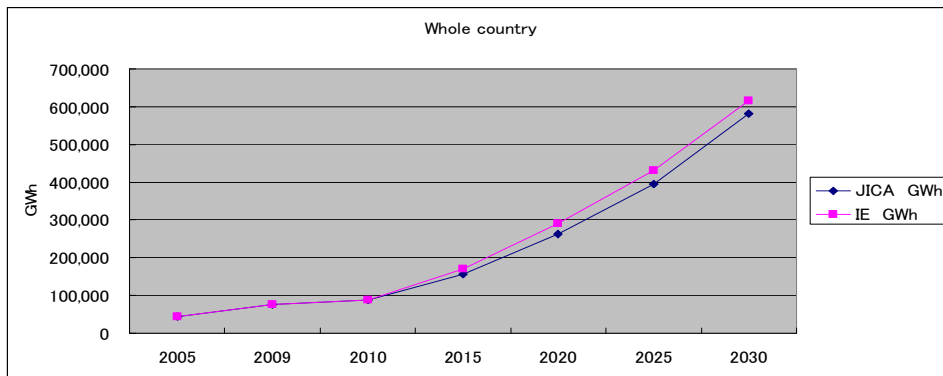


図 5.2-1: Base case の電力需要見通し(JICA と IE 見通し)

表 5.2-1: 2020 年の IE と JICA および PDP6 と PDP7 の電力需要比較

	IE	JICA (含む新規大型需要)	JICA (除く新規大型需要)	2010-2020 GDP 前提
PDP6	292TWh	283TWh	257TWh	8.5%
PDP7	290TWh	263TWh	233TWh	7.7%

(2) 農林水産部門

農林水産部門における電力の伸び率は、他のエネルギーよりも高く、前提とした電力化率は、2010年の10.5%から2020年には15.5%となる。

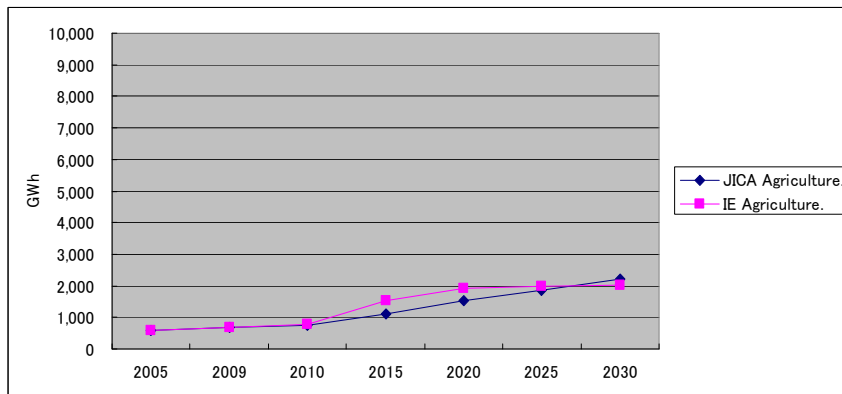


図 5.2-2: 農林水産部門における IE と JICA の電力需要

(3) 工業部門

- 工業部門は、将来のベトナム経済を牽引する主要な産業である。電力の需要は各セクターの中で工業部門が一番高い。
- また、ガスのインフラが整備されれば工業部門でのガス利用といとも考えられる。工業部門でのガス利用は、電力・石炭・石油製品などを代替

することになる。今回の需要見通しでは、多少のガス需要の増加は見込んでいるが、工業部門で本格的にガスを利用するのは先のことと思われる。

- 今後の工業部門での電力原単位は産業の高度化や設備投資の増大などにより電力化率の向上とともに増加するものと思われる。2020年以降は省エネルギー対策の影響も出てきて電力原単位は減少傾向を示すものと思われる。

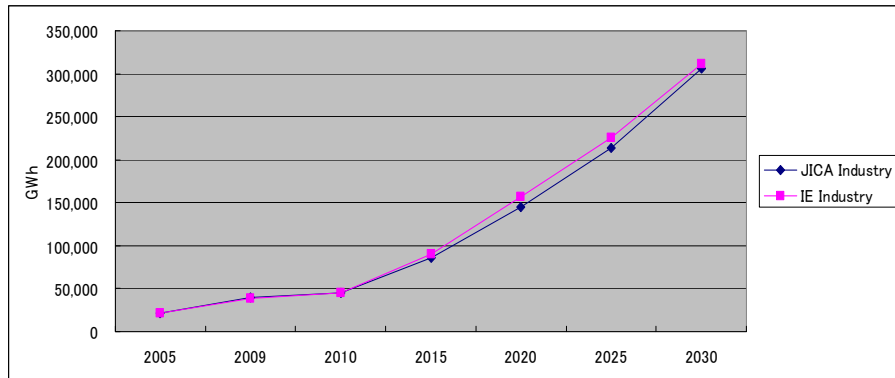


図 5.2-3: 工業部門における IE と JICA の電力需要

- 工業部門での電力原単位は、日本と比較すると 10 倍ほどベトナムの方が大きい（効率が悪い）が、GDP のドル換算の問題もあり PPP 為替レートで換算すると 2008 年で 1 USD=6,150 VND（市場為替レートは 16,150 VND）であるので、電力原単位も 3 分の 1 程度になる。したがって、日本の 10 倍でなく 4-5 倍ほどの工業部門の電力原単位となる。

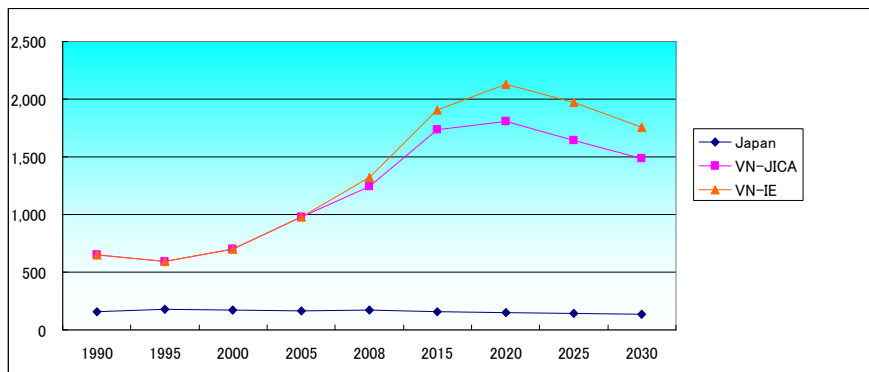


図 5.2-4: 工業部門の電力原単位

(4) 商業サービス部門

- 商業部門でも最終エネルギーの中で電力の伸び率は大きいものと思われる。前提となる電力化率の上昇（2010年に20%で、2020年に30%）と商業部門のGDPの拡大によるものである。

- 2010年での需要が4.6 TWh (IEは4.2 TWh) で、2020年は12 TWh (IEは14 TWh) となる。伸び率では、JICAモデルで2010年から2020年間の平均で10%/年であるが、IEの予測では13%である。

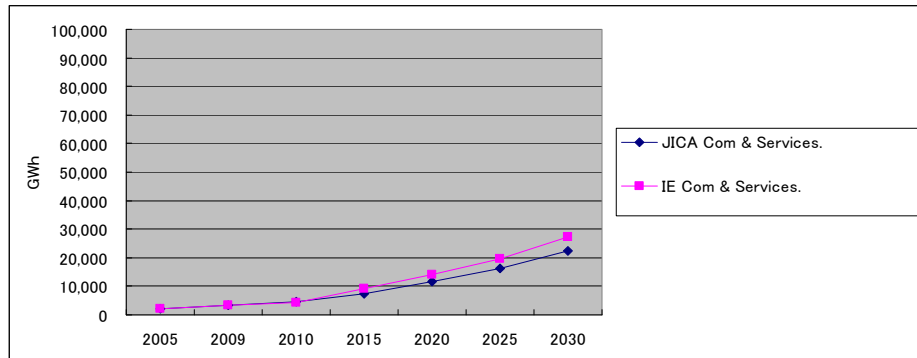


図 5.2-5: 商業サービス部門での電力需要予測 (JICA と IE)

- 商業部門での電力原単位は、日本の2倍ほどであるが、PPP為替レートで換算すると市場為替レートの3分の1程度になるので、逆に電力原単位は日本の半分強になる。今後のベトナムの経済成長を考えると、2020年以降は商業サービス部門の電力原単位は、ゆるやかに下降するものと思われる。

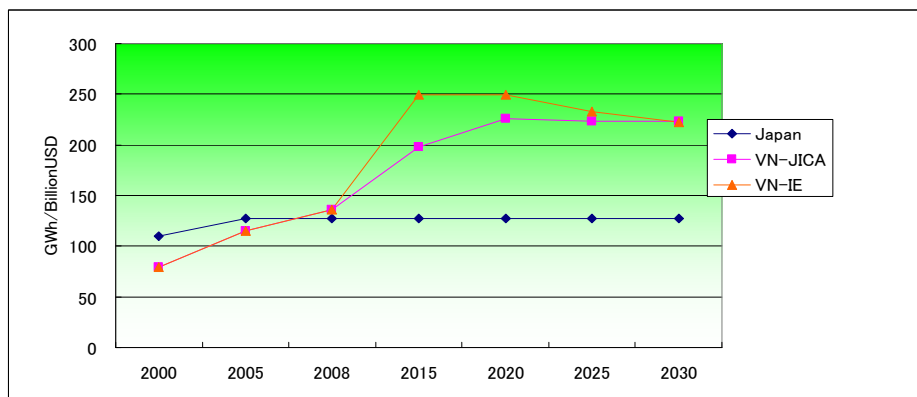


図 5.2-6: 商業サービス部門の電力原単位

(5) 家庭部門

家庭部門では、以下の方法により、今後の電力需要を想定している。

- 家庭部門でのエネルギー需要は、多くの国では2%前後で推移する。
- ベトナムの家庭部門の特徴は、薪炭などが同部門の80%を占めていること、および急速に都市化が進行していることである。(全人口伸び率1%/年、都市人口伸び率2%/年)
- 薪炭などの燃焼用再生可能エネルギーは、都市化や政府規制により今後は減少するものと想定されている。

- (d) これらに代替するエネルギーとしては、電力、LPG または天然ガスであるが、天然ガスの家庭部門への供給計画は今のところない。
 - (e) 現状のベトナムの家庭部門への商業エネルギーの利用は、練炭（石炭+消石灰+ピッチ）、電力、LPG であるが、都市化にともない今後は電気と LPG が利用の増加が予想される。
 - (f) JICA モデルには、以上の状況を外生変数で、「家庭部門全体のエネルギー需要は今後 20 年間 2%/年の上昇」、「薪炭消費の減少」、「電力化率の上昇」、「化石燃料中の LPG シェアの上昇」というように設定している。
 - (g) その結果、家庭部門での電力の需要は 2010-2020 年間で約 10.8%/年の上昇と予測される。
- 以上のとおりであり、特徴は以下のとおりとなる。家庭部門の特徴は、薪炭需要が多いことである。しかし、これらの消費は、今後は減少傾向にあり、電気や LPG に替えられてゆくものと思われる。今後とも家庭部門での電気の比率は（電力化率）²は上昇することが考えられるので、今後の家庭部門での電力需要は 2010-2020 年間で 11%の伸びが期待出来る。
 - LPG は、工業、商業、家庭部門などで利用されているが過去 5 年ほどの伸び率は大きく今後ともこれら 3 つの部門での需要が高まるものと思われる。

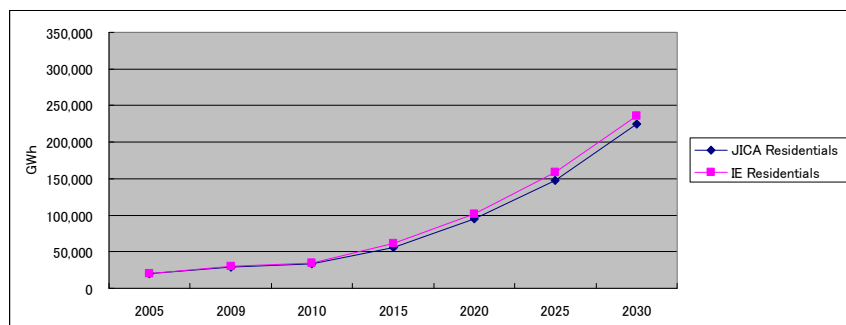


図 5.2-7: 家庭部門の電力需要（JICA と IE）

- 家庭部門に置ける世帯あたりの電力消費量は、2008 年では日本の 3 分の 1 程度であるが、2020 年には日本の 80%ほどに上昇する。ただ、日本家庭では電気以外にガスや LPG を利用しており、世帯あたりの電気使用量を比較しても必ずしも正確なエネルギー利用状況を表現しているとは思えない。

² 家庭部門での電力化率は、2010 年時点で約 60%であるが、2020 年では 70%と設定した。ただし、これには、薪・炭などの再生可能エネルギーは含まれていない。

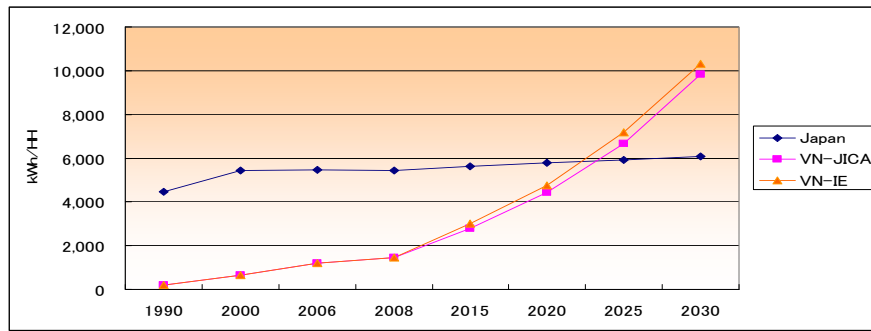


図 5.2-8: 家庭部門の電力原単位

- 下の図は世帯あたりの最終エネルギー利用状況である。ベトナムの薪炭を含めた世帯あたりエネルギー消費は、2020 年でベトナムは日本の 1.4 倍ほどであるが、薪炭の熱利用効率は商業エネルギーの半分程度であり、これを考慮すると 2020 年にはベトナムと日本の世帯あたりのエネルギー消費量は同等になるものと思われる。

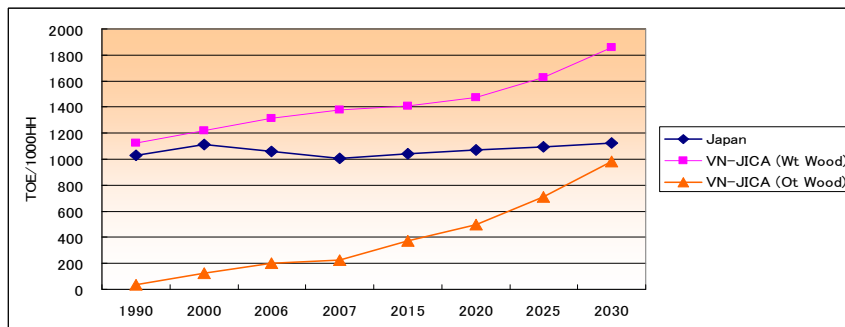


図 5.2-9: 家庭部門のエネルギー原単位(含む非商業エネルギー)

- 家庭部門でのエネルギー需要は、人口や世帯数の伸び率が 1%/年のという前提では 2-3%ほど毎年上昇する。これは所得の上昇と共にエネルギーの消費が増えるというもので、2010-2020 年間の家庭部門での最終エネルギー消費は 1.3%ということで、薪炭の減少、電力と LPG の上昇の合計として 1.3%の伸び率となっている。

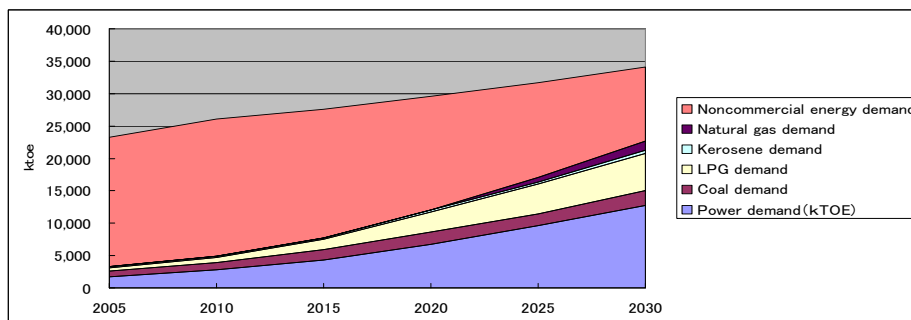


図 5.2-10: 家庭部門の最終エネルギー消費

(6) 交通およびその他

- 軽油需要の上昇率は交通部門内で一番大きいものと思われる。次いでガソリンであるが、ガソリンは、すでにモーターバイクで利用されており、バイクから乗用車へ移行する分（大型の分）の需要の上昇は見込める。
- 交通部門の電力は、今後予定されている地下鉄（ホーチミン市）、高速鉄道などの建設により、動力源、照明用、空調用と急成長するものと思われる。その他の電力需要としては GDP 弾性値 1.2 で推定している。

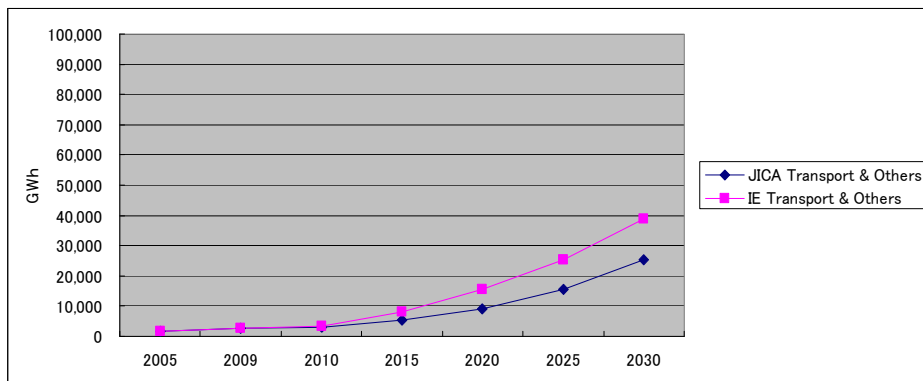


図 5.2-11: 交通、その他用電力需要 (JICA と IE)

(7) 北部地域の電力需要

北部地域の各県は、PDP6 の需要見通しに対して 80-95%ほどの達成率と思われる。世界金融危機により工業団地の建設または工場設立状況が予想よりも低かったことが原因である。しかしながら、Hai Phong, Hai Duong 県などは計画に達している。Ninh Binh 県などでは、計画以上の電力需要があった。PDP7 においては、北部地域の電力需要は全国平均を多少下回る伸び率で推移するものと思われる。

