

Viện Năng lượng, Bộ Công Thương, Việt Nam

**Trợ giúp Kỹ thuật cho Dự án Phát triển
Điện 7 tại Việt Nam**

BÁO CÁO CUỐI CÙNG

Tháng 10, 2010

CƠ QUAN HỢP TÁC QUỐC TẾ NHẬT BẢN
Công ty Điện lực Tokyo

IDD
CR1
10-104

Mục lục

Mục lục	i
Danh sách các Bảng.....	vii
Danh sách các Hình	xii
Chương 1 Nền tảng và mục tiêu của Trợ giúp kỹ thuật.....	1-1
1.1 Nền tảng của Trợ giúp kỹ thuật	1-1
1.2 Mục tiêu của Trợ giúp kỹ thuật	1-2
1.3 Phạm vi địa lý	1-2
1.4 Các thành viên Đối tác.....	1-2
1.5 Phạm vi của Trợ giúp kỹ thuật	1-3
1.6 Các thành viên của Nhóm trợ giúp kỹ thuật.....	1-3
1.7 Biên bản trợ giúp kỹ thuật và lịch trình	1-4
1.7.1 Nhiệm vụ 1 (27/01/2010 - 06/02/2010)	1-4
1.7.2 Nhiệm vụ 2 (22/02/2010 - 21/03/2010)	1-4
1.7.3 Nhiệm vụ 3 (11/04/2010 - 28/04/2010)	1-8
1.7.4 Nhiệm vụ 4 (16/05/2010 - 19/06/2010)	1-9
1.7.5 Nhiệm vụ 5 (18/07/2010 - 07/08/2010)	1-12
1.7.6 Tiến độ thực hiện Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7).....	1-13
Chương 2 Đánh giá Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6).....	2-1
2.1 Đánh giá triển vọng kinh tế xã hội trong Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6).....	2-1
2.1.1 Phát triển kinh tế trong giai đoạn 1991-2008.....	2-1
2.1.2 Các chính sách vĩ mô và Khung pháp lý.....	2-2
2.1.3 Những thành tựu trong tốc độ tăng trưởng và sự ổn định của nền Kinh tế Vĩ mô.....	2-5
2.1.4 Sự tăng trưởng kinh tế theo ngành.....	2-5
2.1.5 Những thay đổi kinh tế đáng kể	2-7
2.2 Đánh giá dự báo nhu cầu điện năng	2-10
2.3 Đánh giá quy hoạch phát triển điện	2-11
2.4 Quy hoạch hệ thống mạng lưới điện	2-17
2.4.1 Đánh giá dự án đầu tư hệ thống mạng lưới điện từ 2005 đến 2010.....	2-20
2.4.2 Các vấn đề về việc thực hiện Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6).....	2-27
2.4.3 Sự thiếu hụt điện.....	2-29

Chương 3	Đánh giá các dự báo nhu cầu điện hiện tại	3-1
3.1	Nghiên cứu về các điều kiện kinh tế ở Việt Nam	3-1
3.2	Triển vọng kinh tế xã hội từ năm 2010 đến năm 2030.....	3-4
3.2.1	Tình hình hiện tại của nền kinh tế thế giới.....	3-4
3.2.2	Những viễn cảnh của nền kinh tế thế giới	3-5
3.2.3	Những cơ hội cho nền kinh tế Việt Nam	3-6
3.2.4	Những thách thức đối với nền kinh tế Việt Nam.....	3-6
3.2.5	Các yếu tố của kịch bản phát triển kinh tế.....	3-7
3.2.6	Kịch bản phát triển nhanh cho Việt Nam	3-8
3.2.7	Kịch bản phát triển bình thường (Kịch bản phát triển trung bình)	3-8
3.2.8	Kịch bản phát triển thấp	3-9
3.3	Khảo sát về kế hoạch phát triển sơ cấp	3-10
3.3.1	Kế hoạch phát triển cơ sở quy mô lớn.....	3-10
3.3.2	Dự báo nhu cầu điện bởi kế hoạch phát triển cơ sở quy mô lớn	3-19
3.4	Các phương pháp và cấu trúc được sử dụng trong mô hình nhu cầu điện	3-31
3.4.1	Phương pháp trực tiếp.....	3-32
3.4.2	Phương pháp gián tiếp	3-32
3.4.3	Những kiến nghị kỹ thuật để xây dựng mô hình dự báo nhu cầu	3-33
3.4.4	Các vấn đề về các phương pháp dự báo nhu cầu tiêu thụ điện tại Việt Nam và các kiến nghị.....	3-37
3.5	Khái niệm cơ bản cho việc xây dựng mô hình Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (<i>PDP7-Power Development Plan No7</i>).....	3-39
3.5.1	Sự tăng trưởng cao tổng sản phẩm quốc nội (<i>GDP-Gross Domestic Product</i>) bởi sự đầu tư và trang thiết bị	3-39
3.5.2	Phương pháp tiếp cận ngành	3-40
3.5.3	Nhu cầu điện từ những nguồn tiêu thụ lớn mới.....	3-41
3.5.4	Các quy trình để xây dựng mô hình Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (<i>PDP7-Power Development Plan No7</i>).....	3-42
Chương 4	Trợ giúp kỹ thuật về quy hoạch hệ thống cung cấp điện	4-1
4.1	Nghiên cứu về phương pháp truyền tải điện vùng Duyên hải Nam Trung Bộ đến Thành phố Hồ Chí Minh.....	4-1
4.2	Nghiên cứu Quy hoạch Hệ thống cung cấp điện của Thành phố Hồ Chí Minh.....	4-14
4.2.1	Đề nghị biện pháp đối phó với dòng điện quá áp gia tăng cho hệ thống cung cấp điện Thành phố Hồ Chí Minh	4-15
4.2.2	Xác nhận tính hiệu lực của hệ thống 500 kilôvôn (<i>kV-kilovolt</i>) vòng ngoài xung quanh khu vực Thành phố Hồ Chí Minh	4-17

4.2.3	Xác định tính hiệu lực của hệ thống vòng trong 220 kilôvôn (kV- <i>kilovolt</i>) xung quanh khu vực Hồ Chí Minh	4-24
4.3	Kiểm tra hệ thống 500 kilôvôn (kV- <i>kilovolt</i>) bao gồm các liên kết quốc tế	4-32
4.4	Giới thiệu các mục nghiên cứu kỹ thuật	4-32
Chương 5 Đánh giá sơ bộ về Dự thảo Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-<i>Power Development Plan No7</i>) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE-<i>Institute of Energy</i>).....		
5.1	Các tiền đề cho Mô hình Dự báo Nhu cầu Điện năng	5-1
5.1.1	Trường hợp tăng trưởng kinh tế	5-1
5.1.2	Các giả định khác.....	5-7
5.2	Nhu cầu điện trong tương lai như là kết quả của mô hình.....	5-20
5.2.1	Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường	5-20
5.2.2	Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng cao	5-32
5.2.3	Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng thấp	5-36
5.2.4	Nhu cầu điện năng tối đa	5-39
5.2.5	Danh sách tóm tắt nhu cầu điện và năng lượng.....	5-40
5.3	Quy hoạch phát triển điện.....	5-45
5.4	Quy hoạch hệ thống mạng lưới điện	5-57
5.5	Đánh giá môi trường và xã hội	5-61
5.5.1	Tổng quan đánh giá	5-61
5.5.2	Các luật và quy định liên quan đến Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA - <i>Strategic Environment Assessment</i>) tại Việt Nam	5-62
5.5.3	Đánh giá sơ bộ về Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA- <i>Strategic Environment Assessment</i>) trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7- <i>Power Development Plan No7</i>).....	5-66
5.5.4	Các kết luận và khuyến nghị.....	5-84
5.6	Thông tin về đầu tư trong các dự án ứng cử	5-87
5.6.1	Kế hoạch phát triển của các dự án ứng cử từ năm 2010 đến năm 2015.....	5-87
5.6.2	Kế hoạch và nhà đầu tư của các dự án ứng cử từ năm 2010 đến năm 2015	5-88
Chương 6 Phân tích các yếu tố rủi ro liên quan đến Quy hoạch phát triển điện		
6.1	Các yếu tố rủi ro về nguồn năng lượng cơ bản và các biểu giá điện.....	6-1
6.2	Phân tích rủi ro liên quan đến sự phát triển của Hệ thống mạng lưới điện.....	6-1
6.3	Phương pháp để tránh sự thiếu hụt điện khi các nhà máy cho các nguồn điện cơ bản bị chậm trễ.....	6-2
6.4	Các yếu tố rủi ro và các biện pháp đối phó.....	6-3

Chương 7	Bài học và đề xuất cho việc hỗ trợ hơn nữa trong cùng lĩnh vực.....	7-1
7.1	Bài học và đề xuất cho đối tác của Việt Nam	7-1
7.1.1	Dự báo nhu cầu điện.....	7-1
7.1.2	Quy hoạch hệ thống mạng lưới điện	7-2
7.2	Bài học và đề xuất đến Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA– <i>The Japan International Cooperation Agency</i>)	7-6
7.2.1	Các ưu điểm và khuyết điểm của trợ giúp/hỗ trợ từng phần.....	7-6
7.2.2	Các đề xuất	7-6

Phụ lục

- Phụ lục 1.A Tài liệu Giải thích cho Trợ giúp Kỹ thuật về Quy hoạch Hệ thống (Đường dây Truyền tải Siêu cao áp (UHV -*Ultra High Voltage*))
- Phụ lục 1.B Tài liệu Giải thích cho Trợ giúp kỹ thuật về Quy hoạch Hệ thống (Hệ thống Cung cấp Điện Thành phố Hồ Chí Minh)
- Phụ lục 1.C Tài liệu Giải thích cho Trợ giúp kỹ thuật về Quy hoạch Hệ thống (Hệ thống Truyền tải Ngầm)
- Phụ lục 1.D Tài liệu Giải thích cho Trợ giúp kỹ thuật về Quy hoạch Hệ thống (Độ ổn định Điện áp)
- Phụ lục 1.E Các tài liệu về cuộc họp Các bên liên quan (Nhóm trợ giúp kỹ thuật của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (The TA Team -*Technical Assistance Team*))
- Phụ lục 1.F Các tài liệu về cuộc họp Các bên liên quan (Viện năng lượng (IE -*Institute of Energy*))
- Phụ lục 2.A Tài liệu Giải thích cho Trợ giúp kỹ thuật về Phân tích và Dự báo nhu cầu Kinh tế (Kinh tế Việt Nam và Thế giới)
- Phụ lục 2.B Tài liệu Giải thích cho Trợ giúp kỹ thuật về Phân tích và Dự báo nhu cầu Kinh tế (Thị trường dầu thô)
- Phụ lục 2.C Tài liệu Giải thích cho Trợ giúp kỹ thuật về Phân tích và Dự báo nhu cầu Kinh tế (Quan điểm Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7 -*Power Development Plan No7*))
- Phụ lục 2.D Tài liệu Giải thích cho Trợ giúp kỹ thuật về Phân tích và Dự báo nhu cầu Kinh tế (Kết quả của các Dự án quy mô lớn)
- Phụ lục 2.E Tài liệu Giải thích cho Trợ giúp kỹ thuật về Phân tích và Dự báo nhu cầu Kinh tế (Mô phỏng nhu cầu điện)
- Phụ lục 2.F Các tài liệu về cuộc họp Các bên liên quan (Nhóm trợ giúp kỹ thuật của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (The TA Team -*Technical Assistance Team*))
- Phụ lục 2.G Các tài liệu về cuộc họp Các bên liên quan (Viện năng lượng (IE -*Institute of Energy*))
- Phụ lục 3.A Thực tiễn tốt của Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA -*Strategic Environment Assessment*)
- Phụ lục 3.B Bản thảo Báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA -*Strategic Environment Assessment*)
- Phụ lục 3.C Ma trận Tác động
- Phụ lục 3.D Danh sách Ma trận Tác động
- Phụ lục 3.E Hội thảo lần 1 về "Đánh giá Môi trường Chiến lược trong Phát triển Điện VII" (Quy Nhơn, ngày 12-13 tháng 7 năm 2010)

- Phụ lục 3.F Các tài liệu về cuộc họp Các bên liên quan (Nhóm trợ giúp kỹ thuật của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (The TA Team - *Technical Assistance Team*))
- Phụ lục 3.G Các tài liệu về cuộc họp Các bên liên quan (Viện năng lượng (IE - *Institute of Energy*))

Danh sách các Bảng

Bảng 1.5-1: Cơ cấu ban điều hành và đối tác	1-3
Bảng 1.6-1: Thông tin về Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team- <i>Technical Assistance Team</i>). 1-4	
Bảng 1.7-1: Tiến độ thực hiện Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7- <i>Power Development Plan No7</i>)	1-14
Bảng 2.1-1: Tốc độ tăng trưởng kinh tế và tốc độ tăng trưởng theo vùng.....	2-4
Bảng 2.1-2: Mức đóng góp của từng ngành trong tốc độ phát triển kinh tế của Việt Nam	2-5
Bảng 2.1-3: Sự thay đổi cơ cấu kinh tế và cơ cấu lao động	2-7
Bảng 2.2-1: Sự khác biệt giữa Viện Năng lượng (IE- <i>Institute of Energy</i>) và các Nhà chức trách.....	2-11
Bảng 2.3-1: Sự so sánh về Công suất phát điện giữa Kế hoạch phát điện từ năm 2006 đến năm 2010 theo Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6- <i>Power Development Plan No6</i>) và thực hiện thực tế	2-12
Bảng 2.3-2: Tình hình thực hiện của các dự án (Năm tài chính (FY- <i>fiscal year</i>) 2006) ...	2-14
Bảng 2.3-3: Tình hình thực hiện của các dự án (Năm tài chính (FY- <i>fiscal year</i>) 2007) ...	2-15
Bảng 2.3-4: Tình hình thực hiện của các dự án (Năm tài chính (FY- <i>fiscal year</i>) 2008) ...	2-15
Bảng 2.3-5: Tình hình thực hiện của các dự án (Năm tài chính (FY- <i>fiscal year</i>) 2009) ...	2-16
Bảng 2.3-6: Tình hình thực hiện của các dự án (Năm tài chính (FY- <i>fiscal year</i>) 2010) ...	2-17
Bảng 2.4-1: Số lượng các cơ sở hệ thống mạng lưới điện trong năm 2000, 2005 và 2008	2-18
Bảng 2.4-2: Sự khác biệt giữa kế hoạch của đường dây truyền tải điện và trạm biến áp của Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (<i>Power Development Plan No6</i>) và Kế hoạch thực hiện thực tế từ năm 2006 đến năm 2010.....	2-19
Bảng 2.4-3: Tình hình thực hiện của các dự án (Trạm biến áp 500 kilôvôn (kV- <i>kilovolt</i>))	2-20
Bảng 2.4-4: Tình hình thực hiện của các dự án (Đường dây truyền tải điện 500 kilôvôn (kV- <i>kilovolt</i>)).....	2-21
Bảng 2.4-5: Tình hình thực hiện của các dự án (Trạm biến áp 220 kilôvôn (kV- <i>kilovolt</i>))	2-22
Bảng 2.4-6: Tình hình thực hiện của các dự án (Đường dây truyền tải điện 220 kilôvôn (kV- <i>kilovolt</i>)).....	2-24
Bảng 3.3-1: Khu công nghiệp hiện tại (2008).....	3-10
Bảng 3.3-2: Quy mô của kế hoạch phát triển tổng thể khu công nghiệp vào năm 2020 .	3-11
Bảng 3.3-3: Kế hoạch phát triển khu công nghiệp theo khu vực trong giai đoạn 2011-2015	3-11

Bảng 3.3-4: Kế hoạch phát triển khu công nghiệp theo khu vực trong giai đoạn 2016 ...	3-12
Bảng 3.3-5: Kế hoạch phát triển cơ sở thương mại ở khu vực phía Bắc	3-13
Bảng 3.3-6: Kế hoạch phát triển cơ sở thương mại ở khu vực miền Trung	3-13
Bảng 3.3-7: Kế hoạch phát triển cơ sở thương mại ở khu vực miền Nam	3-14
Bảng 3.3-8: Kế hoạch phát triển khu nghỉ mát	3-14
Bảng 3.3-9: Quy hoạch giao thông vận tải bằng xe lửa (Đơn vị tính: 100 triệu Việt Nam Đồng) (million VND – <i>million Vietnam Dong</i>)	3-15
Bảng 3.3-10: Kế hoạch phát triển cơ sở cảng biển.....	3-17
Bảng 3.3-11: Kế hoạch phát triển cảng sông (năm 2020).....	3-18
Bảng 3.3-12: Kế hoạch phát triển của sân bay theo khu vực (Triệu hành khách)	3-19
Bảng 3.3-13: Kế hoạch phát triển đường năm 2020 (kilômét (km- <i>kilometre</i>)).....	3-19
Bảng 3.3-14: Nhu cầu điện của khu công nghiệp mới Giga Oát giờ/năm (GWh/year- <i>Giga Watt Hour/year</i>)	3-25
Bảng 3.3-15: Nhu cầu điện của cơ sở thương mại Giga Oát giờ/năm (GWh/year- <i>Giga Watt Hour/year</i>).....	3-26
Bảng 3.3-16: Nhu cầu điện của khu nghỉ mát Giga Oát giờ/năm (GWh/year- <i>Giga Watt Hour/year</i>).....	3-26
Bảng 3.3-17: Nhu cầu điện của sân gôn Giga Oát giờ/năm (GWh/year- <i>Giga Watt Hour/year</i>)	3-27
Bảng 3.3-18: Nhu cầu điện của (Cơ sở thương mại+khu nghỉ mát+sân gôn) Giga Oát giờ/năm (GWh/year- <i>Giga Watt Hour/year</i>).....	3-27
Bảng 3.3-19: Nhu cầu điện của đường sắt Giga Oát giờ/năm (GWh/year- <i>Giga Watt Hour/year</i>).....	3-28
Bảng 3.3-20: Nhu cầu điện của cảng biển Giga Oát giờ/năm (GWh/year- <i>Giga Watt Hour/year</i>).....	3-28
Bảng 3.3-21: Nhu cầu điện của cảng sông Giga Oát giờ/năm (GWh/year- <i>Giga Watt Hour/year</i>).....	3-29
Bảng 3.3-22: Nhu cầu điện của cơ sở sân bay Giga Oát giờ/năm (GWh/year- <i>Giga Watt Hour/year</i>).....	3-29
Bảng 3.3-23: Nhu cầu điện cho cơ sở đường bộ Giga Oát giờ/năm (GWh/year- <i>Giga Watt Hour/year</i>).....	3-30
Bảng 3.3-24: Nhu cầu điện của cơ sở quy mô lớn theo khu vực và theo cơ sở Giga Oát giờ/năm (GWh/year- <i>Giga Watt Hour/year</i>).....	3-31
Bảng 3.4-1: Độ co giãn của giá năng lượng theo nhu cầu năng lượng ở Nhật Bản	3-36
Bảng 4.1-1: Chi phí đơn vị của các Trang thiết bị được sử dụng cho việc so sánh về kinh tế	4-7

Bảng 4.1-2: Các chi phí cho việc giải phóng mặt bằng của các đường dây truyền tải điện được sử dụng cho việc so sánh về kinh tế	4-7
Bảng 4.1-3: So sánh về kinh tế trong trường hợp đường dây truyền tải điện Siêu cao áp (UHV- <i>Ultra High Voltage</i>) và 500 kilôvôn (kV- <i>kilovolt</i>).....	4-8
Bảng 4.1-4: Kết quả so sánh của trường hợp Siêu cao áp (UHV- <i>Ultra High Voltage</i>) và 500 kilôvôn (kV- <i>kilovolt</i>).....	4-9
Bảng 4.1-5: Các kết quả phân tích độ nhạy	4-10
Bảng 4.1-6: So sánh về số lượng mạch, mất mát truyền tải điện, chi phí xây dựng v.v.. theo các năm	4-13
Bảng 4.1-7: Điều kiện phân tích đường dây truyền tải Siêu cao áp (UHV- <i>Ultra High Voltage</i>)	4-14
Bảng 4.2-1: Khoảng quá tải trong hệ thống truyền tải ngầm 220 kilôvôn (kV- kilovolt) dưới điều kiện ngẫu nhiên N-1.....	4-25
Bảng 4.2-2: Các khoảng quá tải trong hệ thống truyền tải trên không 220 kilôvôn (kV- kilovolt) dưới điều kiện ngẫu nhiên N-1.....	4-26
Bảng 5.1-1: Các Chỉ tiêu Kinh tế (Trường hợp <i>tăng trưởng Bình thường</i>).....	5-2
Bảng 5.1-2: Tốc độ tăng trưởng Kinh tế trong Mô hình (Trường hợp <i>tăng trưởng Bình thường</i>)	5-2
Bảng 5.1-3: Triển vọng Kinh tế Vùng (Trường hợp <i>tăng trưởng Bình thường</i>).....	5-3
Bảng 5.1-4: Các Chỉ tiêu Kinh tế của Trường hợp tăng trưởng Cao trong Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020- <i>Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards</i>)	5-4
Bảng 5.1-5: Tốc độ phát triển Kinh tế trong Mô hình (Trường hợp tăng trưởng Cao).....	5-4
Bảng 5.1-6: Triển vọng Kinh tế Vùng (Trường hợp tăng trưởng Cao).....	5-5
Bảng 5.1-7: Các Chỉ tiêu Kinh tế (Trường hợp tăng trưởng Thấp).....	5-6
Bảng 5.1-8: Tốc độ phát triển Kinh tế (Trường hợp tăng trưởng Thấp).....	5-6
Bảng 5.1-9: Triển vọng Kinh tế Vùng (Trường hợp tăng trưởng Thấp)	5-7
Bảng 5.1-10: Dân số Việt Nam và dân số tại Khu vực thành thị	5-7
Bảng 5.1-11: Dân số theo Vùng và Khu vực thành thị	5-8
Bảng 5.1-12: Triển vọng tỷ giá hối đoái: Việt nam đồng so với Đôla Mỹ (VND vs. USD- <i>Vietnam Dong vs. United State dollar</i>)	5-8
Bảng 5.1-13: Giá và Biểu giá trong Trường hợp <i>tăng trưởng Bình thường</i>	5-10
Bảng 5.1-14: Giá và Biểu giá trong Trường hợp tăng trưởng Cao	5-10
Bảng 5.1-15: Giá và Biểu giá trong Trường hợp tăng trưởng Thấp.....	5-11
Bảng 5.1-16: Tốc độ Tiết Kiệm Năng Lượng.....	5-12

Bảng 5.1-17: Khuynh hướng của mức tiêu tốn và tỉ lệ điện năng trong ngành Nông nghiệp	5-13
Bảng 5.1-18: Xu hướng của các cường độ sử dụng và Tỷ lệ sử dụng điện trong công nghiệp	5-15
Bảng 5.1-19: Xu hướng của Các cường độ sử dụng và Tỷ lệ sử dụng điện trong Thương mại & Dịch vụ	5-16
Bảng 5.1-20: Xu hướng của Các cường độ sử dụng và Tỷ lệ sử dụng điện trong Khu vực dân cư.....	5-17
Bảng 5.1-21: Nhu cầu Điện bổ sung từ các Khu Công Nghiệp quy mô lớn.....	5-18
Bảng 5.1-22: Nhu cầu Điện bổ sung từ các Cơ sở Thương mại quy mô lớn	5-19
Bảng 5.1-23 Nhu cầu Điện bổ sung từ các Cơ sở Giao thông quy mô lớn	5-19
Bảng 5.1-24: Tổng Nhu cầu Điện bổ sung từ các Dự án quy mô lớn.....	5-19
Bảng 5.2-1: So sánh của Viện Năng lượng (IE- <i>Institute of Energy</i>) với Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA- <i>The Japan International Cooperation Agency</i>) và Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6- <i>Power Development Plan No6</i>) với Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7- <i>Power Development Plan No7</i>) trong năm 2020	5-22
Bảng 5.2-2: Nhu cầu điện năng tối đa	5-39
Bảng 5.2-3: Dự báo nhu cầu điện năng tối đa.....	5-39
Bảng 5.2-4: Trường hợp tăng trưởng bình thường: Điện và năng lượng theo ngành.....	5-40
Bảng 5.2-5: Trường hợp tăng trưởng cao: Điện và năng lượng theo ngành.....	5-41
Bảng 5.2-6: Trường hợp tăng trưởng thấp: Điện và năng lượng theo ngành.....	5-42
Bảng 5.2-7: Trường hợp tăng trưởng bình thường: Nhu cầu điện năng theo khu vực ...	5-43
Bảng 5.2-8: Trường hợp tăng trưởng cao: Nhu cầu điện năng theo khu vực.....	5-44
Bảng 5.2-9: Trường hợp tăng trưởng thấp: Nhu cầu điện năng theo khu vực	5-45
Bảng 5.3-1: Dự báo nhu cầu điện theo vùng và Quy hoạch Phát triển điện từ 2011 đến 2015	5-47
Bảng 5.3-2: Danh sách quy hoạch phát điện	5-52
Bảng 5.5-1: Các tiêu chuẩn đánh giá nội bộ cho báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA- <i>Strategic Environment Assessment</i>)	5-64
Bảng 5.5-2: Danh sách kiểm tra Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA- <i>Strategic Environment Assessment</i>) được soạn thảo bởi nhóm nghiên cứu.....	5-66
Bảng 5.5-3: Các tác động chính về môi trường được xác định trong Bản phác thảo Báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA- <i>Strategic Environment Assessment</i>) của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7- <i>Power Development Plan No7</i>)	5-72

Bảng 5.5-4: Phương pháp Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA- <i>Strategic Environment Assessment</i>) của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7- <i>Power Development Plan No7</i>)	5-74
Bảng 5.5-5: Các chỉ số tác động đến môi trường và xã hội trong Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA- <i>Strategic Environment Assessment</i>) của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ) (PDP7- <i>Power Development Plan No7</i>).....	5-76
Bảng 5.6-1: Kế hoạch của dự án đang hoạt động (năm tài khoá (FY- <i>fiscal year</i>) 2010)	5-90
Bảng 5.6-2: Kế hoạch của dự án đang hoạt động (năm tài khoá (FY- <i>fiscal year</i>) 2011)	5-91
Bảng 5.6-3: Kế hoạch của dự án đang hoạt động (năm tài khoá (FY- <i>fiscal year</i>) 2012)	5-92
Bảng 5.6-4: Kế hoạch của dự án đang hoạt động (năm tài khoá (FY- <i>fiscal year</i>) 2013)	5-92
Bảng 5.6-5: Kế hoạch của dự án đang hoạt động (năm tài khoá (FY- <i>fiscal year</i>) 2014)	5-93
Bảng 5.6-6: Kế hoạch của dự án đang hoạt động (năm tài khoá (FY- <i>fiscal year</i>) 2015)	5-94

Danh sách các Hình

Hình 1.4-1: Cơ cấu ban điều hành và đối tác.....	1-2
Hình 2.1-1: Tốc độ tăng trưởng kinh tế của Việt Nam trong giai đoạn 2001-2008	2-4
Hình 2.4-1: So sánh giữa nhu cầu điện tối đa và công suất của các cơ sở hệ thống điện	2-31
Hình 3.1-1: Tổng sản phẩm quốc nội (GDP- <i>Gross Domestic Product</i>) thực tế và tốc độ tăng trưởng hàng năm.....	3-1
Hình 3.1-2: Sự đóng góp của mỗi ngành vào tăng trưởng kinh tế.....	3-3
Hình 3.1-3: Sự thay đổi cơ cấu kinh tế.....	3-3
Hình 3.3-1: Nội suy và Ngoại suy nhu cầu điện	3-25
Hình 3.5-1: Các quy trình xây dựng mô hình Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (<i>PDP7-Power Development Plan No7</i>)	3-42
Hình 3.5-2: Phác họa về Mô hình dự báo nhu cầu điện.....	3-43
Hình 4.1-1: Trường hợp áp dụng đường dây truyền tải điện 1.100 kilôvôn (kV- <i>kilovolt</i>) (Siêu cao áp (UHV- <i>Ultra High Voltage</i>)) (2030).....	4-5
Hình 4.1-2: Trường hợp áp dụng đường dây truyền tải điện 500 kilôvôn (kV- <i>kilovolt</i>) (2030)	4-6
Hình 4.2-1: Khái niệm về sự vận hành hình tia cho việc giảm dòng ngắn mạch.....	4-16
Hình 4.2-2: Lưu lượng phát điện của hệ thống áp dụng vào đường dây truyền tải 1.100 kilôvôn (kV- <i>kilovolt</i>) (Siêu cao áp (UHV- <i>Ultra High Voltage</i>)) (2030).....	4-19
Hình 4.2-3: Các dòng điện quá áp ngắn mạch ba pha tại các trạm biến áp 500 kilôvôn (kV- <i>kilovolt</i>) ở Thành phố Hồ Chí Minh và khu vực lân cận (2030).....	4-22
Hình 4.2-4: Các dòng điện quá áp ngắn mạch ba pha tại các trạm biến áp 500 kilôvôn (kV- <i>kilovolt</i>) sau khi thực hiện biện pháp đối phó (2030).....	4-23
Hình 4.2-5: Lưu lượng phát điện của hệ thống 220 kilôvôn (kV- <i>kilovolt</i>) trong Thành phố Hồ Chí Minh và khu vực lân cận (2030)	4-27
Hình 4.2-6: Dòng điện quá áp ngắn mạch ba pha tại các trạm biến áp 220 kilôvôn (kV- <i>kilovolt</i>) ở Thành phố Hồ Chí Minh và vùng lân cận (2030)	4-30
Hình 4.2-7: Các dòng điện quá áp ngắn mạch ba pha sau khi thực hiện các biện pháp khắc phục (2030).....	4-31
Hình 5.1-1: Mức tiêu tổn năng lượng trong ngành nông nghiệp	5-13
Hình 5.1-2: Cường độ sử dụng trong Lĩnh vực Công nghiệp	5-14
Hình 5.1-3: Cường độ sử dụng trong lĩnh vực thương mại & dịch vụ.....	5-15
Hình 5.1-4: Cường độ sử dụng trong Khu vực dân cư	5-16
Hình 5.1-5: Dự báo nhu cầu năng lượng Phi thương mại	5-17

Hình 5.2-1: Triển vọng nhu cầu điện cả nước trong trường hợp tăng trưởng bình thường	5-21
Hình 5.2-2: Nhu cầu Điện năng của Viện Năng lượng (IE- <i>Institute of Energy</i>) và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA- <i>The Japan International Cooperation Agency</i>) trong ngành Nông nghiệp	5-23
Hình 5.2-3: Nhu cầu Điện năng của Viện Năng lượng (IE- <i>Institute of Energy</i>) và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA - <i>The Japan International Cooperation Agency</i>) trong Ngành Công nghiệp.....	5-23
Hình 5.2-4: Các mức tiêu tốn điện năng của Ngành Công nghiệp.....	5-24
Hình 5.2-5: Các mức tiêu tốn điện năng của Viện Năng lượng (IE- <i>Institute of Energy</i>) và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA- <i>The Japan International Cooperation Agency</i>) trong Ngành Thương mại	5-25
Hình 5.2-6: Các mức tiêu tốn điện năng của Viện Năng lượng (IE- <i>Institute of Energy</i>) và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA - <i>The Japan International Cooperation Agency</i>) trong Ngành Thương mại	5-25
Hình 5.2-7: Nhu cầu Điện năng của Viện Năng lượng (IE- <i>Institute of Energy</i>) và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA - <i>The Japan International Cooperation Agency</i>) trong Khu dân cư	5-27
Hình 5.2-8: Mức tiêu tốn Điện năng của Viện Năng lượng (IE- <i>Institute of Energy</i>) và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA - <i>The Japan International Cooperation Agency</i>) trong Khu dân cư	5-27
Hình 5.2-9: Mức tiêu tốn năng lượng của Viện Năng lượng (IE- <i>Institute of Energy</i>) và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA - <i>The Japan International Cooperation Agency</i>) trong Khu dân cư	5-28
Hình 5.2-10: Nhu cầu năng lượng trong khu dân cư.....	5-28
Hình 5.2-11: Nhu cầu Điện năng của Viện Năng lượng (IE- <i>Institute of Energy</i>) và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA - <i>The Japan International Cooperation Agency</i>) trong Các Ngành khác	5-29
Hình 5.2-12: Nhu cầu điện tại khu vực miền Bắc.....	5-30
Hình 5.2-13: Nhu cầu điện theo Ngành tại khu vực miền Bắc	5-30
Hình 5.2-14: Nhu cầu điện tại khu vực miền Trung.....	5-31
Hình 5.2-15: Nhu cầu điện theo Ngành tại khu vực miền Trung	5-31
Hình 5.2-16: Nhu cầu điện tại khu vực miền Nam.....	5-32
Hình 5.2-17: Nhu cầu điện theo Ngành tại khu vực miền Nam.....	5-32
Hình 5.2-18: Nhu cầu điện trên cả nước.....	5-33
Hình 5.2-19: Nhu cầu Điện năng trong Ngành Nông nghiệp.....	5-33

Hình 5.2-20: Nhu cầu Điện năng trong Ngành Công nghiệp.....	5-34
Hình 5.2-21: Nhu cầu Điện năng trong Ngành Thương mại	5-34
Hình 5.2-22: Nhu cầu Điện năng trong Khu dân cư	5-35
Hình 5.2-23: Nhu cầu điện tại khu vực miền Bắc.....	5-35
Hình 5.2-24: Nhu cầu điện tại khu vực miền Trung.....	5-36
Hình 5.2-25: Nhu cầu điện tại khu vực miền Nam.....	5-36
Hình 5.2-26: Nhu cầu điện trên cả nước	5-37
Hình 5.2-27: Nhu cầu Điện năng trong Ngành Nông nghiệp.....	5-37
Hình 5.2-28: Nhu cầu Điện năng trong Ngành Công nghiệp.....	5-38
Hình 5.2-29: Nhu cầu Điện năng trong Ngành Thương mại	5-38
Hình 5.2-30: Nhu cầu Điện năng trong Khu dân cư	5-39
Hình 5.3-1: Công suất lắp đặt trong Kế hoạch phát điện cho Khu vực miền Bắc.....	5-49
Hình 5.3-2: Công suất lắp đặt trong Kế hoạch phát điện cho Khu vực miền Trung.....	5-49
Hình 5.3-3: Công suất lắp đặt trong Kế hoạch phát điện cho Khu vực miền Nam	5-50
Hình 5.3-4: Công suất lắp đặt các trạm thủy điện và năng lượng tái tạo cho Khu vực miền Bắc.....	5-50
Hình 5.3-5: Công suất lắp đặt các trạm thủy điện và năng lượng tái tạo cho Khu vực miền Trung.....	5-51
Hình 5.3-6: Công suất lắp đặt các trạm thủy điện và năng lượng tái tạo cho Khu vực miền Nam	5-51
Hình 5.4-1: Sơ đồ quy hoạch hệ thống điện 500 kilôvôn (kV–kilovolt) theo Viện Năng lượng (IE– <i>Institute of Energy</i>) tới năm 2030	5-58
Hình 5.4-2: Quy hoạch phác thảo của hệ thống mạng lưới điện 500 kilôvôn (kV–kilovolt) ở miền Trung trong việc so sánh giữa Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6– <i>Power Development Plan No6</i>) với Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7– <i>Power Development Plan No7</i>)	5-60
Hình 5.6-1: Kế hoạch về công suất phát điện theo khu vực	5-88
Hình 5.6-2: Kế hoạch về công suất phát điện theo nhà đầu tư.....	5-89

Các từ viết tắt

Viết tắt	Từ ngữ
ACSR	Ruột nhôm lõi thép, (<i>Aluminum Conductor Steel Reinforced</i>)
ADB	Ngân hàng Phát triển Châu Á, (<i>Asia Development Bank</i>)
AFD	Cơ quan Phát triển Pháp, (<i>Agency France Development</i>)
ASEAN	Hiệp hội các Quốc gia Đông Nam Á, (<i>Association of South-East Asian Nations</i>)
A-USC	Cực siêu tới hạn nâng cao, (<i>Advanced-USC- Advanced Ultra Super Critical</i>)
bbf	Thùng, (<i>barrel</i>)
BOT	Xây dựng, Khai thác, Chuyển giao, (<i>Build Operation Transfer</i>)
CBM	Khí mêtan trong tầng than đá, (<i>Calbed Methane</i>)
CCGT	Tuabin Khí Chu kì Hỗn hợp, (<i>Combined Cycle Gas Turbine</i>)
CCS	Tích trữ và Thu nạp khí CO ₂ , (<i>CO₂ Capture and Storage</i>)
cct	Mạch, (<i>Circuit</i>)
CNG	Khí nén tự nhiên, (<i>Compressed Natural Gas</i>)
CPI	Chỉ số Giá Tiêu dùng, (<i>Consumer Price Index</i>)
DOIT	Sở Công Thương, (<i>Department of Industry and Trade</i>)
DONRE	Sở Tài nguyên và Môi trường, (<i>Department of Natural Resources and Environment</i>)
DSI	Viện phát triển chiến lược, (<i>Development Strategy Institute</i>)
EDF2050	Dự báo phát triển kinh tế phục vụ cho nghiên cứu phát triển giai đoạn tới năm 2050, (<i>Economic Development Forecast Serving Study on Development for the Period up to 2050</i>)
EEC	Cam kết hiệu quả năng lượng, (<i>Energy Efficiency Commitment</i>)
EIA	Đánh giá tác động môi trường, (<i>Environmental Impact Assessment</i>)
EOR	Thu hồi dầu tăng cường, (<i>Enhanced Oil Recovery</i>)
EU	Liên minh Châu Âu, (<i>European Union</i>)
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam, (<i>Vietnam Electricity</i>)
F/S	Nghiên cứu khả thi, (<i>Feasibility Study</i>)
FDI	Đầu tư trực tiếp nước ngoài, (<i>Foreign Direct Investment</i>)
GDE	Tổng chi tiêu nội địa, (<i>Gross Domestic Expenditure</i>)
GDP	Tổng sản phẩm quốc nội, (<i>Gross Domestic Product</i>)
GFA	Diện tích sàn tổng quát, (<i>Grand Floor Area</i>)

GIS	Hệ thống thông tin địa lý, (<i>Geographical Information Systems</i>)
GTCC	Chu kỳ kết hợp tuabin khí, (<i>Gas Turbine Combined Cycle</i>)
GWh	Giga Oát giờ, (<i>Giga Watt Hour</i>)
ha	hec ta, (<i>hectare</i>)
HCM	Hồ Chí Minh, (<i>Ho Chi Minh</i>)
HPJSC	Công ty Cổ phần Hải Phòng, (<i>Hai Phong Joint Stock Company</i>)
HPP	Nhà máy Thủy điện, (<i>Hydraulic Power Plant</i>)
I/O	Đầu vào & Đầu ra (Phân tích), (<i>Input & Output (Analysis)</i>)
IAIA	Hiệp hội quốc tế về đánh giá tác động, (<i>International Association for Impact Assessment</i>)
IDICO	Tổng công ty Đầu tư và Phát triển Khu Công nghiệp và Đô thị Việt Nam (VietNam Urban and Industrial Zone Development Investment Corporation.)
IE	Viện Năng lượng, (<i>Institute of Energy</i>)
IEE	Thử nghiệm môi trường ban đầu, (<i>Initial Environmental Examination</i>)
IGCC	Chu trình kết hợp khí hóa than đá tích hợp, (<i>Integrated Coal Gasification Combined Cycle</i>)
INDUTECH	Viện Kỹ thuật An toàn Hóa học và Công nghiệp, (<i>Chemical and Industrial Safety Technology Institute</i>)
IPP	Cơ sở Phát điện Độc lập, (<i>Independent Power Producer</i>)
IT	Kỹ thuật Thông tin, (<i>Information Technology</i>)
JBIC	Ngân hàng Nhật Bản về Hợp tác Quốc tế, (<i>Japan Bank for International Cooperation</i>)
JICA	Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản, (<i>Japan International Cooperation Agency</i>)
JSC	Công ty Cổ phần, (<i>Joint Stock Company</i>)
kTOE	Một ngàn tấn dầu tương đương, (<i>Kilo Ton of Oil Equivalent</i>)
kV	kilôvôn, (<i>Kilo Voltage</i>)
kWh	Kilô Oát giờ, (<i>Kilo Watt Hour</i>)
LICOGI	Công ty xây dựng và phát triển hạ tầng
LILAMA	LILAMA
LNG	Khí thiên nhiên hóa lỏng, (<i>Liquefied Natural Gas</i>)
LPG	Khí dầu mỏ hóa lỏng, (<i>Liquefied Petroleum Gas</i>)
MJ	Mêga jun, (<i>Mega Joule</i>)
MOC	Bộ Xây dựng, (<i>Ministry of Construction</i>)

MOIT	Bộ Công Thương, (<i>Ministry of Industry and Trade</i>)
MONRE	Bộ Tài nguyên và Môi trường, (<i>Ministry of Natural Resources and Environment</i>)
MPI	Bộ Kế hoạch và Đầu tư, (<i>Ministry of Planning and Investment</i>)
MVA	Mêga vôn Ampe, (<i>Mega Volt Ampere</i>)
MW	Mêga Oát, (<i>Mega Watt</i>)
MWh	Mêga Oát giờ, (<i>Mega Watt Hour</i>)
NA	Không có, (<i>Non Available</i>)
NAFTA	Hiệp định Thương mại Tự do Bắc Mỹ, (<i>North American Free Trade Agreement</i>)
NPV	Giá trị hiện tại ròng, (<i>Net Present Value</i>)
ODA	Viện trợ phát triển chính thức, (<i>Official Development Assistance</i>)
OECD	Tổ chức hợp tác và phát triển kinh tế, (<i>Organization for Economic Co-operation and Development</i>)
OM	Vận hành và bảo trì, (<i>Operation and Maintenance</i>)
OP8.60	Chính sách hoạt động 8.60, (<i>Operational Policy 8.60</i>)
PDP6	Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6), (<i>Power Development Plan No6</i>)
PDP7	Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7), (<i>Power Development Plan No7</i>)
PPA	Điều khoản mua điện, (<i>Power Purchase Agreement</i>)
PPP	Bình giá mãi lực, (<i>Purchasing Power Parity</i>)
PPPs	Chính sách, Kế hoạch, Chương trình, (<i>PolicyPlanProgram</i>)
PSPP	Nhà máy Thủy điện tích năng, (<i>Pumped Storage Power Plant</i>)
PSS	Bộ ổn định hệ thống, (<i>Power System Stabilizer</i>)
PSS/E	Phần mềm mô phỏng và phân tích hệ thống điện, (<i>Power System Simulator for Engineering</i>)
PVN	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, (<i>Petro Vietnam</i>)
ROW	Giải phóng mặt bằng, (<i>Right of Way</i>)
S/S	Trạm biến áp, (<i>Sub Station</i>)
SEA	Đánh giá Môi trường Chiến lược (ĐMC), (<i>Strategic Environment Assessment</i>)
SEA	Đánh giá Môi trường Chiến lược (ĐMC), (<i>Strategic Environment Assessment</i>)

SED2020	Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi, (<i>Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards</i>)
T/L	Đường dây truyền tải, (<i>Transmission Line</i>)
TACSR	Ruột dẫn hợp kim nhôm lõi thép kháng nhiệt, (<i>Thermal Resistant Aluminum Alloy Conductor Steel Reinforced</i>)
TKV	Vinacomin
TOE	Tấn dầu tương đương, (<i>Ton of Oil Equivalent</i>)
TPJSC	Công ty cổ phần TP, (<i>Thanh Ph Joint Stock Company</i>)
TPP	Nhà máy nhiệt điện, (<i>Thermal Power Plant</i>)
TWh	Tera Oát giờ, (<i>Tera Watt Hour</i>)
UHV	Siêu cao áp, (<i>Ultra High Voltage</i>)
USC	Cực siêu tới hạn, (<i>Ultra Super Critical</i>)
VINACOMIN	Tập đoàn Công nghiệp Than Khoáng sản Việt Nam (<i>Vietnam National Coal and Mineral Industries Group</i>)
VND	Việt Nam Đồng, (<i>Vietnam Dong</i>)
WB	Ngân hàng Thế giới, (<i>World Bank</i>)
WTI	Giá dầu thô ngọt nhẹ Texas, (<i>West Texas Intermediate</i>)
WTO	Tổ chức Thương mại Thế giới, (<i>World Trade Organization</i>)
XLPE	Polyetylen liên kết ngang, (<i>Cross Linked Polyethylene</i>)
ZOI	Vùng tác động trực tiếp, (<i>Zone of direct Impact</i>)

Chương 1 Nền tảng và mục tiêu của Trợ giúp kỹ thuật

1.1 Nền tảng của Trợ giúp kỹ thuật

Nước Cộng hòa Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam (Việt Nam) đã xây dựng kế hoạch tổng thể về phát triển điện năng cho mỗi năm năm, với mục đích phát triển cơ sở điện lực có hệ thống, xác định việc cung cấp điện ổn định là một trong những vấn đề quan trọng nhất cho sự phát triển kinh tế và xã hội bền vững.

Việc tiêu thụ điện năng và nhu cầu điện năng tối đa đã được mở rộng với tỉ lệ trung bình hàng năm hơn 10% trong 10 năm qua, được hỗ trợ bởi sự tăng trưởng mạnh về kinh tế. Vì vậy, việc thực hiện có hệ thống nguồn điện và phát triển hệ thống điện là một vấn đề cấp bách nhất. Tuy nhiên, năng lực sẵn có chỉ khoảng 15 Giga Oát (GW-Giga Watt) trong khi nhu cầu điện năng tối đa là khoảng 14 Giga Oát (GW-Giga Watt) vào năm 2009 do sự chậm trễ trong việc tiến hành phát điện thực tế.

Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency) đã thực hiện một loạt các nghiên cứu như là "Quy hoạch tổng thể Dự án Thủy điện tích năng và tối ưu hóa công suất phát điện đỉnh tại Việt Nam" từ năm 2002 đến năm 2004, và "Nghiên cứu về Quy hoạch phát triển điện năng quốc gia cho giai đoạn 2006-2015, triển vọng đến năm 2025 tại Việt Nam" từ năm 2006 đến năm 2007. Những nghiên cứu mang tính hợp tác này đã đóng góp một cách đáng kể đến khả năng lập kế hoạch tăng cường trong các lĩnh vực liên quan của chính phủ Việt Nam.

Chính phủ Việt Nam dự kiến sẽ xây dựng Quy hoạch phát triển điện Quốc gia lần thứ 7 cho giai đoạn 2010-2030 (PDP7-Power Development Plan No7) vào tháng Tám năm 2010. Quy hoạch tổng thể được dự kiến xây dựng bởi chính phủ Việt Nam; tuy nhiên, Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy), tổ chức có trách nhiệm xây dựng Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7), đã yêu cầu Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency) gửi các chuyên gia có chuyên môn trong dự báo nhu cầu điện năng và quy hoạch hệ thống điện do họ thiếu kiến thức trong các lĩnh vực này.

Trợ giúp kỹ thuật này sẽ được tiến hành dựa trên nền tảng đã nói ở trên và đặc biệt được dành cho việc hỗ trợ công tác dự báo nhu cầu điện năng và quy hoạch hệ thống điện trong Quy hoạch Phát triển Điện Quốc gia lần thứ 7 tại Việt Nam.

1.2 Mục tiêu của Trợ giúp kỹ thuật

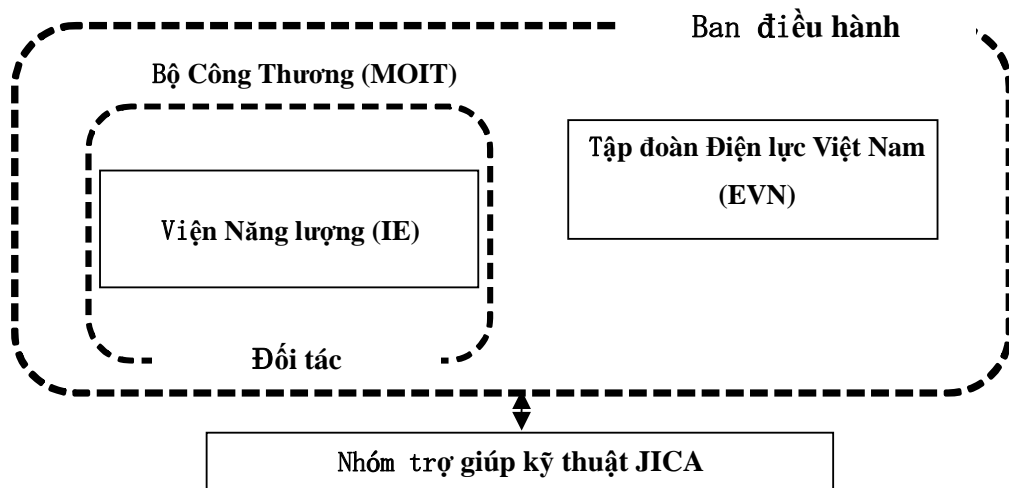
Mục tiêu của Trợ giúp kỹ thuật này là cung cấp sự hỗ trợ cho Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) trong các lĩnh vực như dự báo nhu cầu điện năng và quy hoạch hệ thống điện tạo thành Quy hoạch phát triển điện Quốc gia lần thứ 7 tại Việt Nam (PDP7-*Power Development Plan No7*), từ đó hỗ trợ việc xây dựng Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) của chính phủ Việt Nam.

1.3 Phạm vi địa lý

Nghiên cứu bao gồm toàn bộ khu vực lãnh thổ nước Cộng hòa Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam.

1.4 Các thành viên Đối tác

- Đối tác: Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*)
- Đơn vị có thẩm quyền liên quan: Bộ Công Thương (MOIT-*Ministry of Industry and Trade*), Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-*Vietnam Electricity*), và các đơn vị điện lực có thẩm quyền trực thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-*Vietnam Electricity*)



Hình 1.4-1: Cơ cấu ban điều hành và đối tác¹

¹ Viện Năng lượng (IE) trực thuộc Bộ Công Thương (MOIT), mặc dù trước đây trực thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN).

1.5 Phạm vi của Trợ giúp kỹ thuật

Tiến trình trợ giúp kỹ thuật tổng thể được mô tả dưới đây. Việc trợ giúp kỹ thuật được thực hiện qua 3 giai đoạn, [A] Giai đoạn xem xét các kế hoạch hiện hữu, [B] Giai đoạn hỗ trợ việc quy hoạch các công việc, [C] Giai đoạn hoàn thiện.

Bảng 1.5-1: Cơ cấu ban điều hành và đối tác

[A] Giai đoạn xem xét các kế hoạch hiện hữu Công việc nội địa dự bị Nhiệm vụ thứ nhất Công việc nội địa thứ nhất
[B] Giai đoạn hỗ trợ việc quy hoạch các công việc Nhiệm vụ thứ hai Công việc nội địa thứ hai Nhiệm vụ thứ ba Công việc nội địa thứ ba Nhiệm vụ thứ tư Công việc nội địa thứ tư
[C] Giai đoạn hoàn thiện Nhiệm vụ thứ năm Công việc nội địa thứ năm Việc chuẩn bị và đệ trình bản báo cáo cuối cùng

1.6 Các thành viên của Nhóm trợ giúp kỹ thuật

Các chuyên gia được lựa chọn được mô tả trong Bảng 1.6-1. Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) bao gồm ba nhóm công tác dưới sự giám sát của trưởng Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team's leader-*Technical Assistance Team's leader*) để đáp ứng các mục tiêu của dự án trợ giúp kỹ thuật này, đó là hợp tác dự báo nhu cầu, quy hoạch hệ thống, và xem xét các đánh giá về môi trường và xã hội trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*).

Trưởng nhóm: Masaharu YOGO

Nhóm quy hoạch hệ thống: Masaharu YOGO, Makoto KAMIBAYASHI, Yasuharu SATO

Nhóm dự báo nhu cầu, phân tích kinh tế & tài chính: Tomoyuki INOUE, Tateyuki ASAKURA, Keiichi FUJITANI

Đánh giá về môi trường và xã hội: Hidehiro FUKUI

Bảng 1.6-1: Thông tin về Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*)

Vị trí/ Lĩnh vực của chuyên gia	Tên
1. Trưởng nhóm/ Quy hoạch hệ thống	Masaharu YOGO
2. Dự báo nhu cầu A	Tomoyuki INOUE
3. Dự báo nhu cầu B	Tateyuki ASAKURA
4. Phân tích hệ thống điện A	Makoto KAMIBAYASHI
5. Phân tích hệ thống điện B	Yasuharu SATO
6. Phân tích kinh tế & tài chính	Keiichi FUJITANI
7. Đánh giá về môi trường và xã hội	Hidehiro FUKUI

1.7 Biên bản trợ giúp kỹ thuật và lịch trình

1.7.1 Nhiệm vụ 1 (27/01/2010 - 06/02/2010)

Trong suốt nhiệm vụ 1, việc trợ giúp kỹ thuật được cung cấp bởi nhóm quy hoạch hệ thống, bao gồm ba chuyên gia về quy hoạch hệ thống và sự phân tích của Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) từ 27/01/2010 đến 06/02/2010.

Báo cáo ban đầu đã được đệ trình lên Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) và một cuộc họp khởi động dự án được tổ chức vào ngày 28/01/2010. Tại cuộc họp, Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã giải thích các nội dung của báo cáo ban đầu và Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) đã chấp thuận báo cáo đó.

Việc giới thiệu đề cương của Công ty Điện lực Tokyo (TEPCO-*Tokyo Electric Power Company*) về hệ thống điện, các phương pháp quy hoạch hệ thống điện, các thảo luận về các hạng mục liên quan đến bảng điều tra bởi Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*), việc thu thập dữ liệu và việc tạo ra các kịch bản nghiên cứu về quy hoạch hệ thống điện cũng đã được tiến hành.

1.7.2 Nhiệm vụ 2 (22/02/2010 - 21/03/2010)

Trong suốt nhiệm vụ 2, việc trợ giúp kỹ thuật được cung cấp bởi nhóm quy hoạch hệ thống từ 01/03/2010 đến 21/03/2010 và bởi nhóm dự báo nhu cầu, bao gồm hai chuyên gia, từ 22/02/2010 đến 21/03/2010.

Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã nhận được bản dự thảo về "ĐÁNH GIÁ THỰC HIỆN KẾ HOẠCH PHÁT TRIỂN ĐIỆN NĂNG VI", báo

cáo đánh giá về Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (*PDP6-Power Development Plan No6*) của Viện Năng lượng (*IE-Institute of Energy*) (bản tiếng Việt). Sau khi được dịch sang tiếng Anh, Nhóm trợ giúp kỹ thuật (*TA Team-Technical Assistance Team*) đã xem xét lại nội dung của báo cáo đánh giá.

Các mục hỗ trợ kỹ thuật được cung cấp bởi mỗi nhóm chuyên nghiệp của Nhóm trợ giúp kỹ thuật (*TA Team-Technical Assistance Team*) được tóm tắt như sau:

(1) Nội dung trợ giúp kỹ thuật cho việc quy hoạch hệ thống điện

Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã tổ chức một cuộc thảo luận ban đầu với Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) về các phương pháp truyền tải điện khối lượng lớn từ các nhà máy điện, trong đó bao gồm nhà máy điện hạt nhân, nhà máy nhiệt điện chạy than, nhà máy thủy điện tích năng tại Vùng duyên hải Nam Trung Bộ Việt Nam đến khu vực Thành phố Hồ Chí Minh. Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã báo cáo kết quả nghiên cứu sơ bộ về sự so sánh giữa hai phương pháp truyền tải điện; một là cấu hình hệ thống chỉ bao gồm các đường dây tải điện 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) và còn lại là bao gồm các đường dây tải điện 1.000 kilôvôn (kV-*kilovolt*), 1.100 kilôvôn (kV-*kilovolt*) (Siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*)). Do thông tin mới được cung cấp bởi Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) là lộ trình đường dây tải điện và số lượng các mạch nằm trong khoảng giữa nhà máy nhiệt điện chạy than Vĩnh Tân (Vinh Tan CFTP-*Vinh Tan coal-fired thermal power station*) và trạm biến áp Song Mỹ cũng đã được xác định, cả hai bên gồm Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) và Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*), đã đồng ý rằng Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) sẽ tiếp tục các mục nghiên cứu có đưa các điều kiện mới vào xem xét.

Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) xem xét lại bản dự thảo “Kế hoạch tổng thể về phát triển điện năng ở Thành phố Hồ Chí Minh giai đoạn đến năm 2015, triển vọng đến năm 2020”, được xây dựng bởi Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*). Xem xét cả hai quy mô của hệ thống điện 220 kilôvôn (kV-*kilovolt*) tương lai và tải trọng trạm biến áp tương lai, Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã đề xuất việc lắp đặt trạm biến áp 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) mới trong phạm vi khu vực xung quanh trung tâm Thành phố Hồ Chí Minh. Cả hai bên đã chia sẻ các nhận thức chung về sự cần thiết của việc nghiên cứu vấn đề này.

(2) Nội dung của trợ giúp kỹ thuật về Kinh tế, Nhu cầu, và Môi trường

Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã nhận được một tài liệu tiếng Việt về “KỊCH BẢN PHÁT TRIỂN KINH TẾ ĐẾN NĂM 2020 VÀ TRỞ ĐI (SED2020- *SCENARIOS OF ECONOMIC DEVELOPMENT FOR THE PERIOD UP TO 2020 AND ONWARDS*)” là tài liệu được sử dụng như là các điều kiện tiên quyết về kinh tế cho việc dự báo nhu cầu điện năng trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*).

Nhóm cũng đã có một cuộc họp với Bộ Kế hoạch và Đầu tư (MPI-*Ministry of Planning and Investment*) và Viện phát triển chiến lược (DSI-*Development Strategy Institute*) để

lắng nghe về các kế hoạch kinh tế và đầu tư liên quan đến các lĩnh vực về điện và công nghiệp.

Theo đó, những người tham gia cuộc họp đã nhận ra rằng tỷ lệ tăng trưởng kinh tế trung bình hằng năm khoảng từ 7-8% trong mười năm tới được dự báo trong Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020-*Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards*) là hợp lý. Phương pháp tiếp cận ngành được áp dụng cho việc dự báo nhu cầu cho Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*). Các nghiên cứu về mối quan hệ giữa các khoản đầu tư quy mô lớn và nhu cầu điện năng đã được đề xuất bởi Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*). Ngoài ra, Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã cung cấp cho Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) một phiên bản mới của Phần mềm mô phỏng kinh tế lượng đơn giản (Simple E) được xây dựng bởi Viện Kinh tế năng lượng Nhật Bản.

Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã dịch báo cáo phiên bản tiếng Việt về "Dự báo nhu cầu điện năng cho Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*)" được soạn bởi Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) thành báo cáo phiên bản tiếng Anh, và đã thu thập các dữ liệu được sử dụng trong mô hình của Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*). Các dữ liệu được nhập vào trong mô hình Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-*Power Development Plan No6*) để xây dựng phương pháp tiếp cận ngành và dữ liệu mới nhất cũng đã được cập nhật. Bằng cách sử dụng các phương thức trên, mô hình Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) đã được xây dựng.

Đối với việc khảo sát các dự án quy mô lớn trong tương lai, Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã lựa chọn một nhà tư vấn địa phương thông qua đấu thầu, và đã xem xét kỹ lưỡng về phạm vi công việc (S/W-*Scope of Work*) và tiến độ thời gian.

Để tìm hiểu các khu công nghiệp quy mô lớn hiện tại được sâu sát hơn, Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã thăm khu công nghiệp Thăng Long I và Thăng Long II và đã thảo luận về việc sản xuất và mức tiêu thụ điện tại các nhà máy bên trong khu công nghiệp.

1.7.3 Nhiệm vụ 3 (11/04/2010 - 28/04/2010)

(1) Nội dung của trợ giúp kỹ thuật về quy hoạch hệ thống

Trong suốt nhiệm vụ 3, việc trợ giúp kỹ thuật được cung cấp bởi nhóm quy hoạch hệ thống từ 11/04/2010 đến 28/04/2010.

Các cuộc thảo luận tiếp theo về các phương pháp truyền tải điện khối lượng lớn từ các nhà máy điện tại Vùng duyên hải Nam Trung Bộ Việt Nam đến khu vực Thành phố Hồ Chí Minh đã được tổ chức giữa Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) và Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*).

Đối với cấu hình hệ thống, trong đó Nhà máy nhiệt điện chạy than Vĩnh Tân (Vinh Tan CFTP-*Vinh Tan coal-fired thermal power station*), Nhà máy điện hạt nhân số 1 (NCR1-*Nuclear 1 power station*), và Nhà máy điện hạt nhân số 2 (NCR2-*Nuclear 2 power station*) được kết nối, hai trường hợp truyền tải từ các nhà máy điện đến Thành phố Hồ Chí Minh, một là kế hoạch truyền tải 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) và hai là kế hoạch truyền tải 1.100 kilôvôn (kV-*kilovolt*), đã được so sánh với nhau. Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) và Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*), hai bên đều nhất trí rằng Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) sẽ tiếp tục thực hiện nghiên cứu sâu hơn và hai bên sẽ tổ chức các cuộc thảo luận về mặt trợ giúp kỹ thuật trong các nhiệm vụ tiếp theo.

Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã giới thiệu thực tiễn sử dụng tầng ngầm của Công ty Điện lực Tokyo (TEPCO-*Tokyo Electric Power Company*). Thực tiễn này sẽ đóng góp vào việc xây dựng kế hoạch cung cấp điện năng trong Thành phố Hồ Chí Minh.

Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) đã nói rằng sẽ không kết hợp quy hoạch của các trạm biến áp ngầm trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) do khó khăn trong việc lắp đặt trạm biến áp ngầm tại Thành phố Hồ Chí Minh, nơi có mực nước ngập cao. Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã thực hiện một nghiên cứu sơ bộ về năng lực yêu cầu 220 kilôvôn (kV-*kilovolt*) của hệ thống cung cấp từ trạm biến áp 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*), tại hệ thống vòng ngoài xung quanh Thành phố Hồ Chí Minh, đã được liệt kê trong kế hoạch tương lai giữa năm 2020 và 2030.

Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã giới thiệu đến các chuyên gia quy hoạch hệ thống điện của Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) các

nghiên cứu kỹ thuật và đề cương các nội dung về phân tích điện áp quá mức và bất kỳ hiện tượng bất thường đặc biệt nào về hệ thống cáp, chẳng hạn như quá điện áp cộng hưởng. Nói chung, các loại nghiên cứu này được thực hiện trong kế hoạch lắp đặt dây cáp cao thế ngầm của Công ty Điện lực Tokyo (TEPCO-*Tokyo Electric Power Company*).

Đối với các ví dụ về việc sử dụng đất ngầm hiệu quả, Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã giải thích những điểm chính về các phương pháp kỹ thuật khác nhau cho việc giảm chi phí, duy trì sự an toàn và độ tin cậy v.v.. cũng như giới thiệu về việc sắp xếp các trang thiết bị ngầm của Công ty Điện lực Tokyo (TEPCO-*Tokyo Electric Power Company*) đến các chuyên gia quy hoạch hệ thống của Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*).

1.7.4 Nhiệm vụ 4 (16/05/2010 - 19/06/2010)

Trong suốt nhiệm vụ 4, nhóm quy hoạch hệ thống đã trợ giúp kỹ thuật từ 30/05/2010 đến 19/06/2010 và nhóm dự báo nhu cầu đã trợ giúp kỹ thuật từ 16/05/2010 đến 05/06/2010.

(1) Nội dung của trợ giúp kỹ thuật về quy hoạch hệ thống điện

Về cấu hình của hệ thống truyền tải cho các nhà máy điện tại khu vực Duyên hải Nam Trung Bộ, Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã đề xuất nghiên cứu một số kế hoạch để tách biệt hệ thống nhằm giảm mức độ lỗi hiện hành. Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) đã nhất trí với đề xuất này.

Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã báo cáo lên Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) các kết quả so sánh về chi phí giữa truyền tải siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*) và truyền tải 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*). Theo yêu cầu nghiên cứu bổ sung các đặc tính của hai lựa chọn trên trong trường hợp 1) chậm trễ trong việc phát triển điện, 2) tăng chi phí xây dựng siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*), Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã thực hiện một nghiên cứu bổ sung và giải thích kết quả với Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) vào 14/06/2010.

Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã chỉ ra sự cần thiết của các biện pháp đối phó nhằm ngăn chặn tình trạng thiếu hụt khả năng truyền tải cho hệ thống cung cấp khu vực Thành phố Hồ Chí Minh, chẳng hạn như việc áp dụng các dây dẫn kích thước lớn hơn và lắp đặt các mạch mới. Viện Năng lượng (IE-*Institute of*

Energy) đã nhất trí về quan điểm của Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*).

(2) Nội dung công tác về kinh tế và nhu cầu điện

Các nghiên cứu và trợ giúp kỹ thuật sau đây liên quan đến mô hình mô phỏng đã được tiến hành bởi Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*).

- Đánh giá các phương pháp liên quan đến triển vọng kinh tế dài hạn, kế hoạch phát triển dài hạn và triển vọng về giá dầu thô tương lai trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*)
- Chia sẻ các khái niệm chung và phương pháp, đặc biệt là phương pháp tiếp cận ngành về mô hình dự báo nhu cầu điện năng cho việc xây dựng mô hình Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*)
- Hợp tác với Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) trong việc xây dựng mô hình Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*).
- Giải thích về kết quả khảo sát và phương pháp cho việc ước tính nhu cầu điện năng từ các dự án quy mô lớn.
- Thông qua các nhiệm vụ nói trên, việc chuyển giao công nghệ sau đây đã được tiến hành.
- Các phương pháp về phân tích và dự báo triển vọng kinh tế
 - Giải thích về mô hình dự báo kinh tế dựa trên "Lý thuyết phát triển chậm" và các mô hình mẫu hiện hữu khác
 - Phương pháp tính toán cho mức tiêu tổn năng lượng dựa trên đồng Đôla Mỹ (USD-*United State dollar*)
 - Phương pháp tính toán cho Tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*) trên đầu người dựa trên đồng Đôla Mỹ (USD-*United State dollar*)
 - Các phương pháp chuyển đổi Tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*) thực tế trong năm 1994 đến năm cơ sở 2005
 - Nhận định về thị trường dầu thô trong tương lai
 - Giải thích về giá dầu thô tăng vọt trong năm 2008 và phân tích những yếu tố tác động đến giá
 - Giải thích các phương pháp tính toán về "Bình giá mỗi lực GDP trên đầu người" và các phương pháp thu thập dữ liệu

- Phân tích và dự báo về triển vọng kinh tế
 - Giải thích về mô hình dự báo nhu cầu điện dựa trên phương pháp tiếp cận ngành được soạn bởi Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*)
 - Các phương pháp thống nhất nhu cầu điện năng bổ sung từ các dự án quy mô lớn và từ các mô hình kinh tế
 - Các phương pháp khảo sát kế hoạch cung cấp than cho nhà máy nhiệt điện tại khu vực Duyên hải Nam Trung Bộ
 - Các phương pháp ước tính nhu cầu điện năng từ quy hoạch Thành phố Hà Nội mới
 - Các khảo sát phỏng vấn về các hệ thống cung cấp điện hiện hữu trong khu công nghiệp tại Việt Nam. (Khu công nghiệp Thăng Long)
 - Một phân tích về sự khác biệt nhu cầu điện năng trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) giữa Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) và Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team- *Technical Assistance Team*)
- Các phương pháp khảo sát các dự án quy mô lớn và ước tính nhu cầu điện năng
 - Ước tính nhu cầu điện năng tại các khu công nghiệp
 - Ước tính nhu cầu điện năng tại các cơ sở thương mại
 - Ước tính nhu cầu điện năng tại các cảng biển, cảng sông, sân bay
 - Ước tính nhu cầu điện năng của các khu resort
 - Ước tính nhu cầu điện năng của đường sắt và đường xe điện ngầm

(3) Nội dung công tác về đánh giá môi trường và xã hội

Các nhiệm vụ sau đây về đánh giá môi trường và xã hội đã được tiến hành.

- Đánh giá các luật lệ và quy định liên quan đến Đánh giá Môi trường Chiến lược (ĐMC) (SEA- *Strategic Environmental Assessment*) tại Việt Nam
- Đánh giá ma trận tác động được tạo bởi Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*)
- Đánh giá sơ bộ bản dự thảo Đánh giá Môi trường Chiến lược (ĐMC) (SEA- *Strategic Environmental Assessment*) trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*)

Thông qua các nhiệm vụ nói trên, việc chuyển giao công nghệ sau đây đã được thực hiện:

- Đánh giá các luật lệ và quy định liên quan đến Đánh giá Môi trường Chiến lược (ĐMC) (SEA- *Strategic Environmental Assessment*) tại Việt Nam
 - Giải thích các mô hình thực tiễn tốt về Đánh giá Môi trường Chiến lược (ĐMC) (SEA- *Strategic Environmental Assessment*) bởi các tổ chức hợp tác quốc tế như Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-*The Japan International Cooperation Agency*), Ngân hàng Thế giới (WB-*World Bank*), Tổ chức hợp tác và phát triển kinh tế (OECD-*Organization for Economic Co-operation and Development*), Ngân hàng Phát triển Châu Á (ADB-*Asian Development Bank*), Ủy ban Châu Âu (EU-*European Union*), v.v..

- Đánh giá ma trận tác động được tạo bởi Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*)
 - Giải thích danh sách đánh giá về môi trường và xã hội đối với ngành điện (nhiệt điện, hạt nhân và thủy điện, năng lượng mới và tái tạo, các đường dây truyền tải và đường dây phân phối)
 - Xem xét lại ma trận tác động

- Đánh giá sơ bộ bản dự thảo Đánh giá Môi trường Chiến lược (ĐMC) (SEA- *Strategic Environmental Assessment*) trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*)
 - Giải thích về danh sách xem xét Đánh giá Môi trường Chiến lược (ĐMC) (SEA- *Strategic Environmental Assessment*) được tạo bởi Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*)
 - Giải thích các kết quả đánh giá và đề xuất của bản dự thảo Đánh giá Môi trường Chiến lược (ĐMC) (SEA- *Strategic Environmental Assessment*)

1.7.5 Nhiệm vụ 5 (18/07/2010 - 07/08/2010)

Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) đã được thảo luận tại hội nghị các bên liên quan được tổ chức vào ngày 03 tháng 8 dưới sự hỗ trợ của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-*The Japan International Cooperation Agency*). Những người tham dự đến từ Bộ Công Thương (MOIT-*Ministry of Industry and Trade*), Bộ năng lượng (DOE-*Department of Energy*), Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*), Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-*Electricity of Vietnam*), Cục điều tiết Điện lực Việt Nam (ERAV-*Electricity regulatory authority of Vietnam*), Tập đoàn Công nghiệp Than Khoáng sản Việt Nam (VINACOMIN-*Vietnam National*

Coal and Mineral Industries Group), Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (*PVN-Petro Vietnam*), Ngân hàng Thế giới (*WB-World Bank*) và Ngân hàng Phát triển Châu Á (*ADB-Asian Development Bank*) v.v..

Các chuyên gia của Chính phủ, Bộ năng lượng (*DOE-Department of Energy*) và Cục điều tiết Điện lực Việt Nam (*ERAV-Electricity regulatory authority of Vietnam*) đã đưa ra các ý kiến về truyền tải điện năng Siêu cao áp (*UHV-Ultra High Voltage*) từ khu vực Duyên hải Nam Trung Bộ Việt Nam đến Thành phố Hồ Chí Minh.

Việc trợ giúp kỹ thuật liên quan đến các nghiên cứu về hệ thống điện đã được thực hiện

1.7.6 Tiến độ thực hiện Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7)

Từ đầu năm 2010, Viện Năng lượng (*IE-Institute of Energy*) dưới quyền Bộ Công Thương (*MOIT-Ministry of Industry and Trade*) đang nghiên cứu Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (*PDP7-Power Development Plan No7*) trong các lĩnh vực như dự báo nhu cầu điện năng, kế hoạch phát điện, quy hoạch hệ thống lưới điện, đánh giá môi trường và xã hội, và phân tích kinh tế và tài chính.

Báo cáo của Viện Năng lượng (*IE-Institute of Energy*) dự kiến sẽ được trình lên Bộ Công Thương (*MOIT-Ministry of Industry and Trade*) trong tháng 9 năm 2010. Bộ Công Thương (*MOIT-Ministry of Industry and Trade*) sẽ thành lập các hội đồng tư vấn gồm các chuyên gia từ các tổ chức liên quan và đệ trình bản dự thảo Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (*PDP7-Power Development Plan No7*) lên Chính phủ trong tháng 12 năm 2010.

Cuối cùng, Thủ tướng sẽ thông qua kế hoạch, tuy nhiên, ngày phê duyệt là chưa chắc chắn. Trong trường hợp của Quy hoạch phát triển điện 5 (Tổng sơ đồ 5) (*PDP5-Power Development Plan No5*), phải mất 4 hoặc 5 tháng để được phê duyệt. Tuy nhiên, trong trường hợp với Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (*PDP6-Power Development Plan No6*), phải mất hơn một năm để được phê duyệt do các ý kiến từ các Bộ khác.

Bảng 1.7-1: Tiến độ thực hiện Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng số đồ 7) (PDP7- Power Development Plan No7)

Năm	2009												2010												Chú thích		
	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	
Tên công tác																											
I. Đề cương, ước lượng chi phí, phương pháp luận cho PDP7																											
- Chuẩn bị đề cương và ước lượng chi phí cho Quy hoạch Phát triển điện 7 (Tổng số đồ 7) (PDP7)																											
- Thành lập nhóm Quy hoạch Phát triển điện 7 (Tổng số đồ 7) (PDP7)																											
- Chuẩn bị tiến độ chi tiết																											
- Bắt đầu một số công tác trước																											
- Đề trình đề cương và ước lượng chi phí lên Bộ Công thương (MOIT) để phê duyệt																											
II. Tiến hành các nội dung																											
- Trang thiết bị tại của mạng lưới điện quốc gia																											
- Đánh giá tình trạng thực hiện của Quy hoạch Phát triển điện 5 (Tổng số đồ 5) (PDP5) và Quy hoạch Phát triển điện 6 (Tổng số đồ 6) (PDP6)																											
- Tổng quan về xã hội, kinh tế và mạng lưới năng lượng																											
- Các hội thảo (1,2) về tiến chuẩn quy hoạch và việc thu thập dữ liệu																											
- Dự báo nhu cầu điện năng và các mô tả về nhu cầu điện năng																											
- Phát triển tiêu chuẩn kinh tế-kỹ thuật cho các dự án truyền tải và phát điện																											
- Đánh giá trữ lượng, tiềm năng và khả năng khai thác của các nguồn năng lượng cơ bản																											
- Hội thảo (3) về phương pháp dự báo nhu cầu đầu tư năng và phân tích																											
- Xếp hạng ưu tiên phát triển dự án thủy điện thông thường																											
- Chương trình phát triển điện																											
- Chương trình phát triển điện cho giai đoạn 2011-2015																											
- Chương trình phát triển điện cho giai đoạn 2016-2020 và 2021-2030																											
- Hội thảo (4) về chương trình phát triển điện và việc kết nối mạng lưới điện với nhau																											
- Hoàn tất báo cáo 1 về chương trình phát triển điện cho giai đoạn 2011-2020, để trình lên Bộ Công thương (MOIT)																											
- Chương trình phát triển mạng lưới điện																											
- Kết nối hệ thống điện theo vùng																											
- Chương trình phát triển hệ thống điều độ																											
- Chương trình phát triển hệ thống viễn thông																											
- Chương trình phát triển điện tại khu vực Nông thôn & Miền núi																											
- Hội thảo (5) về chương trình phát triển mạng lưới điện																											
- Môi trường và bảo vệ môi trường trong Quy hoạch phát triển điện (PDP)																											
- Báo cáo đánh giá môi trường chiến lược (DMC) (SEA report)																											
- Chương trình đầu tư-phát triển điện																											
- Phân tích kinh tế - tài chính cho các chương án phát triển điện năng																											
- Cơ cấu tổ chức ngành điện trong việc phát triển điện năng đến năm 2030																											
- Hội thảo (6) về việc phát triển cơ cấu tổ chức của ngành điện quốc gia																											
III. Đề trình báo cáo dự báo PDP7 lên Bộ Công thương (MOIT)																											
- Bổ sung, hoàn thiện và đề trình báo cáo cuối cùng lên Bộ Công thương (MOIT) để phê duyệt																											
- Báo cáo Quy hoạch Phát triển điện 7 (Tổng số đồ 7) (PDP7) lên Chính phủ																											

Nguồn: Viện Năng lượng (IE- Institute of Energy)

Chương 2 Đánh giá Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6)

2.1 Đánh giá triển vọng kinh tế xã hội trong Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6)

Trong phần này, các hoạt động của nền kinh tế vĩ mô, nền kinh tế khu vực và hoạt động doanh nghiệp trong những năm 2006-2010 của Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6) đã được tóm tắt sau khi đề cập đến “Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards)”. Nội dung của phần này là một phần của Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards) liên quan đến các lĩnh vực trên và việc hiểu được nền tảng về nhu cầu điện năng hiện tại ở Việt Nam là rất hữu ích.

2.1.1 Phát triển kinh tế trong giai đoạn 1991-2008

(1) Tốc độ tăng trưởng kinh tế

Tốc độ tăng trưởng GDP trung bình là 8,2% trong giai đoạn 1991-1995, 7,0% trong giai đoạn 1996-2000 (do tác động của cuộc khủng hoảng tiền tệ Châu Á) và 7,8% trong giai đoạn 2001-2008. Mặc dù có một tốc độ tăng trưởng cao trong giai đoạn 2005-2007, nhưng con số này chỉ là 6,2% trong năm 2008 do tác động của cuộc khủng hoảng tài chính thế giới.

(2) Lạm phát cao nhưng vẫn nằm trong tầm kiểm soát

Chỉ số giá tiêu dùng (CPI-The Consumer Price Index) là 7,7%-8,3% trong giai đoạn 2004-2007, và trong năm 2008, chỉ số giá tiêu dùng (CPI-The Consumer Price Index) tăng 23,0% khi so sánh với năm 2007. Tuy sự gia tăng của Chỉ số giá tiêu dùng (CPI-The Consumer Price Index) trong năm 2008 là cao, nhưng tình hình hiện nay vẫn nằm trong tầm kiểm soát, góp phần vào sự ổn định của môi trường vĩ mô.

(3) Kết quả của các chính sách mở cửa

Mậu dịch quốc tế tăng trưởng nhanh chóng với tỉ lệ 20% trong giai đoạn 2001-2008. Xuất khẩu trong năm 2008 chiếm khoảng 70% GDP. Trong việc thu hút vốn đầu tư nước ngoài, chỉ trong năm 2008, 1.171 dự án Đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI-*Foreign*

Direct Investment) đã đăng ký với tổng số vốn là 60,3 tỷ Đôla Mỹ (billion USD-billion *United State dollar*), làm tăng tổng số dự án Đầu tư trực tiếp Nước ngoài (FDI-*Foreign Direct Investment*) lên 10.981 dự án với tổng số vốn đăng ký là 159,9 tỷ Đôla Mỹ (billion USD-billion *United State dollar*). Số vốn của lĩnh vực Đầu tư trực tiếp Nước ngoài (FDI-*Foreign Direct Investment*) chiếm trên 20% tổng vốn đầu tư cho sự phát triển của toàn xã hội.

Về các khoản vay Viện trợ phát triển chính thức (ODA-*Official Development Assistance*) trong giai đoạn 2001-2008, các khoản vay Viện trợ phát triển chính thức (ODA-*Official Development Assistance*) được cam kết bởi cộng đồng quốc tế cho Việt Nam là 28,5 tỷ Đôla Mỹ (billion USD-billion *United State dollar*) (tích lũy đến cuối năm 2008). Trong tám năm qua, các khoản vay Viện trợ phát triển chính thức (ODA-*Official Development Assistance*), đã được giải ngân tới cuối năm 2008 tổng cộng là 14,3 tỷ Đôla Mỹ (billion USD-billion *United State dollar*), chiếm khoảng 50,0% các thỏa thuận đã ký kết.

(4) Các tiêu chuẩn sống của người dân

Thu nhập bình quân đầu người trong năm 2008 được ước tính là 1.062 Đôla Mỹ (USD-*United State dollar*) trên đầu người, bằng 10,8 lần so với năm 1990. Trong năm 2008, tỷ lệ tăng dân số là 1,13%. Số lượng bổ sung người lao động làm việc trong các thành phần kinh tế trong năm 2008 được ước tính nhiều hơn năm 2007 khoảng 865.000 người. Tính đến năm 2008, trên cả nước có khoảng 45,04 triệu lao động làm việc trong nền kinh tế quốc gia. Tỷ lệ thất nghiệp ở thành thị đã giảm xuống còn 4,7% trong năm 2008. Tỷ lệ đói nghèo theo tiêu chuẩn quốc gia (tiêu chuẩn mới) là khoảng 14,8% trong năm 2008.

2.1.2 Các chính sách vĩ mô và Khung pháp lý

(1) Tăng trưởng kinh tế và tăng trưởng xuất khẩu

Xuất khẩu là một thành phần của Tổng chi tiêu nội địa (GDE-*Gross Domestic Expenditure*), tốc độ tăng trưởng kinh tế trong ngắn hạn tỷ lệ thuận với giá trị xuất khẩu. Tính đến năm 2008, mức đóng góp của giá trị xuất khẩu chiếm khoảng 70% GDP. Tốc độ tăng trưởng xuất khẩu có tác động lớn đến tốc độ tăng trưởng GDP. Trong những năm gần đây, tốc độ tăng trưởng xuất khẩu đã đạt được bằng 2,5-3,5 lần tốc độ tăng trưởng GDP.

(2) Vai trò của Đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI-*Foreign Direct Investment*) trong sự phát triển kinh tế

Đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI-*Foreign Direct Investment*) góp phần vào tốc độ tăng trưởng, phát triển kinh tế cao. Trong giai đoạn 1995-2008, Đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI-*Foreign Direct Investment*) trung bình chiếm khoảng 22,5% tổng vốn đầu tư cho sự phát triển của toàn xã hội, với mức tăng trưởng trung bình là 18% trong giai đoạn này. Nếu không có Đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI-*Foreign Direct Investment*) vào Việt Nam, dự đoán rằng tốc độ tăng trưởng GDP trung bình sẽ chỉ khoảng 5%/năm. Sự đóng góp của Đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI-*Foreign Direct Investment*) vào GDP đã tăng từ 2% trong năm 1992 đến 13,3% trong năm 2008. Xuất khẩu từ lĩnh vực Đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI- *Foreign Direct Investment*) trong năm 1995 là 1,47 tỷ Đôla Mỹ (billion USD-*billion United State dollar*), chiếm 27% tổng giá trị xuất khẩu. Đến năm 2007, con số này đã tăng lên 27,78 tỷ Đôla Mỹ (billion USD-*billion United State dollar*), chiếm 57,2% tổng giá trị xuất khẩu.

