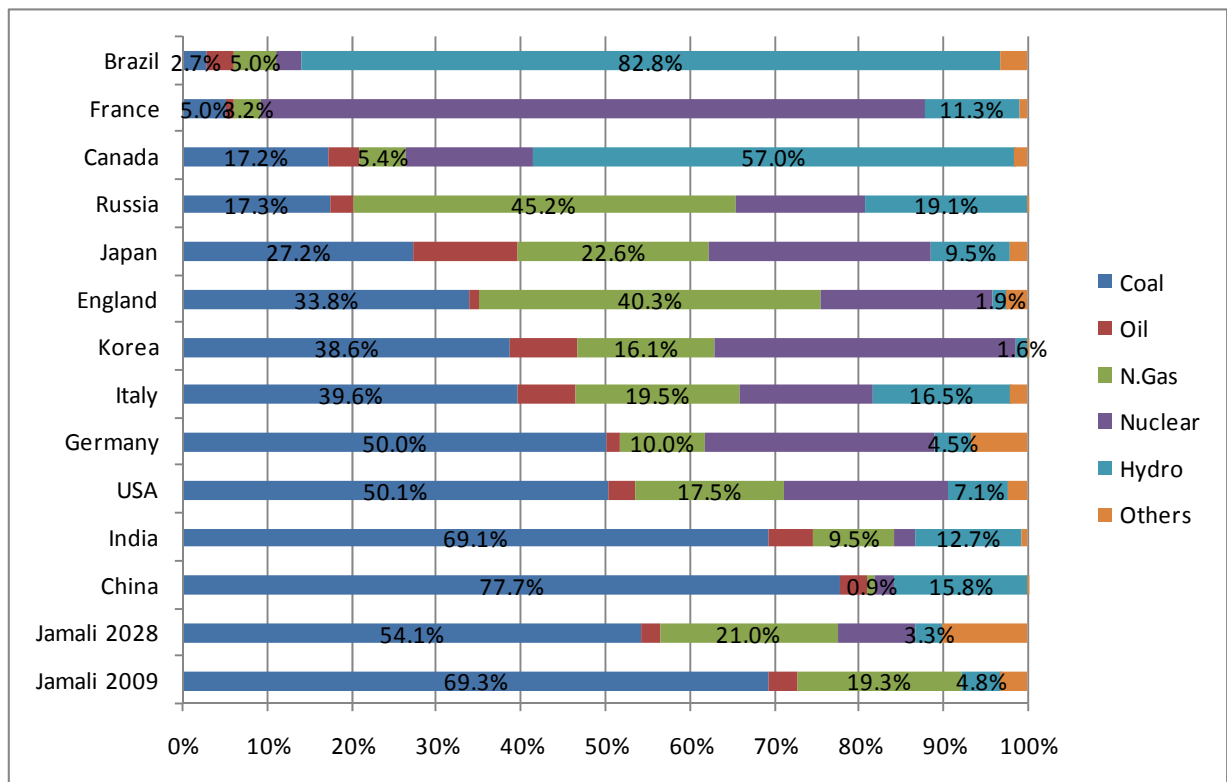


5. 最適電力開発計画

5.1 最適電源開発計画

5.1.1 最適電源開発計画とその特徴

4.6.4 節で検討した結果、電源多様化のシナリオ 2 がジャマリの最適電力計画に選ばれた。図 5.1-1 は主要国の 2004 年の発電量構成を示し、ジャマリの 2009 年及び 2028 年の発電構成も示している。図 5.1-1 に見られるように石炭の発電量 51% はアメリカやドイツに匹敵し、ガスの 21% は日本に匹敵し、再生可能エネルギーの 10.2% はほぼドイツに匹敵する。



出典: IEA Electricity Information 2006 版

図 5.1-1 主要国の発電量構成(2004 年)

5.1.2 最適電源開発計画の実現に向けて

(1) 石炭火力発電所

1) 候補地点の準備

石炭火力発電所のジャマリ最適電源開発計画における役割は電源多様化シナリオでも最も重要である。6,900 MW のファストトラックプログラムを除いても 29,000 MW の石炭火力発電所が必要となる。単機容量を 1,000 MW とした場合には新規に 29 地点が必要となる。用地買収の可能性も含めて候補地点の抽出を速やかに開始すべきである。