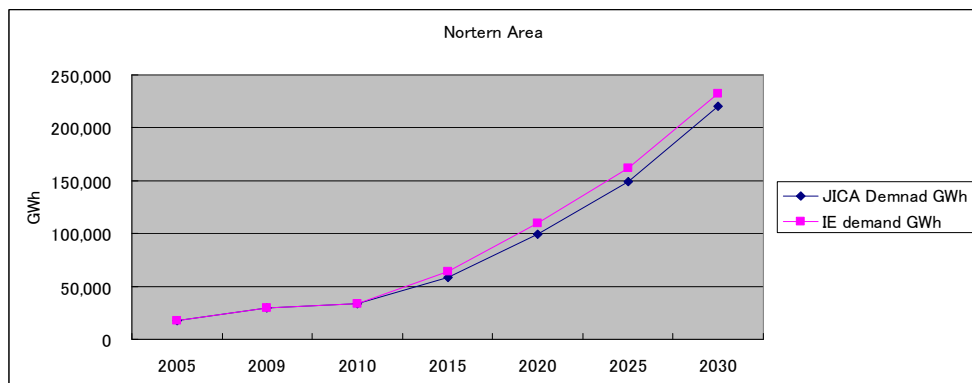


図 5.2-12: 北部の電力需要

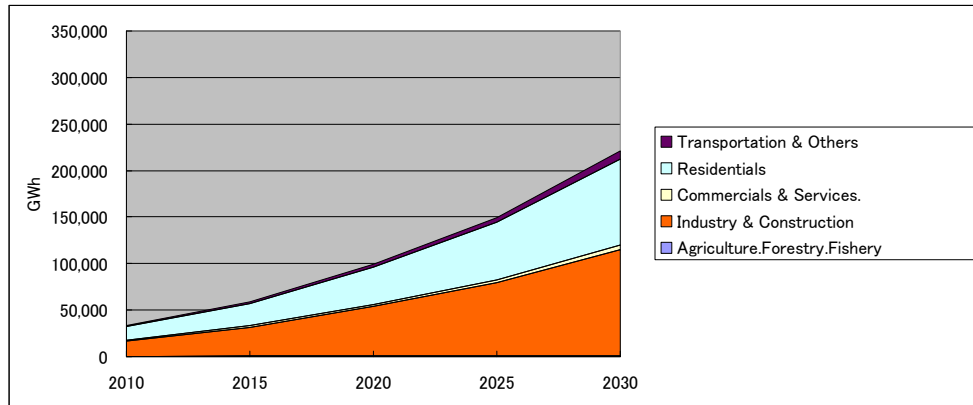


図 5.2-13: 北部のセクター別電力需要

(8) 中部地域の電力需要

中部地区のいくつかの県では工業や商業センター、ホテル、リゾート地などが中部地域の沿海地帯に形成されてきている。ただ、世界金融危機以前の計画と比較すると実施状況は低調である。また、工業団地やインフラなどでも遅れが目立っている。したがって電力需要は PDP6 と比較すると低位に推移した。今後の10年を展望すると中部地域の電力需要は大きく増加するものと思われる。中部地区の現状はまだ低い分だけ今後の伸び率は高く見込めるものと予想される。

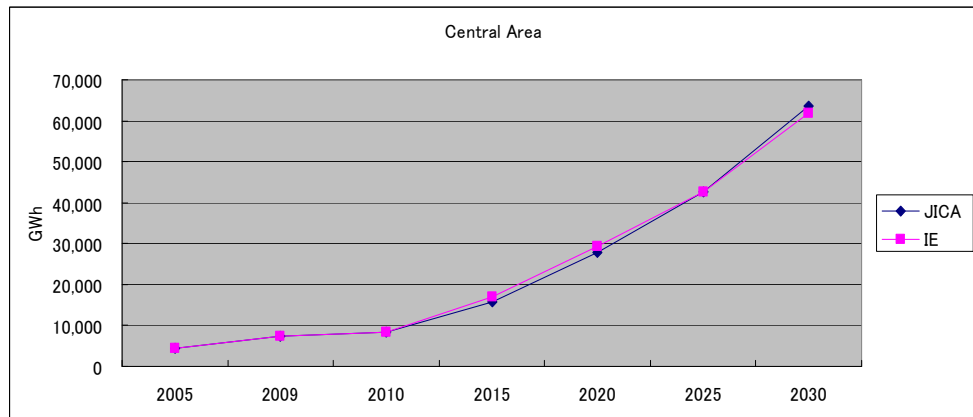


図 5.2-14: 中部の電力需要

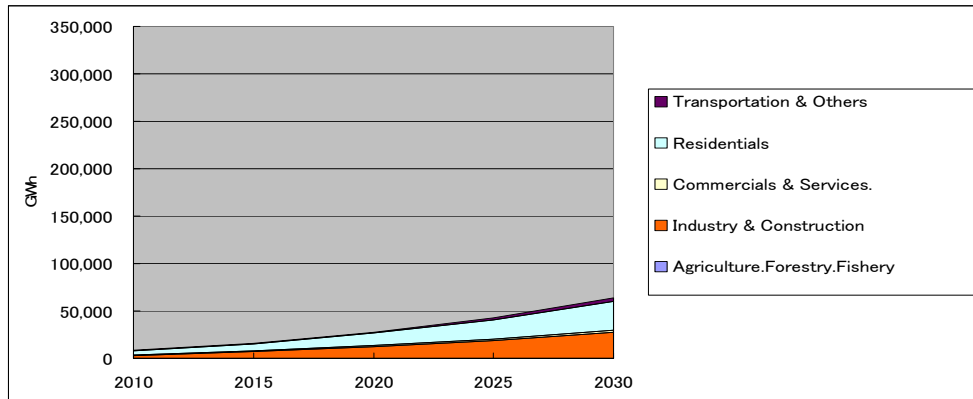


図 5.2-15: 中部地域のセクター別電力需要

(9) 南部地域の電力需要

2001-2005 間の南部の電力需要は大きく伸びた。伸び率は、HCM City は 12%/年, Dong Nai は 19%/年, Long An は 20%/年, Vung Tau は 21%/年, Binh Duong は 37%/年ほどの上昇であった。PDP6 期間 (2006-2010) においても南部地域は多くの工業団地建設計画があり高い電力需要が予想されていたが、世界金融危機の影響で多くの工業団地の建設が中止や延期になり、電力需要は PDP6 計画に達しなかった。しかし、PDP7 では全国平均程度の伸び率が期待出来ると見られる。中部地区の現状がまだ低い分だけ今後の伸び率は高く見込めるものと予想される。

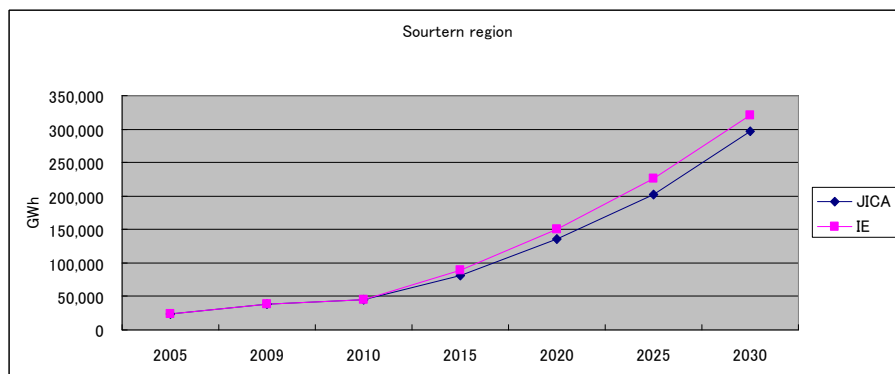


図 5.2-16: 南部の電力需要

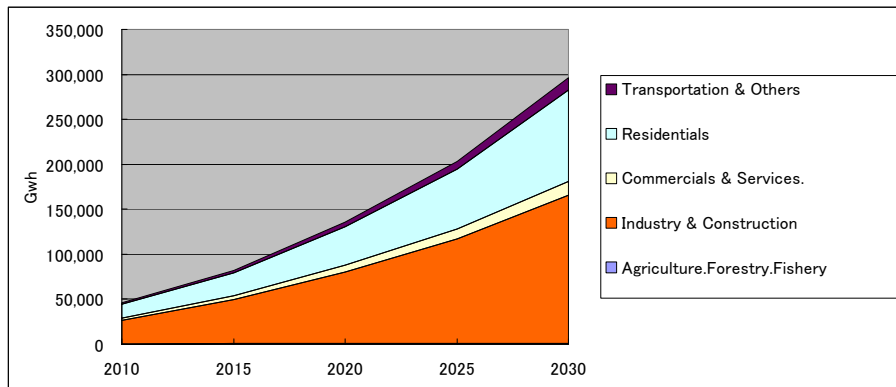


図 5.2-17: 南部のセクター別電力需要

5.2.2 High case の電力需要予測

High case の電力需要は、工業、商業、家庭すべてのセクターで大幅に上昇する。しかしながら、高い GDP 成長率が 20 年間も続くとは思われないが、電力需要の最大値を予測するという意味で High case を設定した。高い電力需要が長期間起これば、省エネルギーも急速に促進され、何らかの対策が取られるものと思われるが、電力の供給が追いつかないことも考えられる。High case での電力需要は 2010 から 2020 年間で 3.5 倍になる。(Base case では、3.0 倍)

(1) 国全体の電力需要

Base case の 2020 年需要は、262TWh で、High case は 16% 高い 305TWh である。

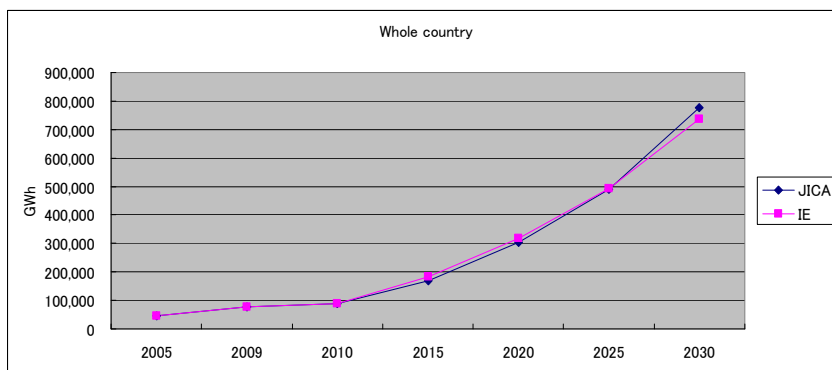


図 5.2-18: High case の国全体の電力需要

(2) 農林水産部門の電力需要

Base case の2020年需要は1.5 TWh(1,534 GWh)で、High caseは6%高い1.6 TWh(1,626 GWh)である。

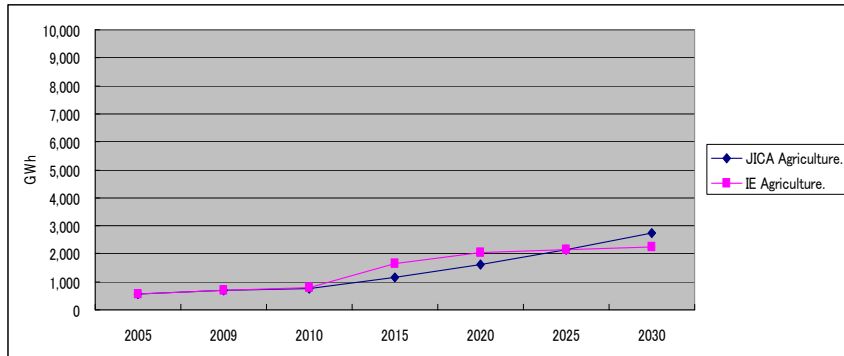


図 5.2-19: High case の農林水産部門の電力需要

(3) 工業部門の電力需要

Base case の2020年需要は145 TWhで、High caseは17%高い169 TWhである。

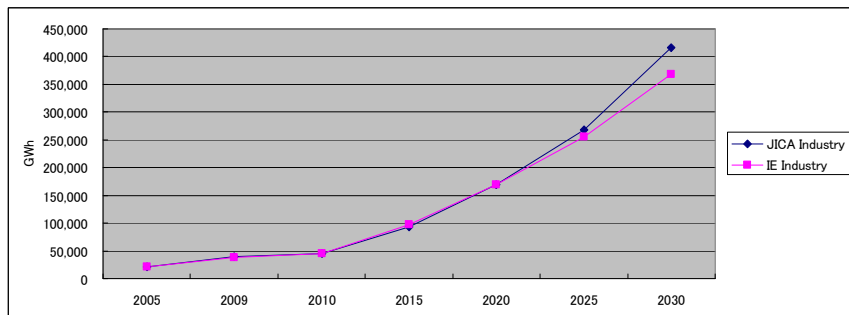


図 5.2-20: High case の工業部門の電力需要

(4) 商業サービス部門の電力需要

Base case の2020年需要は11.7 TWhで、High caseは14%高い13.3 TWhである。

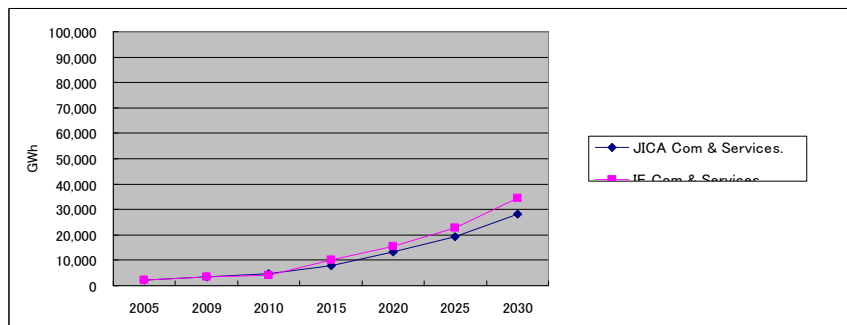


図 5.2-21: High case の商業サービス部門の電力需要

(5) 家庭部門電力需要

Base caseの2020年需要は95.0 TWhで、High caseは16%高い110.2 TWhである。

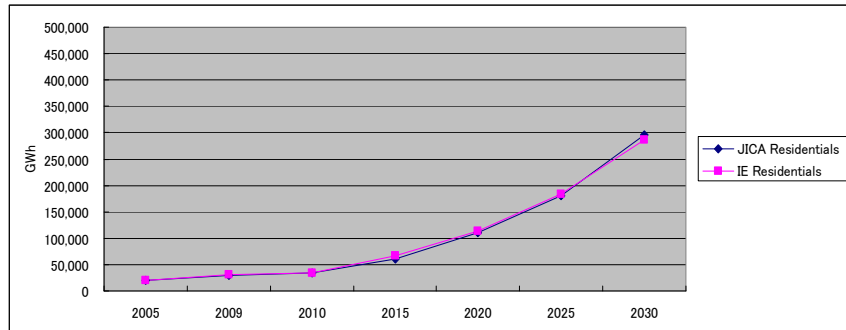


図 5.2-22: High case の家庭部門の電力需要

(6) 北部地域の電力需要

Base caseの2020年需要は99.3 TWhで、High caseは15%高い114.5 TWhである。

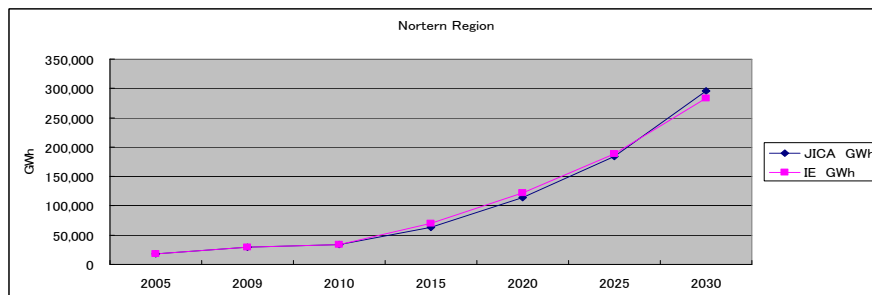


図 5.2-23: High case の北部地域の電力需要

(7) 中部地域の電力需要

Base caseの2020年需要は27.8 TWhで、High caseは18%高い32.7 TWhである。

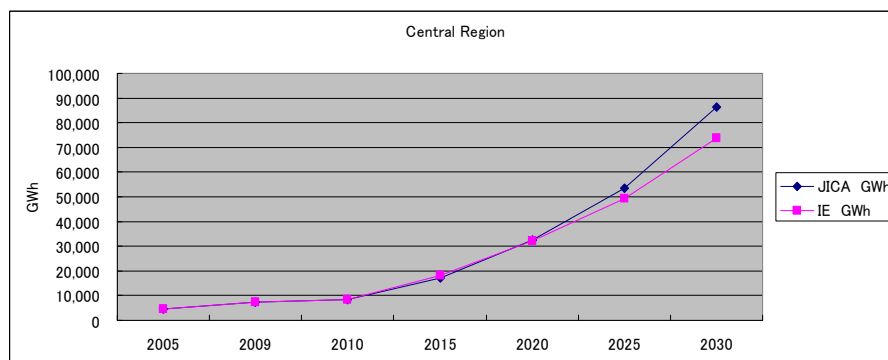


図 5.2-24: High case の中部地域の電力需要

(8) 南部地域の電力需要

Base case の 2020 年需要は 135.5 TWh で、High case は 16% 高い 157.6 TWh である。

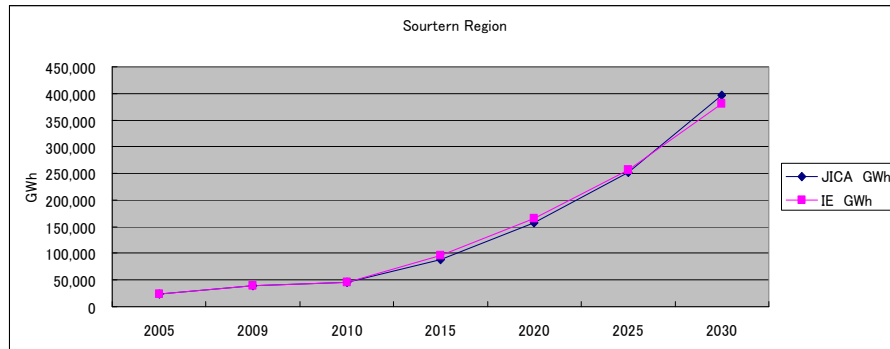


図 5.2-25: High case の南部地域の電力需要

5.2.3 Low Case の電力需要

Low Case の電力需要は、2010 年と 2020 年を比較すると 2.7 倍（Base case では 3.0 倍）である。電力需要量では 2010 年の約 90 TWh から 2020 年には 240 TWh になる。Low case の起こりえる可能性は、EU などに見られる世界金融危機後の各国の財政赤字あるいは財政危機により ODA あるいは国際企業の投資の停滞などが深刻化するときである。このようなとき、ベトナムのインフラ建設や工業団地建設の遅滞が起こる可能性がある。

(1) 国全体の電力需要

Base case の 2020 年需要は 262 TWh で、Low case は 8% ほど低い 240 TWh である。

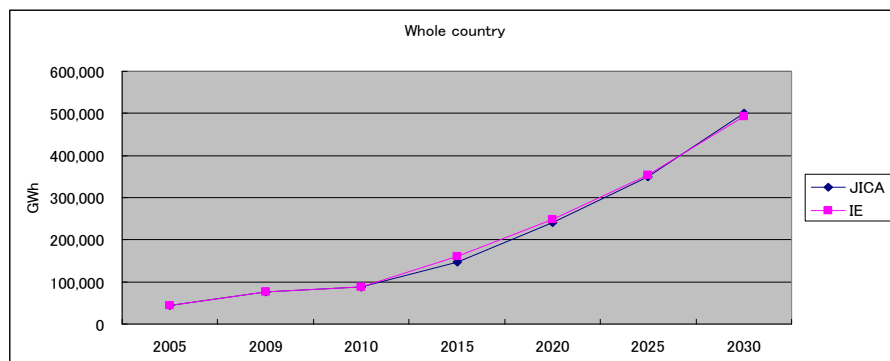


図 5.2-26: Low case の電力需要量

(2) 農林水産部門の電力需要

Base case の 2020 年需要は 1.5 TWh (1,534 GWh) で Low case は 1%低い 1.5 TWh (1,515 Wh) である。