(3) Các tác động của Viện trợ phát triển chính thức (ODA-*Official Development Assistance*)

Viện trợ phát triển chính thức (ODA-*Official Development Assistance*) là một nguồn đầu tư chính cho sự phát triển cơ sở hạ tầng trên cả nước trong những năm gần đây. Như đã đề cập ở trên, khoản vay Viện trợ phát triển chính thức (ODA-*Official Development Assistance*) được cam kết là tương đối cao, hơn 3,5 tỷ Đôla Mỹ (billion USD-*billion United State dollar*)/năm trong các năm qua. Nguồn vốn này chủ yếu tập trung vào các dự án cơ sở hạ tầng. Viện trợ phát triển chính thức (ODA-*Official Development Assistance*) đóng một vai trò chính trong tốc độ tăng trưởng kinh tế. Tuy nhiên, các dự án cơ sở hạ tầng được tài trợ bởi nguồn Viện trợ phát triển chính thức (ODA-*Official Development Assistance*) luôn được thực hiện trong một thời gian dài. Do đó, các tác động của nguồn vốn Viện trợ phát triển chính thức (ODA-*Official Development Assistance*) đến tốc độ tăng trưởng kinh tế là chậm.

(3) Phát triển chậm trong năm 2009

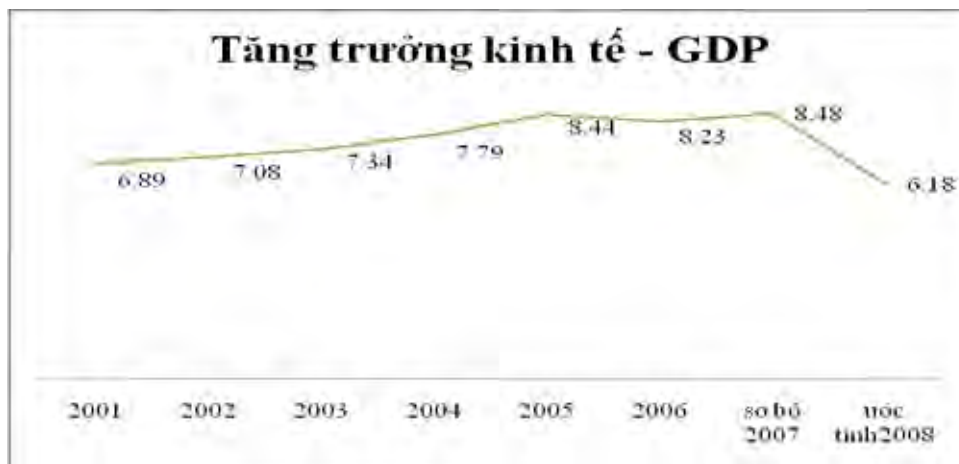
Có rất nhiều lý do để giải thích cho sự suy giảm về kinh tế và tốc độ tăng trưởng kinh tế chậm xuất hiện từ năm 2009. Những lý do đó là cuộc khủng hoảng kinh tế, việc thiếu những nỗ lực nội bộ không đáp ứng được các nguồn lực nước ngoài. Tất cả những điều này được phản ánh trong các yếu tố sau:

- Quá trình đổi mới vẫn tiếp diễn, nhưng nó nên được tiến hành trong tất cả các khía cạnh và nên mạnh mẽ hơn nữa.
- Sự cải cách về hành chính và quản lý cần phải được đẩy mạnh để nền kinh tế hoạt động tốt hơn.
- Các đơn vị kinh tế hoạt động không có hiệu quả và không phù hợp với sự đổi mới, đặc biệt là trong điều kiện toàn cầu hóa và trong thị trường kinh tế quốc tế.
- Tiềm năng về điện (nguồn lực nội tại) không được là huy động tốt; sức mạnh của nền kinh tế, những cạnh tranh quốc tế cũng không được nâng cao.

Bảng 2.1-1: Tốc độ tăng trưởng kinh tế và tốc độ tăng trưởng theo vùng

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Est. 2008
Tốc độ tăng trưởng GDP	6,89	7,08	3,34	7,79	8.,44	8,23	8,48	6,18
Nông nghiệp, Lâm nghiệp và Thủy sản	2,98	4,17	3,62	4,36	4,02	3,69	3,4	4,07
Công nghiệp và xây dựng	10,39	9,48	10,48	10,22	10,69	10,38	10,06	6,11
Dịch vụ	6,1	6,54	6,45	7,26	8,48	8,29	8,68	7,18

Nguồn: Trang 8 trong Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards) Est: Giá trị ước tính



Nguồn: Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards)

Hình 2.1-1: Tốc độ tăng trưởng kinh tế của Việt Nam trong giai đoạn 2001-2008

2.1.3 Những thành tựu trong tốc độ tăng trưởng và sự ổn định của nền Kinh tế Vỹ mô

Trong giai đoạn 2006-2007, tốc độ tăng trưởng kinh tế đạt trên 8%/năm. Trong năm 2008, dưới ảnh hưởng của các yếu tố quốc tế, đặc biệt là cuộc khủng hoảng tài chính thế giới, tốc độ tăng trưởng kinh tế trì trệ ở 6,2%. GDP trong năm 2008 tăng 1,67 lần so với GDP vào năm 2001. (GDP trong năm 2008 là 1.479 tỷ Việt Nam đồng (billion VND-billion Vietnam Dong). Trong giai đoạn 2001-2008, tốc độ tăng trưởng kinh tế của Việt Nam là chủ yếu dựa trên tốc độ tăng trưởng của ngành công nghiệp và xây dựng với mức đóng góp là 50% và ngành dịch vụ với khoảng 40%. 10% còn lại là đóng góp của ngành Nông nghiệp, Lâm nghiệp và Thủy sản. Sự đóng góp của ngành công nghiệp trong tốc độ tăng trưởng GDP tương đối ổn định trong giai đoạn này. Ngược lại, sự đóng góp của ngành Nông nghiệp, Lâm nghiệp và Thủy sản và các ngành dịch vụ thay đổi theo hướng mức đóng góp của ngành Nông nghiệp và Lâm nghiệp và Thủy sản giảm đi, nhưng mức đóng góp của ngành dịch vụ thì tăng lên.

Bảng 2.1-2: Mức đóng góp của từng ngành trong tốc độ phát triển kinh tế của Việt Nam

(%)

Ngành	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Tổng cộng	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Nông nghiệp, Lâm nghiệp và Thủy sản	108	11,8	9,7	8,8	7,6	10,9
Công nghiệp và Xây dựng	53,4	50,5	49,9	50,7	51,2	42,5
Dịch vụ	35,8	37,5	40,5	40,6	41,3	46,6

Nguồn: Dữ liệu thống kê về kinh tế-xã hội giai đoạn 2000-2008, Tổng cục thống kê

2.1.4 Sự tăng trưởng kinh tế theo ngành

(1) Lĩnh vực nông nghiệp và nông thôn

Trong nông nghiệp, các biện pháp canh tác tiên tiến quy mô lớn được áp dụng chậm chạp. Năng suất của nhiều loại thực vật và động vật trong nước là thấp, và phụ thuộc vào các điều kiện khí hậu. Sự thay đổi trong cơ cấu sản xuất nông nghiệp và các khu vực nông thôn cũng diễn ra chậm, tự phát và không bền vững. Quá trình Công nghiệp hóa, hiện đại hóa nông nghiệp và nông thôn không được thực hiện bằng các biện pháp đúng đắn. Nhiều sản phẩm nông nghiệp, lâm nghiệp, thủy sản không có tên thương hiệu, vì vậy, hiệu quả kinh tế thấp. Mặc dù giá trị sản xuất nông nghiệp, lâm nghiệp, thủy sản đã được nâng cao và vượt quá mục tiêu đề ra, chi phí sản xuất lại tăng lên. Do đó, giá trị

bổ sung của toàn ngành không đáp ứng được mục tiêu, bởi vì mức tăng 3,8% là thấp so với mục tiêu 4,3%. Cơ sở hạ tầng nông thôn không đáp ứng được các yêu cầu của công nghiệp hóa, hiện đại hoá nông thôn. Quy hoạch phát triển nông thôn vẫn không đạt chuẩn, nhất là liên quan đến việc chưa giải quyết được các vấn đề về ô nhiễm môi trường và nguồn nước ở các làng nghề thủ công.

(2) Công nghiệp

Mặc dù tốc độ tăng trưởng cao, hiệu quả tổng thể trên toàn ngành lại không đáng kể; sản phẩm và thương hiệu có tính cạnh tranh thấp, tốc độ tăng trưởng của sản xuất công nghiệp trong giai đoạn 2001-2005 ổn định ở mức 16%/năm. Tuy nhiên, giá trị gia tăng đã không hợp trong năm năm, tỷ lệ tăng trưởng trung bình là 10,2%/năm. Đóng góp của ngành công nghiệp sản xuất trong ngành công nghiệp thứ cấp là 60-70%. Tuy nhiên, giá trị gia tăng ở mức thấp; các ngành công nghiệp như may mặc, da giày và chế biến gỗ xuất khẩu có giá trị cao, nhưng hầu hết nguyên liệu được nhập khẩu từ nước ngoài. Do đó, giá trị gia tăng thấp.

Các công nghệ tiên tiến trong các ngành công nghiệp thứ cấp chiếm một phần nhỏ, với tốc độ đổi mới công nghệ chậm. Cho đến nay, có khá ít công nghệ hiện đại được sử dụng tại Việt Nam. Thiết bị dành cho việc sản xuất các loại vật liệu mới cho các ngành công nghiệp khác đang thiếu một cách đáng chú ý.

Năng lực cạnh tranh của nhiều sản phẩm công nghiệp vẫn còn thấp; giá thành sản phẩm cao và thiếu khả năng cạnh tranh với các sản phẩm cùng loại của các nước khác trong khu vực. Việc dự báo hướng phát triển của các sản phẩm chiến lược là không rõ ràng.

Không có sự tích hợp giữa các ngành công nghiệp chế biến và ngành công nghiệp vật liệu thô. Không có sự quan tâm đầy đủ đến sự phát triển của ngành Nông nghiệp ở khu vực nông thôn, vùng sâu vùng xa. Công nghiệp hóa nông nghiệp và nông thôn không có lộ trình và không đóng góp nhiều đến công tác xóa đói giảm nghèo và cũng không mang lại những sự thay đổi cần thiết về cơ cấu kinh tế và nông nghiệp.

(3) Thương mại & Dịch vụ

Tốc độ tăng trưởng của ngành Thương mại và Dịch vụ vượt quá mục tiêu kế hoạch, nhưng vẫn còn thấp hơn so với tiềm năng phát triển của nó; mức đóng góp của ngành Thương mại & Dịch vụ trong GDP và tính hiệu quả của ngành là không cao, rất nhiều các chi phí của ngành là không hợp lý và cao hơn nhiều so các quốc gia khác trong khu vực. Khả năng tiếp thị của doanh nghiệp yếu. Thương mại & Dịch vụ với các ngành phụ có giá trị gia tăng cao như các dịch vụ tài chính, tiền tệ v.v.. được cải thiện, nhưng sự

phát triển của nó vẫn còn chậm và không có khả năng đáp ứng các yêu cầu. Các dịch vụ giao dịch tài sản cố định trên thị trường là không ổn định. Một môi trường được tạo ra cho việc khuyến khích và huy động vốn đầu tư cho việc xây dựng cơ sở hạ tầng trong ngành du lịch không đáp ứng được tiềm năng phát triển của ngành. Sức cạnh tranh của các sản phẩm dịch vụ yếu do giá cao và chất lượng dịch vụ thấp.

2.1.5 Những thay đổi kinh tế đáng kể

(1) Sự thay đổi cơ cấu kinh tế

- Cơ cấu của ngành công nghiệp đã thay đổi đáng kể theo hướng công nghiệp hóa, hiện đại hóa, vận động, huy động và tích hợp sản phẩm của việc sản xuất với thị trường trong nước và quốc tế. Cơ cấu sản xuất và cơ cấu sản phẩm thay đổi bằng cách tăng thị phần của ngành công nghiệp chế biến trong tổng giá trị thặng dư. Công nghiệp chế biến bắt đầu tận dụng lợi thế của mình về sản xuất nguyên liệu trong nước để tăng giá trị các sản phẩm xuất khẩu.
- Cơ cấu Thương mại & Dịch vụ đã thay đổi tốt hơn. Các ngành dịch vụ truyền thống như thương mại, giao thông vận tải, viễn thông và bưu chính, khách sạn, nhà hàng đã phát triển tương đối cao. Một số ngành với chi phí thấp như ngân hàng, bảo hiểm cũng phát triển tương đối cao.

Bảng 2.1-3: Sự thay đổi cơ cấu kinh tế và cơ cấu lao động

(%)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Esti 2008
Cơ cấu kinh tế	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Nông nghiệp, Lâm nghiệp, Thủy sản	23,04	23,03	22,54	21,81	20,97	20,4	20,3	21,99
Công nghiệp và Xây dựng	38,23	38,49	39,47	40,21	41,02	41,54	41,58	39,91
Dịch vụ	38,73	38,48	37,99	37,98	38,01	38,06	38,12	38,10
Cơ cấu lao động	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Nông nghiệp, Lâm nghiệp, Thủy sản	63,45	61,9	60,24	58,75	57,1	55,37	53,9	52,46
Công nghiệp và Xây dựng	14,41	15,4	16,44	17,35	18,2	19,23	19,98	20,84
Dịch vụ	22,14	22,7	23,32	23,9	24,7	25,4	26,12	26,7

Nguồn: Dữ liệu thống kê về kinh tế-xã hội giai đoạn 2001-2008, Tổng cục thống kê

(2) Sự thay đổi cơ cấu kinh tế theo vùng

- Các khu vực miền núi và trung du phía Bắc cũng đã thừa hưởng thế mạnh của về đất đai và rừng. Ngành công nghiệp trong lĩnh vực này đã phát triển phù hợp với các điều kiện của nó như: chế biến lâm sản, sản xuất vật liệu xây dựng, thủy điện, phát triển nhà máy điện chạy than, công nghiệp thép, sản xuất cơ khí, phân bón v.v... Trong khu vực đó, cơ sở hạ tầng hiện tại vẫn đặt ra một số thách thức, bởi vì các giao dịch kinh tế thông qua các cửa khẩu còn hạn chế; ngành công nghiệp khai mỏ và thủy điện không thể thúc đẩy sự phát triển của ngành công nghiệp và nền kinh tế nói chung. Khu vực Đồng bằng Sông Hồng đã không phát huy hiệu quả của nguồn lao động và cơ sở hạ tầng hiện có. Tỷ lệ thất nghiệp ở nông thôn vẫn còn cao; các dịch vụ chất lượng cao đã không được phát triển và các ngành công nghiệp ở nông thôn chưa được quy hoạch. Nền kinh tế của các khu vực quan trọng ở miền Bắc đã không thể mở rộng sang các khu vực khác.
- Khu vực ven biển miền Trung đang thay đổi cơ cấu sản xuất hướng tới việc huy động những lợi thế của khu vực ven biển, hải đảo. Nhiều vùng kinh tế và công nghiệp đã bước đầu phát triển, và nó đang tác động đến sự đa dạng của giống cây trồng, trồng theo mùa vụ và giảm các tác động tiêu cực của thiên tai. Khu vực này có nhiều tiềm năng nhưng chưa được khai thác. Các ngành công nghiệp ở khu vực cao nguyên phát triển chậm. Sự phát triển kinh tế đã không tích hợp với sự phát triển xã hội và có nhiều khó khăn tương ứng với việc sản xuất và đời sống, đặc biệt là đối với các dân tộc thiểu số.
- Khu vực Đông Nam có lợi thế về cơ sở hạ tầng quan trọng về phát triển công nghiệp, kỹ thuật cao và khu đô thị. Cơ cấu kinh tế đang thay đổi một cách tích cực, và việc gia tăng các ngành công nghiệp đang dịch chuyển theo hướng công nghiệp hóa, hiện đại hóa. Khu vực này đã không kết hợp với việc phát triển cơ sở hạ tầng, bảo vệ môi trường và các dịch vụ đô thị. Do đó, có nhiều vấn đề cần được giải quyết. Sự thay đổi của cơ cấu kinh tế trong khu vực đồng bằng sông Cửu Long có nhiều vấn đề, không có sự phối hợp với các tỉnh trong khu vực theo một quy hoạch tổng thể; các cơ sở hạ tầng về kinh tế-xã hội vẫn còn yếu và sự phát triển công nghiệp chậm. Có rất nhiều vấn đề với việc phát triển nguồn nhân lực, phát triển công nghiệp kết hợp với bảo vệ môi trường, và phát triển bền vững. Hiện nay, sự phát triển của vùng đang được quy hoạch ở các giai đoạn định hướng; quy hoạch chi tiết, quy hoạch ngành và phát triển sản phẩm chưa được rõ ràng về sản xuất, đầu tư, chế biến, tiêu thụ và các chính sách.

(3) Các kế hoạch yêu cầu cho việc thay đổi cơ cấu kinh tế

- Quá trình thay đổi cơ cấu ngành chưa tuân thủ theo sự phát triển của các quy hoạch tổng thể, các chiến lược, và lộ trình. Nói chung, sự thay đổi cơ cấu trong năm năm qua là chậm và được định hướng một phần theo ngành và các kế hoạch phát triển địa phương.
- Do đó, kế hoạch phát triển tổng thể thường không được hoàn thành. Sự thay đổi cơ cấu không đáp ứng được các yêu cầu về phát triển bền vững.
- Trong sự thay đổi cơ cấu kinh tế, sự quan tâm chủ yếu là làm tăng mức đóng góp của ngành công nghiệp và dịch vụ trong GDP, nhưng sự quan tâm không đầy đủ để đáp ứng các yêu cầu của sự thay đổi cơ cấu theo hướng hiện đại hoá, sự phát triển của công nghệ và kỹ thuật tiên tiến trong tất cả các lĩnh vực.
- Một số ít các ngành có sử dụng công nghệ tiên tiến như ngành công nghiệp chế biến, ngành công nghiệp, chế tạo, lắp ráp có mức đóng góp tương đối cao trong GDP. Và tốc độ đổi mới công nghệ trong hầu hết các ngành công nghiệp là chậm và ở mức độ trung bình.
- Hệ thống dịch vụ cho ngành công nghiệp hỗ trợ là yếu, không đủ và tính hiệu quả khả nghi. Mức đóng góp của các dịch vụ toàn diện trong GDP là dưới tiêu chuẩn và chậm cải tiến. Cơ cấu nội bộ của từng ngành chưa thay đổi nhiều. Vì điều này, các chương trình cải cách cơ cấu hướng tới ngành công nghiệp mà sẽ tạo ra các dịch vụ có định hướng cải tiến được yêu cầu tức thì.

2.2 Đánh giá dự báo nhu cầu điện năng

Sự khác biệt giữa dự báo nhu cầu điện năng của Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6) và nhu cầu điện năng thực tế được mô tả như sau.

- Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6) đã hướng đến một nhu cầu điện năng quá cao.
- Sự thiếu hụt về nguồn vốn của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-Vietnam Electricity).
- Bộ Công Thương (MOIT- *Ministry of Industry and Trade*) đã không có hành động nào cho việc tái cơ cấu lại sự chậm trễ của các nhà đầu tư .
- Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6) đã có sự khác biệt lớn giữa các kịch bản của Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) và Kịch bản của Nhà chức trách.
- Sự khác biệt giữa Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6) và giá trị thực tế là Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6) = 92,8 Tera Oát giờ (TWh -*Tera Watt Hour*), Thực tế=87 Tera Oát giờ (TWh -*Tera Watt Hour*), 6,3%) trong năm 2009.
- Lý do chính của sự giảm xuống ở trên là do cuộc khủng hoảng tài chính thế giới.
- Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-Vietnam Electricity) đã thực hiện sự cắt giảm lớn nhất do sự chậm trễ tiến độ xây dựng nhà máy điện.
- Những vấn đề chính làm cho Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6) không được thực hiện một cách hoàn chỉnh là do cuộc khủng hoảng tài chính thế giới và giá dầu thô cao. Căn cứ vào kinh tế thế giới, nhu cầu điện năng của Việt Nam trong năm 2009 và 2010 đã thấp hơn dự báo của Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6).

Bảng 2.2-1: Sự khác biệt giữa Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy) và các Nhà chức trách

		2010	2015	2020
Kịch bản của Viện năng lượng (IE)	Tera Oát giờ (TWh)	101	187	292
Kịch bản của nhà chức trách	Tera Oát giờ (TWh)	115	288	533

Nguồn: Nhóm của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA- The Japan International Cooperation Agency) từ các tài liệu của Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6)

Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-Vietnam Electricity) đã chuyển giao 13 dự án sau đây cho chính phủ do sự thiếu hụt tài chính. (Danh sách sau đây chỉ hiển thị tên và năng lực như của năm 2008 và một số đã bị thay đổi).

Duyên Hải 2 (1.200 Mêga Oát (MW-Mega Watt)), Duyên Hải 3.1(1.000 Mêga Oát (MW-Mega Watt)), Duyên Hải 3.2 (1.000 Mêga Oát (MW-Mega Watt)), Sóc Trăng 3.1(1.000 Mêga Oát (MW-Mega Watt)), Sóc Trăng 3.2 (1.000 Mêga Oát (MW-Mega Watt)), Vĩnh Tân 3.1 (1.000 Mêga Oát (MW-Mega Watt)), Vĩnh Tân 3.2 (1.000 Mêga Oát (MW-Mega Watt)), Hải Phòng 3.1 (600 Mêga Oát (MW-Mega Watt)), Hải Phòng 3.2 (1.200 Mêga Oát (MW-Mega Watt)), Hải Phòng 3.3 (1.200 Mêga Oát (MW-Mega Watt)), Vũng Áng 3.1 (1.200 Mêga Oát (MW-Mega Watt)), Vũng Áng 3.2 (1.200 Mêga Oát (MW-Mega Watt)), Quảng Trạch (1.200 Mêga Oát (MW-Mega Watt)).

Tuy nhiên, sau đó, Duyên Hải 3.1, 3.2 và Vĩnh Tân 3.1, 3.2 đã được chuyển giao lại cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-Vietnam Electricity).

2.3 Đánh giá quy hoạch phát triển điện

Sự khác biệt giữa kế hoạch phát điện trên Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6) và tiến độ tiến hành thực tế bao gồm cả các ảnh hưởng của chúng được mô tả dưới đây dựa trên "ĐÁNH GIÁ VIỆC THỰC HIỆN KẾ HOẠCH PHÁT TRIỂN ĐIỆN VI", là báo cáo đánh giá của Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6) được tóm tắt bởi Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy) vào đầu năm 2010.

Các nhà máy điện với tổng công suất lắp đặt 14.581 Mêga Oát (MW-Mega Watt) đã được dự kiến được đưa vào hoạt động từ năm 2006 đến năm 2010 theo Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6). Tuy nhiên, thực tế

tổng công suất lắp đặt thực tế sẽ chỉ duy trì ở mức 9.657 Mêga Oát (MW-Mega Watt).

Bảng 2.3-1 chỉ ra sự so sánh các công suất phát điện giữa kế hoạch phát điện từ năm 2006 đến năm 2010 theo Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6) và thực hiện thực tế. Công suất phát điện của các nhà máy điện đã lắp đặt thực tế không đạt đến công suất phát điện theo kế hoạch, chỉ đạt được 70% giá trị trung bình theo kế hoạch.

Bảng 2.3-1: Sự so sánh về Công suất phát điện giữa Kế hoạch phát điện từ năm 2006 đến năm 2010 theo Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6) và thực hiện thực tế

	2006	2007	2008	2009	2010	2006-2010
Phê duyệt theo PDP6 (Mêga Oát) (MW)	861	2096	3.271	3.393	4.960	14.581
Thực hiện thực tế (Mêga Oát) (MW)	756	1.297	2.251	1789	3.564	9.657
Tỉ lệ thực hiện thực tế	87,8%	61,9%	68,8%	52,7%	71,9%	66,2%

Nguồn: “Đánh giá việc thực hiện kế hoạch phát triển điện VI”, Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy), Tháng tư, 2010

Phần 2.3.1 cho thấy sự khác biệt giữa kế hoạch và tiến độ thực hiện được phân loại theo từng dự án.

Trong số các dự án được lên kế hoạch ban đầu trong năm 2006, Sê San 3A số 1 và Srok Phumieng đã bắt đầu đưa vào hoạt động vào năm 2007.

Trong số các dự án được lên kế hoạch ban đầu trong năm 2007, Thủy Điện Tuyên Quang 1, Thủy Điện Đại Ninh và Mở Rộng Uông Bí số 1 đã bắt đầu hoạt động vào năm 2008.

Trong số các dự án được lên kế hoạch ban đầu trong năm 2008, Thủy Điện Plei Krông số 1,2, Thủy Điện Sông Ba Hạ và Buôn Kuop đã bắt đầu hoạt động vào năm 2009 và Thủy Điện Bản Vẽ số 1, Nhiệt Điện Than Sơn Đông và Nhiệt Điện Hải Phòng I số 1 đã bắt đầu hoạt động sau năm 2010.

Trong số các dự án ban đầu được dự kiến cho năm 2009, Thủy Điện Sông Côn 2, Thủy Điện Buôn Tua Sah, Thủy Điện Sê San 4 số 1, Nhiệt Điện Lọc dầu Dung Quất, Nhiệt

Điện Ô Môn I số 1 và Thủy Điện nhỏ /IPP đã bắt đầu hoạt động vào năm 2009.

Ngoài ra, các chi tiết của các dự án, đã được tiến hành giữa năm 2006-2010, được hiển thị trong các Bảng 2.3-2 - 2.3-6. Đối với nhà đầu tư của các dự án thì có thể thấy rằng Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-*Vietnam Electricity*) đã chiếm 50% tỷ trọng.

Mọi thủ tục và quy trình của nhà đầu tư như sau:

(1) Lập và Công bố Danh sách các Dự án

- Dựa trên Quy hoạch tổng thể và quy hoạch phát triển kinh tế xã hội theo thời gian. Việc công bố được thực hiện vào tháng Giêng hàng năm và duy trì trong 30 ngày.
- Quyết định của Thủ tướng Chính phủ trên cơ sở đề trình của các Bộ.
- Các nhà đầu tư đề xuất các đề án (cần sửa đổi các quy hoạch tổng thể).
- Thủ tướng Chính phủ sẽ phê duyệt báo cáo khả thi và bản đề xuất cho các dự án thuộc loại quan trọng của quốc gia theo đúng nghị quyết của Quốc hội, bao gồm các dự án cần phải sử dụng đất từ 200 héc ta (*hectare*) trở lên, các dự án đòi hỏi phải có sự bảo đảm của Chính phủ, và dự án với tổng vốn đầu tư 1.500 Tỷ Việt Nam Đồng (*billion VND-billion Vietnam Dong*) trở lên.
- Các Bộ trưởng, người đứng đầu cơ quan ngang Bộ và Chủ tịch Ủy ban nhân dân cấp tỉnh sẽ phê duyệt các báo cáo khả thi và bản đề xuất, cho các dự án còn lại.

(2) Chỉ định, Đàm phán và Quyết định Nhà đầu tư của dự án

- Mở đấu thầu trong và ngoài nước để lựa chọn nhà đầu tư cho bất cứ dự án nào trong danh sách các dự án đã được công bố mà có hai hoặc nhiều nhà đầu tư đã đăng ký thực hiện.
- Việc chỉ định có thể được thực hiện trong một số trường hợp: chỉ có một nhà đầu tư đăng ký, dự án được yêu cầu phải được thực hiện nhằm đáp ứng một nhu cầu cấp thiết sử dụng cơ sở hạ tầng theo quyết định của Thủ tướng Chính phủ trên cơ sở đề xuất từ một Bộ, ngành hoặc ủy ban nhân dân tỉnh và một báo cáo thẩm định từ Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
- Các cơ quan nhà nước có thẩm quyền sẽ căn cứ vào kết quả lựa chọn nhà đầu tư, tổ chức các cuộc đàm phán hợp đồng dự án với các nhà đầu tư được lựa chọn và ra quyết định.

(3) Nội dung của hợp đồng dự án

- Các mục tiêu, phạm vi, thời hạn, và nội dung của dự án; và các quyền và nghĩa vụ của các bên trong việc thiết kế, xây dựng, hoạt động thương mại và quản lý các công trình của dự án.
- Bên cho vay có thể được Quyền tiếp nhận (Step-in right).
- Khả năng áp dụng của luật quốc tế cho hợp đồng dự án của chính phủ.
- Sự đảm bảo cho việc thực hiện nghĩa vụ hợp đồng dự án: không ít hơn 2% tổng vốn đầu tư (đến mức 1.500 Tỷ Việt Nam Đồng (billion VND- *billion Vietnam Dong*)). Đối với số tiền trên 1.500 Tỷ Việt Nam Đồng (billion VND- *billion Vietnam Dong*): 1%.

Bảng 2.3-2: Tình hình thực hiện của các dự án (Năm tài chính (FY-*fiscal year*) 2006)

STT	Dự án	Nhà đầu tư	Công suất (Mêga Oát)			Kế hoạch đã điều chỉnh
			Kế hoạch PDP-VI	Thực hiện thực tế	Tỉ lệ (%)	
<i>Các dự án đưa vào hoạt động vào năm 2006</i>			<i>861</i>	<i>756</i>	<i>87,8</i>	
1	Thêm vào các động cơ hơi nước PM2.1 bên ngoài.	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	150	150		
2	Nhà máy thủy điện Sê San 3	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	260	260		
3	Nhà máy thủy điện Sê San 3 số 1	Sông Đà/Cơ sở Phát điện Độc lập	54			2007
4	Nhà máy thủy điện Srok Phumieng	Tổng công ty Đầu tư và Phát triển Khu Công nghiệp và Đô thị Việt Nam/Cơ sở Phát điện Độc lập	51			2007
5	Điện nhập khẩu từ đường dây 110 kilôvôn của Trung Quốc	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	60	60		
6	Điện nhập khẩu từ đường dây 220 kilôvôn của Trung Quốc (thông qua Lào cai)	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	250	250		
7	Các nhà máy thủy điện nhỏ	Cơ sở Phát điện Độc lập	36	36		

Nguồn: “Đánh giá việc thực hiện kế hoạch phát triển điện VI”, Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*), Tháng tư, 2010

Bảng 2.3-3: Tình hình thực hiện của các dự án (Năm tài chính (FY-fiscal year) 2007)

STT	Dự án	Nhà đầu tư	Công suất (Mega Oát)			Kế hoạch đã điều chỉnh
			Kế hoạch PDP-VI	Thực hiện thực tế	Tỉ lệ (%)	
<i>Các dự án đưa vào hoạt động vào năm 2007</i>			<i>2096</i>	<i>1297</i>	<i>61,9</i>	
1	Nhà máy thủy điện Tuyên Quang số 1	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	114			2008
2	Nhà máy nhiệt điện Uông Bí số 1	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	300			2009
3	Nhà máy nhiệt điện chạy than Cao Ngạn	Tập đoàn Công nghiệp Than Khoáng sản Việt Nam	100	100		
4	Nhà máy thủy điện Quảng Trị	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	64	64		
5	Nhà máy thủy điện Sê San 3 số 2	Tập đoàn Sông Đà	54	108		
6	Nhà máy thủy điện Đại Ninh	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	300			2008
	Nhà máy thủy điện Srok Phumieng	Tổng công ty Đầu tư và Phát triển Khu Công nghiệp và Đô thị Việt Nam/Cơ sở Phát điện Độc lập		51		
7	Nhà máy nhiệt điện Cầu Mau I GTCC	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/Cơ sở Phát điện Độc lập	750	750		
8	Điện nhập khẩu từ đường dây 220 kilovôn của Trung Quốc (thông qua Hà Giang)	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	200	200		
9	Các nhà máy thủy điện nhỏ	Cơ sở Phát điện Độc lập	214	24		

Nguồn: “Đánh giá việc thực hiện kế hoạch phát triển điện VI”, Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy), Tháng tư, 2010

Bảng 2.3-4: Tình hình thực hiện của các dự án (Năm tài chính (FY-fiscal year) 2008)

STT	Dự án	Nhà đầu tư	Công suất (Mega Oát)			Kế hoạch đã điều chỉnh
			Kế hoạch PDP-VI	Thực hiện thực tế	Tỉ lệ (%)	
<i>Các dự án đưa vào hoạt động vào năm 2008</i>			<i>3271</i>	<i>2251</i>	<i>68,8</i>	
1	Nhà máy thủy điện Tuyên Quang số 1,2 và 3	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	228	342		
2	Nhà máy thủy điện Bản Vẽ số 1	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	150			2010
3	Nhà máy thủy điện số 1,2	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	100			2009
4	Nhà máy thủy điện A Vương	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	210	210		
5	Nhà máy thủy điện Sông Ba Hạ	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	220			2009
6	Nhà máy thủy điện Buôn Kuop	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	280			2009
	Nhà máy thủy điện Đại Ninh	Tập đoàn Điện lực Việt Nam		300		từ năm 2007
7	Nhà máy nhiệt điện chạy than Sơn Đông	Tập đoàn Công nghiệp Than Khoáng sản Việt Nam/Cơ sở Phát điện Độc lập	220			2010
8	Nhà máy nhiệt điện Hải Phòng I số 1	Công ty Cổ phần Nhiệt Điện Hải Phòng	300			2010
9	Nhà máy nhiệt điện Nhơn Trạch I GTCC	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/Cơ sở Phát điện Độc lập	450	450		
10	Nhà máy nhiệt điện cầu Mau II GTCC	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/Cơ sở Phát điện Độc lập	750	750		
11	Các nhà máy thủy điện / Cơ sở phát điện nhỏ	Cơ sở Phát điện Độc lập	363	199		

Nguồn: “Đánh giá việc thực hiện kế hoạch phát triển điện VI”, Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy), Tháng tư, 2010

Bảng 2.3-5: Tình hình thực hiện của các dự án (Năm tài chính (FY-fiscal year) 2009)

STT	Dự án	Nhà đầu tư	Công suất (Mega Oát)			Kế hoạch đã điều chỉnh
			Kế hoạch PDP-VI	Thực hiện thực tế	Tỉ lệ (%)	
<i>Các dự án đưa vào hoạt động vào năm 2009</i>			3393	1789	52,7	
1	Nhà máy thủy điện Bản Vẽ số 2	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	150			2010
2	Nhà máy thủy điện Cửa Đạt	Công ty Cổ phần HP Cửa Đạt	97			2010
3	Nhà máy thủy điện Sông Côn 2	Công ty Cổ phần HP Sông Côn	63	63		
4	Nhà máy thủy điện Buon Tua Sah	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	86	86		
	Nhà máy thủy điện Plei Krong số 1,2	Tập đoàn Điện lực Việt Nam		100		từ năm 2007
	Nhà máy thủy điện Sông Ba Hạ	Tập đoàn Điện lực Việt Nam		220		từ năm 2008
	Nhà máy thủy điện Buon Kuop	Tập đoàn Điện lực Việt Nam		280		từ năm 2008
5	Nhà máy thủy điện Sê San 4 số 1	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	120	120		
6	Nhà máy thủy điện An Khê Kanak	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	173			2010
7	Nhà máy thủy điện Đồng Nai 3 số 1&2	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	180			2010
8	Nhà máy nhiệt điện Cẩm Phá I	Tập đoàn Công nghiệp Than Khoáng sản Việt Nam	300			2010
	Nhà máy nhiệt điện Ưng Bí số 1	Tập đoàn Điện lực Việt Nam		300		từ năm 2007
9	Nhà máy nhiệt điện Hải Phòng I số 2	Công ty Cổ phần TP Hải Phòng	300			2010
10	Nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh I số 1,2	Công ty Cổ phần TP Quảng Ninh	600			2010
11	Nhà máy nhiệt điện Hải Phòng II số 1	Công ty Cổ phần TP Hải Phòng	300			2010
12	Nhà máy nhiệt điện Mao Khê số 1	Tập đoàn Công nghiệp Than Khoáng sản Việt Nam/Cơ sở Phát điện Độc lập	220			2012
13	Nhà máy nhiệt điện Nông Sơn	Tập đoàn Công nghiệp Than Khoáng sản Việt Nam/Cơ sở Phát điện Độc lập	30			2012
14	Nhà máy nhiệt điện Dung Quất	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam /Cơ sở Phát điện Độc lập	104	84		
15	Nhà máy nhiệt điện Ô Môn I số 1	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	300	300		
16	Nhà máy thủy điện / Cơ sở phát điện nhỏ	Cơ sở Phát điện Độc lập	370	236		

Nguồn: “Đánh giá việc thực hiện kế hoạch phát triển điện VI”, Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy), Tháng tư, 2010

Bảng 2.3-6: Tình hình thực hiện của các dự án (Năm tài chính (FY-fiscal year) 2010)

STT	Dự án	Nhà đầu tư	Công suất (Mega Oát)			Kế hoạch đã điều chỉnh
			Kế hoạch PDP-VI	Thực hiện thực tế	Tỉ lệ (%)	
<i>Các dự án đã được lập kế hoạch đưa vào hoạt động vào năm 2010</i>			4960	3564	75,3	
1	Nhà máy thủy điện Sơn La số 1	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	400	400		
	Nhà máy thủy điện Cửa Đạt	Công ty cổ phần thủy điện Cửa Đạt		97		từ năm 2009
	Nhà máy thủy điện Bán Vẽ	Tập đoàn Điện lực Việt Nam		300		từ năm 2009
2	Nhà máy thủy điện Na Le (Bac Ha)	LICOGL/Cơ sở Phát điện Độc lập	90	90		
	Nhà máy thủy điện An Khê Kanak	Tập đoàn Điện lực Việt Nam		173		
3	Nhà máy thủy điện Srepok 3	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	220	220		
4	Nhà máy thủy điện Sê San 4 số 2&3	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	240	240		
5	Nhà máy thủy điện Sông Tranh 2	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	160	160		
6	Nhà máy thủy điện DakR tih	Tổng công ty Xây dựng số 1/Cơ sở Phát điện Độc lập	141	141		
7	Nhà máy thủy điện Sê San 4a	Công ty Cổ phần Thủy Điện Sê San 4a	63	63		
8	Nhà máy thủy điện Thác Mơ	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	75			bị hoãn
	Nhà máy thủy điện Đồng Nai 3 số 1&2	Tập đoàn Điện lực Việt Nam		180		từ năm 2009
9	Nhà máy thủy điện Đồng Nai 4	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	340			2011
	Nhà máy nhiệt điện chạy than Sơn Đông	Tập đoàn Công nghiệp Than Khoáng sản Việt Nam/Cơ sở Phát điện Độc lập		220		từ năm 2008
10	Nhà máy nhiệt điện Mao Khê số 2	Tập đoàn Công nghiệp Than Khoáng sản Việt Nam/Cơ sở Phát điện Độc lập	220			2013
	Nhà máy nhiệt điện Hải Phòng I số 1&2	Công ty Cổ phần Nhiệt Điện Hải Phòng		600		từ năm 2009
	Nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh I số 1&2	Công ty Cổ phần Nhiệt Điện Quảng Ninh		600		từ năm 2009
11	Nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh II số 1	Công ty Cổ phần Nhiệt Điện Quảng Ninh	300	300		
12	Nhà máy nhiệt điện Hải Phòng II số 2	Công ty Cổ phần Nhiệt Điện Hải Phòng	300			2012
	Nhà máy nhiệt điện Cẩm Phả I	Tập đoàn Công nghiệp Than Khoáng sản Việt Nam		300		từ năm 2009
13	Nhà máy nhiệt điện Cẩm Phả II	Tập đoàn Công nghiệp Than Khoáng sản Việt Nam/Cơ sở Phát điện Độc lập	300			2011
14	Nhà máy nhiệt điện Ô Môn I số 2	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	300			2013
15	Nhà máy nhiệt điện Vũng Áng I số 1	LILAMA/Cơ sở Phát điện Độc lập	600			2013
16	Nhà máy nhiệt điện Nhơn Trạch 2	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/Cơ sở Phát điện Độc lập	750			2011
17	Nhà máy thủy điện Sekaman 3 (Lào)	Công ty Cổ phần Thủy Điện Việt Lào / Xây dựng, Khai thác, Chuyển giao	248			2011
18	Nhà máy thủy điện / Cơ sở phát điện nhỏ	Cơ sở Phát điện Độc lập	213	150		

Nguồn: “Đánh giá việc thực hiện kế hoạch phát triển điện VI”, Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy), Tháng tư, 2010

2.4 Quy hoạch hệ thống mạng lưới điện

Bảng 2.4-2 cho thấy số lượng các cơ sở hệ thống mạng lưới điện trong năm 2000, 2005 và 2008. Tổng chiều dài mạch của đường dây truyền tải điện trong năm 2008 là 1.701 km và công suất tổng cộng của các trạm biến áp là 18.639 Mega vôn Ampe (MVA-Mega Volt Ampere).

Bảng 2.4-1: Số lượng các cơ sở hệ thống mạng lưới điện trong năm 2000, 2005 và 2008

STT	Năm	2000		2005		2008	
		Lưu lượng	kilomét	Mêga vôn Ampe	kilomét	Mêga vôn Ampe	kilomét
1	500 kilôvôn	1.532	2.850	3.286	6.150	3.286	7.050
2	220 kilôvôn	3.519	6.726	5.747	14.890	7.101	18.639
3	110 kilôvôn	7.909	8.193	10.874	18.609	11.751	23.872

Nguồn: “Đánh giá việc thực hiện kế hoạch phát triển điện VI”, Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy), Tháng tư, 2010

Sự khác biệt giữa quy hoạch hệ thống mạng lưới điện trong Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (*Power Development Plan No6*) và tiến độ thực hiện thực tế bao gồm các ảnh hưởng của chúng được mô tả dưới đây dựa trên "ĐÁNH GIÁ VIỆC THỰC HIỆN KẾ HOẠCH PHÁT TRIỂN ĐIỆN VI", là báo cáo đánh giá của Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (*Power Development Plan No6*) được tóm tắt bởi Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy) vào đầu năm 2010.

Bảng 2.4-2 cho thấy sự khác biệt giữa kế hoạch của đường dây truyền tải điện và trạm biến áp trong Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (*Power Development Plan No6*) và thực hiện tiến độ thực tế từ năm 2006 đến năm 2010. Số lượng các đường dây truyền tải điện và trạm biến áp được dự kiến được hoàn thành trong năm 2010 trong Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (*Power Development Plan No6*) chỉ đạt 50% kế hoạch ban đầu và rất nhiều dự án bị trì hoãn từ 1 đến 3 năm.

Bản báo cáo mô tả những ví dụ về việc gián đoạn cung cấp điện như sau

Sự chậm trễ trong việc xây dựng một số đường dây truyền tải điện 220 kilôvôn (kV- *kilovolt*) và các trạm biến áp do các vấn đề về giải phóng mặt bằng đã dẫn tới sự quá tải cho đường dây truyền tải điện 220 kilôvôn (kV- *kilovolt*) và các trạm biến áp tại Hưng Yên và Bắc Ninh, khu vực thành phố Hà Nội và tại Thành phố Hồ Chí Minh với các tỉnh lân cận, cụ thể là Đồng Nai, Bình Dương, Long An.

Trong mùa khô của năm 2009 do sự quá tải của nhiều đường dây truyền tải điện trong khu vực Hà Nội, gián đoạn về cung cấp điện đã xảy ra. Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-Vietnam Electricity) đã báo cáo với Bộ Công Thương (MOIT-Ministry of Industry and Trade) để áp dụng các biện pháp khẩn cấp chẳng hạn như việc lắp đặt máy biến áp thứ ba tại trạm biến áp 220 kilôvôn (kV- *kilovolt*) Hà Đông, Chèm và Mai Động

và đẩy nhanh tiến độ hoàn thành và nâng cấp một số đường dây 220-110 kilôvôn (kV-*kilovolt*) để đảm bảo việc cung cấp điện cho thành phố Hà Nội.

Theo một ước tính của Viện Năng lượng và Trung tâm điều độ quốc gia báo cáo với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-*Vietnam Electricity*) trong quý hai và quý ba của năm 2009, do không đưa vào nguồn phát điện địa phương đúng lúc tại miền Nam trong giai đoạn 2013-2014, miền Nam đã phải tiếp nhận điện được truyền tải từ miền Bắc và miền Trung với công suất cao khoảng 8-9 tỷ Kilo Oát giờ/năm (kWh/year-*Kilo Watt Hour/year*) thông qua đường dây truyền tải điện liên kết Bắc-Trung-Nam 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*), và nếu một sự cố xảy ra với đường dây 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) hiện hữu hoặc một sự cố xảy ra với 1 hoặc 2 Nhà máy nhiệt điện (TPPs-*Thermal Power Plants*) chạy bằng khí đốt, miền Nam sẽ đối diện với nguy cơ thiếu hụt điện trên diện rộng trong những năm này. Vì vậy, cần thiết phải tiến hành các biện pháp để tránh sự chậm trễ tiến độ các dự án nhà máy điện cung cấp điện cho miền Nam trong thời kỳ này cũng như một số giải pháp cấp bách nhằm tăng cường mạng lưới điện cho việc truyền tải điện từ miền Trung vào miền Nam.

Bảng 2.4-2: Sự khác biệt giữa kế hoạch của đường dây truyền tải điện và trạm biến áp của Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (*Power Development Plan No6*) và Kế hoạch thực hiện thực tế từ năm 2006 đến năm 2010

Công trình	Kế hoạch		Thực hiện		Tỷ lệ (%)	
	Số lượng	Lưu lượng (Mê ga Vôn Ampe/kilô mét)	Số lượng	Lưu lượng (Mê ga Vôn Ampe/kilô mét)	Số lượng	Lưu lượng
Trạm biến áp 500 kilôvôn mới và được mở rộng	15	8400	9	4950	60%	59%
Đường dây truyền tải điện 500 kilôvôn mới và được nâng cấp	12	1339	6	549	50%	41%
Trạm biến áp 220 kilôvôn mới và được mở rộng	87	19326	40	8938	46%	46%
Đường dây truyền tải điện 220 kilôvôn mới và được nâng cấp	117	4666	52	2323	44%	50%

Nguồn: “Đánh giá việc thực hiện kế hoạch phát triển điện VI”, Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*), Tháng tư, 2010

2.4.1 Đánh giá dự án đầu tư hệ thống mạng lưới điện từ 2005 đến 2010

Các chi tiết của dự án, được thực hiện trong giai đoạn 2005-2010, được mô tả trong Bảng 2.4-3 - 2.4-6. Đến cuối năm 2010, tỷ lệ các dự án hoàn thành của trạm biến áp 500 kilôvôn (kV-kilovolt) và đường dây truyền tải điện 500 kilôvôn (kV-kilovolt) là 77% và 46%, và của trạm biến áp 220 kilôvôn (kV-kilovolt) và đường dây truyền tải điện 220 kilôvôn (kV-kilovolt) là 47% và 44%. Những hình này chỉ ra rằng các dự án 220 kilôvôn (kV-kilovolt) đã bị chậm trễ một cách tương ứng.

Bảng 2.4-3: Tình hình thực hiện của các dự án (Trạm biến áp 500 kilôvôn (kV-kilovolt))

STT	DỰ ÁN	KHỐI LƯỢNG			GHI CHÚ	KẾ HOẠCH
I	Các trạm biến áp 500kV trong giai đoạn 2006-2010				Tỷ lệ hoàn thành: 74%	
1	Phú Mỹ	1	x	450	Máy biến áp 2	2005
2	Đà Nẵng	1	x	450	Máy biến áp 2- Tháng 1 năm 2006	2006
3	Di Linh	1	x	450	Liên kết với Đại Ninh năm 2008	2007
4	Quảng Ninh	1	x	450	Liên kết với nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh	2009
5	Ô Môn	2	x	450	2007-2010	2009
6	Thường Tín	1	x	450	Máy biến áp 2- năm 2008	2010
7	Tân Định	1	x	450	Máy biến áp 2- năm 2007	2010
8	Dung Quất	1	x	450		2010
9	Nhơn Trạch	1	x	450	Liên kết với nhà máy nhiệt điện Nhơn Trạch	2010
10	Đăk Nông	2	x	450	Liên kết với nhà máy thủy điện 3&4	2010
11	Sơn La	1	x	450	Trạm biến áp Pitong kết nối với nhà máy thủy điện Bản Chát	2010
12	Sông Mã	1	x	600	2007-2008	2011
13	Hiệp Hòa (Sóc Sơn)	1	x	900		2011
14	Vũng Áng	1	x	450	Liên kết với nhà máy nhiệt điện Vũng Áng I	2012
15	Cầu Bông	1	x	600		2014

Nguồn: “Đánh giá việc thực hiện kế hoạch phát triển điện VI”, Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy), Tháng tư 2010

Chữ màu đen là trước năm 2009 hoặc không biết, chữ màu xanh là trước năm 2010, chữ màu đỏ là sau năm 2010

Bảng 2.4-4: Tình hình thực hiện của các dự án (Đường dây truyền tải điện 500 kilôvôn (kV-kilovolt))

II	Đường dây 500kV trong giai đoạn 2007-2010				Tỉ lệ hoàn thành: 46%	
1	Nhà Bè- Ô Môn	1	x	152	2006	2007
2	Quảng Ninh- Thường Tín	2	x	152	2009-2010	2009
3	Nhà máy Thủy điện Sơn La-Pitoong	2	x	5	2010	2010
4	Nhà máy Thủy điện Sơn La-Nho Quan	1	x	240	2010	2010
5	Phân nhánh đến Đồng Nai 3&4	2	x	2	2008-2009, kết nối 220kV	
6	Phú Lâm-Ô Môn	1	x	149	2007	2011
7	Phú Mỹ-Sông Mỹ	2	x	63	2008-2009	2011
8	Sông Mỹ Tân Định	2	x	40	2008-2009	2011
9	Pitoong-Hiệp Hòa (Sóc Sơn)	2	x	260	2010	2011
10	Nhà máy nhiệt điện Vĩnh Tân-Sông Mỹ	2	x	260	Liên kết với nhà máy nhiệt điện Vĩnh Tân	2012
11	Phân nhánh đến Vũng Áng I	2	x	16	Liên kết với nhà máy nhiệt điện Vũng Áng I	2012
12	Phân nhánh đến Cầu Bông	2	x	0,5	2007-2008	2012

Nguồn: “Đánh giá việc thực hiện kế hoạch phát triển điện VI”, Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy), Tháng tư 2010

Chữ màu đen là trước năm 2009 hoặc không biết, chữ màu xanh là trước năm 2010, chữ màu đỏ là sau năm 2010

Bảng 2.4-5: Tình hình thực hiện của các dự án (Trạm biến áp 220 kilôvôn (kV-kilovolt))

III	Các trạm biến áp 220 kV trong giai đoạn 2006-2010				Tỉ lệ hoàn thành: 47%	
1	Cát Lái	1	x	250	Máy biến áp 2-2005	2005
2	Mỹ Phước	2	x	250	2006-2008	2006
3	Dinh Vu	1	x	250		2007
4	Thành Công	2	x	250	Máy biến áp 1-2006	2009
5	Buôn Kuop	1	x	125	2009	2009
6	Cao Lãnh	2	x	125	Đã được phê duyệt trong quy hoạch	2010
7	Bến Tre	2	x	125		2010
8	Vạn Tri	1	+	250	2006	2010
9	Sơn Tây	1	x	250	2007-Đã được phê duyệt	2010
10	Hải Dương 1	125	x	250		2010
11	Vát Cạch	1	x	125	Đã lắp đặt máy biến áp 2	2010
12	Phu Ly	2	x	125		2011
13	Krong Buk	1	x	125	Đã thay đổi Máy biến áp, máy biến áp 2-2011	2011
14	Tuy Hòa	1	x	125	2008	2012
15	Tao Dan	1	x	250	Máy biến áp 2	2014
16	Phan Thiết	1	x	125	2007	2005
17	Long An	2	x	125	2006-2008	2006
18	Châu Đốc	2	x	125	M2-2010	2007
19	Ô Môn	2	x	125	Liên kết với Ô Môn, Máy biến áp 2-2012	2009
20	Thốt Nốt	1	x	125		2009
21	Nhà máy nhiệt điện Nhơn Trạch	1	x	250	Được đầu tư bởi TPP	2010
22	Kinh Đông	1	x	250	2008- Đã được phê duyệt	2010
23	Sơn La	1	x	125		2010
24	Đông Hà	1	x	125		2010
25	Tam Kỳ	1	x	125	2008- Đã được phê duyệt	2010
26	Dốc Sỏi	1	x	125	Thay thế máy biến áp, nâng cấp lên 500 kV	2010
27	Đắk Nông	1	x	125	2010	2011
28	Nam Sài Gòn	2	x	250	2006-2009	2011
29	Long Thành	1	x	250	Máy biến áp 2-2006	2012
30	Tân Định	1	x	250	Máy biến áp 2	2014
31	Bình Long	2	x	125	2006-2010	2009
32	Mỹ Tho	1	x	125	Máy biến áp 2 (Quy hoạch đã được phê duyệt)	2009
33	Kiên Lương	1	x	125		2010
34	Tuyên Quang	1	x	125		2010
35	Hải Dương 2	1	x	250		2010
36	Bỉm Sơn	1	x	125	2008- Quy hoạch đã được phê duyệt	2010
37	Bao Thang	1	x	250	Kết nối với nhà máy thủy điện nhỏ của Lào Cai	2010
38	Thạch Mỹ	1	x	125	Kết nối với nhà máy thủy điện nhỏ	2010
39	Uyen Hung	1	x	250	2008	2011
40	Xuân Lộc	1	x	250	2008	2011
41	Vũng Tàu	2	x	250	2006-2008	2012
42	Thuận An	1	x	250	2009-2010	2014
43	Bạc Liêu	1	x	125	Máy biến áp 2	2012
44	Trà Vinh	2	x	125		2014

III	Các trạm biến áp 220 kV trong giai đoạn 2006-2010					
45	Ba Don	1	x	125		2012
46	Củ Chi	2	x	250	2008	2012
47	Khu Công nghiệp Phú Mỹ 2	1	x	250	2008	2012
48	Long Biên	1	x	250	2008	2013
49	Sóc Trăng	1	x	125	Quy hoạch đã được phê duyệt	2013
50	Thường Tín	1	x	250	2007-Quy hoạch đã được phê duyệt	2015
51	Thái Nguyên	2	x	250	Thay thế máy biến áp, đã được phê duyệt	
52	Việt Trì	1	x	250	Thay thế máy biến áp	
53	Cẩm Phả	1	x	125		
54	Yên Bái	1	x	125	2008-2009,-Đã được phê duyệt	
55	Lào Cai	1	x	125		
56	Tuyên Quang	1	x	63	Trong nhà máy nhiệt điện (TPP)	
57	Vĩnh Yên	2	x	125		
58	Nam Định	1	x	250	Thay thế máy biến áp	
59	Huế	1	x	125	Lắp đặt máy biến áp 2	
60	Dung Quốc	1	x	125		
61	Sông Mây	1	x	125	2007, tại trạm biến áp 500 kV Sông Mây	
62	An Dương	1	x	250	2007	
63	Xuân Mai	1	x	250	Máy biến áp 2-2008-đã được phê duyệt	
64	Bắc Ninh	2	x	250	Thay thế máy biến áp	
65	Bắc Giang	1	x	125	Lắp đặt máy biến áp 2	
66	Tam Hưng	2	x	125	Tại nhà máy nhiệt điện Hải Phòng	
67	Trang Bach	1	x	125	Lắp đặt máy biến áp 2	
68	Quảng Ninh	2	x	125		
69	Hòa Bình	1	x	125	Lắp đặt máy biến áp 2	
70	Thái Bình	1	x	250	Lắp đặt máy biến áp 2	
71	Nghi Sơn	1	x	125	Máy biến áp 2- Quy hoạch đã được phê duyệt	
72	Đô Lương	1	x	125		
73	Hà Tĩnh	1	x	125	Lắp đặt máy biến áp 2	
74	Thạch Khê	2	x	125		
75	Vũng Áng 1	1	x	250	Không được đầu tư bởi NPT	
76	Than Uyên	1	x	125	Kết nối với nhà máy thủy điện nhỏ ở Sơn La	
77	Hòa Khánh	1	x	125	Lắp đặt máy biến áp 2	
78	Ngũ Hành Sơn	1	x	125		
79	Thép Dung Quốc	2	x	100	Máy biến áp 1,2	
80	Đức Phổ	1	x	125		
81	Pleiku	1	x	125	Máy biến áp 2-2010	
82	Hiệp Bình Phước	2	x	250	2007	
83	Bình Tân	2	x	250	2006-2008	
84	Mỹ Xuân	1	x	250	2007	
85	Đại Ninh	1	x	63	Liên kết với Đại Ninh-2008	
86	Tân Rai	2	x	125	Liên kết với nhà máy nhôm	
87	Đà Lạt	1	x	125	2009	
88	Trảng Bàng	1	x	250	Máy biến áp 2	

Nguồn: “Đánh giá việc thực hiện kế hoạch phát triển điện VI”, Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy), Tháng tư 2010

Chữ màu đen là trước năm 2009 hoặc không biết, chữ màu xanh là trước năm 2010, chữ màu đỏ là sau năm 2010

Bảng 2.4-6: Tình hình thực hiện của các dự án (Đường dây truyền tải điện 220 kilôvôn (kV-kilovolt))

IV	Đường dây 220 kV trong giai đoạn 2006-2010				Tỉ lệ hoàn thành: 40%	
1	Nhà máy nhiệt điện Nhơn Trạch-Cát Lái	2	x	20	Liên kết với Nhơn Trạch	2005
2	Nhà máy nhiệt điện Nhơn Trạch-Nhà Bè	2	x	10	Liên kết với Nhơn Trạch	2005
3	Phân nhánh Vĩnh Yên-Vĩnh Yên	2	x	5		2006
4	Sê San 3- Pleiku	2	x	30		2006
5	Sê San 3A - Sê San 3	1	x	10		2006
6	Nhà máy thủy điện Tuyên Quang- Phân nhánh Thái Nguyên- Sóc Sơn	2	x	170	Mua điện từ Trung Quốc-2007	2007
7	Tuyên Quang- Yên Bái	2	x	30	ADB	2007
8	Đại Ninh- Di Linh	2	x	39	2007-Liên kết với Đại Ninh	2007
9	Tân Định-Mỹ Phước	2	x	50	2006 (phần ban đầu với 4 mạch trên các cực)	2007
10	Đông Hòa-Dinh Vu	2	x	18.2		2008
11	Phân nhánh-Nhà máy nhiệt điện Sơn Đông	2	x	18	Liên kết với nhà máy nhiệt điện Sơn Đông	2008
12	Phân nhánh Thái Nguyên- Sóc Sơn -Sóc Sơn	2	x	40	Mua điện từ Trung Quốc-2007	2008
13	Nhà máy thủy điện Tuyên Quang-Bắc Cạn-Thái Nguyên	2	x	130	Đã được phê duyệt	2008
14	Phân nhánh- A Vương 1	2	x	15	Liên kết với A Vương	2008
15	Phân nhánh A Vương 1- Hòa Khánh	2	x	75	Liên kết với A Vương	2008
16	Buon Knuop-Krong Buk	2	x	57	Liên kết với Buon Knuop	2008
17	Sông Ba Hạ-Tuy Hòa	2	x	40	2008	2008
18	Buon Knuop-Krong Buk-SeRePok 3	2	x	25	2009	2008
19	Quy Nhơn- Tuy Hòa	1	x	95	2008	2008
20	Nhà máy nhiệt điện Cà Mau- Rạch Giá	2	x	110	Liên kết với nhà máy nhiệt điện Cà Mau	2008
21	Phân nhánh Cao Lãnh	2	x	3		2008
22	Phân nhánh Sơn Tây	2	x	1.5	2007-Đã được phê duyệt	2009
23	Phân nhánh Hải Dương 1- Hải Dương 1	2	x	11		2009
24	Nhà máy nhiệt điện Hải Phòng I-Vat Cach	2	x	19	Liên kết với nhà máy nhiệt điện Hải Phòng I	2009
25	Nhà máy nhiệt điện Hải Phòng I-Dinh Vu	2	x	16	Liên kết với nhà máy nhiệt điện Hải Phòng I	2009
26	Vat Cach-Đông Hòa	2	x	13.5	Thay thế dây dẫn kháng nhiệt (Liên kết với nhà máy nhiệt điện Hải Phòng II)	2009
27	Hoanh Bo-Quảng Ninh	2	x	20.3	Đường dây 4 mạch 110 kV-WB	2009
28	Cầm Phả-Quảng Ninh	2	x	30.9	Đường dây 4 mạch 110 kV-WB	2009
29	Trang Bạch-Vat Cach	1	x	17.7	Mạch 2	2009
30	Phân nhánh Phủ Lý	2	x	2.98		2009
31	Đông Hội-Đông Hà-Huế	1	x	216	Mạch 1	2009
32	Sê San 4- Pleiku	2	x	50	2009	2009
33	Buon Tua Srah-Buon Knuop	1	x	50	2008	2009
34	Phân nhánh An Khê	2	x	5	2009	2009
35	Tuy Hòa-Nha Trang	1	x	110	2008	2009
36	Phân nhánh Long An	2	x	1		2009
37	Hàm Thuận- Phan Thiết	2	x	60	2007	2009
38	Nhà máy nhiệt điện Cà Mau-Bạc Liêu	2	x	76	Liên kết với nhà máy nhiệt điện Cà Mau	2009
39	Thốt Nốt-Châu Đốc	2	x	69.5		2009

IV	Đường dây 220 kV trong giai đoạn 2006-2010					
40	Sóc Sơn-Van Trì	2	x	25		2010
41	Phân nhánh Thành Công	2	x	10,5		2010
42	Sông Tranh 2-Tam Kỳ	2	x	65	2009-Đã được phê duyệt	2010
43	Độc Sơn Dung Quốc- nhà máy thép Dung Quốc	2	x	15		2010
44	Bà Rịa-Vũng Tàu	2	x	14	2008	2010
45	Nhà máy Thủy điện Đồng Nai 3-Đắk Nông	2	x	25	Liên kết với nhà máy thủy điện Đồng Nai 3	2010
46	Nhà máy Thủy điện Đồng Nai 4-Đắk Nông	2	x	15	Liên kết với nhà máy thủy điện Đồng Nai 4	2010
47	Phân nhánh Nam Sài Gòn	2	x	1		2010
48	Nhà máy nhiệt điện Ô Môn-Sóc Trăng	1	x	73	Quy hoạch đã được phê duyệt	2010
49	Kiên Lương-Châu Đốc	1	x	72		2010
50	Sóc Trăng-Bạc Liêu	2	x	50	Quy hoạch đã được phê duyệt	2010
51	Nhà máy nhiệt điện Ninh Bình_Nam Định	1	x	30	Tháp phân chia 110 kV	2011
52	Phân nhánh nhà máy điện Mạo Khê	4	x	3	Liên kết với nhà máy nhiệt điện Mạo Khê	2011
53	Nhà máy nhiệt điện Mạo Khê-hải Dương 2	2	x	25	Liên kết với nhà máy nhiệt điện Mạo Khê	2011
54	Kết nối nhà máy thủy điện A Lưới	2	x	30	2010	2011
55	Phân nhánh Xuân Lộc	4	x	5		2011
56	Phân nhánh Thuận An	2	x	1		2011
57	Uyên Hưng-I an Định	2	x	20	2008	2011
58	Vĩnh Long-Trà Vinh	2	x	70		2011
59	Đồng Hòa-Thái Bình	2	x	53,6	Ngân hàng Thế Giới (WB)	2012
60	Hà Tĩnh- Vũng Áng	2	x	70	Liên kết với nhà máy nhiệt điện Vũng Áng I	2012
61	Vũng Áng-Ban Don	2	x	45	Liên kết với nhà máy nhiệt điện Vũng Áng I	2012
62	Ba Don-Đồng Hới	2	x	40	Liên kết với nhà máy nhiệt điện Vũng Áng I	2012
63	Phân nhánh khu công nghiệp Phú Mỹ 2	2	x	4		2012
64	Sông Mỹ-Uyên Hưng	2	x	20	2008	2012
65	Phân nhánh trạm biến áp Cù Chi-I an Định- Trảng Bàng	4	x	1	2008	2012
66	Cầu Bông 500 kV-Hóc Môn 220kV	2	x	10	2010	2012
67	Phân nhánh Long Biên	2	x	18		2013
68	Nam Định-Thái Bình	1	x	30	Mạch 2	2013
69	Cầu Bông 500 kV-Bình Tân	2	x	10		2013
70	Nhà máy nhiệt điện Ô Môn- Thốt Nốt	2	x	22	2010	2014
71	Thanh Hóa-Nghi Sơn	2	x	52		
72	Vĩnh- Nghi Sơn	2	x	113		
73	Vĩnh-Hà Tĩnh	1	x	65,2	Mạch 2	
74	Chem-Van Trì	2	x	10	Phân ban đầu trên tháp bốn mạch	
75	Chem-An Dương	2	x	10		
76	Phối Nội-Kim Đồng	2	x	22		
77	Nhà máy nhiệt điện Hải Phòng II- Nhà máy nhiệt điện Hải Phòng I	2	x	0,5	Liên kết với nhà máy nhiệt điện Hải Phòng II	
78	Uông Bí-Trang Bạch	2	x	17	Liên kết với Uông Bí	
79	Trung Quốc-Lào Cai-Lào Cai-Yên Bái-Việt Trì	2	x	230	2006-đã được phê duyệt	
80	Trung Quốc-Hà Giang-Bắc Me	2	x	70	Mua điện từ Trung Quốc	
81	Kết nối với nhà máy thủy điện nhỏ Hà Giang	2	x	100		

IV	Đường dây 220 kV trong giai đoạn 2006-2010				
82	Bắc Mê- Nhà máy Thủy điện Tuyên Quang	2	x	60	Mua điện từ Trung Quốc-2007
83	Pitoong-Thị xã Sơn La	1	x	40	Mạch 2
84	Pitoong-Huoi Quang	2	x	25	
85	Huoi Quang-Ban Chat	2	x	35	
86	Nhà máy nhiệt điện Ninh Bình-Hoa Lư	1	x	6	Tháp phân chia 110 kV
87	Phân nhánh Bim Sơn	2	x	2	
88	Phân nhánh Đô Lương	2	x	2	
89	Vinh-Nhà máy thủy điện Ban Ve	2	x	174	Ngân hàng phát triển Châu Á (ADB), Cơ quan phát triển Pháp (AFD)
90	Hà Tĩnh-Thạch Khê	2	x	20	
91	Than Uyen-Phân nhánh Huoi Quang-Ban Chat	2	x	20	Kết nối với nhà máy thủy điện nhỏ Lào Cai
92	Bao Thang-Yên Bái	2	x	180	Kết nối với nhà máy thủy điện nhỏ Lào Cai
93	Nhà máy thủy điện Bắc Hà (Nale)-Bao Thang	1	x	30	Liên kết với nhà máy Thủy Điện Bắc Hà
94	Huế-Hòa Khánh	1	x	110	Mạch 2
95	Se Kaman 3- A Vương 1	2	x	120	
96	Phân nhánh trạm biến áp Ngũ Hành Sơn	2	x	12	
97	Độc Sỏi-Đức Phổ	1	x	64	Mạch 1
98	Đức Phổ-Quy Nhơn	1	x	125	Mạch 1
99	Đà Lạt-Đa Nhim	1	x	28	Mạch 1
100	Nhà máy thủy điện Dak Tih-Đắk Nông	1	x	10	Liên kết với nhà máy Thủy Điện Dak Tih
101	Di Linh-Tan Rai	2	x	10	Liên kết với nhà máy nhôm
102	Mỹ Phước-Bình Lonh	2	x	38	2006
103	Phân nhánh Hiệp Bình Phước	4	x	2	
104	Phân nhánh Bình Tân	2	x	1	
105	Phân nhánh Sông Mây-Trị An-Long Bình	4	x	5	2006
106	Phân nhánh Sông Mây- Bảo Lộc -Long Bình	4	x	10	Tháp 4 mạch
107	Phân nhánh Sông Mây- Long Bình	2	x	15	Nâng cấp lên 2 mạch
108	Phú Mỹ-Mỹ Xuân	2	x	3	2007
109	Phú Mỹ-Bà Rịa	2	x	24.7	Tăng mật cắt ngang của dây dẫn
110	Nhà máy nhiệt điện Nhơn Trạch-Tam Phước-Sông Mây	2	x	36	Liên kết với Nhơn Trạch
111	Nhà Bè-Phú Lâm	2	x	15	Tăng mật cắt ngang của dây dẫn
112	Phú Lâm-Hóc Môn	2	x	19	Tăng mật cắt ngang của dây dẫn
113	Cát Lái-Thủ Đức	2	x	9	Tăng mật cắt ngang của dây dẫn
114	Mỹ Tho-Bến Tre	2	x	21	Mạch 2
115	Ô Môn-Vĩnh Long	2	x	40	
116	Nhà máy nhiệt điện Ô Môn- Trà Nóc	2	x	10	

Nguồn: “Đánh giá việc thực hiện kế hoạch phát triển điện VI”, Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy), Tháng tư, 2010

Chữ màu đen là trước năm 2009 hoặc không biết, chữ màu xanh là trước năm 2010, chữ màu đỏ là sau năm 2010

2.4.2 Các vấn đề về việc thực hiện Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6)

Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy) đã tóm tắt các nguyên nhân gây ra sự chậm trễ của các dự án phát triển điện như sau.

- Các ảnh hưởng của suy thoái kinh tế toàn cầu
- Thiếu vốn đầu tư khi một số dự án được thực hiện đồng thời
- Yêu cầu về thời gian dài cho thủ tục vay
- Thiếu quản lý và thủ tục đấu thầu do thiếu các kỹ năng của tư vấn và nhà thầu
- Sự tăng mạnh về giá vật liệu do việc gia tăng giá dầu. Sáu tháng đến một năm chậm trễ trong việc cung cấp vật liệu và phương tiện
- Thiếu chức năng trong quản lý tiến độ và trong việc đảm bảo các dự án về Cơ sở phát điện độc lập (IPP- Independent Power Producer). Đặc biệt, thiếu kinh nghiệm của các nhà đầu tư mới.
- Các vấn đề liên quan đến việc giải phóng mặt bằng và bồi thường

Việc xây dựng đường dây truyền tải điện và các trạm biến áp bị chậm trễ do những lý do sau cũng như các trường hợp liên quan đến việc xây dựng các nhà máy điện.

- Thiếu vốn đầu tư
- Có khó khăn trong việc đầu tư vào đường dây truyền tải điện và trạm biến áp tại nơi có nhu cầu điện chỉ tăng cục bộ trong khi lại không tăng quá nhiều ở các vùng lân cận xung quanh.
- Thiếu sự quản lý và kỹ năng của các tư vấn và nhà thầu
- Sự gia tăng mạnh về giá của các loại vật liệu
- Việc sử dụng đất và bồi thường đã trở nên khó khăn nghiêm trọng. Sự thiếu tính hợp tác giữa các ngành điện và các cá nhân liên quan, đặc biệt tại các thành phố lớn. (Ví dụ, việc thiếu phối hợp giữa các ngành làm cho các thủ tục trở nên khó khăn trong khi các lãnh đạo đã đồng ý.)

Ngoài các nguyên nhân chính nói trên được chỉ ra bởi Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy), các nguyên nhân khác cũng có thể được xác định.

- Quá nhiều kế hoạch tham vọng trong Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6)
- Thiếu nguồn vốn bởi Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-Vietnam Electricity)

- Các biện pháp đối phó không hiệu quả của Bộ Công Thương (MOIT-Ministry of Industry and Trade) đối với sự chậm trễ của dự án
- Các thỏa thuận về các Điều khoản mua điện (PPA- Power Purchase Agreement) giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-Vietnam Electricity) và các nhà đầu tư bị trì hoãn (Có các vấn đề liên quan đến qui định về biểu giá điện từ chính phủ)
- Sự quản lý yếu kém của các nhà thầu (đặc biệt là của các công ty Trung Quốc)
- Các điều kiện dưới tiêu chuẩn tại địa điểm xây dựng các nhà máy nhiệt điện chạy than tại khu vực miền Nam (bao gồm các điều kiện về thời tiết)
- Tăng chi phí tái định cư (Cho việc xây dựng các nhà máy thủy điện)

Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6) đã bị trì hoãn do sự suy thoái kinh tế thế giới, tình trạng thiếu vốn, thiếu kinh nghiệm của các nhà xây dựng. Những điểm quan trọng để cho việc xây dựng Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7) là như sau.

- Các yếu tố tiêu cực lớn nhất trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7) là sự thiếu hụt nguồn vốn giống như Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6). Đối với Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6), sự thiếu hụt nguồn vốn được chỉ ra tại thời điểm bắt đầu quy hoạch. Trong thời gian dài tại ngành điện Việt Nam, Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-Vietnam Electricity) đã cung cấp điện độc quyền trên cả nước. Do chính sách thị trường mở của Chính phủ Việt Nam, chính phủ muốn tăng khả năng cung cấp năng lượng bằng cách sử dụng hệ thống tài chính Xây dựng, Khai thác, Chuyển giao (BOT-Build Operate Transfer) và Xây dựng, Sở hữu, Kinh Doanh (BOO-Build Own Operate).
- Các mức giá điện ở Việt Nam thấp hơn các nước khác. Mức giá điện thấp rất hấp dẫn cho các công ty nước ngoài, và các công ty nước ngoài có thể đến Việt Nam do mức giá điện thấp. Tuy nhiên có khả năng trong tương lai, các mức giá thấp sẽ được sắp xếp lại một cách phù hợp.
- Trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7), nhu cầu điện được dự đoán rằng sẽ tăng rất nhanh. Khi đó, Quy hoạch này phải đề xuất các biện pháp đối phó để tạo ra sự cân bằng về việc sử dụng điện dưới góc độ tiết kiệm năng lượng và điện. Cụ thể, hiệu quả và tiết kiệm năng lượng (EE&C-Energy efficiency and conservation), quản lý phụ tải

(DSM-*Demand-side management*) và sự cân bằng hệ thống điện theo vùng có thể được thúc đẩy.

- Một trong những sự khác biệt giữa Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-*Power Development Plan No6*) và Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*), là quyền hạn quản lý của Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*). Quyền hạn được chuyển từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-*Vietnam Electricity*) đến Bộ Công Thương (MOIT-*Ministry of Industry and Trade*). Dưới quyền của Bộ Công Thương (MOIT-*Ministry of Industry and Trade*), Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) có thể làm cho Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) có thể đánh giá được sự cân bằng về điện trong khu vực bao gồm nhu cầu điện năng từ các khu công nghiệp và các cơ sở thương mại quy mô lớn trong cả nước.
- Nhu cầu điện tăng cao trong khu vực dân cư trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) cũng đã được dự báo, tuy nhiên, việc dự báo nhu cầu có tính thực tế khi so sánh với Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-*Power Development Plan No6*). Khi xem xét tình hình của Chính phủ, các chính sách của Việt Nam đã không thay đổi theo yêu cầu của Chính phủ để hỗ trợ các nguồn vốn và chuyển giao kỹ thuật từ Nhật Bản. Việc thiếu điện hiện nay ở Việt Nam trở thành một nút thắt cổ chai trong tăng trưởng kinh tế, do đó sự hỗ trợ của Nhật Bản phải được thực hiện với khái niệm "Đúng thời điểm".

2.4.3 Sự thiếu hụt điện

Như được mô tả trong phần 2.2 và 2.3, việc thực hiện của cả hai kế hoạch phát điện và quy hoạch hệ thống mạng lưới điện đã bị chậm trễ. Sự chậm trễ của việc thực hiện các cơ sở hệ thống điện, duy trì chỉ khoảng 70% kế hoạch phát điện từ năm 2006 đến năm 2010 và khoảng 50% quy hoạch hệ thống mạng lưới điện đã thực hiện, dẫn đến kết quả là lượng dự trữ thấp của các cơ sở hệ thống điện phải đáp ứng được nhu cầu điện lớn nhất.

Hơn nữa, tại đầu nguồn trạm thủy điện Hòa Bình (1.920 MEGA Oát (MW- *Mega Watt*)) đã giảm xuống thấp hơn từ 70-80% giá trị thiết kế trong tháng 6 năm 2010 và khu vực phía bắc đã phải chịu đựng sự thiếu hụt điện năng đáng kể.

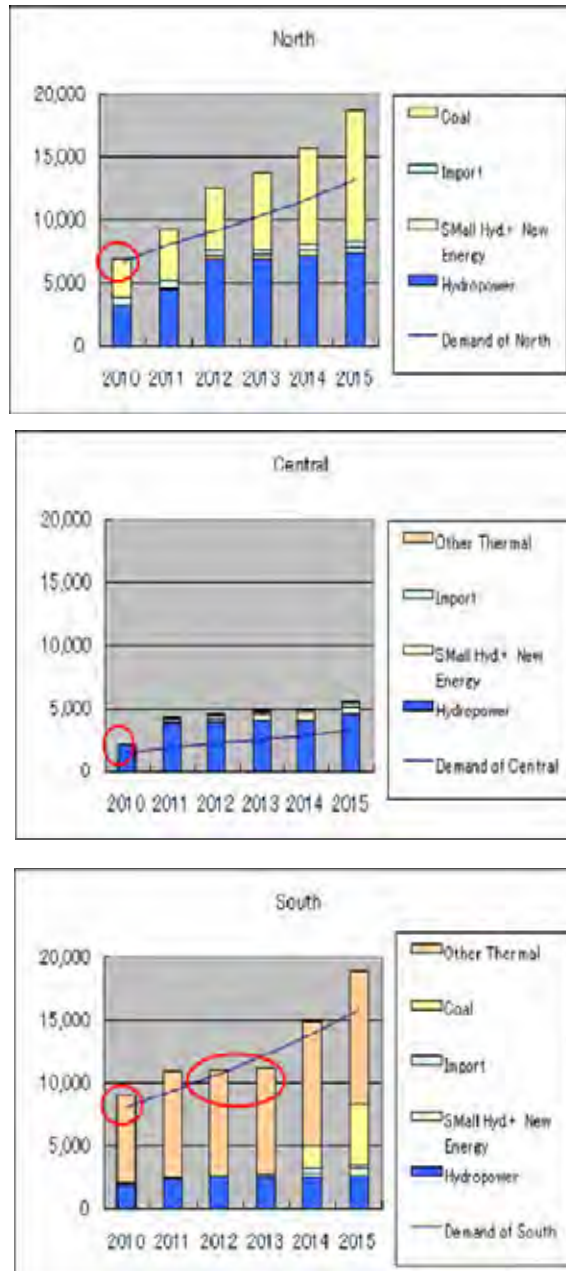
Một số cơ sở hệ thống 220 kilôvôn (kV-kilovolt) đã hoạt động trong điều kiện quá tải

do sự chậm trễ trong việc thực hiện các cơ sở mạng lưới điện tại khu vực miền Bắc như Hà Nội, Hưng Yên và Bắc Ninh và khu vực miền Nam như Thành phố Hồ Chí Minh, Đồng Nai, Bình Dương và Long An. Đặc biệt trong mùa khô, sự gián đoạn về việc cung cấp điện đã xảy ra tại Hà Nội do các điều kiện quá tải của hệ thống 220 kilôvôn (kV-kilovolt).

Những nguyên nhân của sự gián đoạn việc cung cấp điện có thể không chỉ do sự thiếu hụt về phát điện mà còn do sự quản lý, bảo dưỡng và sự thiếu hụt công suất của các đường dây truyền tải điện.

Hình. 2.4.1 mô tả sự so sánh giữa nhu cầu điện tối đa và công suất của các cơ sở hệ thống điện. Người ta kỳ vọng rằng biên độ dự trữ thấp của các cơ sở hệ thống điện đáp ứng được nhu cầu điện tối đa trong tương lai ở một giai đoạn thiếu nước.

(MW)



Nguồn: Ước tính bằng dữ liệu của Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy)

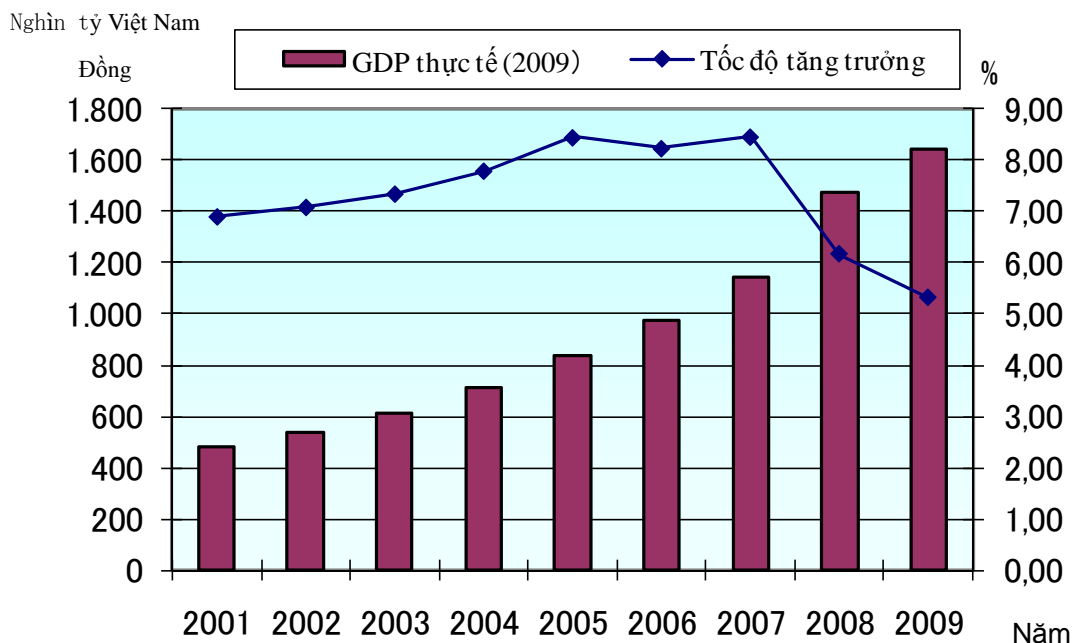
Hình 2.4-1: So sánh giữa nhu cầu điện tối đa và công suất của các cơ sở hệ thống điện



Chương 3 Đánh giá các dự báo nhu cầu điện hiện tại

3.1 Nghiên cứu về các điều kiện kinh tế ở Việt Nam

Việt Nam đã đạt được sự phát triển kinh tế đáng kể thông qua chính sách "Đổi Mới (Cải cách)" từ năm 1986, và thực hiện một số "Kế hoạch Phát triển Kinh tế Xã hội". Ngoài ra, Việt Nam đã chính thức trở thành thành viên của Tổ chức Thương mại Thế giới (WTO-*World Trade Organization*). Tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*) thực tế tăng trưởng hàng năm với tỉ lệ trung bình là 7,3% từ năm 2001 đến năm 2009. Điều này được mô tả trong Hình 3.1-1.