2) 超臨界圧石炭火力発電所の導入

現状では既設の石炭火力発電所はベース負荷対応として運転されている。しかし、将来はベース負荷対応の地熱発電所が多量に投入され、また、原子力も投入されるため、石炭火力発電所はベース負荷対応だけでなく中間負荷対応の運転が期待される。既設の亜臨界圧石炭火力発電所でも部分負荷運転は可能であるが、熱効率が低下し、部分負荷運転の安定領域は最大連続負荷 (MCR) の約 50% ~ 100% という制限がある。一方、超臨界圧石炭火力発電所の場合、部分負荷運転の安定領域は MCR の 35% ~ 100%¹ であり、熱効率も 40% 以上² で、既設の PJB Paiton や IP Sularaya 石炭火力発電所の 30% ~ 37% の熱効率と比べて高効率である。

高熱効率は燃料消費量削減や大気汚染物質の排出量削減にも繋がるので、既に技術的にも実証されている超臨界圧石炭火力発電所の導入の検討を推奨する。

3) 石炭クリーン技術の導入

(a) FGD (脱硫装置) と低 NO_x バーナ (低窒素酸化物バーナ)

超臨界圧石炭火力発電所の導入とは別に、ジャマリの大気汚染を避けるために脱硫装置や低窒素酸化物バーナの導入などの石炭クリーン技術の導入を図るべきである。

(b) IGCC (ガス化複合発電)

IGCC は現時点では技術的に実証された発電方式とはいえないが、最新の石炭クリーン技術の一つであり、40% 以上の高熱効率を期待できる上、IGCC は石炭から変換したガスを燃焼するので、燃料の柔軟性も期待されている。日本では電力会社 10 社が共同で“クリーンコールパワー研究所 (CCP)” を設立し、250 MW 級の実証機を使って IGCC の研究・開発を実施している。運転試験は 2007 年 9 月 20 日に開始され、2008 年 3 月 7 日に定格出力 250 MW の発電に成功した。運転試験は 2009 年末まで実施され、その間に実証機の信頼性が検証される。もし、PLN

¹ 出典： “Latest Experience of Coal Fired Supercritical Sliding Pressure Operation Boiler and Application for Overseas Utility”, Babcock-Hitachi

² 出典： Latest Experience of Coal Fired Supercritical Sliding Pressure Operation Boiler and Application for Overseas Utility”, Babcock-Hitachi

が IGCC 開発に強い関心が有れば、長期研修として CCP に PLN 職員を派遣することを推奨する。図 5.1-2 に日本の 250 MW 級 IGCC 実証機の写真を示す。



図 5.1-2 日本の IGCC 実証機の写真

4) 低品位石炭 (LRC) の有効利用

4.1.3 節で述べたように、可採埋蔵量の約 80% が中・低品位炭である。低品位炭の有効利用は PLN だけでなくインドネシア政府にとっても重要な課題と思われる。低品位炭の有効利用ができれば、以下の便益が予想される。

- (a) 高・超高品位炭 (> 6,100 kcal/kg) の一定量は今まで通り輸出に回すことが可能で、世界市場の石炭価格の高騰の下、外貨を稼ぐことができる。インドネシアは現在 HSD や MFO などの石油系燃料を一部輸入しており、稼いだ外貨は石油系燃料の輸入に回せる。
- (b) 低品位炭の利用はエネルギーの安定供給保証のみならず、硫黄分が少ないので、ジャマリ地域の大气汚染低下にも大いに貢献する。
- (c) 石炭消費量面からの制限が緩和され、より柔軟な石炭火力拡張計画が可能となる。

低品位炭を有効利用するために、以下の利用方法を提案する。

- (a) 4.1.3 節に述べたように、低品位炭は含有水分量が多く、また化学変化して自然発火する恐れのある酸化物が多く、長期の保管・輸送には適さないため、Kalimantan や Sumatra の山元に石炭火力発電所を開発し、LRC を燃料として使用する。
- (b) Sularaya 火力発電所のように一般炭と混合して低品位炭を使用し、また IGCC のようにガス化して LRC を使用する。
- (c) 同熱量当たりの LRC 価格は HSD や MFO より安く、しかも LRC は国内で調達できるため、運転費削減という面からも HSD 及び MFO 焚きの火力発電所を解体し、LRC 焚き火力発電所を建設することも検討する。

(2) ガス焼き火力発電所 (Gas-fired Thermal Power Plant)