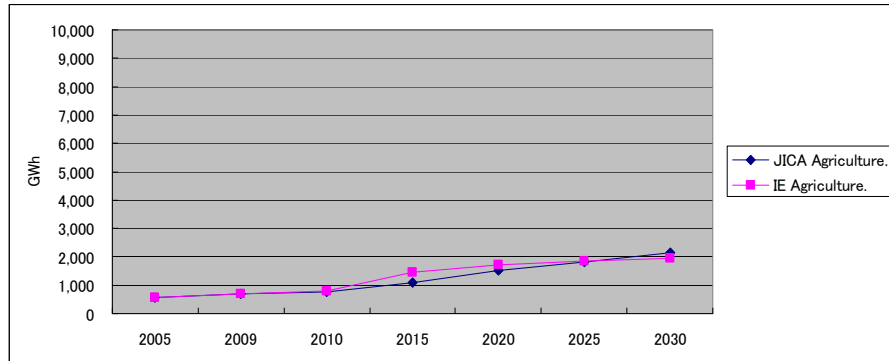


図 5.2-27: Low case の農林水産部門の電力需要

(3) 工業部門の電力需要

Base case の 2020 年需要は 145 TWh で Low case は 9%ほど低い 132 TWh である。

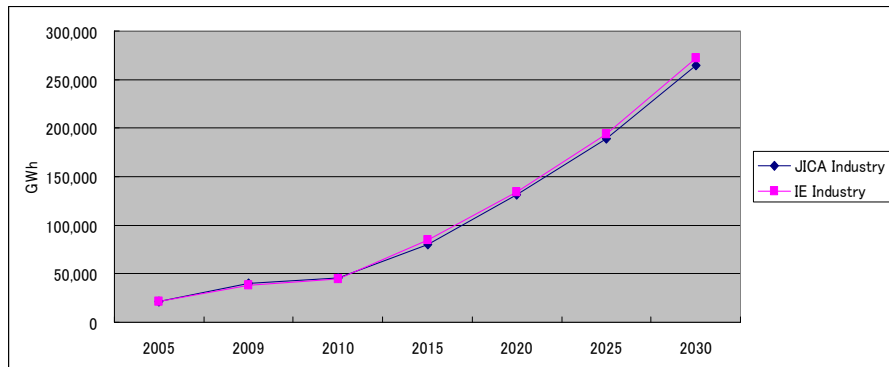


図 5.2-28: Low case の工業部門の電力需要

(4) 商業サービス部門の電力需要

Base case の 2020 年需要は 11.7 TWh で Low case は 9%ほど低い 10.6 TWh である。

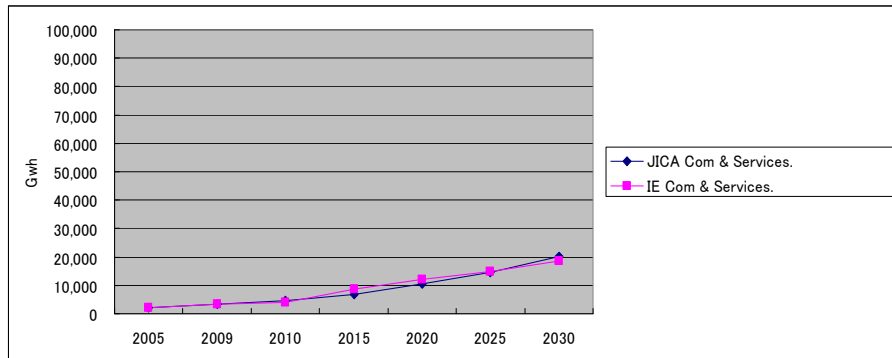


図 5.2-29: Low case の商業サービス部門の電力需要

(5) 家庭部門電力需要

Base case の 2020 年需要は 94.5 TWh で Low case は 8%ほど低い 87.2 TWh である。

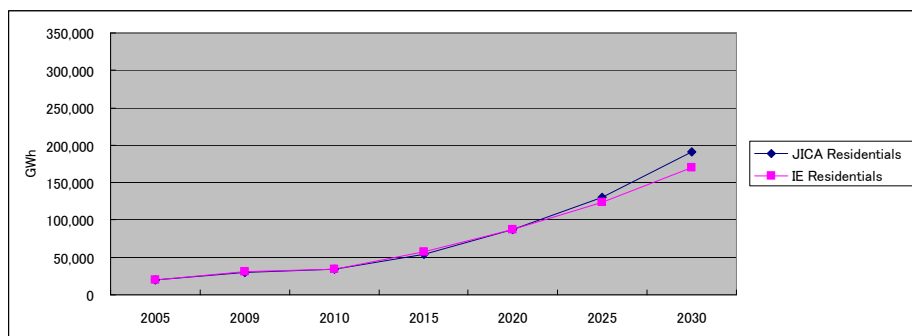


図 5.2-30: Low case の家庭部門の電力需要

5.2.4 最大電力需要

IE 提供の Dispatch Center ベースでの最大電力需要実績及び今後の見通しは、以下のとおりである。(単位 MW, JICA モデルに設定)

表 5.2-2: 最大電力需要実績

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
最大電力需要(MW)	3177	3595	3875	4329	4890	5655	6552
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
最大電力需要(MW)	7408	8,283	9,255	10,187	11,286	12,636	13,867

表 5.2-3: 最大電力需要の今後の見通し(単位:GW)

	2010	2015	2020	2025	2030
IE予測の最大電力需要(GW)	16	31	52	77	110
JICA予測の最大電力需要(GW)	18	29	47	71	104

5.2.5 各種需要一覧

(1) セクター別電力と最終エネルギー需要一覧

表 5.2-4: Base case : セクター別電力と最終エネルギー需要

Base case	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2020/10	2030/20
Power demand												
(1)Agriculture	661	764	828	894	963	1,034	1,108	1,534	1,845	2,200	7.2	3.7
(2)Industry	38,504	45,551	54,160	61,564	69,624	78,409	86,273	145,140	213,342	306,293	12.3	7.8
(3)Commercials & Service	3,512	4,621	5,101	5,612	6,162	6,755	7,370	11,718	16,165	22,323	9.8	6.7
(4)Residential	30,532	33,944	37,571	41,587	46,032	50,954	56,288	94,971	147,807	224,588	10.8	9.0
(5)Others	2,837	3,137	3,461	3,815	4,268	4,764	5,303	9,183	15,520	25,391	11.3	10.7
Total	76,046	88,017	101,121	113,473	127,050	141,917	156,341	262,545	394,678	580,795	11.5	8.3
Shares												
(1)Agriculture	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.5	0.4		
(2)Industry	51.5	52.6	54.4	55.0	55.6	56.0	55.9	55.9	54.5	53.1		
(3)Commercials & Service	8.3	8.8	8.5	8.3	8.2	8.1	8.1	8.0	8.0	8.2		
(4)Residential	40.1	38.6	37.2	36.6	36.2	35.9	36.0	36.2	37.4	38.7		
(5)Others	3.7	3.6	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.5	3.9	4.4		
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0		
Elasticity to GDP	1.9	2.1	2.1	2.1	2.0	1.8	1.6	1.4	1.0	1.0	1.5	1.0
Indicators												
Population	87	88	89	90	91	92	93	97	99	102	0.9	0.5
GDP on US\$ 2005 price	68,997	73,827	79,334	85,253	91,613	98,447	105,791	155,442	230,092	340,592	7.7	8.2
GDP/Person	792	838	892	949	1,009	1,074	1,143	1,606	2,316	3,339	6.7	7.6
Power demand per person	873	999	1,136	1,263	1,400	1,548	1,689	2,713	3,972	5,694	10.5	7.7
Power demand per GDP	1.10	1.19	1.27	1.33	1.39	1.44	1.48	1.69	1.72	1.71	3.5	0.1
Energy demand with Noncommercial												
(1)Agriculture	598	628	643	664	685	707	729	848	951	1,049	3.0	2.1
(2)Industry	13,486	14,682	16,373	18,042	19,860	21,927	23,695	35,706	51,332	72,012	9.3	7.3
(3)Commercials & Service	1,832	1,867	1,958	2,054	2,156	2,274	2,395	3,177	4,031	5,155	5.5	5.0
(4)Residential	26,109	26,432	26,762	27,121	27,512	27,939	28,396	31,634	35,977	42,451	1.8	3.0
(5)Others	9,272	9,633	10,172	10,721	11,292	11,918	12,568	16,703	22,384	30,358	5.7	6.2
Total	51,296	53,242	55,908	58,603	61,507	64,765	67,784	88,068	114,674	151,025	5.2	5.5
Shares												
(1)Agriculture	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.0	0.8	0.7		
(2)Industry	26.3	27.6	29.3	30.8	32.3	33.9	35.0	40.5	44.8	47.7		
(3)Commercials & Service	3.6	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.6	3.5	3.4		
(4)Residential	50.9	49.6	47.9	46.3	44.7	43.1	41.9	35.9	31.4	28.1		
(5)Others	18.1	18.1	18.2	18.3	18.4	18.4	18.5	19.0	19.5	20.1		
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0		
Indicators												
Population	87	88	89	90	91	92	93	97	99	102	0.9	0.5
GDP on US\$ in 2005	68,997	73,827	79,334	85,253	91,613	98,447	105,791	155,442	230,092	340,592	7.7	8.2
GDP/Person	792	838	892	949	1,009	1,074	1,143	1,606	2,316	3,339	6.7	7.6
Energy demand per person	0.59	0.60	0.63	0.65	0.68	0.71	0.73	0.91	1.15	1.48	4.2	5.0
Energy demand per GDP 2005	0.74	0.72	0.70	0.69	0.67	0.66	0.64	0.57	0.50	0.44	-2.4	-2.4

表 5.2-5: High case : セクター別電力と最終エネルギー需要

High case	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2020/10	2030/20
Power demand												
(1)Agriculture	661	764	834	907	984	1,063	1,146	1,626	2,131	2,727	7.8	5.3
(2)Industry	38,504	45,551	55,121	63,729	73,279	83,890	93,788	168,994	268,556	416,663	14.0	9.4
(3)Commercials & Service	3,512	4,621	5,174	5,771	6,423	7,136	7,886	13,255	19,306	28,081	11.1	7.8
(4)Residential	30,532	33,944	38,161	42,901	48,227	54,211	60,808	110,158	180,537	295,693	12.5	10.4
(5)Others	2,837	3,137	3,522	3,949	4,493	5,098	5,769	10,765	19,610	34,612	13.1	12.4
Total	76,046	88,017	102,812	117,258	133,405	151,398	169,396	304,798	490,139	777,775	13.2	9.8
Shares												
(1)Agriculture	0.9	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.5	0.4	0.4		
(2)Industry	51.5	52.6	54.4	55.1	55.7	56.1	56.0	56.0	55.2	53.9		
(3)Commercials & Service	8.3	8.8	8.5	8.3	8.2	8.1	8.1	7.9	7.9	8.1		
(4)Residential	40.1	38.6	37.1	36.6	36.2	35.8	35.9	36.1	36.8	38.0		
(5)Others	3.7	3.6	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.5	4.0	4.5		
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0		
Elasticity to GDP	1.9	2.1	2.1	2.0	1.9	1.7	1.5	1.3	1.0	1.0	1.4	1.0
Indicators												
Population	87	88	89	90	91	92	93	97	99	102	0.9	0.5
GDP on US\$ 2005 price	68,997	73,827	80,552	87,891	95,898	104,634	114,166	180,382	288,138	460,265	9.3	9.8
GDP/Person	792	838	905	978	1,057	1,142	1,233	1,864	2,900	4,512	8.3	9.2
Power demand per person	873	999	1,155	1,305	1,470	1,652	1,830	3,149	4,933	7,625	12.2	9.2
Power demand per GDP	1.10	1.19	1.28	1.33	1.39	1.45	1.48	1.69	1.70	1.69	3.5	0.0
Energy demand with Power												
(1)Agriculture	598	628	653	679	706	733	760	908	1,033	1,153	3.8	2.4
(2)Industry	13,486	14,682	16,696	18,755	21,037	23,651	26,016	42,409	66,111	100,223	11.2	9.0
(3)Commercials & Service	1,832	1,867	1,987	2,113	2,249	2,402	2,562	3,590	4,807	6,471	6.8	6.1
(4)Residential	26,109	26,432	26,806	27,219	27,678	28,186	28,743	32,842	38,626	48,327	2.2	3.9
(5)Others	9,272	9,633	10,321	11,045	11,820	12,681	13,605	19,936	30,483	48,921	7.5	9.4
Total	51,296	53,242	56,462	59,811	63,490	67,653	71,686	99,685	141,061	205,095	6.5	7.5
Shares												
(1)Agriculture	1.2	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	0.9	0.7	0.6		
(2)Industry	26.3	27.6	29.6	31.4	33.1	35.0	36.3	42.5	46.9	48.9		
(3)Commercials & Service	3.6	3.5	3.5	3.5	3.5	3.6	3.6	3.6	3.4	3.2		
(4)Residential	50.9	49.6	47.5	45.5	43.6	41.7	40.1	32.9	27.4	23.6		
(5)Others	18.1	18.1	18.3	18.5	18.6	18.7	19.0	20.0	21.6	23.9		
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0		
Indicators												
Population	87	88	89	90	91	92	93	97	99	102	0.9	0.5
GDP on US\$ in 2005	68,997	73,827	80,552	87,891	95,898	104,634	114,166	180,382	288,138	460,265	9.3	9.8
GDP Person	792	838	905	978	1,057	1,142	1,233	1,864	2,900	4,512	8.3	9.2
Energy demand per person	0.59	0.60	0.63	0.67	0.70	0.74	0.77	1.03	1.42	2.01	5.5	6.9
Energy demand per GDP 2005	0.74	0.72	0.70	0.68	0.66	0.65	0.63	0.55	0.49	0.45	-2.6	-2.1

表 5.2-6: Low case : セクター別電力と最終エネルギー需要

Low case	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2020/10	2030/20
Power demand											
(1)Agriculture	GWh	764	827	891	959	1,100	1,515	1,811	2,149	7.1	3.6
(2)Industry	GWh	45,206	52,200	58,802	65,961	80,541	131,776	188,829	264,360	11.3	7.2
(3)Commercials & Service	GWh	4,531	4,941	5,377	5,843	6,860	10,556	14,659	20,327	8.8	6.8
(4)Residential	GWh	33,738	37,013	40,610	44,560	48,898	87,192	130,735	191,411	10.0	8.2
(5)Others	GWh	3,137	3,448	3,786	4,220	4,692	8,876	14,463	23,136	11.0	10.1
Total	GWh	87,377	98,429	109,466	121,542	147,261	239,916	350,498	501,383	10.6	7.6
Shares											
(1)Agriculture	%	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4		
(2)Industry	%	52.6	53.9	54.5	55.1	55.4	55.6	54.4	53.2		
(3)Commercials & Service	%	8.8	8.5	8.4	8.3	8.2	8.1	8.3	8.7		
(4)Residential	%	38.6	37.6	37.1	36.7	36.3	36.3	37.3	38.2		
(5)Others	%	3.6	3.5	3.5	3.5	3.5	3.7	4.1	4.6		
Total	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0		
Elasticity to GDP		2.0	2.0	2.1	1.9	1.7	1.3	1.0	1.0	1.4	1.0
Indicators											
Population	Mil persons	88	89	90	91	92	97	99	102	0.9	0.5
GDP on US\$ 2005 price	Mil US\$ 2005	73,827	79,061	84,667	90,669	97,098	150,394	216,715	312,281	7.4	7.6
GDP/Person	US\$ /person	838	889	942	999	1,059	1,554	2,181	3,062	6.4	7.0
Power demand per person	kWh/person	992	1,106	1,218	1,339	1,469	2,479	3,528	4,915	9.6	7.1
Power demand per GDP	kWh/US\$	1.18	1.24	1.29	1.34	1.39	1.60	1.62	1.61	3.0	0.1
Energy demand with Power											
(1)Agriculture	KTOE	628	640	660	681	701	836	930	1,022	2.9	2.0
(2)Industry	KTOE	14,681	16,197	17,756	19,449	21,395	34,220	48,087	66,025	8.8	6.8
(3)Commercials & Service	KTOE	1,867	1,951	2,040	2,134	2,247	3,112	3,892	4,910	5.2	4.7
(4)Residential	KTOE	26,505	26,849	27,217	27,612	28,036	31,512	35,167	40,334	1.7	2.5
(5)Others	KTOE	9,633	10,138	10,650	11,178	11,763	16,175	20,947	27,264	5.3	5.4
Total	KTOE	53,314	55,776	58,323	61,054	64,141	85,855	109,023	139,555	4.9	5.0
Shares											
(1)Agriculture	%	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.0	0.9	0.7		
(2)Industry	%	27.5	29.0	30.4	31.9	33.4	39.9	44.1	47.3		
(3)Commercials & Service	%	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.6	3.6	3.5		
(4)Residential	%	49.7	48.1	46.7	45.2	43.7	36.7	32.3	28.9		
(5)Others	%	18.1	18.2	18.3	18.3	18.3	18.8	19.2	19.5		
Total	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0		
Indicators											
Population	Million persons	88	89	90	91	92	97	99	102	0.9	0.5
GDP on US\$ in 2005	Million US\$	73,827	79,061	84,667	90,669	97,098	150,394	216,715	312,281	7.4	7.6
GDP/Person	US\$/person	838	889	942	999	1,059	1,554	2,181	3,062	6.4	7.0
Energy demand per person	TOE/person	0.61	0.63	0.65	0.67	0.70	0.89	1.10	1.37	3.9	4.4
Energy demand per GDP 2005	TOE/US\$1000	0.72	0.71	0.69	0.67	0.66	0.57	0.50	0.45	-2.3	-2.4

(2) 地域ごとの電力需要一覧

表 5.2-7: Base case : 地域別セクター別電力需要

Power Demand in Base case		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2020/10	2030/20
<Northern region >	Total	29,445	33,723	38,501	43,048	48,039	53,497	58,872	99,266	149,274	220,740	11.4	8.3
	Agriculture, Forestry, Fisher	337	378	410	442	475	509	543	727	828	930	6.8	2.5
	Industry & Construction	14,228	16,088	19,112	21,739	24,596	27,708	30,560	52,956	78,647	114,586	12.7	8.0
	Commercials & Services.	983	1,307	1,420	1,534	1,655	1,783	1,912	2,767	3,492	4,406	7.8	4.8
	Residential	12,931	14,793	16,296	17,955	19,787	21,809	23,994	39,727	61,212	92,554	10.4	8.8
	Transportation & Others	966	1,157	1,263	1,378	1,527	1,688	1,863	3,088	5,096	8,262	10.3	10.3
<Central region >	Total	7,426	8,473	9,715	11,034	12,493	14,100	15,714	27,788	42,557	63,643	12.6	8.6
	Agriculture, Forestry, Fisher	64	68	72	77	81	86	91	120	144	171	5.9	3.6
	Industry & Construction	2,892	3,175	3,839	4,517	5,255	6,061	6,803	12,430	18,627	27,134	14.6	8.1
	Commercials & Services.	356	473	523	577	637	702	770	1,273	1,788	2,512	10.4	7.0
	Residential	3,812	4,385	4,863	5,394	5,987	6,647	7,368	12,720	19,832	30,230	11.2	9.0
	Transportation & Others	302	371	418	469	533	604	682	1,245	2,166	3,597	12.9	11.2
<Southern region >	Total	39,175	45,821	52,906	59,390	66,518	74,320	81,755	135,491	202,847	296,412	11.5	8.1
	Agriculture, Forestry, Fisher	289	318	346	376	407	440	474	687	873	1,100	8.0	4.8
	Industry & Construction	22,702	26,288	31,208	35,308	39,774	44,640	48,910	79,753	116,068	164,572	11.7	7.5
	Commercials & Services.	2,073	2,841	3,158	3,501	3,870	4,271	4,688	7,678	10,885	15,405	10.5	7.2
	Residential	12,790	14,765	16,412	18,237	20,259	22,497	24,925	42,524	66,763	101,804	11.2	9.1
	Transportation & Others	1,321	1,608	1,781	1,969	2,209	2,472	2,758	4,850	8,258	13,532	11.7	10.8
<Total of Regions>	Total	76,047	88,017	101,121	113,473	127,050	141,917	156,341	262,545	394,678	580,795	11.5	8.3
	Agriculture, Forestry, Fisher	690	764	828	894	963	1,034	1,108	1,534	1,845	2,200	7.2	3.7
	Industry & Construction	39,822	45,551	54,160	61,564	69,624	78,409	86,273	145,140	213,342	306,293	12.3	7.8
	Commercials & Services.	3,412	4,621	5,101	5,612	6,162	6,755	7,370	11,718	16,165	22,323	9.8	6.7
	Residential	29,534	33,944	37,571	41,587	46,032	50,954	56,288	94,971	147,807	224,588	10.8	9.0
	Transportation & Others	2,589	3,137	3,461	3,815	4,268	4,764	5,303	9,183	15,520	25,391	11.3	10.7