Nguồn: Cơ sở dữ liệu về triển vọng kinh tế Thế giới của Quỹ tiền tệ Quốc tế (IMF -*International Monetary Fund*) (2010/04)

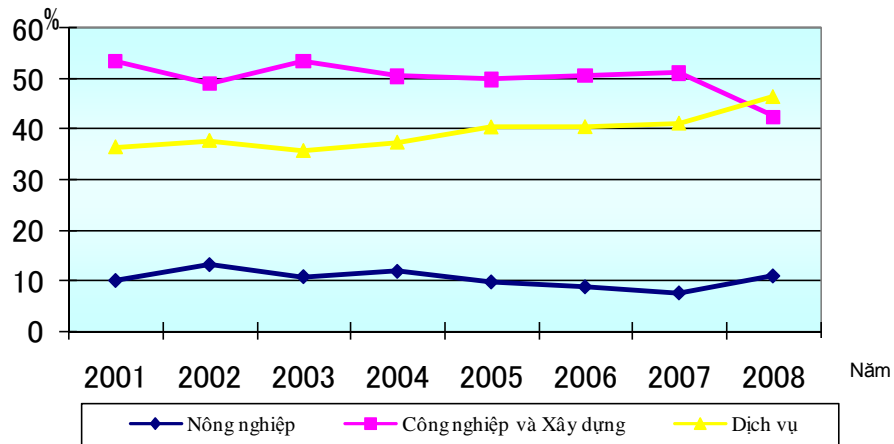
Hình 3.1-1: Tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*) thực tế và tốc độ tăng trưởng hàng năm

Một báo cáo gọi là "Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi" (SED2020-*Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards*), đã tiến hành phân tích các điều kiện kinh tế của Việt Nam. Báo cáo này đã cải thiện "Dự báo phát triển kinh tế phục vụ cho nghiên cứu phát triển cho giai đoạn đến năm 2050" (EDF2050-*Economic Development Forecast serving Study on Development for the period up to 2050*) và đã được soạn thảo trong tháng 6 năm 2009 để tạo ra Quy hoạch

phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7).

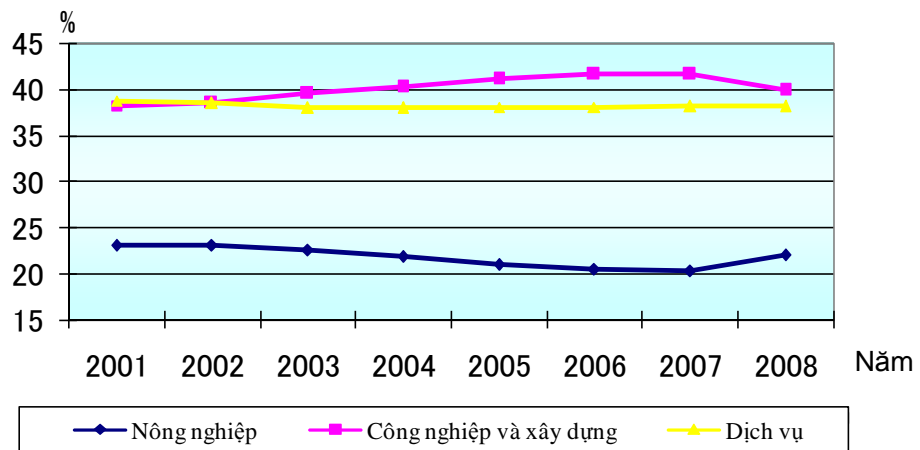
Theo Hình 3.1-1, trong thời gian từ 2001-2009, Tổng sản phẩm quốc nội (GDP-Gross Domestic Product) trong năm 2009 bằng 1,76 lần so với Tổng sản phẩm quốc nội (GDP-Gross Domestic Product) trong năm 2001, khoảng 16.454 tỷ Việt Nam đồng (billion VND-billionVietnam Dong) (theo giá hiện tại). Mặc dù tạm thời trì trệ dưới ảnh hưởng của cuộc khủng hoảng "tiền tệ châu Á" năm 1997, tốc độ tăng trưởng kinh tế tăng tốc dần lên sau đó phục hồi trung bình hàng năm tới 7,5% từ năm 2001 đến năm 2005. Hơn nữa, tốc độ tăng trưởng kinh tế đạt không dưới 8% mức trung bình hàng năm từ năm 2006 đến năm 2007. Trong năm 2008, do ảnh hưởng của "khủng hoảng kinh tế thế giới", tốc độ tăng trưởng kinh tế giảm xuống còn 6,18% và hướng tới mức 5,32%, mức tụt nhất kể từ năm 1999. Nhưng sau đó, Tổng sản phẩm quốc nội (GDP-Gross Domestic Product) trở nên tốt hơn thông qua việc phục hồi của ngành công nghiệp và mang lại một dấu hiệu của sự phục hồi kinh tế.

Theo Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards), nếu xét đến tỷ lệ đóng góp của từng ngành, trong thời gian từ năm 2001 đến năm 2008, tốc độ tăng trưởng kinh tế của Việt Nam chủ yếu dựa trên tốc độ tăng trưởng của ngành công nghiệp và xây dựng, với mức đóng góp khoảng 50%. Dịch vụ và các ngành khác đóng góp khoảng 40%, và 10% còn lại là đóng góp của ngành nông nghiệp, lâm nghiệp và thủy sản. Sự đóng góp của ngành công nghiệp và xây dựng cho tốc độ tăng trưởng GDP tương đối ổn định trong thời kỳ này. Ngược lại, đóng góp của các ngành nông nghiệp, lâm nghiệp, ngư nghiệp, dịch vụ và những ngành khác thay đổi theo hướng tỉ lệ đóng góp của nông nghiệp, lâm nghiệp và thủy sản ngày càng giảm, nhưng tỉ lệ đóng góp của các ngành dịch vụ lại gia tăng (chi tiết trong Hình 3.1-2). Ngành nông, lâm nghiệp và thủy sản tương đối trì trệ và đi sau các ngành khác. Trong giai đoạn 2001-2008, nền kinh tế của Việt Nam trải qua những thay đổi quan trọng về kinh tế và cơ cấu lao động, theo hướng huy động các lợi thế trong từng ngành, lĩnh vực (được hiển thị cụ thể trong hình 3.1-3). Nó chỉ ra rằng những thay đổi này hỗ trợ cho nền kinh tế của Việt Nam trong Công nghiệp và Xây dựng, Dịch vụ và những ngành khác.



Nguồn: Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi" (SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards)

Hình 3.1-2: Sự đóng góp của mỗi ngành vào tăng trưởng kinh tế



Nguồn: Kịch bản của phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi" (SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards)

Hình 3.1-3: Sự thay đổi cơ cấu kinh tế

Hơn nữa, Đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI-*Foreign Direct Investment*) đang gia tăng nhanh chóng tại Việt Nam trong những năm gần đây. Chỉ số này cho thấy đất nước đã vượt ra khỏi giai đoạn đầu chuẩn bị phát triển, và bước sang giai đoạn thứ hai hướng tới một sự vượt bậc về kinh tế. Đến cuối năm 2008, lượng Đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI-*Foreign Direct Investment*) đạt tới 64 tỷ Đôla Mỹ (USD-*United State dollar*), đạt đến 4,5 lần mức Đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI-*Foreign Direct Investment*) được giả thuyết hiện tại trong kế hoạch phát triển kinh tế xã hội, và có thể nói rằng sự quốc tế

hóa và tiếp thị về kinh tế đang thúc đẩy làn sóng Đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI-*Foreign Direct Investment*) vào Việt Nam. Mặc dù Đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI-*Foreign Direct Investment*) vào Việt Nam tăng ít đi trong giai đoạn “khủng hoảng kinh tế thế giới” năm 2009, nó được kỳ vọng sẽ phục hồi trở lại trong năm 2010 và sau đó.

3.2 Triển vọng kinh tế xã hội từ năm 2010 đến năm 2030

"Chiến lược phát triển kinh tế xã hội 2001-2010" tồn tại như triển vọng mới nhất liên quan đến xu hướng kinh tế lâu dài của Việt Nam. Sau đó, một triển vọng dài hạn mang tính hình thức, vì nó không thể được tìm thấy, "Dự báo phát triển kinh tế phục vụ cho nghiên cứu phát triển giai đoạn tới năm 2050" (EDF2050-*Economic Development Forecast serving Study on Development for the period up to 2050*) đã được soạn thảo bởi nhóm chuyên gia vào năm 2005. Hơn nữa, kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi" (SED2020-*Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards*), được soạn thảo như là chương 2.1 đã được chỉ ra.

Theo Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi" (SED2020-*Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards*), nền kinh tế Việt Nam trong tương lai, cũng như các nước đang phát triển khác, sẽ bị ảnh hưởng mạnh bởi xu hướng kinh tế quốc tế, đặc biệt là xu hướng kinh tế của Nhật Bản, Mỹ, Liên minh Châu Âu (EU-*European Union*) và Hiệp hội các Quốc gia Đông Nam Á (ASEAN-*Association of South-East Asian Nations*). Vì vậy, triển vọng của nền kinh tế Việt Nam đã được mô tả trong bối cảnh có xem xét đến triển vọng của kinh tế thế giới.

Khoảng cách kinh tế giữa Trung Quốc và các nước dẫn đầu trong Hiệp hội các Quốc gia Đông Nam Á (ASEAN-*Association of South-East Asian Nations*) tiếp tục là động lực cho tăng trưởng kinh tế cao của Việt Nam. Khoảng cách kinh tế (khoảng cách GDP trên đầu người) giữa Việt Nam và các nước khác sẽ không dễ dàng mất đi. Liên quan đến triển vọng kinh tế dài hạn của “Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi” (SED2020-*Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards*), mức tăng trưởng kinh tế được giả định vào khoảng 8,0% sẽ tiếp tục cho tới năm 2030. Dự đoán này có thể được tóm tắt như dưới đây.

3.2.1 Tình hình hiện tại của nền kinh tế thế giới

Các điều kiện hiện tại của nền kinh tế thế giới được mô tả dưới đây. Từ nay, các nước trên thế giới trở nên ngày càng phụ thuộc lẫn nhau khi bước vào một thời kỳ hòa bình

và ổn định. Tuy nhiên, vì tốc độ nhanh chóng của các sự kiện quốc tế, những thay đổi bất ngờ có thể xảy ra. Theo đó, dự đoán rằng nền kinh tế thế giới sẽ ảnh hưởng nhiều đến những nước đang phát triển.

- Cuộc khủng hoảng kinh tế xảy ra trong năm 2007 và chu kỳ kinh tế đã bước vào một giai đoạn phục hồi mới.
- Tình huống như vậy gây khó khăn cho các nước đang phát triển để cạnh tranh cho thị phần của họ về các nguồn lực thu hút.
- Các nền kinh tế trên thế giới ngày càng trở nên phụ thuộc lẫn nhau với các rủi ro ngày một tăng nhanh.
- Khoa học và công nghệ, đặc biệt như công nghệ sinh học sẽ tiếp tục tác động mạnh mẽ đến sự phát triển và thay đổi của cơ cấu kinh tế toàn cầu.
- Thâm hụt trong cán cân thương mại của các nước phát triển ảnh hưởng đến dòng vốn đầu tư vào các nước đang phát triển.
- Xu hướng toàn cầu hóa, việc tái tổ chức sẽ tiếp tục, bao trùm hầu hết các lĩnh vực xã hội, các khu vực kinh tế và lĩnh vực cư trú.

3.2.2 Những viễn cảnh của nền kinh tế thế giới

Khi tăng trưởng kinh tế toàn cầu được xem xét dựa vào một nền tảng của một tình huống đã đề cập trong phần 3.2.1, liên quan đến sự tăng trưởng của nền kinh tế thế giới, có một quan điểm cho rằng, đó là sự kết hợp mang tính tích cực từ những điểm sau đây. Ảnh hưởng của cuộc “khủng hoảng kinh tế thế giới” vẫn chưa chấm dứt, nhưng điều này sẽ kết thúc vào năm 2010 và từ đó sự tăng trưởng thực sự sẽ đạt được như mong đợi.

- Sự tăng trưởng của hoạt động kinh doanh là một xu hướng tích cực.
- Đầu tư đã tăng mạnh, đặc biệt là Đầu tư trực tiếp nước ngoài (*FDI-Foreign Direct Investment*), Viện trợ phát triển chính thức (*ODA-Official Development Assistance*) và đầu tư gián tiếp có xu hướng tăng lên.
- Ngành tài chính đã trở nên ngày càng quan trọng trong việc thúc đẩy sự phát triển của kinh tế thế giới.
- Tiêu dùng đã tăng mạnh, chủ yếu ở các thị trường mới nổi.
- Thị trường lao động thế giới sẽ bị ảnh hưởng bởi quá trình toàn cầu hoá và những thay đổi về nhân khẩu học.

3.2.3 Những cơ hội cho nền kinh tế Việt Nam

Trước hết, các ưu thế tiềm năng sẽ góp phần vào sự phát triển kinh tế của Việt Nam và những ưu thế mà Việt Nam đã có được mô tả dưới đây.

- Việt Nam nằm trong một khu vực năng động của châu Á với mức tăng trưởng kinh tế cao. Do đó sự tăng trưởng của các hoạt động thương mại và đầu tư là tích cực.
- Nền kinh tế quốc tế sẽ góp phần mở rộng kinh tế Việt Nam, với những lợi thế về tài nguyên thiên nhiên, nguồn nhân lực, tình hình chính trị xã hội ổn định đặc biệt là các nền kinh tế lớn như Mỹ (*US-United State*), liên minh Châu Âu (*EU-European Union*), Khối Thương mại Tự do Bắc Mỹ (*NAFTA-North American Free Trade Agreement*), Nhật Bản đang tỏ ra quan tâm đến Việt Nam nhiều hơn. Hơn nữa, Việt Nam cũng duy trì các mối quan hệ vững mạnh với Khối Thương mại Tự do Bắc Mỹ (*NAFTA-North American Free Trade Agreement*), Ấn Độ và Hàn Quốc.
- Thị trường xuất khẩu sẽ mở rộng và Việt Nam sẽ hấp dẫn nhiều nguồn vốn đầu tư hơn nữa. Do đó, sẽ có nhiều cơ hội cho lao động quốc tế tham gia vào sự tăng trưởng của Việt Nam.
- Việc chuyển dịch cơ cấu của nền kinh tế thế giới, đặc biệt là các nền kinh tế lớn, sẽ tác động mạnh mẽ và tích cực đến cơ cấu kinh tế của Việt Nam.
- Việt Nam sẽ có nhiều lựa chọn hơn để chuyển giao và đổi mới công nghệ.
- Thị trường mở cửa, sự phát triển và hoàn thiện các quy tắc thị trường sẽ cho phép Việt Nam dễ dàng tiếp cận với khoa học toàn cầu, công nghệ thông tin và nâng cao năng suất lao động, cũng như hiệu quả sản xuất của nền kinh tế Việt Nam.

3.2.4 Những thách thức đối với nền kinh tế Việt Nam

Tiếp theo, những thách thức cho sự phát triển kinh tế của Việt Nam được mô tả dưới đây.

- Nhiều quốc gia, kể cả Việt Nam, đang phải đối mặt với cạnh tranh trong thị trường xuất khẩu, thu hút vốn đầu tư, người lao động và công nghệ vì sự toàn cầu hóa.
- Mặc dù quốc tế hóa đã mang lại nhiều cơ hội phát triển, nhiều quốc gia, kể cả Việt Nam, sẽ phải đối mặt với sự cạnh tranh trong thị trường xuất khẩu và sẽ phải cạnh tranh để thu hút vốn đầu tư, lao động và công nghệ.

- Sự lớn mạnh các nền kinh tế lớn đang phát triển như Trung Quốc, Ấn Độ và Hiệp hội các Quốc gia Đông Nam Á (*ASEAN-Association of South-East Asian Nation*) sẽ tạo ra sự cạnh tranh khốc liệt hơn cho Việt Nam.
- Sự phát triển tiềm năng của Việt Nam bị hạn chế về nguồn nhân lực (thiếu công nhân chất lượng cao), điều kiện cơ sở hạ tầng yếu kém, nền kinh tế quy mô nhỏ, doanh nghiệp nhỏ và khả năng cạnh tranh kém.
- Việc bảo hộ và các rào cản thương mại vẫn đang được các quốc gia áp dụng.
- Việc áp dụng sự bảo hộ và các rào cản thương mại chủ yếu đến từ các nước phát triển, các nước lớn. Trong khi đó, năng lực cạnh tranh của các hàng hóa và dịch vụ của Việt Nam vẫn còn yếu.
- Sự hiểu biết và việc áp dụng các quy định quốc tế của các doanh nghiệp Việt Nam cũng còn yếu. Doanh nghiệp Việt Nam sẽ gặp rất nhiều khó khăn trong việc khắc phục trở ngại này để thâm nhập vào thị trường quốc tế.
- Tồn tại nguy cơ mất thị trường trong nước do việc buộc phải dỡ bỏ hàng rào thuế quan để đáp ứng các cam kết quốc tế.

3.2.5 Các yếu tố của kịch bản phát triển kinh tế

Căn cứ vào kết quả phân tích ở trên, các yếu tố cần thiết để tạo ra các kịch bản phát triển kinh tế được mô tả dưới đây.

- Khả năng để vượt qua khủng hoảng, đạt được sự ổn định và phục hồi tăng trưởng.
- Sự ổn định của môi trường quốc tế có xu hướng tăng tốc độ toàn cầu hóa và tự do kinh tế, mở rộng những quan hệ kinh tế quốc tế.
- Tăng vốn đầu tư (đặc biệt là Đầu tư trực tiếp nước ngoài (*FDI-Foreign Direct Investment*)).
- Các vấn đề năng lượng được giải quyết, giá năng lượng trên thế giới sẽ được ổn định, đặc biệt là giá dầu.

Hơn nữa, những câu hỏi chiến lược chủ chốt đã được tóm tắt dưới đây.

- Việt Nam có thể hạn chế tác động của cuộc khủng hoảng kinh tế quốc tế để hướng tới sự phục hồi nhanh chóng hay phục hồi tăng trưởng chậm?
- Việt Nam sẽ thành công vượt qua những thách thức của sự toàn cầu hóa và hội nhập kinh tế quốc tế hay không?
- Làm thế nào để huy động các yếu tố nội địa?

3.2.6 Kịch bản phát triển nhanh cho Việt Nam

Triển vọng phát triển kinh tế thông qua kịch bản phát triển nhanh được mô tả dưới đây.

- Kinh tế thế giới sẽ thoát khỏi khủng hoảng trong năm 2009 và phục hồi tăng trưởng vào năm 2010.
- Môi trường quốc tế bền vững và thuận lợi.
- Thị trường năng lượng, đặc biệt là thị trường dầu ổn định: giá dầu ổn định ở một mức giá hợp lý.
- Việt Nam sẽ vượt qua những thách thức của toàn cầu hóa và hội nhập kinh tế quốc tế một cách thành công.
- Các nhân tố nội địa sẽ được huy động ở mức độ cao của cải cách pháp lý, chính sách và quản trị.
- Các cuộc cải cách toàn diện và liên tục được tiến hành, với việc tiếp tục huy động nguồn lực, ổn định và bền vững đến năm 2020 và những năm tiếp theo.
- Các chính sách đã được thiết lập cho việc thúc đẩy sự phát triển nhanh các ngành công nghiệp có thể tạo ra giá trị thặng dư cao và công nghệ cao hướng tới xuất khẩu.
- Các vấn đề của người lao động được giải quyết thỏa đáng dựa trên sự phát triển của các dịch vụ chất lượng cao và các ngành công nghiệp cần nhiều lao động.
- Một hệ thống cơ sở hạ tầng kỹ thuật được xây dựng.
- Sự phát triển của các ngành công nghiệp cơ bản mà có thể tạo nguồn thu cho nền kinh tế sẽ được đầu tư dựa trên khả năng kinh tế và tính sẵn có trong năm 2020.

3.2.7 Kịch bản phát triển bình thường (Kịch bản phát triển trung bình)

Triển vọng phát triển kinh tế thông qua kịch bản phát triển trung bình được mô tả dưới đây.

- Kinh tế thế giới sẽ thoát khỏi khủng hoảng trong năm 2009 và phục hồi tăng trưởng vào năm 2010.
- Môi trường quốc tế bền vững và thuận lợi.
- Thị trường năng lượng, đặc biệt là thị trường dầu, ổn định: giá dầu ổn định ở một mức giá hợp lý.
- Việt Nam sẽ vượt qua những thách thức của toàn cầu hóa và hội nhập kinh tế quốc tế một cách thành công.

- Các yếu tố nội địa sẽ được huy động ở mức độ trung bình của cải cách pháp lý, chính sách và hành chính.
- Các chính sách được thiết lập để thúc đẩy sự phát triển nhanh của các ngành công nghiệp tạo ra giá trị thặng dư cao và công nghệ cao hướng tới xuất khẩu.
- Vấn đề của người lao động được giải quyết thỏa đáng dựa trên sự phát triển của các dịch vụ chất lượng cao và các ngành công nghiệp cần nhiều lao động.
- Các hệ thống cơ sở hạ tầng kỹ thuật được phát triển ở mức độ vừa phải.
- Sự phát triển của các ngành công nghiệp cơ bản được lựa chọn trong năm 2020.
- Đầu tư liên tục hệ thống cơ sở hạ tầng kỹ thuật, cũng như các ngành công nghiệp cơ bản, để tạo ra một nền tảng phát triển vững chắc ở các giai đoạn tiếp theo.

3.2.8 Kịch bản phát triển thấp

Triển vọng phát triển kinh tế của kịch bản phát triển thấp được mô tả dưới đây.

- Kinh tế thế giới sẽ không thoát khỏi cuộc khủng hoảng trong năm 2009 và phục hồi tăng trưởng chậm.
- Môi trường quốc tế ít ổn định hơn.
- Thị trường năng lượng (đặc biệt là thị trường dầu) không ổn định với giá dầu leo thang.
- Kinh tế nội địa bị ảnh hưởng bởi cuộc khủng hoảng tài chính, rơi vào một cuộc khủng hoảng tương tự như cuộc khủng hoảng tài chính châu Á.
- Mức độ thấp của cải cách pháp lý chính sách, cải cách hành chính chậm, môi trường nội địa thực sự không thuận lợi theo hướng phục vụ các yêu cầu phát triển kinh tế.
- Việc thực hiện cải cách toàn diện, liên tục và việc tạo ra các nguồn lực ổn định và bền vững và bị trì hoãn trong nhiều năm sau năm 2000.
- Sự phát triển yếu kém của các ngành công nghiệp xuất khẩu tạo ra giá trị thặng dư cao.
- Các vấn đề về lao động chưa được giải quyết.
- Sự phát triển hệ thống cơ sở hạ tầng ở mức độ thấp; sự phát triển của các ngành công nghiệp cơ bản được lựa chọn vào năm 2020.
- Đầu tư liên tục vào hệ thống cơ sở hạ tầng kỹ thuật cũng như các ngành công nghiệp cơ bản để tạo ra một nền tảng vững chắc cho sự phát triển trong các giai đoạn tiếp theo.

3.3 Khảo sát về kế hoạch phát triển sơ cấp

Mục tiêu của cuộc khảo sát là các khu công nghiệp, các cơ sở thương mại, các cơ sở giao thông vận tải (đường sắt, cảng, sân bay, và đường bộ), những khu nghỉ mát và học tập.

3.3.1 Kế hoạch phát triển cơ sở quy mô lớn

(1) Khu công nghiệp

Kế hoạch này là nền tảng của phát triển kinh tế Việt Nam và được nâng lên như một vấn đề quốc gia. Nhiều khu công nghiệp cho đến nay đã được xây dựng với nhiều hơn nữa các khu công nghiệp sẽ được xây dựng trong tương lai.

(a) Tình trạng hiện tại

Số lượng và lĩnh vực của khu công nghiệp trong năm 2008 được trình bày trong Bảng 3.3-1.

Bảng 3.3-1: Khu công nghiệp hiện tại (2008)

Khu vực		Số lượng	Diện tích (héc ta)
Bắc	Đồng bằng Sông Hồng	58	14,1
	Miền núi và Trung du phía Bắc	14	2,3
Trung	Vùng Duyên hải Miền Trung	27	4,9
	Tây Nguyên	7	877,0
Nam	Đông Nam	82	27,7
	Đồng bằng Sông Mê Kông	35	7,3
Toàn vùng		223	57,3

Nguồn: Khảo sát các dự án cơ sở quy mô lớn tại Việt Nam, Viện Kỹ thuật An toàn Hóa học và Công nghiệp (INDUTECH-Chemical and Industrial Safety Technology Institute), 2010

Theo bảng này, tổng số lượng các khu công nghiệp đang hoạt động là 145 với diện tích 36.199 héc ta (ha-hectare). Con số này chiếm 65% số lượng các khu công nghiệp và 63% tổng diện tích. Phần còn lại đang được xây dựng. Việc đầu tư cơ sở hạ tầng cho các khu công nghiệp là 2,4 tỷ đô la Mỹ (billion USD-billion USD) từ đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI -Foreign Direct Investment) và 86 nghìn tỷ Việt Nam Đồng (trillion VND-trillion Vietnam Dong) từ phía Việt Nam. Ở đây, đơn vị tiền tệ là Việt Nam Đồng. 47% vốn Đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI-Foreign Direct Investment) và 37,5%

vốn đầu tư nội địa đã được thanh toán. Để hoạt động các khu công nghiệp, cần có tổng số lượng các dự án là 3.363 trong đó vốn đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI-*Foreign Direct Investment*) là 36.763 tỷ đô la Mỹ (billion USD-*billion United State dollar*) và vốn đầu tư trong nước là 234 nghìn tỷ Việt Nam Đồng (trillion VND-*trillion Vietnam Dong*). Trong đó 43,1% tổng vốn đầu tư này đã được thanh toán từ vốn đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI - *Foreign Direct Investment*) và 42,8% từ Việt Nam.)

(b) Các kế hoạch phát triển đến năm 2020

Sự phát triển các khu công nghiệp được kiểm soát bởi Viện phát triển chiến lược (DSI-*Development Strategy Institute*), trực thuộc Bộ Kế hoạch và Đầu tư (MPI-*Ministry of Planning and Investment*). Kết quả của cuộc khảo sát đã dựa trên tài liệu bằng văn bản về kế hoạch phát triển của Viện phát triển chiến lược (DSI-*Development Strategy Institute*). Kế hoạch phát triển tổng thể và kế hoạch của các khu công nghiệp mới được mô tả tương ứng qua các Bảng 3.3-2, 3.3-3 - Bảng 3.3-4.

Bảng 3.3-2: Quy mô của kế hoạch phát triển tổng thể khu công nghiệp vào năm 2020

Khoản mục	2010	2011-2015	2016-2020
Tổng diện tích (hécta)	55.000-60.000	84.000-85.000	130.000-131.000
Chi phí cho cơ sở hạ tầng (Tỷ Đôla Mỹ)		2,5-3,0	4,0-4,5
Đầu tư (Tỷ Đôla Mỹ)		50-55	40-45

Nguồn: Khảo sát các dự án cơ sở quy mô lớn tại Việt Nam, Viện Kỹ thuật An toàn Hóa học và Công nghiệp (INDUTECH-*Chemical and Industrial Safety Technology Institute*), 2010

Bảng 3.3-3: Kế hoạch phát triển khu công nghiệp theo khu vực trong giai đoạn 2011-2015

Khu vực		Giai đoạn 2011-2015				
		Tốc độ tăng trưởng về doanh số sản xuất (%.năm)	Số lượng	Diện tích (hécta)	Chi phí cho cơ sở hạ tầng tỷ Đôla Mỹ	Đầu tư tỷ Đôla Mỹ
Bắc	Đồng bằng Sông Hồng	13.5-14	10	2.000	0,2	4
	Khu vực Miền núi và Trung du phía Bắc	13-14	34	11.000-12.000	1	18-20
Trung	Khu vực Duyên hải miền Trung	13-14	16	4.000-4.500	0,4	7-8
	Khu vực Tây Nguyên	17-18		2.000	0,15	0.5-10
Nam	Đông Nam Bộ	12-13	16	6.500-7.000	0.5-1.0	14-15
	Đồng bằng Sông Mêkong	14	16	3.200-3.500	0,5	8.5-9.0

Nguồn: Khảo sát các dự án cơ sở quy mô lớn tại Việt Nam, Viện Kỹ thuật An toàn Hóa học và Công nghiệp (INDUTECH-*Chemical and Industrial Safety Technology Institute*), 2010

Bảng 3.3-4: Kế hoạch phát triển khu công nghiệp theo khu vực trong giai đoạn 2016

Khu vực		Giai đoạn 2016-2020				
		Tốc độ tăng trưởng về doanh số sản xuất (%.năm)	Số lượng	Diện tích (héccta)	Chi phí cho cơ sở hạ tầng tỷ Đôla Mỹ	Đầu tư tỷ Đôla Mỹ
Bắc	Đồng bằng Sông Hồng	12-14	12	4.000	0.4	4.3-4.5
	Khu vực Miền núi và Trung du phía Bắc	10	43	42.000-43.000	1.6-2.0	17-18
Trung	Khu vực Duyên hải miền Trung	13	14-15	7.800-7.900	0.7-0.8	8
	Khu vực Tây Nguyên	>15%		500-700	0.05	0.5-1.0
Nam	Đông Nam Bộ	9-10	23	10.000-10.500	1	10
	Đồng bằng Sông Mêkông	13	15	5.000	0.5-0.7	5-7

Nguồn: Khảo sát các dự án cơ sở quy mô lớn tại Việt Nam, Viện Kỹ thuật An toàn Hóa học và Công nghiệp (INDUTECH-Chemical and Industrial Safety Technology Institute), 2010

Thông tin chi tiết về những kế hoạch cá nhân của các khu công nghiệp phải được nêu trong kết quả báo cáo kết quả khảo sát.

(2) Các cơ sở thương mại

Quy mô của các cơ sở thương mại nhỏ khi so sánh với các khu công nghiệp. Kế hoạch phát triển đến năm 2015 đã được công bố, nhưng kế hoạch phát triển sau năm 2016 thì không. Kế hoạch phát triển ở miền Bắc, miền Trung, miền Nam được mô tả trong Bảng 3.3-5, 3.3-6 và 3.3-7.

Trong các bảng sau, diện tích sàn vuông kí hiệu là m², Diện tích sàn tổng quát (GFA-Grand floor Area) là viết tắt của các diện tích sàn lớn, bao gồm các khu vực trong cột “Quy mô” và “O” (“Office”) dùng để chỉ văn phòng, “A” (“Apartment”) có nghĩa là căn hộ, “S” (“Shopping center”) có nghĩa là trung tâm mua sắm, “H” (“Hotel”) là viết tắt của khách sạn trong cột “Chức năng” và cột “Năm” có nghĩa là năm khi cơ sở bắt đầu hoạt động.

Bảng 3.3-5: Kế hoạch phát triển cơ sở thương mại ở khu vực phía Bắc

Miền Bắc	Cao ốc PVN	Hà Nội	102 tầng	1 Tỷ Đôla Mỹ	2015	O
Miền Bắc	Royal City	Hà Nội	120.945 m2;	10.000 Triệu Việt Nam Đồng	2013	O, A, S
Miền Bắc	Khu phức hợp thành phố Hà Nội	Hà Nội	14.094.00m2, 65tầng Diện tích sàn tổng quát (GFA) 250.572.26m2	400 Triệu Đôla Mỹ	2012	O, A, S
Miền Bắc	Grand Plaza	Hà Nội	16.000 m2, Diện tích sàn tổng quát (GFA) 119.500 m2		2010	O, S
Miền Bắc	The Lancaster Hà Nội	Hà Nội	Diện tích sàn tổng quát (GFA) 50.900m2	650 Tỷ Việt Nam Đồng	2012	O, A, S
Miền Bắc	Cao ốc Tricons	Hà Nội	17.211 m2	145 Triệu Đôla Mỹ	2013	A, S
Miền Bắc	Cao ốc Handico	Hà Nội	5.376m2, Diện tích sàn tổng quát (GFA) 35.750m2 2000 người	732 Tỷ Việt Nam Đồng	2010	O, A, S
Miền Bắc	Cao ốc MIPEC	Hà Nội		1.500 Tỷ Việt Nam Đồng	2010	O, A, S
Miền Bắc	Thương xá Ciputra	Hà Nội	130.000 m2		2010	S
Miền Bắc	Vincom Plaza	Hải Phòng	Diện tích sàn tổng quát (GFA) 137.400 m2	1.400 Tỷ Việt Nam Đồng	2010	O, A
Miền Bắc	Toàn nhà Pearl Phương Nam	Hà Nội	Diện tích sàn tổng quát (GFA) 65.250 m2	1.400 Tỷ Việt Nam Đồng	2010	O
Miền Bắc	Cao ốc Habico	Hà Nội	4.490 m2, Diện tích sàn tổng quát (GFA) 120.200 m2	220 Triệu Đôla Mỹ	2010	O, A
Miền Bắc	Cao ốc Keangnam	Hà Nội	46.000 m2	500 Triệu Đôla Mỹ	2010	O, A
Miền Bắc	Tòa nhà Long Giang	Hà Nội	11.235 m2	800 Triệu Việt Nam Đồng	2013	O, A, S
Miền Bắc	Khách sạn Thanh Bình	Thái Bình	10.045 m2, Diện tích sàn tổng quát (GFA) 44.702 m2	503 Triệu Việt Nam Đồng	2013	H, O, A, S

Nguồn: Khảo sát các dự án cơ sở quy mô lớn tại Việt Nam, Viện Kỹ thuật An toàn Hóa học và Công nghiệp (INDUTECH-Chemical and Industrial Safety Technology Institute), 2010

Bảng 3.3-6: Kế hoạch phát triển cơ sở thương mại ở khu vực miền Trung

Khu vực	Tên	Vị Trí	Quy mô	Vốn đầu tư	Năm	Chức năng
Miền Trung	Cao ốc phức hợp Hải Đăng Nha Trang	Nha Trang		1800 Tỷ Việt Nam Đồng	2013	O, A, S
Miền Trung	Cao ốc Blooming Đà Nẵng	Đà Nẵng	10.770 m2, Diện tích sàn tổng quát (GFA) 120.000 m2	90 Triệu Đôla Mỹ	2010	O, A, S
Miền Trung	Cao ốc Viễn Đông Meridian	Đà Nẵng		180 Triệu Đôla Mỹ	2014	O, A, S
Miền Trung	Cao ốc Harmony	Đà Nẵng		850 Triệu Việt Nam Đồng	2012	

Nguồn: Khảo sát các dự án cơ sở quy mô lớn tại Việt Nam, Viện Kỹ thuật An toàn Hóa học và Công nghiệp (INDUTECH-Chemical and Industrial Safety Technology Institute), 2010

Bảng 3.3-7: Kế hoạch phát triển cơ sở thương mại ở khu vực miền Nam

Khu vực	Tên	Vị Trí	Quy mô	Vốn đầu tư	Năm	Chức năng
Miền Nam	Cao ốc City Gate	TP. Hồ Chí Minh		1.708 Tỷ Việt Nam Đồng	2013	O, A, S
Miền Nam	Sài Gòn M&C	TP. Hồ Chí Minh	Diện tích sàn tổng quát (GFA) 72.000 m2	256 Triệu Đôla Mỹ		O, A
Miền Nam	Tòa nhà Liên Hiệp Quốc	TP. Hồ Chí Minh	Không có	1,2 Triệu Đôla Mỹ	2014	O
Miền Nam	Thương xá Crescent	TP. Hồ Chí Minh	Diện tích sàn tổng quát (GFA) 112.000m2	200 Triệu Đôla Mỹ	2015	O, A, S
Miền Nam	Cao ốc tài chính Bitexco	TP. Hồ Chí Minh	100.000 m2,	220 Triệu Đôla Mỹ	2014	O, A, S
Miền Nam	Cao ốc Thành Công 2	TP. Hồ Chí Minh	65.000 m2, Diện tích sàn tổng quát (GFA) 647.000 m2	120 Triệu Đôla Mỹ		Không có O, A, S
Miền Nam	Khu phức hợp mua sắm Tân Phong	TP. Hồ Chí Minh		350 Triệu Đôla Mỹ	2011	S
Miền Nam	Cao ốc Vietcombank	TP. Hồ Chí Minh	3.200 m2	96,5 Triệu Đôla Mỹ	2013	O, A, H
Miền Nam	DIC Phoenix	Bà Rịa- Vũng Tàu	27.645m2, Diện tích sàn tổng quát (GFA) 115.000m2	1.620 Tỷ Việt Nam Đồng	2012	O, A, S
Miền Nam	Cao ốc Royal	TP. Hồ Chí Minh	2.775 m2; Diện tích sàn tổng quát (GFA) 41.000m2	50 Triệu Đôla Mỹ	2011	O

Nguồn: Khảo sát các dự án cơ sở quy mô lớn tại Việt Nam, Viện Kỹ thuật An toàn Hóa học và Công nghiệp (INDUTECH-Chemical and Industrial Safety Technology Institute), 2010

(3) Các khu nghỉ mát

Kế hoạch phát triển các khu nghỉ mát được cho là được phê duyệt bởi chính quyền địa phương. Hầu hết các khu nghỉ mát được phát triển bởi các doanh nghiệp tư nhân hoặc các nhà đầu tư, các doanh nghiệp quốc gia đôi khi cũng tham gia.

Các biệt thự, sân gôn, căn hộ và siêu thị nằm xung quanh khách sạn trong khu nghỉ mát. Các kết quả khảo sát được thể hiện trong bảng 3.3-8.

Bảng 3.3-8: Kế hoạch phát triển khu nghỉ mát

STT	Tên	Vị trí	Diện tích	Vốn đầu tư	Năm	Chức năng	Cơ cấu
1.	Khu nghỉ mát Hồ Tràm	Bà Rịa- Vũng Tàu	170 héc ta	4,2 Tỷ Đôla Mỹ	2013	Khách sạn, Sòng bạc, Khu giải trí, Triển lãm	1114 phòng
2.	Khu nghỉ mát Bãi Dài	Phước Quốc		1,64 Tỷ Đôla Mỹ		Khách sạn, villa, Khu giải trí	2 Khách sạn 5 sao và 150 villa
3.	Khu nghỉ mát và tắm hơi Le Meridien Đà Nẵng	Đà Nẵng	12 héc ta; Diện tích sàn tổng quát (GFA)-125.000 m2	110 Triệu Đôla Mỹ	2013	Khách sạn, villa	149 Căn hộ, 48 villa
4.	Khu nghỉ mát Good Choice	Bà Rịa- Vũng Tàu		1,3 Tỷ Đôla Mỹ			
5.	Bãi Trường	Phước Quốc	155 héc ta	800 Tỷ Việt Nam Đồng			
6.	Sơn Trà	Đà Nẵng	14 héc ta	650 Tỷ Việt Nam Đồng			200 villa
7.	Khu nghỉ mát Ngũ Hành Sơn	Đà Nẵng	20 héc ta	80 Triệu Đôla Mỹ			40 villa
8.	Eden	Đà Nẵng	34 héc ta	180 Triệu Đôla Mỹ			
9.	Sài Gòn Sun Bay	Cần Giờ	600 héc ta	526 Triệu Đôla Mỹ			
10.	Khu nghỉ mát Đại Ninh		6600 héc ta	4.327 Triệu Đôla Mỹ			6000 villa
11.	Khu phức hợp Hạ Long	Quảng Ninh		180 Triệu Đôla Mỹ			400 villa
12.	De Lagi	Bình Thuận	216,4 héc ta	1.600 Triệu Việt Nam Đồng	2015	Villa,	
13.	Khu nghỉ mát Blue Sapphire	Bà Rịa- Vũng Tàu	Diện tích sàn tổng quát (GFA): 104.970m2	1.500 Triệu Việt Nam Đồng	2016	Khách sạn, Căn hộ, villa,...	Khách sạn 150 phòng, 38 villas, 132 Căn hộ
14.	Sea Star Suite	Bà Rịa- Vũng Tàu	3 héc ta	600 Triệu Việt Nam Đồng	2012		573 phòng cho 1000 người
15.	Six Senses Saigon River	Đồng Nai	Diện tích sàn tổng quát (GFA) 553.265m2	36 Triệu Đôla Mỹ	2008*	Căn hộ, villa	40 Căn hộ, 120 villa
16.	Long Hải	Bà Rịa- Vũng Tàu	50000 m2	712 Triệu Việt Nam Đồng	2011	Căn hộ, villa	Khách sạn 250 phòng , 60 Căn hộ
17.	Khách sạn Hoàng gia Đà Lạt		190,08 héc ta		2013	Khách sạn, villa	2 Khách sạn 100 phòng, 69 villa

Nguồn: Khảo sát các dự án cơ sở quy mô lớn tại Việt Nam, Viện Kỹ thuật An toàn Hóa học và Công nghiệp (INDUTECH-Chemical and Industrial Safety Technology Institute), 2010

Hiện nay có 19 sân gôn. 70 sân gôn được cho là sẽ được phê duyệt vào năm 2020 nhưng không được hỗ trợ tài chính từ ngân sách quốc gia. Các sân gôn mới được xây dựng để đáp ứng nhu cầu giải trí và sức khỏe của nhân dân trong khu vực. Hơn nữa, diện tích tối đa là 100 hécta (*ha-hectare*) đối với trường hợp sân 18 lỗ gôn và dự án sân gôn phải bắt đầu sau khi có giấy phép 4 năm. 17 sân gôn đã được cấp phép ở khu vực miền Bắc, 17 sân gôn ở miền Trung và 36 sân gôn ở phía Nam. (Dữ liệu sân gôn: tạp chí "Tin tức kinh tế Việt Nam, 15/2/2010").

(4) Các cơ sở giao thông vận tải

Các cơ sở giao thông vận tải bao gồm đường sắt, cảng, sân bay và đường bộ.

(a) Đường sắt

Theo như "Tin tức kinh tế Việt Nam 15/09/2009" được xuất bản bởi Viện Kinh tế Việt Nam, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt kế hoạch chiến lược giao thông vận tải năm 2020. Căn cứ vào kế hoạch này, Việt Nam được đề nghị phải có từ 1.100 đến 1.200 động cơ xe lửa và từ 50.000 đến 53.000 toa vào năm 2020. "Tin tức kinh tế Việt Nam 30/11/2009" cũng nói rằng Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt mặt bằng quy hoạch tổng thể giao thông vận tải. Các mục tiêu của kế hoạch như sau:

- Tỷ lệ vận chuyển hành khách bằng tàu hỏa 20%
- Tỷ lệ vận chuyển hàng hóa bằng tàu hỏa 14%

Tổng chiều dài đường sắt được mở rộng và tài trợ được thể hiện trong Bảng 3.3-9.

Bảng 3.3-9: Quy hoạch giao thông vận tải bằng xe lửa (Đơn vị tính: 100 triệu Việt Nam Đồng) (million VND – million Vietnam Dong)

Khoản mục	Chiều dài	Vốn đầu tư	~ 2010		~ 2020		~ 2030	
	(ki lô mét)	(tỷ Việt Nam Đồng)	Ghi chú	Vốn	Ghi chú	Vốn	Ghi chú	Vốn
A.Nâng cấp hệ thống đường sắt hiện hữu	2.256	2.242		1.391		851		
B.Bổ sung mới	3.056	32.610		782		21.786		10.043
C.Hệ thống Đường sắt đô thị và khu vực	991	42.118		32.570		32.141		6.720
D.Hệ thống Đường sắt kết nối thành phố	169	3.450		0		3.450		0
E.Hệ thống Shinkansen Bắc-Nam	2.020	122.277			Shinkansen	50.598	Shinkansen	71.669
Tổng cộng	8.492	202.697		34.743		108.826		88.433

Nguồn: Khảo sát các dự án cơ sở quy mô lớn tại Việt Nam, Viện Kỹ thuật An toàn Hóa học và Công nghiệp (INDUTECH-Chemical and Industrial Safety Technology Institute), 2010

(b) Kế hoạch phát triển Cảng

Có hai loại cảng, cảng biển và cảng sông. Cảng biển là một cơ sở quan trọng vì nó giữ một vai trò lớn đối với công nghiệp hóa, hiện đại hóa, an toàn, quốc phòng và trung tâm thương mại tại Việt Nam. Quy hoạch tổng thể giao thông vận tải được phê duyệt bởi Thủ tướng chính phủ có các mục tiêu sau đây.

- **Vốn đầu tư:**

360.000-440.000 Tỷ Việt Nam Đồng	2010-2020
810.000-990.000 Tỷ Việt Nam Đồng	2020-2030
- **Công suất hàng hóa:**

198 triệu tấn	2010
1.100 triệu tấn	2020
1.600-2.100 triệu tấn	2030

Hệ thống cảng biển của Việt Nam có thể được phân loại theo các hình thức sau đây: kích thước, chức năng, và nhiệm vụ:

- Các cảng quốc gia nói chung, đó là các cảng lớn trong hệ thống cảng biển Việt Nam, bao gồm:
 - Cảng chuyển hàng quốc tế: Vân Phong-Khánh Hoà;
 - Các cảng cửa ngõ quốc tế: Hải Phòng và Bà Rịa-Vũng Tàu;
- Các cảng theo vùng chủ chốt: Hòn Gai- Quảng Ninh, Nghi Sơn-Thanh Hoá, v.v..
- Các cảng địa phương: hoạt động chủ yếu trong phạm vi địa phương (tỉnh, thành phố).
- Các cảng chuyên dụng: phục vụ trực tiếp cho khu công nghiệp chuyên biệt và các loại hàng hóa quy định cụ thể (dầu thô, các sản phẩm dầu, than, hành khách, v.v..).

Bảng 3.3-10 trình bày kế hoạch phát triển cơ sở cảng biển theo khu vực, dựa trên quy mô công suất (khối lượng vận chuyển hàng lớn nhất). Cảng biển có chức năng vận chuyển hành khách, nhưng không đáng kể khi so sánh với việc vận chuyển hàng hóa nên có thể bỏ qua. Các tàu từ cảng biển có chức năng vận chuyển hành khách, nhưng có vai trò nhỏ so với vận chuyển hàng hóa chuyên dụng có thể bỏ qua.

Bảng 3.3-10: Kế hoạch phát triển cơ sở cảng biển

Khu vực	Hiện tại (Công suất hàng hóa) (Triệu tấn)	Bổ sung công suất hàng hóa mới (Triệu tấn)	
	2007	tới năm 2015	tới năm 2020
Miền Bắc	22	10	21
Miền Trung	9	68	133
Miền Nam	15	49	64
Tổng cộng	46	126	217

Nguồn: Khảo sát các dự án cơ sở quy mô lớn tại Việt Nam, Viện Kỹ thuật An toàn Hóa học và Công nghiệp (INDUTECH-Chemical and Industrial Safety Technology Institute), 2010

Năng lực vận chuyển hàng hóa ở khu vực miền Trung hiện nay là ít nhất trong ba khu vực, nhưng việc bổ sung năng lực vận chuyển hàng hóa là lớn nhất. Nghĩa là khu vực miền Trung đang quan tâm đến hệ thống cảng biển. Quy hoạch tổng thể về phát triển giao thông vận tải của cảng sông Việt Nam đến năm 2020 đã được đệ trình bởi Bộ Xây dựng (MOC-Ministry of Construction) và đã được phê duyệt bởi Thủ tướng Chính phủ (PM-Prime Minister) trong tháng 6 năm 2008. Sau đây là nội dung của kế hoạch:

- Khu vực miền Bắc
 - Các cảng vận chuyển hàng hóa: Điều chỉnh quy mô bảy cảng, bổ sung quy hoạch 34 cảng, trong đó có năm cảng mới.
 - Các cảng vận chuyển hành khách: Điều chỉnh quy mô hai cảng và bổ sung quy hoạch bốn cảng.
- Khu vực miền Trung
 - Bổ sung quy hoạch sáu cảng vận chuyển hàng hóa, bao gồm một cảng mới.
- Khu vực miền Nam
 - Các cảng Cao Lãnh, Mỹ Thới và Vĩnh Long đã được phê duyệt. Bổ sung quy hoạch 21 cảng vận chuyển hàng hóa, bao gồm năm cảng mới, và 15 cảng vận chuyển hành khách.

Tổng vốn đầu tư cần thiết cho sự phát triển cơ sở hạ tầng cảng sông trong thời gian từ năm 2010-2020 được ước tính khoảng 36.780 tỷ Việt Nam Đồng (billion VND-billion VND). Quy mô của cảng sông được thể hiện trong bảng 3.3-11.

Bảng 3.3-11: Kế hoạch phát triển cảng sông (năm 2020)

Khu vực	Kế hoạch bổ sung mới	
	Hàng hóa	Hành khách
	(triệu tấn/năm)	(triệu khách/năm)
Miền Bắc	6	1
Miền Trung	4	0
Miền Nam	13	2
Tổng cộng	23	3

Nguồn: Khảo sát các dự án cơ sở quy mô lớn tại Việt Nam, Viện Kỹ thuật An toàn Hóa học và Công nghiệp (INDUTECH-*Chemical and Industrial Safety Technology Institute*), 2010

(c) Sân bay

Trong tháng 5 năm 2009, Bộ Giao thông vận tải công bố phê duyệt kế hoạch phát triển sân bay trong cả nước mà mục tiêu là có 10 sân bay quốc tế vào năm 2025. Đặc biệt, một số sân bay quốc tế sẽ được thêm vào như Cát Bi, Chu Lai, Cam Ranh, Phú Bài, Cần Thơ, Phú Quốc và Long Thành

- Tại khu vực miền Bắc, sân bay quốc tế Nội Bài đã phục vụ bảy triệu hành khách trong năm 2008 sẽ được mở rộng để phục vụ 30 triệu hành khách. Sân bay quốc tế Cát Bi (Hải Phòng) đang quy hoạch phát triển đến năm 2025 với tổng diện tích gần 500 héc ta (*ha-hectare*) và chi phí hơn 1.700 tỷ Việt Nam Đồng (*billion VND-billion Vietnam Dong*), có thể phục vụ hai triệu hành khách mỗi năm và vận chuyển 17 ngàn tấn hàng hóa.
- Tại khu vực miền Trung, ngoài các sân bay hiện có là Đà Nẵng, Phú Bài, sân bay quốc tế Cam Ranh và Chu Lai sẽ được xây dựng vào năm 2025. Điều này sẽ góp phần chuyển đổi miền Trung thành một trung tâm thương mại quốc tế của khu vực Mekong và châu Á - Thái Bình Dương.
- Tại miền Nam, sân bay quốc tế Phú Quốc bắt đầu được xây dựng trong năm nay, có thể tiếp nhận bảy triệu hành khách mỗi năm. Sân bay Long Thành ở tỉnh Đồng Nai là sân bay lớn nhất miền Nam, ước tính chi phí đầu tư là 5 tỷ Đôla Mỹ (*billion USD-billion United State dollar*), có thể tiếp nhận 100 triệu hành khách mỗi năm và năm triệu tấn hàng hóa.

Bảng 3.3-12 cho thấy kế hoạch phát triển của sân bay dựa trên số lượng hành khách.

Bảng 3.3-12: Kế hoạch phát triển của sân bay theo khu vực (Triệu hành khách)

	2015	2020	2025	2030
Miền Bắc	2	25	27	77
Miền Trung	8	21	23	30
Miền Nam	100	100	100	100
Tổng cộng	111	146	150	207

Nguồn: Khảo sát các dự án cơ sở quy mô lớn tại Việt Nam, Viện Kỹ thuật An toàn Hóa học và Công nghiệp (INDUTECH-Chemical and Industrial Safety Technology Institute), 2010

(c) Đường bộ

Bởi vì việc quy hoạch đường bộ nằm ngoài phạm vi các cơ sở, lần này nó không nằm trong danh sách yêu cầu được chuyển cho các nhà tư vấn địa phương. Tuy nhiên, kết quả đã được công bố trong "Báo kinh tế Việt Nam ngày 15/11/2009". Mặc dù quãng đường được tạo ra trong kế hoạch phát triển là quãng đường của tổng chiều dài đường, chiều dài của quãng đường được ước tính bằng cách chia đều theo khu vực có liên quan được thể hiện trong Bảng 3.3-13.

Bảng 3.3-13: Kế hoạch phát triển đường năm 2020 (kilômét (km-kilometre))

Tên	Chiều dài (kilômét)	Miền Bắc	Miền Trung	Miền Nam
Cao tốc Bắc-Nam	3.262	1.087	1.087	1.087
Mạng lưới đường phía Bắc	1.099	1.099	0	0
Cao tốc miền Trung	264	0	264	0
Cao tốc miền Nam	984	0	0	984
Đường dọc biển	3.127	1.042	1.042	1.042
Đường dọc biên giới	4.432	1.477	1.477	1.477
Tổng cộng	13.168	4.706	3.871	4.591

Nguồn: Khảo sát các dự án cơ sở quy mô lớn tại Việt Nam, Viện Kỹ thuật An toàn Hóa học và Công nghiệp (INDUTECH-Chemical and Industrial Safety Technology Institute), 2010

3.3.2 Dự báo nhu cầu điện bởi kế hoạch phát triển cơ sở quy mô lớn

Các cơ sở quy mô lớn được phân chia thành các khu công nghiệp, các cơ sở thương mại (bao gồm các khu nghỉ mát) và các cơ sở giao thông vận tải. Kế hoạch phát triển đã được khảo sát tại từng cơ sở. Nhu cầu điện theo khu vực và theo năm được ước tính dựa trên kết quả khảo sát. Phương pháp dự báo điện năng được trình bày như sau. Ban đầu,

quy mô và nhu cầu điện của các cơ sở được công bố và được lựa chọn. Bằng cách chia cường độ sử dụng điện năng theo quy mô, tỉ lệ tiêu thụ điện năng trên mỗi đơn vị đã được ước tính lần thứ hai. Giá trị này sẽ được tham chiếu như là "chỉ số nhu cầu điện". Cuối cùng bằng cách nhân tỉ lệ của của cơ sở đã quy hoạch có sử dụng chỉ số nhu cầu điện, nhu cầu điện từ các cơ sở đã được ước tính.

(1) Ước lượng chỉ số nhu cầu điện

Chỉ số nhu cầu điện cần được trích ra từ những dữ liệu được công bố chính thức càng nhiều càng tốt. Ví dụ, Thành phố Tokyo tại Nhật Bản đã công bố cường độ sử dụng năng lượng trung bình trên từng diện tích sàn của tòa nhà dựa trên mức độ sử dụng. Trường hợp nhu cầu điện của các cơ sở không được công bố, như sân bay, sân golf và tàu điện ngầm thì chỉ số nhu cầu điện có thể được tính theo phương pháp được mô tả ở trên. Lần này nhu cầu điện của các cơ sở chủ yếu được tìm kiếm thông qua internet nếu như thông tin đã được công bố công khai để xem hoặc bằng danh sách nhu cầu điện được chính thức công bố bởi lĩnh vực đã được sử dụng.

(a) Các cơ sở thương mại

Các cơ sở thương mại bao gồm các văn phòng, trung tâm mua sắm và căn hộ. "Tổng điều tra về khí thải nhà kính ở Thành phố Tokyo (dữ liệu thực tế năm 2000): Thành phố Tokyo đã công bố" báo cáo rằng các chỉ số nhu cầu điện trên một đơn vị diện tích sàn xây dựng của tòa nhà theo việc sử dụng và theo nhiên liệu như sau (MJ là viết tắt của Mega Jun (*Mega Joule*), đơn vị của nhiệt lượng)

- Văn phòng 788 Mêga jun/m²/năm (MJ/m²/year-*Mega Joule/m²/year*)
- Căn hộ 1.458 Mêga jun/m²/năm (MJ/m²/year-*Mega Joule/m²*)

Đã trải qua mười năm từ khi giá trị này được đo. Vì vậy, bằng cách giả sử rằng việc tiết kiệm năng lượng đã đạt 20%, chỉ số nhu cầu điện có thể có được như sau. (1 Kilô Oát giờ (kWh-*Kilo Watt Hour*) = 3,6 Mêga jun (MJ- *Mega Joule*)

- Văn phòng 175 Mêga jun/m²/năm (MJ/m²/year-*Mega Joule/m²/year*)
- Trung tâm mua sắm 324 Mêga jun/m²/năm (MJ/m²/year-*Mega Joule/m²/year*)

(Giả sử: Trung tâm mua sắm tương đương với Trung tâm thương mại.)

Diện tích của một hộ gia đình được giả định là 100 m². Theo số liệu của mô hình dự báo nhu cầu điện trong kế hoạch năng lượng tổng thể năm 2008 tại Việt Nam, tổng số hộ gia đình là 18,8 triệu hộ; nhu cầu điện của khu vực dân cư là 26.504 Giga Oát giờ/năm(GWh/year-*Giga Watt Hour/year*). Vì vậy, chỉ số nhu cầu điện cho mỗi hộ là

1,4 Mêga Oát giờ/hộ gia đình/năm (MWh/ household/year-Mega Watt Hour/ household/year).

(c) Khu nghỉ mát

Ở đây các khu nghỉ mát được giả định là các khách sạn, biệt thự, và sân gôn.

● **Khách sạn**

Các dữ liệu sau đây từ các khách sạn ở tỉnh Niigata ở Nhật Bản (năm 1996).

- Diện tích sàn tổng cộng 12.890 m²
- Chỉ số nhu cầu điện 1.910 Mêga jun/m²/năm = 424 Kilo Oát giờ /m²/năm (giả thiết: tỉ lệ tiết kiệm năng lượng 20%)
- Số phòng 309 phòng
- 13 tầng trở lên tầng hầm thứ nhất

(Nguồn: http://www.eccj.or.jp/esco/report00/02_23.html bởi Trung tâm tiết kiệm năng lượng, Nhật Bản)

Giả sử rằng tỉ lệ diện tích phòng khách trong tổng diện tích sàn là 40%, thì diện tích trung bình của một phòng khách là 16,6 m². Vì vậy, các chỉ số nhu cầu điện được tính như sau:

- Chỉ số nhu cầu 1 của khách sạn 424 Kilo Oát giờ /m²/năm
- Chỉ số nhu cầu 1 của khách sạn 424×16,6 = 7 Mêga Oát giờ /phòng/năm

● **Biệt thự**

Giả sử một gia đình Việt Nam sống trong một biệt thự như đã mô tả trong cơ sở thương mại, chỉ số nhu cầu điện của các hộ gia đình là 1,4 Mêga Oát giờ/hộ gia đình/ năm (MWh/household/year). Giả sử tỷ lệ tiêu thụ hàng năm của biệt thự là 50%, thì chỉ số nhu cầu điện của biệt thự là 0,7 Mêga Oát giờ/biệt thự/năm (MWh/villa/year).

● **Sân Gôn**

Theo pháp luật Việt Nam, diện tích tối đa của một sân Gôn mới bị giới hạn là 100 héc ta (ha-hectare) Với một sân gôn có quy mô tương tự, có dữ liệu mà chi phí điện năng báo cáo hàng năm là 8 triệu Yên. (Nguồn: <http://www.golfdigest.co.jp/digest/column/back9/2003/20030715d.asp>).

Chi phí điện trong sân gôn tại thời điểm đó là 16,4 Yên/Kilo Oát giờ (Yen/kWh-Yen/Kilo Watt Hour). Vì vậy, chỉ số nhu cầu điện là 8.000.000 / 16,4 = 489 Mêga Oát giờ/năm (MWh/year- Mega Watt Hour/year)

(d) Cơ sở giao thông vận tải

Nhu cầu điện từ cơ sở giao thông vận tải là 539 Giga Oát giờ (GWh-*Giga Watt Hour*) trong năm 2007.

(Nguồn: Cơ sở dữ liệu của IEA). Thông số này bao gồm tất cả các lĩnh vực của giao thông vận tải như đường sắt, bến cảng, sân bay và đường bộ. Các số liệu thống kê liên quan đến việc tiêu thụ điện của từng lĩnh vực có thể có được. Vì vậy, giả định rằng tổng cường độ sử dụng điện trong lĩnh vực giao thông vận tải được chia đều thành ba lĩnh vực như sau.

- Đường sắt 1/3 (=180 Giga Oát giờ/năm (GWh/year- *Giga Watt Hour/year*))
- Đường bộ 1/3 (=180 Giga Oát giờ/năm (GWh/year- *Giga Watt Hour/year*))
- Cảng 1/3 (=180 Giga Oát giờ/năm (GWh/year- *Giga Watt Hour/year*))
- Sân bay 0

● Đường sắt- Chiếu sáng tại trạm

Tổng chiều dài đường sắt hiện tại ở Việt Nam là 2.256 kilômét (km-*kilometre*) (Nguồn: "Báo kinh tế Việt Nam ngày 30/11/2009"). Chỉ số nhu cầu điện là 180 Giga Oát giờ(GWh) / 2.256 kilômét (km-*kilometre*) = 80 Mêga Oát giờ/kilômét (MWh/km- *Mega Watt Hour/kilometre*).

● Đường sắt- Tàu điện ngầm

Một tàu điện ngầm ở thành phố Bangkok đã được chọn để khảo sát như sau

- Tổng chiều dài 20 kilômét (km-*kilometre*)
- Số trạm 18
- Diện tích sân đường sắt 48 héc ta (ha-*hectare*)
- Cường độ sử dụng điện 120 Giga Oát giờ/năm (GWh/year-*Giga Watt Hour/year*)

(Nguồn:http://www.jica.go.jp/activities/evaluation/general_new/2008/pdf/part03_z02_03.pdf)

Vậy chỉ số nhu cầu điện là 6 Giga Oát giờ/kilômét (GWh/km-*Giga Watt/kilometre*).

- **Đường bộ- Trạm xăng**

Nhu cầu điện năng của một trạm xăng là 30,4 MEGA Oát giờ/năm (MWh/year-*Mega Watt Hour/year*) trong tính toán mẫu tại Nhật Bản. Tổng cường độ sử dụng điện của đường bộ là 180 Giga Oát giờ/năm (GWh/year-*Giga Watt Hour/year*), do đó, nếu cường độ sử dụng này dùng cho trạm xăng, tổng số trạm xăng dầu tại Việt Nam lên đến $180 \times 10^3 / 30,4 = 5.900$.

Tổng chiều dài đường bộ trong năm 2007 là 160.089 kilômét (km-*kilometre*) (Nguồn: "Niên giám thống kê Việt Nam 2008"). Tiếp đến, khoảng cách giữa những trạm xăng là 27 kilômét (km-*kilometre*). Giả sử rằng, cứ cách 27 kilômét (km-*kilometre*) thì có 1 trạm xăng được xây dựng, thì khi các tuyến đường mới được xây dựng trong tương lai, chỉ số nhu cầu điện của đường bộ - trạm xăng lên đến $30,4/27 = 1,13$ MEGA Oát giờ/kilômét (MWh / km-*Mega Watt Hour/kilometre*).

- **Đường bộ - Chiếu sáng trên đường**

Giả thiết rằng

- Vị trí chiếu sáng đường phố Cả hai bên đường
- Khoảng cách giữa 2 đèn đường 100 mét (m-*meter*)
- Công suất của 1 đèn 120 Oát (W-*Watt*)
- Thời gian chiếu sáng 12 giờ (h-*hour*)

Chỉ số nhu cầu điện của đường bộ-chiếu sáng là 10,5 MEGA Oát giờ/kilômét/năm (MWh/km/year-*Mega Watt Hour/kilometre/year*)

- **Cảng**

Chỉ số nhu cầu điện cho cả hàng hóa và khách hàng đã được ước tính như sau.

- Tổng cường độ sử dụng điện tại cảng là 180 Giga Oát giờ/năm (GWh/year- *Giga Watt Hour/year*)
- Hàng hóa 184.259.500 tấn (ton) (Nguồn: Niên giám thống kê Việt Nam 2008)
- Chỉ số nhu cầu điện của hàng hóa là 0,98 Kilô Oát giờ/tấn/năm (kWh/ton/year-*Kilo Watt Hour/ton/year*)
- 144,5 triệu lượt hành khách người (Nguồn: Niên giám thống kê Việt Nam 2008)
- Chỉ số nhu cầu điện của hành khách là 1,24 Kilô Oát giờ/hành khách/năm (kWh/passenger/year.-*Kilo Watt Hour/passenger/year*).

- **Sân bay**

Sân bay Haneda của Nhật Bản được chọn làm mẫu để khảo sát.

- Hành khách 62.876.182 người
- Hàng hóa 651.387 tấn
- Nhu cầu điện 11,9 Giga Oát giờ/năm (GWh/year- *Giga Watt Hour/year*)

Vì vậy, chỉ số nhu cầu điện là

- Chỉ số nhu cầu điện của hành khách 0,19 Kilô Oát giờ/ người/ năm (kWh/ person/year.-*Kilo Watt Hour/person/year*).
- Chỉ số nhu cầu điện của hàng hóa 18,3 Kilô Oát giờ/tấn (kWh/ton-*Kilo Watt Hour/ ton*)

(Nguồn: http://www.ecosearch.jp/pdfdata/2007_00000318.pdf)

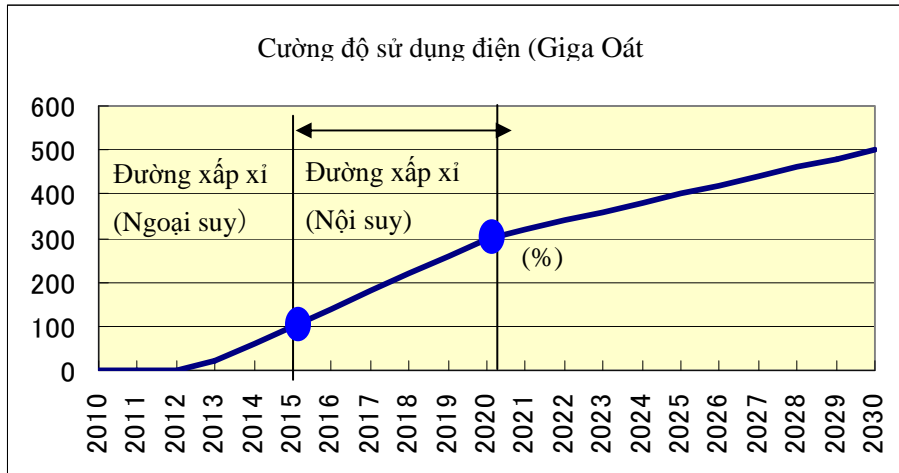
Giả sử rằng việc chiếu sáng của các phương tiện chiếm hầu hết nhu cầu điện tại sân bay; chỉ số nhu cầu điện cho mỗi hành khách nên được sử dụng.

(2) Dự báo nhu cầu điện của một cơ sở quy mô lớn

(a) Phương pháp cơ bản

Quy mô của kế hoạch phát triển của một cơ sở quy mô lớn như đã đề cập ở trên mục 3.3.1 và chỉ số nhu cầu điện trong mục 3.3.2 (1). Bằng cách nhân chỉ số nhu cầu điện với quy mô của kế hoạch phát triển, nhu cầu điện từ từng cơ sở quy mô lớn có thể được ước tính ở các khu vực ở miền Bắc, miền Trung và miền Nam từng năm cho đến năm 2030.

Khi dữ liệu quy mô tại mỗi năm được xác định, ví dụ năm 2015 và 2020, dữ liệu mỗi năm giữa năm 2015 và năm 2020 có thể được ước tính bằng phép nội suy tuyến tính. Ngược lại, dữ liệu cho từng năm giữa năm 2020 và năm 2030 có thể được ước tính bằng cách ngoại suy với nửa dốc của đường thẳng giữa năm 2015 và năm 2020. Trong trường hợp giá trị âm, thì gán cho nó bằng 0. Hình 3.3-1 chỉ ra phương pháp được mô tả ở trên.



Hình 3.3-1: Nội suy và Ngoại suy nhu cầu điện

(b) Dự báo nhu cầu điện của khu công nghiệp

Nhu cầu điện của mỗi dự án khu công nghiệp ở miền Bắc, miền Trung và miền Nam trong năm 2008, năm 2010, năm 2015, và năm 2020 đã được khảo sát. Các dự án hoạt động trong năm 2008 không được coi như là một dự án mới. Lý do là nó đã được bao gồm trong mô hình dự báo nhu cầu điện như là sự mở rộng tự nhiên. Bảng 3.3-14 cho thấy kết quả của việc dự báo nhu cầu điện theo khu vực mỗi 5 năm bằng cách giả sử rằng hệ số tải là 65%.

Bảng 3.3-14: Nhu cầu điện của khu công nghiệp mới Giga Oát giờ/năm (GWh/year-Giga Watt Hour/year)

	2010	2015	2020	2025	2030
Miền Bắc	6.045	19.045	41.635	52.929	64.224
Miền Trung	404	3.572	8.400	10.814	13.228
Miền Nam	11.522	24.160	41.805	50.628	59.451
Tổng	17.970	46.776	91.840	114.371	136.903
Tổng cộng	18.084	47.335	93.449	116.266	139.094
Tỉ lệ	99%	99%	98%	98%	98%

Nguồn: Ước tính

Nhu cầu điện của khu vực miền Nam lớn hơn ở miền Bắc trong thời gian từ năm 2010 đến năm 2020. Tuy nhiên, nhu cầu điện ở phía bắc quay ngược trở lại trong năm 2021.

Số tổng cộng chỉ tổng nhu cầu điện của tất cả các dự án mới. Đánh giá từ bảng 3.3-14, hầu hết nhu cầu điện từ dự án mới đến từ các khu công nghiệp.

(c) Dự báo nhu cầu điện từ cơ sở thương mại

- Các cơ sở thương mại chung.

Các kết quả của cuộc khảo sát này chỉ cung cấp tổng diện tích sàn của căn hộ, văn phòng và trung tâm mua sắm. Vì vậy, diện tích sàn của từng tòa nhà được xử lý bằng cách chia đều.

Hơn nữa, giả thiết rằng sự tăng lên sau năm 2015 có giá trị thấp hơn một ít so với sự tăng lên từ năm 2010.

Bảng 3.3-15: Nhu cầu điện của cơ sở thương mại Giga Oát giờ/năm (GWh/year-Giga Watt Hour/year)

	2010	2015	2020	2025	2030
Miền Bắc	53	95	120	145	170
Miền Trung	2	6	11	36	61
Miền Nam	0	39	64	89	114
Tổng	55	141	196	271	346

Nguồn: Ước tính

- Khu nghỉ mát

Các khu nghỉ mát bao gồm các khách sạn, biệt thự và căn hộ. Phương pháp dự báo nhu cầu điện là như nhau được sử dụng cho các cơ sở thương mại. Nhu cầu điện có thể được ước tính bằng cách nhân diện tích sàn của tòa nhà của khu nghỉ mát với chỉ số nhu cầu điện.

Bảng 3.3-16: Nhu cầu điện của khu nghỉ mát Giga Oát giờ/năm (GWh/year-Giga Watt Hour/year)

	2010	2015	2020	2025	2030
Miền Bắc	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Miền Trung	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2
Miền Nam	7,8	18,0	19,2	19,2	19,2
Tổng	8	18	29	29	29

Nguồn: Ước tính

Số lượng các sân gôn được cho là sẽ được phát triển là 17 sân ở các tỉnh miền Bắc, 17 ở miền Trung và 36 ở miền Nam vào năm 2020. Giả sử rằng số lượng các sân gôn sẽ được phát triển bằng nhau mỗi năm và tốc độ tăng trưởng là một nửa số đó đến năm 2020. Nhu cầu điện của sân gôn được thể hiện trong Bảng 3.3-17.

Bảng 3.3-17: Nhu cầu điện của sân gôn Giga Oát giờ/năm (GWh/year-Giga Watt Hour/year)

	2010	2015	2020	2025	2030
Miền Bắc	0.0	2	8	11	14
Miền Trung	0.0	2	8	11	14
Miền Nam	0.0	5	18	24	30
Tổng	0	10	34	46	59

Nguồn: Ước tính

Tổng nhu cầu điện của các cơ sở thương mại, các khu nghỉ mát và các sân gôn được thể hiện trong Bảng 3.3-17.

Bảng 3.3-18: Nhu cầu điện của (Cơ sở thương mại+khu nghỉ mát+sân gôn) Giga Oát giờ/năm (GWh/year-Giga Watt Hour/year)

	2010	2015	2020	2025	2030
Miền Bắc	53	97	128	156	184
Miền Trung	2	9	20	48	76
Miền Nam	8	62	101	133	164
Tổng	63	169	249	336	423

Nguồn: Ước tính

(d) Dự báo nhu cầu điện từ cơ sở giao thông vận tải

- **Đường sắt**

Chiều dài đã được áp dụng như quy mô của cơ sở đường sắt. Chỉ số nhu cầu điện của đường sắt nói chung khác với tàu điện ngầm. Vì vậy, nhu cầu điện được ước tính riêng biệt. Việc dự báo nhu cầu điện được hiển thị trong Bảng 3.3-19. Kế hoạch phát triển sẽ được công bố vào năm 2030.

**Bảng 3.3-19: Nhu cầu điện của đường sắt Giga Oát giờ/năm
(GWh/year-Giga Watt Hour/year)**

	2010	2015	2020	2025	2030
Miền Bắc	8	68	127	168	209
Miền Trung	0	34	68	114	161
Miền Nam	3	54	749	771	794
Tổng	12	154	944	1.054	1.164

Nguồn: Ước tính

- **Cơ sở cảng biển**

Số lượng tối đa của hàng hóa đã được chấp nhận như là quy mô của cảng biển. Tỷ lệ hoạt động của cảng biển được giả định là 70%. Các dữ liệu về số lượng hàng hóa vào năm 2015 và năm 2020 được đưa ra, vì vậy dữ liệu trong những năm khác được ước tính bằng nội suy và ngoại suy. Các kết quả dự báo nhu cầu điện như bảng sau.

**Bảng 3.3-20: Nhu cầu điện của cảng biển Giga Oát giờ/năm
(GWh/year-Giga Watt Hour/year)**

	2010	2015	2020	2025	2030
Miền Bắc	0	10	21	26	32
Miền Trung	4	68	133	165	197
Miền Nam	33	49	64	72	80
Tổng	37	126	217	263	308

Nguồn: Ước tính

- **Cơ sở cảng sông**

Nhu cầu điện có thể được ước tính bằng cách nhân số lượng hàng hóa với chỉ số nhu cầu điện cho việc vận chuyển hàng hóa chuyên dụng và nhân số hành khách với chỉ số nhu cầu điện cho việc vận chuyển hành khách chuyên dụng. Hơn nữa, tỷ lệ hoạt động được giả sử là 70%. Chỉ có các dữ liệu trong năm 2020 được đưa ra. Vì vậy, dữ liệu trong những năm khác có thể được ước tính bằng cách ngoại suy.

**Bảng 3.3-21: Nhu cầu điện của cảng sông Giga Oát giờ/năm
(GWh/year-Giga Watt Hour/year)**

	2010	2015	2020	2025	2030
Miền Bắc	0	3	5	6	7
Miền Trung	0	2	3	4	4
Miền Nam	1	6	11	13	16
Tổng	2	10	19	23	27

Nguồn: Ước tính

- **Các cơ sở sân bay**

Nhu cầu điện từ các cơ sở sân bay có thể được ước tính bằng cách nhân số hành khách với chỉ số nhu cầu điện của sân bay. Dữ liệu cho năm 2015, năm 2020, năm 2025, và năm 2030 đã được đưa ra, vì vậy dữ liệu mỗi năm trước năm 2015 có thể được ước tính bằng cách ngoại suy, những năm khác được tính bằng cách nội suy.

**Bảng 3.3-22: Nhu cầu điện của cơ sở sân bay Giga Oát giờ/năm
(GWh/year-Giga Watt Hour/year)**

	2010	2015	2020	2025	2030
Miền Bắc	0	0	5	5	15
Miền Trung	0	2	4	4	6
Miền Nam	0	19	19	19	19
Tổng	0	21	28	29	39

Nguồn: Ước tính

- **Cơ sở đường bộ**

Dữ liệu có sẵn chỉ đến năm 2020, do đó, dữ liệu cho năm khác có thể được ước tính bằng cách ngoại suy.

**Bảng 3.3-23: Nhu cầu điện cho cơ sở đường bộ Giga Oát giờ/năm
(GWh/year-Giga Watt Hour/year)**

	2010	2015	2020	2025	2030
Miền Bắc	0	27	55	68	82
Miền Trung	0	22	45	56	67
Miền Nam	0	27	53	67	80
Tổng	0	76	153	191	229

Nguồn: Ước tính

(4) Kết quả dự báo nhu cầu điện theo khu vực và theo cơ sở

Bảng 3.3-24 cho thấy kết quả dự báo nhu cầu điện theo khu vực, theo cơ sở (khu công nghiệp, các cơ sở thương mại và cơ sở giao thông vận tải).

Bảng 3.3-24: Nhu cầu điện của cơ sở quy mô lớn theo khu vực và theo cơ sở Giga Oát giờ/năm (GWh/year-Giga Watt Hour/year)

Khu vực	Hình thức	2010	2015	2020	2025	2030
Miền Bắc	Khu công nghiệp	6.045	19.045	41.635	52.929	64.224
	Thương mại	53	97	128	156	184
	Giao thông vận tải	9	108	212	273	344
	Tổng cộng	6.107	19.249	41.974	53.359	64.752
		2010	2015	2020	2025	2030
Miền Trung	Khu công nghiệp	404	3.572	8.400	10.814	13.228
	Thương mại	2	9	20	48	76
	Giao thông vận tải	4	128	253	344	435
	Tổng cộng	410	3.709	8.672	11.205	13.739
		2010	2015	2020	2025	2030
Miền Nam	Khu công nghiệp	11.522	24.160	41.805	50.628	59.451
	Thương mại	8	62	101	133	164
	Giao thông vận tải	37	154	896	942	988
	Tổng cộng	11.567	24.377	42.803	51.703	60.603
		2010	2015	2020	2025	2030
Tổng cộng	Khu công nghiệp	17.970	46.776	91.840	114.371	136.903
	Thương mại	63	169	249	336	423
	Giao thông vận tải	51	390	1.360	1.559	1.768
	Tổng cộng	18.084	47.335	93.449	116.266	139.094
Tỉ lệ khu công nghiệp với tổng cộng		99%	99%	98%	98%	98%

Nguồn: Ước tính

Dự đoán từ việc ước tính sử dụng dữ liệu đã khảo sát, tỷ lệ nhu cầu điện từ các khu công nghiệp cho đến các cơ sở mới quy mô lớn là từ 98% đến 99%. Sự đóng góp của các cơ sở thương mại và cơ sở giao thông vận tải là thấp.

3.4 Các phương pháp và cấu trúc được sử dụng trong mô hình nhu cầu điện

Trong phần này, những thuận lợi và bất lợi của các phương pháp và cấu trúc liên quan đến mô hình nhu cầu điện được xem xét đầu tiên. Sau đó, trong phần "4.5 Nội dung cơ bản cho việc xây dựng mô hình Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7–Power development plan no7)", những chức năng và khái niệm mới trong mô

hình Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7–*Power development plan no7*) được mô tả, điều đó không được sử dụng trong mô hình Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6–*Power development plan no6*).

3.4.1 Phương pháp trực tiếp

(1) Ưu điểm của phương pháp trực tiếp

- Có thể duy trì tính thống nhất giữa nhu cầu điện và các hoạt động kinh tế xã hội, vì vậy rất dễ dàng để giải thích nhu cầu đã dự báo.
- Các phương pháp trực tiếp kết nối với việc phân tích Đầu vào&Đầu ra (*I/O-Input & Output*), do đó, phân tích Đầu vào&Đầu ra (*I/O-Input & Output*) được ưa thích hơn những phương pháp phân tích khác từ quan điểm cân bằng đầu vào và đầu ra.
- Việc phân tích Đầu vào&Đầu ra (*I/O-Input&Output*) rất hữu ích cho việc tính toán các số đo mang tính chính sách sau khi thực hiện nó.

(2) Nhược điểm của phương pháp trực tiếp

- Rất nhiều thông tin và dữ liệu (cường độ, số lượng các phương tiện đã đăng ký, số lượng các nhà máy) được yêu cầu.
- Xu hướng hiện tại được mở rộng tới tương lai trong phương pháp trực tiếp. Đây là một phương pháp phù hợp cho việc dự báo ngắn hạn. Tuy nhiên, không dễ để tạo ra sự thay đổi xu hướng hiện tại bằng cách sử dụng các nhân tố thích hợp cho việc dự báo dài hạn.

3.4.2 Phương pháp gián tiếp

(1) Ưu điểm của phương pháp gián tiếp

- Mô hình kinh tế lượng là một trong các phương pháp gián tiếp, có thể sử dụng mô hình này để tiến hành dự báo ngắn hạn và dài hạn một cách hợp lý và phù hợp.
- Phương pháp co giãn rất hữu ích cho các chuyên gia trong việc thảo luận về nhu cầu điện trong tương lai vì phương pháp này dễ hiểu. Đặc biệt, khi họ muốn trao đổi ý kiến, phương pháp này đôi khi thuận tiện cho các mục đích thảo luận. Các chuyên gia trong lĩnh vực kinh doanh làm việc tại Nhật Bản đã thảo luận về việc kinh doanh của họ trong tương lai bằng cách sử dụng

phương pháp co giãn. Họ đã sử dụng độ co giãn cho tiêu dùng cá nhân, đầu tư, xuất khẩu và những mục đích phổ biến khác bên cạnh chỉ số GDP.