第4章で既に提言されている CNG (Compressed Natural Gas) システムの採用を改めて提言する。CNG システムの採用により、発電所でのガス貯蔵が可能となり、ガス焼き火力発電の柔軟な運転（具体的にはピーク対応発電）が可能となる。

(3) 地熱発電所

1) PLN の参画

最適電源開発計画では 2010 年から 2028 年にかけて約 2,600 MW の地熱発電所を開発することになり、その全てが IPP で開発される予定である。前述のように IPP 開発促進のため、MEMR は省令 2008 年 14 号を公布した。

現在は中央政府が入札図書売り出し、関係地方政府³が事前審査 (PQ) や入札審査を行い、PLN は実質的には電力購入合意 (PPA) 交渉段階しか参画していない。地方政府に技術審査を行うだけの能力があるかどうかは疑問であり、適切な地熱発電開発の面からも、PLN は地方政府向けの評価基準を作成し、また、利害関係者として何らかの形で計画段階や評価段階に参画すべきである。

2) リスク低減

現時点では蒸気潜在区域は MEMR より情報提供されるが、その区域内での具体的な穿孔位置は開発者が決めることになっており、地熱開発リスクは開発者が負担することになる。高リスクは多額の開発費用を要し、結果として開発者の関心を削ぐことに繋がる。開発者のリスク低減のためにも有望な潜在地点について PLN が事前 F/S レベル調査を実施することが望ましい。

(4) ジャワ・スマトラ連系送電線

ジャワ・スマトラ連系送電線の基本概念は南スマトラの山元に IPP 石炭火力発電所を開発し、3,000 MW の余剰電力を超高圧直流送電線で需給バランスが逼迫しているジャマリシステムに送電しようとするものである。

ジャワ・スマトラ連系送電線には以下の利点があるとと思われる。

- (a) 石炭輸送が不要なので、安定した電力供給が可能となる。船舶輸送の場合、往々にして気象条件の影響を受ける場合がある。
- (b) ジャマリ地域での発電所の代替。これは人口密度が高いジャマリ地域での大気汚染の悪化進行を妨げるのに寄与する。
- (c) 山元での石炭火力発電所開発は社会基盤整備を通じて地方の活性化に寄与する。

³ 2.2.2 節に述べているように電力販売収入の一部 (2.5 %) が当該州政府に支払われる。

この考えはインドネシアで最大の石炭生産量を誇り、且つ多量の石炭埋蔵量を有する中・南カリマンタンの ジャワ・カリマンタン連系送電線計画にも通じる。ジャワ・スマトラ連系送電線計画は PLN の子会社である PLN Engineering がほぼ F/S を完了しており、これとは別に JICA (旧 JBIC) プロジェクトが現在進行中である。JICA (旧 JBIC) プロジェクトの TOR は PLN 職員の能力開発と海底ケーブル及び陸上ケーブル部分の調査から構成されており、JICA (旧 JBIC) がプロジェクト融資に強い関心を示している。

PLN と IPP 開発者との PPA (電力購入合意) は依然交渉中である。ジャワ・スマトラ連系送電線が予定通り 2014 年にジャマリ系統に接続できるように、PLN は IPP 石炭火力の実施スケジュールを極力守るべきである。

図 5.1-3 は暫定的なジャワ・スマトラ連系送電線のルートを示す。



図 5.1-3 ジャワ・スマトラ連系送電線暫定ルート

(5) その他の再生可能エネルギー

1) 太陽光発電⁴

太陽光発電はインドネシアのように多量の太陽エネルギーを享受出来る国では、その他の再生可能エネルギー（太陽光発電、風力発電、バイオマス発電）の中では最も適

⁴ この項で示されている数値は “Cloudy German unlikely hotspots for solar power”, Reuters, July 29, 2007 (www.boston.com/news/science/articles/2007/07/30/cloudy_german_unlikely...) を参照した。

した発電システムと思われる。最適電源開発計画では向こう 20 年間で約 6,000MW の太陽光発電が開発されることになる。太陽光発電に関しては、図 5.1-1 に示すように、年間を通じて雨が降り且つ一日の日照時間のうち 2/3 が曇り空であるにも拘らず、ドイツが最先端を歩んでいる。ドイツの太陽光発電は 2007 年で 3,000MW でこれは 1990 年の 1,000 倍にあたる。ドイツが太陽光発電で最先端を歩む成功の理由として、以下の政府の努力が挙げられる。