表 5.2-8: High case : 地域別セクター別電力需要

Power Demand in High case		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2020/10	2030/20
<Northern region >	Total	29,445	33,723	39,091	44,374	50,271	56,837	63,487	114,490	184,511	295,674	13.0	10.0
	Agriculture.Forestry.Fisher	337	378	412	447	483	519	556	754	927	1,103	7.1	3.9
	Industry & Construction	14,228	16,088	19,426	22,453	25,811	29,544	33,097	61,324	98,859	156,652	14.3	9.8
	Commercials & Services.	983	1,307	1,435	1,567	1,707	1,857	2,009	3,025	3,962	5,172	8.8	5.5
	Residentials	12,931	14,793	16,536	18,487	20,673	23,123	25,814	45,804	74,378	121,540	12.0	10.3
	Transportation & Others	966	1,157	1,282	1,420	1,598	1,794	2,010	3,582	6,386	11,208	12.0	12.1
<Central region >	Total	7,426	8,473	9,894	11,438	13,177	15,129	17,144	32,669	53,457	86,298	14.4	10.2
	Agriculture.Forestry.Fisher	64	68	73	78	83	88	94	127	164	209	6.5	5.1
	Industry & Construction	2,892	3,175	3,922	4,706	5,577	6,548	7,477	14,684	23,815	37,543	16.5	9.8
	Commercials & Services.	356	473	531	595	666	745	830	1,464	2,178	3,232	12.0	8.2
	Residentials	3,812	4,385	4,942	5,572	6,286	7,094	7,993	14,907	24,515	40,329	13.0	10.5
	Transportation & Others	302	371	426	488	566	653	750	1,487	2,784	4,986	14.9	12.9
<Southern region >	Total	39,175	45,821	53,827	61,445	69,957	79,433	88,765	157,638	252,171	395,803	13.2	9.6
	Agriculture.Forestry.Fisher	289	318	349	383	418	456	496	744	1,039	1,415	8.9	6.6
	Industry & Construction	22,702	26,288	31,772	36,571	41,892	47,798	53,214	92,986	145,882	222,469	13.5	9.1
	Commercials & Services.	2,073	2,841	3,208	3,610	4,050	4,534	5,046	8,766	13,166	19,677	11.9	8.4
	Residentials	12,790	14,765	16,684	18,842	21,267	23,994	27,001	49,448	81,643	133,824	12.8	10.5
	Transportation & Others	1,321	1,608	1,813	2,040	2,329	2,651	3,008	5,695	10,440	18,418	13.5	12.5
<Total of Regions>	Total	76,047	88,017	102,812	117,258	133,405	151,398	169,396	304,798	490,139	777,775	13.2	9.8
	Agriculture.Forestry.Fisher	690	764	834	907	984	1,063	1,146	1,626	2,131	2,727	7.8	5.3
	Industry & Construction	39,822	45,551	55,121	63,729	73,279	83,890	93,788	168,994	268,556	416,663	14.0	9.4
	Commercials & Services.	3,412	4,621	5,174	5,771	6,423	7,136	7,886	13,255	19,306	28,081	11.1	7.8
	Residentials	29,534	33,944	38,161	42,901	48,227	54,211	60,808	110,158	180,537	295,693	12.5	10.4
	Transportation & Others	2,589	3,137	3,522	3,949	4,493	5,098	5,769	10,765	19,610	34,612	13.1	12.4

表 5.2-9: Low case : 地域別セクター別電力需要

Power Demand in Low case		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2020/10	2030/20
<Northern region >	Total	29,445	33,505	37,541	41,592	46,019	50,835	55,515	90,658	132,385	189,990	10.5	7.7
	Agriculture, Forestry, Fisher	337	378	409	441	473	506	540	721	821	922	6.7	2.5
	Industry & Construction	14,228	15,984	18,440	20,771	23,297	26,039	28,506	47,910	69,350	98,450	11.6	7.5
	Commercials & Services.	983	1,282	1,376	1,472	1,573	1,680	1,787	2,513	3,209	4,090	7.0	5.0
	Residentials	12,931	14,703	16,057	17,540	19,165	20,944	22,850	36,523	54,222	78,963	9.5	8.0
	Transportation & Others	966	1,157	1,259	1,369	1,511	1,666	1,832	2,992	4,783	7,565	10.0	9.7
<Central region >	Total	7,426	8,412	9,512	10,692	11,990	13,411	14,820	25,346	37,650	54,662	11.7	8.0
	Agriculture, Forestry, Fisher	64	68	72	76	81	85	90	119	141	166	5.7	3.4
	Industry & Construction	2,892	3,148	3,725	4,327	4,982	5,693	6,336	11,224	16,391	23,279	13.6	7.6
	Commercials & Services.	356	465	508	554	605	660	718	1,145	1,615	2,274	9.4	7.1
	Residentials	3,812	4,360	4,792	5,269	5,796	6,379	7,009	11,660	17,505	25,698	10.3	8.2
	Transportation & Others	302	371	416	465	526	594	667	1,198	1,998	3,245	12.4	10.5
<Southern region >	Total	39,175	45,460	51,376	57,182	63,533	70,445	76,926	123,911	180,463	256,731	10.5	7.6
	Agriculture, Forestry, Fisher	289	318	345	374	404	436	470	675	849	1,060	7.8	4.6
	Industry & Construction	22,702	26,074	30,036	33,704	37,682	41,998	45,699	72,643	103,089	142,631	10.8	7.0
	Commercials & Services.	2,073	2,784	3,057	3,350	3,665	4,004	4,355	6,898	9,835	13,964	9.5	7.3
	Residentials	12,790	14,675	16,164	17,801	19,599	21,574	23,698	39,010	59,008	86,751	10.3	8.3
	Transportation & Others	1,321	1,608	1,773	1,953	2,182	2,433	2,704	4,686	7,682	12,325	11.3	10.2
<Total of Regions>	Total	76,047	87,377	98,429	109,466	121,542	134,691	147,261	239,916	350,498	501,383	10.6	7.6
	Agriculture, Forestry, Fisher	690	764	827	891	959	1,028	1,100	1,515	1,811	2,149	7.1	3.6
	Industry & Construction	39,822	45,206	52,200	58,802	65,961	73,729	80,541	131,776	188,829	264,360	11.3	7.2
	Commercials & Services.	3,412	4,531	4,941	5,377	5,843	6,344	6,860	10,556	14,659	20,327	8.8	6.8
	Residentials	29,534	33,738	37,013	40,610	44,560	48,898	53,557	87,192	130,735	191,411	10.0	8.2
	Transportation & Others	2,589	3,137	3,448	3,786	4,220	4,692	5,203	8,876	14,463	23,136	11.0	10.1

5.3 電源開発計画

資金不足、プロジェクト管理能力の不足、および用地確保の問題などにより、PDP6の実現は遅延している。しかし、これらは、電源計画を策定する方法上の問題と言うよりは、主に計画を実現する過程の問題であった。

このため、PDP7を策定するに当たっては、2015年頃までの電力不足を回避する方が提案されているものの、長期に亘る計画の手法については従来から大きく変更していない。しかし、大規模な電源が遅延した場合、その地域の需給バランスに大きな影響を与えてきたことから、PDP7では、地域内の需給バランスや、地域間の系統の連系の規模をより一層考慮した計画を目指したものとなっている。

第7次マスタープランにおける電源開発計画は、MOITおよびIEにより策定されている。9月にMOITに案を提出することとなっている。

以下2010年7月のIEによる初案をベースに記載する。

2011年-2015年にかけての地域別の需要想定および電源開発計画を表5.3-1に示す。電源予備率(Reserve Margin)を見ると、2012年および2013年の南部の電源予備率が極端に小さい。このため南部地域の電力不足が想定される。この対策として、比較的電源に余力のある北部および中央部から電力が不足する南部への送電量を増加させることが提案されている。

第2章PDP6のレビューで記載したとおり、IEでは中央部と南部間の送電線の容量には限界があり、中央部の電源を南部に送電すべく送電線の増強を早急に進めるべきとしている。

具体的には、中央部の水力発電所のSe San 4, Se San 4A, Sre pok 4, Buon Tau sa, Dak Tih, Dong Nai 3,4(合計出力2400 MW)が2010年-2011年にかけて運転を開始するが、既存の500 kV PleiKu変電所からホーチミン市の送電量は1,300 MWを超えられないため、220 kV Buon Kuop - Dak Nong および Dak Nong - Phuoc Long - Binh Longを新設し、中央部から南部への送電容量を600-700 MW増加させ、合計で2,000 MWの容量を確保する計画である。

これ以外にも次のような対策が提案されている。

- 南北500 kV送電線の直列コンデンサの容量を1000 Aから2000 Aに取り替え、北部から南部への送電容量を増加させる。

- 500 kV Pleiku 変電所に3台目の変圧器を増設し、220 kV Tay Nguyen 水力発電所の電力を雨季に500 kV 系統に送り込み、500 kV 送電線を経由して南部に送電する
- Pleiku 変電所から Cu Chi 500 kV 変電所（もしくは My Phuoc)変電所に500 kV 2回線目を新設し、中央部から南部への送電容量を増加させる。

しかし、中央部の発電力は水力発電所が大部分を占め、乾期には供給力の減少が懸念される。

表 5.3-1: 2011 年-2015 年にかけての地域別の需要想定および電源開発計画

(単位: MW)

	2011	2012	2013	2014	2015
Country					
Summation of Peak Demand	19,263	21,909	24,922	28,349	32,211
Available Capacity	24,417	27,881	29,466	35,347	43,030
Total Peak Demand	18,406	21,035	23,958	27,189	30,803
North					
Peak Demand	7,992	9,049	10,247	11,603	13,111
Available Capacity	9,271	12,385	13,575	15,596	18,646
Hydropower	4,405	6,791	6,831	7,107	7,357
SMall Hyd.+ New Energy	161	299	329	429	429
Import	670	440	440	535	535
Coal	4,035	4,855	5,975	7,525	10,325
Other Thermal	0	0	0	0	0
Nuclear	0	0	0	0	0
Central					
Peak Demand	1,912	2,185	2,498	2,855	3,269
Available Capacity	4,242	4,472	4,817	4,967	5,500
Hydropower	3,693	3,843	4,038	4,038	4,421
SMall Hyd.+ New Energy	197	247	397	547	697
Import	248	248	248	248	248
Coal	0	0	0	0	0
Other Thermal	104	134	134	134	134
Nuclear	0	0	0	0	0
South					
Peak Demand	9,359	10,675	12,177	13,891	15,831
Available Capacity	10,904	11,024	11,074	14,784	18,884
Hydropower	2,343	2,413	2,413	2,413	2,553
SMall Hyd.+ New Energy	153	203	253	403	553
Import	0	0	0	290	290
Coal	0	0	0	1,800	4,860
Other Thermal	8,408	8,408	8,408	9,878	10,628
Nuclear	0	0	0	0	0

出典: 2010年7月のIEによる計画案

図 5.3-1-図 5.3-3 に地域別に電源種別毎の電源計画を示す。電源開発計画は、地域ごとに需給バランスを図りながら策定しているが、中央部地域の Van Phuong 石炭火力発電所の一部のユニット、およびラオス国から中央部地域に輸入される電力の一部は、南部地域の電源としてカウントされている。

2015 年の発電容量の内訳を見ると、北部は水力発電および石炭火力発電がほぼ半々、中部は水力発電が大部分を占め、南部はガス火力発電所が 6 割以上を占める。水力発電所は北部から中部、石炭火力発電所は北部、ガス火力発電所は南部に分布している。しかし、2020 年までには、従来のタイプの貯水池式水力発電所およびガス火力発電所の開発はほぼ頭打ちになるため、各地域とも他の電源の開発量を増加させる計画である。

石炭火力発電所の発電量は増加し、2030 年で、北部の電源の 7 割、中央部、南部で 3-4 割を石炭火力発電が占めるようになる。

輸入電力は、2015 年以降増加していき、北部では中国およびラオス国北部の水力発電、南部ではラオス国南部およびカンボジアの水力発電所からの電力輸入が計画されている。

また、2020 年から南部地域に原子力発電所が計画されている。

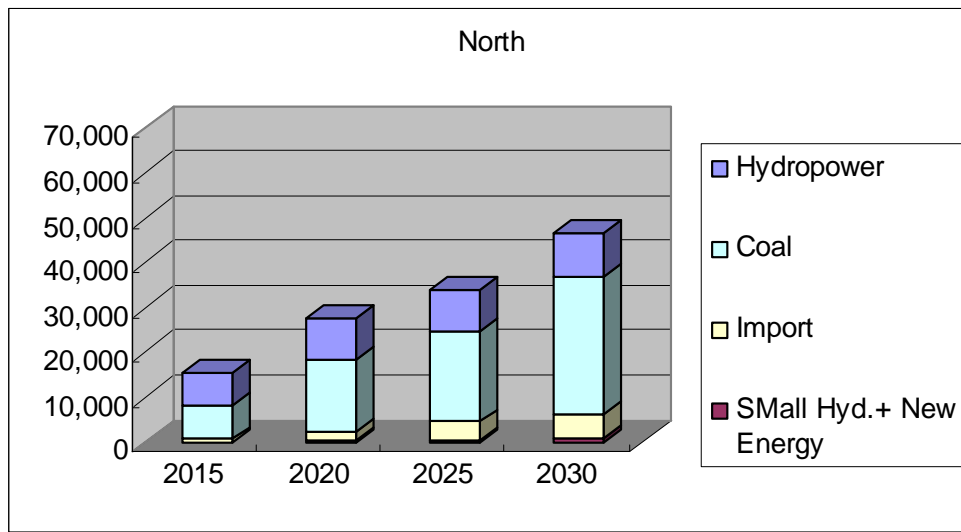
なお、既存火力発電所のリハビリについては今のところ明確な計画は立てられていないが、Uong Bi、Ninh Binh、および Thu Duc などの石炭火力発電所は経年による老朽化が予想されるため、2020 年には停止する計画となっている。

図 5.3-4-図 5.3-6 に地域別に水力発電所および再生可能エネルギーの計画出力を示す。従来タイプの大規模な水力発電所の開発量は、2020 年には頭うちになり、2020 年以降、北部および南部では揚水発電所が計画され、2030 年では北部で 1200 MW、南部で 3,600 MW が計画されている。

小水力や、新エネルギーの発電所の導入については、北部は風が弱く、風力発電に適していないため、離島に 2、3 箇所の小規模な風力が計画されているものの、2030 年の容量 200 MW の大部分を分散型太陽光で想定しており、その他、小規模のバイオマス発電などを構想している。南東部沿岸の第一原子力発電所付近の Nha Trang 県、Vin Trang 県地域に風力のポテンシャルサイトが多く、この付近は風速が 9 m/s 程度と強く風力発電に適している。南部の 2030 年の 700 MW の大部分は太陽光である。

表 5.3-2 に電源計画リストを掲載する。

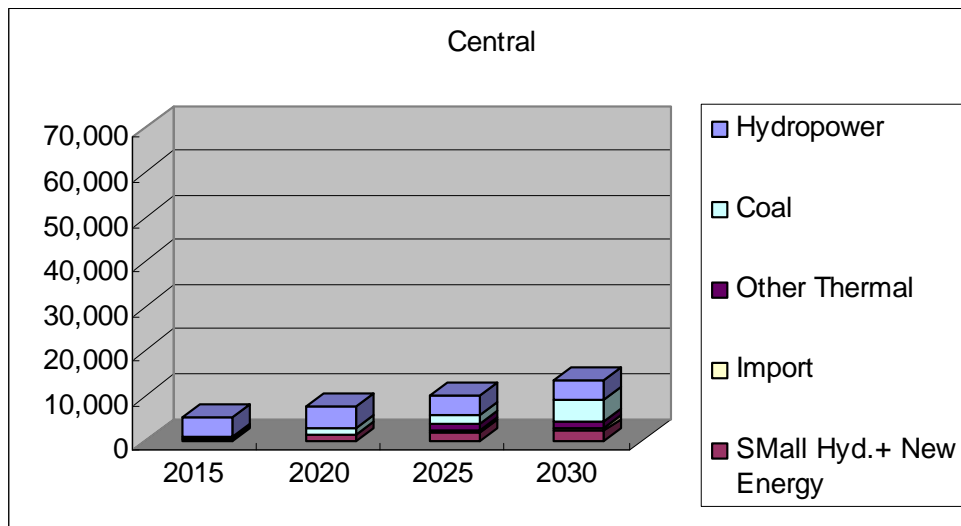
(単位：MW)



出典：2010年4月のIEによる計画の初案

図 5.3-1: 北部地域の電源計画

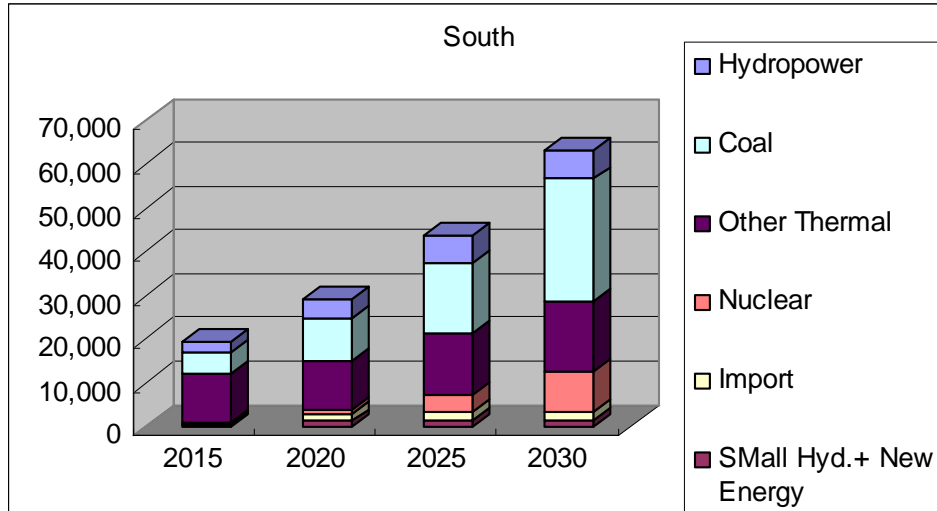
(単位：MW)