(2) Nhược điểm

- Để xây dựng các mô hình kinh tế, các công cụ xây dựng mô hình, các lý thuyết kinh tế và kỹ thuật thống kê được yêu cầu. Hơn nữa, phương pháp này cần nhiều thời gian để hỗ trợ các chuyên gia có tay nghề cao trong việc xây dựng mô hình.
- Một cách cơ bản, độ co giãn không thể hiện bất kỳ ý nghĩa kinh tế nào. Đặc biệt, mặc dù độ co giãn của GDP biểu thị nhu cầu theo tỷ lệ thu nhập quốc dân, nhưng độ co giãn lại không thể thể hiện được việc điện được tiêu thụ ở đâu và như thế nào. Khi yêu cầu để giải thích ý nghĩa của nhu cầu điện trong tương lai, cuộc điều tra khác và / hoặc các nghiên cứu khác được yêu cầu. Rất khó để biết được tác động từ các chính sách năng lượng, tiết kiệm năng lượng, tái cơ cấu công nghiệp, tiết kiệm năng lượng và những thay đổi về các biểu giá điện chỉ bằng cách sử dụng độ co giãn.

3.4.3 Những kiến nghị kĩ thuật để xây dựng mô hình dự báo nhu cầu

Mục đích cuối cùng của dự án là tạo ra các quy hoạch nhu cầu điện và các quy hoạch về hệ thống điện. Yêu cầu các kết quả của các mô hình dự báo nhu cầu điện phải được xác định thông qua các hoạt động kinh tế, nhu cầu điện trong các khu vực, tăng hệ số công suất và chính sách tiết kiệm năng lượng. Trong phần này, các đề xuất kỹ thuật cho việc xây dựng mô hình dự báo nhu cầu điện năng được đề cập.

(1) Các chức năng của mô hình

- Các chức năng sau đây được thảo luận để tạo ra nhu cầu điện trong tương lai tại Việt Nam.
- Có hay không việc các hoạt động kinh tế và nhu cầu điện liên kết chặt chẽ với nhau.
- Nhu cầu điện được dự báo theo ngành phải được chuẩn bị, nếu biểu giá điện theo ngành được áp dụng cho người tiêu dùng.
- Mô hình có thể phân tích mối quan hệ giữa nhu cầu điện và biểu giá điện
- Nhu cầu điện được xác định dựa trên hoạt động kinh tế, tiết kiệm năng lượng (những hoạt động tiết kiệm điện, cải tiến công nghệ và hiệu quả của các thiết bị điện).

- Liệu rằng tỷ lệ sử dụng điện (chuyển đổi từ năng lượng khác để tạo thành năng lượng điện) có hiệu quả hay không.
- Những chỉ số khu vực như đầu tư, tổng sản phẩm quốc nội (*GDP-Gross Domestic Product*), tổng sản phẩm quốc nội bình quân đầu người (*GDP-Gross Domestic Product*) và dân số trong khu vực được chuẩn bị.

(2) Những đề xuất kỹ thuật về mô hình

- Thông thường các công thức dự báo được thực hiện trong suốt thời gian thử nghiệm và được kiểm tra độ tin cậy và sự ổn định của nó bằng cách sử dụng các giá trị thống kê (hệ số tương quan, giá trị-t, và hệ số DW (Durbin Watson)) từ đầu ra của phân tích hồi quy.
- Trong mô hình Quy hoạch phát triển điện 7 (*PDP7-Power Development Plan No7*), phương pháp tiếp cận ngành được sử dụng. Nhu cầu được dự báo thông qua các ngành Nông nghiệp, Công nghiệp, Thương mại, khu vực dân cư và các ngành khác. Các công thức dự báo được xác định bởi cường độ sử dụng năng lượng đến tổng sản phẩm quốc nội (*GDP-Gross Domestic Product*) của ngành trong các lĩnh vực kinh doanh. Và cường độ sử dụng năng lượng cho các hộ dân được sử dụng cho khu vực dân cư.
- Nhu cầu bị ảnh hưởng bởi một số yếu tố như biểu giá điện, tiết kiệm năng lượng và tỉ lệ sử dụng điện. Các cường độ sử dụng năng lượng được xác định là các giá trị ban đầu được thay đổi bên ngoài bởi các yếu tố trên.
- Nhu cầu điện được tính toán sau khi dự báo nhu cầu năng lượng theo từng ngành. Tỉ lệ sử dụng điện của từng ngành được sử dụng cho việc tính toán nhu cầu điện từ nhu cầu năng lượng.
- Việc thiết lập trong các trường hợp tăng trưởng Cao, Trung bình và Thấp cần được phân biệt bởi sự khác biệt của các biến ngoại sinh (yếu tố chính là tổng sản phẩm quốc nội (*GDP-Gross Domestic Product*) và giá dầu thô), và cấu trúc mô hình giống nhau (các công thức dự báo giống nhau) nên được sử dụng để mô phỏng các trường hợp tăng trưởng Cao, Trung bình và Thấp.

(3) Những kiến nghị mang tính kỹ thuật cho độ co giãn

- Khi độ co giãn lớn hơn "1", những xu hướng trong tương lai tăng một cách nhanh chóng. Khi tạo các giá trị trong tương lai vượt quá 20 năm, độ co giãn phải được thay đổi để nhỏ dần dần.
- Độ tin cậy của những năm được dự báo được cho là bằng một nửa của số liệu thực tế sử dụng cho việc phân tích hồi quy. Nếu dữ liệu thực tế cho 10 năm

được chuẩn bị, thời hạn dự báo sẽ là năm năm. Trong nhiều trường hợp, một giai đoạn tương lai là 20 năm phải được dự báo để tạo ra các kế hoạch phát triển năng lượng và những kế hoạch phát triển điện. Điều này nên được chú ý khi sử dụng độ co giãn lớn hơn 1,0.

- Nói chung, độ co giãn điện trên tốc độ tăng trưởng tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*) tại các nước đang phát triển khoảng 1,0 đến 1,2 là phù hợp, và sẽ thay đổi từ khoảng 0,8 đến 1,0 khi đất nước chuyển sang một giai đoạn kinh tế cao hơn.
- Sự thống nhất của các kết quả dự báo được đánh giá bằng cách sử dụng một vài tốc độ tăng trưởng. Có thể so sánh tốc độ tăng trưởng với các chỉ số kinh tế khác, nhu cầu năng lượng khác, tốc độ tăng trưởng trong quá khứ v.v.. Để tính toán tốc độ tăng trưởng, năm bắt đầu và năm kết thúc nên được lựa chọn đầu tiên. Thời hạn thường được dùng là mỗi 5 năm và mỗi 10 năm như ví dụ sau: 2010-2015, 2016-2020 và 2021-2030.

(4) Những đề xuất mang tính kỹ thuật cho độ co giãn về giá

- Độ co giãn giá là chỉ số chỉ sự ảnh hưởng nhu cầu tiêu dùng do sự thay đổi về giá. Do chi phí tăng, thuế tăng nên độ co giãn giá cũng sẽ tăng và chỉ số này thường được dùng để phân tích nhu cầu tiêu dùng khi giá tăng. Khi nhu cầu là [không co giãn về giá] nghĩa là ngay cả giá có tăng thì người tiêu dùng sẽ không thể thay đổi sản phẩm hay dịch vụ khác thay thế được.
- Các nhà cung cấp có thể tăng giá đến mức bù đủ phần chi phí, và người tiêu dùng cuối cùng sẽ phải gánh toàn bộ. Trong trường hợp ngược lại, khi nhu cầu co giãn hoàn toàn, người tiêu dùng có khả năng thay đổi lựa chọn nếu tăng giá, do đó, họ sẽ ngừng mua hàng hoá, dịch vụ, và nhu cầu sẽ giảm xuống bằng không. Kết quả là, các công ty không thể tăng giá hơn với người tiêu dùng, do đó, họ buộc phải gánh chịu một phần hoặc toàn bộ chi phí.
- Trên thực tế, nhu cầu có khuynh hướng co giãn tương đối hoặc không co giãn tương đối, hiếm khi có trường hợp có độ co giãn hoàn toàn hay không có độ co giãn. Nói chung, các chi phí tăng thêm của các sản phẩm co giãn được chi trả bởi nhà sản xuất. Ngược lại, trong trường hợp của các sản phẩm không co giãn như năng lượng, chi phí tăng thêm được chi trả bởi người tiêu dùng. Trong trường hợp sử dụng năng lượng, người tiêu dùng ít có cơ hội để tránh việc tăng giá năng lượng bằng cách chuyển sang lựa chọn thay thế khác.

Bảng 3.4-1: Độ co giãn của giá năng lượng theo nhu cầu năng lượng ở Nhật Bản

Ngành	Ngành phụ	Độ co giãn giá năng lượng theo nhu cầu năng lượng theo ngành
Tất cả các ngành công nghiệp		-0,411
Sản xuất	Tất cả	-0,339
	Nhẹ	-0,424
	Nặng	-0,298
	Vật liệu	-0,280
	Lắp ráp	-0,383
Công nghiệp Cơ Bản		-0,516
Công nghiệp Thứ Cấp		-0,350
Công nghiệp cấp 3		-0,499

Nguồn: Sự thay đổi giá năng lượng và nhu cầu năng lượng, bởi Trường Đại học Mitsuo Saito Kobe, Nhật Bản

(5) Đề xuất kỹ thuật cho cường độ sử dụng năng lượng

- Đề dự báo cường độ sử dụng năng lượng, cường độ sử dụng năng lượng liên quan đến tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*) thường được sử dụng. Tiêu thụ năng lượng được dự báo bằng $E = E / GDP \times GDP$.
- Nhu cầu điện được dự báo sau dự báo nhu cầu năng lượng.
- Ước lượng cường độ sử dụng năng lượng: $E / GDP = E/GDP - 1 +$ mức thay đổi
- Những thay đổi bị ảnh hưởng bởi hiệu quả và tiết kiệm năng lượng (EE&C-*Energy efficiency and conservation*) và việc đưa vào sử dụng các thiết bị hiệu quả hơn.
- Dự báo nhu cầu năng lượng: Năng lượng = GDP×E/GDP
- Trong trường hợp dự báo dài hạn, công thức trên hoàn toàn có thể được áp dụng, trong trường hợp dự báo ngắn hạn như là trong thời gian ít hơn 5 năm, các yếu tố khác được yêu cầu để giải thích chính xác hơn sự khác biệt giữa các giá trị ước lượng và thực tế.
- Tỷ lệ sử dụng điện: Tỷ lệ sử dụng điện = cường độ sử dụng điện / cường độ sử dụng năng lượng cuối cùng × 100
- Tỷ lệ sử dụng điện khác nhau theo khu vực, hầu như than và điện được sử dụng trong tất cả các ngành ở Việt Nam, tỉ lệ sử dụng điện tại Việt Nam cao hơn các quốc gia khác. Nói chung, cường độ sử dụng điện trên GDP tăng tương ứng với tăng trưởng GDP trong các giai đoạn phát triển ban đầu của nền kinh tế.

- Nhu cầu điện: Nhu cầu điện = Nhu cầu năng lượng × tỉ lệ sử dụng điện
- Nhu cầu điện là một phần của nhu cầu năng lượng trong các ngành. Nhu cầu điện xuất phát từ nhu cầu năng lượng được xác định bởi tỉ lệ sử dụng điện. Tốc độ tăng trưởng của nhu cầu điện và nhu cầu năng lượng phải được kiểm tra xem liệu chúng có tương đối cân bằng giữa các lĩnh vực khác hay không.
- Các công thức dự đoán nhu cầu điện được mô tả như sau.
- $Nhu\ cầu\ điện = (E/GDP) \times (1-T/100) \times (P/E) \times GDP + \alpha$
- E/GDP : Cường độ sử dụng năng lượng trên GDP.
- 1-T/100 : Biến số được thay đổi bởi giá năng lượng và hiệu quả và tiết kiệm năng lượng (EE & C-Energy efficiency and conservation) trên cường độ sử dụng.
- P/E : Tỉ lệ sử dụng điện.
- GDP : Tổng sản phẩm quốc nội (GDP - *Gross Domestic Product*) thực tế
- α : hằng số để điều chỉnh lỗi dự báo .

(6) Tiêu chuẩn đánh giá cho mô hình dự báo nhu cầu điện

Khi một phương pháp hồi quy đa nhân tố được sử dụng cho mô hình dự báo nhu cầu điện năng, các chỉ số sau đây cũng được yêu cầu như là các tiêu chuẩn đánh giá.

- Tốc độ tăng trưởng của nhu cầu
- Cường độ sử dụng điện trên GDP
- Cường độ sử dụng điện trên đầu người
- Độ co giãn về cường độ sử dụng điện theo GDP
- Tỉ trọng của cường độ sử dụng điện trong tổng cường độ sử dụng năng lượng

3.4.4 Các vấn đề về các phương pháp dự báo nhu cầu tiêu thụ điện tại Việt Nam và các kiến nghị

- Các phương pháp của Việt Nam phù hợp với các phương pháp kinh tế lượng bao gồm độ co giãn và cường độ sử dụng năng lượng. Tuy nhiên kết quả của phương pháp này đã nhận được các ảnh hưởng mạnh mẽ từ tình hình hiện nay, không phải là triển vọng kinh tế trong tương lai. Sau đó, dự báo năng lượng dài hạn của phương pháp này đôi khi không có nền tảng về kinh tế và xu hướng hợp lý. Trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*), dự báo nhu cầu điện đã được xây dựng theo khảo sát của các quy hoạch khu công nghiệp trong tương lai và so sánh cường độ sử dụng năng lượng của các nước khác. Có thể nói rằng Quy hoạch phát

triển điện 7 (tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7) đã được xây dựng dưới những phương pháp khoa học và thực tế hơn Quy hoạch phát triển điện 6 (tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6).

- Việt Nam không nhận ra rằng dự báo nhu cầu điện là một phần của dự báo nhu cầu năng lượng. Nói chung, tốc độ tăng trưởng điện cao hơn tốc độ tăng trưởng GDP. Đôi khi sự phát triển năng lượng cơ bản thấp hơn GDP. Vì dự báo nhu cầu điện của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7) là đáp ứng được những xu hướng trên, Viện Năng lượng (IE-Institute of energy) cân công bố kết quả trên cho các bên liên quan đến điện và năng lượng.
- Như là chiến lược tiếp theo của quy hoạch điện tại Việt Nam, cường độ sử dụng năng lượng phải được cải thiện chống lại biến đổi khí hậu. Yêu cầu mô hình nhu cầu năng lượng dự báo phải bao gồm các chính sách hiệu quả năng lượng. Các khái niệm trên đã được giải thích bằng mô hình của Cơ Quan Hợp tác Quốc Tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency) cho các thành viên Viện Năng lượng (IE-Institute of energy).
- Triển vọng kinh tế được yêu cầu cho việc xây dựng mô hình dự báo nhu cầu năng lượng. Các cơ quan chức năng ở Việt Nam có các ý kiến cho rằng tổng sản phẩm quốc nội (GDP-Gross Domestic Product) sẽ được tăng lên với tốc độ tăng trưởng cao trong 5 năm và 10 năm tới. Theo các kịch bản kinh tế, nhu cầu năng lượng cũng như nhu cầu điện có tốc độ tăng trưởng cao. Theo các đề xuất của nhóm Cơ Quan Hợp tác Quốc Tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency), các nhà phân tích phải nhìn nhận một cách cẩn thận các xu hướng hiện tại cho 5 năm tới, họ phải dự báo với độ co giãn và cường độ sử dụng năng lượng bởi bằng phương pháp kinh tế lượng, và họ phải thiết lập một hệ thống dự báo trong hơn 20 năm cho nhu cầu tiêu thụ năng lượng và tiêu thụ điện.
- Trong quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7), nhu cầu điện được dự báo cho 10 năm tới bao gồm nhu cầu điện mới từ các dự án có quy mô lớn trong cả nước. Đối với 10 năm tới (20 năm tới), nhu cầu điện của Việt Nam được thực hiện sau khi khảo sát cường độ sử dụng điện trên GDP và trên dân số (cường độ sử dụng điện) so sánh với Thái Lan, Malaysia, Indonesia, Ấn Độ, Trung Quốc và Nhật Bản. Cơ Quan Hợp tác Quốc Tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency) đã có những chuyển giao về kỹ thuật cho Viện Năng lượng (IE-Institute of energy).

3.5 Khái niệm cơ bản cho việc xây dựng mô hình Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7)

Khi bắt đầu chuyển giao kỹ thuật cho Viện Năng lượng (IE–*Institute of energy*) cho Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7–*Power Development Plan No7*), nhóm của Cơ Quan Hợp tác Quốc Tế Nhật Bản (JICA–*The Japan International Cooperation Agency*) đã đề xuất mô hình dự báo nhu cầu điện mới bao gồm các thay đổi của cường độ sử dụng điện theo vùng. Đó là "Mô hình cường độ sử dụng năng lượng theo vùng". Bằng cách xây dựng mô hình JICA, nhóm của Cơ Quan Hợp tác Quốc Tế Nhật Bản (JICA–*The Japan International Cooperation Agency*) và Viện Năng lượng (IE–*Institute of energy*) có thể so sánh cả hai kết quả. Bằng cách đó, Cơ Quan Hợp tác Quốc Tế Nhật Bản (JICA–*The Japan International Cooperation Agency*) đã xem xét để có thể tham khảo mô hình của Viện Năng lượng (IE–*Institute of energy*) và các giả thiết. Vì vậy mô hình được xây dựng bởi nhóm của Cơ Quan Hợp tác Quốc Tế Nhật Bản (JICA–*The Japan International Cooperation Agency*) được gọi là "mô hình JICA". Các kết quả dự báo từ mô hình JICA được gọi là "Dự báo JICA". Các khái niệm cơ bản như sau.

3.5.1 Sự tăng trưởng cao tổng sản phẩm quốc nội (GDP–*Gross Domestic Product*) bởi sự đầu tư và trang thiết bị

- Viện Năng lượng (IE –*Institute of energy*) khẳng định hai phương pháp dự báo nhu cầu là, "phương pháp trực tiếp", và "phương pháp gián tiếp (phương pháp kinh tế lượng)". Để dự báo nhu cầu điện cho Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7–*Power Development Plan No7*), chúng tôi đã kết hợp hai phương pháp này. Đặc biệt, các cường độ sử dụng năng lượng theo ngành trên GDP như là phương pháp gián tiếp được sử dụng trong mô hình JICA. Trong phương pháp này, nhu cầu năng lượng về cơ bản được quyết định bởi cường độ sử dụng điện năng và xu hướng GDP.
- Tổng sản phẩm quốc nội (GDP–*Gross Domestic Product*) của Việt Nam được ước tính với tốc độ tăng trưởng cao hơn 8% cho 10 năm tiếp theo. Và khi tốc độ tăng trưởng tổng sản phẩm quốc nội (GDP–*Gross Domestic Product*) cao, như vậy thì sự tác động của nó đến nhu cầu điện sẽ khác nhau theo các thành phần chi phí của tổng sản phẩm quốc nội (GDP–*Gross Domestic Product*). Nghĩa là tác động của tốc độ tăng trưởng cao khác nhau ở các nước đang phát triển.

- Lý do chính cho sự tăng trưởng tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*) cao ở Việt Nam hiện nay là do sự tăng trưởng cao của việc đầu tư và trang thiết bị cho các nhà máy trong ngành công nghiệp. Đồng thời, điều này làm tăng "cường độ vốn cho người lao động (CIL-*Capital intensity to labors*)". Hiện tượng này có một chút khác biệt so với sự tăng trưởng cao tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*) ở Trung Quốc. Ở Việt Nam, quá nhiều vốn được sử dụng để tăng năng suất nhà máy. Mức "cường độ vốn cho người lao động (CIL-*Capital intensity to labors*)" cao đã tiêu thụ một lượng lớn nhu cầu điện tại Việt Nam. Dưới các môi trường kinh tế như vậy, một chỉ số "đầu tư và thiết bị", thường như là một biến giải thích, được sử dụng để dự báo nhu cầu điện trong mô hình kinh tế lượng. Các khoản đầu tư và thiết bị hiện tại ở Việt Nam đang gia tăng từ 12% đến 14% / năm, tốc độ tăng trưởng cao hơn tốc độ tăng trưởng GDP. Rõ ràng rằng tốc độ tăng trưởng của sự đầu tư và thiết bị gần như tương đương với tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện.

3.5.2 Phương pháp tiếp cận ngành

- Phương pháp tiếp cận ngành được sử dụng trong mô hình JICA dựa trên cường độ sử dụng năng lượng trên tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*). Vì vậy, nhu cầu điện được tính dựa trên cường độ sử dụng tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*) và xu hướng tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*). Tuy nhiên, tốc độ tăng trưởng GDP không cao hơn tốc độ tăng trưởng của đầu tư và thiết bị. Vậy sự tăng trưởng nhu cầu điện được ước tính thấp so với tốc độ tăng trưởng đầu tư và thiết bị, nếu cường độ sử dụng năng lượng không thay đổi. Để điều chỉnh sự khác biệt giữa tốc độ tăng trưởng tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*) và tốc độ tăng trưởng đầu tư, đôi khi Cường độ tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*) phải được tăng lên để điều chỉnh sự khác biệt.
- Tuy nhiên, trong mô hình JICA, cường độ sử dụng tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*) không được thay đổi để điều chỉnh cho những sự khác nhau giữa tăng trưởng nhu cầu điện. Thay vì điều chỉnh, các khu công nghiệp mới và các cơ sở thương mại lớn trong tương lai tiêu thụ điện lớn sẽ được khảo sát và nhu cầu năng lượng của các dự án này sẽ được tính toán. Sau đó, cường độ sử dụng điện được bổ sung vào nhu cầu điện như dự báo của mô hình kinh tế lượng.

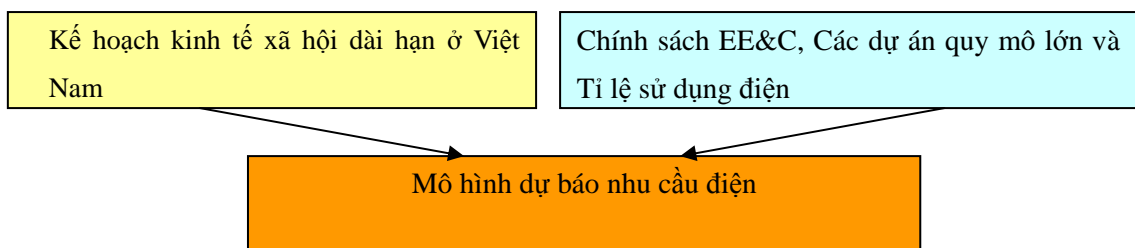
- Ở một số nước phát triển, nhu cầu điện từ các dự án mới trong tương lai tương đối nhỏ hơn nhu cầu điện từ kích thước GDP hiện tại; nó có thể ít hơn 5%. Tuy nhiên, khi giá trị thặng dư từ các dự án mới trong tương lai có tỉ trọng lớn tại các nước có GDP hiện tại như Việt Nam, mô hình kinh tế lượng đôi khi không thể giải thích được xu hướng gia tăng. Bởi vì phương pháp kinh tế lượng bị chậm trễ bởi nhu cầu ngày càng tăng trong khi nhu cầu các cơ sở tăng lên nhanh chóng, có nghĩa là giá trị gia tăng từ các dự án mới trong tương lai được tăng lên nhanh chóng.

3.5.3 Nhu cầu điện từ những nguồn tiêu thụ lớn mới nổi

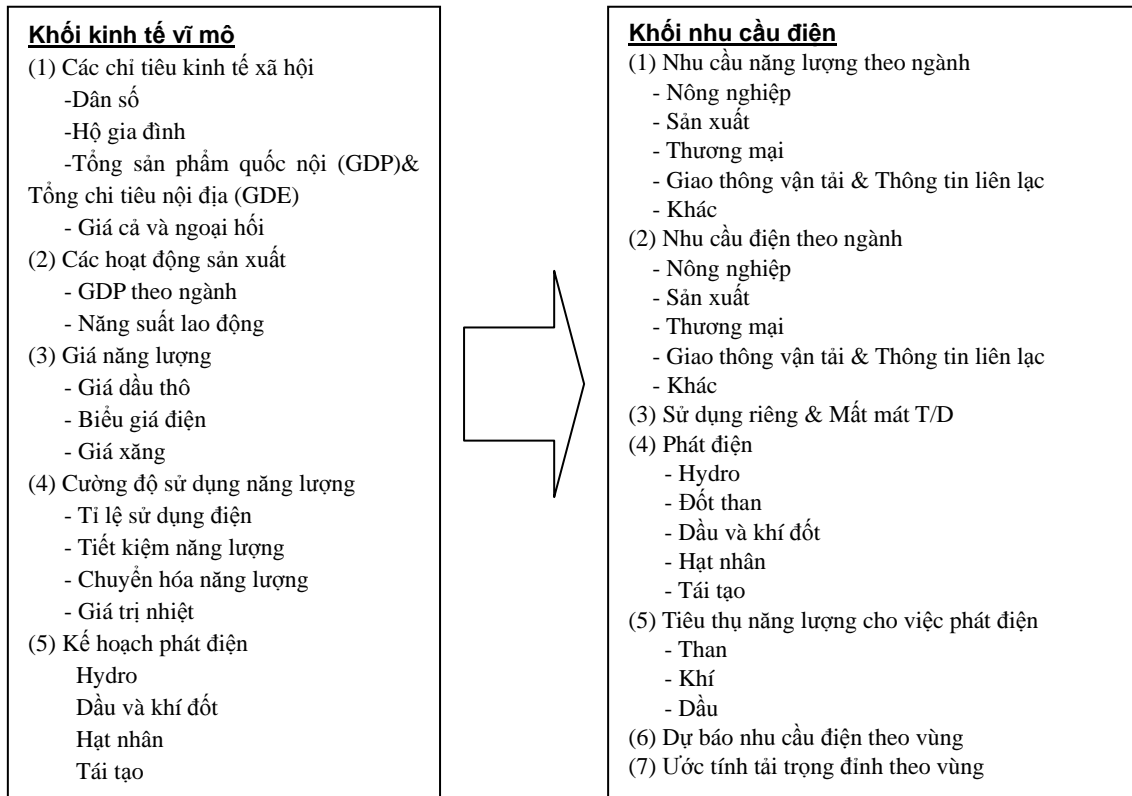
- Trong trường hợp của Việt Nam, nhu cầu điện trong tương lai không thể chỉ được giải thích bởi cường độ sử dụng năng lượng trên tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*), mà còn phải xét đến sự tăng trưởng tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*) trong kịch bản phát triển kinh tế năm 2020 và trở đi (SED2020-*Scenarios of economic Development for the period up to 2020 and onwards*) bao gồm việc mở rộng các cơ sở và sự gia tăng công suất hoạt động của các nhà máy hiện có. Tuy nhiên, hiện tại ở Việt Nam, "cường độ vốn cho người lao động (CIL-*Capital intensity to labors*)" bổ sung đã tăng với tốc độ tương đối cao, khi dự báo nhu cầu điện hiện tại của Việt Nam dưới các điều kiện của cường độ sử dụng năng lượng trên tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*). Đây là lý do tại sao nhu cầu điện từ các dự án mới trong tương lai phải được bổ sung từ nhu cầu điện của mô hình kinh tế lượng.
- Theo mô phỏng của chúng tôi, tỷ trọng của nhu cầu điện từ các dự án mới là khoảng 11% trên nhu cầu năng lượng từ mô hình kinh tế lượng trong năm 2020, năm 2030 chỉ là 7%. Theo lý thuyết, mức đóng góp giảm dần theo từng năm.
- Nói chung, mức đóng góp của việc đầu tư và thiết bị trong tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*) cao hơn tại quốc gia đang phát triển. Hiện tại ở Việt Nam, mức đóng góp là khoảng 40%. Tuy nhiên, hai mươi và ba mươi năm sau đó, mức đóng góp sẽ giảm xuống 35% và 30% trong tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*). Trước tình hình như vậy, nhu cầu điện ở Việt Nam từ các dự án mới không cần bổ sung vào nhu cầu điện từ mô hình kinh tế lượng được xây dựng bởi những phương pháp cường độ sử dụng năng lượng (trên tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*)).

3.5.4 Các quy trình để xây dựng mô hình Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7)

- Mô hình nên được thiết kế để dự báo nhu cầu điện dưới các điều kiện về chính sách hiệu quả và tiết kiệm năng lượng (EE&C-*Energy efficiency and conservation*), bổ sung nhu cầu điện từ các dự án quy mô lớn và tính toán nhu cầu điện bằng cách sử dụng tỉ lệ sử dụng điện.
- Phân tích kinh tế vĩ mô là phương pháp chính để xây dựng mô hình nhu cầu điện. Tuy nhiên, nhu cầu điện từ mô hình này nên được thêm vào bởi nhu cầu điện bổ sung từ các cuộc điều tra cơ sở quy mô lớn.
- Những dự án quy mô lớn như các khu công nghiệp, các vùng kinh tế phải được khảo sát theo ngành và khu vực. Nhu cầu điện bổ sung phải được ước tính từ các dự án quy mô lớn.
- Các chức năng kì vọng của mô hình dự báo nhu cầu điện như sau:
 - Có thể phân tích nhu cầu điện trong một công ty với những thay đổi của nền kinh tế Việt Nam.
 - Có thể phân tích nhu cầu điện trong một công ty với tỉ lệ sử dụng điện.
 - Có thể đánh giá những tác động của biểu giá điện và chính sách hiệu quả và tiết kiệm năng lượng (EE&C-*Energy efficiency and conservation*) tương ứng.
 - Có thể phân tích nhu cầu điện theo khu vực.
 - Có thể phân tích các mối quan hệ giữa nhà máy điện hạt nhân và các nhà máy điện truyền thống.



Hình 3.5-1: Các quy trình xây dựng mô hình Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7)



Hình 3.5-2: Phác họa về Mô hình dự báo nhu cầu điện



Chương 4 Trợ giúp kỹ thuật về quy hoạch hệ thống cung cấp điện

4.1 Nghiên cứu về phương pháp truyền tải điện vùng Duyên hải Nam Trung Bộ đến Thành phố Hồ Chí Minh

Trợ giúp kỹ thuật của nghiên cứu về việc truyền tải điện từ vùng Đông Nam Việt Nam đến Thành phố Hồ Chí Minh được cung cấp dựa trên kế hoạch được mô tả trong phần 1.7, Chương 1. Trong phần này, các vấn đề nghiên cứu thông qua việc trợ giúp kỹ thuật sẽ được phân tích chi tiết.

(1) Nghiên cứu sơ bộ

Tại khu vực phía Nam Việt Nam, đặc biệt là tại khu vực hướng về Thành phố Hồ Chí Minh, được dự đoán sẽ tiếp tục có sự gia tăng mạnh về nhu cầu điện trong tương lai. Mặc khác, ở phía Nam Việt Nam, vùng biển nước cạn trải dài. Vì vậy các vị trí tiềm năng cho các nhà máy điện cần sự cải tiến cảng biển quy mô lớn bị hạn chế. Trong các điều kiện như vậy, nhiều nhà máy điện quy mô lớn tập trung trong cùng một khu vực khoảng 300 kilômét (km- kilomet) về phía Đông thành phố Hồ Chí Minh đang nằm trong kế hoạch tương lai. Do đó, việc xây dựng các đường dây truyền tải khối lượng lớn từ phía Đông Nam Việt Nam đến Thành phố Hồ Chí Minh là cần thiết.

Trong dự thảo “Kế hoạch phát triển điện năng số 7” (PDP7-*Power Development Plan No7*), các nhà máy điện sau đây được quy hoạch cho khu vực duyên hải Đông Nam Việt Nam đến năm 2030.

- Nhà máy nhiệt điện chạy than Vân Phong (2.640 Mêga Oát (MW-Mega Watt))
- Nhà máy nhiệt điện chạy than Vĩnh Tân (4.380 Mêga Oát (MW-Mega Watt))
- Nhà máy điện hạt nhân I (4.000 Mêga Oát (MW-Mega Watt))
- Nhà máy điện hạt nhân II (4.000 Mêga Oát (MW-Mega Watt))
- Nhà máy điện tích năng Bắc Ái (1.500 Mêga Oát (MW-Mega Watt))
- Điện năng từ các nhà máy điện chạy than được đặt tại phía Bắc của nhà máy nhiệt điện chạy than Vân Phong (900 Mêga Oát (MW-Mega Watt), khoảng 1/4 công suất lắp đặt. 3/4 công suất được xem xét tiêu thụ tại khu vực miền Trung)
- Một nhà máy điện tích năng được đặt tại khu vực miền Trung (2.400 Mêga Oát (MW-Mega Watt))

Mặt khác, việc đánh giá về nhu cầu điện năng của khu vực Đông Nam Việt Nam là khoảng 1 Giga Oát (GW-*Giga Watt*), cần thiết để truyền tải tối đa 20 Giga Oát (GW-*Giga Watt*) trong số tối đa 21 Giga Oát (GW-*Giga Watt*), tổng sản lượng điện của các nhà máy điện nói trên, đến Thành phố Hồ Chí Minh.

Trong số các nhà máy điện, nhà máy nhiệt điện chạy than Vĩnh Tân được loại trừ khỏi mục tiêu của nghiên cứu này vì cấu hình hệ thống của bộ phận đã được xác định là đường dây 500 kilôvôn (kV- *kilovolt*) 4 mạch (cct-*Circuit*). Các nghiên cứu về phương pháp truyền tải điện từ các nhà máy điện tích năng nằm giữa nhà máy điện hạt nhân I và Thành phố Hồ Chí Minh sẽ được tiến hành một cách riêng biệt do tính lân cận với Thành phố Hồ Chí Minh khi so sánh với các nhà máy điện khác.

Cần thiết để truyền tải 13 đến 14 Giga Oát (GW-*Giga Watt*) điện, đó là phần còn lại sau khi trừ các tải trọng tiêu thụ trong khu vực mà các nhà máy điện được đặt trong số 14-15 Giga Oát (GW-*Giga Watt*) tổng sản lượng điện từ các nhà máy điện đã đề cập, đến Thành phố Hồ Chí Minh và khu vực lân cận tại vị trí khoảng 300 kilômét (km-*kilometre*) từ nguồn điện. Đối với khoảng cách mục tiêu được đặt ra, cần thiết phải lắp đặt ít nhất 10 mạch để duy trì sự ổn định hệ thống nếu việc truyền tải điện 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) được áp dụng vào khoảng cách thậm chí nếu khoảng cách giữa nhà máy nhiệt điện chạy than Vĩnh Tân và Thành phố Hồ Chí Minh (Trạm biến áp Song Mã 500 kilôvôn(kV-*kilovolt*)), khoảng cách đã được cố định trong cấu hình hệ thống bởi phía Việt Nam và tạo thành đường dây 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) 4 mạch (cct-*Circuit*), được loại trừ khỏi nghiên cứu. Ngược lại, việc áp dụng một điện áp cao có khả năng truyền tải điện hiệu quả là kết quả từ một số lượng mạch ít hơn, các tuyến đường ít hơn và sự giảm thiểu mất mát đường dây truyền tải điện

Trong nghiên cứu trước đó, "Nghiên cứu về Kế hoạch phát triển điện quốc gia giai đoạn 2006-2015, triển vọng đến năm 2025 tại Việt Nam", được thực hiện từ năm 2006 đến 2007. Điều được kiến nghị là nghiên cứu về các phương pháp truyền tải điện bằng cách áp dụng một mức điện áp cao hơn, có mức giảm tiềm năng về số lượng các tuyến dây truyền tải và sự chuyển giao kinh tế theo kịch bản lắp đặt phát triển điện năng có quy mô lớn đến các phạm vi khu vực từ trung tâm đến phía Nam. Chính xác hơn, điều đó có nghĩa là các nghiên cứu về truyền tải điện ở nơi có mức điện áp vượt quá 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) với các nghiên cứu tập trung vào các ứng dụng của 750 kilôvôn (kV-*kilovolt*) (đã áp dụng tại Hàn Quốc, Nam Phi, Brazil v.v..), có chi tiết kỹ thuật thiết kế được nghiên cứu tại Nhật Bản lần đầu tiên và hoạt động thương mại lần đầu tiên trên thế giới được thực hiện tại Trung Quốc.

Kết quả là, Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) đã nhìn thấy được ứng dụng của mức điện áp trên 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) từ các nghiên cứu trước đó. Trong dự án này, thông qua các cuộc thảo luận mạnh mẽ, Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) và Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã chia sẻ một quan điểm chung về sự cần thiết của nghiên cứu sâu hơn về phương pháp truyền tải điện khối lượng lớn từ phía Đông Nam Việt Nam đến khu vực Thành phố Hồ Chí Minh, có tính đến cấu hình hệ thống cho cả khu vực miền Trung và khu vực miền Nam Việt Nam cũng như tiến hành đánh giá về kinh tế, đặc biệt, trên cả đường dây truyền tải Siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*) và đường dây điện xoay chiều (AC-*Alternating Current*) 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*).

Vì những nền tảng nói trên, Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team -*Technical Assistance Team*) đã tiến hành một nghiên cứu sơ bộ về số lượng các mạch cần thiết cho phần giữa nhóm các nhà máy điện, bao gồm hai nhà máy điện hạt nhân ở khu vực Đông Nam Việt Nam và khu vực Thành phố Hồ Chí Minh, trong đó bao gồm hoặc là đường dây truyền tải siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*) hoặc là đường dây truyền tải điện 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*). Nghiên cứu được thực hiện bằng cách sử dụng sơ đồ hệ thống như của năm 2020, được cung cấp bởi Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) trong suốt nhiệm vụ đầu tiên.

Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã giải thích rằng việc áp dụng truyền tải Siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*) có khả năng có ưu điểm hơn là truyền tải điện 500 kilôvôn (kV- *kilovolt*) theo các quan điểm sau:

- Giảm bớt được số lượng tuyến thông qua việc giảm bớt số lượng mạch yêu cầu
- Giảm bớt được sự bồi thường cho việc giải phóng mặt bằng thông qua việc giảm bớt số lượng tuyến
- Cải thiện tính ổn định về hệ thống của đường dây truyền tải điện với cùng một số lượng mạch như nhau
- Giảm bớt sự mất mát của đường dây truyền tải điện

Thông qua nghiên cứu sơ bộ, Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đóng vai trò tạo điều kiện cho Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) nắm bắt được bức tranh lớn liên quan đến tiến độ dự án, quy mô, phân phối sự mất mát của đường dây truyền tải điện và chi phí xây dựng đến chi phí của toàn bộ dự án.

Hệ thống mục tiêu cho nghiên cứu sơ bộ bao gồm Nhà máy nhiệt điện chạy than Vân Phong, Nhà máy điện tích năng Bắc Ái, Nhà máy điện hạt nhân I và II, Nhà máy nhiệt

điện chạy than Vĩnh Tân, và một trạm biến áp 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) tại Thành phố Hồ Chí Minh. Hệ thống nền của trạm biến áp được giả định như là một đường dẫn vô hạn. Trong bước này, phần Siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*) được thiết lập giữa các nhà máy điện hạt nhân I và trạm Biến áp 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) tại Thành phố Hồ Chí Minh (Biến áp 1.100/500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) và các mô hình đường dẫn 1.100 kilôvôn (kV-*kilovolt*) được tạo ra tại trạm biến áp 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*)).

(2) Nghiên cứu phác thảo

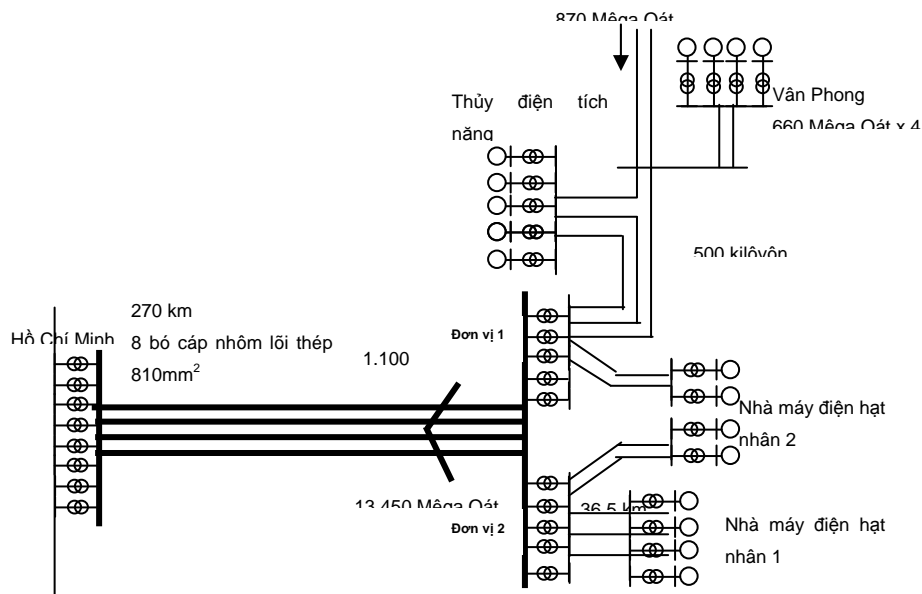
Từ các kết quả của nghiên cứu sơ bộ có thể nhận thấy rằng phương án truyền tải điện Siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*) có thể có hiệu quả cũng như phương án truyền tải điện 500 kV.

Vì vậy, nghiên cứu đã được tiến hành cũng trên phương án truyền tải điện Siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*). Các tiêu chí của quy hoạch phát triển hệ thống mạng lưới điện được thiết lập như mô tả dưới đây thông qua thảo luận với Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*).

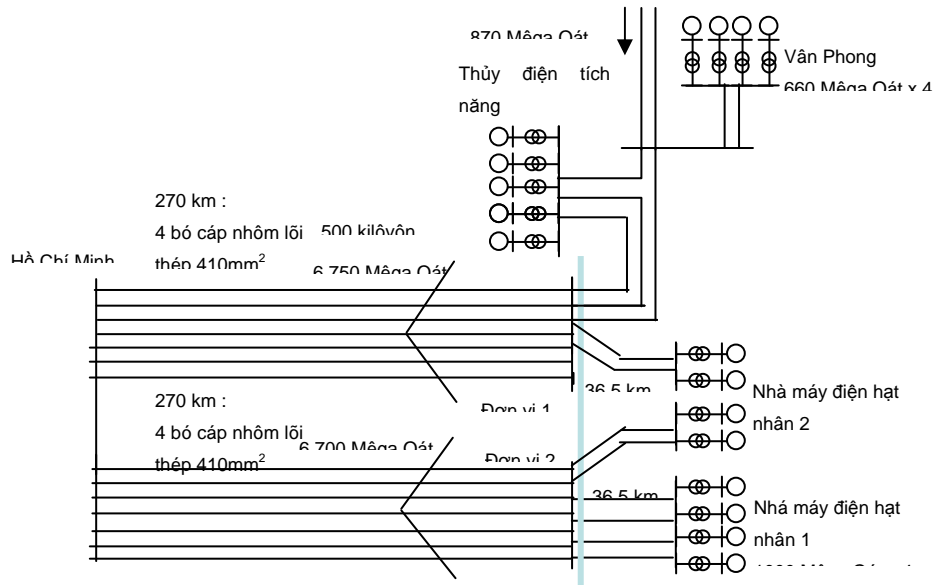
- Điều được phát hiện là các dòng ngắn mạch ba pha sẽ vượt quá 50 kilôvôn Ampe (kA-*kilovolt Ampere*) khi kết nối Nhà máy điện hạt nhân I, Nhà máy điện hạt nhân II, Nhà máy nhiệt điện chạy than Vân Phong, Nhà máy nhiệt điện chạy than Vĩnh Tân và Nhà máy điện tích năng Bác Ái vì chúng nằm cạnh nhau. Biện pháp đối phó được giả định là chia một khối của các nhà máy điện thành 2 hoặc 3 khối để ngăn chặn các dòng điện sự cố đến từ các nhà máy điện lân cận.
- Lưu lượng phát điện tối đa 5.000 Mêga Oát (MW-*Mega Watt*) được cho phép trong các mạch còn lại của đường dây 1.100 kilôvôn (kV-*kilovolt*) để giữ ổn định hệ thống điện có xét đến các sự cố N-1.
- Lưu lượng phát điện tối đa 1.200 Mêga Oát (MW-*Mega Watt*) được cho phép trong các mạch còn lại của đường dây 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) để giữ ổn định hệ thống điện năng trong có xét đến các sự cố N-1.
- 8 bó cáp nhôm lõi thép (ACSR-*Aluminium cable steel-reinforced*) 810 mm² được áp dụng cho các dây dẫn của đường dây truyền tải điện 1.100 kilôvôn (kV-*kilovolt*)
- 4 bó cáp nhôm lõi thép (ACSR-*Aluminium cable steel-reinforced*) 410 mm² được áp dụng cho các dây dẫn của đường dây truyền tải điện 1.100 kilôvôn (kV-*kilovolt*)

- Công suất đơn vị của một máy biến áp được giả thiết là 2.000 Mêga vôn Ampe (MVA-Megavolt Ampere) cho một trạm biến áp 1.100/500 kilôvôn (kV- kilovolt)

Hình 4.1-1 ,và 4.1-2 chỉ ra các kết quả của các cấu hình hệ thống trong năm 2030 cho cả trong trường hợp hệ thống 500 kilôvôn (kV-kilovolt) và hệ thống 1.100 kilôvôn (kV-kilovolt) khi các điều kiện nêu trên được áp dụng.



Hình 4.1-1: Trường hợp áp dụng đường dây truyền tải điện 1.100 kilôvôn (kV-kilovolt) (Siêu cao áp (UHV- Ultra High Voltage)) (2030)



Hình 4.1-2: Trường hợp áp dụng đường dây truyền tải điện 500 kilôvôn (kV-kilovolt) (2030)

(3) So sánh về kinh tế

Các chi phí ước tính xấp xỉ được so sánh cho trường hợp áp dụng các đường dây truyền tải điện 500 kilôvôn (kV-kilovolt) và 1.100 kilôvôn (kV-kilovolt) có xét đến kế hoạch xây dựng các đường dây truyền tải đáp ứng cho các năm khai thác của các nhà máy điện đã quy hoạch và sự mất mát về điện năng truyền tải dựa trên các điều kiện được mô tả dưới đây.

- Chi phí của các đường dây truyền tải và trạm biến áp được yêu cầu cho mỗi năm được ước tính phù hợp với kế hoạch phát triển điện đến năm 2030. Giá trị thuần hiện tại được tính đến năm 2051 với điều kiện là các chi phí cho từng năm từ 2030 đến 2051 được giả định giống như các chi phí trong năm 2030.
- Các chi phí đơn vị của các trang thiết bị được giả định được thể hiện trong Bảng 4.1-1 để tham khảo tới các chi phí thực tế của các trang thiết bị lắp đặt tại Việt Nam và tỷ lệ ước tính của các trang thiết bị về Siêu cao áp (UHV-Ultra High Voltage) đến các trang thiết bị 500 kilôvôn (kV-kilovolt) tại Nhật Bản.

Bảng 4.1-1: Chi phí đơn vị của các Trang thiết bị được sử dụng cho việc so sánh về kinh tế

Đường dây truyền tải 500 kilôvôn	0,5 triệu Đôla Mỹ/kilômét/mạch
Đường dây truyền tải điện áp siêu cao áp	1,25 triệu Đôla Mỹ/kilômét/mạch
Trạm biến áp điệp áp siêu cao áp	0,0406 triệu Đôla Mỹ / Mega vôn Ampe

- Chi phí xây dựng các trang thiết bị được giả định là được yêu cầu chỉ trong năm khai thác
- Tỷ lệ của sự mất mát truyền tải điện trung bình hàng năm đến mức mất mát lớn nhất được giả định là 0,8 và sự mất mát được tính toán là 0,08 Đôla Mỹ/ Kilô Oát giờ (USD/KWh-United State dollar/Kilo Watt Hour).
- Chi phí vận hành và bảo trì (O&M-Operation & Maintance) được giả định là 2%.
- Các chi phí cho việc giải phóng mặt bằng của các đường dây truyền tải được giả định như trong Bảng 4.1-2.

Bảng 4.1-2: Các chi phí cho việc giải phóng mặt bằng của các đường dây truyền tải điện được sử dụng cho việc so sánh về kinh tế

Đường dây truyền tải 500 kilôvôn	0,105 triệu Đôla Mỹ/mạch/ kilômét
Đường dây truyền tải điện áp siêu cao áp	0,189 triệu Đôla Mỹ/mạch/ kilômét

(4) Các kết quả của sự so sánh về kinh tế

Các kết quả của sự so sánh kinh tế được chỉ ra trong bảng 4.1-3 đối với trường hợp đường dây truyền tải Siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*) và đối với trường hợp đường dây truyền tải 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) dựa trên các giả định được mô tả trong (2) đến (3).

Bảng 4.1-6 cho thấy sự tăng lên hàng năm của số lượng phương tiện và các chi phí như số lượng mạch yêu cầu của đường dây truyền tải điện, mất mát truyền tải điện năng, hoặc các chi phí xây dựng .

Bảng 4.1-3: So sánh về kinh tế trong trường hợp đường dây truyền tải điện Siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*) và 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*)

Đơn vị: Triệu đôla Mỹ (million USD-*million United State dollar*)

	Đường dây truyền tải 500 kilôvôn	Đường dây truyền tải 1.100 kilôvôn (Siêu cao áp)
Mất mát truyền tải điện	1.151	358
Chi phí cho việc đảm bảo giải phóng mặt bằng	242	203
Chi phí xây dựng và chi phí Vận hành và Bảo trì	1.401	2.254
Tổng cộng	2.794	2.815
Tỉ lệ	100 %	101 %

Các tổn thất điện năng truyền tải cho các trường hợp của Siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*) trở nên ít hơn một phần ba so với trường hợp đường dây truyền tải 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*). Mặt khác, tổng kết chi phí xây dựng và chi phí Vận hành và bảo trì (O&M-*Operation & Maintance*) cho trường hợp Siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*) lớn hơn trường hợp 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) khoảng 900 Triệu đôla Mỹ (million USD-*million United State dollar*). Tổng chi phí cho các trường hợp của Siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*) nhỏ hơn một chút so với trường hợp 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*).

Bảng 4.1-4 tóm tắt các kết quả của việc so sánh trong trường hợp Siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*) và 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*).

Bảng 4.1-4: Kết quả so sánh của trường hợp Siêu cao áp (UHV-Ultra High Voltage) và 500 kilôvôn (kV-kilovolt)

	500 kilôvôn	Siêu cao áp
Số lượng mạch (Số mạch trong năm 2030)	Lớn (14)	Nhỏ (4)
Tổng chi phí	Hầu như giống với Siêu cao áp	Hầu như giống với 500 kilôvôn
Đầu tư và Vận hành & bảo trì (5 năm đầu)	Nhỏ 1.642 triệu đôla Mỹ (1.121 triệu đôla Mỹ)	Lớn 2.457 triệu đôla Mỹ (1.785 triệu đôla Mỹ)
Mất mát truyền tải điện	Lớn 1.151 triệu đôla Mỹ	Nhỏ 358 triệu đôla Mỹ

Số lượng mạch yêu cầu của Siêu cao áp (UHV-Ultra High Voltage) được ước tính là nhỏ hơn nhiều so với trường hợp của 500 kilôvôn (kV-kilovolt), mặc dù có một sự khác biệt nhỏ trong tổng chi phí giữa cả hai của trường hợp bao gồm cả đầu tư, vận hành và bảo trì (O&M-Operation & Maintenance) và mất mát truyền tải điện bị

Bảng 4.1-5 cho thấy kết quả phân tích độ nhạy được thực hiện cho trường hợp mất mát truyền tải điện ngày càng tăng, sự chậm trễ của các năm vận hành nhà máy điện hạt nhân, hay sự tăng lên về chi phí của Siêu cao áp (UHV-Ultra High Voltage).

Bảng 4.1-5: Các kết quả phân tích độ nhạy

Trường hợp	Tổng chi phí trong trường hợp 500 kilôvôn	Tổng chi phí trong trường hợp Siêu cao áp (UHV)
Gia tăng 2% trong chi phí đơn vị của mất mát truyền tải điện	100 %	95%
Chậm trễ về năm vận hành nhà máy điện hạt nhân I khoảng 3 năm	100 %	102 %
Chậm trễ về năm vận hành nhà máy điện hạt nhân II khoảng 5 năm	100 %	103 %
Chậm trễ về năm vận hành nhà máy điện hạt nhân II khoảng 3 năm	100 %	102 %
Gia tăng khoảng 10% trong chi phí xây dựng Siêu cao áp (UHV)	100 %	109 %

Tổng chi phí trong trường hợp Siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*) không khác nhiều so với trường hợp 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*). Tuy nhiên, trường hợp ứng với Siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*) sẽ có lợi thế là có ảnh hưởng tối thiểu lên môi trường do làm giảm được số của mạch yêu cầu của đường dây truyền tải điện. Trong trường hợp có sự chậm trễ năm vận hành các nhà máy điện hạt nhân, trường hợp Siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*) sẽ không thua kém trường hợp 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*).

Sẽ buộc phải thực hiện một nghiên cứu về các chi phí xây dựng Siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*), các phương pháp thực hiện và việc huy động vốn

Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) cũng đã tiến hành nghiên cứu truyền tải điện

Siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*) và 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) song song với việc nghiên cứu của Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-*The Japan International Cooperation Agency*). Có sự khác biệt về kết quả nghiên cứu, đặc biệt là mất mát truyền tải điện giữa Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-*The Japan International Cooperation Agency*). Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) đã ước tính sự mất mát thấp hơn Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-*The Japan International Cooperation Agency*).

- Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) đã sử dụng điện trở dây dẫn ở 20⁰C (20 *degree Celsius*) trong khi Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã sử dụng ở 90⁰C (90 *degree Celsius*).
- Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) ước tính lưu lượng phát điện từ nhà máy nhiệt điện chạy than Vân Phong, nhà máy thủy điện tích năng Bắc Ái và các nhà máy điện ở phía Bắc là 2.291 Mêga Oát (MW-*Mega Watt*) trong khi đội Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) ước tính là khoảng 5.000 Mêga Oát (MW-*Mega Watt*).
- Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) giả định rằng các nhà máy điện hạt nhân và nhà máy nhiệt điện chạy than Vĩnh Tân trạm đã được kết nối nhau trong khi Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) thì không làm như vậy.

Những lý do cho sự khác biệt trong mất mát truyền tải điện đã được làm rõ như trên. Các điều kiện và kết quả của các nghiên cứu bởi Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) và Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) nên được so sánh cụ thể, chi tiết và cần phải thực hiện nghiên cứu trong các điều kiện hợp lý hơn.

Mặc dù các nghiên cứu thăm dò về sự ổn định, lưu lượng phát điện và các mức độ hiện hành của sự cố đã được tiến hành bởi Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*), yêu cầu trường hợp Siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*) nên được so sánh với 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) bởi mô hình chi tiết mô tả cho các hệ thống ở phía Nam và khu vực miền Trung Việt Nam .

Một sự đồng thuận đã được đạt được về việc thúc đẩy nghiên cứu phương pháp truyền tải điện từ phía Đông Nam Việt Nam đến Thành phố Hồ Chí Minh bao gồm cả việc thông qua các cấp điện áp cao hơn 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) tại hội nghị các chủ đầu tư



được tổ chức tại Hà Nội, có sự tham dự của các tổ chức liên quan như Bộ Công Thương (MOIT-*Ministry of Industry and Trade*), Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-*Electricity of Vietnam*) và Cục điều tiết Điện lực Việt Nam (ERAV-*Electricity regulatory authority of Vietnam*).

Bảng 4.1-6: So sánh về số lượng mạch, mất mát truyền tải điện, chi phí xây dựng v.v.. theo các năm

	Năm	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2051
500 kilôvôn																
Số mạch GenSide- HCM Unit1		2	3	4	5	5	5	5	5	5	5	6	7	7	7	
Số mạch GenSide-HCM Unit 2		0	0	0	2	3	3	3	4	5	5	5	5	6	7	
Mất mát [Mega Watt (MW)]		2	38	76	98	123	121	123	149	175	180	228	286	329	397	
Mất mát (triệu Đôla Mỹ/năm)		1	21	42	55	69	68	69	84	98	101	128	160	190	222	
Mất mát giá trị hiện tại ròng (NPV) (triệu Đôla Mỹ)		1.979	1	19	36	42	49	44	41	46	49	54	62	68	73	674
ROW (triệu Đôla Mỹ/năm)		57	28	28	85	28	0	0	28	28	0	28	28	28	28	
ROW giá trị hiện tại ròng (NPV) (triệu Đôla Mỹ)		264	57	26	24	66	20	0	16	14	0	12	11	10	9	0
Vốn đầu tư Gen.Side-HCM Unit 1 (triệu Đôla Mỹ)		270	135	135	135	0	0	0	0	0	0	135	135	0	0	
Vốn đầu tư Gen.Side-HCM Unit 2 (triệu Đôla Mỹ)		0	0	0	0	270	135	0	135	135	0	0	0	135	135	
OM (triệu Đôla Mỹ)		5	8	11	14	19	22	22	22	24	27	30	32	32	35	
Đầu tư giá trị hiện tại ròng (NPV) + OM (triệu Đôla Mỹ)		1.645	275	131	123	323	109	14	13	86	80	12	70	65	60	115
Tổng giá trị hiện tại ròng (triệu Đôla Mỹ)		3.100	333	177	182	431	178	58	54	147	143	59	135	138	137	789
																100%
Siêu cao áp (UHV)																
Trạm biến áp (S/S) siêu cao áp (UHV) (Mega vôn-Ampe)		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	
Số mạch GenSide- HCM		2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	
Mất mát [Mega Watt (MW)]		0	7	16	25	37	36	37	45	58	60	68	84	101	122	
Mất mát (triệu Đôla Mỹ/năm)		0	4	9	14	21	20	20	25	32	33	35	47	57	66	
Mất mát giá trị hiện tại ròng (NPV) (triệu Đôla Mỹ)		596	0	4	7	11	15	13	12	14	16	15	18	20	22	207
ROW (triệu Đôla Mỹ/năm)		142	0	0	71	0	0	0	0	0	0	71	0	0	0	
ROW giá trị hiện tại ròng (NPV) (triệu Đôla Mỹ)		226	142	0	55	0	0	0	0	0	0	30	0	0	0	
Vốn đầu tư Trạm biến áp (S/S) siêu cao áp (UHV)		0	324	162	162	0	0	0	162	0	0	243	81	162	162	
(triệu Đôla Mỹ)																
Vốn đầu tư Đường dây truyền tải (TL) siêu cao áp (UHV)		675	0	0	338	0	0	0	0	0	0	338	0	0	0	
GenSide-HCM (triệu Đôla Mỹ)																
OM (triệu Đôla Mỹ)		14	20	23	33	33	33	33	36	36	36	48	50	53	56	
Đầu tư giá trị hiện tại ròng (NPV) + OM (triệu Đôla Mỹ)		2.586	689	316	156	412	22	22	20	109	18	17	266	51	77	170
Tổng giá trị hiện tại ròng (triệu Đôla Mỹ)		3.031	830	320	164	477	35	35	32	122	35	32	311	69	93	377
																98%

Nguồn: Nhóm trợ giúp nghiên cứu (The TA Team-Technical Assistance Team)

Bảng 4.1-7: Điều kiện phân tích đường dây truyền tải Siêu cao áp (UHV- Ultra High Voltage)

Dữ liệu	
Đường dây truyền tải (T/L) Siêu cao áp (UHV)/500 tại Nhật Bản	2,5
Trạm biến áp 500 kilôvôn (kV) ở Việt Nam (2x500 Mega vôn Ampe (MVA) + 1x250 Mega vôn Ampe (MVA) (220/110 kilôvôn (kV))	32,2 triệu Đôla Mỹ 0,024 triệu Đôla Mỹ/Mega vôn Ampe (MVA)
Trạm biến áp (5/5) 500 kilôvôn (kV) ở Việt Nam	Tỉ lệ chia sẻ trong giá đơn vị kilôvôn Ampe (kVA) 500 kilôvôn (kV)/Siêu cao áp (UHV)
Trạm biến áp (5/5) 500 kilôvôn (kV) ở Nhật Bản	0,13 1,16
Dàn dựng	0,87 1,97
Thiết bị	1 1,86
Tổng cộng	Tỉ lệ chia sẻ trong giá đơn vị kilôvôn Ampe (kVA) 500 kilôvôn (kV)/Siêu cao áp (UHV)
Trạm biến áp (5/5) 500 kilôvôn (kV) ở Việt Nam	0,342 0,395
Dàn dựng	0,474 0,932
Thiết bị	0,093 0,173
Khác	0,091 0,169
Dự trữ	1 1,669
Tổng cộng	1,669
Trạm biến áp (5/5) Siêu cao áp (UHV)/500 tại Nhật Bản	3,000 triệu Việt Nam Đồng/ kilômét
Cao ốc RoW D mạch (cct)	2,000 triệu Việt Nam Đồng/ kilômét
Cao ốc RoW S mạch (cct)	19,050 Việt Nam Đồng/Đôla Mỹ
Tỉ giá hối đoái	21,7 m
RoW 500 kilôvôn (kV) ở Nhật Bản	39 m
RoW Siêu cao áp (UHV) ở Nhật Bản	1,797
RoW Siêu cao áp (UHV) /500 kilôvôn (kV) trên mạch ở Nhật Bản	
Điện trở dây	
Độ C (°C)	20 90
	Ωm/kilômét Số lượng Ωm/kilômét/mạch Mega vôn Ampe pu/kilômét/mạch kilôvôn (kV) kilômét (km) pu/mạch
Dây nhôm lõi thép (ACSR) 810	0,0356 0,045767 8 0,0057209 100 2,2884E-06 500 270 0,000617859
Dây nhôm lõi thép (ACSR) 810	0,0356 0,045767 8 0,0057209 100 4,728E-07 1100 270 0,000127657
Dây nhôm lõi thép (ACSR) 410 (Drake)	0,07167 0,092139 4 0,0230347 100 9,2139E-06 500 270 0,002487752
Tỉ lệ mất mát quán dây của máy biến áp 1.100/500 kilôvôn (kV)	
0,20%	

4.2 Nghiên cứu Quy hoạch Hệ thống cung cấp điện của Thành phố Hồ Chí Minh

Các hệ thống cung cấp điện trong tương lai cho Thành phố Hồ Chí Minh và các vùng lân cận của nó bao gồm các đường dây truyền tải sau đây:

- Kết nối với các nhà máy điện hạt nhân, nhà máy nhiệt điện chạy than và các nhà máy thủy điện tích năng đã được quy hoạch phải được thiết lập từ khu vực Đông Nam đến khu vực phía Nam dọc theo vùng duyên hải: đường dây 500 kilôvôn (kV-kilovolt)
- Tạo thành vành đai xung quanh Thành phố Hồ Chí Minh và khu vực ngoại ô: đường dây 500 kilôvôn (kV-kilovolt)
- Tạo thành vành đai bên trong để cung cấp điện từ hệ thống 500 kilôvôn (kV-kilovolt): 220 kilôvôn (kV-kilovolt)

Do tính năng của cấu hình hệ thống mạch vòng, sự ngăn chặn dòng điện quá áp (dòng ngắn mạch) cho hệ thống cung cấp tại khu vực Thành phố Hồ Chí Minh, trung tâm tiêu thụ điện năng quy mô lớn, là một trong những vấn đề lớn nhất chưa được giải quyết kể từ khi xây dựng Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development

Plan No6). Bởi vì nền tảng như vậy, thông qua các cuộc thảo luận liên tục với Viện Năng lượng (*IE-Institute of Energy*), Nhóm trợ giúp kỹ thuật (*TA Team-Technical Assistance Team*) đã cung cấp trợ giúp kỹ thuật về quy hoạch hệ thống điện trong khu vực Hồ Chí Minh, có xem xét đến vấn đề ngăn chặn dòng điện quá áp.

Cụ thể, Nhóm trợ giúp kỹ thuật (*TA Team-Technical Assistance Team*) đã tiến hành một phân tích hệ thống (phân tích dòng điện và dòng điện quá áp) cho hệ thống mục tiêu vào năm 2030 và kiểm tra tính đúng đắn của việc quy hoạch hệ thống trong dự thảo Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (*PDP7-Power Development Plan No7*) mà Viện Năng lượng (*IE-Institute of Energy*) hiện đang xây dựng. Mô phỏng hệ thống điện (*PSS/E-Power System Simulation for Engineering*), như là một công cụ phân tích hệ thống, mà Viện Năng lượng (*IE-Institute of Energy*) sử dụng cho nghiên cứu của riêng mình, được áp dụng.

4.2.1 Đề nghị biện pháp đối phó với dòng điện quá áp gia tăng cho hệ thống cung cấp điện Thành phố Hồ Chí Minh

Vì việc lắp đặt và/hoặc mở rộng các nhà máy điện và các thiết bị của trạm biến áp và đường dây truyền tiến triển, mức độ dòng điện quá áp của hệ thống có khuynh hướng tăng lên.

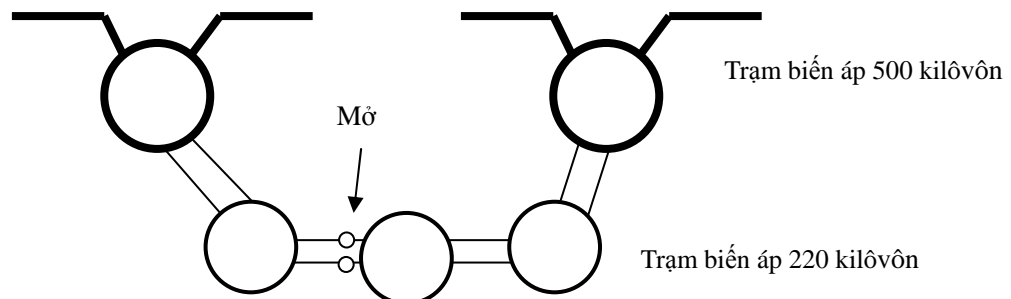
Trong quá trình xây dựng kế hoạch mở rộng hệ thống điện, Viện Năng lượng (*IE-Institute of Energy*) đã thực hiện một nghiên cứu quy hoạch hệ thống với giả định rằng hệ thống sẽ được hoạt động như là một cấu hình lặp cho đến nay. Trong điều kiện của hệ thống, các dòng điện quá áp của hệ thống 500 kilôvôn (*kV-kilovolt*) phía Nam, bao gồm cả trong Thành phố Hồ Chí Minh, và hệ thống 220 kilôvôn (*kV-kilovolt*) tại Thành phố Hồ Chí Minh vào năm 2030 dự kiến sẽ tăng đáng kể. Tuy nhiên, trong quá trình phân tích hệ thống đến một mức độ nhất định, Nhóm trợ giúp kỹ thuật (*TA Team-Technical Assistance Team*) phân tích dòng điện quá áp đã chỉ ra rằng trong cả hệ thống 500 kilôvôn (*kV-kilovolt*) và 220 kilôvôn (*kV-kilovolt*), dòng ngắn mạch sẽ đạt khoảng 63 kilôvôn Ampe (*kA-kilovolt Ampere*) hoặc lớn hơn, do đó đến nay đã vượt quá công suất của bộ ngắt mạch hiện đang sử dụng, 50 kilôvôn Ampe (*kA-kilovolt Ampere*) cho 500 kilôvôn (*kV-kilovolt*) và 40 kilôvôn Ampe (*kA-kilovolt Ampere*) cho 220 kilôvôn (*kV-kilovolt*). Vì vậy, cần thiết phải nghiên cứu biện pháp thích hợp làm giảm dòng điện quá áp, chẳng hạn như nâng cấp khả năng ngắt mạch của các bộ ngắt mạch, bao gồm thay thế bộ ngắt mạch hiện tại, tách bổ sung của hệ thống...

Viện Năng lượng (*IE-Institute of Energy*) đã tiến hành nghiên cứu về ứng dụng của các

thiết bị hạn chế dòng điện quá áp, sử dụng công nghệ thyristor, là một trong những lựa chọn cho việc làm giảm dòng điện quá áp. Tuy nhiên, các loại thiết bị như vậy đã không được áp dụng rộng rãi ở các nước khác trong một thời gian dài. Vì vậy, cần thiết phải xem xét độ tin cậy của các thiết bị, các tác động của trực trặc, và biện pháp đối phó trong trường hợp rối loạn của các thiết bị.

Trong dự án này, Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) đã đề xuất một số biện pháp đối phó khả thi của cấu hình hệ thống và nâng cấp thiết bị, đưa ra các ví dụ của hệ thống phía Nam bao gồm Thành phố Hồ Chí Minh và hệ thống 220 kilôvôn (kV-*kilovolt*) tại Thành phố Hồ Chí Minh, để ngăn chặn các dòng điện quá áp trong mức độ cho phép.

Trong việc duy trì hoạt động của hệ thống mạch vòng, dòng điện quá áp tại nhiều trạm biến áp vượt quá mức cho phép của tiêu chuẩn quy hoạch hệ thống. Nói chung, một biện pháp được cho là hiệu quả là để mở một số khoảng tại bộ ngắt mạch cho đến khi dòng điện quá áp giảm xuống dưới mức tiêu chuẩn*. Khái niệm về sự vận hành hình tia được biểu thị trong hình 4.2-1.



Hình 4.2-1: Khái niệm về sự vận hành hình tia cho việc giảm dòng ngắn mạch

* Trong việc xây dựng kế hoạch mở rộng hệ thống điện của dự thảo Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*), Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) đã tiến hành nghiên cứu độ tin cậy của hệ thống dưới các điều kiện mà hệ thống hoạt động như một hệ thống mạch vòng và hệ thống phù hợp với tiêu chuẩn N-2 và/hoặc N-1. Sau khi mở bộ ngắt mạch, các điều kiện của lưu lượng phát điện sẽ thay đổi ngay lập tức, và tiêu chuẩn N-1 có thể không nhất thiết phải được đáp ứng do thay đổi. Vì vậy, việc đánh giá độ tin cậy của hệ thống và sự ổn định cần được thực hiện trên cơ sở cấu hình hệ thống trong đó dòng điện quá áp sẽ không vượt quá mức đã định trước.

Trong dự án này, một nghiên cứu chi tiết đã được thực hiện cho hệ thống Hồ Chí Minh dựa trên các cuộc thảo luận và thỏa thuận với Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*). Người ta dự đoán rằng vấn đề dòng điện quá áp tương tự có thể xảy ra trong hệ thống

phía Bắc, đặc biệt là cho hệ thống cung cấp điện Thành phố Hà Nội trong tương lai.

4.2.2 Xác nhận tính hiệu lực của hệ thống 500 kilôvôn (kV-kilovolt) vòng ngoài xung quanh khu vực Thành phố Hồ Chí Minh

Một phân tích về lưu lượng phát điện và dòng điện quá áp (dòng ngắn mạch ba pha) được thực hiện cho hệ thống vòng ngoài 500 kilôvôn (kV-kilovolt) xung quanh khu vực Thành phố Hồ Chí Minh tới năm 2030, năm cuối của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7). Trong phân tích này, Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-Technical Assistance Team) tạo ra mô hình Mô phỏng hệ thống điện (PSS/E-Power System Simulation for Engineering) dựa trên các giả thiết sau:

- Dữ liệu về Mô phỏng hệ thống điện (PSS/E- Power System Simulation for Engineering) của toàn bộ hệ thống truyền tải Việt Nam, được tận dụng từ nghiên cứu trước, “Nghiên cứu về Kế hoạch phát triển điện quốc gia giai đoạn 2006-2015, triển vọng đến năm 2025 tại Việt Nam”.
- Cả 2 hệ thống 500 kilôvôn (kV-kilovolt) và 220 kilôvôn (kV-kilovolt) ở khu vực miền Trung (khu vực trạm biến áp từ Đà Nẵng trở vào Nam) và khu vực miền Nam ở Việt Nam được xem xét cho mô hình phân tích. Lưu lượng phát trạm biến áp từ Đà Nẵng trở ra Bắc được bỏ qua.
- Giảm đồ lưu lượng phát điện của hệ thống điện trong khu vực phía Nam năm 2030 được cung cấp bởi Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy) đã được tham khảo.
- Các tụ điện tĩnh được giả thiết lắp đặt tại một số đường dẫn thứ cấp (220 kilôvôn (kV-kilovolt)) tại trạm biến áp 500 kilôvôn (kV-kilovolt) hoặc một số đường dẫn chính tại trạm 220 kilôvôn (kV-kilovolt) để bù trừ điện thế của đường dẫn.
- Cấu hình của hệ thống truyền tải Siêu cao áp (UHV-Ultra High Voltage) 1.100 kilôvôn (kV-kilovolt), đã được thảo luận trong phần 5.1 Nghiên cứu phương pháp truyền tải điện từ các nhà máy điện hạt nhân, đã không được đưa vào.

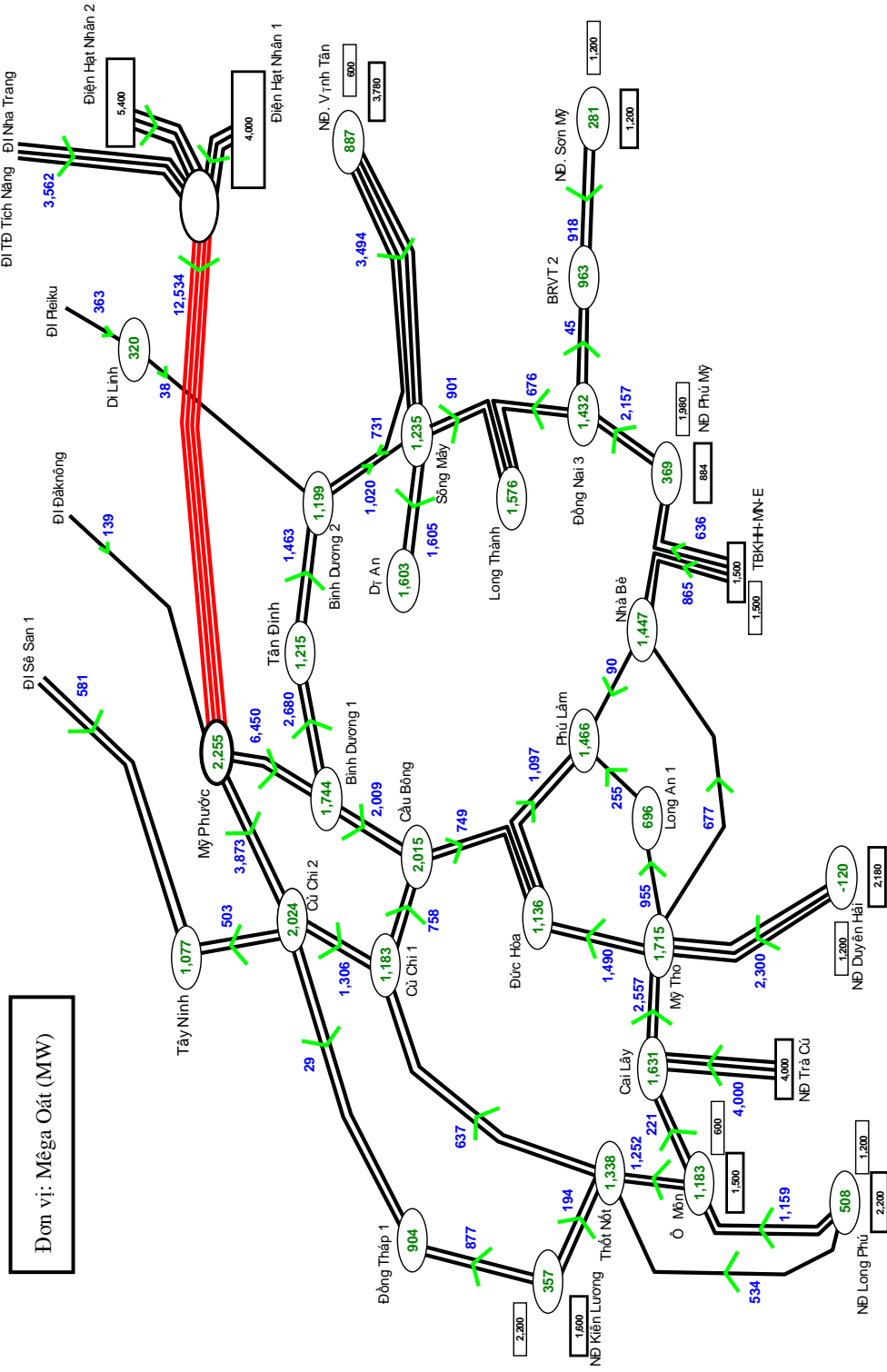
(1) Lưu lượng phát điện

Kết quả phân tích lưu lượng phát điện của hệ thống vòng ngoài 500 kilôvôn (kV-kilovolt) xung quanh Thành phố Hồ Chí Minh năm 2030 được thể hiện ở hình 4.2-2.

Sự tập hợp của lưu lượng phát điện đối với trạm biến áp Mỹ Phước, được giả định là các thiết bị đầu cuối của đường dây truyền tải Siêu cao áp (UHV-*Ultra High Voltage*) tại Thành phố Hồ Chí Minh, từ các nhà máy điện bao gồm các nhà máy điện hạt nhân số 1 và 2, Nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái nằm ở phía Bắc của hai nhà máy điện hạt nhân, nhà máy nhiệt điện chạy than (CFTP-*Coal-fired thermal power*) Vân Phong, nhà máy nhiệt điện chạy than (CFTP-*Coal-fired thermal power*) Bình Định và nhà máy nhiệt điện chạy than (CFTP-*Coal-fired thermal power*) Phú Yên, được quy hoạch tại khu vực miền Trung khoảng 12,6 Giga Oát (GW-*Giga Watt*). Tải của trạm biến áp Mỹ Phước (lưu lượng phát điện nhận tải vào hệ thống 220 kilôvôn (kV-*kilovolt*) thứ cấp) là khoảng 2.300 Mêga Oát (MW-*Mega Watt*). Nguồn điện còn lại được cung cấp đến hai trạm lân cận theo hai tuyến; cả 2 trạm biến áp Bình Dương 1, vị trí quy hoạch ở phía Nam của trạm biến áp Mỹ Phước, và trạm biến áp Củ Chi 2, phía Tây Nam của trạm biến áp Mỹ Phước thông qua các đường dây truyền tải 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) 2 mạch (cct-*Circuit*). Các loại dây dẫn cho hai khoảng cách là 4 bó Cáp nhôm lõi thép (ACSR-*Aluminium cable steel-reinforced*) 600 mm². Lưu lượng phát điện của khoảng cách giữa trạm biến áp Mỹ Phước và trạm biến áp Bình Dương 1 là khoảng 6.600 Mêga Oát (MW-*Mega Watt*). Trong khi đó định mức nhiệt của dây dẫn 4 bó Cáp nhôm lõi thép (ACSR-*Aluminium cable steel-reinforced*) 600 mm² là khoảng 3.000 Mêga Oát/mạch (MW/cct-*Mega Watt/ Circuit*) (hệ số công suất được giả định là 0,9), có khả năng quá tải liên tục trong khoảng cách này.

Trong điều kiện ngẫu nhiên N-1, không có sự quá tải xuất hiện với hệ thống, trong trường hợp loại trừ tình trạng quá tải liên tục giữa khoảng cách hai trạm biến áp Mỹ Phước và Bình Dương 1; tuy nhiên, việc nghiên cứu cao hơn về cấu hình hệ thống sẽ là cần thiết vì hiện tại dòng điện quá áp (dòng ngắn mạch ba pha) tại một số trạm biến áp vẫn vượt quá mức tối đa cho phép được thiết lập trong tiêu chuẩn quy hoạch hệ thống Việt Nam.

Chương 4 Trợ giúp kỹ thuật về quy hoạch hệ thống cung cấp điện



Hình 4.2-2: Lưu lượng phát điện của hệ thống áp dụng vào đường dây truyền tải 1.100 kilôvôn (kV- kilovolt) (Siêu cấp áp (UHV- Ultra High Voltage) (2030)

(2) Dòng điện quá áp

Dòng điện quá áp ngắn mạch ba pha tại trạm biến áp 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) năm 2030 được thể hiện trong hình 4.2-3. Do thiếu số liệu về trở kháng thứ tự không, việc phân tích dòng điện quá áp trong trường hợp của một dòng quá áp mặt đất đã không được tiến hành. Như đã đề cập trong phần 4.2.1, trong việc xây dựng kế hoạch mở rộng hệ thống điện trong dự thảo Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*), Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) đã tiến hành một nghiên cứu về độ tin cậy của hệ thống với các điều kiện là hệ thống được vận hành như một hệ thống mạch vòng, và hệ thống phải phù hợp với tiêu chuẩn N-1. Tuy nhiên, dưới các điều kiện vận hành mạch vòng, các dòng điện quá áp ngắn mạch ba pha tại nhiều đường dẫn trạm biến áp 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) đã vượt xa giới hạn lớn nhất là 50 kilôvôn Ampe (kA-*kilovolt Ampere*), mức tiêu chuẩn. Đặc biệt, những con số màu đỏ trong hình 4.2-3 chỉ ra rằng bộ ngắt mạch đã vượt quá công suất ngắt mạch tối đa (63 kilôvôn Ampe (kA-*kilovolt Ampere*)).

Các biện pháp đối phó chung chống lại các dòng điện quá áp lớn như sau:

- Tách mạch vòng để tạo đối trọng cấu hình hệ thống bằng cách mở bộ ngắt mạch
- Tách hệ thống tại đường dẫn của trạm biến áp
- Tách hệ thống tại đường dẫn của nhà máy điện của mỗi hệ thống cung cấp
- Gia tăng trở kháng hệ thống bằng cách quy hoạch các đường dây truyền tải mới với cùng một nguồn gốc nhưng ở trạm khác nhau, v.v..

Đây là các phương pháp từ quan điểm hiệu chỉnh cấu hình hệ thống.

Mặt khác, có những cách khác nhau để đạt được cùng mục đích làm giảm dòng điện quá áp từ quan điểm của thiết bị.

- Nâng cấp khả năng ngắt mạch của bộ ngắt mạch
- Ứng dụng của các thiết bị giới hạn dòng điện quá áp ,v.v...