- (a) 2000 年の再生可能エネルギー法は、気候変動への支援と化石燃料への依存削減を狙ったものであったが、同時に国民が再生可能エネルギー源導入を図るにあたって奨励金を提示した。
- (b) “料金転嫁”制度は太陽光発電、風力発電、もしくは水力発電を行う全ての人間に対して電力会社からの支払いを保証している。電力会社は市場価格（通常の電力料金）の 3 倍以上の値段（太陽光発電の場合は 49 ¢/kWh）で 20 年間に亘り買い取ることが義務付けられている。

太陽光発電の普及は単に気候変動や化石燃料の削減だけでなく、新産業や雇用機会の創出にも寄与する。ドイツでは太陽光発電だけで向こう 5 年間で求人数が倍の 90,000 職に昇り、2020 年には 200,000 職に昇ると期待されている。

現状のエネルギー法は将来の一次エネルギーの目標構成比に視点が置かれており、その具体的実現方策は今後の政策に期待される。MEMR は太陽光発電の普及及び投資への具体的な奨励策を策定する必要がある。

2) 風力発電

風力発電設備の設置場所は地上 30 m 高で平均風速が 6 m/s 以上という制約がある。インドネシアではこれまで 0.5 MW⁵の風力発電が設置されている。最適電源開発計画では向こう 20 年間で約 3,200 MW の風力発電を開発することになっており、600 kW 級の風力発電では 50 m 四方（ローター直径相当部分）の専有面積が必要とされている。また、風力発電設備を設置する場合、以下の環境問題が伴う。

- (a) 景観の観点から国立公園や保安林内での設置の許可
- (b) 金属製風車による電波障害
- (c) バードストライクに代表される鳥類や渡り鳥への被害

MEMR には環境省と協力して環境評価ガイドラインや基準を作成することが求められる。

図 5.1-4 は日本の北海道の風力発電地帯の写真を示す。

⁵ 出典：Presentation material “Promotion of Renewable Energy, Energy Efficiency and Greenhouse Gas Abatement in Indonesia”, at Manila 5-8 October 2004 by MEMR



図 5.1-4 日本の北海道の風力発電地帯写真

(6) JICA 報告書の利用

JICAは図書館を持っており、ほとんどのJICA報告書はJICA図書館のウェブサイト上で閲覧可能かダウンロードが可能である。JICA図書館の英語版ウェブサイトは<http://lvzopac.jica.go.jp/libary/indexeng.html>である。JICA報告書を目にする機会が少ないMEMRやPLN地方事務所⁶に対して、単に参考文献としてだけでは無く、能力開発の面からも是非JICA図書館の利用を勧めたい。

現在、JICA 図書館ウェブサイトで購入可能なインドネシア電力プロジェクトの JICA 報告書は以下の通り。

- (a) インドネシア国地熱発電開発マスタープラン調査 (2007年9月)
- (b) 最適電源開発のためのセクター調査 (2002年8月)
- (c) スマトラ最適電力開発計画調査 (2005年7月)

5.1.3 新規電源の開発検討

インドネシアで初めての発電設備である原子力発電所と揚水発電所についてその投入妥当性を検討する。

(1) 原子力発電所

最適電源開発計画では、容量 1,000 MWの原子力発電所が 2018 年に初投入され、2028 年には総量 5,000 MWになる予定である。原子力発電開発はインドネシアにとって初経験なので、原子力発電所の建設期間を 6 年と想定すると、2012 年までに安全評価、環境評価及び原子

⁶ スマトラ島の電力開発計画を担当するP3B Sumatraでさえ “Master Plan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia “の存在を知らなかった。

力発電開発への国民合意などの主要課題を解決していくことになる。現在の進捗状況⁷を見ると、現時点では原子力発電所の投入が遅れる、もしくは延期される可能性は否定できない。

1) 原子力発電が投入されない場合の電源開発計画

原子力発電が投入されない場合の電源開発計画への影響は以下のケースで検討した。

単機容量 1,000 MW の石炭火力発電所を追加し、同 1,000 MW の原子力発電所を肩代わりする。2018 年以降供給予備力 30%は確保される。

(a) 目的関数の現在価値 (NPV)