出典：2010年4月のIEによる計画の初案

図 5.3-2: 中央部地域の電源計画

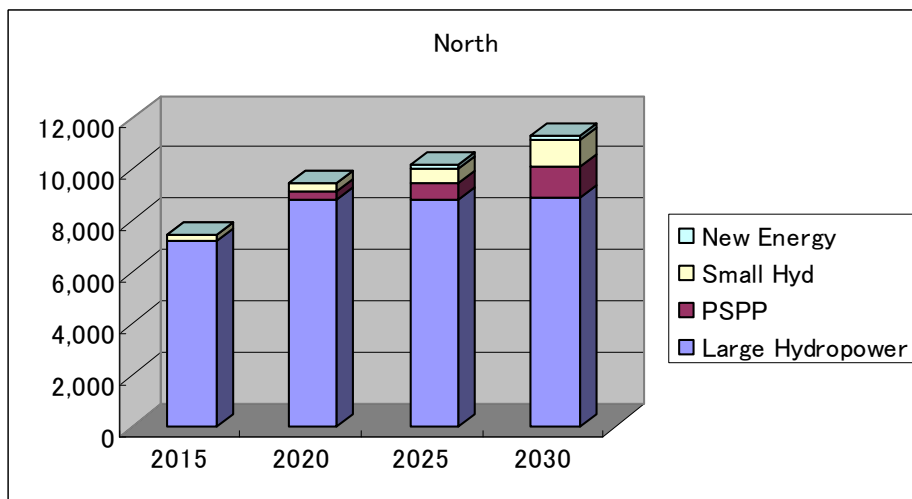
(単位：MW)



出典：2010年4月のIEによる計画の初案

図 5.3-3: 南部地域の電源計画

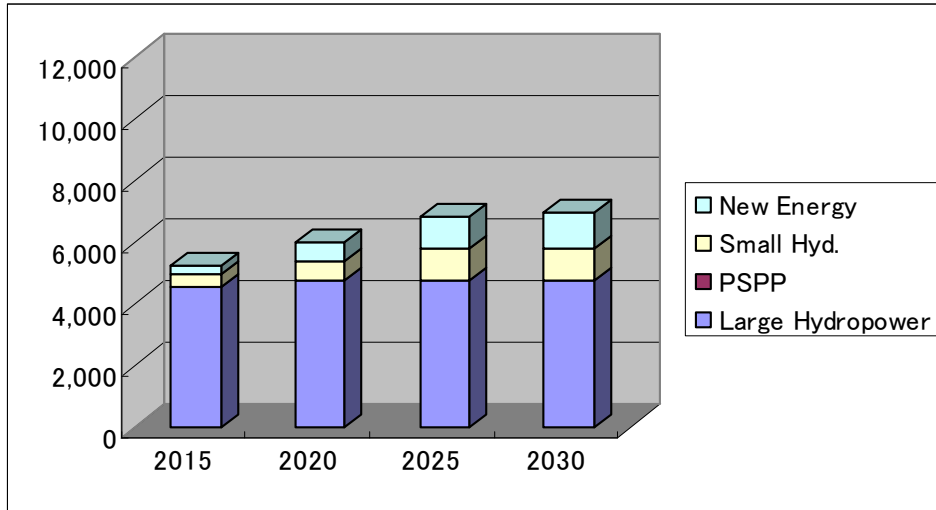
(単位：MW)



出典：2010年4月のIEによる計画の初案

図 5.3-4: 北部地域の水力発電所および再生可能エネルギー計画

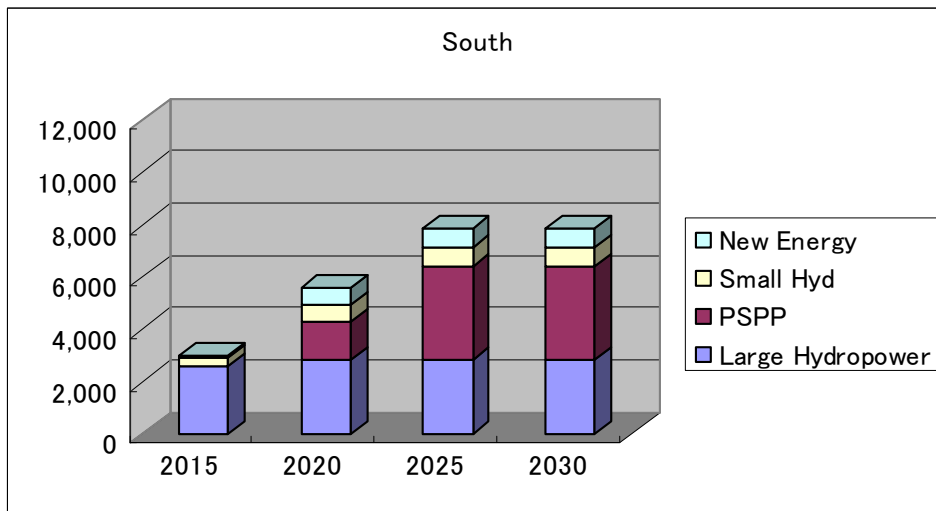
(単位：MW)



出典：2010年4月のIEによる計画の初案

図 5.3-5: 中央部地域の水力発電所および再生可能エネルギー計画

(単位：MW)



出典：2010年4月のIEによる計画の初案

図 5.3-6: 南部地域の水力発電所および再生可能エネルギー計画

(単位：MW)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
South (2/2. Thermal (2))																				
17 Coal South	0	0	0	1800	4860	7920	9120	10320	12240	12840	13500	14700	15900	17100	19700	21500	24100	26700	31700	35700
South Coal 2 (Vinh Tan II #1)	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 5 (Vinh Tan II #2)	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 2 (Vinh Tan I #1)	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 5 (Vinh Tan I #2)	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 660 #1 (Vinh Tan)	0	0	0	0	0	0	0	0	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
South Coal 660 #2 (Vinh Tan)	0	0	0	0	0	0	0	0	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
South Coal 660 #3 (Vinh Tan)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
South Coal 3 (Duyen Hai I #1)	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 4 (Duyen Hai I #2)	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 11 (Duyen Hai II #1)	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 12 (Duyen Hai II #2)	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 13 (D.Hai III,1)	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 14 (D.Hai III,2)	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 15 (D.Hai III,3)	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Van Phong #1-660MW	0	0	0	0	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
Van Phong #2-660MW	0	0	0	0	0	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
South Coal 7 (Long Phu I #1)	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 8 (Long Phu I #2)	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 21 (Long Phu II #1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 22 (Long Phu II #2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600
S.Coal 1M #1 (Long Phu III,1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	1000	1000	1000	1000	1000
S.Coal 1M #2 (Long Phu III,2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	1000	1000	1000	1000	1000
South Coal 18 (Song Hau I #1)	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 19 (Song Hau I #2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 25 (Long an #1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 26 (Long an #2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 9 (Kien Giang I #1)	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 10 (Kien Giang I #2)	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 23 (Kien Giang II #1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 24 (Kien Giang II #2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600
South Coal 27 (Kien Giang III #1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600
South Coal 28 (Kien Giang III #2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600
South Coal 29 (Son My I #1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600
South Coal 30 (Son My I #2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600
South Coal 31 (Son My II #1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600
South Coal 32 (Son My II #2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600
S. Coal 1M #3 (Tra Cu I,1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	1000	1000	1000
S. Coal 1M #4 (Tra Cu I,2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	1000	1000	1000
S. Coal 1M #5 (Tra Cu II,1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	1000	1000
S. Coal 1M #6 (Tra Cu II,2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	1000	1000
New S. Coal 1M #7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	1000
New S. Coal 1M #8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	1000
New S. Coal 1M #9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	1000
New S. Coal 1M #10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	1000
New S. Coal 1M #11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	1000
New S. Coal 1M #12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000
New S. Coal 1M #13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000
New S. Coal 1M #14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000
New S. Coal 1M #15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000

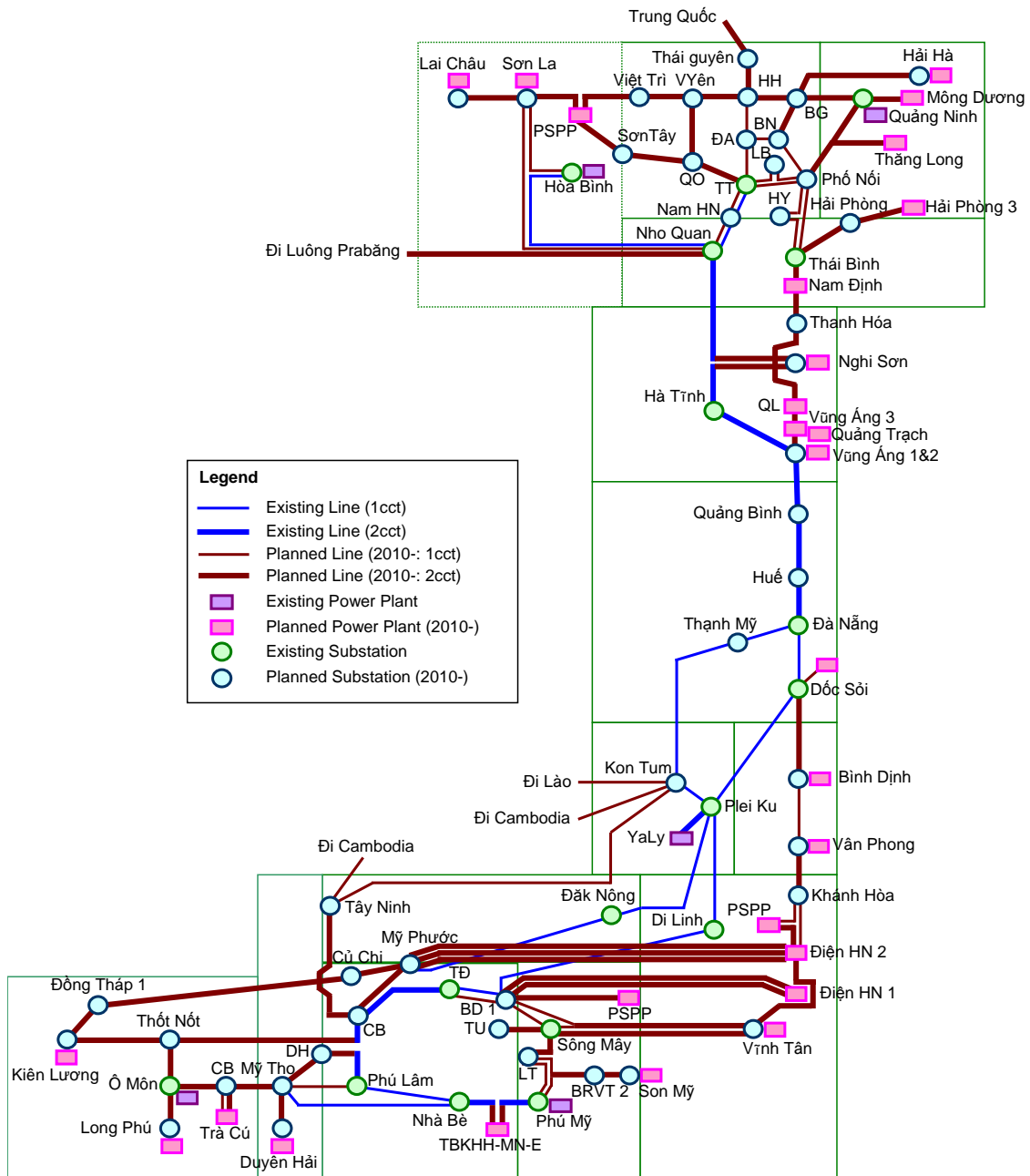
出典：2010年7月のIEによる計画

5.4 電力系統計画

系統構成の基本的な考え方は以下のとおりである。

- 電源は出来るだけ地域間でバランスがとれるように計画する。このため、北部-中央部間を結ぶ 500 kV 連系線は増強しない。ただし、中央部は水力開発地点、港湾設備を有する大規模な石炭火力地点およびラオス南部地域の水力開発地点など、電源が豊富にある一方、需要が小さいため、余剰電力は需要の大きい南部に送る計画とし、中央部-南部間の 500 kV 送電線の増強を計画する。
- ハノイ市周辺、およびホーチミン市周辺の 500 kV 系統は出来るだけ、リング状に構成し、複数の 500 kV 変電所から市内へ 220 kV 送電線の導入を行う。
- 計画後年度には、ホーチミン市事故電流の増大が問題となり、遮断器の定格遮断容量を超過する事態が想定される。このため、事故電流の抑制のため、ホーチミン市の電力供給系統については、220 kV の市内導入する送電線を放射状にして運用する。

2010年7月の時点の電力系統計画の策定状況を以下に記載する。また、2030年までの500 kV 系統の計画図を図 5.4-1 に示す。



*Điện HN 2-Mỹ Phước間を500kVで構成したケース

出典：専門家作成

図 5.4-1: 2030 年の 500 kV 系統の概略計画(2010 年 7 月現在の電源計画に基づく)

(1) 北部系統

ハノイ市内へは、2009 年現在、Pha Lai 火力発電所 1040 MW、Hoa Binh 水力発電所 1,920 MW、その他の電源として 342 MW の電力供給力がある。500 kV 変電所は、

Hoa Binh 水力発電所、および Thuong Tin 変電所の2箇所があり、市内に220 kV 系統が導入されている。今後、Son La 水力発電所や北東部沿海地区の石炭火力発電所からの電力をハノイ市内に送電するために、500 kV 系統および220 kV 系統の大規模な拡充が必要になる。

IEでは現在、複数の系統計画のシナリオを比較中であるが、基本的には各案において、ハノイ市を取り囲む位置に以下の500 kV 変電所の計画を立案している。

- 2015年までに新設される500 kV 変電所：Vie Tri、Hiep Hoa、Quang Ninh、Pho Noi
- 2016年から2020年までに新設される500 kV 変電所：ハノイ市西部にDan Phuong もしくは Quoc Oai、ハノイ市東部に Dong Anh

PDP6と比較すると、計画されている500 kV 変電所の数は変わらないが、ハノイ北部の Tay Hanoi 変電所の計画がなくなり、よりハノイ市内に近いハノイ市西部に、Dan Phuong もしくは Quoc Oai 変電所が計画されている。

ベトナム北部系統に接続される500 kV の国際連系線として、中国からハノイ北部の Hiep Hoa を結ぶ送電線およびラオスの Luang Prabang から Nho Quan 変電所を結ぶ送電線があり、ともに隣国の水力発電所からの電力を送電するが、詳細な仕様は未だ決まっていない。

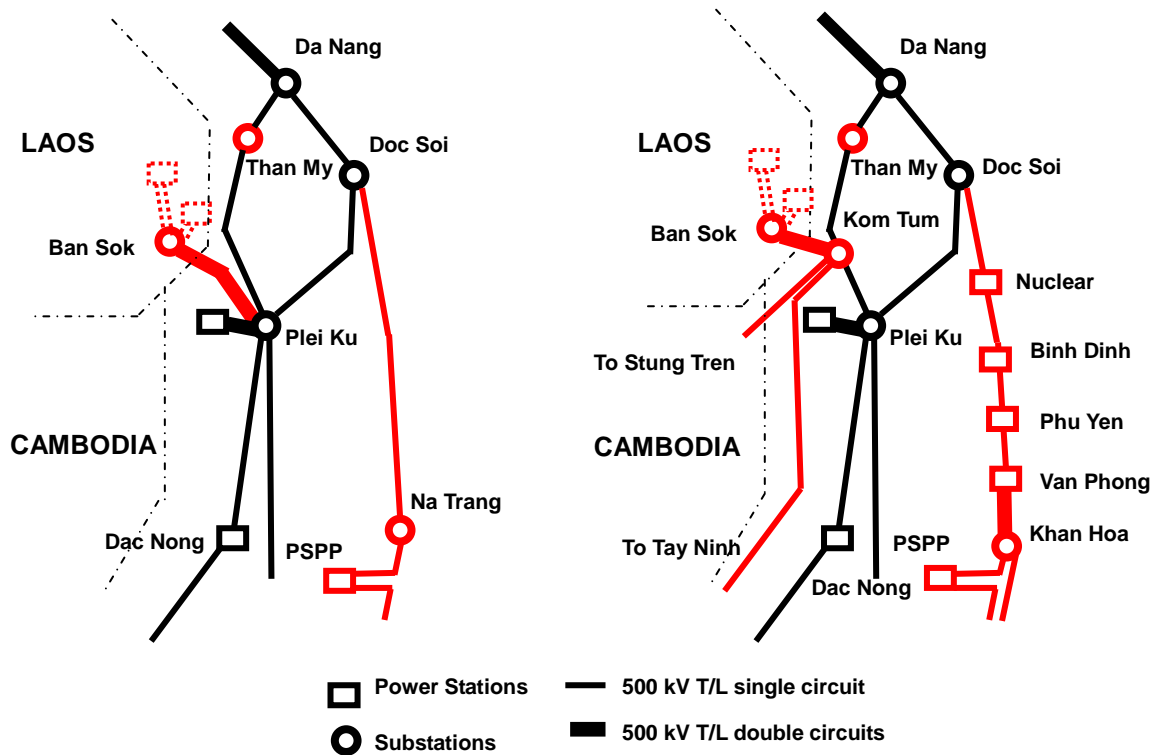
(2) 中央部系統

PDP6 およびその後の ADB によるマスタープラン・プレ FS では、ラオス国内の複数水力発電所をベトナム中央部に輸入するため、ラオス国内に500kV 変電所を設置し、500kV 送電線2回線でベトナム中央部の Pleiku 変電所まで送電する計画であった。

一方、PDP7 では、ベトナム中央部に500kV 変電所(Kon Tum 変電所)を新設し、そこにラオス国内の500 kV 変電所から500kV 送電線を引き込んで、送電する方法を検討している。

また、中央部系統に複数の大規模な原子力発電所および石炭火力発電所が計画されており、PDP6と比較し、中央部から南部への潮流が増加している。このため、Doc Soi から海岸沿いに500kV 送電線を新設すると共に、500kV Kom Tum 変電所からホーチミン方面に500kV 送電線1回線を新設する案が計画されている。

さらに、500kV Kom Tum 変電所から、カンボジアの Stung Treng まで500 kV 送電線を建設する計画がある。



PDP6における中央部 500 kV 系統の計画案

PDP7における中央部 500 kV 系統の計画案

赤色の部分は新設設備を示す。

図 5.4-2: PDP6 と PDP7 における中央部 500 kV 系統の計画案

(3) 南部系統

ベトナム南部系統の東南部沿海部からホーチミン市内の系統計画の策定状況については、第4章に示したとおりであり、IEでは計画策定途上である。

5.5 環境社会配慮

5.5.1 レビューの概要

PDP7 の環境社会配慮として、ベトナムの関連法規制に基づき戦略的環境アセスメント（Strategic Environment Assessment、以下「SEA」）が実施されている。

SEA とは、個別事業の実施に枠組みを与えることとなる、政策、計画及びプログラム（Policy、Plan、Program、以下「PPPs」）を対象とするアセスメントであり、個別事業を対象とする環境アセスメント（Environmental Impact Assessment、以下「EIA」）に比較して、より早い段階から広範囲な環境保全対策を検討することが可能である。

多くの国際協力機関がマスタープラン等の実施に際して SEA の適用を求めていることを鑑みると、国際的なグッドプラクティス等を踏まえた SEA の品質向上への取り組みが重要である。

そこで、本技術支援調査ではベトナムの関連法規及び開発協力機関等の取り組みに基づきチェックリストを作成し、PDP7 のドラフト SEA レポートの中間レビューを実施した。