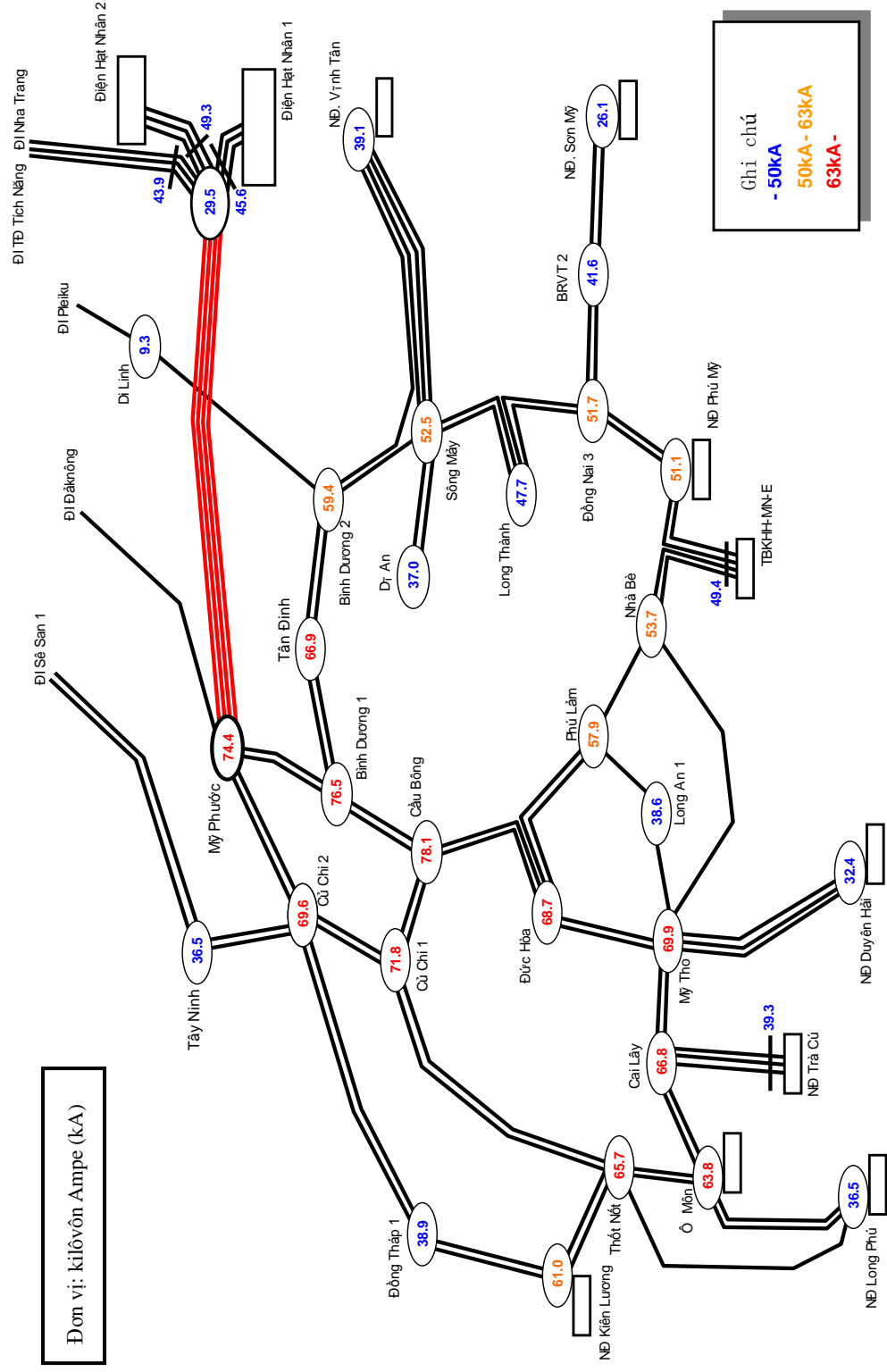
Trong số các biện pháp đối phó ở trên nhằm làm giảm dòng điện quá áp, một số lựa chọn đã được áp dụng để làm giảm nhẹ tình hình như là một ví dụ về các thực tiễn thử nghiệm như sau:

- Chia dòng thứ cấp của đường dẫn 500 kilôvôn (kV- *kilovolt*) (220 kilôvôn (kV-*kilovolt*)) tại trạm biến áp Mỹ Phước thành 3 đường dẫn cho 3 hệ thống một cách độc lập:
 - Hệ thống Mỹ Phước-Củ Chi 2

- Hệ thống Mỹ Phước-Bình Dương 1
- Hệ thống Mỹ Phước-Cầu Bông (xây dựng mới)
- Để tăng trở kháng của hệ thống cũng như để giải quyết tình trạng quá tải liên tục trong khoảng giữa các trạm biến áp Mỹ Phước và Bình Dương 1, được đề cập trong phần 4.2.1 (1), việc lắp đặt một đường dây truyền tải mới (500 kilôvôn (kV-*kilovolt*), 2 mạch (cct-*Circuit*)) từ trạm biến áp Mỹ Phước và trạm biến áp Cầu Bông (4 bó Cáp nhôm lõi thép (ACSR-*Aluminium cable steel-reinforced*) 600 mm²) đã được giả định.
- Với việc lắp đặt đường dây mới, đường dây truyền tải 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) 2 mạch (cct-*Circuit*) đã được mở giữa trạm biến áp Bình Dương 1 và trạm biến áp Cầu Bông.
- Các đường dẫn chính của các nhà máy điện sau đây được phân chia để cung cấp điện độc lập theo hệ thống:
 - Nhà máy điện Kiên Lương
 - Nhà máy điện Long Phú
 - Nhà máy điện TBKHH-MN-E

Hình 4.2-4 chỉ ra kết quả phân tích dòng điện quá áp sau khi thực hiện các biện pháp đối phó nói trên. So với tình trạng trước đây, các dòng điện quá áp tại một số đường dẫn giảm hàng chục kilôvôn Ampe (kA-*kilovolt Ampere*). Tuy nhiên, vẫn còn một số trạm biến áp mà dòng điện quá áp trên mức cho phép, 50 kilôvôn Ampe (kA-*kilovolt Ampere*). Kết quả này chỉ là một ví dụ về các biện pháp đối phó với dòng điện quá áp lớn. Để xác định cấu hình hệ thống, cần thiết phải thực hiện một nghiên cứu cao hơn để có thể chọn vị trí mục tiêu và/hoặc các khoảng cách và biện pháp đối phó áp dụng tùy thuộc vào tình hình thực tế và tính khả thi của các biện pháp.

Chương 4 Trợ giúp kỹ thuật về quy hoạch hệ thống cung cấp điện



Hình 4.2-3: Các dòng điện quá áp ngắn mạch ba pha tại các trạm biến áp 500 kilovôn (kV- kilovolt) ở Thành phố Hồ Chí Minh và khu vực lân cận (2030)

4.2.3 Xác định tính hiệu lực của hệ thống vòng trong 220 kilôvôn (kV- kilovolt) xung quanh khu vực Hồ Chí Minh

Hệ thống 220 kilôvôn (kV-kilovolt) của Thành phố Hồ Chí Minh và vùng lân cận có một cấu hình cung cấp điện cho 4-5 trạm biến áp 220 kilôvôn (kV-kilovolt), bao gồm các tải của phía thứ cấp của trạm biến áp 500 kilôvôn (kV-kilovolt), từ mỗi trạm biến áp 500 kilôvôn (kV-kilovolt) trên hệ thống vòng ngoài. Hệ thống 220 kilôvôn (kV-kilovolt) có một cấu hình mạch vòng tương tự như hệ thống vòng ngoài 500 kilôvôn (kV-kilovolt). Vì hệ thống cung cấp cho trung tâm tải nằm trong vòng, hai hệ thống đường dây truyền tải dưới đất có khởi nguồn từ hai trạm biến áp trên hệ thống mạch vòng 220 kilôvôn (kV-kilovolt) như sau:

- Trạm biến áp Phú Lâm – Đàm Sen – Tân Sơn Nhất – Hiệp Bình Phước (2 mạch (cct-Circuit)², loại dây dẫn: XLPE 2500 mm²)
- Điểm giữa trạm biến áp Nhà Bè và trạm biến áp Tao Đàn³ - Tân Cảng – Thủ Thiêm – Quận 2 – Cát Lái (2 mạch (cct-Circuit)¹, loại dây dẫn: XLPE 2500 mm²)

và 2 hệ thống đối trọng độc lập cung cấp điện cho mỗi trạm biến áp trung gian:

- Trạm biến áp Nhà Bè – Quận 7 (2 mạch (cct-Circuit), loại dây dẫn: XLPE 2500 mm²)
- Trạm biến áp Nam Sài Gòn – Quận 8 (2 mạch (cct-Circuit), loại dây dẫn: XLPE 2500 mm²)

đã được quy hoạch bởi Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy).

(1) Lưu lượng phát điện

Lưu lượng phát điện của hệ thống 220 kilôvôn (kV-kilovolt) tại Thành phố Hồ Chí Minh và các khu vực phụ cận năm 2030 được thể hiện trong hình 4.2-6. Trong điều kiện hoạt động bình thường, không có quá tải xảy ra với hệ thống 220 kilôvôn (kV-kilovolt).

Dưới các điều kiện ngẫu nhiên N-1, sự quá tải xảy ra với các mạch còn lại của các khoảng cáp ngầm được tóm tắt trong bảng 4.2-1. Công suất truyền tải của cáp ngầm được giả định⁴ tương ứng là 460 Mêga vôn Ampe/mạch (MVA/cct-Megavolt Ampere/Circuit) (414 Mêga Oát /mạch (MW/cct-Mega Watt / Circuit)) cho XLPE2500 mm²,

² Số lượng các mạch cho các khoảng theo sau được thiết lập là 3 để giải quyết hiện tượng quá tải: Trạm biến áp Phú Lâm - Trạm biến áp Đàm Sen, điểm giữa trạm biến áp Nhà Bè - Trạm biến áp Tao Đàn - Trạm biến áp Tao Đàn và Trạm biến áp Cát Lái - Trạm biến áp Quận 2

³ Đường dây truyền tải ngầm hiện hữu (loại dây dẫn: XLPE1600 mm²)

394 Mêga vôn Ampe/mạch (MVA/cct-Megavolt Ampere/ Circuit) (354 Mêga Oát /mạch (MW/cct-Mega Watt / Circuit)) cho XLPE1600 mm²⁴

Bảng 4.2-1: Khoảng quá tải trong hệ thống truyền tải ngầm 220 kilôvôn (kV-kilovolt) dưới điều kiện ngẫu nhiên N-1

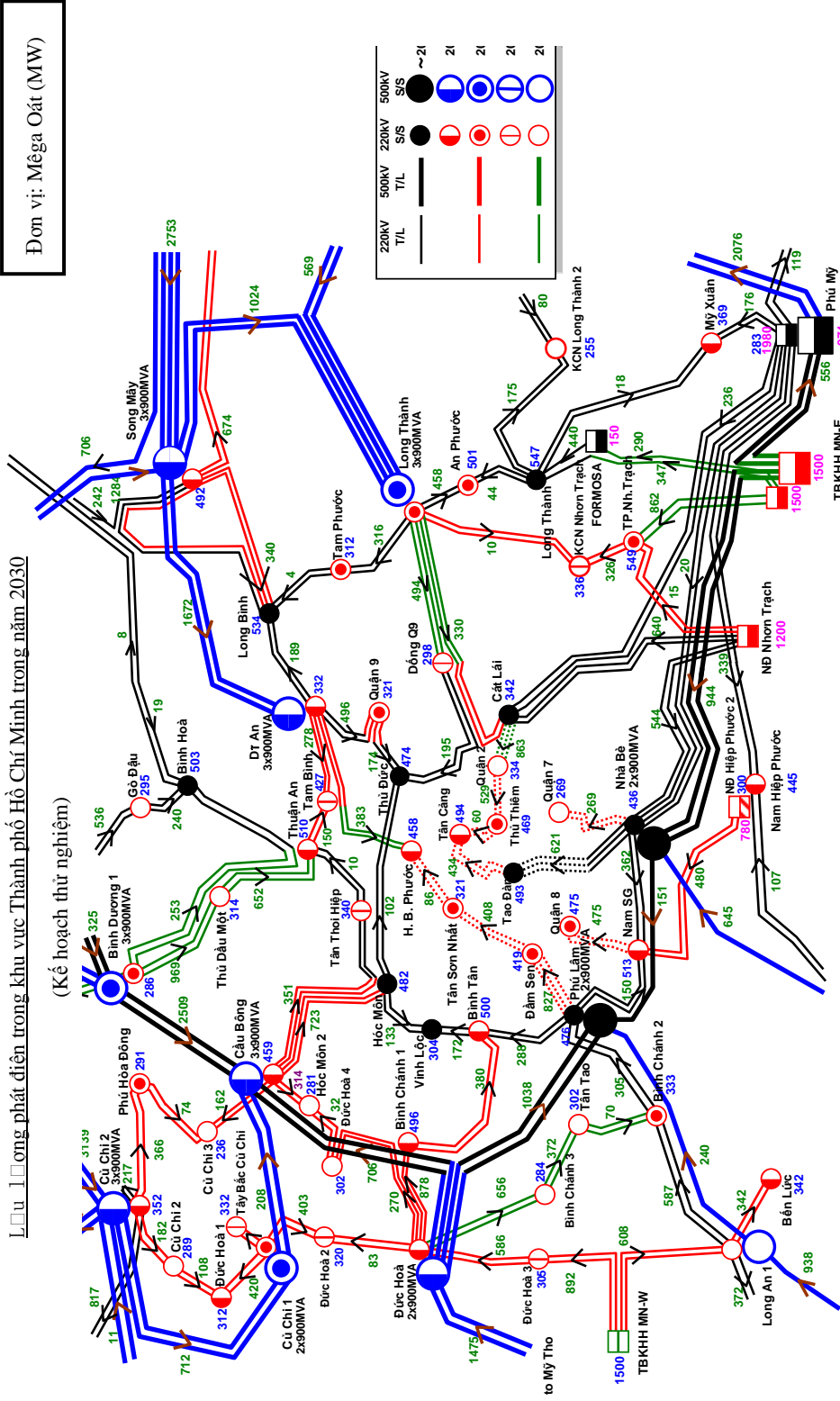
Khoảng cách		Loại dây dẫn	Lưu lượng phát điện của mạch còn lại (Mêga vôn Ampe (MVA))	Phần trăm (%)
Từ	Đến			
Nhánh giữa trên không và phần ngầm	Trạm biến áp Tao Đàn	XLPE1600	481	122,1
Trạm biến áp Tao Đàn	Trạm biến áp Tân Cảng	XLPE2500	528	114,8
Trạm biến áp Thủ Thiêm	Trạm biến áp Quận 2	XLPE2500	485	105,5
Trạm biến áp Nam Sài Gòn	Trạm biến áp Quận 8	XLPE2500	500	108,7

Từ bảng 4.2-1, sự quá tải xảy ra với các mạch còn lại của các khoảng của hai đường dây truyền tải trên không trong điều kiện ngẫu nhiên N-1. Ở đó công suất truyền tải của 2 bó Cáp nhôm lõi thép (ACSR-Aluminium cable steel-reinforced) 600 mm² được giả định là 800 Mêga vôn Ampe/mạch (MVA/cct-Megavolt Ampere/Circuit). Trong mô hình nghiên cứu này, số lượng mạch trong khoảng giữa trạm biến áp Bình Dương 1 và trạm biến áp Thủ Dầu Một được giả định là 2 mạch (cct-Circuit). Tuy nhiên, Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy) đã xem xét số lượng mạch yêu cầu có thể đến 2 hoặc 3, và nó sẽ thay đổi dựa trên nghiên cứu chi tiết được tiến hành một cách độc lập. Vì vậy, ngay khi sự quá tải này được xác định bởi nghiên cứu của Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy) trên mô hình hệ thống chi tiết, số lượng mạch cần thiết sẽ được thay đổi cho phù hợp và vấn đề cũng sẽ được giải quyết.

⁴ Hệ số công suất được giả thiết là 0,9.

Bảng 4.2-2: Các khoảng quá tải trong hệ thống truyền tải trên không 220 kilôvôn (kV- kilovolt) dưới điều kiện ngẫu nhiên N-1

Khoảng cách		Loại dây dẫn	Lưu lượng phát điện của mạch còn lại (Mega vôn Ampe (MVA))	Phần trăm (%)
Từ	Đến			
Trạm biến áp Đức Hòa 3	Trạm biến áp TBKHH MN-W	2 bó Cáp nhôm lõi thép (ACSR) 600	807	100.9
Trạm biến áp Bình Dương 1	Trạm biến áp Thủ Dầu Một	2 bó Cáp nhôm lõi thép (ACSR) 600	845	105.7



Hình 4.2-5: Lưu lượng phát điện của hệ thống 220 kilovôn (kV-kilovolt) trong Thành phố Hồ Chí Minh và khu vực lân cận (2030)

(2) Dòng điện quá áp

Dòng ngắn mạch ba pha tại trạm biến áp 220 kilôvôn (kV-*kilovolt*) năm 2030 được hiển thị trong hình 4.2-5. Dòng điện quá áp của dây đất đã không được tính toán vì không có dữ liệu có sẵn của trở kháng thứ tự không. Theo dự thảo Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*), được quy hoạch bởi Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*), hoạt động của hệ thống 220 kilôvôn (kV-*kilovolt*) tại thành phố Hồ Chí Minh đã được giả định là cấu hình mạch vòng, và độ tin cậy của hệ thống được đánh giá dựa trên tiêu chuẩn N-2 và/hoặc N-1.

Bên cạnh đó, trong Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-*Power Development Plan No6*) trước đó, Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) đã làm sáng tỏ rằng dòng điện quá áp ngắn mạch sẽ trong khoảng từ 70 đến 80 kilôvôn Ampe (kA-*kilovolt Ampere*) cho hệ thống tại Thành phố Hồ Chí Minh vào năm 2025. Theo các giải pháp của dòng ngắn mạch ngắn hiện nay, trong Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-*Power Development Plan No6*), Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) đã đề nghị các biện pháp đối phó sau:

- Thay đổi hoặc lựa chọn thiết bị đóng có thể vận hành với dòng ngắn mạch tính toán.
- Phân cần nối mạch trong các trung tâm nguồn, trạm biến áp.
- Lắp đặt thiết bị có thể giới hạn dòng ngắn mạch.

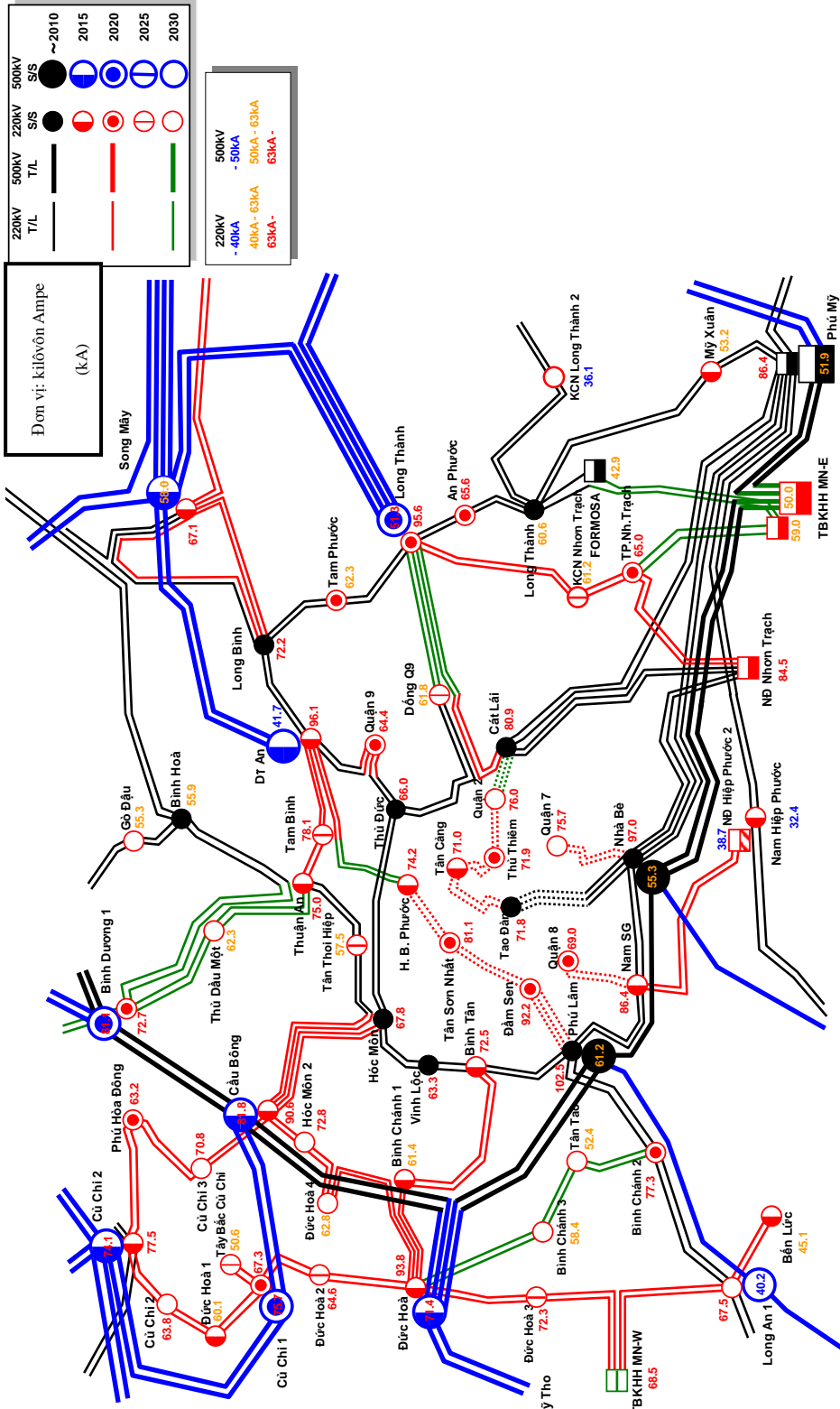
(Nguồn: 8.2.1 Tính toán các dòng ngắn mạch, CHƯƠNG VIII, KẾ HOẠCH PHÁT TRIỂN MẠNG LƯỚI ĐIỆN, Kế hoạch phát triển điện 6)

Căn cứ vào việc phân tích dòng điện quá áp được thực hiện bởi Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) vào năm 2030, dưới các điều kiện hoạt động mạch vòng, các dòng ngắn mạch ba pha tại các đường dẫn trạm biến áp 220 kilôvôn (kV-*kilovolt*) dự kiến sẽ vượt quá giới hạn tối đa của tiêu chuẩn quy hoạch hệ thống của Việt Nam, 40 kilôvôn Ampe (kA-*kilovolt Ampere*), do đó kết quả là sẽ có nhiều tình trạng nghiêm trọng hơn xảy ra vào năm 2025. Đặc biệt, thậm chí giá trị được tính toán tối đa là 102,5 kilôvôn Ampe (kA-*kilovolt Ampere*) tại trạm biến áp Phú Lâm. Để làm giảm dòng ngắn mạch, hệ thống mạch vòng đã được mở giữa các khoảng có lưu lượng phát điện tương đối nhỏ hơn hoặc được cân bằng để tạo thành một hệ thống hình tia. Bằng phương pháp này, hệ thống được chia thành nhiều hệ thống phụ bao gồm một nhà máy điện hoặc một trạm biến áp nguồn 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) và ba đến năm trạm biến áp 220 kilôvôn (kV-*kilovolt*) được nuôi bằng nguồn đó. Các dòng ngắn mạch ba pha tại mỗi trạm biến áp 220 kilôvôn (kV-*kilovolt*) sau khi được tính toán được thể hiện

trong hình 4.2-7. Với việc phân chia hệ thống, các dòng điện quá áp đã giảm hàng chục kilôvôn Ampe (kA-kilovolt Ampere). Tuy nhiên, các dòng ngắn mạch tại một số trạm biến áp 220 kilôvôn (kV-kilovolt) kết nối trực tiếp với một số nhà máy điện vẫn còn trên 50 kilôvôn Ampe (kA-kilovolt Ampere) sau khi phân chia. Như mô tả trong 4.2.2 (2), việc chia mặt chính của đường dẫn tại các nhà máy điện thành nguồn cấp cho mỗi hệ thống phụ được coi như là một trong những lựa chọn hiệu quả để ngăn chặn dòng ngắn mạch cho các trường hợp như vậy. Kết quả này chỉ là một ví dụ về việc phân chia hệ thống cho việc giảm dòng điện quá áp. Để xác định cấu hình hệ thống, cần thiết phải tiến hành một nghiên cứu chi tiết có tính đến tình hình thực tế của thiết bị và khả năng sinh lợi từ quan điểm công nghệ và tính hiệu quả về kinh tế.

Chương 4 Trợ giúp kỹ thuật về quy hoạch hệ thống cung cấp điện

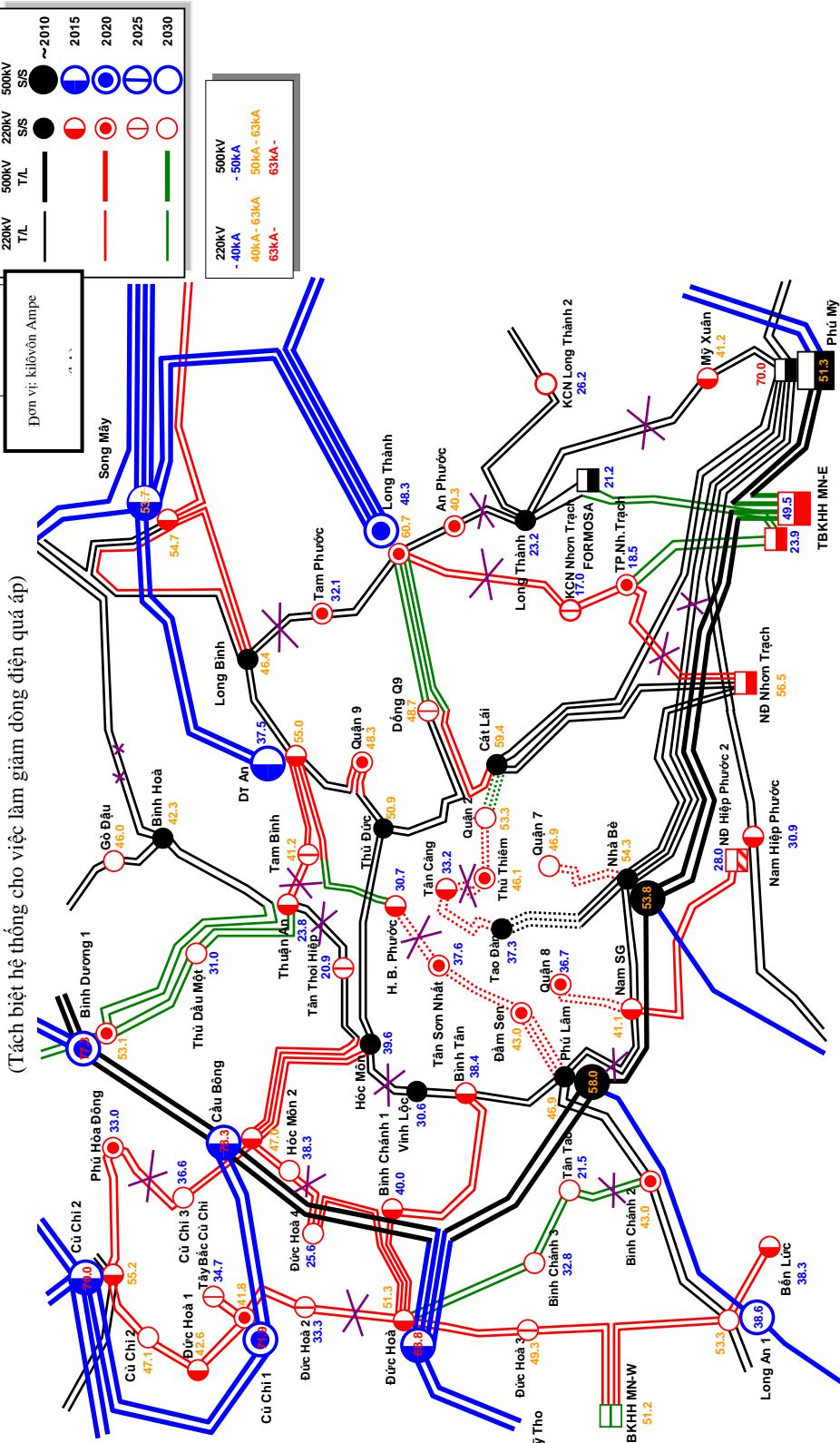
Dòng điện quá áp ngắn mạch ba pha tại khu vực Thành phố Hồ Chí Minh vào năm 2030



Hình 4.2-6: Dòng điện quá áp ngắn mạch ba pha tại các trạm biến áp 220 kilovôn (kV-kilovolt) ở Thành phố Hồ Chí Minh và vùng lân cận (2030)

Chương 4 Trợ giúp kỹ thuật về quy hoạch hệ thống cung cấp điện

Dòng điện quá áp ngắn mạch ba pha trong khu vực Thành phố Hồ Chí Minh trong năm 2030



Hình 4.2-7: Các dòng điện quá áp ngắn mạch ba pha sau khi thực hiện các biện pháp khác phục (2030)

4.3 Kiểm tra hệ thống 500 kilôvôn (kV-kilovolt) bao gồm các liên kết quốc tế

Các liên kết dòng 500 kilôvôn (kV-kilovolt) quốc tế giữa Trung Quốc và Việt Nam và giữa Lào và Việt Nam và liên kết dòng 220 kV giữa Campuchia và Việt Nam nằm trong công trình. Chương 6 mô tả kế hoạch phác thảo của các liên kết bởi Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy) trong và xung quanh khu vực miền Trung và phía Nam của Việt Nam.

4.4 Giới thiệu các mục nghiên cứu kỹ thuật

Một số vấn đề sẽ phát sinh theo sự mở rộng của hệ thống điện do sự gia tăng về nhu cầu điện trong tương lai. Thông qua một số ví dụ triển khai ở Tokyo, các công nghệ thích hợp sẽ được trình bày dưới đây.

Các công nghệ cụ thể được chuyển giao được mô tả trong các tài liệu đính kèm cho các bài thuyết trình.

(1) Giới thiệu các mục nghiên cứu kỹ thuật cho trường hợp quá tải tăng lên trong hệ thống cáp ngầm

Các mục nghiên cứu và nội dung liên quan đã được vạch ra với các thành viên quy hoạch hệ thống của Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy) trên các phân tích quá áp và hiện tượng bất thường như quá áp cộng hưởng thường thấy trong các hệ thống cáp.

Trong khi đó, các loại cáp 2 mạch 220 kilôvôn (kV-kilovolt), dài 6,3 kilômét (km-kilometre) và một phần của khoảng 9,64 kilômét (km-kilometre) giữa Nhà Bè và Tao Đàn, đã tồn tại ở Thành phố Hồ Chí Minh. Do chiều dài cáp không phải là quá dài, nguy cơ của các vấn đề có thể xảy ra tương đối thấp. Tuy nhiên, một số nghiên cứu, lẽ ra phải được tiến hành, nhưng có thể đã không được thực hiện.

Các mục và nội dung được trình bày trong dự án này là các nghiên cứu cần thiết để xác nhận các chỉ tiêu kỹ thuật của dây cáp, thiết bị phụ trợ và các thiết bị liên quan, và những nghiên cứu kỹ thuật này là điều cần thiết trước khi xây dựng cáp ngầm.

Có một số phương án xây dựng đường dây ngầm 220 kilôvôn (kV-kilovolt) mới trong dự thảo Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7) và cáp 220 kilôvôn (kV-kilovolt) sẽ dần trở nên phổ biến hơn trong tương lai. Nếu tồn tại rủi ro của các hiện tượng quá áp xảy ra tại bước nghiên cứu khả thi (F/S-Feasibility Study) của từng thiết bị, các nghiên cứu chuyên sâu sẽ được tiến hành và

biện pháp đối phó cần được chuẩn bị nếu cần thiết.

(2) Giới thiệu về việc tận dụng hiệu quả hệ thống ngầm ở Tokyo

Nhu cầu điện rất cao trong các vùng đô thị Tokyo, nơi có dân số dày đặc và hệ thống điện của khu vực được mong chờ có độ tin cậy cao. Trong khi đó, có đủ cơ sở và các tuyến thích hợp để xây dựng một trạm biến áp và các phương tiện truyền dẫn. Tuy nhiên, không phải là dễ dàng tìm một diện tích đất đủ lớn để xây dựng một trạm biến áp trong khu vực, và giá đất cũng rất cao. Việc giới thiệu các trạm biến áp và hệ thống cáp ngầm tại các khu vực đông người sinh sống như thành phố Tokyo là một hệ thống cung cấp điện hợp lý không chỉ ở độ tin cậy mà còn từ quan điểm môi trường.

Cơ sở hệ thống điện được trang bị ngầm được thể hiện trong bài thuyết trình đến các thành viên quy hoạch hệ thống của Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) như là các ví dụ về việc tận dụng hiệu quả không gian ngầm, và các công nghệ làm giảm tổng chi phí cho các cơ sở trong khi vẫn duy trì tính an toàn và độ tin cậy, cũng đã được trình bày với Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*).

Tính tới năm 2010, không có một trạm biến áp ngầm nào tại Việt Nam, và sẽ vẫn không có cho tới năm 2030 trong bước phác thảo Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*). Tuy nhiên từ kinh nghiệm ở Nhật Bản, việc sử dụng đất cho trạm biến áp mới sẽ trở nên khó khăn hơn cùng với sự gia tăng nhu cầu điện do sự phát triển đô thị, và do đó việc giới thiệu một trạm biến áp ngầm là cần thiết trong tương lai, ngay cả tại Việt Nam. Một vài thành viên của Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) cũng có một ý tưởng rằng các trạm biến áp dưới đất sẽ là một lựa chọn để xem xét, đặc biệt là tại Thành phố Hồ Chí Minh. Tuy nhiên, có hai lý do chính tại sao việc xây dựng một trạm biến áp dưới đất là không khả thi tại TP Hồ Chí Minh. Một là nền đất trong thành phố yếu, và hai là mực nước rất cao do lũ lụt thường xuyên. Một số thành viên của Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) đã hỏi Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team- *Technical Assistance Team*) của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-*The Japan International Cooperation Agency*) về kích thước của các trạm biến áp ngầm và mật độ nhu cầu điện khi Công ty Điện lực Tokyo (TEPCO-*Tokyo Electric power Company*) xây dựng trạm biến áp ngầm đầu tiên. Mặc dù không có một kế hoạch nào để xây dựng một trạm biến áp ngầm tại Việt Nam, nhưng họ rất quan tâm đến việc có được thông tin liên quan.

(3) Độ ổn định điện áp

Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team-*Technical Assistance Team*) của Cơ quan Hợp tác

Quốc tế Nhật Bản (JICA-*The Japan International Cooperation Agency*) đã giới thiệu một ví dụ về một sự sụp đổ hệ thống gây ra bởi một sự mất ổn định điện áp mà Công ty Điện lực Tokyo (TEPCO-*Tokyo Electric power Company*) đã phải chịu trong quá khứ, và bài trình bày này nhấn mạnh rằng vấn đề ổn định điện áp là rất quan trọng. Biện pháp đối phó để chống lại sự mất ổn định điện áp cũng đã được trình bày. Bên cạnh đó, phương pháp bù điện kháng đã được trình bày như là biện pháp đối phó với sự gia tăng công suất tải của các loại cáp ngầm. Điều này sẽ cần thiết ở các vùng đô thị như thành phố Hồ Chí Minh trong tương lai.

Dòng điện quá áp dự kiến sẽ tiếp tục tăng cùng với mở rộng phát điện trong tương lai. Hệ thống cấu hình của hệ thống điện miền Nam gồm Thành phố Hồ Chí Minh đã được nghiên cứu với các giới hạn về dòng điện quá áp, và kết quả chỉ ra rằng nó sẽ có hiệu quả khi phân chia hệ thống 220 kilôvôn (kV-*kilovolt*) của Thành phố Hồ Chí Minh vào cấu hình bố trí hình tia trong việc làm giảm dòng điện quá áp, và là cần thiết để chuẩn bị đủ nguồn công suất phản kháng chống lại điện áp thấp hơn. Các phát hiện đã được báo cáo với Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*).

(4) Dây dẫn được sử dụng cho đường dây truyền tải khối lượng lớn

Các kích thước của dây dẫn được áp dụng cho các đường dây truyền tải 275 kilôvôn (kV-*kilovolt*) ở Tokyo tương đối lớn hơn đường dây truyền tải 220 kilôvôn (kV-*kilovolt*) ở Việt Nam. Việc áp dụng các kích thước này của dây dẫn thích hợp đối với trường hợp truyền tải điện với khoảng cách ngắn, nơi không có quá nhiều giới hạn về điện. Ví dụ, bốn mạch là cần thiết tại các điểm bắt đầu của hệ thống 220 kilôvôn (kV-*kilovolt*) nếu các kích thước thông thường của dây dẫn được áp dụng như trong hình 4.2-6. Mặt khác, số lượng các mạch có thể được giảm nếu kích thước dây dẫn lớn hơn, chẳng hạn như Cáp nhôm chịu nhiệt, lõi thép chịu lực (TACSR-*Thermal-Resistant Aluminum Alloy Conductors Steel Reinforced*) 1.520 mm² được áp dụng. Ý tưởng này đã được đưa ra thảo luận với Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) trong quy hoạch hệ thống cung cấp điện và được sử dụng để xây dựng có hiệu quả các đường dây truyền tải điện trong tương lai.

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về Dự thảo Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE-Institute of Energy)

5.1 Các tiền đề cho Mô hình Dự báo Nhu cầu Điện năng

Phần này sẽ trình bày và giải thích kết quả các điều kiện tiền đề của Mô hình Dự báo Nhu cầu Điện nhằm chuẩn bị cho việc đưa ra các ý kiến đánh giá về các dự báo nhu cầu điện của Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy). Trong Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6), dự báo nhu cầu điện được tính toán với trọng số dựa trên các giả định về kinh tế xã hội. Trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7), ngoài ra sự thay đổi về cường độ tiêu thụ điện theo ngành (trên Tổng sản phẩm quốc nội (GDP-Gross Domestic Product) và trên dân số) được tính toán với trọng số tại thời điểm dự báo nhu cầu điện. Và đối với việc mô phỏng, ba trường hợp mô phỏng là trường hợp *tăng trưởng Bình thường*, trường hợp *tăng trưởng Cao* và trường hợp *tăng trưởng Thấp* đã được so sánh.

5.1.1 Trường hợp tăng trưởng kinh tế

(1) Trường hợp *tăng trưởng Bình thường*

- Trong kịch bản này, sự thay đổi cấu trúc được thực hiện ở mức độ vừa phải và hợp lý. Trong đó, người lao động được duy trì với năng suất trung bình tương đối cao theo hướng phát triển và chuyển dịch lao động từ khu vực nông thôn sang ngành công nghiệp và dịch vụ.
- Tốc độ tăng trưởng của ngành Công nghiệp và Xây dựng là gần 9% trong năm 2020. Ngành Thương mại và Dịch vụ là 7-8%, và ngành Nông nghiệp, Lâm nghiệp và Thủy sản là khoảng 3%.
- Khi nhìn vào quá trình công nghiệp hóa của nền kinh tế Việt Nam, mức đóng góp vào Tổng sản phẩm quốc nội (GDP-Gross Domestic Product) của ngành Nông nghiệp, Lâm nghiệp và Thủy sản giảm dần dần từ 22% trong năm 2010 xuống còn 17% trong năm 2020. Mức đóng góp của ngành Công nghiệp và Dịch vụ khoảng 41% và 42% vào năm 2020.

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

Bảng 5.1-1: Các Chỉ tiêu Kinh tế (Trường hợp tăng trưởng Bình thường)

Khoản Mục	Đơn vị	2008	2010	2015	2020	2030
Dân số	Triệu người	86	88	92	97	102
GDP (hiện tại)	Tỷ Đôla Mỹ	91	103	197	340	1.039
Cơ cấu GDP (hiện tại)	S%	100	100	100	100	100
Nông nghiệp, Lâm nghiệp và Thủy sản	S%	22	21,9	20,1	17,2	11,8
Công nghiệp và Xây dựng	S%	39,9	39,5	40,3	41,2	42,5
Dịch vụ	S%	38,1	38,6	39,7	42,1	45,7
GDP/đầu người (năm 2008)	Đôla Mỹ/Người	1.062	1.223	1.800	2.602	5.893
Nhật Bản (34.000 Đôla Mỹ/người)	S%	3,1	3,6	5,3	7,7	17,3
			08-10	11-15	16-20	21-30
Tổng GDP	G%		5,9	7,5	8,0	8,2
Nông nghiệp, Lâm nghiệp và Thủy sản	G%		3,7	3,6	2,8	2,8
Công nghiệp và Xây dựng	G%		6,3	8,8	8,8	9,1
Dịch vụ	G%		6,4	7,6	8,0	8,2

Nguồn: Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards)

Bảng 5.1-2: Tốc độ tăng trưởng Kinh tế trong Mô hình (Trường hợp tăng trưởng Bình thường)

Đơn vị %

Trường hợp tăng trưởng bình thường		Đơn vị	2008	2009	2010	2015/10	2020/15	2030/20	2020/2010
Khoản mục 1	Khoản mục 2								
Dân số	Nông thôn	Triệu người	1,3	1,1	1,1	1,0	0,9	0,5	0,9
	Thành thị	Triệu người	2,7	3,3	3,3	3,0	2,7	1,6	2,8
Hộ gia đình	Nông thôn	Triệu hộ	1,3	1,3	1,3	1,2	1,1	0,6	1,1
	Thành thị	Triệu hộ	2,7	2,1	3,5	3,2	2,9	1,7	3,0
Các chỉ tiêu kinh tế	nGDP tính theo giá hiện tại	Tỷ Việt Nam Đồng	29,3	19,0	12,9	15,4	14,4	15,1	14,9
	uGDP tính theo Đôla Mỹ	Triệu Đôla Mỹ	30,5	15,1	2,5	15,1	12,7	12,6	13,9
	uGDP đầu người tính theo Đôla Mỹ	Đôla Mỹ/người	28,9	13,9	1,4	14,0	11,7	12,0	12,8
	rGDP tính theo giá 2005	Tỷ Việt Nam Đồng	6,2	5,2	7,0	7,5	8,0	8,2	7,7
	GDP điều chỉnh theo giá 2005	2005=100	21,4	8,0	7,0	7,0	6,0	6,0	6,5
rGDP tính theo giá 2005	Nông nghiệp, Lâm nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	3,9	2,9	3,3	3,3	3,1	2,2	3,2
	Khai mỏ	Tỷ Việt Nam Đồng	2,2	1,7	1,8	1,6	1,3	1,2	1,4
	Sản xuất	Tỷ Việt Nam Đồng	7,5	6,5	9,6	10,2	10,6	10,2	10,4
	Thương mại	Tỷ Việt Nam Đồng	8,4	5,6	7,1	7,3	7,5	7,2	7,4
	Giao thông và Thông tin liên lạc	Tỷ Việt Nam Đồng	8,3	5,6	7,1	7,3	7,5	7,2	7,4
	Dịch vụ và lĩnh vực khác	Tỷ Việt Nam Đồng	4,4	5,0	6,1	6,2	6,2	6,2	6,2
	Tổng cộng	Tỷ Việt Nam Đồng	6,2	5,2	7,0	7,5	8,0	8,2	7,7

Nguồn: 2008-2009: Các Thống kê Tài chính Quốc tế, 2011-2030: Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards)

Bảng 5.1-3: Triển vọng Kinh tế Vùng (Trường hợp tăng trưởng Bình thường)

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	20/10
RGDP Miền Bắc	Tỷ Việt Nam Đồng	289	398	555	804	1.190	1.785	7,3%
Công nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	108	161	253	409	667	1.088	9,7%
Thương mại	Tỷ Việt Nam Đồng	125	172	230	315	434	597	6,3%
Nông nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	56	65	72	80	89	100	2,1%
RGDP Miền Trung	Tỷ Việt Nam Đồng	88	124	182	278	418	634	8,4%
Công nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	26	39	63	103	164	262	10,0%
Thương mại	Tỷ Việt Nam Đồng	36	53	81	128	197	302	9,3%
Nông nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	27	32	38	47	57	70	3,9%
RGDP Miền Nam	Tỷ Việt Nam Đồng	462	656	950	1.416	2.136	3.230	8,0%
Công nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	205	305	452	689	1.059	1.628	8,5%
Thương mại	Tỷ Việt Nam Đồng	177	253	376	573	880	1.353	8,5%
Nông nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	80	98	122	154	196	249	4,6%

Nguồn: Mô hình Trường hợp tăng trưởng Bình thường

Nguồn: 2008-2009: Các Thống kê Tài chính Quốc tế, 2011-2030: Từ Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards)

(2) Trường hợp tăng trưởng Cao

- Sự thay đổi cơ cấu kinh tế diễn ra mạnh mẽ, vì ngành công nghiệp, xây dựng và dịch vụ tăng trưởng nhanh chóng.
- Kinh tế thế giới phục hồi, và kinh tế Việt Nam cũng sẽ phục hồi nhanh chóng cùng với sự phát triển mạnh mẽ của ngành công nghiệp trong những năm trước và sau 2020.
- Có sự thay đổi mạnh mẽ cùng với sự phát triển nhanh chóng của ngành dịch vụ. Sự phát triển nhanh chóng đó mang lại cơ hội phát triển nguồn nhân lực và làm tăng năng suất lao động.
- Mức đóng góp lao động trong ngành nông nghiệp sẽ chỉ là 36% trong năm 2020 và 17% trong năm 2050.

Bảng 5.1-4: Các Chỉ tiêu Kinh tế của Trường hợp tăng trưởng Cao trong Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards)

Khoản Mục	Đơn vị	2008	2010	2015	2020	2030
Dân số	Triệu người	86	88	92	97	102
GDP (hiện tại)	Tỷ Đôla Mỹ	91	103	214	396	1.437
Cấu trúc GDP (hiện tại)	S%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Nông nghiệp, Lâm nghiệp và Thủy sản	S%	22,0	21,7	18,5	14,8	8,5
Công nghiệp và Xây dựng	S%	39,9	39,5	40,3	41,2	38,4
Dịch vụ	S%	38,1	38,8	41,2	44,0	53,1
GDP/đầu người (năm 2008)	Đôla Mỹ/Người	1.062	1.234	1.950	3.035	8.150
Nhật Bản (34.000 Đôla Mỹ/người)	S%	3,1	3,6	5,7	8,9	24,0
			08-10	11-15	16-20	21-30
Tổng GDP	G%		6,4	9,1	9,6	9,8
Nông nghiệp, Lâm nghiệp và Thủy sản	G%		3,7	3,6	2,8	2,8
Công nghiệp và Xây dựng	G%		6,7	10,4	10,4	9,9
Dịch vụ	G%		7,2	9,8	10,5	10,9

Nguồn: Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards)

Bảng 5.1-5: Tốc độ phát triển Kinh tế trong Mô hình (Trường hợp tăng trưởng Cao)

Đơn vị %

Khoản mục 1	Khoản mục 2	Đơn vị	2008	2009	2010	2015/10	2020/15	2030/20	2020/10
Dân số	Nông thôn	Triệu người	1,3	1,1	1,1	1,0	0,9	0,5	0,9
	Thành thị	Triệu người	2,7	3,3	3,3	3,0	2,7	1,6	2,8
Hộ gia đình	Nông thôn	Triệu hộ	1,3	1,3	1,3	1,2	1,1	0,6	1,1
	Thành thị	Triệu hộ	2,7	2,1	3,5	3,2	2,9	1,7	3,0
Các chỉ tiêu kinh tế	nGDP giá hiện tại	Tỷ Đồng	29,3	19,8	12,4	16,7	15,7	16,5	16,2
	uGDP tính theo Đôla Mỹ	Triệu Đôla Mỹ	30,5	15,9	2,0	16,5	14,0	13,9	15,3
	uGDP đầu người tính theo Đôla Mỹ	Đôla Mỹ trên đầu người	28,9	14,7	0,9	15,4	13,0	13,3	14,2
	rGDP tính theo giá 2005	Tỷ Đồng	6,2	5,2	7,0	9,1	9,6	9,8	9,3
	GDP điều chỉnh theo giá 2005	2005=100	21,4	8,0	7,0	7,0	6,0	6,0	6,5
rGDP tính theo giá 2005	Nông nghiệp, Lâm nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	3,9	2,9	3,3	4,0	3,6	2,4	3,8
	Mô	Tỷ Việt Nam Đồng	2,2	1,7	1,8	1,9	1,5	1,2	1,7
	Sản xuất	Tỷ Việt Nam Đồng	7,5	6,5	9,6	12,4	12,6	12,1	12,5
	Thương mại	Tỷ Việt Nam Đồng	8,4	5,6	7,1	8,9	8,8	8,5	8,9
	Giao thông và Thông tin liên lạc	Tỷ Việt Nam Đồng	8,3	5,6	7,1	8,9	8,8	8,5	8,9
	Dịch vụ và Lĩnh vực khác	Tỷ Việt Nam Đồng	4,4	5,0	6,1	7,6	7,4	7,3	7,5
	Tổng	Tỷ Việt Nam Đồng	6,2	5,2	7,0	9,1	9,6	9,8	9,3

Nguồn: 2008-2009: Các Thống kê Tài chính Quốc tế bởi Quỹ tiền tệ quốc tế (IMF-International Monetary Fund),

2010: Ước lượng của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency) .

2010-2030: Từ Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards)

Bảng 5.1-6: Triển vọng Kinh tế Vùng (Trường hợp tăng trưởng Cao)

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	20/10
RGDP Miền Bắc	Tỷ Việt Nam Đồng	289	398	597	931	1.498	2.452	8,9%
Công nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	108	161	278	491	881	1.578	11,8%
Thương mại	Tỷ Việt Nam Đồng	125	172	245	356	522	765	7,6%
Nông nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	56	65	74	84	95	109	2,5%
RGDP Miền Trung	Tỷ Việt Nam Đồng	88	124	198	327	536	886	10,2%
Công nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	26	39	69	124	217	379	12,1%
Thương mại	Tỷ Việt Nam Đồng	36	53	89	153	255	426	11,2%
Nông nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	27	32	40	51	64	82	4,7%
RGDP Miền Nam	Tỷ Việt Nam Đồng	462	656	1.028	1.654	2.705	4.441	9,7%
Công nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	205	305	491	811	1.354	2.262	10,3%
Thương mại	Tỷ Việt Nam Đồng	177	253	408	674	1.125	1.879	10,3%
Nông nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	80	98	128	169	225	300	5,6%

Nguồn: Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards)

(3) Trường hợp tăng trưởng Thấp

- Ngành Công nghiệp và Xây dựng, Nông nghiệp, Dịch vụ chỉ tăng trưởng tại thị trường nội địa với tốc độ tăng trưởng tương đối thấp.
- Tốc độ tăng trưởng của ngành Công nghiệp và Xây dựng tăng 8,8% trong giai đoạn 2011-2015 và khoảng 8-9% cho các giai đoạn kế tiếp.
- Tốc độ tăng trưởng của ngành Nông nghiệp thấp và ổn định ở mức 2,7-3,7% cho cả giai đoạn.
- Tốc độ tăng trưởng của ngành Dịch vụ cũng ở mức thấp, trung bình 7-8% tùy thuộc vào từng giai đoạn cho đến năm 2050.
- Cơ cấu kinh tế trong trường hợp tăng trưởng Thấp thay đổi với tốc độ chậm, và đó là khó khăn cho Việt Nam để đạt được các mục tiêu.

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

Bảng 5.1-7: Các Chỉ tiêu Kinh tế (Trường hợp tăng trưởng Thấp)

Khoản Mục	Đơn vị	2008	2010	2015	2020	2030
Dân số	Triệu người	86	88	92	97	102
GDP (hiện tại)	Tỷ Đôla Mỹ	91	103	193	326	953
Cấu trúc GDP (hiện tại)	S%	100	100	100	100	100
Nông nghiệp, Lâm nghiệp và Thủy sản	S%	22	22	20,5	17,9	12,9
Công nghiệp và Xây dựng	S%	40	39,7	41,2	43	46,3
Dịch vụ	S%	38,1	38,3	38,3	41,3	40,8
GDP/đầu người (năm 2008)	Đôla Mỹ /người	1.062	1.216	1.762	2.495	5.408
Nhật Bản (34.000 Đôla Mỹ/người)	S%	3,1	3,6	5,2	7,3	15,9
			08-10	11-15	16-20	21-30
Tổng GDP	G%		5,6	7,1	7,7	7,6
Nông nghiệp, Lâm nghiệp và Thủy sản	G%		3,7	3,6	2,8	2,8
Công nghiệp và Xây dựng	G%		6,3	8,8	8,8	9,1
Dịch vụ	G%		5,7	6,7	8,0	6,7

Nguồn: Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards)

Bảng 5.1-8: Tốc độ phát triển Kinh tế (Trường hợp tăng trưởng Thấp)

		Đơn vị (%)							
Khoản mục 1	Khoản mục 2	Đơn vị	2008	2009	2010	2015/10	2020/15	2030/20	2020/10
Dân số	Nông thôn	Triệu người	1,3	1,1	1,1	1,0	0,9	0,5	0,9
	Thành thị	Triệu người	2,7	2,8	2,8	2,5	2,2	1,3	2,4
Hộ gia đình	Nông thôn	Triệu hộ	1,3	1,3	1,3	1,2	1,1	0,6	1,1
	Thành thị	Triệu hộ	2,7	1,6	3,0	2,7	2,4	1,4	2,6
Các chỉ tiêu kinh tế	nGDP giá tính theo hiện tại	Tỷ Đồng	29,3	19,0	12,9	15,0	14,0	14,6	14,5
	uGDP tính theo Đôla Mỹ	Triệu Đôla Mỹ	30,5	15,1	2,5	14,7	12,4	12,1	13,6
	uGDP đầu người tính theo Đôla Mỹ	Đôla Mỹ/Người	28,9	13,9	1,4	13,6	11,4	11,5	12,5
	rGDP tính theo giá 2005	Tỷ Đồng	6,2	5,2	7,0	7,1	7,7	7,6	7,4
rGDP tính theo giá 2005	GDP điều chỉnh theo giá 2005	2005=100	21,4	8,0	7,0	7,0	6,0	6,0	6,5
	Nông nghiệp, Lâm nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	3,9	2,9	3,3	3,1	3,0	2,0	3,0
	Mỏ	Tỷ Việt Nam Đồng	2,2	1,7	1,8	1,5	1,3	1,1	1,4
	Sản xuất	Tỷ Việt Nam Đồng	7,5	6,5	9,6	9,7	10,2	9,5	9,9
	Thương mại	Tỷ Việt Nam Đồng	8,4	5,6	7,1	7,0	7,2	6,8	7,1
	Giao thông và Thông tin liên lạc	Tỷ Việt Nam Đồng	8,3	5,6	7,1	7,0	7,2	6,8	7,1
	Dịch vụ và ngành khác	Tỷ Việt Nam Đồng	4,4	5,0	6,1	5,9	6,0	5,8	6,0
	Tổng	Tỷ Việt Nam Đồng	6,2	5,2	7,0	7,1	7,7	7,6	7,4

Nguồn: 2008-2009: Các Thống kê Tài chính Quốc tế bởi IMF, 2010: Ước lượng của JICA; 2011-2030: Từ Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards)

Bảng 5.1-9: Triển vọng Kinh tế Vùng (Trường hợp tăng trưởng Thấp)

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	20/10
RGDP Miền Bắc	Tỷ Việt Nam Đồng	289	398	546	778	1.120	1.631	6,9%
Công nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	108	161	248	393	620	978	9,3%
Thương mại	Tỷ Việt Nam Đồng	125	172	227	307	413	556	6,0%
Nông nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	56	65	72	79	88	97	2,0%
RGDP Miền Trung	Tỷ Việt Nam Đồng	88	124	179	268	392	576	8,0%
Công nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	26	39	61	99	152	236	9,6%
Thương mại	Tỷ Việt Nam Đồng	36	53	79	123	184	274	8,8%
Nông nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	27	32	38	46	55	67	3,7%
RGDP Miền Nam	Tỷ Việt Nam Đồng	462	656	933	1.369	2.006	2.947	7,6%
Công nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	205	305	444	665	992	1.481	8,1%
Thương mại	Tỷ Việt Nam Đồng	177	253	369	552	825	1.231	8,1%
Nông nghiệp	Tỷ Việt Nam Đồng	80	98	121	151	189	236	4,4%

Nguồn: Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards)

5.1.2 Các giả định khác

Các nhân tố chính khác có ảnh hưởng mạnh đến nhu cầu năng lượng được giả định cho từng trường hợp như sau.

(1) Dân số

- Trong năm 2008, dân số của Việt Nam là 86,2 triệu người và có tốc độ tăng trưởng dân số trung bình là 1,3% / năm trong giai đoạn 2001-2008. Tốc độ tăng trưởng dân số sẽ có xu hướng suy giảm vừa trong tương lai. Hơn nữa, dân số thành thị tăng nhanh so với dân số cả nước.
- Tốc độ tăng trưởng dân số giảm từ 1,0% xuống còn 0,5% mỗi năm trên cả nước, nhưng tốc độ tăng trưởng tại khu vực thành thị sẽ là 3,0% trong giai đoạn 2011-2015 và 2,7% trong giai đoạn 2016-2020.

Bảng 5.1-10: Dân số Việt Nam và dân số tại Khu vực thành thị

	Đơn vị	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Cả nước	Triệu người	88,8	89,7	90,6	91,5	92,4	93,3	97,6	100,2	102,8
Thành thị	Triệu người	25,6	26,4	27,2	28,0	28,8	29,7	33,9	36,7	39,7
Tỷ lệ thành thị	%	29%	29%	30%	31%	32%	32%	35%	37%	39%

Nguồn: Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards)

Bảng 5.1-11: Dân số theo Vùng và Khu vực thành thị

Đơn vị: Triệu người

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Miền Bắc	Vùng	38,0	38,3	38,7	39,0	39,4	39,7	41,3	42,1	43,0
	Thành thị	8,4	8,7	9,0	9,2	9,5	9,8	11,2	12,1	13,0
Miền Trung	Vùng	19,6	19,8	20,1	20,3	20,5	20,8	22,0	22,8	23,7
	Thành thị	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,5	6,2	6,9
Miền Nam	Vùng	30,5	30,8	31,1	31,4	31,7	32,0	33,5	34,4	35,3
	Thành thị	12,4	12,6	12,9	13,2	13,5	13,8	15,3	16,2	17,1

Nguồn: Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards)

(2) Tỷ giá hối đoái

Theo Lý thuyết Bình giá Mãi lực (PPP theory-Purchasing per Parity Theory) của hệ thống tỷ giá hối đoái thả nổi, tỷ giá hối đoái giữa hai nước (trong nghiên cứu này là Mỹ và Việt Nam) đã cơ bản được xác định bởi sự chênh lệch giữa tỷ lệ lạm phát của hai nước. Tuy nhiên, một tỷ giá hối đoái đáng tin cậy không thể được dự báo một cách dễ dàng, mặc dù trong việc áp dụng lý thuyết Bình giá Mãi lực (PPP theory-Purchasing per Parity Theory) có tính đến quan hệ giữa sự thay đổi lãi suất khác nhau, nguyên tắc kinh tế cơ bản, cán cân ngoại thương v.v.. Trong nghiên cứu này, tỷ giá hối đoái tương lai được dự đoán sử dụng cho mô hình nhu cầu điện năng của Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy) đã được chấp nhận, trong đó quy định Việt Nam Đồng (VND-Vietnam Dong) sẽ mất giá hàng năm khoảng 0,8% từ năm 2010 đến 2020 và sau đó giữ nguyên như sau.

Bảng 5.1-12: Triển vọng tỷ giá hối đoái: Việt nam đồng so với Đôla Mỹ (VND vs. USD- Vietnam Dong vs. United State dollar)

	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
VND/USD	16.153	16.700	18.400	18.600	20.000	22.500	25.000

Nguồn: Mô hình nhu cầu điện năng của Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy)

(3) Giá cả và Thuế

Khi giá năng lượng tăng, nhu cầu năng lượng trở nên yếu đi. Vì có nhiều quan điểm và ý kiến về các xu hướng của giá năng lượng trên thế giới trong tương lai, nên chúng tôi giả định dựa trên Giá dầu thô ngọt nhẹ Texas (WTI-West Texas Intermediate) trong

trường hợp tăng trưởng Cao giá dầu thô khoảng 75 Đôla Mỹ/thùng (USD/bbl-United State dollar/barrel) vào năm 2010 và có thể đạt khoảng 140 Đôla Mỹ/thùng (USD/bbl-United State dollar/barrel) vào năm 2030. Trong trường hợp tăng trưởng Bình thường, giá tăng vừa phải vào khoảng 130 Đôla Mỹ/thùng (USD/bbl-United State dollar/barrel) và trong trường hợp tăng trưởng Thấp, giá được giả định là khoảng 110 Đôla Mỹ/thùng (USD/bbl-United State dollar/barrel) vào năm 2030. Giá than đá, sản phẩm từ dầu mỏ, khí thiên nhiên và biểu giá điện cũng sẽ tăng tương ứng với giá dầu thô. Giá bán lẻ của các nguồn năng lượng điện hình cho từng trường hợp như sau:

(a) Giá các sản phẩm từ dầu mỏ

Hiện tại, hệ thống giá sản phẩm dầu mỏ tại Việt Nam đang được xem xét. Trong một hoặc hai năm qua, giá sản phẩm dầu mỏ tại Việt Nam đã tăng khoảng 30%. Trong tương lai, khi giá tiếp tục tăng, hệ thống giá cả có thể tiến đến mức giá mà ở đó giá nội địa phải được quyết định thông qua cơ chế thị trường có sự tham khảo từ giá quốc tế. Từ quan điểm thành phần chi phí, giá sản phẩm từ dầu mỏ sẽ bao gồm giá dầu thô, chi phí lọc, chi phí vận chuyển và bán hàng cộng với thuế và các điều chỉnh trợ cấp.

(b) Giá than

Giá than đang được điều chỉnh theo mức giá quốc tế. Đồng thời, chi phí sản xuất than trong tương lai ước tính sẽ tăng lên khi có sự chuyển đổi hệ thống sản xuất từ hệ thống hồ mở sang khai thác dưới lòng đất. Hơn nữa, sau giai đoạn điều chỉnh, giá than nội địa sẽ tương ứng với giá quốc tế. Giả định rằng giá than nội địa sẽ đạt mức giá than quốc tế vào năm 2015.

(c) Giá Khí thiên nhiên

Trong khi giá khí thiên nhiên được xác định thông qua hợp đồng cá nhân cho từng dự án, dự đoán rằng nó sẽ di chuyển gần hơn đến giá khí thiên nhiên quốc tế (giá bao gồm Chi phí & bảo hiểm & cước phí (CIF-Cost & Insurance & Freight) của Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG-Liquefied natural gas) được giao dịch ở châu Á). Giả định rằng khí thiên nhiên tại Việt Nam sẽ đạt mức giá quốc tế vào năm 2015. Vì giá khí thiên nhiên quốc tế có liên quan đến giá dầu thô, chúng tôi giả định rằng giá khí thiên nhiên sau năm 2015 sẽ duy trì và ngang bằng với giá dầu thô.

(d) Giá điện

Hệ thống giá điện hiện hành áp dụng giá điện cho từng ngành và thiết lập giá cao hơn cho người tiêu dùng nhiều hơn, cùng với chính sách ưu đãi cho dân cư nông thôn. Điều

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

này có thể được xem xét lại vào năm 2015, khi đó về cơ bản hệ thống giá điện trở thành một hệ thống giá dựa trên chi phí. Giả định rằng giá điện sẽ dựa trên hai yếu tố từ hệ thống hiện hành; giá than trong tương lai và tiền lương tại Việt Nam. Cụ thể, tốc độ tăng trưởng của giá điện sẽ tăng 5-6% mỗi năm cho đến 2015. Sau đó, giá điện sẽ tăng phù hợp với việc tăng giá than đá nội địa. Các giả định kể trên được tóm tắt như sau:

Bảng 5.1-13: Giá và Biểu giá trong Trường hợp tăng trưởng Bình thường

		Đơn vị	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Kinh tế	Lạm phát tại Mỹ	%	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
	Tỷ giá hối đoái Việt Nam Đồng/Đôla Mỹ	Việt Nam Đồng/Đôla Mỹ	16.153	16.700	18.400	18.600	20.000	22.500	25.000
Giá dầu	Giá dầu thô xuất khẩu IEA	Đôla Mỹ/thùng	120	60	70	88	98	108	119
	Giá dầu thô ngọt nhẹ Texas	Đôla Mỹ/thùng	120	70	77	97	107	119	131
Than	Cho ngành năng lượng Việt Nam	1.000 Việt Nam Đồng/tấn	405	455	542	775	920	1.143	1.402
	Cho thị trường nội địa Việt Nam	1.000 Việt Nam Đồng/tấn	439	463	531	634	784	997	1.235
	Cho xuất khẩu Việt Nam	1.000 Việt Nam Đồng/tấn	705	737	833	940	1.113	1.367	1.646
	Trung bình tại Việt Nam	1.000 Việt Nam Đồng/tấn	569	597	679	784	945	1.177	1.436
Biểu giá năng lượng	Sử dụng trong nông nghiệp	Việt Nam Đồng/Kilô Oát giờ	591	636	643	813	910	1.049	1.199
	Sử dụng trong sinh hoạt	Việt Nam Đồng/Kilô Oát giờ	784	908	918	1.161	1.299	1.498	1.712
	Sử dụng trong công nghiệp	Việt Nam Đồng/Kilô Oát giờ	858	935	945	1.217	1.373	1.600	1.847
	Sử dụng trong thương mại	Việt Nam Đồng/Kilô Oát giờ	1.628	1.786	1.805	2.324	2.622	3.055	3.528
	Mục đích khác	Việt Nam Đồng/Kilô Oát giờ	923	955	965	1.221	1.366	1.574	1.800

Ghi chú 1: Giá điện trong năm 2009 là giá thực, và giá năm 2010 được ước lượng bởi Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-Electricity of Vietnam)

Ghi chú 2: Liên quan đến tốc độ tăng của giá điện, giá trong năm 2009 và năm 2010 là giá trị thực tế và giá trị dự đoán. Sau năm 2015, giá điện tăng lên với tốc độ tăng 50% của mức tăng giá than nội địa và 15% mức tăng năng suất lao động (cũng là tỉ lệ phân bổ thu nhập của năng suất lao động), tỷ lệ tăng của giá điện sẽ là 65% tỷ lệ tăng giá than nội địa. Điều này cũng có nghĩa là độ co giãn được áp dụng ở mức 0,65 giá than nội địa.

Nguồn: Mô hình

Bảng 5.1-14: Giá và Biểu giá trong Trường hợp tăng trưởng Cao

		Đơn vị	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Kinh tế	Lạm phát nước Mỹ	%	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
	Tỷ giá hối đoái Việt Nam Đồng/Đôla Mỹ	Việt Nam Đồng/Đôla Mỹ	16.153	16.700	18.400	18.600	20.000	22.500	25.000
Giá dầu	Giá dầu thô xuất khẩu IEA	Đôla Mỹ/thùng	120	60	70	89	101	114	129
	Giá dầu thô ngọt nhẹ Texas	Đôla Mỹ/thùng	120	70	77	98	111	126	142
Than	Cho ngành năng lượng Việt Nam	1.000 Việt Nam Đồng/tấn	406	457	545	783	952	1.212	1.524
	Cho thị trường nội địa Việt Nam	1.000 Việt Nam Đồng/tấn	439	463	531	635	785	998	1.237
	Cho xuất khẩu Việt Nam	1.000 Việt Nam Đồng/tấn	705	737	833	940	1.113	1.368	1.648
	Trung bình tại Việt Nam	1.000 Việt Nam Đồng/tấn	569	597	679	784	945	1.179	1.438
Biểu giá năng lượng	Sử dụng trong nông nghiệp	Việt Nam Đồng/Kilô Oát giờ	591	636	643	816	927	1.086	1.262
	Sử dụng trong sinh hoạt	Việt Nam Đồng/Kilô Oát giờ	784	908	918	1.165	1.324	1.551	1.802
	Sử dụng trong công nghiệp	Việt Nam Đồng/Kilô Oát giờ	858	935	945	1.221	1.401	1.661	1.952
	Sử dụng trong thương mại	Việt Nam Đồng/Kilô Oát giờ	1.628	1.786	1.805	2.331	2.676	3.172	3.728
	Mục đích khác	Việt Nam Đồng/Kilô Oát giờ	923	955	965	1.224	1.392	1.630	1.894

Nguồn: Mô hình

Bảng 5.1-15: Giá và Biểu giá trong Trường hợp tăng trưởng Thấp

		Đơn vị	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Kinh tế	Lạm phát nước Mỹ	%	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
	Tỷ giá hối đoái Việt Nam Đồng/Đôla Mỹ	Việt Nam Đồng/Đôla Mỹ	16.153	16.700	18.400	18.600	20.000	22.500	25.000
Giá dầu	Giá dầu thô xuất khẩu IEA	Đôla Mỹ/thùng	120	60	70	87	91	96	101
	Giá dầu thô ngọt nhẹ Texas	Đôla Mỹ/thùng	120	70	77	95	100	105	111
Than	Cho ngành năng lượng Việt Nam	1.000 Việt Nam Đồng/tấn	402	451	536	760	859	1.016	1.186
	Cho thị trường nội địa Việt Nam	1.000 Việt Nam Đồng/tấn	439	463	531	634	783	994	1.231
	Cho xuất khẩu Việt Nam	1.000 Việt Nam Đồng/tấn	705	737	833	940	1.111	1.364	1.642
	Trung bình tại Việt Nam	1.000 Việt Nam Đồng/tấn	569	597	679	783	943	1.175	1.432
Biểu giá năng lượng	Sử dụng trong nông nghiệp	Việt Nam Đồng/Kilô Oát giờ	591	636	643	809	876	977	1.082
	Sử dụng trong sinh hoạt	Việt Nam Đồng/Kilô Oát giờ	784	908	918	1.155	1.251	1.396	1.544
	Sử dụng trong công nghiệp	Việt Nam Đồng/Kilô Oát giờ	858	935	945	1.209	1.318	1.483	1.654
	Sử dụng trong thương mại	Việt Nam Đồng/Kilô Oát giờ	1.628	1.786	1.805	2.310	2.517	2.832	3.159
	Mục đích khác	Việt Nam Đồng/Kilô Oát giờ	923	955	965	1.214	1.315	1.467	1.623

Nguồn: Mô hình

(4) Tiết kiệm năng lượng

Các hoạt động tiết kiệm năng lượng được giả định rằng có thể được thúc đẩy với tốc độ như hiện nay, và trong mỗi trường hợp, các ngành công nghiệp chính sẽ nỗ lực hoạt động theo hướng tiết kiệm năng lượng dưới sự hỗ trợ mạnh mẽ từ Chính phủ. Tuy nhiên, nhìn vào thực trạng chuẩn bị của luật tiết kiệm năng lượng và hệ thống thực thi, các chương trình mục tiêu quốc gia về tiết kiệm năng lượng có thể bị trì hoãn so với dự kiến. Trên cơ sở đánh giá các khoảng thời gian mà các nỗ lực tiết kiệm năng lượng mang lại hiệu quả thực tế, quá trình nghiên cứu được giả định chia làm 3 giai đoạn như sau,

Bước 1: Chuẩn bị và thử nghiệm

Khởi động chương trình thử nghiệm vào năm 2010 mà ưu tiên cho việc thành lập tổ chức và cơ quan thực thi Hiệu quả và tiết kiệm năng lượng (*EE&C-Energy efficiency and conservation*).

Bước 2: Thực hiện từng phần

Từ năm 2011-2015, đề ra các hướng dẫn và chính sách của Chính phủ về Hiệu quả và tiết kiệm năng lượng (*EE&C-Energy efficiency and conservation*) và áp dụng từng phần cho người sử dụng năng lượng được lựa chọn từ mỗi ngành khác nhau.

Bước 3: Thực hiện toàn bộ

Áp dụng chính sách và luật về Hiệu quả và tiết kiệm năng lượng (*EE&C-Energy efficiency and conservation*) cho tất cả những người sử dụng năng lượng được chỉ định từ 2015-2030.

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

Với tất cả nỗ lực được đề cập ở trên, Hiệu quả và tiết kiệm năng lượng (EE&C-*Energy efficiency and conservation*) được áp dụng cho các ngành Công nghiệp và Thương mại như mô tả trong bảng sau.

Bảng 5.1-16: Tốc độ Tiết Kiệm Năng Lượng

(Đơn vị: %)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Nông nghiệp									
Tỷ lệ Cam kết hiệu quả năng lượng điện	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Độ co giãn về giá	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01
Công nghiệp									
Tỷ lệ Cam kết hiệu quả năng lượng điện	0	0	0	0	0	-2	-2	-2	-2
Độ co giãn về giá	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15
Giao thông									
Tỷ lệ Cam kết hiệu quả năng lượng điện	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Độ co giãn về giá	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10
Thương mại									
Tỷ lệ Cam kết hiệu quả năng lượng điện	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1
Độ co giãn về giá	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15
Sinh hoạt									
Tỷ lệ Cam kết hiệu quả năng lượng điện	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Độ co giãn về giá	0,00	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10

Ghi chú 1: Tỷ lệ Cam kết hiệu quả năng lượng (EEC-*Energy Efficiency Commitment*) điện: -2: tiết kiệm năng lượng của ngành là 2%/năm so với năm trước.

Ghi chú 2: Độ co giãn về giá: -0,15: Nhu cầu năng lượng giảm 0,15% khi giá năng lượng tăng lên 1%.

Nguồn: Mô hình

(5) Mức tiêu tốn năng lượng và Tỷ lệ điện năng

(a) Nông nghiệp

○ Mức tiêu tốn năng lượng của Tổng năng lượng trong Nông nghiệp là gần như không đổi từ năm 2010 đến năm 2020.

○ Tỷ lệ điện năng trong Nông nghiệp tăng 0,5% mỗi năm trong giai đoạn giữa năm 2010 đến năm 2020, và tỷ lệ như sau;

2010: 10,5%

2015: 13,0%

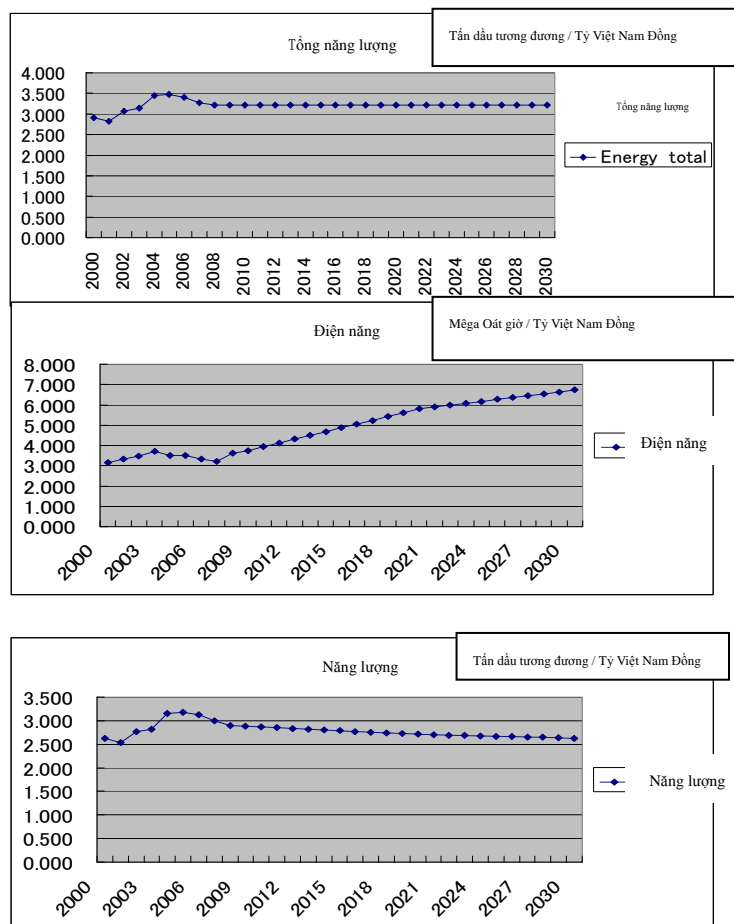
2020: 15,5%

2025: 16,8%

2030: 18,0%

○ Căn cứ vào tỷ lệ, mức tiêu tốn điện tăng 0,5% mỗi năm từ năm 2010 đến năm 2020.

○ Để tạo ra sự cân bằng, mức tiêu tốn năng lượng hóa thạch giảm -0,6%.



Hình 5.1-1: Mức tiêu tốn năng lượng trong ngành nông nghiệp

Bảng 5.1-17: Khuyhnh hướng của mức tiêu tốn và tỉ lệ điện năng trong ngành Nông nghiệp

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Tổng Năng lượng	3,477	3,408	3,270	3,207	3,207	3,207	3,207	3,207	3,207	3,207
Tần dầu tương đương/Tỷ Việt Nam Đồng giá năm 2005	0,8	-2,0	-4,1	-1,9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tỉ số công suất %	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
Công suất	3,496	3,322	3,216	3,618	3,747	3,934	4,866	5,798	6,265	6,731
Mega Oát giờ/Tỷ Việt Nam Đồng giá năm 2005	0,1	-5,0	-3,2	12,5	3,58	4,98	3,98	3,32	1,51	1,40
Năng lượng	3,173	3,125	2,994	2,901	2,885	2,869	2,789	2,709	2,669	2,628
Tần dầu tương đương/Tỷ Việt Nam Đồng giá năm 2005	0,7	-1,5	-4,2	-3,1	-0,55	-0,56	-0,57	-0,59	-0,30	-0,30

Nguồn: Trường hợp tăng trưởng Bình thường trong mô hình

(b) Công nghiệp

○ Mức tiêu tốn năng lượng của Tổng năng lượng trong ngành Công nghiệp tăng 0,5% mỗi năm trong năm 2010 và tăng chậm dần đến năm 2027

○ Tỷ lệ sử dụng điện trong công nghiệp tăng 0,5% mỗi năm từ năm 2010 đến năm 2020, và 0,3% từ năm 2021 đến năm 2030. Tỷ lệ như sau:

Năm 2010: 24,3%

Năm 2015: 26,8%

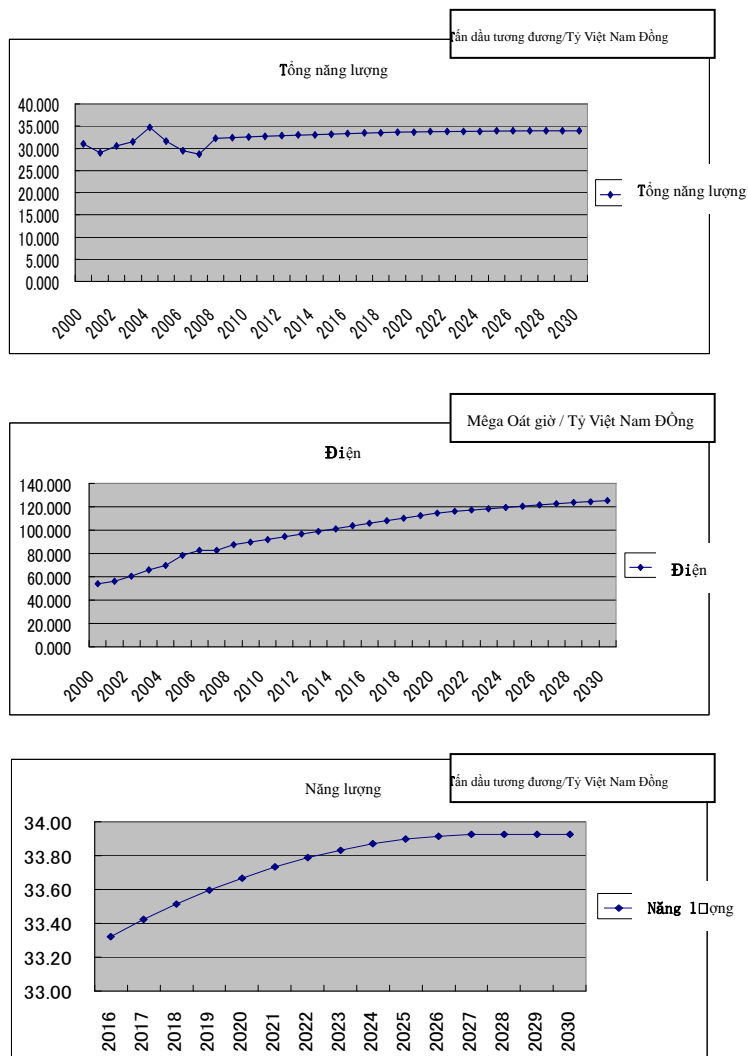
Năm 2020: 29,3%

Năm 2025: 30,6%

Năm 2030: 31,8%

○ Căn cứ vào tỷ lệ, mức tiêu tốn điện tăng 2,6% mỗi năm trong năm 2010 và nó tăng chậm dần dần.

○ Trong việc tạo ra sự cân bằng, mức tiêu tốn năng lượng hóa thạch tăng 0,49% trong năm 2010 và nó tăng chậm dần dần.



Hình 5.1-2: Cường độ sử dụng trong Lĩnh vực Công nghiệp

Bảng 5.1-18: Xu hướng của các cường độ sử dụng và Tỷ lệ sử dụng điện trong công nghiệp

Công nghiệp										
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Tổng năng lượng	31,703	29,523	28,649	32,222	32,39	32,55	33,21	33,67	33,90	33,92
Tấn dầu tương đương (toe)/ Tỷ Việt Nam Đồng giá năm 2005	-8,8	-6,9	-3,0	0,5	0,52	0,49	0,35	0,22	0,08	0,00
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Tỷ lệ sử dụng điện %	19,3	21,9	24,1	23,3	23,8	24,3	26,8	29,3	30,6	31,8
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Điện	78,424	82,721	82,786	87,392	89,73	92,06	103,60	114,80	120,51	125,54
MWh/ Tỷ Việt Nam Đồng giá năm 2005	12,4	5,5	0,1	5,6	2,67	2,60	2,26	1,96	0,91	0,79
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Năng lượng	25,572	23,056	21,736	24,707	32,39	32,55	33,21	33,67	33,90	33,92
Tấn dầu tương đương (toe)/ Tỷ Việt Nam Đồng giá năm 2005	-11,1	-9,8	-5,7	13,7	31,09	0,49	0,35	0,22	0,08	0,00

Nguồn: Trường hợp tăng trưởng bình thường trong Mô hình

(c) Thương mại & Dịch vụ

○Mức tiêu tốn năng lượng của tổng năng lượng trong thương mại giảm -0,1% / năm trong năm 2010 và sau đó giảm chậm lại trong năm 2027.

○Tỷ lệ sử dụng điện trong dịch vụ thương mại tăng 1,0% mỗi năm từ năm 2010 đến năm 2020, và 0,5% từ năm 2021 đến năm 2030. Tỷ lệ như sau;

Năm 2010: 20,5%

Năm 2015: 25,5%

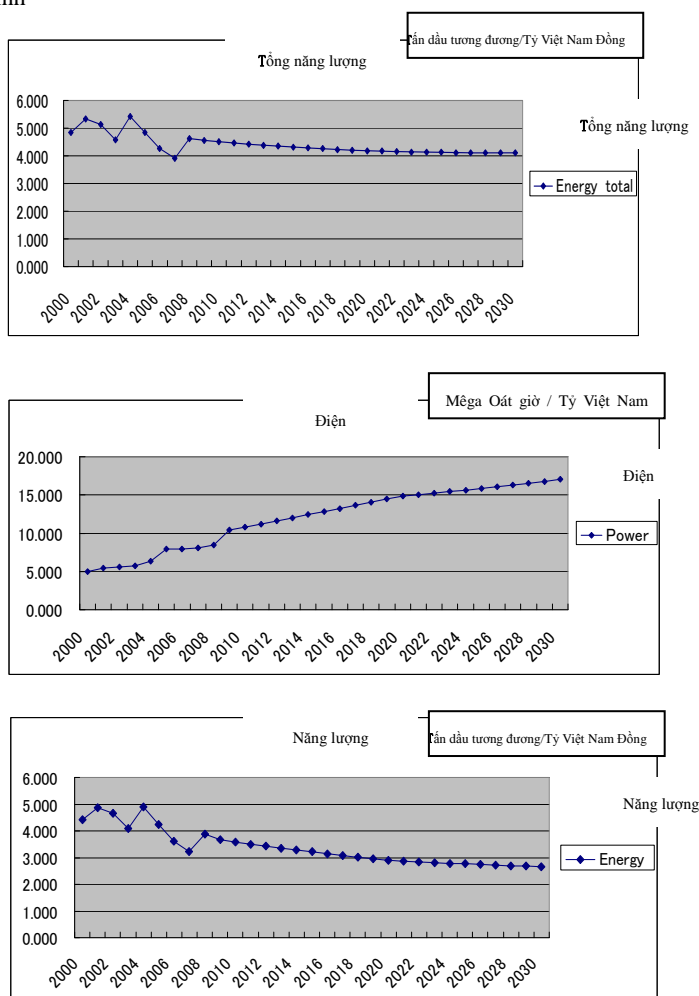
Năm 2020: 30,5%

Năm 2025: 33,0%

Năm 2030: 35,5%

○Căn cứ vào tỷ lệ, mức tiêu tốn điện tăng 4,0% mỗi năm trong năm 2010 và sau đó tăng chậm dần dần.

○Trong việc tạo ra sự cân bằng, mức tiêu tốn năng lượng hóa thạch giảm -2,3% trong năm 2010 và nó giảm chậm lại dần.



Hình 5.1-3: Cường độ sử dụng trong lĩnh vực thương mại & dịch vụ

Bảng 5.1-19: Xu hướng của Các cường độ sử dụng và Tỷ lệ sử dụng điện trong Thương mại & Dịch vụ

Thương mại & Dịch vụ	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Tổng năng lượng	4,849	4,258	3,913	4,620	4,57	4,52	4,32	4,19	4,13	4,12
Tần đầu tương đương (toe)/ Tỷ Việt Nam Đồng giá năm 2005	-10,6	-12,2	-8,1	-1,2	-1,15	-1,09	-0,78	-0,48	-0,18	0,00
Tỷ lệ sử dụng điện %	12,8	15,2	17,2	18,5	19,5	20,5	25,5	30,5	33,0	35,5
Điện	7,928	7,955	8,083	8,476	10,38	10,79	12,82	14,88	15,85	17,02
Mega Oát giờ/ Tỷ Việt Nam Đồng giá năm 2005	25,6	0,3	1,6	3,2	22,46	3,97	3,26	2,89	1,35	1,43
Năng lượng	4,229	3,613	3,238	3,891	3,67	3,59	3,21	2,91	2,76	2,65
Tần đầu tương đương (toe)/ Tỷ Việt Nam Đồng giá năm 2005	-13,4	-14,6	-10,4	3,8	-5,57	-2,31	-2,10	-1,89	-0,92	-0,77

Nguồn: Trường hợp tăng trưởng bình thường trong Mô hình

(d) Khu vực Dân cư

○Mức tiêu tốn năng lượng của tổng năng lượng trong khu vực dân cư (Trừ phi thương mại) tăng 7,0% mỗi năm trong năm 2010 và sau đó tăng chậm lại trong năm 2030.

○Tỷ lệ năng lượng trong khu vực dân cư tăng 1,5% từ năm 2010 đến năm 2015, 1,0% từ năm 2016 đến năm 2020, và 0,5% từ năm 2021 đến năm 2030 và tỷ lệ như sau;

Năm 2010: 58,9% (Trừ phi thương mại)

Năm 2015: 66,4%

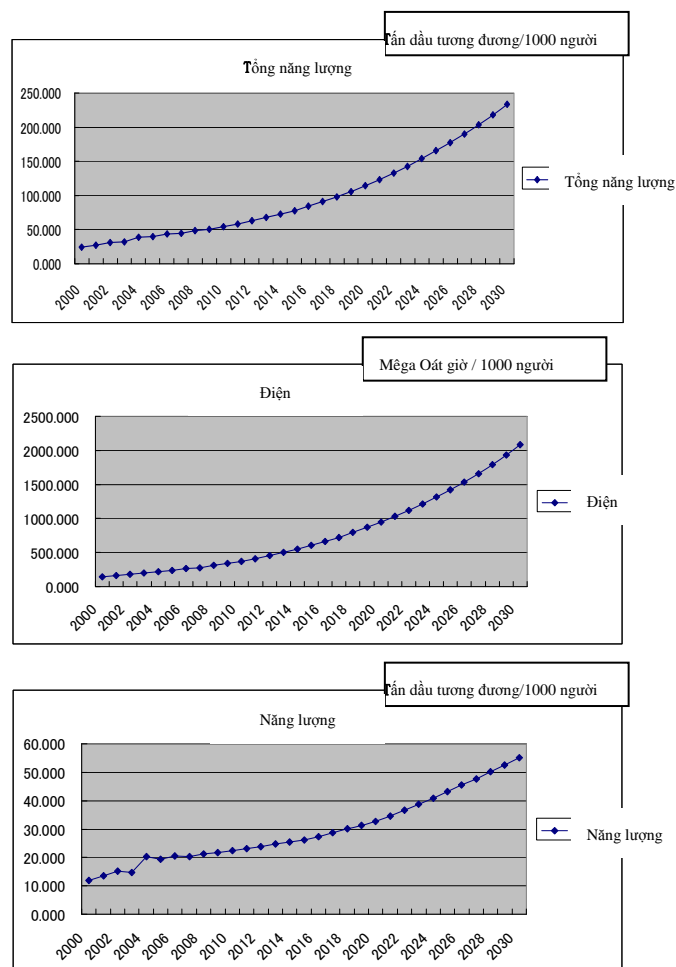
Năm 2020: 71,4%

Năm 2025: 73,9%

Năm 2030: 76,4%

○Căn cứ vào tỷ lệ, mức tiêu tốn điện tăng 9,8% mỗi năm trong năm 2010 và tăng chậm dần dần.

○Trong việc tạo ra sự cân bằng, tăng mức tiêu tốn năng lượng hóa thạch 3,2% trong năm 2010 và sau đó tăng chậm lại dần.



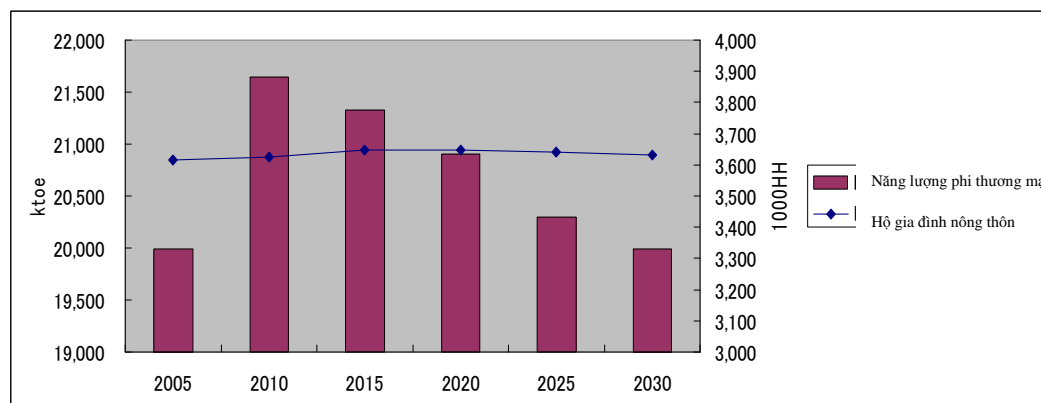
Hình 5.1-4: Cường độ sử dụng trong Khu vực dân cư

Bảng 5.1-20: Xu hướng của Các cường độ sử dụng và Tỷ lệ sử dụng điện trong Khu vực dân cư

Khu vực dân cư	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Tổng năng lượng	39,820	43,154	44,354	48,292	50,82	54,37	77,92	114,49	165,59	233,98
Tấn dầu tương đương (toe)/ 1000 người	2,8	8,4	2,8	4,9	5,23	7,00	7,46	8,00	7,66	7,16
Tỷ lệ sử dụng điện %	51,1	52,2	54,0	55,9	57,4	58,9	66,4	71,4	73,9	76,4
Điện	236,763	261,772	278,543	313,921	339,20	372,43	601,63	950,55	1422,96	2078,76
Mega Oát giờ/ 1000 người	10,0	10,6	6,4	12,7	8,05	9,80	9,94	9,53	8,39	7,87
Năng lượng	19,458	20,642	20,400	21,295	21,65	22,35	26,18	32,74	43,21	55,21
Tấn dầu tương đương (toe)/ 1000 người	-3,8	6,1	-1,2	4,4	1,65	3,23	2,87	4,35	5,64	4,94

Nguồn: Trường hợp tăng trưởng bình thường trong mô hình

Các cường độ sử dụng nói trên được sử dụng trong các trường hợp tăng trưởng bình thường, tăng trưởng cao và tăng trưởng thấp. Hơn nữa, năng lượng phi thương mại chủ yếu được sử dụng trong các khu vực nông thôn, khối lượng là 20.000 ngàn tấn dầu tương đương (ktoe-Kilo Ton of Oil Equivalent) trong năm 2005, 22.000 ngàn tấn dầu tương đương (ktoe-Kilo Ton of Oil Equivalent) trong năm 2010. Tuy nhiên, khối lượng năng lượng phi thương mại của Việt Nam trong tương lai sẽ được giảm dần hàng năm theo chính sách của Chính phủ.



Hình 5.1-5: Dự báo nhu cầu năng lượng Phi thương mại

(6) Nhu cầu điện từ các dự án quy mô lớn

- Trong trường hợp Việt Nam, nhu cầu điện trong tương lai không thể được giải thích bởi cường độ sử dụng năng lượng cho tổng sản phẩm quốc nội (GDP-Gross Domestic Product). Nhu cầu năng lượng trong tương lai có thể được coi là tăng trưởng tổng sản phẩm quốc nội (GDP-Gross Domestic Product) trong kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (SED2020-

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

cenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards)

bao gồm mở rộng cơ sở và tăng tải hoạt động các nhà máy hiện có.

- Ở Việt Nam hiện nay, nhà máy sản xuất và cường độ lao động vốn bổ sung tăng với tốc độ tương đối cao. Vì vậy, đây là lý do tại sao khi dự báo nhu cầu điện hiện nay cho Việt Nam theo các điều kiện của cường độ sử dụng năng lượng cho Tổng sản phẩm quốc nội (GDP-Gross Domestic Product), nhu cầu điện từ các dự án mới trong tương lai phải được thêm vào các nhu cầu điện từ mô hình kinh tế.
- Tuy nhiên, theo kinh nghiệm của các kế hoạch kinh tế và công nghiệp ở Việt Nam, việc triển khai thực hiện các kế hoạch thường bị chậm trễ, và nhu cầu điện từ các dự án mới vượt quá ước tính khi so sánh với nhu cầu thực tế sau khi bắt đầu hoạt động trong các khu kinh tế và công nghiệp. Vì vậy, giả định rằng 30% nhu cầu điện khảo sát các khu công nghiệp và các trung tâm thương mại được thực hiện trong năm nay. Hơn nữa, 10% các kế hoạch giao thông vận tải được thực hiện trong năm nay. (Đối với các trường hợp tăng trưởng Cao, sau năm 2020, Tỷ lệ đạt được là tăng 20% từ 10% trong các năm trước)
- Trong Bảng sau đây, "Giga Oát giờ (GWh-Giga Watt Hour) trong tên vùng" cho thấy nhu cầu điện tiềm năng khảo sát từ các dự án, "Tỷ lệ đạt được" là tỷ lệ thực hiện so với tiềm năng và "Bổ sung" cho thấy nhu cầu điện bổ sung.

Bảng 5.1-21: Nhu cầu Điện bổ sung từ các Khu Công Nghiệp quy mô lớn

Các vùng công nghiệp		Đơn vị	2010	2015	2020	2025	2030
Miền Bắc		Giga Oát giờ	6.045	19.045	41.635	52.929	64.224
Tỷ lệ đạt được		%	20	30	30	30	30
bổ sung cho miền Bắc		Giga Oát giờ	1.209	5.713	12.490	15.879	19.267
Miền Trung		Giga Oát giờ	404	3.572	8.400	10.814	13.228
Tỷ lệ đạt được		%	20	30	30	30	30
bổ sung cho miền Trung		Giga Oát giờ	81	1.071	2.520	3.244	3.968
Miền Nam		Giga Oát giờ	11.522	24.160	41.805	50.628	59.451
Tỷ lệ đạt được		%	20	30	30	30	30
bổ sung cho miền Nam		Giga Oát giờ	2.304	7.248	12.542	15.188	17.835
Tổng nhu cầu		Giga Oát giờ	17.970	46.776	91.840	114.371	136.903
Tỷ lệ đạt được		%	20	30	30	30	30
Nhu cầu bổ sung		Giga Oát giờ	3.594	14.033	27.552	34.311	41.071

Nguồn: Khảo sát của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency)

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

Bảng 5.1-22: Nhu cầu Điện bổ sung từ các Cơ sở Thương mại quy mô lớn

Các cơ sở thương mại và dịch vụ		2010	2015	2020	2025	2030
Miền Bắc	Giga Oát	53,2	97,0	127,9	155,9	183,9
Tỷ lệ đạt được	%	20	30	30	30	30
bổ sung cho miền Bắc	Giga Oát	10,6	29,1	38,4	46,8	55,2
Miền Trung	Giga Oát	1,8	9,1	19,8	47,7	75,7
Tỷ lệ đạt được	%	20	30	30	30	30
bổ sung cho miền Trung	Giga Oát	0,4	2,7	5,9	14,3	22,7
Miền Nam	Giga Oát	7,8	62,4	101,3	132,6	163,9
Tỷ lệ đạt được	%	20	30	30	30	30
bổ sung cho miền Nam	Giga Oát	1,6	18,7	30,4	39,8	49,2
Tổng nhu cầu	Giga Oát	63	169	249	336	423
Tỷ lệ đạt được	%	20	30	30	30	30
Nhu cầu bổ sung	Giga Oát	13	51	75	101	127

Nguồn: Khảo sát của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency)

Bảng 5.1-23 Nhu cầu Điện bổ sung từ các Cơ sở Giao thông quy mô lớn

Các cơ sở giao thông vận tải		2010	2015	2020	2025	2030
Miền Bắc	Giga Oát	9	108	212	273	344
Tỷ lệ đạt được	%	10	10	10	20	20
bổ sung cho miền Bắc	Giga Oát	1	11	21	55	69
Miền Trung	Giga Oát	4	128	253	344	435
Tỷ lệ đạt được	%	10	10	10	20	20
bổ sung cho miền Trung	Giga Oát	0	13	25	69	87
Miền Nam	Giga Oát	37	154	896	942	988
Tỷ lệ đạt được	%	10	10	10	20	20
bổ sung cho miền Nam	Giga Oát	4	15	90	188	198
Tổng nhu cầu	Giga Oát	51	390	1.360	1.559	1.768
Tỷ lệ đạt được	%	10	10	10	20	20
Nhu cầu bổ sung	Giga Oát	5	39	136	312	354

Nguồn: Khảo sát của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency)

Bảng 5.1-24: Tổng Nhu cầu Điện bổ sung từ các Dự án quy mô lớn

		2010	2015	2020	2025	2030
Miền Bắc	Giga Oát giờ	6.107	19.249	41.974	53.359	64.752
Tỷ lệ đạt được	%	20	30	30	30	30
bổ sung cho miền Bắc	Giga Oát giờ	1.220	5.753	12.550	15.980	19.391
Miền Trung	Giga Oát giờ	410	3.709	8.672	11.205	13.739
Tỷ lệ đạt được	%	20	29	29	30	30
bổ sung cho miền Trung	Giga Oát giờ	82	1.087	2.551	3.327	4.078
Miền Nam	Giga Oát giờ	11.567	24.377	42.803	51.703	60.603
Tỷ lệ đạt được	%	20	30	30	30	30
bổ sung cho miền Nam	Giga Oát giờ	2.310	7.282	12.662	15.417	18.082
Tổng nhu cầu	Giga Oát giờ	18.084	47.335	93.449	116.266	139.094
Tỷ lệ đạt được	%	20	30	30	30	30
Nhu cầu bổ sung	Giga Oát giờ	3.612	14.122	27.763	34.724	41.551

Nguồn: Khảo sát của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency)

5.2 Nhu cầu điện trong tương lai như là kết quả của mô hình

Nhóm Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency) có trách nhiệm chuyển giao kỹ thuật trong dự án. Nhóm đã làm rõ sự khác biệt nhu cầu điện giữa phía Việt Nam và phía Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency), và nhóm đã cân nhắc trình bày sự khác biệt của những điều kiện ban đầu và phương pháp của hai bên.

5.2.1 Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường

(1) Nhu cầu điện trên cả nước

Trong trường hợp tăng trưởng bình thường, độ co giãn điện ở mức cao hiện tại trên tổng sản phẩm quốc nội (GDP-Gross Domestic Product) (2,1 trong năm 2010) dự kiến sẽ giảm dần đến 1,6 vào năm 2015, 1,4 vào năm 2020 và 1,0 trong năm 2030, và độ co giãn sẽ ổn định ở mức trung bình được quan sát ở các nước láng giềng sau năm 2020

Các nhu cầu điện năng từ mô hình Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency) được dự báo ở 88 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) năm 2010, 156 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) vào năm 2015, và 263 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) vào năm 2020 và 580 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) vào năm 2030. Các mức tăng trưởng dự kiến là 12,2% trong giai đoạn 2010-2015, 10,9% trong giai đoạn 2015-2020 và 8,5% trong giai đoạn 2020-2025.

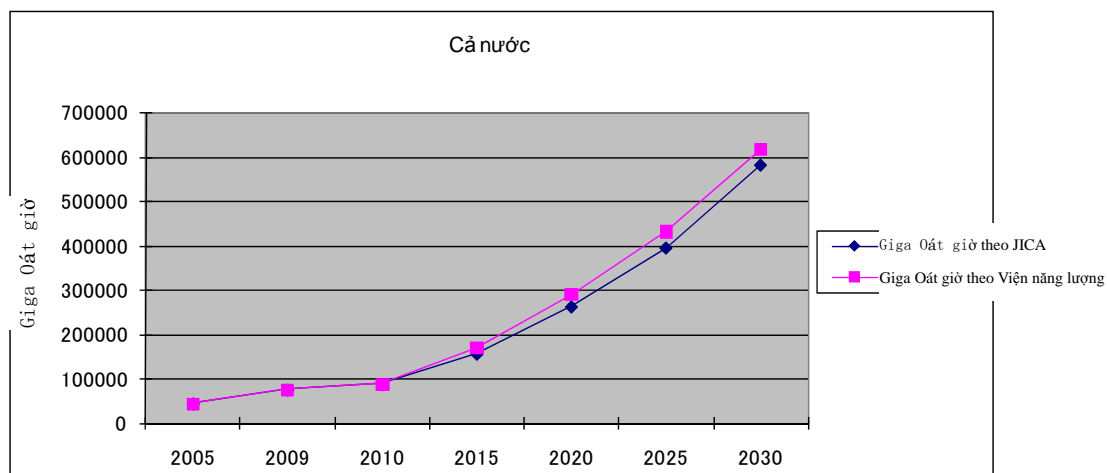
Nhu cầu điện bổ sung từ những dự án quy mô lớn chiếm 4,1% tổng nhu cầu trong năm 2010, 9,0% vào năm 2015, 11,1% vào năm 2020 và 7,2% vào năm 2030.

Về việc so sánh giữa Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency) và Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy), dự báo của Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy), nhu cầu điện sẽ là 170 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) vào năm 2015, và cao hơn 8% so với dự báo của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency) trong năm đó, 290 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) vào năm 2020, và cao hơn 9% so với dự báo của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency) trong năm đó.

Trong Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6), các dự báo mô hình của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency) là 257 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) vào

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

năm 2020, trong khi đó dự báo của Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) là 292 Tera Oát giờ (TW-*Tera Watt Hour*), và tốc độ tăng trưởng bình quân tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*) giai đoạn từ năm 2010 đến năm 2020 sẽ là 8,5%.



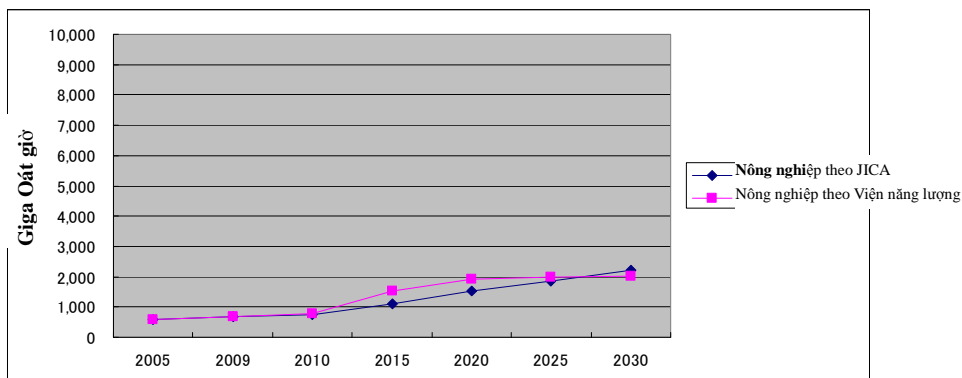
Hình 5.2-1: Triển vọng nhu cầu điện cả nước trong trường hợp tăng trưởng bình thường

Bảng 5.2-1: So sánh của Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy) với Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency) và Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6) với Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7) trong năm 2020

	IE	JICA (bao gồm Dự án quy mô lớn)	JICA (không bao gồm Dự án quy mô lớn)	Tổng sản phẩm quốc nội (GDP - <i>Gross Domestic Product</i>) growth rate (2010-2020)
Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6)	292 Tera Oát giờ (TWh - <i>Tera Watt Hour</i>)	283 Tera Oát giờ (TWh - <i>Tera Watt Hour</i>)	257 Tera Oát giờ (TWh - <i>Tera Watt Hour</i>)	8,5%
Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7)	290 Tera Oát giờ (TWh - <i>Tera Watt Hour</i>)	263 Tera Oát giờ (TWh - <i>Tera Watt Hour</i>)	233 Tera Oát giờ (TWh - <i>Tera Watt Hour</i>)	7,7%

(2) Nông nghiệp

Tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện trong ngành nông nghiệp cao hơn so với các nguồn năng lượng khác. Tỷ lệ sử dụng điện của ngành nông nghiệp sẽ tăng dần từ 10,5% năm 2010 lên 15,5% vào năm 2020 một cách ngẫu nhiên

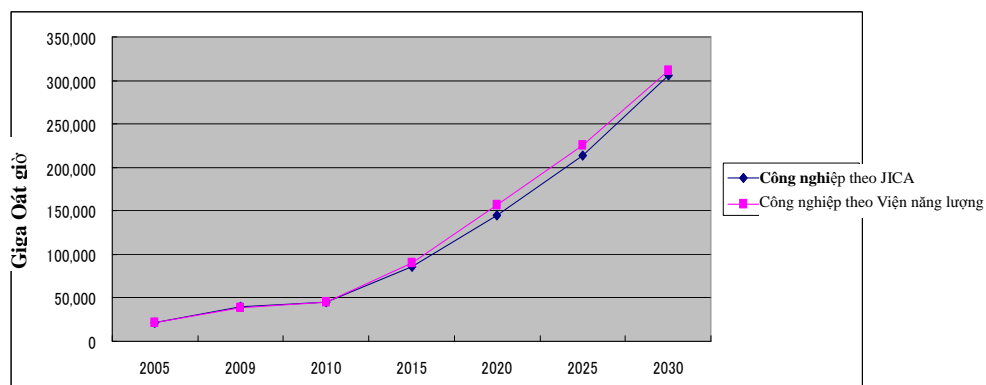


Hình 5.2-2: Nhu cầu Điện năng của Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy) và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency) trong ngành Nông nghiệp

(3) Công nghiệp

Ngành công nghiệp là ngành chính dẫn đầu nền kinh tế Việt Nam trong tương lai, và nhu cầu điện năng của ngành này sẽ tăng trưởng cao nhất trong các ngành. Trong khi đó tốc độ tăng trưởng của nhu cầu điện năng nói chung cao. Có một khả năng là nhu cầu khí tự nhiên có thể tăng lên, một khi cơ sở hạ tầng khí như đường ống dẫn và mạng lưới phân phối được phát triển, thay thế các nhu cầu về than đá, sản phẩm dầu khí và điện.

Trong nghiên cứu này, nhu cầu khí trong ngành công nghiệp chiếm một phần nhỏ. Nó có thể được ước tính khí nào được sử dụng trong hầu hết các nhà máy sau năm 2020.

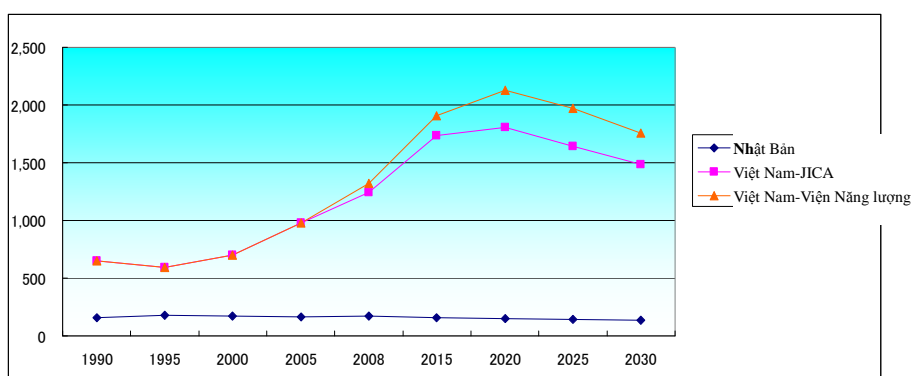


Hình 5.2-3: Nhu cầu Điện năng của Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy) và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA - The Japan International Cooperation Agency) trong Ngành Công nghiệp

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

Mức tiêu tốn điện năng trong tương lai cho tổng sản phẩm quốc nội (GDP-Gross Domestic Product) công nghiệp sẽ tăng lên do sự chuyển giao công nghệ cao, tăng đầu tư và thiết bị vào ngành này. Tuy nhiên sau năm 2020, trọng tâm sẽ chuyển sang một xu hướng giảm do hiệu quả và tiết kiệm năng lượng (EE&C-Energy efficiency and conservation).

Mức tiêu tốn điện năng trong ngành công nghiệp ở Việt Nam lớn hơn 10 lần mức tiêu tốn điện năng trong ngành công nghiệp ở Nhật Bản. Điều này có nghĩa rằng điện sử dụng trong ngành công nghiệp ở Việt Nam ít hiệu quả hơn tại Nhật Bản. Có những vấn đề về việc chuyển đổi tiền tệ từ Đồng Việt Nam với Đôla Mỹ (USD-United State dollar). Khi Tổng sản phẩm quốc nội (GDP-Gross Domestic Product) Việt Nam được chuyển đổi thành Đôla Mỹ (USD-United State dollar) bằng cách sử dụng tỷ giá hối đoái Bình giá Mãi lực (PPP-Purchasing per Parity), (Trong năm 2008, việc trao đổi Bình giá Mãi lực (PPP-Purchasing per Parity) tỷ lệ: 1 USD = 6.150 Việt Nam Đồng, tỷ giá thị trường: 1 Đôla Mỹ (USD-United State dollar) = 16.150 Việt Nam Đồng (VND-Vietnam Dong), Căn cứ vào tỷ giá hối đoái Bình giá Mãi lực (PPP-Purchasing per Parity), mức tiêu tốn điện năng trong ngành công nghiệp là 1/3 so với tổng sản phẩm quốc nội (GDP-Gross Domestic Product) chuyển đổi theo tỷ giá thị trường). Mức tiêu tốn điện năng trong ngành công nghiệp theo Bình giá Mãi lực (PPP-Purchasing per Parity) không phải gấp 10 lần Nhật Bản, mà là gấp 4 đến 5 lần Nhật Bản.

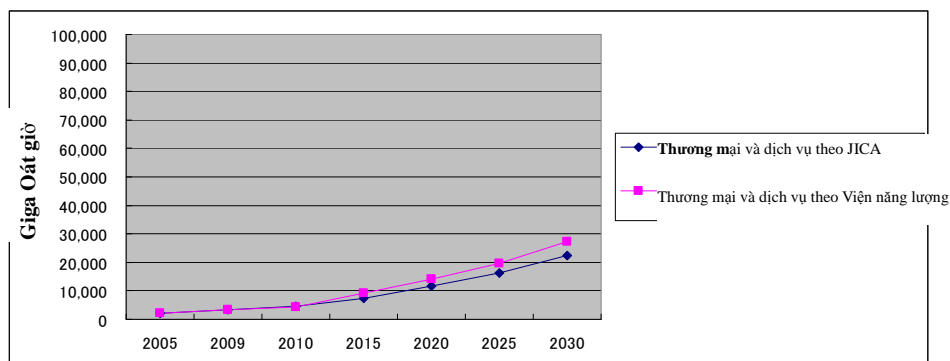


Hình 5.2-4: Các mức tiêu tốn điện năng của Ngành Công nghiệp

(4) Thương mại

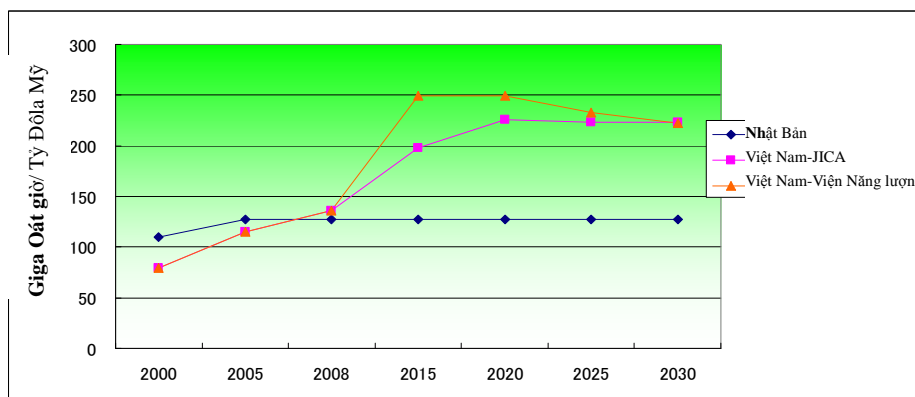
Tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện năng trong ngành thương mại là cao nhất trong các nguồn năng lượng cuối cùng. Một đặc tính cụ thể của ngành thương mại là tỷ lệ sử dụng điện tăng từ 20% năm 2010 lên 30% vào năm 2020.

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)



Hình 5.2-5: Các mức tiêu tốn điện năng của Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy) và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency) trong Ngành Thương mại

Mức tiêu tốn điện năng của ngành thương mại và dịch vụ bằng khoảng hai lần so với Nhật Bản. Khi tổng sản phẩm quốc nội (GDP-Gross Domestic Product) Việt Nam được chuyển đổi với tỷ giá Bình giá Mãi lực (PPP-Purchasing per Parity), mức tiêu tốn điện năng trở thành một nửa của Nhật Bản. Xét về tương lai của nền kinh tế Việt Nam, đó là mức phù hợp cho mức tiêu tốn điện năng chuyển đổi sang tỷ giá hối đoái Bình giá Mãi lực (PPP-Purchasing per Parity).



Hình 5.2-6: Các mức tiêu tốn điện năng của Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy) và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA - The Japan International Cooperation Agency) trong Ngành Thương mại

(5) Khu dân cư

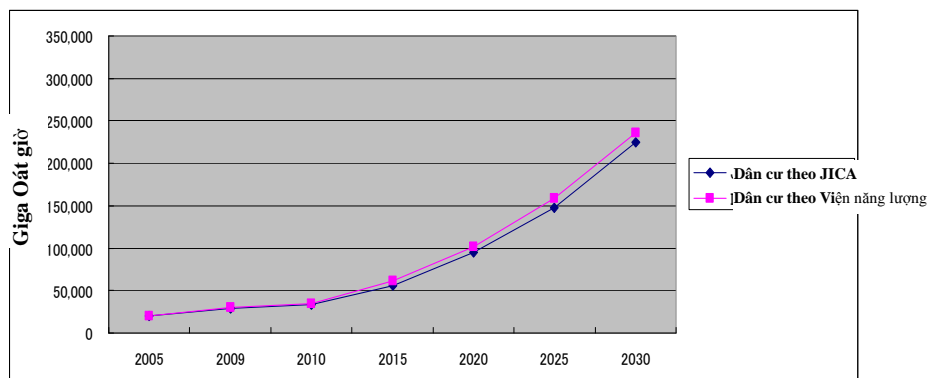
Trong khu dân cư, nhu cầu điện năng trong tương lai được dự báo bằng các phương pháp sau đây.

- (a) Thông thường nhu cầu năng lượng trong khu dân cư tăng 2% mỗi năm ở nhiều nước. (Ở các nước mới nổi và đang phát triển)
- (b) Các nguồn năng lượng tái tạo như gỗ và than có tỷ trọng 80% trong tiêu thụ năng lượng của khu dân cư. Và đô thị hóa được tăng cường trong cả nước (tỷ lệ tăng dân số của cả nước ước tính khoảng 1% trong tương lai, tuy nhiên dân số trong khu vực đô thị ước tính khoảng 2%).
- (c) Có khả năng các năng lượng đốt cháy có khả năng tái tạo như gỗ và than sẽ bị giảm bởi sự đô thị hóa và quy định của chính phủ.
- (d) Khi xem xét việc thay thế các nguồn năng lượng tái tạo ở trên thì điện, khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG-*Liquefied Petroleum Gas*) và khí tự nhiên được xem là những lựa chọn thay thế. Tuy nhiên không có kế hoạch cung cấp khí đốt tự nhiên cho khu dân cư hiện tại ở Việt Nam.
- (e) Năng lượng thương mại hiện đang được sử dụng trong khu dân cư chủ yếu là bán than, điện, và khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG-*Liquefied Petroleum Gas*). Người ta ước tính các nguồn năng lượng như năng lượng thương mại tăng lên trong khu dân cư trong tương lai.
- (f) Dưới sự xem xét ở trên, các giả định sau đây được áp dụng như các biến ngoại sinh trong mô hình Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-*The Japan International Cooperation Agency*).
 - Năng lượng tiêu thụ trong khu dân cư sẽ tăng lên 2% trong 20 năm tới.
 - Tiêu thụ gỗ, than sẽ giảm.
 - Tỷ lệ sử dụng điện sẽ được tăng lên trong ngành này. (tỉ lệ điện = điện / toàn bộ năng lượng).
 - Tỷ lệ tiêu thụ năng lượng khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG-*Liquefied Petroleum Gas*) trong năng lượng hóa thạch sẽ được tăng lên
- (g) Theo giả thiết trên, nhu cầu điện trong khu dân cư sẽ tăng lên tới 10,8% / năm từ năm 2010 đến năm 2020.

Khu dân cư dùng rất nhiều gỗ và năng lượng than. Tuy nhiên, các nguồn năng lượng sẽ giảm theo chính sách của Chính phủ, và gỗ, than sẽ được thay thế bằng khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG-*Liquefied Petroleum Gas*) và điện. Theo mô hình, nhu cầu điện trong khu dân cư được dự báo ở mức 11% / năm. Tỷ lệ sử dụng điện trong khu dân cư đã tăng lên.

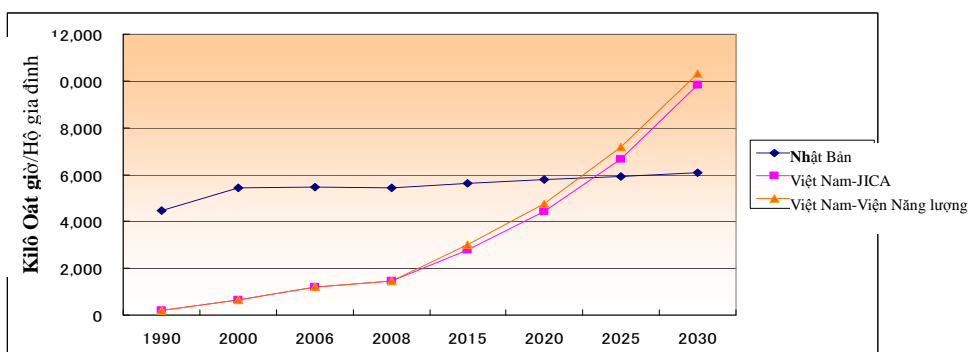
Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

Khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG-*Liquefied Petroleum Gas*) được sử dụng trong các ngành công nghiệp, thương mại và khu vực dân cư. Trong 5 năm qua, tốc độ tăng trưởng đã tăng vọt (khoảng 30%/năm). Trong tương lai, nhu cầu khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG-*Liquefied Petroleum Gas*) sẽ tăng trong ba ngành.



Hình 5.2-7: Nhu cầu Điện năng của Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA - *The Japan International Cooperation Agency*) trong Khu dân cư

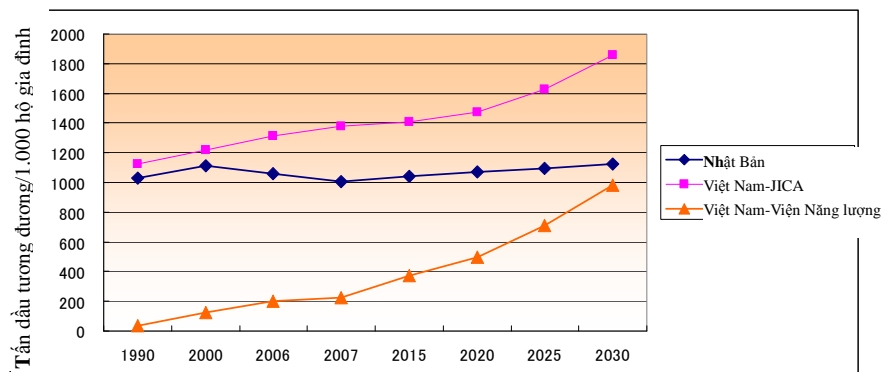
Nhu cầu điện cho mỗi hộ gia đình ở Việt Nam bằng một phần ba nhu cầu điện cho mỗi hộ gia đình của Nhật Bản trong năm 2008. Hơn nữa, nhu cầu điện cho mỗi hộ gia đình đạt 80% vào năm 2008. Tuy nhiên các hộ gia đình ở Nhật Bản sử dụng không chỉ điện mà còn khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG-*Liquefied Petroleum Gas*) và khí tự nhiên. Khi so nhu cầu sử dụng điện trên mỗi hộ gia đình giữa hai nước, chúng ta không thể nói rằng con số này luôn luôn đúng.



Hình 5.2-8: Mức tiêu tốn Điện năng của Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA - *The Japan International Cooperation Agency*) trong Khu dân cư

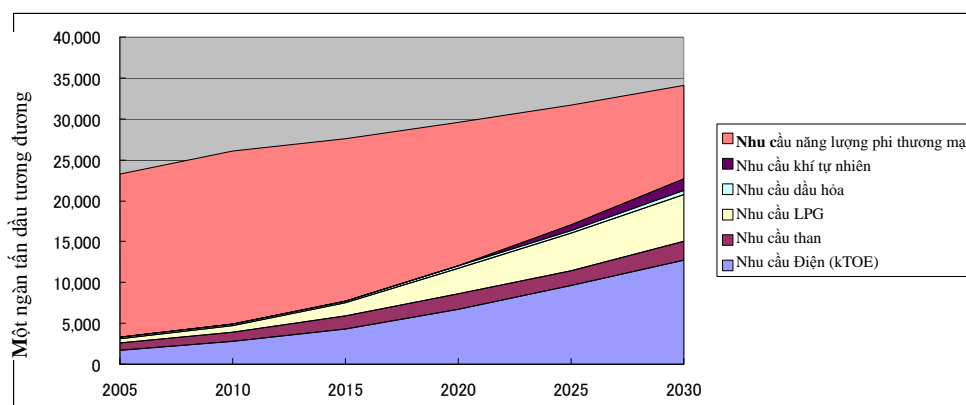
Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

Hình sau đây là tiêu thụ năng lượng cuối cùng cho mỗi hộ gia đình trong khu dân cư. Tỷ lệ tiêu thụ năng lượng bao gồm cả gỗ và than trên mỗi hộ gia đình sẽ là 1,4 lần so với tỷ lệ tiêu thụ năng lượng của Nhật Bản trong năm 2020. Bởi vì hiệu quả nhiệt của gỗ và than ước tính khoảng một nửa số năng lượng được sử dụng trong các doanh nghiệp thương mại, tiêu thụ năng lượng cuối cùng cho mỗi hộ gia đình ở Việt Nam gần như sẽ bằng của Nhật Bản vào năm 2020.



Hình 5.2-9: Mức tiêu tốn năng lượng của Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy) và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA - The Japan International Cooperation Agency) trong Khu dân cư

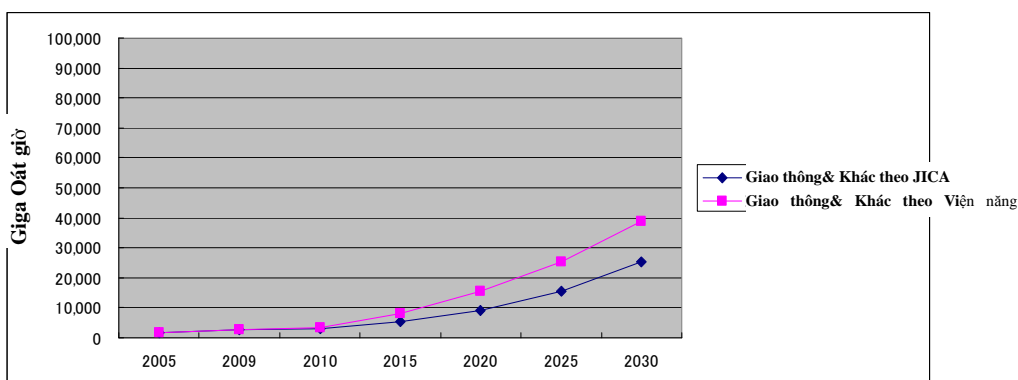
Nhu cầu năng lượng cuối cùng khu vực dân cư tăng lên từ 2% đến 3% / năm trong điều kiện tốc độ tăng trưởng dân số và hộ gia đình ít hơn 1% / năm. Đó là lý do tại sao các công ty có thu nhập tăng đã tăng tỷ lệ tiêu thụ năng lượng. Dự báo tốc độ tăng trưởng tiêu thụ năng lượng cuối cùng trong khu vực dân cư đạt 1,3% trong giai đoạn từ năm 2010 đến năm 2020. Đây là tổng tỷ lệ tăng trưởng của việc giảm tiêu thụ gỗ và than củi và tăng khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG-Liquefied Petroleum Gas) và tiêu thụ điện.



Hình 5.2-10: Nhu cầu năng lượng trong khu dân cư

(6) Giao thông và các ngành khác

Tốc độ tăng trưởng của dầu diesel là cao nhất trong mức tiêu thụ năng lượng ngành giao thông vận tải, trong đó tốc độ tăng trưởng của xăng là khá cao vì đang được bù đắp bởi sự gia tăng của xe khách và đạt đỉnh của xe gắn máy. Trong khi nhu cầu điện có thể phản ánh sự gia tăng trong việc xây dựng tàu điện ngầm ở thành phố Hồ Chí Minh và Hà Nội trong tương lai, nhu cầu năng lượng của các ngành khác sẽ tăng với độ co giãn là 1,2 theo tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*).

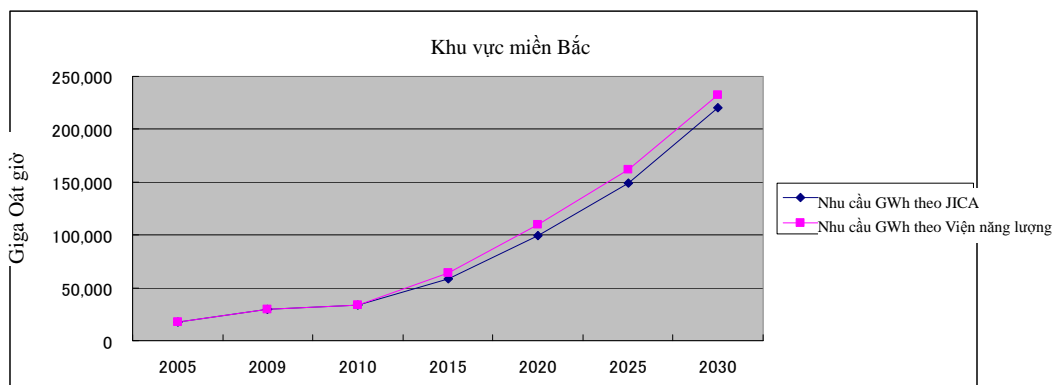


Hình 5.2-11: Nhu cầu Điện năng của Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA - *The Japan International Cooperation Agency*) trong Các Ngành khác

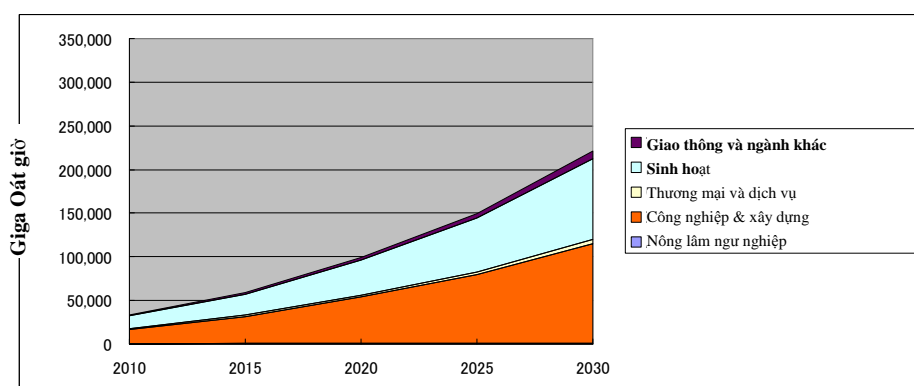
(7) Nhu cầu điện tại khu vực miền Bắc

Nhu cầu điện tại các tỉnh miền Bắc đạt được khoảng từ 80% đến 95% nhu cầu dự báo trong Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-*Power Development Plan No6*). Do tác động của cuộc khủng hoảng tài chính thế giới, việc lắp đầy các khu công nghiệp đang thấp hơn mong đợi. Tuy nhiên, một số tỉnh như Hải Phòng, Hải Dương đã bằng dự báo, thậm chí tỉnh Ninh Bình phát triển nhanh hơn dự báo. Trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 6) (PDP7-*Power Development Plan No7*), có thể xem xét tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện trong khu vực phía Bắc thấp hơn một chút so với tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện trong nước

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)



Hình 5.2-12: Nhu cầu điện tại khu vực miền Bắc

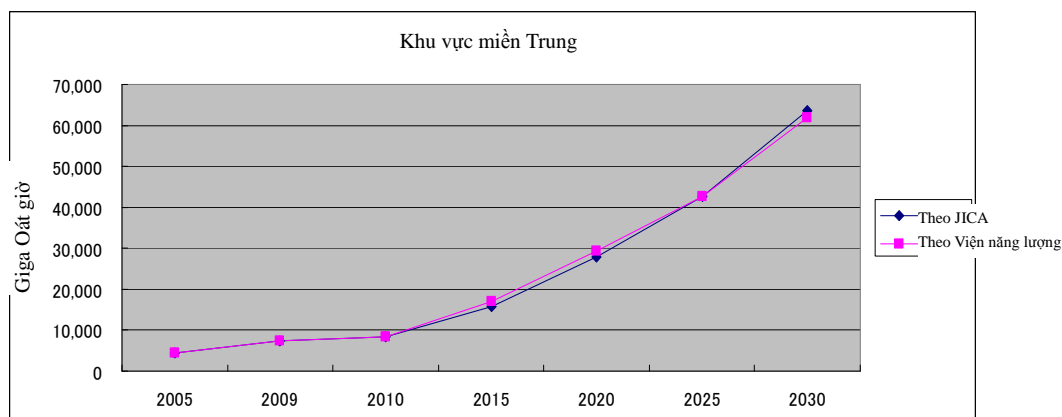


Hình 5.2-13: Nhu cầu điện theo Ngành tại khu vực miền Bắc

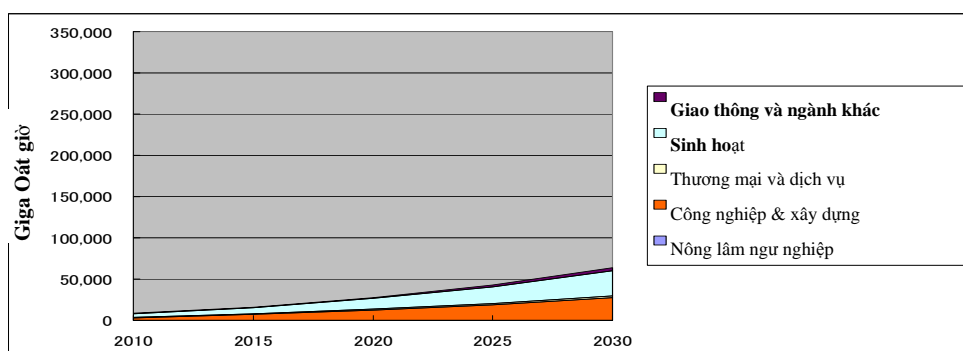
(8) Nhu cầu điện tại khu vực miền Trung

Một số địa phương đã hình thành trung tâm công nghiệp và thương mại, khách sạn và khu nghỉ mát dọc theo biển. Tuy nhiên, do cuộc khủng hoảng tài chính thế giới gần đây, có ít nhà đầu tư hơn so với kế hoạch trước khi cuộc khủng hoảng bắt đầu. Phần còn lại chưa được thực hiện, và cơ sở hạ tầng tại các khu kinh tế, khu công nghiệp cũng chưa được hoàn thiện, do đó nhu cầu điện không quá cao trong thời gian Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-*Power Development Plan No6*). Tuy nhiên, trong 10 năm tới, dự kiến nhu cầu điện trong khu vực miền Trung sẽ tăng đáng kể do thực tế nhu cầu điện khu vực miền Trung như vậy là quá thấp so với các khu vực khác.

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)



Hình 5.2-14: Nhu cầu điện tại khu vực miền Trung

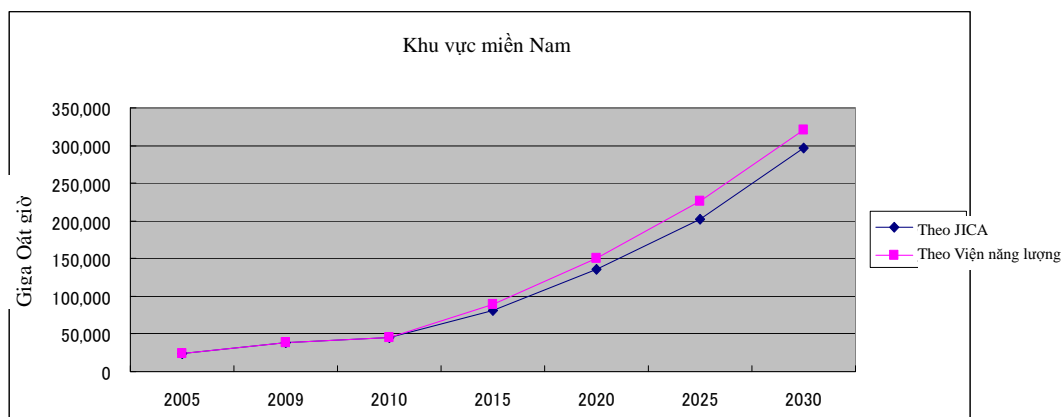


Hình 5.2-15: Nhu cầu điện theo Ngành tại khu vực miền Trung

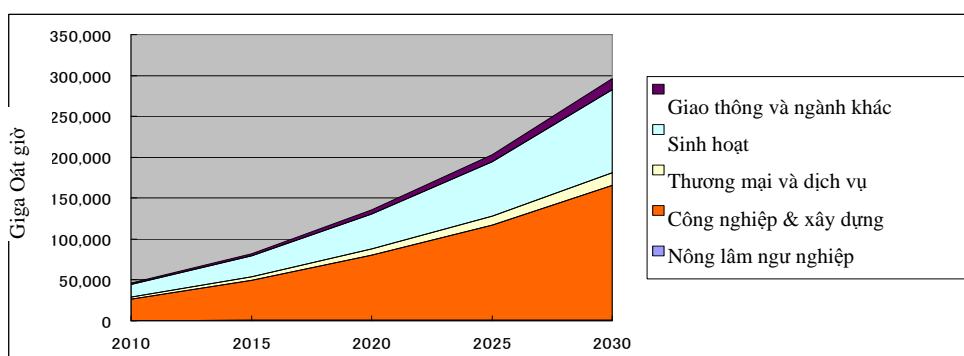
(9) Nhu cầu điện tại khu vực miền Nam

Nhu cầu điện ở các tỉnh phía Nam đã tăng mạnh, một số tỉnh trong khu vực có tốc độ tăng trưởng cao như TP Hồ Chí Minh (12%), Đồng Nai (19%), Long An (20%), Vũng Tàu (21%) và Bình Dương (37%) trong giai đoạn từ năm 2001 đến năm 2005. Trong Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6), dự kiến các tỉnh sẽ đạt được tốc độ tăng trưởng điện cao giai đoạn từ năm 2006 đến năm 2010, bởi vì, như khu vực phía Nam đã có nhiều kế hoạch khu công nghiệp, nhu cầu năng lượng bổ sung được dự kiến trong Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6). Do ảnh hưởng của cuộc khủng hoảng tài chính thế giới, nhiều dự án đã ngừng hoặc trì hoãn. Vì vậy tăng trưởng điện được hạ thấp hơn dự kiến trong Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-Power Development Plan No6). Tuy nhiên, trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7), dự kiến nhu cầu điện trong khu vực miền Nam sẽ tăng gần như bằng với tốc độ tăng trưởng trung bình trong cả nước

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)



Hình 5.2-16: Nhu cầu điện tại khu vực miền Nam



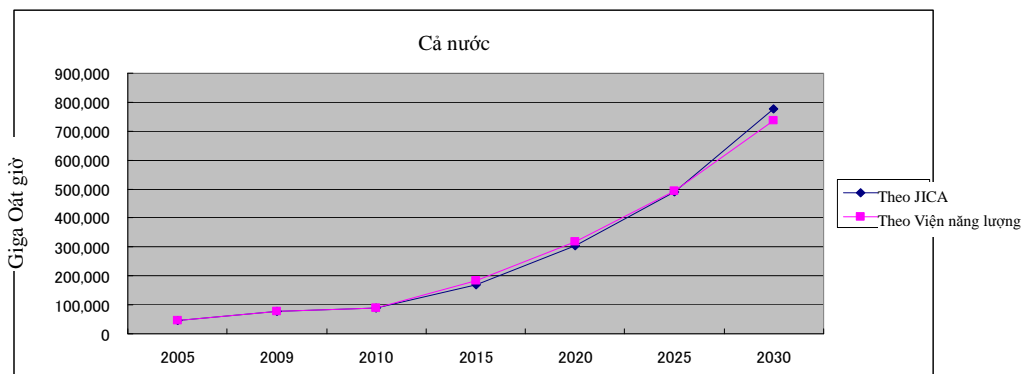
Hình 5.2-17: Nhu cầu điện theo Ngành tại khu vực miền Nam

5.2.2 Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng cao

Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng cao thì tác động đáng kể trong tất cả các ngành như công nghiệp, thương mại và sinh hoạt. Tuy nhiên, câu hỏi đặt ra là liệu tỷ lệ tăng trưởng tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*) cao như hiện tại sẽ tiếp tục một thời gian dài là 20 năm. Có khả năng là bảo tồn năng lượng có thể phát triển nhanh hơn so với ước tính. Khi có bất cứ hiện tượng tăng trưởng kinh tế cao như vậy được phát hiện, các chính sách đối phó phải được thúc đẩy nhanh chóng. Nhu cầu điện tăng lên 3,5 lần từ năm 2010 đến năm 2020. (3,0 lần trong trường hợp tăng trưởng bình thường). Khi trường hợp tăng trưởng cao nhất được tính toán cho một tốc độ tăng trưởng kinh tế rất cao, kết quả có thể chỉ ra một số tiêu chuẩn trong các quan điểm của chính sách cung cấp năng lượng.

(1) Nhu cầu điện trên cả nước

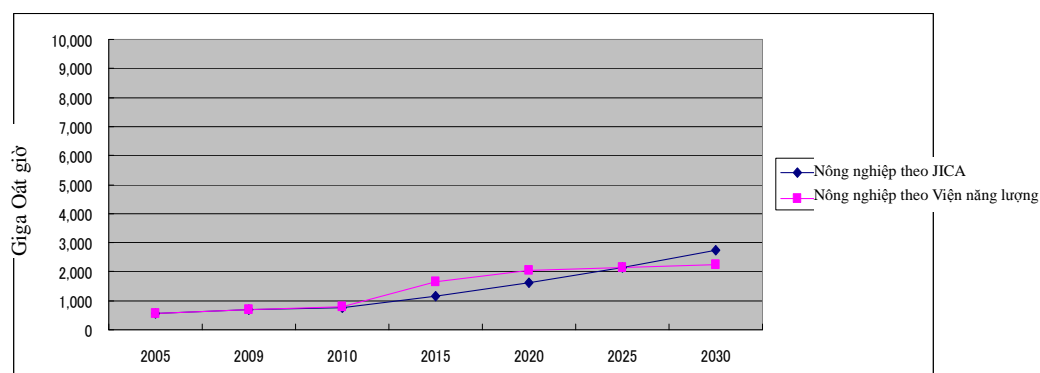
Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường năm 2020 sẽ đạt 262 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour), trường hợp tăng trưởng cao sẽ được 305 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour), cao hơn 16 % so với nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường.



Hình 5.2-18: Nhu cầu điện trên cả nước

(2) Nhu cầu điện năng trong ngành nông nghiệp

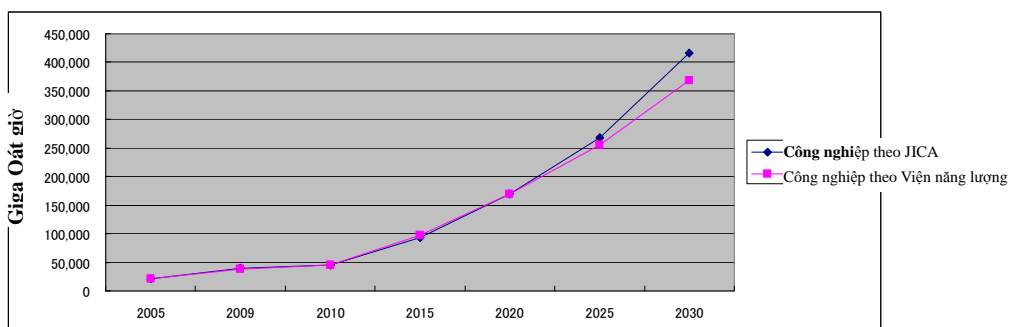
Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường năm 2020 sẽ là 1,5 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) (1.534 Giga Oát giờ (GWh-Giga Watt Hour)) và 1,6 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) (1.626 Giga Oát giờ (GWh-Giga Watt Hour)) trong trường hợp tăng trưởng cao, tức là cao hơn trường hợp tăng trưởng bình thường 6%.



Hình 5.2-19: Nhu cầu Điện năng trong Ngành Nông nghiệp

(3) Nhu cầu điện năng trong ngành công nghiệp

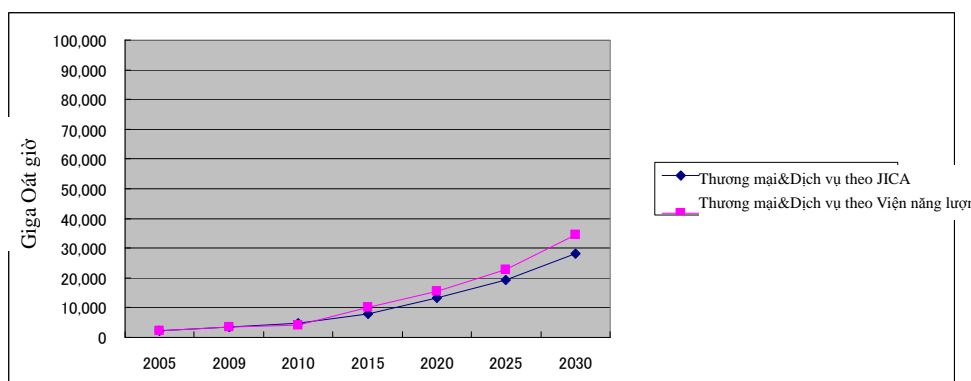
Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường năm 2020 sẽ là 145 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) và 169 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) trong trường hợp tăng trưởng cao tức là cao hơn 17% so với nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường.



Hình 5.2-20: Nhu cầu Điện năng trong Ngành Công nghiệp

(4) Nhu cầu điện năng trong ngành thương mại

Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường năm 2020 sẽ là 11,7 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) và 13,3 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) trong trường hợp tăng trưởng cao, tức là cao hơn 14% so với nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường.



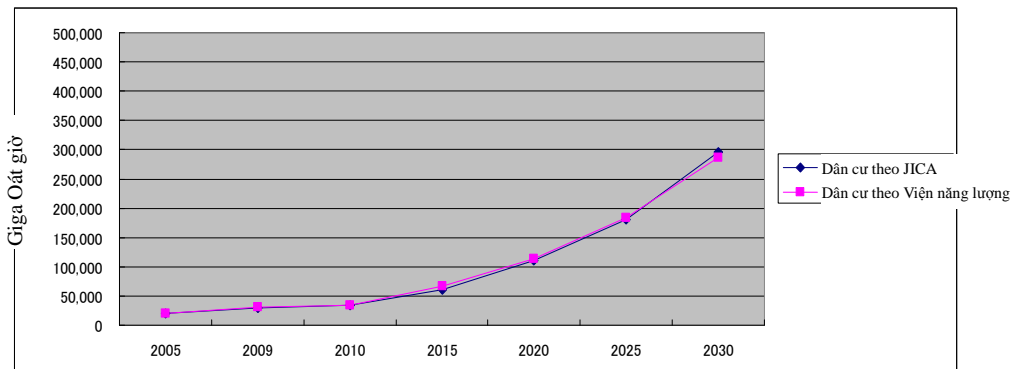
Hình 5.2-21: Nhu cầu Điện năng trong Ngành Thương mại

(5) Nhu cầu điện năng trong khu dân cư

Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường năm 2020 sẽ là 95,0 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) và 110,2 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) trong

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

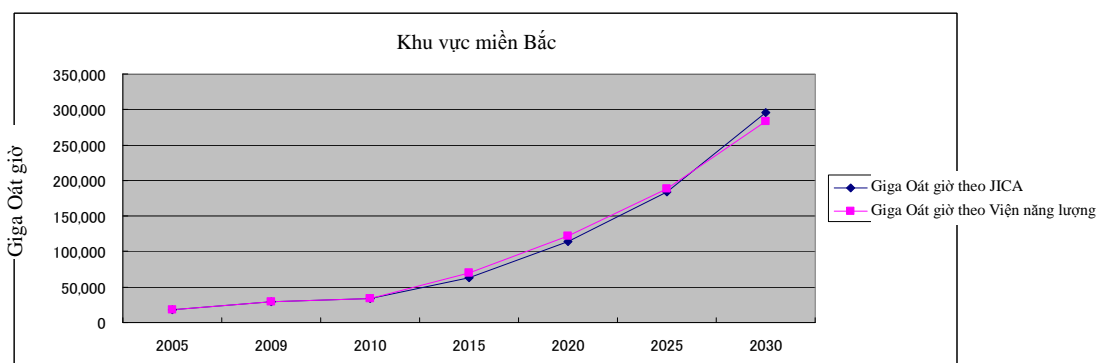
trường hợp tăng trưởng cao, tức là cao hơn 16% so với nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường.



Hình 5.2-22: Nhu cầu Điện năng trong Khu dân cư

(6) Nhu cầu điện tại khu vực miền Bắc

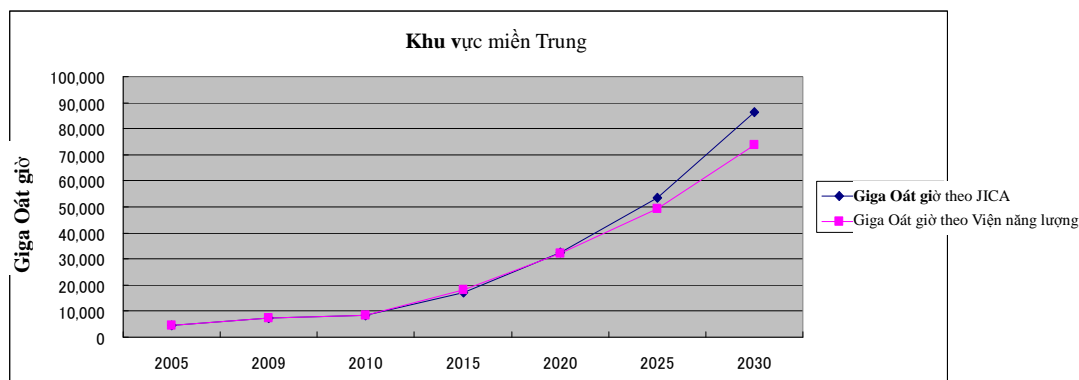
Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường năm 2020 sẽ là 99,3 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) và 114,5 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) trong trường hợp tăng trưởng cao, tức là cao hơn 15% so với nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường.



Hình 5.2-23: Nhu cầu điện tại khu vực miền Bắc

(7) Nhu cầu điện tại khu vực miền Trung

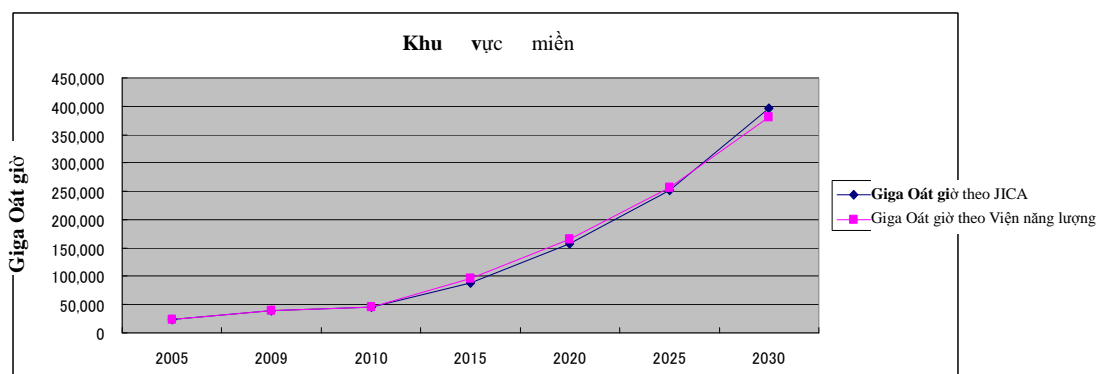
Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường năm 2020 sẽ là 27,8 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) và 32,75 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) trong trường hợp tăng trưởng cao, tức là cao hơn 18% so với nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường.



Hình 5.2-24: Nhu cầu điện tại khu vực miền Trung

(8) Nhu cầu điện tại khu vực miền Nam

Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường năm 2020 sẽ là 135,5 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) và 157,7 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) trong trường hợp tăng trưởng cao, tức là cao hơn 16% so với nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường.



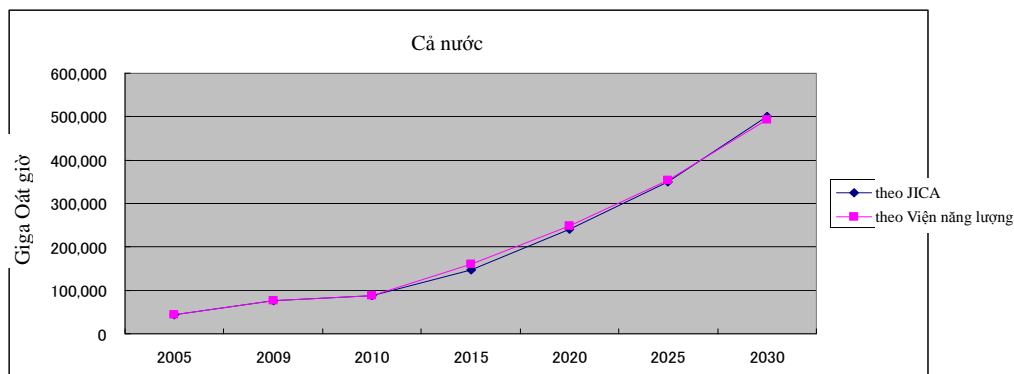
Hình 5.2-25: Nhu cầu điện tại khu vực miền Nam

5.2.3 Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng thấp

Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng thấp gấp 2,7 lần từ năm 2010 đến năm 2020 (3,0 lần trong trường hợp tăng trưởng bình thường). Nhu cầu điện sẽ tăng lên khoảng 90 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) trong năm 2010, lên đến 240 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) vào năm 2020. Xác suất xảy ra điều này gia tăng do sự xuất hiện các cuộc khủng hoảng ngân sách chính phủ, đặc biệt là trong Ủy ban Châu Âu (EU-European Union) sau cuộc khủng hoảng tài chính thế giới. Trong thời gian đó, điều quan trọng là tránh đầu tư quá mức và phải trì hoãn xây dựng cơ sở hạ tầng.

(1) Nhu cầu điện trên cả nước

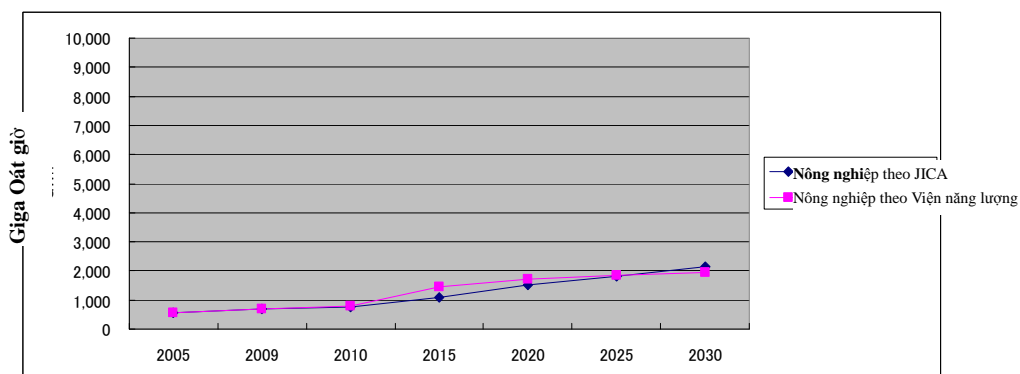
Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường năm 2020 sẽ là 262 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) và trong trường hợp tăng trưởng thấp là 240 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) tức là thấp hơn 8% so với nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường năm 2020.



Hình 5.2-26: Nhu cầu điện trên cả nước

(2) Nhu cầu điện năng trong ngành nông nghiệp

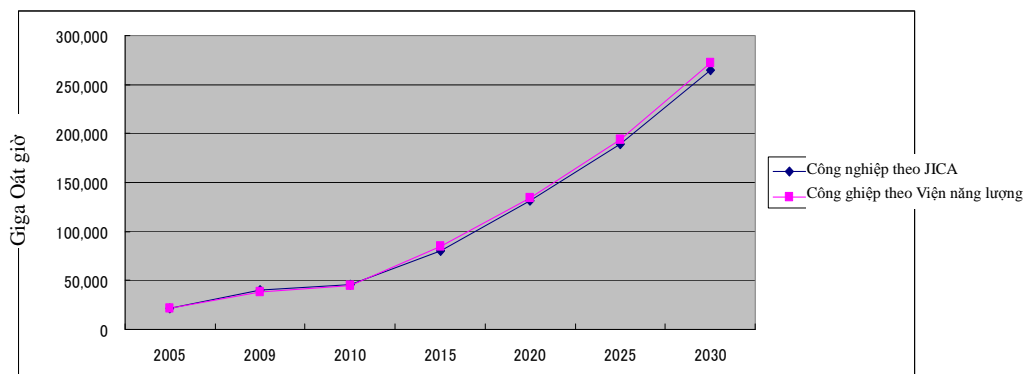
Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường năm 2020 sẽ là 1,5 Tere Oát giờ ((TWh-Tera Watt Hour) (1.534 Giga Oát giờ (GWh-Giga Watt Hour)) và trong trường hợp tăng trưởng thấp là 1,5 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) (1.515 Giga Oát giờ (GWh-Giga Watt Hour)) tức là thấp hơn 1% so với nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường năm 2020.



Hình 5.2-27: Nhu cầu Điện năng trong Ngành Nông nghiệp

(3) Nhu cầu điện năng trong ngành công nghiệp

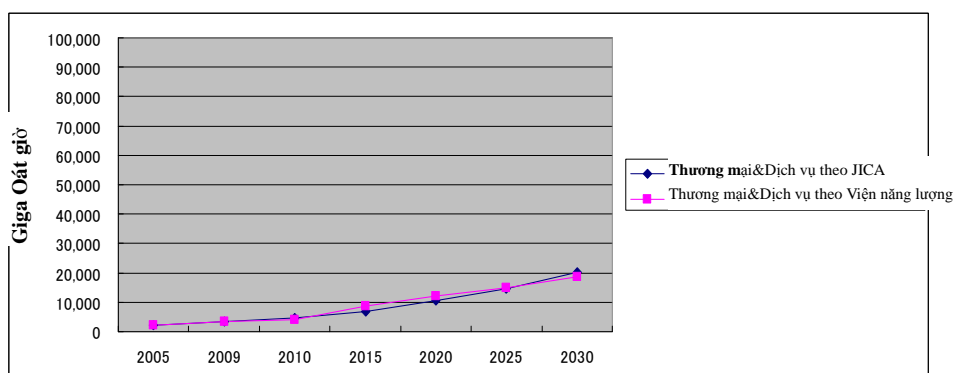
Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường năm 2020 sẽ là 145 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) và trong trường hợp tăng trưởng thấp là 132 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) tức là thấp hơn 9% so với nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường năm 2020.



Hình 5.2-28: Nhu cầu Điện năng trong Ngành Công nghiệp

(4) Nhu cầu điện năng trong ngành thương mại

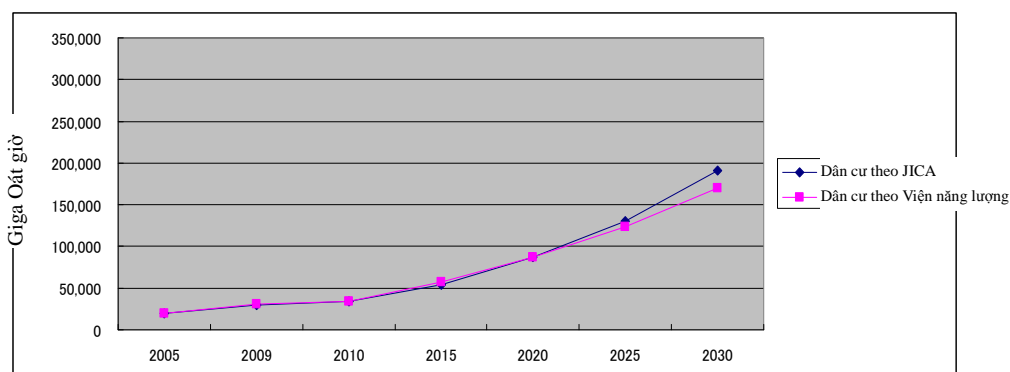
Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường năm 2020 sẽ là 11,7 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) và trong trường hợp tăng trưởng thấp là 10,6 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) tức là thấp hơn 9% so với nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường năm 2020.



Hình 5.2-29: Nhu cầu Điện năng trong Ngành Thương mại

(5) Nhu cầu điện năng trong khu dân cư

Nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường năm 2020 sẽ là 94,5 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) và trong trường hợp tăng trưởng thấp là 87,2 Tera Oát giờ (TWh-Tera Watt Hour) tức là thấp hơn 8% so với nhu cầu điện trong trường hợp tăng trưởng bình thường năm 2020.



Hình 5.2-30: Nhu cầu Điện năng trong Khu dân cư

5.2.4 Nhu cầu điện năng tối đa

Bảng sau đây trình bày nhu cầu điện năng tối đa thực tế dựa trên dữ liệu từ Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy). (Đơn vị là Mega Oát (MW-Mega Watt)).