5.5.2 ベトナムにおける SEA 関連法規

(1) 環境保護法（Law on Environmental Protection）

SEA に関する基本法は 2005 年に改正された環境保護法（Law on Environmental Protection）であり、以下に示す戦略や計画に対して SEA の実施を義務付けている（第 14 条）。

1. 国家社会経済開発戦略／計画
2. 国家レベルのセクター、領域開発に関する戦略／計画
3. 省、中央直轄市、地方に関する社会経済開発戦略／計画
4. 省・地方間の土地利用、森林保護・開発、その他自然資源開発に関する戦略／計画
5. 主要な経済地域の開発計画
6. 省間の河川流域管理計画

第 14 条に規定する戦略／計画を策定する機関は SEA を実施する必要がある（第 15 条）。

SEA レポートは、対象となる戦略／計画の承認権限を有する機関によって設立される「審査委員会」によって評価されるが、特に国会、政府、首相によって承認される戦略／計画の場合は環境天然資源省（Ministry of Natural Resources and Environment、以下「MONRE」）によって審査委員会が設立される。

PDP7 は首相承認を必要とすることから、MONRE によって設立される審査委員会によって SEA レポートが審査されることとなる。

(2) その他関連法規

環境保護法の SEA に関する規定は以下の主要な関連法令にて補足されている。

(a) Decree No.80/2006/ND-CP (2006 年 8 月)

この Decree は SEA レポートの提出（第 9 条）や審査（第 10 条）の手続きを定めるものであり、審査期間についても以下のとおり規定している（第 12 条）。

- 国会、政府、首相によって承認される戦略／計画、地方・省間の戦略／計画：関係書類受領後 45 営業日以内
- その他：関係書類受領後 30 営業日以内

(b) Circular No.05/2008/TT-BTNMT (2008 年 12 月)

この Circular は Circular No. 08/2006/TT-BTNMT(2006 年 9 月)を廃止・代替するものであり、環境保護法の SEA 関連規定に関する細目を規定している。

(c) SEA に関する技術ガイドライン (MONRE、2008 年)

SEA に関する技術ガイドライン (MONRE、2008 年) は SEA の手順やアプローチを説明したものであり、実績に基づき定期的にリバイズされることとなっている。

また、下表のとおり、SEA 実施者向けの SEA レポートの内部レビュークライテリアが説明されている。

表 5.5-1: SEAレポートの内部レビュークライテリア

<p>主要な問題への対処</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ PPPsの目的・目標が明確にされている ■ 他のPPPsとの関連性が特定・説明されている ■ PPPsに関連する環境問題が特定されている ■ 重大な問題に焦点が当てられている ■ 更なる検討が不要とされた項目についての理由が説明されている <p>代替案</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ PPPsの現実的な代替案が検討され、選択理由が説明されている ■ 代替案には「環境影響が最小のケース」、「PPPsが実施されないケース」が含まれている ■ 各代替案の正負の環境影響が特定・比較されている ■ 各代替案や他の関連するPPPsとの不整合が特定・説明されている ■ 代替案の取捨選択の理由が説明されている <p>ベースライン情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 環境の現状ならびにPPPsが実施されない場合の環境状況の推移が記述されている ■ PPPsによって重大な環境影響を受けると考えられる地域（PPPsの物理的な境界外で、影響を受ける可能性のある地域も含む）の環境特性が記述されている。 <p>重大な環境影響の予測・評価</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 正負両方の環境影響が検討されており、影響の持続期間（短期、中期、長期）も考慮されている。 ■ 実施可能な場合、間接的ならびに累積的な影響が特定されている。 ■ 実施可能な場合、各影響の相互関係が考慮されている。 ■ 影響の予測・評価は関連する基準・規制等に従っている。 <p>不確実性</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ SEAに用いられた方法論が記述され、不確実性が存在する場合にはその説明がなされている。 ■ ベースライン情報やSEA方法論における不足や欠陥等が説明されている。 <p>緩和策</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ PPPsによる重大な負の影響に対する予防、低減、代償といった方策が検討されている。 ■ プロジェクトの合意形成における配慮点が特定されている。 <p>SEAレポート</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ レイアウトや表現が明確である。 ■ シンプルかつ明瞭な用語を用い、専門用語は使用を避けるか、説明を行う。 ■ 地図やイラストを適切に用いる。 ■ 使用した方法論を説明する。 ■ 協議の相手、方法を説明する。 ■ 情報源、専門家の判断及び意見が分かれた点を説明する。 ■ SEAへのアプローチ、PPPsの目的、主要な代替案およびSEA結果のPPPsへの反映状況を含んだ非専門的な要約を作成する。 ■ 技術的、手続的およびその他の問題が協議されており、仮定や不確実性が明確にされている。 <p>SEAプロセスマネジメント</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ SEAがPPPs作成過程の欠くことが出来ない部分として実施されている。 ■ 関連する機関や公衆との協議が、PPPsのドラフトやSEAレポートに対して意見が表明出来るような適切なタイミングで実施されている。
--

出典：SEAに関する技術ガイドライン（MONRE、2008年）

5.5.3 PDP7 の SEA のインテリムレビュー

(1) レビューチェックリスト

PDP7 の SEA のインテリムレビューにあたっては、「戦略的環境アセスメントの導入に関する基礎的研究」（JICA、2005 年）、ベトナムの関連法規および開発協力機関等のグッドプラクティスに基づき、以下のとおり、チェックリストを作成した（開発協力機関等のグッドプラクティスについては添付資料 3 参照）。

表 5.5-2: SEA レビューチェックリスト

<p>1. 計画の記述ならびに環境の現状</p> <p>1.1 計画の記述</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 計画の主要な目的は明確か。 ■ 関連する政策、計画、プログラム（環境目標等を含む）がレビューされており、計画の目的はそれらと整合しているか。 <p>1.2 環境の現状</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 現状の環境状態（自然・社会・公害面）が記載されているか。 ■ 重大な情報の不足はあるか。それらはどのように対応されるか。 <p>2. 主要な影響の把握及び評価</p> <p>2.1 スコーピング</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 影響は総合的かつ適切な方法でスコープされており、公害・自然・社会いずれについても懸案点は網羅されているか。 ■ SEA レポートのスコーピングにあたって、適切な方法、タイミングでステークホルダーと協議が行われたか。 <p>2.2 影響評価</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 評価方法が説明されており、可能な影響項目については定量的評価が行われているか。 ■ 計画のステージに応じた環境影響評価が行われているか（M/P：IEE レベル、F/S：EIA レベル）。 ■ 累積的影響や影響の空間的・時間的範囲及び正の影響についても記述されているか。 ■ 影響評価において不確実性が存在したり、仮定を設けた場合、それらが説明されているか。 <p>3. 代替案、緩和策、モニタリング及び提言</p> <p>3.1 代替案</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 計画のステージに応じた代替案（適切な場合 No-Action ならびに環境上望ましい最良の案（Best Practicable Environmental Option）も含む）が検討されているか。 ■ 代替案は公害・自然・社会面から検討し、取捨選択の理由が説明されているか。 ■ 代替案における仮定や不確実性が説明されているか。 ■ 代替案の検討にあたって、適切な方法、タイミングでステークホルダーと協議が行われたか。 <p>3.2 緩和策</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 提案行為のステージに応じた緩和策（コスト・期間・方法等を含む）が検討されているか。 <p>3.3 モニタリング</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 責任主体、スケジュール、資金等を含むモニタリング計画は提案されているか。 <p>3.4 提言</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 公害・自然・社会面に関する懸案事項への対処が提言されているか。 ■ SEA が計画の形成プロセスに影響を与えるポイントはあるのか。 <p>4. コンサルテーション</p> <p>4.1 レポート</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ レポートのレイアウトは読み手が必要なデータや情報を簡単かつ迅速に探せるようになっているか。外部のデータソースは明記されているか。 ■ 読み手の理解を促進するため、目次、略語・用語解説、参照文献リスト、図表がレポートで用いられているか。
--

- 現地語の一般向けの非専門的な要約が用意されているか。
- 4.2 情報公開
 - レポートは適切な方法で公衆に対し公開されているか。一般向けの説明資料などが用意されているか。
- 4.3 レビューと承認
 - レポートは独立したレビューを受けているか。
 - 必要な場合、当該国政府等により承認を得ているか。
 - 承認に付帯条件はあるか。ある場合、その条件は満たされるか。
- 4.4 コンサルテーション
 - 適切な方法、タイミングでステークホルダーと協議が行われ、意見等はどのように計画に影響を与えたか。
 - 協議において、公衆参画は配慮されたか。
 - 協議において、特に社会的弱者（女性、子供、老人、貧困層、少数民族・先住民族等）に適切な配慮がなされたか。

出典：専門家作成

(2) PDP7のSEA概要

PDP7のSEAは以下に示す手順で、国内外（国内は主にIE）の専門家からなるSEAチームによって実施され、(PDP7の一部ではなく)独立したSEAレポートが作成されることとなっている。

2010年7月現在、SEAチームはフェーズ2を実施中であり、フェーズ1の結果は第1回ステークホルダー会合（2010年7月12、13日）にて説明・協議された。

SEAレポートは2010年末にMONREに提出される予定である。

フェーズ1：スコーピング

フェーズ2：情報収集ならびにベースライン解析（実施中（2010年6月現在））

フェーズ3：第1回ステークホルダー会合（2010年7月）

フェーズ4：影響分析ならびに点数付け（2010年8月-9月）

フェーズ5：緩和策ならびに提言（2010年8月-9月）

フェーズ6：第2回ステークホルダー会合（2010年10月）

フェーズ7：PDP7へのSEA提言の反映（2010年10月）

フェーズ8：MONREへのSEAレポート提出（2010年末）

また、PDP7のSEAレポートはアジア開発銀行のTechnical Assistanceを受けており、以下に示すとおり、ベトナム側がサポートを必要とする領域をカバーしている。

- － SEAならびにシナリオ分析
- － 社会影響ならびに開発
- － 気候変動
- － 地理情報システム
- － 生物多様性ならびに環境影響評価

(3) 中間レビュー結果

中間レビューはPDP7ドラフトSEAレポート(2010年6月現在)(添付資料3.B)ならびにIEの専門家との協議に基づき行われた。

(a) 「1. 計画の記述ならびに環境の現状」

- 「1.1 計画の記述」
 - レビュー項目
 - ◇ 計画の主要な目的は明確か。
 - ◇ 関連する政策、計画、プログラム(環境目標等を含む)がレビューされており、計画の目的はそれらと整合しているか。
 - レビュー結果
 - ◇ 計画の主要な目的は、「1.2.1 Brief summary of PDP7 (p.14)」に記載されることとなっている。
 - ◇ 関連する政策等(社会経済開発、インフラ開発、自然公園等)との整合性は「1.2.2 Assess the suitability of policies and national development (p.14-15)」にて評価されることとなっている。
 - 提言
 - ◇ 計画の主要な目的が、「1.2.1 Brief summary of PDP7 (p.14)」にて明確にすること。
 - ◇ 関連する政策等との整合性を「1.2.2 Assess the suitability of policies and national development (p.14-15)」にて評価すること。
- 「1.2 環境の現状」
 - レビュー項目
 - ◇ 現状の環境状態(自然・社会・公害面)が記載されているか
 - ◇ 重大な情報の不足はあるか。それらはどのように対応されるか
 - レビュー結果
 - ◇ 現状の環境状態は「2.1 Current Status of Natural, Environmental and Socio-economic conditions (p.18-20)」にて記載されることとなっている。

- ◇ 2010年7月現在、SEAチームは現状の環境状態に関するデータ収集中であるため、重大な情報等の不足はまだ確認されていない。
- 提言
 - ◇ 現状の環境状態を「2.1 Current Status of Natural, Environmental and Socio-economic conditions (p.18-20)」に記載すること。
 - ◇ 重大な情報等の不足の有無を確認し、ある場合は、対応を説明すること。

(b) 「2. 主要な影響の把握及び評価」

- 「2.1 スコーピング」
 - レビュー項目
 - ◇ 影響は総合的かつ適切な方法でスコープされており、公害・自然・社会いずれについても懸案点は網羅されているか。
 - ◇ SEAレポートのスコーピングにあたって、適切な方法、タイミングでステークホルダーと協議が行われたか。
 - レビュー結果
 - ◇ PDP7の主要な環境影響は「Introduction 3.3 Implementation and discussion (p.6-9)」(表5.5-3参照)に記載されている。
 - ◇ 上記の主要な環境影響に基づき、PDP7における開発プロジェクトの初期環境影響評価(Initial Environmental Examination、以下「IEE」)を実施するためのImpact Matrixが、プロジェクト種別ごと(水力、火力、原子力、新・再生可能エネルギー、送電線)に用意されている。専門家チームは国際的なグッドプラクティスに基づきImpact Matrixをレビューし、評価項目を追加した(添付資料3.C参照)。また、Impact Matrixのレビューにあたっては、調査項目の漏れを防ぎ、スコーピングの妥当性を確認するためにImpact Matrixの一覧表(添付資料3.D参照)を作成した。
 - ◇ Impact Matrixは開発プロジェクトが立地予定の省(主に天然資源環境局(Department of Natural Resources and Environment、以下「DONRE」)ならびに工業貿易局(Department of Industry and Trade、以下「DOIT」))に送付され、開発プロジェクトに関する情報ならびに意見が収集されることとなっている。
 - ◇ PDP7の主要な環境影響は第1回ステークホルダー会合(2010年7月12、13日)にて説明・協議されている。

➤ 提言

- ◇ 省からの Impact Matrix に対する意見や第1回ステークホルダー会合での意見等に基づき、必要に応じて PDP7 の主要な環境影響がリバイズすること。

表 5.5-3: PDP7 のドラフト SEA レポートにて把握されている主要な環境影響

- | |
|---|
| (1) 住民移転世帯数
(2) 生計への影響
(3) 文化的影響
(4) 生物多様性への影響
(5) 自然資源への影響
(6) 水文への影響
(7) 気候変動への影響
(8) 大気汚染
(9) 固形廃棄物
(10) 放射能の影響、リスク
(11) 景観ならびに環境汚染
(12) 地質への影響 |
|---|

出典：PDP7 ドラフト SEA レポート（2010年6月現在）

● 「2.2 影響評価」

➤ レビュー項目

- ◇ 評価方法が説明されており、可能な影響項目については定量的評価が行われているか。
- ◇ 計画のステージに応じた環境影響評価が行われているか（M/P：IEE レベル、F/S：EIA レベル）
- ◇ 累積的影響や影響の空間的・時間的範囲及び正の影響についても記述されているか。
- ◇ 影響評価において不確実性が存在し、仮定を設けた場合、それらが説明されているか。

➤ レビュー結果

- ◇ 評価方法は「Introduction 3.2. Approach Method (p.4-6)」ならびに「Introduction 3.3. Implementation and Discussion (p.6-11)」(表 5.5-4, 表 5.5-5 参照)にて説明されている。
- ◇ PDP7 の開発プロジェクトによる影響は定量化され、可能な限り経済価値が計算されることとなっている(表 5.5-4 のフェーズ4)。

- ◇ PDP7の開発プロジェクトによる影響は既存データを収集し、地理情報システム（Geographical Information Systems、以下「GIS」）を用いて評価されることとなっており、IEE相当の評価が実施されるものと考えられる。
 - ◇ 影響の空間的範囲に関しては、直接影響の範囲（Zone of direct Impact、以下「ZOI」）（例：火力；温排水や排ガスの影響範囲、水力；サイトの半径20 km）が把握されるとともに、ZOIの外のより広範な範囲における間接的影響についても評価されることとなっている（表5.5-4のフェーズ4）。
 - ◇ 影響の持続時間に関しては、特段の記述がない。
 - ◇ 累積的影響に関しては、各代替シナリオを構成する開発プロジェクトの点数を合計することによって、シナリオの採点・比較評価を行うこととなっている（表5.5-4のフェーズ4）。
 - ◇ 正の影響に関しては、「農業や工業からの収入の変化」ならびに「新たな仕事や収入の機会」が評価されることとなっている（表5.5-5）。
 - ◇ 不確実性は「6.2.2 Comments on reliability of applied methodologies (p.33)」ならびに「6.3 Comments on detail and reliability of report (p.33)」にて評価されることとなっている。
- 提言
- ◇ 環境影響を表5.5-4ならびに表5.5-5に基づき評価すること。
 - ◇ 各影響の採点基準（表5.5-4のフェーズ4）はSEAの極めて重要な部分であるので、ステークホルダー間の合意形成を図りつつ決定すること。
 - ◇ 可能な場合は、影響の持続時間（例：一時的、数年、数十年、100年、1000年、1000年以上）も採点基準にて考慮すること。
 - ◇ 累積的影響に関しては、代替シナリオにおける地域（北部、中部、南部）や燃料種別（石炭、石油及びガス等）の点数も計算すること。
 - ◇ 不確実性を「6.2.2 Comments on reliability of applied methodologies (p.33)」ならびに「6.3 Comments on detail and reliability of report (p.33)」にて評価すること。

表 5.5-4: PDP7のSEAの方法論

<p>フェーズ1：スコーピング</p> <ul style="list-style-type: none"> － SEA実施のためのSEAチーム設立（国内専門家18名(IE12名、その他機関6名)海外の専門家3名） － PDP7の主要な環境影響の把握（表6.5-3参照） － 代替シナリオの選択（3つの需給シナリオ（高、ベース、低需要）ならびに環境的に最適なシナリオ（エネルギー効率、再生可能エネルギー及び温室効果ガス削減に関する国家政策を考慮）） － GIS解析の役割と範囲の決定 <p>フェーズ2：情報収集ならびにベースライン解析</p> <ul style="list-style-type: none"> － GIS解析に必要な環境社会指標の設定（ZOI（例：火力；温排水や排ガスの影響範囲、水力；サイトの半径20km）の設定を含む） － データ収集（既存データ） － 開発プロジェクトによって影響を受ける範囲の環境社会の現状把握（ベースライン解析） － 開発プロジェクトのためのImpact Matrix準備（水力、火力、原子力、新・再生可能エネルギー、送電線） <p>フェーズ3：第1回ステークホルダー会合</p> <ul style="list-style-type: none"> － 第1回ステークホルダー会合（フェーズ1、2の結果説明・協議） － 開発プロジェクトが立地する省（主にDONREならびにDOIT）との協議（Impact Matrixを送付することにより、開発プロジェクトに関する情報・意見を収集） <p>フェーズ4：影響分析ならびに点数付け</p> <ul style="list-style-type: none"> － フェーズ3の結果をGISへ統合 － GISを用いた開発プロジェクトによる正負の影響（表6.5-5参照、ZOIの外も含む）の定量化（例：住民移転世帯数、失われる農地面積） － 上記の定量化された影響の経済価値計算（可能な範囲で） － 以下に示す採点基準原則に基づく、定量化された各影響の点数付け <ul style="list-style-type: none"> 3＝重大な負の直接的な影響で、緩和策がないもの 2＝重大な負の直接的な影響で、緩和策があるもの 1＝軽微な負の間接的影響 0＝影響なし -1＝正の便益 － 各影響に対する具体的な採点基準はSEAチームならびにステークホルダーとの協議によって決定 － 開発プロジェクトの各影響の点数を合計することによって、各開発プロジェクトの点数を算出し、その結果に基づき開発プロジェクトの環境面から見た優先リストを作成（各開発プロジェクトを点数の低い順に並べたもの） － 各代替シナリオを構成する開発プロジェクトの点数を合計することによって、シナリオの採点・比較評価を実施 <p>フェーズ5：緩和策ならびに提言</p> <ul style="list-style-type: none"> － 影響に対する緩和策の検討 － PDP7への提言の検討 － ドラフトSEAレポートの準備 <p>フェーズ6：第2回ステークホルダー会合</p> <ul style="list-style-type: none"> － 第2回ステークホルダー会合（ドラフトSEAレポートならびに提言の実現可能性についての説明・協議） <p>フェーズ7：PDP7へのSEA提言の反映</p> <ul style="list-style-type: none"> － PDP7へのSEA提言の反映 <p>フェーズ8：承認のためのMONREへのSEAレポート提出</p> <ul style="list-style-type: none"> － SEAレポートの完成ならびに承認のためのMONREへの提出
--