Bảng 5.2-2: Nhu cầu điện năng tối đa

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Nhu cầu điện tối đa (MW)	3177	3595	3875	4329	4890	5655	6552
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Nhu cầu điện tối thiểu(MW)	7408	8.283	9.255	10.187	11.286	12.636	13.867

Dự báo nhu cầu điện năng tối đa như sau. (Đơn vị là Giga Oát giờ (GWh-Giga Watt Hour))

Bảng 5.2-3: Dự báo nhu cầu điện năng tối đa

	2010	2015	2020	2025	2030
Dự báo Nhu cầu điện tối đa bởi IE (GW)	16	31	52	77	110
Dự báo Nhu cầu điện tối đa bởi Nhóm trợ giúp kỹ thuật (GW)	18	29	47	71	104

5.2.5 Danh sách tóm tắt nhu cầu điện và năng lượng

(1) Điện và năng lượng theo ngành

Bảng 5.2-4: Trường hợp tăng trưởng bình thường: Điện và năng lượng theo ngành

Trường hợp tăng trưởng bình thường	#	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030/10	2030/20
Nhu cầu Điện												
(1) Nông nghiệp	#	661	764	828	894	963	1.034	1.108	1.534	1.845	2.200	3.7
(2) Công nghiệp	#	38.504	45.551	54.160	61.564	69.624	78.409	86.273	145.140	213.342	306.293	7.8
(3) Thương mại & Dịch vụ	#	3.512	4.621	5.101	5.612	6.162	6.755	7.370	11.718	16.165	22.323	9.8
(4) Sinh hoạt	#	30.532	33.944	37.571	41.587	46.032	50.954	56.288	94.971	147.807	224.588	6.7
(5) Các lĩnh vực khác	#	2.837	3.137	3.461	3.815	4.268	4.764	5.303	9.183	15.520	25.391	10.8
Tổng cộng	#	76.046	88.017	101.121	113.473	127.050	141.917	156.341	262.545	394.678	580.795	11.3
Tỷ lệ đóng góp	%	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.5	0.4	8.3
(1) Nông nghiệp	%	51.5	52.6	54.4	55.0	55.6	56.0	55.9	55.9	54.5	53.1	
(2) Công nghiệp	%	8.3	8.8	8.5	8.3	8.2	8.1	8.1	8.0	8.0	8.2	
(3) Thương mại & Dịch vụ	%	40.1	38.6	37.2	36.6	36.2	35.9	36.0	36.2	37.4	38.7	
(4) Sinh hoạt	%	3.7	3.6	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.5	3.9	4.4	
(5) Các lĩnh vực khác	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
Tổng cộng	#	1.9	2.1	2.1	2.1	2.0	1.8	1.6	1.4	1.0	1.0	1.0
Độ co dãn cho GDP	#	87	88	89	90	91	92	93	97	99	102	0.5
Các chỉ tiêu												
Dân số	#	68.997	73.827	79.334	85.253	91.613	98.447	105.791	155.442	230.092	340.592	7.7
GDP trên Đô la Mỹ giá năm 2005	#	792	838	892	949	1.009	1.074	1.143	1.606	2.316	3.339	6.7
GDP/người	#	873	999	1.136	1.263	1.400	1.548	1.689	2.713	3.972	5.694	10.5
Nhu cầu Điện trên đầu người	#	1.10	1.19	1.27	1.33	1.39	1.44	1.48	1.69	1.72	1.71	3.5
Nhu cầu Điện trên GDP	#	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030/10	2030/20
(1) Nông nghiệp	#	598	628	643	664	685	707	729	848	951	1.049	3.0
(2) Công nghiệp	#	13.486	14.682	16.373	18.042	19.860	21.927	23.695	35.706	51.332	72.012	9.3
(3) Thương mại & Dịch vụ	#	1.832	1.867	1.958	2.054	2.156	2.274	2.395	3.177	4.031	5.155	5.0
(4) Sinh hoạt	#	26.109	26.432	26.762	27.121	27.512	27.939	28.396	31.634	35.977	42.451	1.8
(5) Các lĩnh vực khác	#	9.272	9.633	10.172	10.721	11.292	11.918	12.568	16.703	22.384	30.358	3.0
Tổng cộng	#	51.296	53.242	55.908	58.603	61.507	64.765	67.784	88.068	114.674	151.025	5.2
Tỷ lệ đóng góp	%	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.0	0.8	0.7	
(1) Nông nghiệp	%	26.3	27.6	29.3	30.8	32.3	33.9	35.0	40.5	44.8	47.7	
(2) Công nghiệp	%	3.6	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.6	3.5	3.4	
(3) Thương mại & Dịch vụ	%	50.9	49.6	47.9	46.3	44.7	43.1	41.9	35.9	31.4	28.1	
(4) Sinh hoạt	%	18.1	18.1	18.2	18.3	18.4	18.4	18.5	19.0	19.5	20.1	
(5) Các lĩnh vực khác	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
Các chỉ tiêu												
Dân số	#	87	88	89	90	91	92	93	97	99	102	0.9
GDP trên Đô la Mỹ giá năm 2005	#	68.997	73.827	79.334	85.253	91.613	98.447	105.791	155.442	230.092	340.592	7.7
GDP/người	#	792	838	892	949	1.009	1.074	1.143	1.606	2.316	3.339	6.7
Nhu cầu Năng lượng/đầu người	#	0.59	0.60	0.63	0.65	0.68	0.71	0.73	0.91	1.15	1.48	4.2
Nhu cầu Năng lượng trên GDP 2005	#	0.74	0.72	0.70	0.69	0.67	0.66	0.64	0.57	0.50	0.44	-2.4

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

Bảng 5.2-5: Trường hợp tăng trưởng cao: Điện và năng lượng theo ngành

Trường hợp tăng trưởng cao		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2030/20
Nhu cầu Điện	(1) Nông nghiệp	661	764	834	907	984	1.063	1.146	1.626	2.131	2.727	7,8
	(2) Công nghiệp	38.504	45.551	55.121	63.729	73.279	83.890	93.788	168.994	268.556	416.663	14,0
	(3) Thương mại & Dịch vụ	3.512	4.621	5.174	5.771	6.423	7.136	7.886	13.255	19.306	28.081	11,1
	(4) Sinh hoạt	30.532	33.944	38.161	42.901	48.227	54.211	60.808	110.158	184.746	302.572	12,5
	(5) Các lĩnh vực khác	2.837	3.137	3.522	3.949	4.493	5.098	5.769	10.765	19.610	34.612	13,1
	Tổng cộng	76.046	88.017	102.812	117.258	133.405	151.398	169.396	304.798	494.348	784.654	13,2
Tỷ lệ đóng góp	(1) Nông nghiệp	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,5	0,4	0,3	
	(2) Công nghiệp	51,5	52,6	54,4	55,1	55,7	56,1	56,0	56,0	54,8	53,4	
	(3) Thương mại & Dịch vụ	8,3	8,8	8,5	8,3	8,2	8,1	8,1	7,9	7,9	8,0	
	(4) Sinh hoạt	40,1	38,6	37,1	36,6	36,2	35,8	35,9	36,1	37,4	38,6	
	(5) Các lĩnh vực khác	3,7	3,6	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,5	4,0	4,4	
Tổng cộng	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Độ co dãn cho GDP	Dân số	87	88	89	90	91	92	93	97	99	102	0,9
	GDP trên Đôla Mỹ giá năm 2005	68.997	73.827	80.552	87.891	95.898	104.634	114.166	180.382	288.138	460.265	9,3
	GDP/người	792	838	905	978	1.057	1.142	1.233	1.864	2.900	4.512	8,3
	Nhu cầu Điện trên đầu người	873	999	1.155	1.305	1.470	1.652	1.830	3.149	4.975	7.693	12,2
	Nhu cầu Điện trên GDP	1,10	1,19	1,28	1,33	1,39	1,45	1,48	1,69	1,72	1,70	3,5
Nhu cầu năng lượng với Điện	(1) Nông nghiệp	598	628	653	679	706	733	760	908	1.033	1.153	2,4
	(2) Công nghiệp	13.486	14.682	16.696	18.755	21.037	23.651	26.016	42.409	66.111	100.223	11,2
	(3) Thương mại & Dịch vụ	1.832	1.867	1.987	2.113	2.249	2.402	2.562	3.590	4.807	6.471	6,8
	(4) Sinh hoạt	26.109	26.432	26.806	27.219	27.678	28.186	28.743	32.842	38.967	48.896	2,2
	(5) Các lĩnh vực khác	9.272	9.633	10.321	11.045	11.820	12.681	13.605	19.936	30.483	48.921	7,5
	Tổng cộng	51.296	53.242	56.462	59.811	63.490	67.653	71.686	99.685	141.401	205.664	6,5
Tỷ lệ đóng góp	(1) Nông nghiệp	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	0,9	0,7	0,6	
	(2) Công nghiệp	26,3	27,6	29,6	31,4	33,1	35,0	36,3	42,5	46,8	48,7	
	(3) Thương mại & Dịch vụ	3,6	3,5	3,5	3,5	3,5	3,6	3,6	3,6	3,4	3,1	
	(4) Sinh hoạt	50,9	49,6	47,5	45,5	43,6	41,7	40,1	32,9	27,6	23,8	
	(5) Các lĩnh vực khác	18,1	18,1	18,3	18,5	18,6	18,7	19,0	20,0	21,6	23,8	
Tổng cộng	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Các chỉ tiêu	Dân số	87	88	89	90	91	92	93	97	99	102	0,9
	GDP trên Đôla Mỹ giá năm 2005	68.997	73.827	80.552	87.891	95.898	104.634	114.166	180.382	288.138	460.265	9,3
	GDP/người	792	838	905	978	1.057	1.142	1.233	1.864	2.900	4.512	8,3
	Nhu cầu Năng lượng /đầu người	0,59	0,60	0,63	0,67	0,70	0,74	0,77	1,03	1,42	2,02	5,5
Nhu cầu Năng lượng trên GDP 2005	0,74	0,72	0,70	0,68	0,66	0,65	0,63	0,55	0,49	0,45	-2,1	

Bảng 5.2-6: Trường hợp tăng trưởng thấp: Điện và năng lượng theo ngành

Trường hợp tăng trưởng thấp	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2020/10	2030/20
Nhu cầu Điện											
(1) Nông nghiệp	Giga Oát giờ	764	827	891	959	1.028	1.100	1.515	1.811	2.149	7.1
(2) Công nghiệp	Giga Oát giờ	45.206	52.200	58.802	65.961	73.729	80.541	131.776	188.829	264.360	11,3
(3) Thương mại & Dịch vụ	Giga Oát giờ	4.531	4.941	5.377	5.843	6.344	6.860	10.556	14.659	20.327	8,8
(4) Sinh hoạt	Giga Oát giờ	33.738	37.013	40.610	44.560	48.898	53.557	87.192	130.735	191.411	10,0
(5) Các lĩnh vực khác	Giga Oát giờ	3.137	3.448	3.786	4.220	4.692	5.203	8.876	14.619	23.313	11,0
Tổng cộng	Giga Oát giờ	87.377	98.429	109.466	121.542	134.691	147.261	239.916	350.654	501.560	10,6
Tỷ lệ đóng góp											
(1) Nông nghiệp	%	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	
(2) Công nghiệp	%	52,6	53,9	54,5	55,1	55,5	55,4	55,6	54,4	53,1	
(3) Thương mại & Dịch vụ	%	8,8	8,5	8,4	8,3	8,2	8,2	8,1	8,3	8,7	
(4) Sinh hoạt	%	38,6	37,6	37,1	36,7	36,3	36,4	36,3	37,3	38,2	
(5) Các lĩnh vực khác	%	3,6	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,7	4,2	4,6	
Tổng cộng	%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Độ co dân											
Dân số	Triệu người	88	89	90	91	92	93	97	99	102	1,4
Các chỉ tiêu											
GDP trên Đôla Mỹ giá năm 2005	Tr. Đôla Mỹ tại 2005	73.827	79.061	84.667	90.669	97.098	103.982	150.394	216.715	312.281	7,4
GDP/người	Đôla Mỹ / người	838	889	942	999	1.059	1.123	1.554	2.181	3.062	6,4
Nhu cầu Điện trên đầu người	kWh/người	992	1.106	1.218	1.339	1.469	1.591	2.479	3.529	4.917	9,6
Nhu cầu Điện trên GDP	kWh/Đôla Mỹ	1,18	1,24	1,29	1,34	1,39	1,42	1,60	1,62	1,61	3,0
Nhu cầu năng lượng											
(1) Nông nghiệp	Một ngàn tấn dầu tương đương	628	640	660	681	701	722	836	930	1.022	2,9
(2) Công nghiệp	Một ngàn tấn dầu tương đương	14.681	16.197	17.756	19.449	21.395	23.038	34.220	48.087	66.025	8,8
(3) Thương mại & Dịch vụ	Một ngàn tấn dầu tương đương	1.867	1.951	2.040	2.134	2.247	2.362	3.112	3.892	4.910	5,2
(4) Sinh hoạt	Một ngàn tấn dầu tương đương	26.505	26.849	27.217	27.612	28.036	28.484	31.512	35.167	40.334	1,7
(5) Các lĩnh vực khác	Một ngàn tấn dầu tương đương	9.633	10.138	10.650	11.178	11.763	12.367	16.175	20.961	27.279	5,3
Tổng cộng	Một ngàn tấn dầu tương đương	53.314	55.776	58.323	61.054	64.141	66.974	85.855	109.037	139.570	4,9
Tỷ lệ đóng góp											
(1) Nông nghiệp	%	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	0,9	0,7	
(2) Công nghiệp	%	27,5	29,0	30,4	31,9	33,4	34,4	39,9	44,1	47,3	
(3) Thương mại & Dịch vụ	%	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,6	3,6	3,5	
(4) Sinh hoạt	%	49,7	48,1	46,7	45,2	43,7	42,5	36,7	32,3	28,9	
(5) Các lĩnh vực khác	%	18,1	18,2	18,3	18,3	18,3	18,5	18,8	19,2	19,5	
Tổng cộng	%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Các chỉ tiêu											
Dân số	Triệu người	88	89	90	91	92	93	97	99	102	0,9
GDP trên Đôla Mỹ giá năm 2005	Tr. Đôla Mỹ tại 2005	73.827	79.061	84.667	90.669	97.098	103.982	150.394	216.715	312.281	7,4
GDP/người	Đôla Mỹ / người	838	889	942	999	1.059	1.123	1.554	2.181	3.062	6,4
Nhu cầu Năng lượng /đầu người	Tấn dầu tương đương/người	0,61	0,63	0,65	0,67	0,70	0,72	0,89	1,10	1,37	3,9
Nhu cầu Năng lượng trên GDP 2005	Tấn dầu tương đương/1000Đôla.Mỹ	0,72	0,71	0,69	0,67	0,66	0,64	0,57	0,50	0,45	-2,4

(2) Nhu cầu điện năng theo khu vực

Bảng 5.2-7: Trường hợp tăng trưởng bình thường: Nhu cầu điện năng theo khu vực

Nhu cầu Điện trong Trường hợp tăng trưởng bình thường	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2019	2020	2025	2030	2030/10	2030/20
<Khu vực miền Bắc >													
Tổng	29,445	33,723	38,501	43,048	48,039	53,497	58,872	90,314	99,266	149,274	220,740	11,4	8,3
Nông Lâm Ngư Nghiệp	337	378	410	442	475	509	543	689	727	828	930	6,8	2,5
Công nghiệp & Xây dựng	14,228	16,088	19,112	21,739	24,596	27,708	30,560	47,882	52,956	78,647	114,586	12,7	8,0
Thương mại & Dịch vụ	983	1,307	1,420	1,534	1,655	1,783	1,912	2,576	2,767	3,492	4,406	7,8	4,8
Sinh hoạt	12,931	14,793	16,296	17,955	19,787	21,809	23,994	36,370	39,727	61,212	92,554	10,4	8,8
Giao thông & Lĩnh vực khác	966	1,157	1,263	1,378	1,527	1,688	1,863	2,797	3,088	5,096	8,262	10,3	10,3
Tổng	7,426	8,473	9,715	11,034	12,493	14,100	15,714	25,061	27,788	42,557	63,643	12,6	8,6
<Khu vực miền Trung >													
Nông Lâm Ngư Nghiệp	64	68	72	77	81	86	91	114	120	144	171	5,9	3,6
Công nghiệp & Xây dựng	2,892	3,175	3,839	4,517	5,255	6,061	6,803	11,141	12,430	18,627	27,134	14,6	8,1
Thương mại & Dịch vụ	356	473	523	577	637	702	770	1,153	1,273	1,788	2,512	10,4	7,0
Sinh hoạt	3,812	4,385	4,863	5,394	5,987	6,647	7,368	11,544	12,720	19,832	30,230	11,2	9,0
Giao thông & Lĩnh vực khác	302	371	418	469	533	604	682	1,109	1,245	2,166	3,597	12,9	11,2
Tổng	39,175	45,821	52,906	59,390	66,518	74,320	81,755	123,466	135,491	202,847	296,412	11,5	8,1
<Khu vực miền Nam >													
Nông Lâm Ngư Nghiệp	289	318	346	376	407	440	474	640	687	873	1,100	8,0	4,8
Công nghiệp & Xây dựng	22,702	26,288	31,208	35,308	39,774	44,640	48,910	72,761	79,753	116,068	164,572	11,7	7,5
Thương mại & Dịch vụ	2,073	2,841	3,158	3,501	3,870	4,271	4,688	6,978	7,678	10,885	15,405	10,5	7,2
Sinh hoạt	12,790	14,765	16,412	18,237	20,259	22,497	24,925	38,735	42,524	66,763	101,804	11,2	9,1
Giao thông & Lĩnh vực khác	1,321	1,608	1,781	1,969	2,209	2,472	2,758	4,352	4,850	8,258	13,532	11,7	10,8
Tổng	76,047	88,017	101,121	113,473	127,050	141,917	156,341	238,841	262,545	394,678	580,795	11,5	8,3
<Tổng các khu vực >													
Nông Lâm Ngư Nghiệp	690	764	828	894	963	1,034	1,108	1,443	1,534	1,845	2,200	7,2	3,7
Công nghiệp & Xây dựng	39,822	45,551	54,160	61,564	69,624	78,409	86,273	131,784	145,140	213,342	306,293	12,3	7,8
Thương mại & Dịch vụ	3,412	4,621	5,101	5,612	6,162	6,755	7,370	10,707	11,718	16,165	22,323	9,8	6,7
Sinh hoạt	29,534	33,944	37,571	41,587	46,032	50,954	56,288	86,649	94,971	147,807	224,588	10,8	9,0
Giao thông & Lĩnh vực khác	2,589	3,137	3,461	3,815	4,268	4,764	5,303	8,258	9,183	15,520	25,391	11,3	10,7

Bảng 5.2-8: Trường hợp tăng trưởng cao: Nhu cầu điện năng theo khu vực

Nhu cầu Điện trong Trường hợp tăng trưởng cao		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2020/10	2030/20
<Khu vực miền Bắc >	Tổng	29,445	33,723	39,091	44,374	50,271	56,837	63,487	114,490	186,247	298,503	13,0	10,1
	Nông Lâm Ngư Nghiệp	337	378	412	447	483	519	556	754	927	1,103	7,1	3,9
	Công nghiệp & Xây dựng	14,228	16,088	19,426	22,453	25,811	29,544	33,097	61,324	98,859	156,652	14,3	9,8
	Thương mại & Dịch vụ	983	1,307	1,435	1,567	1,707	1,857	2,009	3,025	3,962	5,172	8,8	5,5
	Sinh hoạt	12,931	14,793	16,536	18,487	20,673	23,123	25,814	45,804	76,114	124,369	12,0	10,5
	Giao thông & Lĩnh vực khác	966	1,157	1,282	1,420	1,598	1,794	2,010	3,582	6,386	11,208	12,0	12,1
	Tổng	7,426	8,473	9,894	11,438	13,177	15,129	17,144	32,669	54,025	87,232	14,4	10,3
	Nông Lâm Ngư Nghiệp	64	68	73	78	83	88	94	127	164	209	6,5	5,1
	Công nghiệp & Xây dựng	2,892	3,175	3,922	4,706	5,577	6,548	7,477	14,684	23,815	37,543	16,5	9,8
	Thương mại & Dịch vụ	356	473	531	595	666	745	830	1,464	2,178	3,232	12,0	8,2
<Khu vực miền Nam	Sinh hoạt	3,812	4,385	4,942	5,572	6,286	7,094	7,993	14,907	25,083	41,264	13,0	10,7
	Giao thông & Lĩnh vực khác	302	371	426	488	566	653	750	1,487	2,784	4,986	14,9	12,9
	Tổng	39,175	45,821	53,827	61,445	69,957	79,433	88,765	157,638	254,076	398,919	13,2	9,7
	Nông Lâm Ngư Nghiệp	289	318	349	383	418	456	496	744	1,039	1,415	8,9	6,6
	Công nghiệp & Xây dựng	22,702	26,288	31,772	36,571	41,892	47,798	53,214	92,986	145,882	222,469	13,5	9,1
	Thương mại & Dịch vụ	2,073	2,841	3,208	3,610	4,050	4,534	5,046	8,766	13,166	19,677	11,9	8,4
	Sinh hoạt	12,790	14,765	16,684	18,842	21,267	23,994	27,001	49,448	83,549	136,940	12,8	10,7
	Giao thông & Lĩnh vực khác	1,321	1,608	1,813	2,040	2,329	2,651	3,008	5,695	10,440	18,418	13,5	12,5
	Tổng	76,047	88,017	102,812	117,258	133,405	151,398	169,396	304,798	494,348	784,654	13,2	9,9
	Nông Lâm Ngư Nghiệp	690	764	834	907	984	1,063	1,146	1,626	2,131	2,727	7,8	5,3
<Tổng các khu vực >	Công nghiệp & Xây dựng	39,822	45,551	55,121	63,729	73,279	83,890	93,788	168,994	268,556	416,663	14,0	9,4
	Thương mại & Dịch vụ	3,412	4,621	5,174	5,771	6,423	7,136	7,886	13,255	19,306	28,081	11,1	7,8
	Sinh hoạt	29,534	33,944	38,161	42,901	48,227	54,211	60,808	110,158	184,746	302,572	12,5	10,6
	Giao thông & Lĩnh vực khác	2,589	3,137	3,522	3,949	4,493	5,098	5,769	10,765	19,610	34,612	13,1	12,4

Bảng 5.2-9: Trường hợp tăng trưởng thấp: Nhu cầu điện năng theo khu vực

Nhu cầu Điện trong Trường hợp tăng trưởng thấp		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2020/10	2030/20	
<Khu vực miền Bắc >	Tổng	Giga Oát giờ	29.445	33.505	37.541	41.592	46.019	50.835	55.515	90.658	132.414	190.026	10,5	7,7
	Nông Lâm Ngư Nghiệp	Giga Oát giờ	337	378	409	441	473	506	540	721	821	922	6,7	2,5
	Công nghiệp & Xây dựng	Giga Oát giờ	14.228	15.984	18.440	20.771	23.297	26.039	28.506	47.910	69.350	98.450	11,6	7,5
	Thương mại & Dịch vụ	Giga Oát giờ	983	1.282	1.376	1.472	1.573	1.680	1.787	2.513	3.209	4.090	7,0	5,0
	Sinh hoạt	Giga Oát giờ	12.931	14.703	16.057	17.540	19.165	20.944	22.850	36.523	54.222	78.963	9,5	8,0
	Giao thông & Lĩnh vực khác	Giga Oát giờ	966	1.157	1.259	1.369	1.511	1.666	1.832	2.992	4.812	7.601	10,0	9,8
	Tổng	Giga Oát giờ	7.426	8.412	9.512	10.692	11.990	13.411	14.820	25.346	37.683	54.705	11,7	8,0
	Nông Lâm Ngư Nghiệp	Giga Oát giờ	64	68	72	76	81	85	90	119	141	166	5,7	3,4
	Công nghiệp & Xây dựng	Giga Oát giờ	2.892	3.148	3.725	4.327	4.982	5.693	6.336	11.224	16.391	23.279	13,6	7,6
	Thương mại & Dịch vụ	Giga Oát giờ	356	465	508	554	605	660	718	1.145	1.615	2.274	9,4	7,1
	Sinh hoạt	Giga Oát giờ	3.812	4.360	4.792	5.269	5.796	6.379	7.009	11.660	17.505	25.698	10,3	8,2
	Giao thông & Lĩnh vực khác	Giga Oát giờ	302	371	416	465	526	594	667	1.198	2.031	3.288	12,4	10,6
	Tổng	Giga Oát giờ	39.175	45.460	51.376	57.182	63.533	70.445	76.926	123.911	180.556	256.830	10,5	7,6
	Nông Lâm Ngư Nghiệp	Giga Oát giờ	289	318	345	374	404	436	470	675	849	1.060	7,8	4,6
Công nghiệp & Xây dựng	Giga Oát giờ	22.702	26.074	30.036	33.704	37.682	41.998	45.699	72.643	103.089	142.631	10,8	7,0	
Thương mại & Dịch vụ	Giga Oát giờ	2.073	2.784	3.057	3.350	3.665	4.004	4.355	6.898	9.835	13.964	9,5	7,3	
Sinh hoạt	Giga Oát giờ	12.790	14.675	16.164	17.801	19.599	21.574	23.698	39.010	59.008	86.751	10,3	8,3	
Giao thông & Lĩnh vực khác	Giga Oát giờ	1.321	1.608	1.773	1.953	2.182	2.433	2.704	4.686	7.776	12.424	11,3	10,2	
Tổng các khu vực >	Giga Oát giờ	76.047	87.377	98.429	109.466	121.542	134.691	147.261	239.916	350.654	501.560	10,6	7,7	
Nông Lâm Ngư Nghiệp	Giga Oát giờ	690	764	827	891	959	1.028	1.100	1.515	1.811	2.149	7,1	3,6	
Công nghiệp & Xây dựng	Giga Oát giờ	39.822	45.206	52.200	58.802	65.961	73.729	80.541	131.776	188.829	264.360	11,3	7,2	
Thương mại & Dịch vụ	Giga Oát giờ	3.412	4.531	4.941	5.377	5.843	6.344	6.860	10.556	14.659	20.327	8,8	6,8	
Sinh hoạt	Giga Oát giờ	29.534	33.738	37.013	40.610	44.560	48.898	53.557	87.192	130.735	191.411	10,0	8,2	
Giao thông & Lĩnh vực khác	Giga Oát giờ	2.589	3.137	3.448	3.786	4.220	4.692	5.203	8.876	14.619	23.313	11,0	10,1	

5.3 Quy hoạch phát triển điện

Việc thực hiện Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6–*Power Development Plan No 6*) bị chậm trễ do sự thiếu hụt vốn đầu tư, những kinh nghiệm quản lý dự án yếu kém và các vấn đề giải phóng mặt bằng, tuy nhiên các nguyên nhân không xuất phát từ quy hoạch phát triển điện mà hầu hết là những vấn đề kỹ thuật trong quá trình thực hiện.

Vì vậy những thay đổi lớn về các phương pháp khi xây dựng Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7–*Power Development Plan No 7*) là không cần thiết. Tuy nhiên những tính toán nhằm phòng tránh thiếu hụt điện tới năm 2015 cần phải được xem xét.

Tuy nhiên, nếu các dự án điện quy mô lớn bị trì trệ, nguy cơ mất cân bằng điện trong các khu vực lân cận là có thể xảy ra. Trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7–*Power Development Plan No 7*), việc đảm bảo cân bằng hệ thống điện trong vùng và đủ điện năng cho mạng lưới giữa các vùng là những yêu cầu quy hoạch cần thiết.

Quy hoạch phát triển điện trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7–*Power Development Plan No 7*) được đề xuất bởi Bộ Công Thương (MOIT–*Ministry of Industry and Trade*) và Viện Năng lượng (IE–*Institute of Energy*). Bản dự thảo đầu tiên được Viện Năng lượng (IE–*Institute of Energy*) hoàn tất vào tháng 4 năm 2010. Bản dự thảo cuối cùng sẽ được trình lên Bộ Công Thương (MOIT–*Ministry of Industry and Trade*) vào tháng 9 năm 2010.

Quy hoạch phát triển điện được mô tả trong bản dự thảo đầu tiên của Viện Năng lượng (IE–*Institute of Energy*) tháng 7 năm 2010 như sau:

Bảng 5.3-1 cho thấy dự báo nhu cầu điện theo khu vực và quy hoạch phát triển điện từ năm 2011 đến năm 2015. Theo các số liệu về lượng dự trữ, lượng dự trữ của khu vực phía Nam từ năm 2012 đến năm 2013 là vô cùng thấp. Vì vậy, sự thiếu hụt điện của khu vực phía Nam đã được báo trước. Đề xuất được đưa ra là truyền tải điện từ các khu vực miền Bắc và miền Trung vốn không thiếu điện về khu vực miền Nam.

Viện Năng lượng (IE–*Institute of Energy*) đã lưu ý đến việc tăng cường đường dây truyền tải từ các nhà máy phát điện miền Trung về khu vực phía Nam phải được khẩn trương tiến hành do giới hạn về khả năng truyền tải giữa miền Trung và khu vực phía Nam như đã đề cập trong Chương 2 “Tổng quan Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6–*Power Development Plan No 6*)”.

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

Các nhà máy Sê San 4, Sê San 4A, Srê Pok 4, Buon Tau sa, Dak Tih và Đồng Nai 3,4 (Tổng công suất là 2.400 Mêga Oát (MW–*Mega Watt*)) sẽ được đưa hoạt động vào năm 2010 và năm 2011. Tuy nhiên, sẽ tồn tại những hạn chế trên đường dây 1.300 Mêga Oát (MW–*Mega Watt*) hiện có giữa trạm biến thế Pleiku 500 kilôvôn (kV–*Kilovolt*) và Thành phố Hồ Chí Minh. Vì vậy, một giải pháp cho vấn đề tăng lưu lượng điện truyền tải lên khoảng 600 đến 700 Mêga Oát (MW–*Mega Watt*) từ miền Trung đến khu vực miền Nam được đưa ra thông qua việc xây dựng đường truyền 220 kilôvôn (kV–*Kilovolt*) đi qua Buôn Kuốp – Đăk Nông và Đăk Nông – Phước Long – Bình Long.

Ngoài các biện pháp đối phó như trên, những biện pháp sau đây cũng được đề xuất.

- Khả năng truyền tải điện sẽ được cải thiện bằng việc thay thế các tụ điện nối tiếp từ 1000 đến 2000 Ampe (A–*Ampere*) trên đường dây Bắc Nam 500 kilôvôn (kV–*Kilovolt*).
- Điện năng từ nhà máy thủy điện Tây Nguyên 220 kilôvôn (kV–*kilovolt*) sẽ được góp vào hệ thống 500 kilôvôn (kV–*kilovolt*) trong mùa mưa bằng việc tăng cường các máy biến áp thế hệ thứ ba cho trạm biến áp Pleiku 500 kilôvôn (kV–*kilovolt*) và điện sẽ được truyền tải vào phía Nam thông qua hệ thống 500 kilôvôn (kV–*kilovolt*).
- Khả năng truyền tải điện từ miền Trung đến khu vực phía Nam sẽ được cải thiện thông qua việc lắp đặt mạng thứ hai từ trạm biến thế 500 kilôvôn (kV–*kilovolt*) Pleiku đến trạm biến thế 500 kilôvôn (kV–*kilovolt*) Củ Chi (hoặc trạm 500 kilôvôn (kV–*kilovolt*) Mỹ Phước).

Tuy nhiên, việc phát điện khu vực miền Trung với tỷ lệ đóng góp lớn là từ thủy điện và vì vậy tồn tại nguy cơ sẽ thiếu hụt khả năng cung cấp điện năng trong mùa khô.

Bảng 5.3-1: Dự báo nhu cầu điện theo vùng và Quy hoạch Phát triển điện từ 2011 đến 2015

Đơn vị: Mêga Oát (MW – *MegaWatt*)

	2011	2012	2013	2014	2015
Cả Nước					
Tổng nhu cầu đỉnh	19.263	21.909	24.922	28.349	32.211
Khả năng có sẵn	24.417	27.881	29.466	35.347	43.030
Tổng nhu cầu đỉnh	18.406	21.035	23.958	27.189	30.803
Miền Bắc					
Nhu cầu đỉnh	7.992	9.049	10.247	11.603	13.111
Khả năng có sẵn	9.271	12.385	13.575	15.596	18.646
Thủy điện	4.405	6.791	6.831	7.107	7.357
Th. điện nhỏ+N. lượng mới	161	299	329	429	429
Nhập khẩu	670	440	440	535	535
Than	4.035	4.855	5.975	7.525	10.325
Nhiệt khác	0	0	0	0	0
Hạt nhân	0	0	0	0	0
Miền Trung					
Nhu cầu đỉnh	1.912	2.185	2.498	2.855	3.269
Khả năng có sẵn	4.242	4.472	4.817	4.967	5.500
Thủy điện	3.693	3.843	4.038	4.038	4.421
Th. điện nhỏ+N. lượng mới	197	247	397	547	697
Nhập khẩu	248	248	248	248	248
Than	0	0	0	0	0
Nhiệt khác	104	134	134	134	134
Hạt nhân	0	0	0	0	0
Miền Nam					
Nhu cầu đỉnh	9.359	10.675	12.177	13.891	15.831
Khả năng có sẵn	10.904	11.024	11.074	14.784	18.884
Thủy điện	2.343	2.413	2.413	2.413	2.553
Th. điện nhỏ+N. lượng mới	153	203	253	403	553
Nhập khẩu	0	0	0	290	290
Than	0	0	0	1.800	4.860
Nhiệt khác	8.408	8.408	8.408	9.878	10.628
Hạt nhân	0	0	0	0	0

Nguồn: Viện Năng lượng (IE–*Institute of Energy*) (7/2010)

Hình 5.3-1 đến hình 5.3-3 cho thấy quy hoạch phát điện theo khu vực được phân loại theo các nguồn phát điện. Các quy hoạch phát điện được lập nhằm cân đối cung cầu điện. Một số đơn vị của Nhà máy nhiệt điện chạy than Vân Phong và năng lượng nhập khẩu từ Lào vào khu vực miền Trung Việt Nam được sử dụng phục vụ phát điện cho khu vực phía Nam.

Theo số liệu đến năm 2015, các nhà máy thủy điện và nhiệt điện chạy than chiếm tỷ trọng bằng nhau trong lượng điện phát cho khu vực phía Bắc. 40% lượng thủy điện xuất phát từ miền Trung và 60% còn lại lấy từ các nhà máy nhiệt điện chạy khí ở khu vực miền Nam.

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

Các nhà máy thủy điện phân bố chính từ miền Bắc đến miền Trung, các nhà máy nhiệt điện chạy than tập trung ở phía Bắc trong khi các nhà máy nhiệt điện khí được đặt chủ yếu ở khu vực phía Nam. Tuy nhiên, giới hạn về số lượng trong phát triển các lòng hồ thủy điện thông thường và các nhà máy nhiệt điện chạy khí tới năm 2020 sẽ dẫn đến sự gia tăng phát triển về số lượng các nhà máy điện theo công nghệ khác.

Lượng điện nhập khẩu sẽ tăng sau năm 2015. Việc nhập khẩu điện từ các nhà máy thủy điện ở Trung Quốc và Lào vào khu vực phía Bắc cũng như từ các nhà máy thủy điện ở Campuchia đã được tính đến.

Việc xây dựng các nhà máy điện hạt nhân sau năm 2020 ở khu vực phía Nam đã được lên kế hoạch.

Hiện tại vẫn chưa có các quy hoạch rõ ràng để khôi phục những nhà máy nhiệt điện hiện có, một vài nhà máy nhiệt điện chạy than như Uông Bí, Ninh Bình và Thủ Đức đã được lên kế hoạch ngừng hoạt động vào năm 2020 do những dự báo về tình trạng xuống cấp.

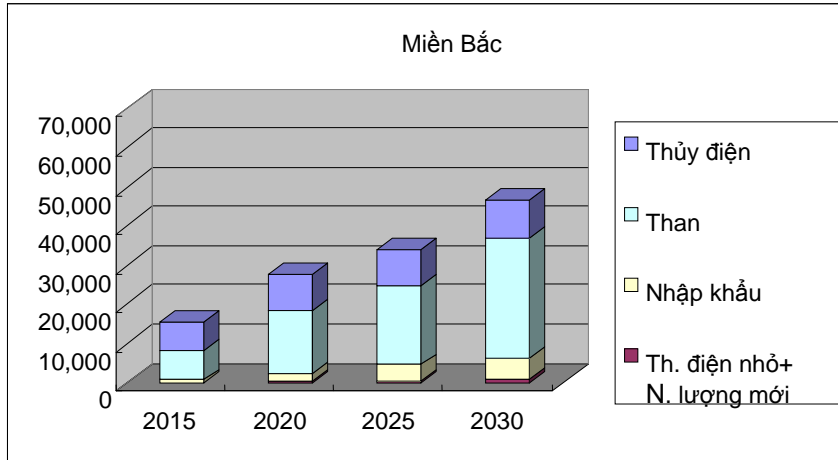
Hình 5.3-4 đến hình 5.3-6 cho thấy các công suất quy hoạch của các nhà máy thủy điện và lượng năng lượng tái tạo phân loại theo từng khu vực. Số lượng phát triển những lòng hồ thủy điện lớn loại thông thường sẽ đạt giới hạn vào năm 2020. Các nhà máy thủy điện tích năng được quy hoạch ở phía Bắc và phía Nam sau năm 2020 với tổng công suất sẽ đạt 1.200 Mêga Oát (MW–*MegaWatt*) cho miền Bắc và 3.600 Mêga Oát (MW–*MegaWatt*) cho miền Nam.

Công suất của năng lượng tái tạo được phát triển ở khu vực miền Bắc sẽ đạt 200 Mêga Oát (MW–*MegaWatt*) vào năm 2030. Điều này chủ yếu phụ thuộc vào các bảng năng lượng mặt trời phân bố mặc dù một số tua bin gió cỡ nhỏ được dự tính sử dụng trên các đảo nhỏ do khí hậu miền Bắc ít gió không thích hợp sử dụng các máy phát điện tua bin gió. Một số dự án về phát điện từ nhiệt sinh khối cỡ nhỏ cũng đã được đề ra. Mặc khác, hiện có rất nhiều địa điểm tiềm năng cho việc lắp đặt các máy phát điện tua bin gió ở Ninh Thuận và Bình Thuận quanh các nhà máy điện hạt nhân ở Đông Nam Việt Nam. Vận tốc gió ở những khu vực này vào khoảng 9 mét/giây (m/s–*metre per second*) rất thích hợp lắp đặt các máy phát điện tua bin gió. Hầu hết 700 Mêga Oát (MW–*MegaWatt*) điện năng từ năng lượng tái tạo được chuyển hóa từ năng lượng mặt trời.

Bảng 5.3-2 Liệt kê những dự án sản xuất điện.

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

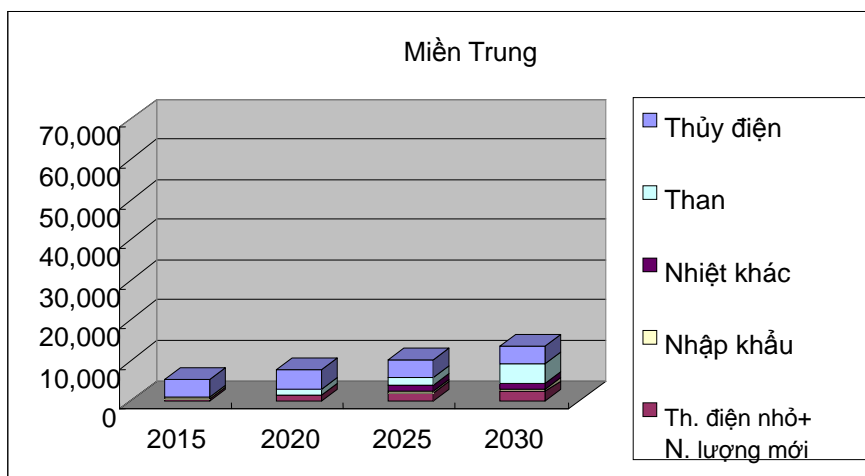
Đơn vị: Mêga Oát (MW–MegaWatt)



Nguồn: Viện Năng lượng (IE–Institute of Energy) (4/2010)

Hình 5.3-1: Công suất lắp đặt trong Kế hoạch phát điện cho Khu vực miền Bắc

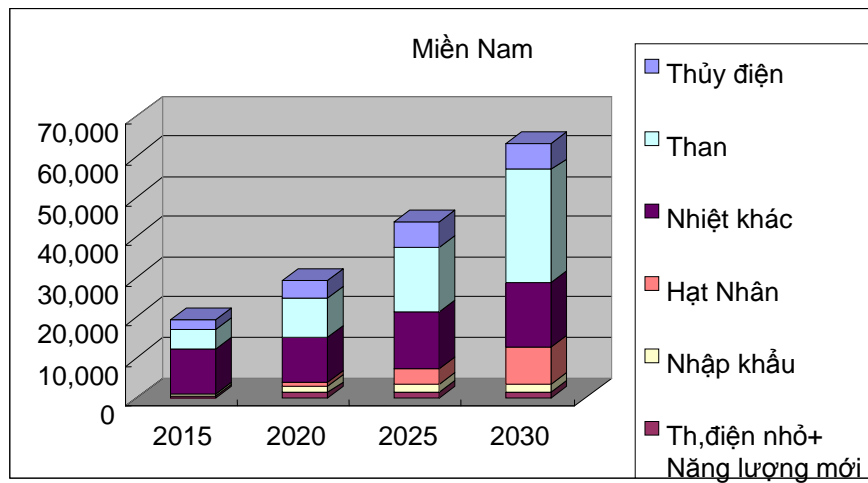
Đơn vị: Mêga Oát (MW–MegaWatt)



Nguồn: Viện Năng lượng (IE–Institute of Energy) (4/2010)

Hình 5.3-2: Công suất lắp đặt trong Kế hoạch phát điện cho Khu vực miền Trung

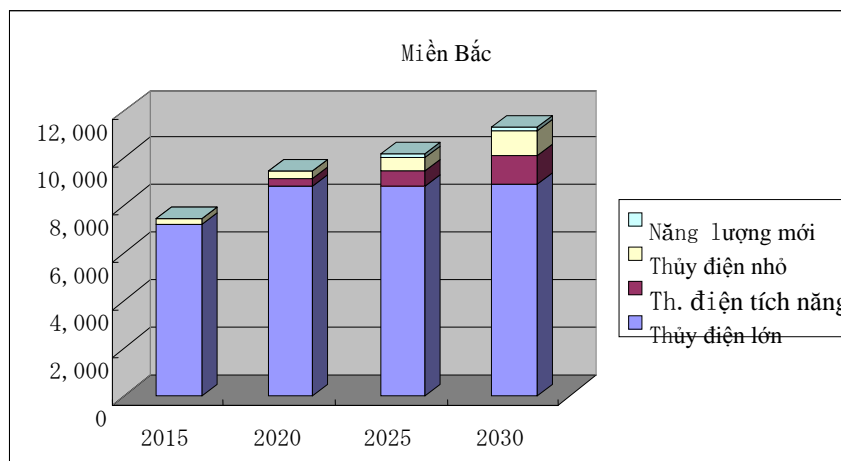
Đơn vị: Mêga Oát (MW–MegaWatt)



Nguồn: Viện Năng lượng (IE–Institute of Energy) (4/2010)

Hình 5.3-3: Công suất lắp đặt trong Kế hoạch phát điện cho Khu vực miền Nam

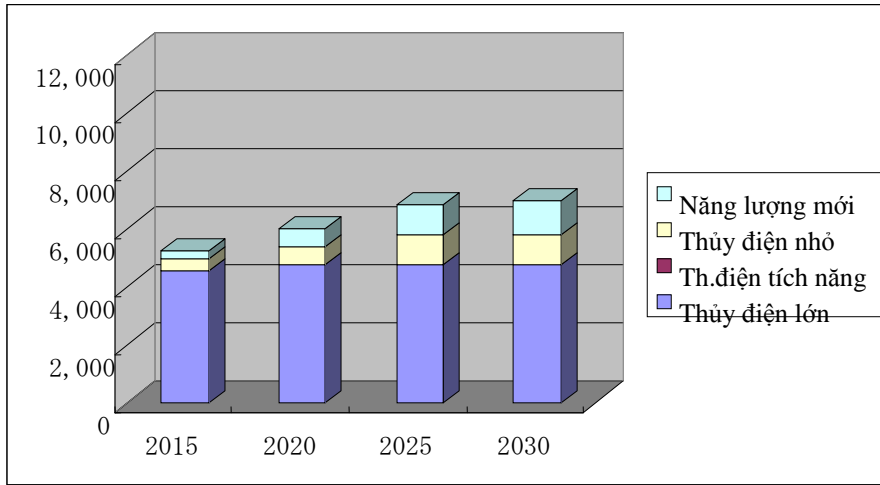
Đơn vị: Mêga Oát (MW–MegaWatt)



Nguồn: Viện Năng lượng (IE–Institute of Energy) (4/2010)

Hình 5.3-4: Công suất lắp đặt các trạm thủy điện và năng lượng tái tạo cho Khu vực miền Bắc

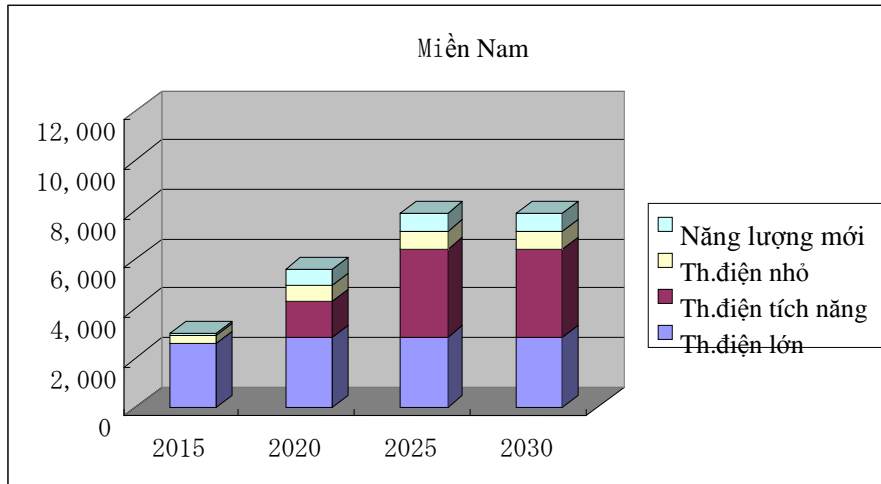
Đơn vị: Mêga Oát (MW–MegaWatt)



Nguồn: Viện Năng lượng (IE–Institute of Energy) (4/2010)

Hình 5.3-5: Công suất lắp đặt các trạm thủy điện và năng lượng tái tạo cho Khu vực miền Trung

Đơn vị: Mêga Oát (MW–MegaWatt)



Nguồn: Viện Năng lượng(IE–Institute of Energy) (4/2010)

Hình 5.3-6: Công suất lắp đặt các trạm thủy điện và năng lượng tái tạo cho Khu vực miền Nam

Bảng 5.3-2: Danh sách quy hoạch phát điện

Đơn vị: Mèga Oát (MW–MegaWatt)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
North (1/2. Hydro + Coal (1))																				
I. Hydropower+Import	5,236	7,530	7,600	8,071	8,321	8,921	9,617	9,807	10,182	10,666	12,216	12,436	13,036	13,586	14,736	15,736	16,236	16,236	16,236	16,236
I.a Hydropower	4,405	6,791	6,831	7,107	7,357	7,957	8,653	8,653	8,738	9,150	9,450	9,520	9,520	9,820	10,120	10,120	10,120	10,120	10,120	10,120
1 Thác Bà	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
2 Hoà bình	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920
3 Tuyên Quang	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342
4 Bản vẽ	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
5 Sơn La	1200	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400
6 Cửa Đạt	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97
7 Bản Chát	0	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
8 Nậm Chiến	0	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196
9 Tà Thàng	0	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
10 Nho Quế III	0	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
11	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
12	0	0	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
13 Khe Bô	0	0	0	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
14 Huội Quảng	0	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
15 Hủa Na	0	0	0	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
16 Lai Châu	0	0	0	0	0	600	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
17 Hồi Xuân	0	0	0	0	0	0	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
18 Trung Sơn	0	0	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
19 Bảo Lâm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112
20 Hương Sơn 1	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
21 Văn Chấn	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
22 Cốc Sơn	0	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
23 Ngòi Phát	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
24 Nậm Chiến 2 (32MW)	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
25 Thái An	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
26 Su Pán	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
27 Na Le	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
28 Nhạn Hạc	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
29 Bắc Mê	0	0	0	0	0	0	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
30 Nho Quế I	0	0	0	0	0	0	0	0	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
31 Nho Quế II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	70	70	70	70	70	70	70	70	70
32 TĐ TN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	600	600	600	900	1200	1200	1200	1200	1200	1200
I.b Small Hyd.+ New Energy	161	299	329	429	429	429	429	529	629	629	779	929	1129	1129	1229	1229	1229	1229	1229	1229
1 Nậm Mu	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
2 Na Lơi	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
3 Hồ Hồ	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
4 Suối Sập	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
5 Bản Cốc	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
6 Nậm Chim	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
7 Nậm Đông	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
8 Minh Lương	0	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
9 Hồ Bón	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
10 Sáo Cung Hồ	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
11 Chu Linh	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
12 TDN miền Bắc	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
13 TĐN mới MB renewable	0	100	100	200	200	200	200	300	400	400	500	600	800	800	800	800	800	800	800	800
I.c Import	670	440	440	535	535	535	535	625	815	887	1987	1987	2387	2637	3387	4387	4887	4887	4887	4887
1 Nậm Mô (Lào)	0	0	0	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
2 Nậm Mô 1(Lào)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
3 Import China -110kV-220kV	670	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440
3 Import China 500kV														250	1000	2000	2500	2500	2500	2500
500kV China 1														250	250	250	250	250	250	250
500kV China 2														250	250	250	250	250	250	250
500kV China 3														250	250	250	250	250	250	250
500kV China 4														250	250	250	250	250	250	250
500kV China 5														250	250	250	250	250	250	250
500kV China 6														250	250	250	250	250	250	250
500kV China 7														250	250	250	250	250	250	250
500kV China 8														250	250	250	250	250	250	250
500kV China 9														250	250	250	250	250	250	250
500kV China 10														250	250	250	250	250	250	250
4 Luong Pra Bang (Lao)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1100	1100	1100	1100	11					

Đơn vị: MEGA Oát(MW–MegaWatt)

	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 I #1)	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 I #2)	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 I #3)	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	0	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	600	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	600	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	600	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	600	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	600	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

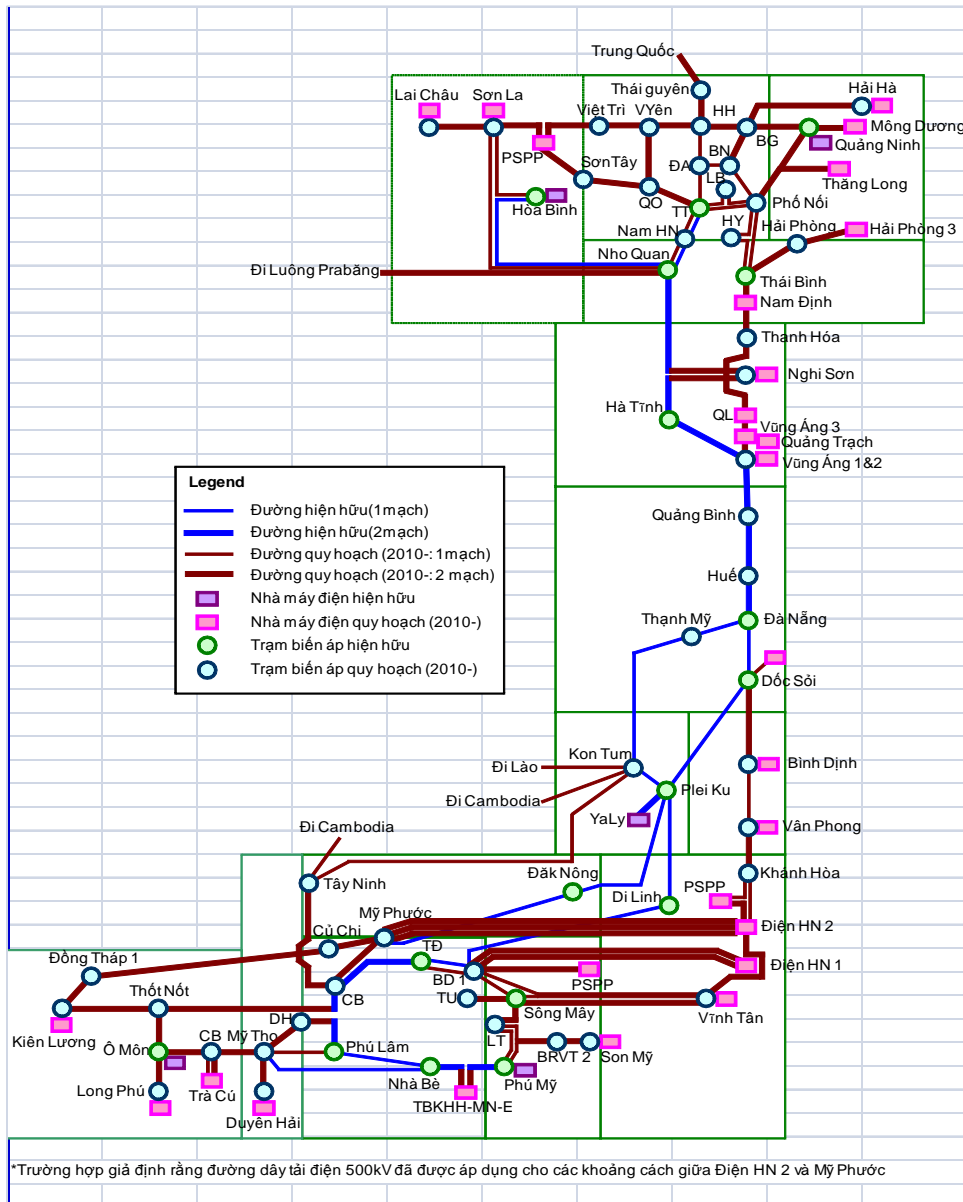
Nguồn: Viện Năng lượng (IE–Institute of Energy) (7/2010)

5.4 Quy hoạch hệ thống mạng lưới điện

Các chính sách cơ bản của quy hoạch hệ thống mạng lưới điện năng được trình bày như sau.

- Việc phát điện phải được lập quy hoạch để duy trì cân bằng cung-cầu của điện theo vùng. Vì vậy, các kết nối 500 kilôvôn (kV–kilovolt) giữa miền Bắc và miền Trung sẽ không được tăng cường. Tuy nhiên, mạng điện 500 kilôvôn (kV–kilovolt) giữa miền Trung và miền Nam sẽ cần được tăng cường bởi vì sẽ có lượng dư thừa của việc cung cấp điện năng như là nhiều địa điểm tiềm năng cho các nhà máy thủy điện, các địa điểm tiềm năng cho các nhà máy nhiệt điện chạy than cùng với những cảng biển ở miền Trung và các địa điểm tiềm năng cho các nhà máy thủy điện ở khu vực phía Nam - những khu vực mà nhu cầu về điện sẽ không quá cao. Số điện dư thừa trong những khu vực này sẽ được quy hoạch để cung cấp điện cho miền Nam bằng đường dây tải điện 500 kilôvôn (kV–kilovolt) tăng cường giữa miền Trung và các khu vực phía Nam, nơi có nhu cầu điện cao.
- Hệ thống 500 kilôvôn (kV–kilovolt) bao quanh Thành phố Hồ Chí Minh phải được xây dựng thành một cấu hình theo dạng vòng càng nhiều càng tốt. Các đường dây truyền tải 220 kilôvôn (kV–kilovolt) phải được lấy từ nhiều trạm biến thế 500 kilôvôn (kV–kilovolt) đến bên trong Thành phố Hồ Chí Minh.
- Các dòng điện quá áp trong hệ thống Hồ Chí Minh sẽ vượt quá dòng điện tiêu chuẩn tạo nên công suất của bộ ngắt do sự tăng dòng điện quá áp ở hệ thống Hồ Chí Minh trong những năm gần đây trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7–Power Development Plan No7). Do đó, hệ thống đường dây truyền tải 220 kilôvôn (kV–kilovolt) tiếp điện cho Thành phố Hồ Chí Minh phải được hoạt động riêng biệt như hệ thống dạng hướng tâm để ngăn chặn dòng điện quá áp.

Trạng thái tạo lập quy hoạch hệ thống mạng lưới điện của tháng 07 năm 2010 được trình bày như sau. Hình 5.4.1 cho thấy sơ đồ hệ thống điện của hệ thống 500 kilôvôn (kV–kilovolt) lên quy hoạch tới năm 2030, được chuẩn bị bởi Viện Năng lượng (IE–Institute of Energy) vào tháng 07 năm 2010



Nguồn: Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team - Technical Assistance Team)

Hình 5.4-1: Sơ đồ quy hoạch hệ thống điện 500 kilôvôn (kV-kilovolt) theo Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy) tới năm 2030

(1) Quy hoạch hệ thống mạng lưới điện của miền Bắc

Khả năng cấp điện của Thành phố Hà Nội vào năm 2009 là 1040 Mêga Oát (MW-Mega Watt) từ nhà máy nhiệt điện Phả Lại, 1.920 Mêga Oát (MW-Mega Watt) từ nhà máy thủy điện Hòa Bình và 342 Mêga Oát (MW-Mega Watt) từ các nguồn điện khác.

Có hai trạm biến áp 500 kilôvôn (kV-kilovolt), nhà máy thủy điện Hòa Bình và trạm

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

biến áp Thường Tín cung cấp điện cho thành phố qua đường dây truyền tải 220 kilôvôn (kV–kilovolt). Hệ thống 500 kilôvôn (kV–kilovolt) và 220 kilôvôn (kV–kilovolt) phải được tăng cường rộng rãi để cung cấp điện cho Thành phố Hà Nội từ nhà máy thủy điện Sơn La và nhà máy nhiệt điện chạy than tại vùng bờ biển ở Đông Bắc Việt Nam.

Viện Năng lượng (IE–*Institute of Energy*) đang so sánh những kịch bản của các quy hoạch hệ thống mạng lưới điện ở Thành phố Hà Nội. Về cơ bản, tất cả quy hoạch bao gồm trạm biến áp 500 kilôvôn (kV–kilovolt) lắp đặt ở ngoại ô Hà Nội được trình bày như sau.

- Các trạm biến áp 500 kilôvôn (kV–kilovolt) được lắp đặt vào năm 2015: Việt Trì, Hiệp Hòa, Quảng Ninh, Phố Nối
- Các trạm biến áp 500 kilôvôn (kV–kilovolt) được lắp đặt từ năm 2016 đến năm 2015: Đan Phượng được lắp đặt ở vùng Tây Bắc Hà Nội hoặc Quốc Oai, Đông Anh được lắp đặt ở phần phía Đông của Hà Nội

Số lượng các trạm biến áp 500 kilôvôn (kV–kilovolt) không khác nhiều so với quy hoạch trong Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6–*Power Development Plan No6*). Tuy nhiên, trạm Đan Phượng hoặc Quốc Oai được lên quy hoạch ở vùng phía Tây của thành phố Hà Nội thay vì trạm biến áp Tây Hà Nội đã được đề xuất ở vùng phía Bắc Hà Nội.

Các mạng lưới 500 kilôvôn (kV–kilovolt) từ Trung Quốc đến Hiệp Hòa ở vùng phía Bắc Hà Nội và từ Luang Prabang ở Lào đến trạm Nho Quang đã được lên quy hoạch. Tuy nhiên, các đặc tả chi tiết kỹ thuật của những đường dây tải điện này vẫn chưa được xác định.

(2) Quy hoạch hệ thống mạng điện ở miền Trung

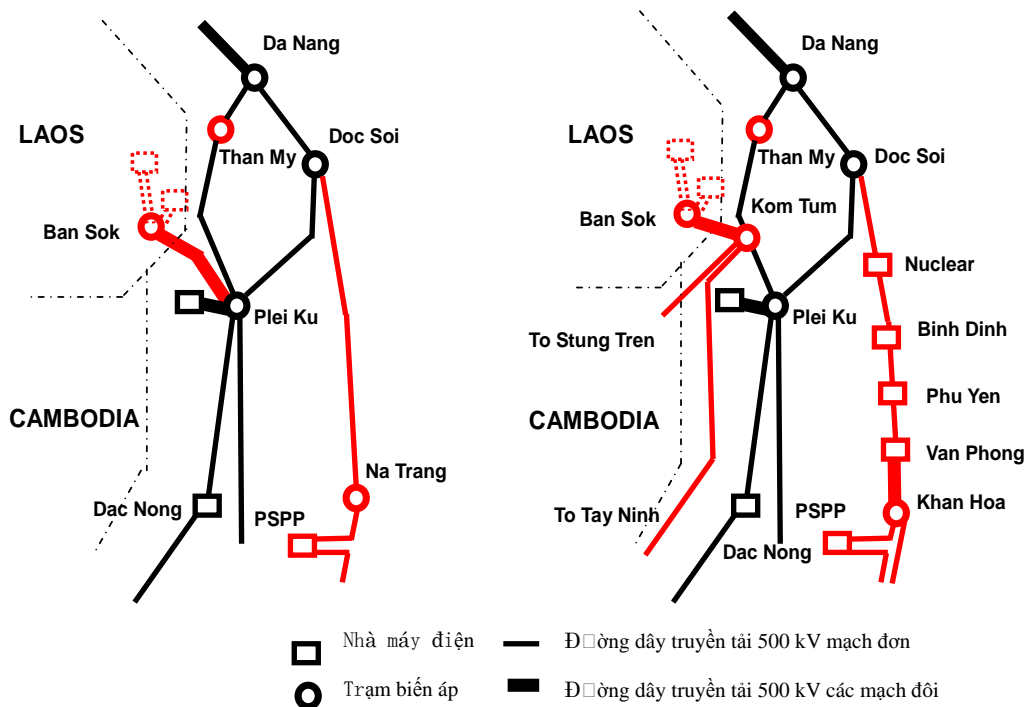
Đã có quy hoạch lắp đặt một trạm biến áp 500 kilôvôn (kV–kilovolt) (trạm Bản Sok) ở Lào và việc xây dựng đường dây truyền tải mạch kép 500 kilôvôn (kV–kilovolt) tới trạm Pleiku ở miền Trung Việt Nam nhằm cung cấp điện từ các trạm thủy điện ở Lào trong quy hoạch tổng thể và nghiên cứu tính tiền khả thi bởi Ngân hàng Phát triển Châu Á (ADB–*Asian Development Bank*) sau Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6–*Power Development Plan No6*).

Mặt khác, trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7–*Power Development Plan No7*), có các quy hoạch lắp đặt một trạm biến áp 500 kilôvôn (kV–kilovolt) (trạm Kon Tum) ở miền Trung Việt Nam nhằm thu nhận điện từ các trạm

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

thủy điện ở Lào. Lý do trạm biến áp 500 kilôvôn (kV–kilovolt) này sẽ được xây dựng tại miền Trung Việt Nam là vì sự lắp đặt của trạm biến áp 500 kilôvôn (kV–kilovolt) nằm trên đường tới đường dây tải điện 500 kilôvôn (kV–kilovolt) ở Việt Nam gần đường biên giới có thể xem như tốt hơn việc lắp đặt tại Lào vì Lào chưa có kinh nghiệm trong việc điều hành trạm biến áp 500 kilôvôn (kV–kilovolt).

Đường dây tải điện 500 kilôvôn (kV–kilovolt) từ trạm Kom Tum 500 kilôvôn (kV–kilovolt) tới Hồ Chí Minh đã được lên quy hoạch dọc theo đường dây 500 kilôvôn (kV–kilovolt) dọc theo vùng bờ biển từ Đốc Sỏi vì sự gia tăng luồng điện từ khu vực miền Trung tới miền Nam và miền Bắc do một lượng lớn các nhà máy nhiệt điện chạy than được lên quy hoạch xây dựng ở miền Trung.



Quy hoạch phác thảo của hệ thống 500 kilôvôn(kV–kilovolt) ở miền Trung trong Quy hoạch phát triển điện 6 (PDP6–Power Development Plan No6)

Quy hoạch phác thảo của hệ thống 500 kilôvôn (kV–kilovolt) ở miền Trung trong Quy hoạch phát triển điện 7 (PDP7–Power Development Plan No7)

Đường màu đỏ thể hiện các nhà máy theo quy hoạch

Hình 5.4-2: Quy hoạch phác thảo của hệ thống mạng lưới điện 500 kilôvôn (kV–kilovolt) ở miền Trung trong việc so sánh giữa Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6–Power Development Plan No6) với Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7–Power Development Plan No7)

(3) Quy hoạch hệ thống mạng lưới điện ở miền Nam

Chương bốn đã trình bày về tình trạng lập các quy hoạch cho hệ thống mạng lưới điện từ khu vực Đông Nam Bộ Việt Nam tới Thành phố Hồ Chí Minh. Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) đang trong giai đoạn đề ra các quy hoạch.

5.5 Đánh giá môi trường và xã hội

5.5.1 Tổng quan đánh giá

Tương ứng với các quy định và luật lệ liên quan của Việt Nam, việc Đánh giá Môi trường Chiến lược (dưới đây gọi là “*SEA-Strategic Environment Assessment*”) được tiến hành như là đánh giá môi trường và xã hội của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*).

Đánh giá Môi trường Chiến lược (*SEA-Strategic Environment Assessment*) là việc đánh giá môi trường hướng tới Chính Sách, Kế Hoạch và Chương trình (dưới đây gọi là “*PPPs- Policy, Plan, Program*”). Đánh giá Môi trường Chiến lược có thể nghiên cứu một phạm vi rộng lớn hơn về các biện pháp làm giảm nhẹ thiệt hại từ giai đoạn đầu, so với Đánh giá Tác động Môi trường (dưới đây gọi là “*EIA- Environmental Impact Assessment*”), chỉ hướng tới các dự án riêng lẻ.

Cần nhắc hầu hết các yêu cầu của các tổ chức hợp tác quốc tế là một ứng dụng của Đánh giá Môi trường Chiến lược (*SEA-Strategic Environment Assessment*) vào một Quy hoạch Tổng thể..., Việc nâng cao chất lượng của Đánh giá Môi trường Chiến lược (*SEA-Strategic Environment Assessment*) theo các thực tiễn tốt của quốc tế là rất quan trọng.

Do đó, nhóm nghiên cứu đã chuẩn bị một bản danh sách để kiểm tra cho việc Đánh giá Môi trường Chiến lược (*SEA-Strategic Environment Assessment*), dựa trên các quy định và luật lệ liên quan của Việt Nam và thực tiễn tốt của các tổ chức hợp tác phát triển... Nhóm nghiên cứu đã thực hiện kiểm tra sơ bộ bản báo cáo phác thảo Đánh giá Môi trường Chiến lược (*SEA-Strategic Environment Assessment*) của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) dựa trên bản danh sách kiểm tra.

5.5.2 Các luật và quy định liên quan đến Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA - *Strategic Environment Assessment*) tại Việt Nam

(1) Luật về Bảo vệ Môi trường

Luật cơ bản của Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) là luật về Bảo vệ Môi trường, được hiệu chỉnh năm 2005. Luật này bắt buộc Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) thực hiện các nhiệm vụ liên quan đến chiến lược, việc lập kế hoạch và kế hoạch như sau (mục 14).

1. Các chiến lược, việc lập kế hoạch và kế hoạch phát triển kinh tế xã hội quốc gia.
2. Các chiến lược, việc lập kế hoạch và kế hoạch cho việc phát triển các ngành hay các lĩnh vực ở tầm quốc gia.
3. Các chiến lược, việc lập kế hoạch và kế hoạch phát triển kinh tế xã hội của các tỉnh, thành phố trọng điểm và các vùng miền.
4. Lập kế hoạch cho việc sử dụng đất, bảo vệ và phát triển rừng; khai thác và tận dụng các nguồn tài nguyên thiên nhiên khác trong các khu vực liên tỉnh hay liên vùng.
5. Lập kế hoạch cho việc phát triển các vùng kinh tế trọng điểm.
6. Lập kế hoạch chung cho các lưu vực sông liên tỉnh.

Các tổ chức được phân công để lập ra các chiến lược và kế hoạch được đề cập ở mục 14 phải thực hiện Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) (mục 15).

Các báo cáo của Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) được đánh giá bởi một “Hội Đồng Giám Định”, sẽ được thành lập bởi tổ chức có quyền hạn hợp pháp để chấp thuận các chiến lược và kế hoạch mục tiêu, và Bộ Tài Nguyên và Môi Trường (dưới đây gọi là “MONRE-*Ministry of Natural Resources and Environment*”) sẽ tổ chức một hội đồng giám định cho các chiến lược và kế hoạch cần được chấp thuận bởi Quốc Hội, Chính Phủ hoặc Thủ Tướng (mục 17).

Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) cần sự chấp thuận của Thủ Tướng Chính Phủ. Do đó, Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA -*Strategic Environment Assessment*) của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) sẽ được đánh giá bởi hội đồng giám định được thành lập bởi Bộ Tài Nguyên và Môi Trường (MONRE-*Ministry of Natural Resources and Environment*).

(2) Các luật và quy định liên quan khác

Các điều khoản về Đánh giá Môi trường Chiến lược (*SEA-Strategic Environment Assessment*) của luật về Bảo vệ Môi trường được hỗ trợ bởi các luật và quy định liên quan chính như sau.

(a) Nghị định Số.80/2006/ND-CP (Tháng 8/2006)

Nghị định hướng dẫn các thủ tục của việc đệ trình báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (*SEA-Strategic Environment Assessment*) (mục 9) và việc đánh giá (mục 10) sắp xếp và bao gồm cả giới hạn thời gian cho việc giám định như sau (mục 12).

- Các chiến lược và kế hoạch cần được chấp thuận bởi Quốc Hội, Chính Phủ và Thủ Tướng Chính Phủ/ Các chiến lược và kế hoạch liên ngành và liên tỉnh: 45 ngày làm việc kể từ sau khi có giấy báo nhận hoàn tất và hồ sơ hợp lệ

- Các chiến lược và kế hoạch khác: 30 ngày làm việc kể từ sau khi có giấy báo nhận hoàn tất và hồ sơ hợp lệ

(b) Thông tư Số.05/2008/TT-BTNMT (Tháng 12/2008)

Thông tư này, bãi bỏ thông tư Số.08/2006/TT-BTNMT (Tháng 9/2006), cung cấp các hướng dẫn và quy định chi tiết về việc thực hiện luật về Bảo vệ Môi trường liên quan đến Đánh giá Môi trường Chiến lược (*SEA-Strategic Environment Assessment*).

(c) Hướng dẫn kỹ thuật chung cho Đánh giá Môi trường Chiến lược (Bộ Tài Nguyên và Môi Trường, 2008) (MONRE-Ministry of Natural Resources and Environment, 2008)

Hướng dẫn kỹ thuật chung cho việc Đánh giá Môi trường Chiến lược (Bộ Tài Nguyên và Môi Trường, 2008) (MONRE-Ministry of Natural Resources and Environment, 2008) giải thích các bước và phương pháp của Đánh giá Môi trường Chiến lược (*SEA-Strategic Environment Assessment*) và sẽ được xem xét lại đều đặn qua kinh nghiệm thực hiện Đánh giá Môi trường Chiến lược (*SEA-Strategic Environment Assessment*).

Trong các hướng dẫn đã nêu trên, đối với những người chịu trách nhiệm tiến hành Đánh giá Môi trường Chiến lược (*SEA-Strategic Environment Assessment*), các tiêu chuẩn đánh giá nội bộ cho báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (*SEA-Strategic Environment Assessment*) được giải thích như sau.

Bảng 5.5-1: Các tiêu chuẩn đánh giá nội bộ cho báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment)

Nêu ra các vấn đề chính

- Mục đích và các mục tiêu của các Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs-Policy, Plan, Program) được làm rõ.
- Các kết nối với các Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs-Policy, Plan, Program) liên quan khác được xác định và giải thích rõ ràng.
- Các vấn đề môi trường có liên quan tới các Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs-Policy, Plan, Program) được xác định.
- Đánh giá tập trung vào các vấn đề quan trọng.
- Các lý do cho việc loại bỏ các vấn đề sau khi xem xét sâu hơn được đưa ra.

Các lựa chọn thay thế

- Các lựa chọn thay thế mang tính thực tế của các Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs-Policy, Plan, Program) được xem xét và các lý do vì sao lựa chọn các lựa chọn thay thế được giải thích.
- Các lựa chọn thay thế bao gồm các kịch bản “trường hợp tác động tối thiểu đến môi trường” và/hoặc “không hành động”.
- Các tác động môi trường (cả có hại lẫn có lợi) của mỗi lựa chọn thay thế được xác định và so sánh.
- Sự mâu thuẫn giữa các lựa chọn thay thế và các Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs – Policy, Plan, Program) liên quan khác được xác định và giải thích.
- Các lý do cho việc lựa chọn hay loại bỏ các lựa chọn thay thế được đưa ra.

Thông tin cơ sở

- Các khía cạnh liên quan của tình trạng hiện tại của môi trường và sự tiến triển có thể của chúng khi không có các Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs-Policy, Plan, Program) được mô tả.
- Các đặc điểm môi trường của các khu vực có thể bị ảnh hưởng đáng kể được mô tả, bao gồm các khu vực rộng hơn ranh giới vật lý của phạm vi Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs-Policy, Plan, Program), nơi nó có xu hướng bị ảnh hưởng bởi kế hoạch của các Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs-Policy, Plan, Program).

Dự đoán và đánh giá các tác động môi trường đáng kể có khả năng xảy ra

- Cả tác động tích cực lẫn tiêu cực đều được xem xét, và thời gian của tác động (ngắn, trung bình hay dài hạn) được nêu ra.
- Các tác động phụ, tích lũy và tích cực được xem xét ở những nơi có thể.
- Mọi quan hệ đa phương giữa các tác động được xem xét ở những nơi có thể.
- Dự đoán và đánh giá các tác động tuân theo các chuẩn, quy định, ngưỡng thích hợp có liên quan

Những điều không chắc chắn

- Các phương pháp được sử dụng để thực hiện việc Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) được mô tả với sự giải thích về những điều không chắc chắn (nếu có).
- Sự thiếu hụt trong thông tin cơ bản và các phương pháp được giải thích.

Biện pháp giảm nhẹ thiệt hại

- Các biện pháp đưa ra để ngăn chặn, giảm thiểu và bù đắp bất kỳ các tác động bất lợi đáng kể nào được chỉ ra.
- Các điểm được xem xét trong các sự tán thành của dự án được xác định.

Báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment)

- Rõ ràng và ngắn gọn trong cách bố trí và trình bày.
- Sử dụng ngôn ngữ đơn giản, dễ hiểu và tránh hoặc giải thích các thuật ngữ kỹ thuật.
- Sử dụng sơ đồ và các minh họa khác ở những nơi thích hợp.
- Giải thích phương pháp được sử dụng.
- Giải thích ai đã được tham vấn và phương pháp tham vấn đã được sử dụng.

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

- Xác định các nguồn thông tin, bao gồm đánh giá của chuyên gia và các bản chất của ý kiến.
- Bao gồm một tóm tắt không chuyên môn trong đó bao gồm các phương pháp tổng quát cho Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment), các mục tiêu của các Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs-Policy, Plan, Program), các lựa chọn thay thế chính được xem xét, và bất kỳ sự thay đổi nào đến các Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs-Policy, Plan, Program) từ Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment).
- Những khó khăn về mặt kỹ thuật, thủ tục và những khó khăn khác được thảo luận; sự giả định và những điều không chắc chắn được làm rõ.

Quản lý quá trình Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment)

- Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) được thực hiện như là một phần không thể thiếu trong quá trình thành lập các Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs-Policy, Plan, Program).
- Các cơ quan hữu quan và cộng đồng có liên quan được tham vấn bằng nhiều cách và được tham vấn sớm để họ có đủ thời gian thích hợp để diễn đạt ý kiến của mình về bản thảo các Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs-Policy, Plan, Program) và Báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment).

Nguồn: Bộ Tài Nguyên và Môi Trường (MONRE-Ministry of Natural Resources and Environment) (20

08): Hướng dẫn kỹ thuật chung cho Đánh giá Môi trường Chiến lược

5.5.3 Đánh giá sơ bộ về Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7)

(1) Danh sách đánh giá

Đối với việc đánh giá sơ bộ của Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) trong phác thảo Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ) (PDP7-Power Development Plan No7), nhóm nghiên cứu đã chuẩn bị bản danh sách đánh giá cho Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) như sau, dựa trên “Nghiên cứu cơ bản về Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment)” (Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-The Japan International Cooperation Agency, 2005), các quy định và luật Việt Nam liên quan, và các thực tiễn tốt của các tổ chức hợp tác phát triển v.v..(chi tiết về các thực tiễn tốt, tham khảo phụ lục 3).

Bảng 5.5-2: Danh sách kiểm tra Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) được soạn thảo bởi nhóm nghiên cứu

<p>1. Mô tả kế hoạch và các điều kiện cơ bản</p> <p>1.1 Mô tả kế hoạch</p> <ul style="list-style-type: none">■ Mục đích của kế hoạch đã rõ ràng chưa?■ Các chiến lược, chính sách và kế hoạch liên quan (ví dụ: các mục tiêu môi trường) có được đánh giá và sắp xếp phù hợp với các mục đích của kế hoạch không? <p>1.2 Các điều kiện môi trường cơ bản</p> <ul style="list-style-type: none">■ Các điều kiện môi trường hiện tại (các khía cạnh tự nhiên, xã hội và ô nhiễm) có được mô tả không?■ Có sự thiếu hụt lượng dữ liệu và thông tin đáng kể không? Làm sao để giải quyết vấn đề này? <p>2. Xác định và đánh giá các tác động chính</p> <p>2.1 Phạm vi</p> <ul style="list-style-type: none">■ Các tác động có nằm trong một hệ thống và cách thức rõ ràng để đảm bảo tất cả các vấn đề liên quan (ví dụ: tự nhiên, xã hội và ô nhiễm) được bao gồm không?■ Các bên liên quan có được tham vấn bằng những cách hợp lý tại thời điểm thích hợp trong phạm vi Báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) không? <p>2.2 Đánh giá tác động</p> <ul style="list-style-type: none">■ Phương pháp của việc đánh giá có được giải thích không? Nếu có thể, các tác động có được đánh giá một cách định lượng không?■ Việc đánh giá tác động được thực hiện tương ứng với các bước của kế hoạch không (ví dụ: Kế hoạch Tổng quan: Kiểm tra môi trường ban đầu (IEE-Initial Environmental Examination)), Nghiên cứu khả thi: Đánh giá Tác động Môi trường (EIA-Environmental Impact Assessment))?■ Sự mở rộng về mặt không gian và thời gian của các tác động, tác động tích lũy và tác động tích cực có được mô tả không?■ Nếu có những điều không chắc chắn và các giả định được đưa ra trong việc đánh giá các tác động, thì những điều đó có được giải thích không?

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

3. Lựa chọn thay thế, Biện pháp giảm nhẹ, Giám sát và Khuyến nghị

3.1 Các lựa chọn thay thế

- Các lựa chọn thay thế (bao gồm Không hành động và Lựa chọn môi trường thực tế tốt nhất, nếu phù hợp) có được điều tra theo các giai đoạn của kế hoạch không?
- Các lựa chọn thay thế có được đánh giá trong các khía cạnh tự nhiên, xã hội và ô nhiễm không? Có các nguyên nhân được đưa ra để chọn hoặc loại bỏ các lựa chọn thay thế không?
- Các giả định và những điều không chắc chắn trong các lựa chọn thay thế có được giải thích không?
- Các bên liên quan có được tham vấn bằng những cách hợp lý tại thời điểm thích hợp trong việc nghiên cứu các lựa chọn thay thế không?

3.2 Biện pháp giảm thiểu thiệt hại

- Các biện pháp giảm thiểu thiệt hại (bao gồm chi phí, thời gian và phương pháp v.v..) có được điều tra tương ứng với các bước của kế hoạch không?

3.3 Giám sát

- Các biện pháp cho việc giám sát, bao gồm trách nhiệm, hạn định và ngân sách v.v.. có được đề xuất không?

3.4 Khuyến nghị

- Các khuyến nghị về vấn đề tự nhiên, xã hội và ô nhiễm có được đề xuất không?
- Có những mốc cụ thể nào trong quá trình phát triển kế hoạch mà Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) có thể ảnh hưởng tới các quyết định hay thiết kế không?

4. Thảo luận

4.1 Báo cáo

- Bố cục của báo cáo cho phép người đọc dễ dàng và nhanh chóng tìm các dữ liệu và thông tin cần thiết hay không? Các nguồn dữ liệu bên ngoài có được công nhận hay không?
- Để tạo điều kiện cho người đọc hiểu được nội dung báo cáo, các mục lục, tên viết tắt, bảng chú thích, danh mục tham khảo và hình vẽ có được sử dụng trong báo cáo không?
- Có một bản tóm tắt phi kỹ thuật của các kết quả chính của báo cáo được chuẩn bị bằng ngôn ngữ địa phương của người đọc không?

4.2 Sự công khai

- Báo cáo có được công khai ra công chúng một cách thích hợp không? Tài liệu giải thích cho công chúng (ví dụ: tờ rơi) có được chuẩn bị không?

4.3 Sự đánh giá và thừa nhận

- Báo cáo được đánh giá một cách độc lập không?
- Nếu cần thiết, báo cáo có được phê duyệt của cơ quan chính phủ liên quan chưa?
- Nếu có các điều kiện được áp đặt cho việc phê duyệt báo cáo, các điều kiện đó có được thỏa mãn chưa?

4.4 Thảo luận

- Các bên liên quan được thảo luận bằng những cách hợp lý tại thời điểm thích hợp không, những đánh giá của họ ảnh hưởng tới kế hoạch như thế nào?
- Việc thảo luận có quan tâm tới sự tham gia của công chúng không?
- Việc thảo luận quan tâm cụ thể tới các nhóm hay người dễ bị tổn thương, bao gồm phụ nữ, trẻ em, người lớn tuổi, những người có mức sống dưới trung bình, dân tộc thiểu số, và người bản địa không?

Nguồn: Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team -Technical Assistance Team)

(2) Khái quát về Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7)

Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7) được thực hiện bởi nhóm Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment), nhóm gồm các chuyên gia quốc tế và trong nước (chủ yếu là Viện Năng

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

lượng (IE-*Institute of Energy*)) như sau, và Báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) độc lập cũng sẽ được lập (không phải là một phần của báo cáo Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*)).

Vào tháng 7, 2010, nhóm Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) đang thực hiện giai đoạn 2, và kết quả của giai đoạn 1 đã được giải thích và bàn bạc trong Hội thảo Tham vấn các bên liên quan lần thứ 1 (đã được tổ chức từ ngày 12 đến ngày 13 tháng 7 năm 2010).

Và báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) được dự định sẽ được trình lên Bộ Tài Nguyên và Môi Trường (MONRE - *Ministry of Natural Resources and Environment*) vào cuối năm 2010.

Giai đoạn 1: Phạm vi

Giai đoạn 2: Thu thập dữ liệu và phân tích cơ bản (đang diễn ra, vào thời điểm tháng 6 năm 2010)

Giai đoạn 3: Hội thảo Tham vấn các bên liên quan lần thứ 1 (Tháng 7 năm 2010)

Giai đoạn 4: Phân tích tác động và cho điểm (Tháng 8 – Tháng 9 năm 2010)

Giai đoạn 5: Các biện pháp và khuyến nghị giảm thiệt hại (Tháng 8 - tháng 9 năm 2010)

Giai đoạn 6: Hội thảo Tham vấn các bên liên quan lần thứ 2 (Tháng 10 năm 2010)

Giai đoạn 7: Phản ánh các kết quả của Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) vào Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) (Tháng 10 năm 2010)

Giai đoạn 8: Đề trình báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) lên Bộ Tài Nguyên và Môi Trường (MONRE -*Ministry of Natural Resources and Environment*) để xem xét và phê bình

Ngoài ra, Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) được hỗ trợ bởi Nhóm trợ giúp kỹ thuật của Ngân hàng Phát triển châu Á. Bản đánh giá này bao gồm các lĩnh vực mà phía Việt Nam cần sự hỗ trợ như sau.

- Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) và Phân tích kịch bản

- Tác động và phát triển xã hội

- Biến đổi khí hậu

- Hệ thống thông tin địa lý

- Đáng giá đa dạng sinh học và môi trường

(3) Kết quả Đánh giá sơ bộ

Đánh giá sơ bộ đã được tiến hành dựa trên báo cáo phác thảo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) (vào tháng 6 năm 2010) (tham khảo Phụ lục 3) và thảo luận với các chuyên gia của Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*).

(a) “1. Mô tả kế hoạch và các điều kiện cơ bản”

- “1.1 Mô tả kế hoạch”
 - Các hạng mục đánh giá
 - ✧ Mục đích của kế hoạch có rõ ràng không?
 - ✧ Các chiến lược, chính sách và kế hoạch (ví dụ: các mục tiêu về môi trường) có được đánh giá và có phù hợp với mục đích của kế hoạch không?
 - Kết quả đánh giá
 - ✧ Mục đích chính của kế hoạch được mô tả trong “1.2.1 Tóm tắt ngắn gọn của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) (trang 14)”.
 - ✧ Tính nhất quán với các chính sách liên quan (các kế hoạch tổng quan trong việc phát triển kinh tế xã hội, phát triển cơ sở hạ tầng và các khu vực quốc gia v.v..) được đánh giá trong “1.2.2 Đánh giá tính phù hợp của các chính sách và phát triển quốc gia (trang 14-15)”.
 - Các khuyến nghị
 - ✧ Mục đích của kế hoạch cần phải rõ ràng trong “1.2.1 Tóm tắt ngắn gọn của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) (trang 14)”.
 - ✧ Tính nhất quán với các chính sách liên quan nên được đánh giá trong “1.2.2 Đánh giá tính phù hợp của các chính sách và phát triển quốc gia (trang 14-15)”.
- “1.2 Điều kiện môi trường cơ bản”
 - Các hạng mục đánh giá
 - ✧ Các điều kiện môi trường hiện tại (các khía cạnh tự nhiên, xã hội và ô nhiễm) có được mô tả không?
 - ✧ Có sự thiếu hụt đáng kể về dữ liệu và thông tin không? Làm sao giải quyết vấn đề đó?

- Kết quả đánh giá
 - ✧ Các điều kiện môi trường hiện tại được mô tả trong “2.1 Tình trạng hiện tại của các điều kiện tự nhiên, môi trường và kinh tế xã hội (trang 18-20)”.
 - ✧ Nhóm Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) đã thu thập thông tin về các điều kiện môi trường hiện tại (vào thời điểm tháng 7 năm 2010). Do đó, sự thiếu hụt đáng kể về dữ liệu và thông tin CHƯA được xác nhận.
- Khuyến nghị
 - ✧ Các điều kiện môi trường hiện tại nên được mô tả trong “2.1 Tình trạng hiện tại của các điều kiện tự nhiên, môi trường và kinh tế xã hội (trang 18-20)”.
 - ✧ Việc có hay không sự thiếu hụt đáng kể về bất kỳ dữ liệu và thông tin nào cần được xác nhận. Và “việc giải quyết những vấn đề đó như thế nào” nên được giải thích (nếu có).

(b) “2. Xác định và đánh giá các tác động chính”

- “2.1 Phạm vi”
 - Các hạng mục đánh giá
 - ✧ Các tác động có được xác định một cách có hệ thống và rõ ràng để đảm bảo rằng tất cả các vấn đề liên quan (ví dụ: về tự nhiên, xã hội và ô nhiễm) được bao gồm không?
 - ✧ Các bên liên quan có được tham vấn bằng những cách hợp lý tại thời điểm thích hợp trong phạm vi báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) không?
 - Kết quả đánh giá
 - ✧ Các tác động chính về môi trường của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) được mô tả trong “Giới thiệu 3.3 Thảo luận và Thực hiện (trang 6-9)” (Bảng 5.5-3).
 - ✧ Dựa trên các tác động môi trường chủ yếu của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*), Ma trận Tác động cho mỗi loại dự án phát triển (thủy điện, nhiệt điện, hạt nhân, năng lượng mới và tái tạo và đường dây truyền tải điện) đã được chuẩn bị để tiến hành Thử nghiệm môi trường ban đầu (IEE-*Initial Environmental Examination*) của các dự án phát triển

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*). Nhóm nghiên cứu đã đánh giá Ma trận Tác động, có tham khảo các thực tiễn quốc tế tốt, và có thêm vào một vài mục để đánh giá (Phụ lục 3). Hơn nữa, nhóm nghiên cứu cũng đã chuẩn bị một danh sách các Ma trận Tác động để tránh việc thiếu sót các mục đánh giá và xác định tính thích hợp của việc xác định phạm vi (Phụ lục 3).

- ✧ Ma trận Tác động sẽ được gửi đến các tỉnh (chủ yếu là “Sở Tài Nguyên và Môi Trường” (DONRE-*Department of Natural Resources and Environment*) và “Sở Công Thương” (DOIT-*Department of Industry and Trade*)), nơi mà các dự án phát triển của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) sẽ được tiến hành, để thu thập thông tin và các ý kiến về các dự án phát triển.
- ✧ Các tác động chính về môi trường của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) đã được giải thích và thảo luận trong Hội thảo Tham vấn các bên liên quan lần thứ 1 (tổ chức vào ngày 12 đến ngày 13 tháng 7 năm 2010).
- Các khuyến nghị
 - ✧ Dựa trên các ý kiến của Ma trận Tác động từ các tỉnh và kết quả của Hội thảo Tham vấn các bên liên quan lần thứ 1, các tác động chính về môi trường của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) cần được xem xét và điều chỉnh, nếu cần thiết.

Bảng 5.5-3: Các tác động chính về môi trường được xác định trong Bản phác thảo Báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7)

(1) Số hộ gia đình di dời
(2) Tác động đến đời sống
(3) Tác động đến văn hóa
(4) Tác động đến đa dạng sinh học
(5) Tác động đến các nguồn tài nguyên thiên nhiên
(6) Tác động đến thủy văn
(7) Tác động đến biến đổi khí hậu
(8) Ô nhiễm không khí
(9) Chất thải rắn
(10) Các tác động/ nguy cơ từ phóng xạ
(11) Ô nhiễm cảnh quan và môi trường
(12) Tác động đến địa chất

Nguồn: Bản phác thảo của báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7) (vào tháng 6 năm 2010)

- “2.2 Đánh giá tác động”
 - Các hạng mục đánh giá
 - ✧ Phương pháp luận của việc đánh giá có được giải thích không? Khi có thể, các tác động có được đánh giá một cách định lượng không?
 - ✧ Đánh giá tác động có được tiến hành tuân theo các bước của kế hoạch (ví dụ: Kế hoạch tổng quan: Thử nghiệm môi trường ban đầu (IEE-Initial Environmental Examination), Nghiên cứu khả thi: Đánh giá Tác động Môi trường (EIA-Environmental Impact Assessment)) không?
 - ✧ Phạm vi về mặt không gian và thời gian của các tác động, tác động tích lũy và tác động tích cực có được mô tả không?
 - ✧ Trường hợp có những điều không chắc chắn và giả định đã được đưa ra trong đánh giá tác động, những điều đó có được giải thích không?
 - Kết quả đánh giá
 - ✧ Phương pháp của việc đánh giá được giải thích trong “Giới thiệu 3.2. Phương pháp tiếp cận (trang 4-6)” và “Giới thiệu 3.3. Thảo luận và Thực hiện (trang 6-11)” (Bảng 5.5-4, Bảng 5.5-5).
 - ✧ Các tác động của các dự án phát triển của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7) sẽ được

định lượng và giá trị kinh tế được tính toán càng nhiều càng tốt (giai đoạn 4 của Bảng 5.5-4).

- ✧ Các tác động của những dự án phát triển Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) sẽ được đánh giá bằng cách sử dụng Hệ thống Thông tin Địa lý (GIS-*Geographical Information Systems*), dựa trên thông tin đã có. Do đó, phương pháp đánh giá được xem xét tương đương với Thử nghiệm môi trường ban đầu (IEE-*Initial Environmental Examination*).
 - ✧ Về mặt không gian của các tác động, Vùng tác động trực tiếp (ví dụ: Nhiệt điện: các khu vực bị ảnh hưởng bởi nước thải nóng và khí thải, Thủy điện: trong vòng bán kính 20 mét của khu vực dự án) (sau đây gọi là “ZOI-*Zone of direct Impact*”) sẽ được xác định và bên cạnh tác động trong Vùng tác động trực tiếp (ZOI-*Zone of direct Impact*), tác động gián tiếp rộng hơn, nằm ngoài Vùng tác động trực tiếp (ZOI-*Zone of direct Impact*), cũng sẽ được đánh giá (Giai đoạn 4 của Bảng 5.5-4).
 - ✧ Về mặt thời gian của các tác động, không có mô tả.
 - ✧ Liên quan đến tác động tích lũy, các kịch bản thay thế sẽ được xếp hạng bằng cách tính tổng số điểm của các dự án phát triển, bao gồm các kịch bản và so sánh với nhau. (giai đoạn 4 của Bảng 5.5-4).
 - ✧ Liên quan đến tác động tích cực, “Thay đổi mức thu nhập từ nông nghiệp và công nghiệp” và “Các cơ hội mới về nghề nghiệp và thu nhập” sẽ được đánh giá (Bảng 5.5-5).
 - ✧ Những điều không chắc chắn được đánh giá trong “6.2.2 Ý kiến về độ tin cậy của phương pháp ứng dụng (trang 33)” và “6.3 Ý kiến về tính chi tiết và độ tin cậy của báo cáo (trang 33)”.
- **Khuyến nghị**
- ✧ Tác động về môi trường cần được đánh giá tuân theo các Bảng 5.5-4 và 5.5-5.
 - ✧ Chuẩn điểm của mỗi tác động (giai đoạn 4 của Bảng 5.5-4) là một phần quan trọng của Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*). Do đó, chuẩn điểm của mỗi tác động cần được xác định thông qua việc xây dựng tính đồng thuận giữa các bên liên quan.

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

- ✧ Khi có thể, thời gian tác động (ví dụ: tạm thời, vài năm, vài thập kỷ, hàng 100 năm, hàng 1000 năm, hơn hàng 1000 năm) cần được xem xét trong chuẩn điểm.
- ✧ Liên quan đến tác động tích lũy, tổng điểm theo mỗi miền (Bắc, Trung và Nam) và loại nhiên liệu (ví dụ: than, dầu và khí) của các kịch bản thay thế cần được tính toán.
- ✧ Những điều không chắc chắn cần được đánh giá trong “6.2.2 Ý kiến về độ tin cậy của phương pháp ứng dụng (trang 33)” và “6.3 Ý kiến về tính chi tiết và độ tin cậy của báo cáo (trang 33)”.

Bảng 5.5-4: Phương pháp Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7)

Giai đoạn 1: Phạm vi

- Thành lập nhóm Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) (18 chuyên gia trong nước (12 chuyên gia từ Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy) và 6 chuyên gia từ các tổ chức khác) và 3 chuyên gia quốc tế) như là nhóm thực hiện của Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment)
- Xác định các tác động chính về môi trường của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP-Power Development Plan No7) (Bảng 5.5-3)
- Chọn lựa các kịch bản thay thế (3 Kịch bản Cung-Cầu (các trường hợp nhu cầu cao, cơ bản và thấp) và 1 Kịch bản về môi trường tốt nhất (xem xét các chính sách quốc gia cho Hiệu Quả Năng Lượng, Năng Lượng Tái Tạo và Việc giảm khí nhà kính))
- Định nghĩa vai trò và phạm vi của việc phân tích Hệ thống Thông tin Địa lý (GIS-Geographical Information System)

Giai đoạn 2: Thu thập dữ liệu và phân tích cơ bản

- Xây dựng các chỉ số về môi trường và xã hội cần thiết cho phân tích Hệ thống Thông tin Địa lý (GIS-Geographical Information Systems) (Bảng 5.5-5), bao gồm việc xác định Vùng tác động trực tiếp (ZOI-Zone of direct Impact), (ví dụ: Nhiệt điện: các khu vực bị ảnh hưởng bởi nước lạnh và khí thải, Thủy điện: trong vòng bán kính 20 kilômét (km –kilometre) của khu dự án
- Thu thập dữ liệu (dựa trên thông tin đã có)
- Nắm được các điều kiện hiện tại của môi trường và xã hội của khu vực bị ảnh hưởng bởi các dự án phát triển (Phân tích cơ bản)
- Chuẩn bị về Ma trận Tác động cho các dự án phát triển (nước, nhiệt, hạt nhân, năng lượng mới và tái tạo và đường dây truyền tải)

Giai đoạn 3: Hội thảo Tham vấn các bên liên quan lần thứ 1

- Hội thảo Tham vấn các bên liên quan lần thứ 1 (Giải thích và Thảo luận về kết quả của giai đoạn 1 và 2)
- Tham vấn với các tỉnh (Gửi Ma trận Tác động đến các tỉnh (Sở Tài nguyên và Môi trường (DONRE-Department of Natural Resources and Environment) và Sở Công Thương (DOIT-Department of Industry and Trade) nơi mà dự án phát triển của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7) sẽ được tiến hành, để nhận thông tin và ý kiến về các dự án phát triển)

Giai đoạn 4: Phân tích tác động và Tính điểm

- Kết hợp các kết quả của giai đoạn 3 vào trong Hệ thống Thông tin Địa lý (GIS-Geographical Information Systems).
- Bằng cách sử dụng Hệ thống Thông tin Địa lý (GIS-Geographical Information Systems), những tác động tích cực

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

và tiêu cực (Bảng 5.5-5) của các dự án phát triển (bao gồm phần bên trong/bên ngoài Vùng tác động trực tiếp (ZOI-Zone of direct Impact)) được định lượng (ví dụ: số hộ gia đình di dời và sự mất mát diện tích đất nông nghiệp)

- Tính toán càng nhiều càng tốt “Giá trị Kinh tế” của các tác động được định lượng trên
- Các tác động định lượng được đánh giá dựa trên nguyên tắc của chuẩn điểm dưới đây
 - 3 = Các tác động tiêu cực trực tiếp chủ yếu mà các biện pháp giảm thiệt hại không thực hiện được
 - 2 = Các tác động tiêu cực trực tiếp chủ yếu mà các biện pháp giảm thiệt hại có thể thực hiện
 - 1 = Các tác động tiêu cực gián tiếp, nhỏ
 - 0 = Không có tác động
 - 1 = Có thể có các lợi ích tích cực
- Chuẩn điểm cụ thể cho mỗi tác động được định nghĩa bởi nhóm Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) và được thảo luận với các bên liên quan.
- Đánh giá các dự án phát triển bằng cách tính tổng điểm của mỗi tác động và tạo ra danh sách thứ tự ưu tiên về môi trường của các dự án phát triển (sắp xếp các dự án phát triển theo thứ tự tổng điểm tăng dần)
- Đánh giá các kịch bản thay thế bằng cách tính tổng điểm của mỗi dự án phát triển, mỗi dự án phát triển bao gồm các kịch bản, và đánh giá chúng một cách tương đối

Giai đoạn 5: Các biện pháp giảm thiệt hại và khuyến nghị

- Xem xét các biện pháp giảm thiệt hại cho các tác động
- Xem xét các khuyến nghị về Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-Power Development Plan No7)
- Chuẩn bị báo cáo phác thảo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment)

Giai đoạn 6: Hội thảo Tham vấn các bên liên quan lần thứ 2

- Hội thảo Tham vấn các bên liên quan lần thứ 2 (Giải thích và Thảo luận về báo cáo phác thảo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) và thảo luận về tính khả thi của các khuyến nghị)

Giai đoạn 7: Phản ánh về các kết quả của Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ) (PDP7-Power Development Plan No7)

- Các kết quả của Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) được phản ánh đến Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ) (PDP7-Power Development Plan No7)

Giai đoạn 8: Đề trình báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) lên Bộ Tài Nguyên và Môi Trường (MONRE-Ministry of Natural Resources and Environment) để phê duyệt

- Báo cáo đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) được hoàn thành và đề trình lên Bộ Tài Nguyên và Môi Trường (MONRE-Ministry of Natural Resources and Environment) để phê duyệt

Nguồn: Bản phác thảo Báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) phác thảo của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ) (PDP7-Power Development Plan No7) (vào tháng 6 năm 2010)

Bảng 5.5-5: Các chỉ số tác động đến môi trường và xã hội trong Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ) (PDP7-Power Development Plan No7)

<p>1. Các chỉ số về môi trường</p> <p>Chi phí đầu tư cho việc phát triển và cung cấp năng lượng</p> <p>Chi phí của việc mất mát về đa dạng sinh học: hệ sinh thái biển và hệ sinh thái rừng, dịch vụ sinh thái</p> <p>Sự xuống cấp về chất lượng nước</p> <p>Ô nhiễm không khí và khí nhà kính</p> <p>Chi phí thiệt hại do biến đổi khí hậu</p> <p>Chi phí của các biện pháp giảm thiệt hại môi trường.</p> <p>2. Các chỉ số về xã hội</p> <p>Số hộ gia đình di dời</p> <p>Chi phí cho các tác động của việc sử dụng đất</p> <p>- Các tác động đến thu nhập do việc mất đất nông nghiệp</p> <p>- Rừng</p> <p>Chi phí cho việc thay đổi mục đích sử dụng nước</p> <p>Không đảm bảo an toàn thực phẩm</p> <p>Mất thu nhập từ các nguồn tài nguyên</p> <p>Tăng tỉ lệ nghèo</p> <p>Thay đổi trong thu nhập từ ngành nông nghiệp và công nghiệp (giảm/tăng)</p> <p>Giá trị thủy hải sản trên sông và biển (thượng lưu và hạ lưu)</p> <p>Tác động đến sức khỏe con người gây ra bởi chất lượng không khí</p> <p>Các cơ hội mới về nghề nghiệp và thu nhập</p>

Nguồn: Bản phác thảo Báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ) (PDP7-Power Development Plan No7) (vào tháng 6 năm 2010)

(c) “3. Các lựa chọn thay thế, biện pháp giảm thiệt hại, giám sát và khuyến nghị”

- “3.1 Các lựa chọn thay thế”
 - Các hạng mục đánh giá
 - ✧ Các lựa chọn thay thế (bao gồm Không hành động và Sự lựa chọn về môi trường khả thi nhất, nếu thích hợp) có được nghiên cứu tuân theo các bước của kế hoạch không?
 - ✧ Các lựa chọn thay thế có được đánh giá theo các khía cạnh tự nhiên, xã hội và ô nhiễm không? Những lý do của việc chọn lựa hay loại bỏ các lựa chọn thay thế có được trình bày không?
 - ✧ Sự giả định và không chắc chắn trong các lựa chọn thay thế có được giải thích không?

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

- ✧ Các bên liên quan có được tham vấn bằng những cách hợp lý và tại những thời điểm thích hợp trong khi điều tra các lựa chọn thay thế không?

- Kết quả đánh giá
 - ✧ Điều kiện môi trường trong tương lai khi không có Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ) (PDP7-Power Development Plan No7) sẽ được dự đoán trong phần “2.2 Dự đoán thay đổi trong các thành phần của môi trường (trang 20)”.
 - ✧ Các kịch bản thay thế (3 kịch bản cung cầu (các trường hợp nhu cầu cao, cơ bản và thấp) và kịch bản môi trường tốt nhất (xem xét các chính sách quốc gia cho Hiệu quả năng lượng, Năng lượng tái tạo và Giảm khí nhà kính)) sẽ được đánh giá.
 - ✧ Các kịch bản thay thế sẽ được đánh giá dựa trên các chỉ số tự nhiên, xã hội và ô nhiễm (Bảng 5.5-5).
 - ✧ Những điều không chắc chắn sẽ được đánh giá trong “6.2.2 Diễn giải về độ tin cậy của phương pháp ứng dụng (trang 33)” và “6.3 Diễn giải về chi tiết và độ tin cậy của báo cáo (trang 33)”.
 - ✧ Những kết quả đánh giá các kịch bản sẽ được giải thích và thảo luận trong Hội thảo Tham vấn các bên liên quan lần thứ 2.

- Khuyến nghị
 - ✧ Các điều kiện môi trường trong tương lai khi không có Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ) (PDP7-Power Development Plan No7) nên được dự đoán trong phần “2.2 Dự đoán sự thay đổi trong các thành phần môi trường (trang 20)”.
 - ✧ Các kịch bản thay thế cần được đánh giá dựa trên các chỉ số tự nhiên, xã hội và ô nhiễm (Bảng 5.5-5).
 - ✧ Những điều không chắc chắn cần được đánh giá trong phần “6.2.2 Diễn giải về độ tin cậy của phương pháp ứng dụng (trang 33)” và phần “6.3 Diễn giải về tính chi tiết và độ tin cậy của báo cáo (trang 33)”.
 - ✧ Những kết quả của Hội thảo Tham vấn các bên liên quan lần thứ 2 nên phản ánh việc đánh giá các kịch bản.

- “3.2 Các biện pháp giảm thiệt hại”
 - Các hạng mục đánh giá
 - ✧ Các biện pháp giảm thiệt hại (bao gồm chi phí, thời gian và phương pháp, v.v..) có được nghiên cứu tuân theo các bước của kế hoạch không?
 - Kết quả đánh giá
 - ✧ Các biện pháp giảm thiệt hại sẽ được điều tra trong phần “5.1 Đề xuất các biện pháp bảo vệ môi trường và giảm thiệt hại (trang 30)”.
 - Khuyến nghị
 - ✧ Các biện pháp giảm thiệt hại cần được nghiên cứu trong phần “5.1 Đề xuất biện pháp bảo vệ môi trường và các biện pháp giảm thiệt hại (trang 30)”.
 - ✧ Nhìn chung, trong danh sách thứ tự ưu tiên về môi trường của các dự án phát triển (giai đoạn 4 của Bảng 5.5-4), mức độ ưu tiên của nhà máy nhiệt điện chạy than và nhà máy thủy điện quy mô lớn có sự tái định cư thường thấp. Tuy nhiên, tầm quan trọng của các nhà máy này thì cao về mặt cung cấp nguồn điện ổn định, và cho tới bây giờ, khó có thể được thay thế bởi các loại hình khác (ví dụ: nhập khẩu điện và năng lượng tái tạo). Hơn nữa, sự giảm thiểu của khí nhà kính bởi nhà máy thủy điện quy mô lớn rất đáng kể. Do đó, sử dụng các nhà máy này một cách hiệu quả với các biện pháp giảm thiệt hại như sau là cần thiết.
 - ✧ Nhà máy nhiệt điện chạy than: (1)Thực hiện đầy đủ các biện pháp giảm thiệt hại về ô nhiễm không khí (ví dụ: kết tủa và khử lưu huỳnh bằng điện).
(2) Ứng dụng các kỹ thuật sản xuất nhiệt điện chạy than hiệu suất cao (ví dụ: Cực siêu tới hạn (USC-*Ultra Super Critical*), Cực siêu tới hạn nâng cao (A-USC-*Advanced Ultra Super Critical*) và IGCC (Chu trình hỗn hợp kết hợp khí hóa than-*Integrated coal Gasification Combined Cycle*)) và đầy đủ các hoạt động và bảo trì nhằm duy trì mức hiệu suất cao.
(3) Ứng dụng biện pháp Tích trữ và Thu nạp khí CO₂ (CCS-*CO2 capture and storage*) kết hợp với Thu hồi dầu tăng cường (EOR-*Enhanced Oil Recovery*) khả thi về mặt kinh tế
 - ✧ Các nhà máy thủy điện quy mô lớn có sự tái định cư: thực hiện đầy đủ các biện pháp giảm thiệt hại cho việc tái định cư (Tránh né, giảm

thiếu và đền bù) và sắp xếp lại các dòng thác của sông để giảm bớt quy mô của đập (ví dụ: chia nhỏ đập quy mô lớn thành các đập có quy mô trung bình nhỏ)

- “3.3 Giám sát”
 - Các hạng mục đánh giá
 - ✧ Các biện pháp để giám sát, bao gồm các trách nhiệm, hạn định và ngân sách v.v.. có được đề xuất không?
 - Kết quả đánh giá
 - ✧ Kết quả giám sát sẽ được đề xuất trong phần “5.2 Quản lý môi trường và Chương trình giám sát (trang 31)”.
 - Các khuyến nghị
 - ✧ Các biện pháp giám sát nên được đề xuất trong phần “5.2 Quản lý môi trường và Chương trình giám sát (trang 31)”.
 - ✧ Các biện pháp giám sát của tất cả các dự án phát triển sẽ được chuẩn bị trong Đánh giá Tác động Môi trường (EIA-*Environmental Impact Assessment*). Do đó, kế hoạch giám sát trong Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ) (PDP7-*Power Development Plan No7*) nên bao gồm các hạng mục sau, với sự tập trung về tính hiệu quả của Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) và tác động tích lũy của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ) (PDP7-*Power Development Plan No7*).
 - ✧ Tính hiệu quả của Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*): Sự phản ánh các khuyến nghị của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ) (PDP7-*Power Development Plan No7*) đã được phê duyệt và việc thực hiện các biện pháp giảm thiệt hại
 - ✧ Tác động tích lũy của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ) (PDP7-*Power Development Plan No7*): Việc sử dụng các chỉ số môi trường (ví dụ: Tổng lượng khí thải CO₂ từ ngành điện)
- “3.4 Các khuyến nghị”
 - Các hạng mục đánh giá
 - ✧ Các khuyến nghị về vấn đề tự nhiên, xã hội và ô nhiễm có được đề xuất không?

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

- ✧ Có những điểm cụ thể trong quá trình phát triển kế hoạch mà Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) có thể có ảnh hưởng đến các quyết định và thiết kế không?
 - Kết quả đánh giá
 - ✧ Các khuyến nghị về vấn đề tự nhiên, xã hội và ô nhiễm sẽ được đưa ra trong phần “Các kết luận và khuyến nghị (trang 34)”.
 - ✧ Tính khả thi của các khuyến nghị sẽ được xem xét thông qua sự bàn bạc với các bên liên quan (đặc biệt là các cơ quan chính phủ liên quan) trong Hội thảo Tham vấn các bên liên quan lần thứ 2.
 - ✧ Sau khi xem xét các kết quả của Hội thảo Tham vấn các bên liên quan lần thứ 2, các khuyến nghị của Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) sẽ được phản ánh đến Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*).
 - Khuyến nghị
 - ✧ Các khuyến nghị về vấn đề tự nhiên, xã hội và ô nhiễm nên được đưa ra trong phần “Các kết luận và khuyến nghị (trang 34)”.
 - ✧ Tính khả thi của các khuyến nghị nên được xem xét trong Hội thảo Tham vấn các bên liên quan lần thứ 2, và các khuyến nghị nên được phản ánh trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) một cách thích hợp.
- (d) “4. Thảo luận”
- “4.1 Báo cáo”
 - Các hạng mục đánh giá
 - ✧ Bố cục của báo cáo có cho phép người đọc tìm kiếm dễ dàng và nhanh chóng dữ liệu và thông tin cần thiết không? Các nguồn dữ liệu ngoài có được chấp nhận không?
 - ✧ Để tạo điều kiện cho người đọc hiểu được nội dung báo cáo, các mục lục, tên viết tắt, bảng chú thích, danh mục tham khảo và hình vẽ có được sử dụng trong báo cáo không?
 - ✧ Có một bản tóm tắt phi kỹ thuật của các kết quả chính của báo cáo được chuẩn bị bằng ngôn ngữ địa phương của người đọc không?

- Kết quả đánh giá
 - ✧ Vì báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) chưa được hoàn thành, nên rất khó khăn để đánh giá bố cục v.v...
 - ✧ Theo như “Nguyên tắc kỹ thuật chung cho Đánh giá Môi trường Chiến lược ((Bộ Tài nguyên và Môi trường (MONRE-*Ministry of Natural Resources and Environment*), 2008)”, việc chuẩn bị một bản tóm tắt phi kỹ thuật được khuyến nghị. Tuy nhiên, tại thời điểm hiện tại chưa có kế hoạch chuẩn bị bản tóm tắt phi kỹ thuật này.

- Khuyến nghị
 - ✧ Bố cục của báo cáo nên cho phép người đọc có thể nhanh chóng và dễ dàng tìm kiếm dữ liệu cần thiết. Các nguồn dữ liệu bên ngoài nên được ghi rõ.
 - ✧ Để người đọc hiểu nội dung báo cáo dễ dàng hơn, các mục lục, bảng viết tắt, bảng chú giải, danh mục tham khảo và hình vẽ nên được sử dụng trong báo cáo.
 - ✧ Việc chuẩn bị một bản tóm tắt phi kỹ thuật nên được xem xét.

- “4.2 Sự công khai”
 - Các hạng mục đánh giá
 - ✧ Báo cáo có được công khai ra công chúng trong một cách thích hợp không? Tài liệu giải thích cho công chúng (ví dụ: tờ rơi) có được chuẩn bị không?

 - Kết quả đánh giá
 - ✧ Trong thời gian chuẩn bị báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*), báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) sẽ được công khai đến các bên liên quan như các cơ quan Chính phủ. Tuy nhiên, báo cáo sẽ **KHÔNG** được công khai ra công chúng.
 - ✧ Theo các chuyên gia của Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*), **KHÔNG** có luật hay quy định về việc công khai báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*). Tuy nhiên, bởi vì báo cáo Đánh giá Tác động Môi trường (EIA-*Environmental Impact Assessment*) được phê duyệt đã công khai ra công chúng ở Việt Nam, việc công khai báo cáo Đánh giá

Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) đã phê duyệt sẽ được xem xét.

➤ **Khuyến nghị**

- ✧ Việc công khai báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) đã phê duyệt ra công chúng nên được xem xét.
- ✧ Thông thường, công chúng ít có khuynh hướng tham gia vào trong quá trình Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs –*Policy, Plan, Program*), vì Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs –*Policy, Plan, Program*) thường khó hiểu hơn và tác động ít cụ thể hơn, so với một dự án và Đánh giá Tác động Môi trường (EIA-*Environmental Impact Assessment*). Tuy nhiên, việc thu thập thông tin và các ý kiến có khả năng ảnh hưởng đến Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs –*Policy, Plan, Program*) là rất khó khăn (ví dụ: Môi trường thiên nhiên (các loài có nguy cơ tuyệt chủng, môi trường sống có giá trị sinh thái (ví dụ: rừng san hô, đước, hoặc cái bãi lộ do triều)), Môi trường xã hội (sự tái định cư, các tác động lên văn hóa và sinh hoạt)), bởi vì một Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) về cơ bản được thực hiện dựa trên các dữ liệu/tài liệu đã có và các bên liên quan nhất định (ví dụ: Chính quyền địa phương). Do đó, việc thu thập các ý kiến từ công chúng liên quan đến Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs – *Policy, Plan, Program*) (đặc biệt là các nhóm hay những người dễ bị tổn thương) và chúng phản ánh trong Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs – *Policy, Plan, Program*) tại thời điểm và địa điểm thích hợp là quan trọng. Do đó, rất mong việc công khai bản phác thảo của báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) ra công chúng và thu nhận các ý kiến trong quá trình Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) sẽ được cân nhắc.

● “4.3 Đánh giá và Cho phép”

➤ **Các hạng mục đánh giá**

- ✧ Các báo cáo có được đánh giá một cách độc lập không?
- ✧ Nếu cần, báo cáo có được phê duyệt bởi các nhà chức trách chính phủ có liên quan không?

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

- ◇ Nếu các điều kiện được áp đặt cho việc phê duyệt báo cáo, các điều kiện đó có được thoả mãn không?
- Kết quả đánh giá
 - ◇ Theo như “Luật Bảo vệ môi trường”, Bộ Tài Nguyên và Môi Trường (MONRE-*Ministry of Natural Resources and Environment*) sẽ tổ chức một “Hội Đồng Giám Định” cho báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) về các chiến lược, kế hoạch, chúng phải chịu sự phê duyệt bởi Quốc Hội, Chính Phủ và Thủ Tướng Chính Phủ. Việc đệ trình báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) của Quy hoạch phát triển điện 7 (PDP -*Power Development Plan No7*) lên Bộ Tài Nguyên và Môi Trường (MONRE-*Ministry of Natural Resources and Environment*) được hoạch định vào cuối năm 2010.
- Khuyến nghị
 - ◇ Báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) nên được đánh giá và phê duyệt tuân theo các luật và quy định của Việt Nam.
 - ◇ Nếu các điều kiện được áp đặt cho việc phê duyệt báo cáo, các điều kiện đó nên được thoả mãn.
- “4.4 Thảo luận”
 - Các hạng mục đánh giá
 - ◇ Các bên liên quan có được tham vấn bằng những cách hợp lý và tại những thời điểm thích hợp không, và quan điểm của họ ảnh hưởng tới kế hoạch như thế nào?
 - ◇ Thảo luận có chú ý tới sự liên quan của công chúng không?
 - ◇ Thảo luận có chú ý cụ thể đến các nhóm hay những người dễ bị tổn thương, bao gồm phụ nữ, trẻ em, người lớn tuổi, những người có mức sống dưới trung bình, dân tộc thiểu số, và người bản địa không?
 - Kết quả đánh giá
 - ◇ Các cuộc thảo luận được lên kế hoạch như sau; Hội thảo Tham vấn các bên liên quan (hai lần), gửi Ma trận Tác động đến các tỉnh nơi mà các dự án phát triển sẽ được xác định.
 - ◇ Trong bản phác thảo báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*), không có mô tả về sự liên quan của công chúng và các nhóm hay những người dễ bị tổn thương trong các cuộc thảo luận.

- Khuyến nghị
 - ✧ Các cuộc thảo luận giữa các bên liên quan nên được thực hiện theo kế hoạch.
 - ✧ Việc xem xét đặc biệt nên được hướng tới sự liên quan của công chúng và các nhóm hay những người dễ bị tổn thương trong các cuộc thảo luận.

5.5.4 Các kết luận và khuyến nghị

Đánh giá sơ bộ được tiến hành dựa trên phác thảo báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ) (PDP7-Power Development Plan No7) và cuộc thảo luận với các chuyên gia của Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy), sử dụng danh sách các kiểm tra Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment), được chuẩn bị bởi nhóm nghiên cứu.

Nhóm Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) đang thực hiện Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment), tuân theo phương pháp Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) và nội dung báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) đã được chuẩn bị bởi nhóm Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment). Vào tháng 7 năm 2010, Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) đã ở trong giai đoạn thu thập dữ liệu về xã hội và môi trường. Sau đó, đánh giá tác động, biện pháp giảm thiệt hại và các khuyến nghị v.v.. sẽ được tiến hành và báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) sẽ được đệ trình lên Bộ Tài Nguyên và Môi Trường (MONRE-Ministry of Natural Resources and Environment) vào cuối năm 2010.

Như đã đề cập ở trên, vì việc xem xét các biện pháp giảm thiệt hại và các khuyến nghị v.v..(gọi là “kết quả của Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment)”) vẫn CHƯA được tiến hành, do đó đánh giá sơ bộ sẽ tập trung vào sự đúng đắn của kế hoạch thực hiện, như phương pháp Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) và nội dung báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment). Việc tiến hành kế hoạch Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment) đã gần như bao gồm các hạng mục của danh sách đánh giá các hạng mục kiểm tra về đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-Strategic Environment Assessment), được chuẩn bị bởi nhóm nghiên cứu và không có sự điều chỉnh chủ yếu nào thực sự cần thiết. Tuy nhiên, so với

các thực tiễn tốt mang tính quốc tế cho Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) v.v.. có một vài điểm phải được tính đến. Do đó, Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) nên được tiến hành trong việc xem xét về các khuyến nghị sau.

Viện Năng lượng (IE-*Institute of Energy*) đã cung cấp thông tin cho Nhóm trợ giúp kỹ thuật (TA Team - *Technical Assistance Team*), trong đó một số kiến nghị trong bản báo cáo sẽ được kết hợp với Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) vì chúng rất hữu ích.

(1) Các biện pháp giảm thiệt hại cho các nhà máy nhiệt điện chạy than và các nhà máy thủy điện quy mô lớn

Nhìn chung, trong danh sách thứ tự ưu tiên về môi trường của các dự án phát triển (giai đoạn 4 của Bảng 5.5-4), độ ưu tiên của nhà máy nhiệt điện chạy than và nhà máy thủy điện quy mô lớn có khuynh hướng tái định cư thường thấp. Tuy nhiên, tầm quan trọng của các nhà máy này thì cao về nguồn cung cấp điện ổn định, và cho tới bây giờ, các nhà máy này khó có thể được thay thế bởi những loại hình khác (ví dụ: nhập khẩu điện và năng lượng tái tạo). Hơn nữa, việc giảm thiểu khí nhà kính bởi nhà máy thủy điện quy mô lớn thì đáng để xem xét. Do đó, cần thiết phải sử dụng các nhà máy này một cách hiệu quả với các biện pháp giảm thiệt hại như sau:

(a) Nhà máy nhiệt điện chạy than

- Thực hiện đầy đủ các biện pháp giảm thiệt hại về ô nhiễm không khí (ví dụ: kết tủa và khử lưu huỳnh bằng điện)
- Đưa vào các kỹ thuật sản xuất nhiệt điện chạy than hiệu suất cao (ví dụ: Cực siêu tới hạn(USC-*Ultra Super Critical*), Cực siêu tới hạn nâng cao (A-USC-*Advanced Ultra Super Critical*) và Chu trình hỗn hợp kết hợp khí hóa than(IGCC-*Integrated coal Gasification Combined Cycle*)) và các hoạt động và bảo trì đầy đủ nhằm duy trì tính hiệu quả cao
- Giới thiệu phương pháp tích trữ và thu nạp khí CO₂(CCS -*CO₂ capture and storage*) kết hợp với thu hồi dầu tăng cường (EOR-*Enhanced Oil Recovery*) khả thi về kinh tế.

(b) Các nhà máy thủy điện kích thước lớn với sự tái định cư

Thực hiện đầy đủ các biện pháp giảm thiệt hại về việc tái định cư (Tránh né, giảm thiểu và đền bù) và sắp xếp lại dòng thác tại sông để giảm bớt quy mô của đập (ví dụ: chia nhỏ đập quy mô lớn thành các đập có quy mô trung bình nhỏ).

(2) Các biện pháp giám sát

Các biện pháp giám sát cho mỗi dự án phát triển sẽ được chuẩn bị trong Đánh giá Tác động Môi trường (EIA-*Environmental Impact Assessment*). Do đó, kế hoạch giám sát trong Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) cần bao gồm các mục sau, với sự tập trung về tính hiệu quả của Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) và tác động tích lũy của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*).

(a) Tính hiệu quả của Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*)

Sự phản ánh của các khuyến nghị trong Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ) (PDP7-*Power Development Plan No7*) đã phê duyệt và việc thực hiện các biện pháp giảm thiệt hại

(b) Tác động tích lũy của Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*)

Việc sử dụng các chỉ số về môi trường (ví dụ: Tổng lượng khí thải CO₂ từ ngành điện)

(3) Công khai ra công chúng

Thông thường, công chúng ít có khuynh hướng tham gia vào quá trình Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs-*Policy, Plan, Program*), do đó Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs-*Policy, Plan, Program*) mang tính trừu tượng hơn và tác động của chúng ít cụ thể hơn so với dự án và Đánh giá Tác động Môi trường (EIA-*Environmental Impact Assessment*). Tuy nhiên, việc thu thập thông tin và các ý kiến về khả năng ảnh hưởng của Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs-*Policy, Plan, Program*) là khó khăn (ví dụ: Môi trường thiên nhiên (các loài nguy cơ tuyệt chủng, môi trường sống có giá trị sinh thái (ví dụ: rừng san hô, đước, hoặc cái bãi lộ do triều)), Môi trường xã hội (việc tái định cư, các tác động lên văn hóa và sinh hoạt)), bởi vì một Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA-*Strategic Environment Assessment*) về cơ bản được thực hiện dựa trên các dữ liệu/tài liệu đã có và các bên liên quan (ví dụ: chính quyền địa phương). Bởi vì, một Đánh giá môi trường chiến lược được thực hiện một cách cơ bản là dựa trên các tài liệu/ dữ liệu đã có và các bên liên quan hạn chế (Ví dụ: Chính quyền địa phương). Vì vậy, việc thu thập các ý kiến từ công chúng liên quan đến Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs-*Policy, Plan, Program*) (đặc biệt các nhóm hay những

Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

người dễ bị tổn thương) và chúng phản ánh trong Chính sách, Kế hoạch, Chương trình (PPPs–*Policy, Plan, Program*) tại thời điểm và địa điểm thích hợp là quan trọng. Do đó, cần phải xem xét việc công khai bản phác thảo của báo cáo Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA–*Strategic Environment Assessment*) ra công chúng và thu nhận các ý kiến trong quá trình Đánh giá Môi trường Chiến lược (SEA–*Strategic Environment Assessment*).

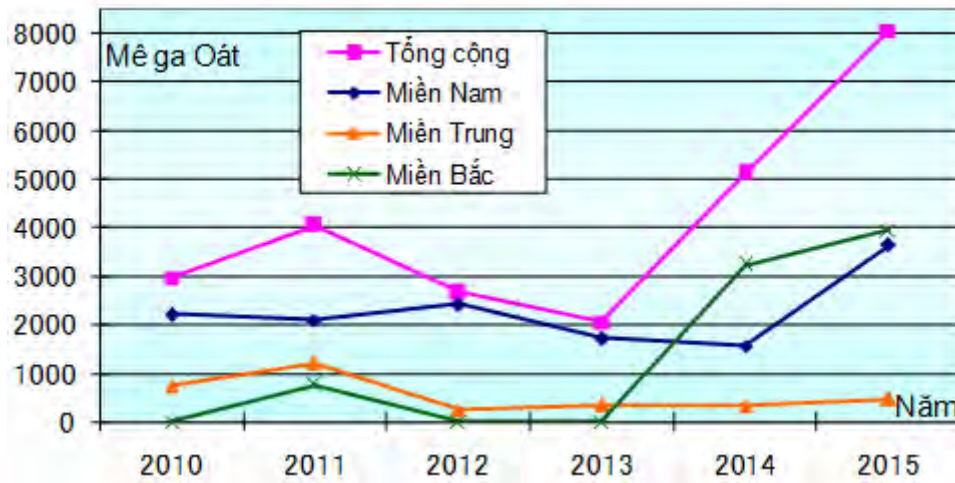
5.6 Thông tin về đầu tư trong các dự án ứng cử

Hiện tại, Viện Năng lượng (IE–*Institute of Energy*) đang xây dựng Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7–*Power Development Plan No7*) dưới sự chỉ đạo của Bộ Công thương (MOIT–*Ministry of Industry and Trade*). Mặc dù kế hoạch cung cấp năng lượng đang tiến triển, nhưng do việc ước tính nhu cầu sử dụng điện chưa được quyết định, nên vẫn chưa dẫn tới quyết định chính thức. Tuy nhiên, việc trình bày rõ ràng quy hoạch hệ thống cho bản dự thảo đã được mô tả thì cần các thành phần bên trong. Dự án ứng cử mô tả bên dưới được xây dựng dựa trên phác thảo của Viện Năng lượng (IE–*Institute of Energy*). Do đó, tiến độ có thể thay đổi.

5.6.1 Kế hoạch phát triển của các dự án ứng cử từ năm 2010 đến năm 2015

Các dự án ứng cử cho các từ năm 2010 đến năm 2015 đã được xây dựng thông qua các phương pháp sau.

- Đánh giá về tình trạng của việc xây dựng các nhà máy điện theo thông báo của các hội nghị của Ban điều hành của Nhà nước về Quy hoạch phát triển điện VI (Tổng sơ đồ VI) (PDP VI–*Power Development Plan VI*).
- Các báo cáo của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN–*Vietnam Electricity*) về thực trạng của việc thực hiện kế hoạch và công việc cho các tháng trong năm 2009.
- Thông tin liên quan đến tiến triển của việc xây dựng nhà máy điện trong Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN–*Vietnam Electricity*) và ngoài ngành điện. Các thông tin bao gồm dữ liệu cập nhật phục vụ cho công tác chuẩn bị của Quy hoạch phát triển điện VII (Tổng sơ đồ VII) (PDP VII–*Power Development Plan VII*).



Nguồn: Viện Năng lượng (IE -Institute of Energy) (vào tháng 6 năm 2010)

Hình 5.6-1: Kế hoạch về công suất phát điện theo khu vực

Tổng công suất cần đưa vào hoạt động trong thời gian từ năm 2011 đến năm 2015 là 24.964 Mêga Oát (MW-Mega Watt), trung bình hơn 4.160 Mêga Oát/năm (MW/year-Mega Watt/year). Tuy nhiên, trong thời gian 4 năm từ năm 2010 đến năm 2013, chỉ khoảng 11.753 Mêga Oát (MW-Mega Watt) được đưa vào hoạt động, trung bình 2.938 Mêga Oát/năm (MW/year-Mega Watt/year). Trong khi đó, nhu cầu sử dụng sẽ tiếp tục tăng và rủi ro của việc chậm trễ sẽ tồn tại. Do đó, người ta dự đoán rằng năng lượng điện sẽ khan hiếm.

Hình trên chỉ ra rằng trong thời gian 4 năm từ năm 2010 đến năm 2013, ở miền Bắc công suất điện được đưa vào các hoạt động tương đối ổn định, lúc đó ở miền Bắc chỉ có 720 Mêga Oát (MW-Mega Watt) (Nhơn Trạch 2) được bổ sung và khi nhiệm vụ ban đầu của nhà máy được thực hiện ở miền Nam, sẽ chỉ có 480 Mêga Oát (MW-Mega Watt) được thêm vào.

5.6.2 Kế hoạch và nhà đầu tư của các dự án ứng cử từ năm 2010 đến năm 2015

Về phía nhà đầu tư các dự án, người ta thấy rằng Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-Vietnam Electricity) chiếm 50,6% thị phần. Tỷ lệ này sẽ tăng lên hơn 60% trong năm 2012 và năm 2014, có thể nói rằng Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-Vietnam Electricity) là nhà đầu tư chính cho việc phát triển năng lượng điện ở Việt Nam. Hơn nữa, tình hình đầu tư hàng năm được hiển thị trong Hình. 5.6-2. Là một cơ quan kinh doanh độc lập, tỷ lệ đầu tư của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN-Petro Vietnam) là lớn và đang lên kế hoạch để đầu tư 1.325 Mêga Oát (MW-Mega Watt) vào năm 2013,

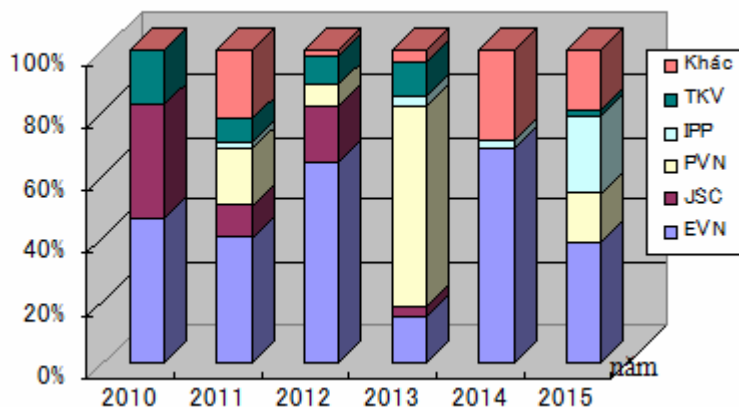
Chương 5 Đánh giá sơ bộ về dự thảo quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7) được xây dựng bởi Viện năng lượng (IE)

chiếm 64% vốn đầu tư trong năm. Thêm nữa, mặc dù tỉ lệ của Công ty Cổ phần (JSC-*Joint Stock Company*) tương đối cao trong năm 2012, người ta thấy rằng tỉ lệ của Cơ sở phát điện độc lập (IPP-*Independent Power Producer*) sẽ đạt đỉnh vào năm 2013 và thậm chí sau đó sẽ tiếp tục chiều hướng tăng lên. Nếu việc bãi bỏ quy định ở Việt Nam được xử lý thuận lợi, người ta dự đoán rằng trong tương lai, nhiều Cơ sở phát điện độc lập (IPPs-*Independent Power Producers*) sẽ được bổ sung cho sự phát triển ngành điện.

Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-*Vietnam Electricity*), Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN-*Petro Vietnam*), Cơ sở phát điện độc lập (IPP-*Independent Power Producer*) và v.v.. là những người chơi (nhà đầu tư và nhà phát triển) trong thị trường sản xuất năng lượng. Không có sự phân chia vai trò rõ ràng nào giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-*Vietnam Electricity*), Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN-*Petro Vietnam*), Cơ sở phát điện độc lập (IPP-*Independent Power Producer*), v.v.. trong việc phát điện. Trong đó Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-*Vietnam Electricity*) độc quyền về phát triển thủy điện lớn và năng lượng hạt nhân và Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-*Vietnam Electricity*) có một vai trò độc quyền cho việc phát triển.

Để thúc đẩy Cơ sở phát điện độc lập (IPP-*Independent Power Producer*) trong tương lai, sự cải cách trong điều hành, các chính sách, quản trị là cần thiết. Và để ngăn chặn sự trì trệ việc tiến hành các dự án, cơ chế cho việc kiểm soát và bảo đảm tiến độ của các dự án Cơ sở phát điện độc lập (IPP-*Independent Power Producer*) được yêu cầu.

Các dự án ứng cử và nhà đầu tư riêng biệt từ năm 2010 đến năm 2015 được đưa ra trong các bảng 5.6-2- 5.6-3 theo từng năm.



Nguồn: Viện Năng lượng (IE - *Institute of Energy*) (vào Tháng 6 năm 2010)

Hình 5.6-2: Kế hoạch về công suất phát điện theo nhà đầu tư

Bảng 5.6-1: Kế hoạch của dự án đang hoạt động (năm tài khoá (FY- fiscal year) 2010)

STT	Tên nhà máy	Công suất (MW)	Kế hoạch trong PDP VI	Nhà phát triển
	Hoạt động trong năm 2010	2962		
1	Nhà máy Thủy điện Sơn La #1	400	2010	EVN
2	Nhà máy Thủy điện Cửa Đạt	97	2009	Công ty Cổ phần Thủy điện Cửa Đạt
3	Nhà máy Thủy điện Bản Vẽ	300	2009	EVN
4	Nhà máy Thủy điện Srepok 3	220	2100	EVN
5	Nhà máy Thủy điện Sê San 4 #3	120	2010	EVN
6	Nhà máy Thủy điện Sông Tranh 2 #1	95	2010	EVN
7	Nhà máy Thủy điện Preikrong #2	50	2010	EVN
8	Nhà máy Thủy điện Đồng Nai 3#1&2	180	2009	EVN
9	Nhà máy Nhiệt điện than Sơn Động	220	2008	TKV
10	Nhà máy Nhiệt điện Hải Phòng I #1	300	2009	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Hải Phòng
11	Nhà máy Nhiệt điện Cẩm Phả I	300	2009	TKV
12	Nhà máy Nhiệt điện Quảng Ninh I	600	2009	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Quảng Ninh
13	Nhà máy Thủy điện Sre Pok 4	80	2012	Công ty Cổ phần Đại Hải

Nguồn: Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy)

Bảng 5.6-2: Kế hoạch của dự án đang hoạt động (năm tài khoá (FY- fiscal year) 2011)

STT	Tên nhà máy	Công suất (MW)	Kế hoạch trong PDP VI	Nhà phát triển
	Hoạt động trong năm 2011	4062		
1	Son La #2,3	800	2011	EVN
2	Nhà máy Thủy điện Nậm Chiến	200	2011	Tổng Công ty Sông Đà
3	Nhà máy Thủy điện Nho Quế 3	110	2013	CTCP Bitexco
4	Nhà máy Thủy điện Na Le (Bắc Hà)	90	2010	LICOGI/Cơ sở phát điện độc lập
5	Nhà máy Thủy điện Khe Bó #1	50	2011	Công ty Cổ phần Điện Thủy điện Cửa Đạt
6	Nhà máy Thủy điện Sông Tranh 2 #2	95	2010	EVN
7	Nhà máy Thủy điện An Khê #2	80	2008	EVN
8	Nhà máy Thủy điện Sê San 4a	63	2010	Công ty Cổ phần Thủy điện Sê San 4a
9	Nhà máy Thủy điện Dăk My 4	190	2011	IDICO
10	Nhà máy Thủy điện Se Kaman 3	250	2010	CTCP Viet Laos
11	Nhà máy Thủy điện DakR' Tih	144	2010	Tổng Công ty Xây dựng số 1
12	Nhà máy Thủy điện Đồng Nai 4	340	2010	EVN
13	Nhà máy Nhiệt điện Hải Phòng I #2	300	2009	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Hải Phòng
14	Nhà máy Nhiệt điện Cẩm Phả II	300	2009	TKV
15	Nhà máy Nhiệt điện Quảng Ninh II #1	300	2009	EVN
16	Nhon Trạch 2	750	2011	PVN

Nguồn: Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy)

Bảng 5.6-3: Kế hoạch của dự án đang hoạt động (năm tài khoá (FY- fiscal year) 2012)

STT	Tên nhà máy	Công suất (MW)	Kế hoạch trong PDP VI	Nhà phát triển
	Hoạt động trong năm 2012	2670		
1	Son La #4,5,6	1200	2012	EVN
2	Nhà máy Thủy điện Bán Chát	220	2011	EVN
3	Nhà máy Thủy điện Hủa Na	180	2012	PVN
4	Nhà máy Thủy điện Khe Bó #2	50	2011	Công ty Cổ phần Điện Thủy điện Cửa Đạt
5	Nhà máy Thủy điện A Lưới	170	2011	Công ty Cổ phần Điện Miền Trung
7	Nhà máy Nhiệt điện Nông Sơn	30	2009	TKV
6	Nhà máy Nhiệt điện Mạo Khê #1	220	2009-2010	TKV
8	Nhà máy Nhiệt điện Uông Bí MR #2	300	2011	EVN
9	Nhà máy Nhiệt điện Quảng Ninh II #2	300	2009	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Quảng Ninh

Nguồn: Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy)

Bảng 5.6-4: Kế hoạch của dự án đang hoạt động (năm tài khoá (FY- fiscal year) 2013)

STT	Tên nhà máy	Công suất (MW)	Kế hoạch trong PDP VI	Nhà phát triển
	Hoạt động trong năm 2013	2059		
1	Nhà máy Thủy điện Bá Thước II	80	-	-
2	Nhà máy Thủy điện Sre Pok 4a	64	-	Công ty Cổ phần Đại Hải
3	Nhà máy Thủy điện Dak Rinh	125	2011	PVN
4	Nhà máy Thủy điện Đồng Nai 2	70	2012	Cơ sở phát điện độc lập
5	Hải Phòng 2 #1	300	2009-2010	EVN
6	Nhà máy Nhiệt điện Mạo Khê #2	220	2009-2010	TKV
7	Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng I	1200	2010	PVN

Nguồn: Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy)

Bảng 5.6-5: Kế hoạch của dự án đang hoạt động (năm tài khoá (FY- fiscal year) 2014)

STT	Tên nhà máy	Công suất (MW)	Kế hoạch trong PDP VI	Nhà phát triển
	Hoạt động trong năm 2014	5135		
1	Huội Quang	520	2012	EVN
2	Bá Thước I	40	-	-
3	Nậm Mô (Lào)	95	2012	Cơ sở phát điện độc lập
4	Se Ka man 1 (Lào)	290	2012	CTCP Viet Laos
5	Nhà máy Nhiệt điện Hải Phòng 2 #2	300	2009-2010	EVN
6	Nhà máy Nhiệt điện Nghi Sơn 1	600	2011-2012	EVN
7	Nhà máy Nhiệt điện Lục Nam #1	50	-	Cơ sở phát điện độc lập
8	Nhà máy Nhiệt điện Vĩnh Tân 2	1200	2013-2014	EVN
9	Duyên Hải (Trà Vinh) 1 #1	600	2012-2013	EVN
10	Nhà máy Nhiệt điện Ô Môn I #2	300	2010	EVN
11	Hiệp Phước 2 #1 (Tuabin Khí Chu kì Hỗn hợp)	390	-	Hiệp Phước PC (đề nghị)
12	Ô Môn III (Tuabin Khí Chu kì Hỗn hợp)	750	2014	EVN

Nguồn: Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy)

Bảng 5.6-6: Kế hoạch của dự án đang hoạt động (năm tài khoá (FY- fiscal year) 2015)

STT	Tên nhà máy	Công suất (MW)	Kế hoạch trong PDP VI	Nhà phát triển
	Hoạt động trong năm 2015	8076		
1	Trung Sơn	250	2012	EVN
2	Thượng Kon tum	220	2013	CP Vĩnh Sơn -Sông Hình
3	Sông Bung 4	156	2012	EVN
4	Sông Bung 2	100	2013	EVN
5	Đồng Nai 5	140	2012	TKV
6	Mông Dương 1	1000	2011-2012	EVN
7	Mông Dương 2	1200	2011-2012	AES (Xây dựng, Khai thác, Chuyển giao)
8	Hải Dương #1	600	-	Jak Behad (Xây dựng, Khai thác, Chuyển giao)
9	Thái Bình II #1	600	-	PVN
10	Vĩnh Tân 1	1200	2011	CSG (Xây dựng, Khai thác, Chuyển giao)
11	Ô Môn IV (Tuabin Khí Chu kì Hỗn hợp)	750	2014	EVN
12	Duyên Hải (Trà Vinh) 1 #2	600	2012-2013	EVN
13	Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1 #1	600	2013-2014	PVN
14	Nhà máy Nhiệt điện Vân Phong #1	660	-	Sumitomo (Xây dựng, Khai thác, Chuyển giao)

Nguồn: Viện Năng lượng (IE-Institute of Energy)

Chương 6 Phân tích các yếu tố rủi ro liên quan đến Quy hoạch phát triển điện

6.1 Các yếu tố rủi ro về nguồn năng lượng cơ bản và các biểu giá điện

Sự tăng lên về giá than ở Việt Nam tiếp tục cùng với sự toàn cầu hóa của thị trường năng lượng. Trong năm 2010, giá than đá cho các nhà máy điện ở Việt Nam là 30 Đôla Mỹ/tấn (\$30/ton-30-United State Dollar/ton), tuy nhiên giá của loại than cùng chất lượng ở thị trường quốc tế là 60 Đôla Mỹ/tấn (\$60/ton-60-United State Dollar/ton). Giá than hiện tại của thị trường nội địa thấp hơn giá than đá quốc tế. Các trường hợp sau đây có thể được xem xét trong tương lai.

- Giá điện tại Việt Nam sẽ được tăng cùng với giá than nội địa.
- Nhà máy nhiệt điện chạy than được quy hoạch ở khu vực phía Nam Việt Nam. Than được nhập khẩu từ đầu đó. Lúc đó, vì giá than là giá than theo thị trường quốc tế, nên giá điện sẽ cao hơn chi phí sản xuất điện nội địa. Giá cao như vậy sẽ ảnh hưởng đến giá điện công nghiệp từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-Electricity of Vietnam).
- Giá điện thấp hiện thời của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-Electricity of Vietnam) đôi khi còn thấp hơn chi phí sản xuất điện trong hệ thống điện được cung cấp bởi Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-Electricity of Vietnam). Một điều chưa rõ là hiện tượng phi kinh tế này bao nhiêu năm.

Khi xem xét tình hình trên tại Việt Nam, có thể thấy rằng giá điện của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN-Electricity of Vietnam) sẽ tăng một cách vừa phải trong tương lai gần. Trong cùng thời gian đó, những khách hàng tiêu thụ điện sẽ phải nỗ lực tiết kiệm năng lượng và chuyển đổi năng lượng từ điện sang các nguồn năng lượng khác.

6.2 Phân tích rủi ro liên quan đến sự phát triển của Hệ thống mạng lưới điện

Các yếu tố rủi ro liên quan đến sự phát triển hệ thống mạng lưới điện có thể được tóm tắt như sau.

- Sự thiếu hụt về công suất của các đường dây truyền tải và các trạm biến áp do những nhu cầu điện không dự tính tới.
- Các đường dây truyền tải và trạm biến áp chậm trễ do sự thiếu đầu tư và các vấn đề liên quan đến việc quản lý chúng.
- Xây dựng chậm trễ do vấn đề giải phóng mặt bằng.

Sự chậm trễ trong việc xây dựng các đường dây truyền tải và các trạm biến áp khối lượng lớn có thể được tạm thời giảm bớt bằng hoạt động chuyển tải mặc dù độ tin cậy của việc cung cấp điện có thể giảm đi bởi vì hệ thống mạng lưới điện thường được xây dựng để bao gồm việc cung cấp điện ngay cả khi một bộ phận đơn lẻ của máy biến áp hay một mạch đơn của các đường dây truyền tải bị gián đoạn. Tuy nhiên, nếu độ trễ và phạm vi chậm trễ trong việc xây dựng bị kéo dài, các rủi ro dẫn đến sự gián đoạn lớn nguồn cung cấp điện có thể xảy ra.

Do đó, các điểm sau đây cần được lưu ý.

- Hệ thống mạng lưới điện cần được quy hoạch và xây dựng có tính đến tiêu chuẩn N-1. Cần chú ý rằng sự dư thừa công suất của các dây truyền tải không chỉ duy trì độ tin cậy nguồn cung cấp điện ở mức cao mà còn giảm mất mát điện trong các đường dây truyền tải và đôi khi chi phí khá hiệu quả.
- Các thương lượng về giải phóng mặt bằng cần được bắt đầu sớm và bảo đảm nắm được các điểm mấu chốt của vấn đề.

6.3 Phương pháp để tránh sự thiếu hụt điện khi các nhà máy cho các nguồn điện cơ bản bị chậm trễ

Các nhà máy điện hạt nhân được sử dụng cho các nguồn điện cơ bản. Nhà máy thủy điện loại hồ chứa, nhà máy nhiệt điện chạy than và các nhiên liệu cháy khác và năng lượng điện nhập khẩu từ nước ngoài được xem như là các phương án thay thế cho nhà máy điện hạt nhân từ quan điểm các vai trò của nguồn điện cơ bản. Tuy nhiên, số lượng phát triển của các nhà máy thủy điện loại hồ chứa sẽ đạt đến một giới hạn tại Việt Nam và có sự không chắc chắn liên quan đến việc phát triển các nguồn thủy điện ở các nước lân cận như Trung Quốc, Lào và Campuchia. Do đó, các lựa chọn có thể được làm hẹp dần để đảm bảo một lượng đáng kể các nhà máy nhiệt điện chạy than và các nhiên liệu khác như là các biện pháp đối phó để chống lại việc thiếu hụt điện do sự chậm trễ của việc phát triển các nhà máy điện hạt nhân. Mặt khác, nếu tất cả sự thiếu hụt điện do việc chậm trễ các nhà máy điện hạt nhân được bù đắp chỉ bởi các nhà máy nhiệt điện chạy than, nhà máy nhiệt điện chạy than sẽ chiếm 60 – 70% việc phát điện ở khu vực phía Nam Việt Nam và điều đó có thể tăng rủi ro là mức độ tin cậy của việc cung cấp nhiên liệu có thể sẽ yếu đi vì quá phụ thuộc vào một loại nhiên liệu. Vì vậy, mặc dù các khu vực mới cho nhà máy nhiệt điện là cần thiết, việc nghiên cứu áp dụng không chỉ than mà cả các nhiên liệu khác bao gồm Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG-*Liquefied natural gas*) cho các nhà máy nhiệt điện trong việc chuẩn bị cho sự chậm trễ của các nhà máy điện hạt nhân là điều cần thiết.

Sự phát triển song song của nhiều khu vực trong khi tăng số lượng công trình điện của chúng cùng với sự gia tăng về nhu cầu điện sẽ là biện pháp đối phó hiệu quả để chống lại sự chậm trễ của nhà máy điện hạt nhân vì sẽ dễ dàng tăng số năm khai thác một phần của các nhà máy nhiệt điện chạy than trong khu vực phía Nam Việt Nam từ 2020 đến 2030.

6.4 Các yếu tố rủi ro và các biện pháp đối phó

Các yếu tố rủi ro liên quan đến việc phát triển hệ thống điện được mô tả trong phần này và phần 2.4.2 có thể dẫn tới sự chậm trễ của viện tiến hành các dự án trong tương lai. Các biện pháp để tránh sự chậm trễ của chúng và các gián đoạn gây ra cho nguồn cung điện được xem xét như sau.

- Tránh sự đầu tư giàn trải và tập trung vào các dự án được yêu cầu cấp bách
- Chọn lựa/thúc đẩy các dự án không cho phép bị chậm trễ
- Kiểm tra cẩn thận việc dự báo nhu cầu điện theo vùng trong năm năm tới
- Các nhà đầu tư phát triển tham gia các dự án quan trọng nhưng bị chậm trễ sẽ bị thay đổi nếu cần thiết
- Các vấn đề như là huy động vốn hoặc giải phóng mặt bằng được giải quyết với sự hợp tác giữa các Bộ và ngành điện



Chương 6 Phân tích các yếu tố rủi ro liên quan đến Quy hoạch phát triển điện

Chương 7 Bài học và đề xuất cho việc hỗ trợ hơn nữa trong cùng lĩnh vực

7.1 Bài học và đề xuất cho đối tác của Việt Nam

7.1.1 Dự báo nhu cầu điện

(1) Nhu cầu điện và nhu cầu năng lượng

Điện là một trong những loại năng lượng mà bao gồm các loại năng lượng phi thương mại. Do đó, khi các công ty khi dự báo nhu cầu điện trong tương lai, điện phải được tính đến. Hơn nữa, tỉ lệ sử dụng điện trong các loại năng lượng thì luôn luôn được xác nhận trong suốt những năm mục tiêu.

(2) Về tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện từ 2010 đến 2015

Sự khác biệt lớn nhất giữa Viện năng lượng (IE-*Institute of Energy*) và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-*The Japan International Cooperation Agency*) là tốc độ tăng trưởng từ năm 2010 đến 2015 với Viện năng lượng (IE-*Institute of Energy*) là 14,2% và Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-*The Japan International Cooperation Agency*) là 12,2%. Do suy thoái kinh tế xảy ra từ 2009 đến 2010, có một khả năng nền kinh tế Việt Nam có thể phục hồi nhanh chóng trong nửa cuối năm 2010. Nhu cầu điện cũng được kỳ vọng tăng nhanh chóng. Dưới những điều kiện này, khi các dự án quy mô lớn được thúc đẩy mạnh hơn, dự báo nhu cầu điện của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-*The Japan International Cooperation Agency*) sẽ được điều chỉnh tăng lên.

(3) Về mức tiêu tốn năng lượng công nghiệp trên Tổng sản phẩm quốc nội (GD -*Gross Domestic Product*)

Tổng mức tiêu tốn năng lượng công nghiệp trên Tổng sản phẩm quốc nội (GDP-*Gross Domestic Product*) tăng từ 2010 đến 2015. Tuy nhiên, mức tiêu tốn năng lượng của Nhật Bản trong ngành công nghiệp tương đối thấp hơn mức tiêu tốn năng lượng được ước tính tại Việt Nam. Dưới mô hình JICA, các ảnh hưởng của việc tiết kiệm năng lượng trong ngành công nghiệp xuất hiện từ năm 2015. Do đó, mức tiêu tốn năng lượng trong ngành công nghiệp đang trong quy trình đi lên đến năm 2015. Hơn nữa, như là một điều kiện bổ sung, tỉ lệ sử dụng điện của ngành công nghiệp tăng từ năm 2010 đến 2030.

(4) Nhu cầu về năng lượng trong khu vực dân cư

Tổng nhu cầu năng lượng hiện thời trong khu vực dân cư tăng 1,8% từ năm 2010 đến năm 2020, trên thực tế một tỉ lệ tăng cao hơn khoảng 2% trong suốt những năm này sẽ chính xác hơn. Dựa trên mô hình này, nhu cầu năng lượng của khu vực dân cư tăng 2,4% từ năm 2010 đến năm 2030, đó là nguyên nhân tại sao tỉ lệ tăng của năng lượng thương mại cho việc sử dụng trong dân cư tăng nhanh hơn sự giảm sút của các loại năng lượng phi thương mại.

(5) Triển vọng kinh tế

Khi nhìn vào Kịch bản phát triển kinh tế đến năm 2020 và trở đi (*SED2020-Scenarios of Economic Development for The Period up to 2020 and onwards*), việc phân tích các xu hướng kinh tế trong quá khứ là đầy đủ. Tuy nhiên các phương pháp dự báo kinh tế thì không rõ ràng. Viện năng lượng (*IE-Institute of Energy*) đang sử dụng một vài công cụ dự báo cho phân tích mức tiêu thụ năng lượng và dự báo nhu cầu năng lượng. Các nhà chức trách phụ trách về triển vọng kinh tế phải giới thiệu các loại công cụ và phần mềm phân tích kinh tế, dự báo khác nhau.

(6) Hỗn hợp năng lượng và Các nguồn tài nguyên mới cho điện

Hiện tại, những nhà kinh doanh điện và chuyên gia về điện có một vài ý tưởng về các loại năng lượng mới cho hỗn hợp năng lượng trong tương lai, nó bao gồm các nhà máy điện địa nhiệt, nhà máy nhiệt điện mặt trời, nhà máy khí hóa than, sử dụng Khí mêtan trong tầng than (*CBM-Coalbed Methane*), sử dụng Khí nén tự nhiên (*CNG-Compressed Natural Gas*), sử dụng khí hidro-mêtan, sử dụng khí đá phiến v.v.. Hiện tại, các nhà chức trách về năng lượng Việt Nam đang nghiên cứu cơ bản về nhà máy điện hạt nhân. Tuy nhiên, đây là một trong những vấn đề cần được tranh luận bởi các chức trách năng lượng. Trong “Kế hoạch tổng thể năng lượng tái tạo”, các kỹ thuật và các loại năng lượng mới nói trên cần được bàn luận. Để đảm bảo an ninh năng lượng của Việt Nam, điều cần thiết là sự đa dạng hóa năng lượng cần được xem xét trong tương lai.

7.1.2 Quy hoạch hệ thống mạng lưới điện

Viện năng lượng (*IE-Institute of Energy*) có các kỹ năng cơ bản cần thiết cho việc thực hiện phân tích hệ thống điện và nhận ra tầm quan trọng của việc thiết lập tiêu chuẩn cho việc quy hoạch hệ thống điện. Viện năng lượng (*IE-Institute of Energy*) được khuyến cáo cần chú ý tới các vấn đề kỹ thuật sau đây thông qua các hoạt động phân tích hệ thống điện và quy hoạch hệ thống điện.

(1) Biện pháp đối phó chống lại sự gia tăng dòng điện quá áp

Các giá trị dòng điện quá áp tăng trong khu vực có mật độ nhu cầu điện cao. Các biện pháp đối phó chống lại các dòng điện quá áp này phải được quy hoạch từ quan điểm các phương pháp mới bởi vì chúng có thể xảy ra từ các đặc điểm hệ thống khác nhau của hệ thống điện mà không có kinh nghiệm trải qua khi hệ thống không có quá nhiều dòng điện quá áp. Thực hiện phân chia hệ thống điện thành một hệ thống 230 kilôvôn (kV-kilovolt) hay một hệ thống 500 kilôvôn (kV-kilovolt) ở mức độ nhất định có thể được thấy tại nhiều nơi trên thế giới như là cấu hình hệ thống điện để cung cấp điện đến những khu vực có mật độ nhu cầu điện cao. Những biện pháp này có thể được xem xét là biện pháp đối phó hiệu quả cho hệ thống trong Thành phố Hồ Chí Minh và Hà Nội. Về mặt khác, người ta lo lắng rằng sự sụt áp hoặc độ tin cậy cung cấp điện kém xảy ra trong trường hợp có sự cố xảy ra tại một máy biến áp hoặc một mạch điện. Các biện pháp đối phó cho các vấn đề này cũng sẽ được kiểm tra theo cách so sánh một số trường hợp.

(2) Nghiên cứu sự ổn định hệ thống điện

Sự ổn định của hệ thống mạng lưới điện của Việt Nam cần được nghiên cứu cẩn thận theo quan niệm mở rộng hơn nữa các kết nối quốc tế và hệ thống điện khối lượng lớn nội địa cùng với mạng lưới điện dài 1.500 kilômét (km-kilometre) tại Việt Nam. Đặc biệt, với tần số thấp của dao động dài hạn của các pha máy phát điện được cho rằng có thể xảy ra trong loại hệ thống này. Việc lắp đặt bộ ổn định nguồn (PSS-power system stabilizer) là một cách hiệu quả để triệt tiêu dao động này bằng cách đặt các tín hiệu để giảm dao động trong bộ kích thích của máy phát điện. Các tham số điều chỉnh và các địa điểm thích hợp cho việc lắp đặt cần được nghiên cứu.

(3) Các mất mát trên đường dây truyền tải và các hệ thống phân phối

Sự so sánh của Siêu cao áp (UHV-Ultra High Voltage) và các hệ thống 500 kilôvôn (kV-kilovolt) có thể phục vụ để làm rõ rằng chi phí mất mát trên đường dây truyền tải tại Việt Nam là tương đối cao bởi vì các thiết bị hệ thống mạng lưới điện có chi phí thấp hơn khi so sánh với các trường hợp ở Nhật. Do đó, có khả năng cao trong việc giảm thiểu mất mát hệ trên hệ thống điện hiệu quả xảy ra bằng cách xem xét lại các đặc điểm kỹ thuật của dây dẫn được áp dụng trong đường dây truyền tải và hệ thống phân phối, chẳng hạn như việc áp dụng các dây dẫn kích thước lớn. Các phương pháp cho việc giảm thiểu mất mát được khuyến cáo cần được nghiên cứu.

(4) Phân tích quá điện áp cho các cấp ngầm

Nhóm trợ giúp kỹ thuật của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA TA Team-*JICA Technical Assistance Team*) đã trình bày các nghiên cứu về quá điện áp trên hệ thống truyền dẫn ngầm. Các nghiên cứu đó được xem xét là cần thiết cho kế hoạch về trạm biến áp ngầm 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) tại thành phố Hồ Chí Minh và các cấp 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) để truyền tải điện đến máy biến áp ở vị trí đầu tiên. Nhưng Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) không bao gồm bất kỳ trạm biến áp ngầm 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) và hệ thống cấp 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) nào như trong phác thảo của nó. Trong khi đó, hệ thống cấp 220 kilôvôn (kV-*kilovolt*) sẽ mở rộng trong tương lai. Kiến thức và kỹ năng về các nội dung này được giới thiệu trong bản trình bày là khá cao và không thể truyền đạt theo cách thức giáo khoa. Các kiến thức và kỹ năng này sẽ được chuyển giao hiệu quả thông qua các hỗ trợ kỹ thuật cho các nghiên cứu khả thi cụ thể, ví dụ như là một quy hoạch cấp ngầm 220 kilôvôn (kV-*kilovolt*) cự ly dài.

(5) Các Nghiên cứu việc trợ áp và ổn áp

Khi Nhóm trợ giúp kỹ thuật của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA TA Team-*JICA Technical Assistance Team*) trình bày về sự sụp đổ hệ thống năm 1987 xảy ra tại Công ty điện lực Tokyo (Tepco-*Tokyo Electric Power Company*) do sự mất ổn định áp, các thành viên của Viện năng lượng (IE-*Institute of Energy*) dường như rất quan tâm và nhận thấy ổn áp là một vấn đề rất quan trọng. Họ đã chú ý vấn đề điện áp thấp tại đoạn cuối của hệ thống dưới điều kiện của một cấu hình theo hình tròn, và đang suy nghĩ rằng một vài biện pháp đối phó có thể phải được áp dụng để giải quyết vấn đề này. Đưa ra sự nhận thức về tầm quan trọng của vấn đề, người ta kỳ vọng rằng Viện năng lượng (IE-*Institute of Energy*) sẽ có khả năng giải quyết độc lập các vấn đề điệp áp mà xảy ra do sự thiếu hụt công suất phản kháng. Tuy nhiên, việc cung cấp hỗ trợ kỹ thuật dựa trên các kinh nghiệm của Nhật Bản sẽ giúp để giải quyết đáng kể vấn đề. Mặt khác, các vấn đề nảy sinh đặc biệt do vượt quá công suất phản kháng, có thể bị gây ra bởi các cấp ngầm dài được dự tính trong tương lai và cần được nghiên cứu kỹ lưỡng khi cần thiết.

(6) Nghiên cứu về quy hoạch và việc thực thi nó liên quan đến truyền tải điện từ khu vực Đông Nam Bộ, Việt Nam đến thành phố Hồ Chí Minh

Như được mô tả trong chương 4, cần thiết phải tiến hành nghiên cứu các mức điện áp cao hơn và so sánh chúng với 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) như là cách hiệu quả hơn của việc truyền tải điện một số nhà máy điện từ Khu vực Đông Nam Bộ, Việt Nam đến

Thành phố Hồ Chí Minh, bởi vì lượng mất mát điện trên hệ thống là lớn và số lượng lớn các mạch được dự tính nếu hệ thống truyền tải điện 500 kilôvôn (kV-*kilovolt*) được áp dụng cho hệ thống điện ở Việt Nam như là mức điện áp cao nhất.

(7) Mạng lưới thông minh

Mạng lưới phân phối của Việt Nam được cho rằng có tỉ lệ mất mát cao trên toàn bộ hệ thống và chất lượng của các thiết bị dây dẫn điện là không tốt, do đó nó đang trong tình trạng kém.

Để vạch ra mạng lưới thông minh và tự động phân phối điện, các điều kiện cơ bản, như là đủ thiết bị dây dẫn điện có thể thay đổi trong trường hợp tai nạn, các dây điện và máy biến áp đủ công suất, thông tin chính xác của người dùng và tiến trình quản lý dữ liệu của các thiết bị dây dẫn điện, phải được yêu cầu.

Do đó, để đầu tư cho việc cài đặt hệ thống mạng lưới thông minh, cần thiết phải kiểm tra về các điều kiện của hệ thống phân phối, sự cấu thành hệ thống phân phối, các yếu tố có sẵn của các thiết bị dây dẫn điện và điều kiện quản lý cho các thiết bị dây dẫn điện, và để kiểm tra xem nó có được chấp nhận hoàn toàn để cài đặt hệ thống hiệu quả như là mạng lưới thông minh và tự động phân phối điện hay không.

Hơn nữa, cần thiết phải kiểm tra điều kiện lắp đặt của máy phát điện cho việc sử dụng cá nhân và các nhu cầu của việc lắp đặt hệ thống năng lượng tái tạo và hiệu quả trong một cụm công nghiệp, và để kiểm tra hệ thống có khả năng áp dụng được về ứng dụng cho mạng lưới phân phối trong một cụm công nghiệp.

7.2 Bài học và đề xuất đến Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA–*The Japan International Cooperation Agency*)

7.2.1 Các ưu điểm và khuyết điểm của trợ giúp/hỗ trợ từng phần

Trong phần Quy hoạch phát triển điện 6 (Tổng sơ đồ 6) (PDP6-*Power Development Plan No6*) trước, Nhóm trợ giúp kỹ thuật của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA TA Team-*JICA Technical Assistance Team*) đã cung cấp cho đối tác sự hỗ trợ đầy đủ trong các lĩnh vực dự báo nhu cầu điện, quy hoạch phát điện, quy hoạch hệ thống mạng lưới điện, đánh giá môi trường xã hội và phân tích kinh tế tài chính.

Trong phần Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7 - *Power Development Plan No7*) này, Viện năng lượng (IE -*Institute of Energy*) đã tạo ra các quy hoạch và Nhóm trợ giúp kỹ thuật của Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA TA Team-*JICA Technical Assistance Team*) tập trung vào các hỗ trợ trong các lĩnh vực của dự báo nhu cầu điện, quy hoạch hệ thống mạng lưới điện.

Khuyết điểm là việc chậm tiến độ hỗ trợ do các nghiên cứu bị lặp lại dựa trên các dữ liệu và thông tin đã sửa đổi sau khi đã tiến hành nghiên cứu dựa trên các giả định tạm thời. (vì một vài dữ liệu và thông tin có thể không lấy đúng thời hạn và tiến độ để cung cấp các hỗ trợ kỹ thuật và thủ tục quy hoạch không phải luôn luôn hợp nhau).

Sự khó khăn với việc thu thập các thông tin về toàn bộ công việc quy hoạch trong thời gian ngắn dẫn tới sự giới hạn trong nội dung của hỗ trợ kỹ thuật ở mức độ nhất định.

Ưu điểm là các hỗ trợ kỹ thuật cần thiết có thể được đưa ra trong thời gian ngắn và làm giảm gánh nặng của các đối tác đang chấp nhận các hỗ trợ.

7.2.2 Các đề xuất

(1) Chính sách/lập quy hoạch ở mức độ cao

Một trong những vấn đề của chính sách năng lượng Việt Nam là tình trạng hiện thời phụ thuộc quá nhiều vào năng lượng điện. Sự thiết lập năng lượng hỗn hợp năng lượng tối ưu từ các nhiên liệu như than, dầu, khí đốt và điện tại Việt Nam theo tầm nhìn dài hạn là cần thiết. Viện năng lượng (IE-*Institute of Energy*) đã đặt một tầm quan trọng về nghiên cứu của mình và yêu cầu sự hợp tác kỹ thuật về nghiên cứu kết hợp năng lượng tối ưu trong dự án trợ giúp kỹ thuật (TA-*Technical Assistance*) này. Mặc dù loại hình nghiên cứu này có thể được xem xét như trong hạng mục của “Quy hoạch tổng thể năng

lượng tại Việt Nam”, Viện năng lượng (IE -*Institute of Energy*) dường như kỳ vọng dự án theo hình thức của trợ giúp kỹ thuật (TA-*Technical Assistance*).

(2) Phát điện

Quy hoạch phát triển điện 7 (Tổng sơ đồ 7) (PDP7-*Power Development Plan No7*) làm rõ việc giới thiệu hàng loạt các nhà máy điện dùng năng lượng tái tạo, xác nhận các vị trí cụ thể của nhà máy điện hạt nhân, một vài nhà máy nhiệt điện lớn và nhà máy thủy điện tích năng với việc rà soát các tuyến kết nối và lượng năng lượng được nhập khẩu. Viện năng lượng (IE-*Institute of Energy*) đang sử dụng phần mềm PDPATII được phát triển bởi Công ty điện lực Tokyo (TEPCO-*Tokyo Electric Power Company*) và chuyển giao cho Viện năng lượng (IE-*Institute of Energy*) thông qua các dự án Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA-*The Japan International Cooperation Agency*) để phân tích cân bằng nhu cầu điện nhằm thực hiện kế hoạch phát điện. Viện năng lượng (IE-*Institute of Energy*) đã yêu cầu phiên bản mới của PDPATII. Cần được xem xét là Viện năng lượng (IE-*Institute of Energy*) sẽ vẫn phải sử dụng phần mềm mô phỏng cân bằng nhu cầu điện như PDPATII để phản ánh việc giới thiệu các nguồn năng lượng tái tạo hoặc việc xem xét của các kế hoạch kinh doanh điện thông qua các mối liên kết như đã đề cập ở phần trước để đưa ra các kế hoạch phát điện. Việc hỗ trợ liên tục sẽ được yêu cầu bằng cách chuyển giao kỹ thuật liên quan đến kế hoạch phát điện tối ưu đáp ứng với sự thay đổi trong các tình huống.

Mặc dù các vấn đề về sự chậm trễ của việc thực hiện các dự án phát điện hầu hết là các vấn đề sau khi hoàn thiện kế hoạch của chúng, trợ giúp kỹ thuật (TA-*Technical Assistance*) về cách phòng tránh các yếu tố rủi ro bằng cách kiểm tra lại quy hoạch có thể được cân nhắc, chẳng hạn như là chọn nhiều địa điểm phát triển sớm hơn và xem xét lại các rủi ro bằng việc giảm công suất điện của nhà máy thủy điện và năng lượng tái tạo.