出典：PDP7ドラフトSEAレポート（2010年6月現在）

表 5.5-5: PDP7 の SEA の環境社会影響指標

<p>1. 環境指標 開発プロジェクトの建設・運営コスト 生物多様性損失コスト（海域・森林生態系および生態系からのサービス） 水質悪化 大気汚染ならびに温室効果ガス 気候変動による損害コスト 環境緩和策のコスト</p> <p>2. 社会指標 住民移転世帯数 土地利用への影響コスト（農地の損失による収入への影響、森林） 水利用の変化のコスト 食料安全保障の未確保 貧困率の増加 農業や工業からの収入の変化（増減） 河川ならびに海の水産養殖的価値（上下流） 大気汚染による人の健康への影響 新たな仕事や収入の機会</p>

出典：PDP7 ドラフト SEA レポート（2010年6月現在）

(c) 「3. 代替案、緩和策、モニタリング及び提言」

● 「3.1 代替案」

➤ レビュー項目

- ◇ 計画のステージに応じた代替案（適切な場合 No-Action ならびに環境上望ましい最良の案（Best Practicable Environmental Option）も含む）が検討されているか
- ◇ 代替案は公害・自然・社会面から検討し、取捨選択の理由が説明されているか。
- ◇ 代替案における仮定や不確実性が説明されているか。
- ◇ 代替案の検討にあたって、適切な方法、タイミングでステークホルダーと協議が行われたか。

➤ レビュー結果

- ◇ PDP7 が実施されなかった場合の将来的な環境の状況は「2.2 Forecasting change in environmental components (p.20)」にて予測されることとなっている。
- ◇ 3つの需給シナリオ（高、ベース、低需要）ならびに環境的にベストなシナリオ（エネルギー効率、再生可能エネルギー及び温室効果ガス削減に関する国家政策を考慮）が評価されることとなっている。

- ◇ 代替シナリオは公害・自然・社会面の指標（表 5.5-5 参照）に基づき評価されることとなっている。
- ◇ 不確実性は「6.2.2 Comments on reliability of applied methodologies (p.33)」ならびに「6.3 Comments on detail and reliability of report (p.33)」にて評価されることとなっている。
- ◇ 代替シナリオの評価結果は第 2 回ステークホルダー会合にて説明・協議されることとなっている。

- 提言
 - ◇ PDP7 が実施されなかった場合の将来的な環境の状況を「2.2 Forecasting change in environmental components (p.20)」にて予測すること。
 - ◇ 代替シナリオは公害・自然・社会面の指標（表 5.5-5 参照）に基づき評価すること。
 - ◇ 不確実性を「6.2.2 Comments on reliability of applied methodologies (p.33)」ならびに「6.3 Comments on detail and reliability of report (p.33)」にて評価すること。
 - ◇ 第 2 回ステークホルダー会合の結果を代替シナリオの評価に反映すること。

- 「3.2 緩和策」
 - レビュー項目
 - ◇ 提案行為のステージに応じた緩和策（コスト・期間・方法等を含む）が検討されているか。
 - レビュー結果
 - ◇ 緩和策は「5.1 Suggest Environmental Preventive and Mitigation Measures (p.30)」にて検討されることとなっている。
 - 提言
 - ◇ 緩和策を「5.1 Suggest Environmental Preventive and Mitigation Measures (p.30)」にて検討すること。
 - ◇ 一般に環境面からの優先開発プロジェクトリスト（表 5.5-4 のフェーズ 4）においては、石炭火力や住民移転を伴う大規模水力の優先順位が低くなる傾向がある。しかしながら、電力の安定供給におけるこれらのプラントの重要性は高く、現時点では他の手段（電力輸入や再生可能エネルギー）で代替することは困難である。また、大規模水力による温室効果ガス削減効果も無視できな

いものがある。従って、以下に示すような緩和策を用い、これらのプラントを有効活用する必要がある。

- ◇ 石炭火力：①適切な大気汚染対策（電気集塵、脱硫等）の実施
②高効率石炭火力発電技術（超々臨界圧（Ultra Super Critical、以下「USC」）、先進超々臨界圧（Advanced-USC、以下「A-USC」）、および石炭ガス化複合発電（Integrated coal Gasification Combined Cycle、以下「IGCC」）など）の導入ならびに高効率を保つための適切な維持管理
③石油増進回収（Enhanced Oil Recovery、以下「EOR」）と組み合わせた経済的に実現可能な二酸化炭素回収・貯留技術（CO₂ Capture and Storage、以下「CCS」）の導入
- ◇ 住民移転を伴う大規模水力：適切な住民移転緩和策（回避、低減および補償）の実施ならびにダムを縮小するための河川のカスケード見直し（例：大規模水力を複数の中小規模水力に分割）

● 「3.3 モニタリング」

- レビュー項目
 - ◇ 責任主体、スケジュール、資金等を含むモニタリング計画は提案されているか
- レビュー結果
 - ◇ モニタリング計画は「5.2 Environmental Management and Monitoring Programme (p.31)」にて提案されることとなっている。
- 提言
 - ◇ モニタリング計画を「5.2 Environmental Management and Monitoring Programme (p.31)」にて提案すること。
 - ◇ 個別の開発プロジェクトのモニタリング計画はEIAにて用意されることから、PDP7のSEAにおけるモニタリング計画は、SEAの有効性とPDP7の累積的影響に焦点をあて、以下の項目が含まれるべきである。
 - ◇ SEAの有効性：承認されたPDP7におけるSEAの提言の反映状況ならびに緩和策の実行状況
 - ◇ PDP7の累積的影響：環境指標の活用（電力セクターからの総CO₂排出量等）

- 「3.4 提言」
 - レビュー項目
 - ◇ 公害・自然・社会面に関する懸案事項への対処が提言されているか
 - ◇ SEAが計画の形成プロセスに影響を与えるポイントはあるのか。
 - レビュー結果
 - ◇ 「Conclusions and Recommendations (p.34)」にて公害・自然・社会面に関する懸案事項への対処が提言されることとなっている。
 - ◇ 提言の実現可能性は第2回ステークホルダー会合において、ステークホルダー(特に政府機関)と検討されることとなっている。
 - ◇ 第2回ステークホルダー会合の結果を踏まえ、SEAの提言はPDP7に反映されることとなっている。
 - 提言
 - ◇ 「Conclusions and Recommendations (p.34)」にて公害・自然・社会面に関する懸案事項への対処を提言すること。
 - ◇ 提言の実現可能性を第2回ステークホルダー会合において検討市たうえで、PDP7に反映すること。

(d) 「4. コンサルテーション」

- 「4.1 レポート」
 - レビュー項目
 - ◇ レポートのレイアウトは読み手が必要なデータや情報を簡単かつ迅速に探せるようになっているか。外部のデータソースは明記されているか。
 - ◇ 読み手の理解を促進するため、目次、略語・用語解説、参考文献リスト、図表がレポートで用いられているか。
 - ◇ 現地語の一般向けの非専門的な要約が用意されているか
 - レビュー結果
 - ◇ SEAレポートが完成していないため、レイアウト等の評価は困難。
 - ◇ SEAに関する技術ガイドライン(MONRE、2008年)によると、非専門的な要約の準備が推奨されているが、現時点で準備は計画されていない。

- 提言
 - ◇ 読み手が必要なデータや情報を簡単かつ迅速に探せるようなレポートのレイアウトとし、外部のデータソースも明記すること。
 - ◇ 読み手の理解を促進するため、目次、略語・用語解説、参照文献リスト、図表をレポートで用いること。
 - ◇ 非専門的な要約の準備を検討すること。
- 「4.2 情報公開」
 - レビュー項目
 - ◇ レポートは適切な方法で公衆に対し公開されているか。一般向けの説明資料などが用意されているか。
 - レビュー結果
 - ◇ SEA レポートの準備過程において、関連政府機関等のステークホルダーに対して公開されることとなっているが、公衆に対する情報公開は行われたい予定である。
 - ◇ IE によると、SEA レポートの公開に関する法規制はないが、ベトナムにおいて承認済 EIA レポートが公衆に公開されることから、承認済 SEA レポートの公開も検討されたいとのこと。
 - 提言
 - ◇ 承認済 SEA レポートの公開を検討すること。
 - ◇ 一般に、プロジェクトや EIA と比べて、PPPs はより抽象的であり、その影響は具体的でないため、公衆は積極的に PPPs の立案過程に参加しようとしなない傾向にある。しかしながら、基本的に文献や限られたステークホルダー（地方当局等）から情報収集を行う SEA において、PPPs の成否に影響を与え得る地域に関する情報や見解（自然環境（貴重種、生態学的に重要な生息地（原生林、珊瑚礁、干潟等）等）、社会環境（住民移転、文化・生活様式への影響等））は容易に入手しがたい。従って、PPPs に関心を持つ公衆（特に社会的弱者）から情報や意見を収集し、それらを適切に PPPs に反映させることは重要であるため、SEA プロセスにおいて、公衆へのドラフト SEA レポートの公開ならびに意見の受付を検討することが望ましい。
- 「4.3 レビューと承認」
 - レビュー項目
 - ◇ レポートは独立したレビューを受けているか。

- ◇ 必要な場合、当該国政府等により承認を得ているか。
- ◇ 承認に付帯条件はあるか。ある場合、その条件は満たされるか。
- レビュー結果
 - ◇ 環境保護法によると、国会、政府、首相によって承認される戦略／計画の場合はMONREが審査委員会を設立することとなっており、PDP7のSEAレポートは2010年末にMONREに提出される予定。
- 提言
 - ◇ SEAレポートは関連するベトナムの法規制に基づき、レビュー・承認されること。
 - ◇ SEAレポートの承認に付帯条件がついた場合、その条件を満たすこと。
- 「4.4 コンサルテーション」
 - レビュー項目
 - ◇ 適切な方法、タイミングでステークホルダーと協議が行われ、意見等はどのように計画に影響を与えたか。
 - ◇ 協議において、公衆参画は配慮されたか。
 - ◇ 協議において、特に社会的弱者（女性、子供、老人、貧困層、少数民族・先住民族等）に適切な配慮がなされたか。
 - レビュー結果
 - ◇ ステークホルダー会合（2回）ならびに開発プロジェクトが立地する予定の省へのImpact Matrixの送付が予定されている。
 - ◇ 協議における公衆参加や社会的弱者への配慮についての記載はない。
 - 提言
 - ◇ ステークホルダーとの協議を予定どおり実施すること。
 - ◇ 協議における公衆参加や社会的弱者への配慮が検討されることが望ましい。

5.5.4 結論と提言

中間レビューはPDP7のドラフトSEAレポートならびにIEの専門家との協議に基づき、専門家チームが作成したSEAレビューチェックリストを用いて実施した。

SEAチームによって定められた方法論ならびにレポート構成に基づき、SEA策定作業が進められている。2010年6月現在、SEAは環境社会データ収集段階であり、今後、影響評価、緩和策・提言等の検討を経て、2010年末にSEAレポートがMONREに提出される予定となっている。

上述のとおり、緩和策・提言といったSEAの結果が出ていないことから、SEAの方法論ならびにレポート構成といった、SEA実施計画の妥当性に主眼を置き中間レビューを行った。PDP7のSEA実施計画は専門家チームが作成したSEAレビューチェックリストの項目を概ねカバーしており、大きな修正の必要性はないと考えられる。しかしながら、国際的なSEAのグッドプラクティス等と比較した場合、配慮すべき点が散見されることから、以下に示す提言を考慮してSEAが実施される必要がある。

なお、IEからは本技術支援の提案は有用であるため、SEAに反映したいとのコメントを得ている。

(1) 石炭火力発電所ならびに住民移転を伴う大規模水力発電所に関する緩和策

一般に環境面からの優先開発プロジェクトリスト（表5.5-4のフェーズ4）においては、石炭火力や住民移転を伴う大規模水力の優先順位が低くなる傾向がある。しかしながら、電力の安定供給におけるこれらのプラントの重要性は高く、現時点では他の手段（電力輸入や再生可能エネルギー）で代替することは困難である。また、大規模水力による温室効果ガス削減効果も無視できないものがある。従って、以下に示すような緩和策を用い、これらのプラントを有効活用する必要がある。

(a) 石炭火力発電所

- 適切な大気汚染対策（電気集塵、脱硫等）の実施
- 高効率石炭火力発電技術（USC、A-USCおよびIGCCなど）の導入と高効率を保つための適切な維持管理
- EORと組み合わせた経済的に実現可能なCCSの導入

(b) 住民移転を伴う大規模水力発電所

適切な住民移転緩和策（回避、低減および補償）の実施ならびにダム規模を縮小するための河川のカスケード見直し（例：大規模水力を複数の中小規模水力に分割）。

(2) モニタリング計画

個別の開発プロジェクトのモニタリング計画は EIA にて用意されることから、PDP7 の SEA におけるモニタリング計画には、SEA の有効性と PDP7 の累積的影響に焦点をあて、以下の項目が含まれるべきである。

(a) SEA の有効性

承認された PDP7 における SEA の提言の反映状況ならびに緩和策の実行状況

(b) PDP7 の累積的影響

環境指標の活用（電力セクターからの総 CO₂ 排出量等）

(3) 公衆への情報公開

一般に、プロジェクトや EIA と比べて、PPPs はより抽象的であり、その影響は具体的でないため、公衆は積極的に PPPs の立案過程に参加しようとしにくい傾向にある。しかしながら、基本的に文献や限られたステークホルダー（地方当局等）から情報収集を行う SEA において、PPPs の成否に影響を与え得る地域に関する情報や見解（自然環境（貴重種、生態学的に重要な生息地（原生林、珊瑚礁、干潟等）等）、社会環境（住民移転、文化・生活様式への影響等））は容易に入手しがたい。従って、PPPs に関心を持つ公衆（特に社会的弱者）から情報や意見を収集し、それらを適切に PPPs に反映させることは重要であるため、SEA プロセスにおいて、公衆へのドラフト SEA レポートの公開ならびに意見の受付を検討することが望ましい。

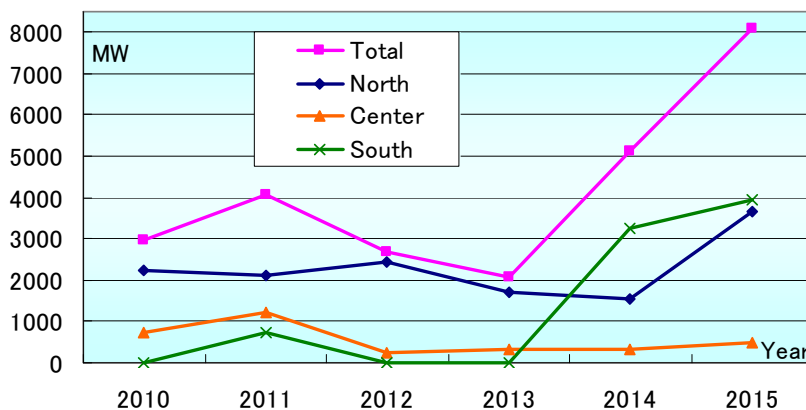
5.6 候補案件の投資情報

現在、IE では MOIT の指示により、PDP7 の作成を進めている。電源計画についても進めておるが、需要想定が確定していないため、未だ確定には至っていない。しかし、系統計画の作成のため、素案を示すことが内部で求められている。以下に述べる候補案件の投資情報は IE 内の素案を元に作成している。そのため、今後変わる予定はあることを予め断っておく。

5.6.1 2010-2015 年までの候補案件の開発計画

2010 年から 2015 年までの候補案件については、以下の方法により作成されている。

- PDP6 国家運営委員会の公表に基づく発電所建設状況の評価。
- EVN の計画実施及び作業計画に関する状況報告。
- PDP7 作成のため寄せられた EVN 及び他の電力機関からの発電所計画情報。



出典：IE 資料

図 5.6-1: 地域別の運用開始予定発電容量

2010 年から 2015 年までの運用開始予定の合計発電容量は 24,964 MW であり、年平均では 4,160 MW である。しかし、図に示すとおり、2013 年までの 4 年の運用開始予定の合計発電容量は 11,753 MW であり、年平均では 2,938 MW と非常に低い値となる。この間も需要が伸びる続け、また、運用開始が遅れる可能性もあり、電力が逼迫することが予測される。

地域別にみると、北部は比較的安定して発電所が運用開始されるが、南部は 2013 年までの 4 年の運用開始予定の合計発電容量が 750 MW (Nhon Trach 2 のみ) であり、非常に少ない。このことから、南部において特に電力が逼迫することが予測される。また、中央部は全体的に運用開始予定の発電容量が小さい。

5.6.2 2010-2015 年までの候補案件の投資内容と出資者

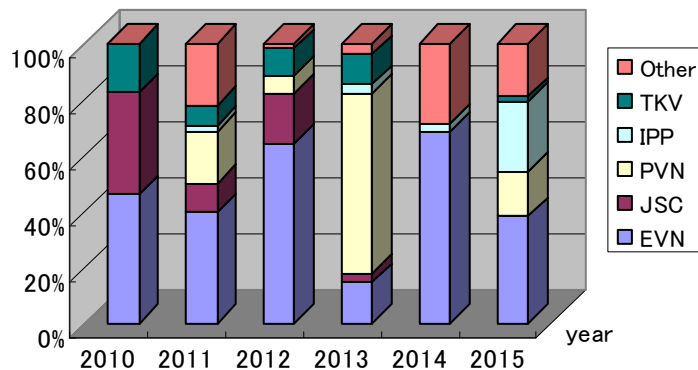
出資者については、EVN が 50.6% を占めている。特に 2012 年、2014 年では 60% を超えており、EVN がベトナムにおける電源開発の開発主体であると言える。

次に、年度別の投資状況を図 5.6-2 に示す。単独の企業体としては PVN の割合が大きく、2013 年にはその年の 64% を占める 1325 MW の投資を予定している。また、2012 年までは JSC の割合が比較的高いが、2013 年以降には IPP の割合が高くなっていくことが分かる。ベトナムの規制緩和が順調に進むことにより、今後さらに多くの IPP が開発に加わることが予測される。

なお、新規電源開発における EVN, PVN, IPP 等は出資者若しくは開発者の一つであり、明確な役割分担はない。但し、大規模多目的水力発電所の開発、及び原子力開発に関しては EVN が役割を担っている。

今後の IPP 促進のためには、ベトナムが規制緩和や政策の改革を実施する必要がある。また、電源開発の遅延防止のために、スケジュール遅延保証等の制度作りが重要となる。

2010-2015 年までの候補案件の投資内容と出資者の詳細については、年度別に表 5.6-1-表 5.6-4 に示す。



出典：IE 資料

図 5.6-2: 出資者別の運用開始予定発電容量

表 5.6-1: プロジェクトの運用開始予定(2010年)

No.	Name of power plant	Capacity (MW)	Schedule in PDP VI	Developer
Operation in 2010		2962		
1	HPP Son La #1	400	2010	EVN
2	HPP Cua Dat	97	2009	Cua Dat Hydropower JSC
3	HPP Ban Ve	300	2009	EVN
5	HPP Srepok 3	220	2100	EVN
6	HPP Se San 4 #3	120	2010	EVN
7	HPP Song Tranh 2 #1	95	2010	EVN
8	HPP Preikrong #2	50	2010	EVN
9	HPP Dong Nai 3#1&2	180	2009	EVN
10	TPP than Son Dong	220	2008	TKV
11	TPP Hai Phong I #1	300	2009	Hai Phong Thermal Power JSC
12	TPP Cam Pha I	300	2009	TKV
12	TPP Quang Ninh I	600	2009	Quang Ninh Thermal Power JSC
13	HPP Sre Pok 4	80	2012	Dai Hai JSC

出典：IE資料

表 5.6-2: プロジェクトの運用開始予定(2011年)

No.	Name of power plant	Capacity (MW)	Schedule in PDP VI	Developer
Operation in 2011		4062		
1	Son La #2,3	800	2011	EVN
2	HPP Nam Chien	200	2011	Song Da Corporation
3	HPP Nho Que 3	110	2013	CTCP Bitexco
4	HPP Na Le (Bac Ha)	90	2010	LICOGI/IPP
5	HPP Khe Bo #1	50	2011	Power JSC
6	HPP Song Tranh 2 #2	95	2010	EVN
7	HPP An Khe #2	80	2008	EVN
8	HPP Se San 4a	63	2010	Se San 4a Hydropower JSC
9	HPP Dak My 4	190	2011	IDICO
10	HPP Se Kaman 3	250	2010	CTCP Viet Laos
11	HPP DakR tih	144	2010	Construction Corporation No.1
12	HPP Dong Nai 4	340	2010	EVN
13	TPP Hai Phong I #2	300	2009	Hai Phong Thermal Power JSC
14	TPP Cam Pha II	300	2009	TKV
15	TPP Quang Ninh II #1	300	2009	EVN
16	Nhon Trach 2	750	2011	PVN

出典：IE資料

表 5.6-3: プロジェクトの運用開始予定(2012年)

No.	Name of power plant	Capacity (MW)	Schedule in PDP VI	Developer
	Operation in 2012	2670		
1	Son La #4,5,6	1200	2012	EVN
2	HPP Ban Chat	220	2011	EVN
3	HPP Hua Na	180	2012	PVN
4	HPP Khe Bo #2	50	2011	Power JSC
5	HPP A Luoi	170	2011	Central region power JSC
7	TPP Nong Son	30	2009	TKV
6	TPPMao Khe #1	220	2009-2010	TKV
8	TPP Uong Bi MR #2	300	2011	EVN
9	TPP Quang Ninh II #2	300	2009	Quang Ninh Thermal Power JSC

出典：IE資料

表 5.6-4: プロジェクトの運用開始予定(2013年)

No.	Name of power plant	Capacity (MW)	Schedule in PDP VI	Developer
	Operation in 2013	2059		
1	HPP Ba Thuoc II	80	-	-
2	HPP Sre Pok 4a	64	-	Dai Hai JSC
3	HPP Dak Rinh	125	2011	PVN
4	HPP Dong Nai 2	70	2012	IPP
5	Hai Phong 2 #1	300	2009-2010	EVN
6	TPP Mao Khe #2	220	2009-2010	TKV
7	TPP Vung Ang I	1200	2010	PVN

出典：IE資料

表 5.6-5: プロジェクトの運用開始予定(2014年)

No.	Name of power plant	Capacity (MW)	Schedule in PDP VI	Developer
Operation in 2014		5135		
1	Huoi Quang	520	2012	EVN
2	Ba Thuoc I	40	-	-
3	Nam Mo (Lao)	95	2012	IPP
4	Se Ka man 1 (Lao)	290	2012	CTCP Viet Laos
5	TPP Hai Phong 2 #2	300	2009-2010	EVN
6	TPP Nghi Son 1	600	2011-2012	EVN
7	TPP Luc Nam #1	50	-	IPP
8	TPP Vinh Tan 2	1200	2013-2014	EVN
9	Duyen Hai (Tra Vinh) 1 #1	600	2012-2013	EVN
10	TPP O Mon I #2	300	2010	EVN
11	Hiep Phuoc 2 #1 (CCGT)	390	-	Hiep Phuoc PC (de nghi)
12	O Mon III (CCGT)	750	2014	EVN

出典：IE資料

表 5.6-6: プロジェクトの運用開始予定(2015年)

No.	Name of power plant	Capacity (MW)	Schedule in PDP VI	Developer
Operation in 2015		8076		
1	Trung Son	250	2012	EVN
2	Thuong Kon tum	220	2013	CP VS-S.Hinh
3	Song Bung 4	156	2012	EVN
4	Song Bung 2	100	2013	EVN
5	Dong Nai 5	140	2012	TKV
6	Mong Duong 1	1000	2011-2012	EVN
7	Mong Duong 2	1200	2011-2012	AES (BOT)
8	Hai Duong #1	600	-	Jak Behad (BOT)
9	Thai Binh II #1	600	-	PVN
10	Vih Tan 1	1200	2011	CSG (BOT)
11	O Mon IV (CCGT)	750	2014	EVN
12	Duyen Hai (Tra Vinh) 1 #2	600	2012-2013	EVN
13	TPP Long Phu 1 #1	600	2013-2014	PVN
14	TPP Van Phong #1	660	-	Sumitomo(BOT)

出典：IE資料



第6章 開発にかかるリスク要因分析

6.1 一次エネルギー及び電力料金に関するリスク要因

ベトナムでは、「エネルギー価格の国際化」のもとに国内石炭の価格上昇が続いている。2010年現在、電力向け石炭価格は約 30 USD/トンで、同種の国際石炭価格が 60 USD/トンであることを考えると現時点でも発電向け石炭価格は低位にあるが、今後は以下の状況が想定される。

- 国内石炭価格の上昇とともに電力料金の上昇
- 南部を中心に輸入石炭での火力発電が計画されているが、輸入炭は国際市場価格であるため、本発電所からの電力料金は国際市場価格となる。今後の EVN の電力料金（工業部門向け電力料金）への影響が想定される。
- 現状の EVN の低価格電力料金は、一部には IPP からの電力買い取り価格と EVN の電力販売価格との間で逆ザヤ現象がおきている。この状態で EVN が、いつまで対応出来るかは不明である。

このような状況を考えると EVN の電力料金は 2015 年ごろまでは、緩やかな電力料金の上昇が想定される。電力消費者としては、省エネや熱利用装置の電力離れなどが起きると想定される。

6.2 系統開発にかかるリスク要因分析

系統解析にかかるリスク要因は次のようにまとめられる。

- 送電線の負荷予測が不十分であったため、送変電設備の容量が不足する。
- 資金不足あるいはプロジェクト管理上の問題などによる送変電プロジェクトの遅延
- 用地確保の問題による建設の遅延

基幹送変電設備は通常、変圧器 1 台故障時や送電線 1 回線の事故時にも、供給が継続出来るように建設されるため、ある程度の建設の遅延に対しては、供給信頼度は低下するものの、系統運用上の負荷の切り替えなどで暫定的には対処可能である。しかし、建設の遅延箇所、期間が増大すると、大幅な供給支障につながるリスクが存在する。

このため、以下に留意する。

- N-1 基準に準拠し、余裕を持って確実に計画、建設を実施していく。また、送電線の潮流に余裕を持たせておくことは、供給の信頼度のみならず、損失の低減の面からも、ぎりぎりの容量を持って送電線を建設することが必ずしも得策とは言えないことにも留意すべきである。
- 用地交渉は早めを実施し、問題箇所を早めに把握して、調整に入るべきである。

6.3 ベース電源の開発遅延の場合の供給力不足の回避策

原子力は大規模なベース電源であり、代替としては、比較的安定した供給力確保が見込める大規模な貯水池式水力、石炭火力発電所、その他の燃料の火力発電所、および輸入電力が考えられる。しかし、第5章で記載したとおり、国内の大規模貯水池発電所の開発は頭打ちであり、また隣国の中国、ラオス、カンボジアの水力発電からの輸入は、国外の電源であることから、開発の進捗に不確定さが存在し、代替としては期待しにくい。

そこで、原子力発電所の開発遅延の場合の供給力不足の回避策として、石炭火力発電所、およびその他の燃料の火力発電所地点を相当量確保していくことがあげられる。しかし、原子力の遅延を全て石炭火力発電所でカバーすると、南部電源の6-7割を石炭火力で占めることとなり、単一の燃料に頼りすぎることによる燃料供給上のリスクの増大が考えられる。そこで、原子力発電所の開発遅延に備え、火力発電所の新地点を検討していくものの、燃料としてはLNGなどを含め石炭だけではない他の火力燃料の使用も検討していくことが望ましい。

また、原子力発電所の開発遅延に備え、2020年-2030年に計画されている南部の石炭火力発電所の一部の運転開始時期を容易に繰り上げることが出来るように、複数の地点をあらかじめ並行して開発し、需要の増加に応じて、ユニットの増設をかけていく方法が有効である。

6.4 開発にかかるリスク要因と対応策の分析

2.4.2 および本章において記載されている開発に係るリスクの要因は、今後もプロジェクトの遅延を引き起こす可能性がある。遅延、および遅延による電力供給支障をさける方法として以下が考えられる。

- 投資の分散を避け、最も緊急度合いの大きい発電所に焦点を当てる。
- 遅延が許されない発電所を選択/推進する。
- 地域毎に今後5年間の需要想定を精査する。

- 必要であれば、遅延している重要なプロジェクトの開発者を変更する。
- 各省および電力セクター間で協調をとり、資金調達、用地確保などに関する問題を解決していく。



第7章 該当分野での協力を今後行う場合の教訓と提言の検討

7.1 ベトナム側への教訓と提言

7.1.1 電力需要予測

(1) 電力需要とエネルギー需要

電力は、さまざまなエネルギーの一つである。したがって、電力需要予測は、社会、経済、エネルギー全体を対象にした予測の一部でなければならない。また、電力化率も目標年を通して十分に吟味される必要がある。（他国との比較が必要）

(2) 2010年から2015年間の電力需要の伸び率

IE と JICA 予測は、基本的に大きな違いはないものと思われる。2010年から2015年までの伸び率はIEが14%、JICAが12%である。また、2010年から2020年ではIEが13%、JICAが12%である。このときのGDPの伸び率は平均で7.7%（SED2020より）であるので、PDP6のときが平均8.5%であったことを考えると、状況としては、電力の伸び率はPDP6よりは低くなる。電力のより高い成長が予想される前提としては、ベトナム経済が2010年後半から急速に回復し、電力の需要が急速に上昇するというシナリオである。この前提では、大型プロジェクトも大きく推進され、新規電力需要も大幅に増加するものと思われる。このようなときJICA見通しは、上振れすると考える。

(3) GDPに対する工業部門弾性値について

工業部門の全エネルギー原単位は2010年から2020年にかけてわずかに上昇している。一方、日本とベトナムの原単位を比較すると日本のほうがはるかに小さい。（市場為替レートでGDPを換算するとベトナムは日本の10倍、PPP為替レートでは3倍ほどである）JICAモデルでは、工業部門の原単位は、2015年より毎年2%の省エネが行われるとしている。したがって、2015年までは原単位は上昇するが、それ以降は徐々に減少する。また、電力化率は、2010年から2030年まで上昇をつづける。

(4) 家庭部門のエネルギー需要

現在の家庭部門の全エネルギー（含む薪炭）上昇率は、2010年から2020年間1.3%/年である。これは、他国と比較すると多少低いと思われる。通常、家庭部門の全エ

エネルギー上昇率は1-2%である。ただ、商業エネルギーの上昇率は10%以上の伸び率である。

(5) 経済見通し

SED2020を見ると、過去の経済動向分析は十分になされているが、将来の予測手法や予測技術については不透明である。一方、IEはエネルギーや電力の予測に当たり、その手法が明確になっている。経済見通しを担当される当局は予測手法を開示するか、または、予測モデルがあれば、それを開示すべきである。エネルギー需要は、GDPの成長の大きさとGDPの支出項目（民間消費、投資、政府支出、輸出入）などに大きく影響されるため、GDP見通しの精度が常に求められる。

(6) エネルギーミックスと新しい発電用資源開発について

現在の世界のエネルギービジネスやエネルギー専門家は、将来のエネルギーミックスを真剣に考えている。これらは、地熱発電、太陽熱発電、石炭ガス化技術、CBM技術、CNG技術、ハイδροメタンの利用、シェールガスの利用などである。ベトナム当局が原子力発電の導入を考えていることは、広く知られていることであるが、これは電力のエネルギー源としての一つに過ぎない。最近のベトナムの「再生可能エネルギーマスタープラン」に先の新エネルギーの研究・開発・導入などが検討されていれば問題ないが、そうでなければベトナムの将来のエネルギーセキュリティのためにも検討することを願う。

7.1.2 系統計画

IEは基本的な系統解析のスキルを身につけており、系統計画上のクライテリアの重要性を認識している。今後、実際に系統解析を実施し、系統計画を策定していく中で、以下の技術的な課題に留意していくことが望ましいと考えられる。

(1) 事故電流対策

事故電流は電力需要が高密度の地域で増大する。従って、需要密度が低かった時期には経験していなかった系統の特質が顕れてくるため、その対策は、従来の系統の構成方法とは異なったものになり、新たな視点から計画する必要がある。230 kV系統や500 kV系統のある程度の分割運用は、高密度の需要地帯における供給方法としては、世界の多くの箇所に見られる事故電流対策であり、ホーチミン市やハノイ市に対しても有効な方法である。一方、変圧器事故時および1回線事故時などに、電圧の低下や、供給信頼度の低下が懸念されるため、いくつかのケースを比較しながら、その対策も同時に検討していく必要がある。

(2) 安定度の検討

ベトナムの系統は南北 1500 km と長く、また、国際連系線の建設、および国内系統の拡充により、今後も系統の安定度対策に留意する必要がある。特に、事故時の発電機相差角の動揺周期が長くなることが考えられる。この動揺を抑制するために、発電機励磁機にダンピングの信号を与える PSS の設置が有効であるが、その製定、および設置する発電所の箇所を検討していくことが望ましい。

(3) 送配電ロス

500 kV 系統と UHV 系統の比較においても明らかになったことであるが、ベトナムでは送変電設備のコストが日本と比較して低いために、送電ロスのコストが相対的に高い。このため、送配電線に太い線種を採用するなど、現在の送配電線の仕様を見直すことで、送電ロスを効果的に減らすことが出来る可能性があり、送配電ロス低減の方法を検討していくことが望ましい。

(4) 地中送電線の過電圧検討

今回説明した地中送電システムの過電圧検討項目は元々、ホーチミン市内への 500 kV 地下変電所及びその変電所に供給する 500 kV 地中ケーブルの計画に必要となる技術検討という意味であったが、PDP7 では 500 kV 地下変電所及び 500 kV ケーブルの新設は含まれない見通しとなっている。しかし、220 kV 地中ケーブルは今後増えていく見通しである。今回説明した内容には高度な解析技術の知識が含まれ、このようなノウハウは講義形式による紹介だけでは不十分であると考えられる。実際の案件、特にやや長い距離の 220 kV 地中ケーブル新設時の検討時期に合わせて技術協力することで、効果的に技術移転が進むものと考えられる。

(5) 電圧維持および電圧安定性の検討

東京電力の系統で 1987 年に発生した電圧崩壊事故について紹介したところ非常に強く興味を示し、電圧安定性の重要性についてさらに認識を深めたようであった。IE は、放射状系統とした場合の系統末端での電圧低下が問題になるということは認識しており、何らかの対策が必要であると考えている。無効電力不足による電圧低下問題については、IE は十分問題性を認識しているという意味で自ら解決することが期待されるものの、日本での実績を踏まえた技術支援があればより確実である。一方、特に長距離の地中ケーブルが増加した時の無効電力過剰に起因する諸問題については、今後必要な時期に十分に検討する必要があると考えられる。

(6) ベトナム東南部の発電地域からホーチミンへの送電方法の計画策定および実施方法の検討

第4章に記載したとおり、ベトナム東南部の発電地域からホーチミンへの送電には、従来ベトナムで採用されてきた最高レベルの電圧である500kVで送電を行っても回線数が多大になり、送電ロスも大きいことから、より効率的な送電方法として、これ以上の電圧の採用も検討し、比較することが必要である。

(7) スマートグリッド

ベトナムの配電網は全体的にロス率が高く、配電線の整備は十分ではないと考えられる。

配電自動化、および配電網のスマートグリッド化を指向するためには、配電線同志の切り替え可能量の確保、十分な配電線容量、中圧／低圧変圧器の設備管理と供給先の電力需要家との対応付け、配電設備のデータベース化の進展などの基礎的な条件が整っている必要がある。このため、当該分野を対象に調査を実施する場合には、ベトナムの配電設備の敷設状況、配電網の構成の仕方、稼働率、管理状況などを調査し、スマートグリッドや配電自動化などの高効率化を図るシステムの導入が十分に受け入れられかどうかを検討する必要がある。

また、工業団地内の配電網への適用については、工業団地内の自家発電導入状況、再生可能エネルギーおよび高効率化システム導入のニーズを確認し、適用可能なシステムを検討する必要がある。

7.2 JICA への教訓と提言

7.2.1 部分的な協力のメリット・デメリット

前回の PDP6 では JICA 専門家チームが需要想定、電源計画、系統計画、環境社会配慮、経済財務分析の面で全面的に支援を行った。

今回の PDP7 では、計画策定は IE で実施し、JICA 専門家チームは、需要想定、系統計画、および環境社会配慮の面でポイントを絞った形での部分的な支援を行った。

デメリットとしては、IE の計画策定スケジュールと支援のタイミングを一致させる必要があったが、情報・データをタイミングよく入手出来るとは限らず、暫定的な条件で検討を進めた後、更新された情報・データを元に同様の検討を再度実施することとなり、工程上のロスが発生した。

また、短期間で全体的・包括的な計画に関する情報収集には限界があり、支援の内容にはある程度の制約が生じた。

メリットとしては、短期間で実施できたこと、カウンターパートの負担が少なかったと考えられることである。

7.2.2 提言

(1) 政策／上位計画

ベトナムのエネルギー政策の上で問題は、「あまりにも電力に頼りすぎている」という現状である。ベトナムでは石炭、石油、ガス、電力などの最適なエネルギー・ミックスを構築することが長期的な視点から求められている。この開発研究を IE は重視しており、今回のプロジェクト中においても JICA からの協力要請書を委託されるほどであった。本分野は、「ベトナムエネルギーマスタープラン」の範疇とも思われるが、IE としては、Technical Assistance 的な形態を希望しているようであった。

(2) 発電部門

PDP6 との主な相違点は、再生可能エネルギーの大量導入、原子力発電所および一部の火力発電所、揚水発電所の具体地点の確定、国際連系線のルートおよび輸入電力量の見直しなどである。IE は、これまでの JICA 支援を通じて技術移転を図った東京電力の PDPATII を使用して、電源需給シミュレーションを実施し、電源計画

を策定している。今回、新機能を備えた PDPAT の新しいバージョンについて IE から要請があった。今後も IE では、PDPAT などの電源需給シミュレーションソフトを活用して、上述の再生可能エネルギーの導入、国際連系線を通じた融通電力計画の変更などを反映し、電源計画を策定していくことと考えられる。こうした情勢変化を適宜折込み最適な電源計画を策定するためのノウハウについて引き続き支援していくことが考えられる。

また、発電所の建設遅延の問題は、計画確定後の実施面での問題とはいえ、計画策定時においても、複数地点の早期の開発、水力発電所および再生可能エネルギーの出力低下のリスクの見積もりの再考や、毎年計画を微修正したものを MOIT に答申していくなど、計画面からのリスク回避策を講じる方法について支援していくことが考えられる。