表 5.1-1 は割引率 12% で 2009 年価格に割り戻した 2028 年の累加目的関数を示す。ケースでは 1.3% 目的関数が増加する。

表 5.1-1 原子力発電所有無の累加目的関数

Case	Investment Cost (Million US\$)	Salvage Value (Million US\$)	Operation Cost (Million US\$)	Objective Function (Million US\$)	Ratio
With Nuclear	26,429	-9,505	73,001	89,925	1.000
Case	25,091	-8,834	74,857	91,114	1.013

(b) 発電量構成

表 5.1-2 は 2028 年の燃料別発電量構成を示す。原子力発電所の発電量 9.2% は石炭だけでは無く、ガス、油及び地熱でも肩代わりされていることが伺える。

表 5.1-2 2028 年の燃料別発電量構成 (%)

Case	Coal	Gas	Oil	Geo	Nuclear	Others	Total
With Nuclear	54.1	21.0	2.2	6.2	9.2	7.3	100.0
Case	61.3	22.3	2.6	6.4	0.0	7.3	99.9

注: その他 (Others) には水力 (3.3%) と再生可能エネルギー (4.0%) を含む。

(c) 利用率

表 5.1-3 は 2028 年の主要電源の利用率を示す。原子力発電所の発電量を補償するため、ガスと水力を除いていずれも利用率は上がっている。

表 5.1-3 2028 年の主要電源の利用率 (%)

Case	Coal	Gas	LNG	HSD	Geo	JS-I	Hydro
With Nuclear	60.2	87.3	59.4	28.6	83.9	30.3	25.6
Case	68.3	87.6	66.2	34.3	85.6	34.7	25.6

⁷ 国家チームはまだ編成されておらず、編成が予定より 1 年から 2 年遅れている。

(d) 石炭、ガス/LNG 及び油の消費量

表 5.1-4 は 2028 年の石炭、ガス、LNG 及び油の消費量を示す。ケースでは 2028 年の石炭消費量は 13.5 百万トン又は 12.5%の増となっている。

表 5.1-4 2028 年の石炭、ガス/LNG 及び油消費量

Case	Coal	Gas/LNG	Oil
Unit	M. ton	M. mmbtu	M. KL
With Nuclear	107.9	692.1	3.1
Case	121.4	732.8	3.7

(e) CO₂, NO_x 及び SO_x 排出

表 5.1-5 は 2028 年のCO₂、NO_x及びSO_x排出量を示す。主に石炭火力の発電量増加により、ケースではCO₂の排出量は 30.2 百万トン又は 12.6%の増となっている。NO_xとSO_xについては、原子力発電所有りの場合と排出量は大差ない。

表 5.1-5 2028 年のCO₂、NO_x及びSO_x 排出量
(百万トン)

Case	CO ₂	NO _x	SO _x
With Nuclear	239.4	1.4	0.5
Case	269.6	1.5	0.5

(f) 結 論

原子力発電所が投入されない場合、目的関数（総費用）、燃料消費量及びCO₂ 排出量が増加することがWASPシミュレーションで確認された。

(2) 揚水発電所

図 4.6-4 から図 4.6-7 に示す“シミュレーション結果”では、いずれのシナリオでも揚水発電所の稼働率は低くなっている。この現象は 4.6.1 節で述べた各シナリオの運転パターンを強制的に再現するためのシミュレーション方法に起因するものである。

表 5.1-6 は石炭の燃料費を元々の 80US\$/トンの場合の揚水発電所の発電量と利用率を示す。発電総容量 3,000 MW 時の最大可能発電量が 4,200 GWh であるので、2020 年以降、廉価な揚水原資を提供する石炭火力や原子力発電所の導入により、揚水発電所は十分稼働（日平均 4 時間）していることが分かる。揚水発電所の開発促進を行うべきである。

表 5.1-6 揚水発電所の発電量と利用率

Year	2015	2018	2020	2022	2024	2026	2028
Capacity (MW)	500	2,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
G.Energy (GWh)	751	2,853	4,200	4,200	4,200	4,200	4,200
C.Factor (%)	17.12	16.27	15.98	15.98	15.98	15.98	15.98

5.2 最適送変電系統開発計画

本調査での系統解析の最終目標は、ジャマリ系統の電源開発計画に対応して信頼性を保ちながら技術・経済性を考慮して最適系統開発計画を策定することにある。

下記 Step を順を追って実施し、長期間（20 年間）の最適送変電系統開発計画を策定した。

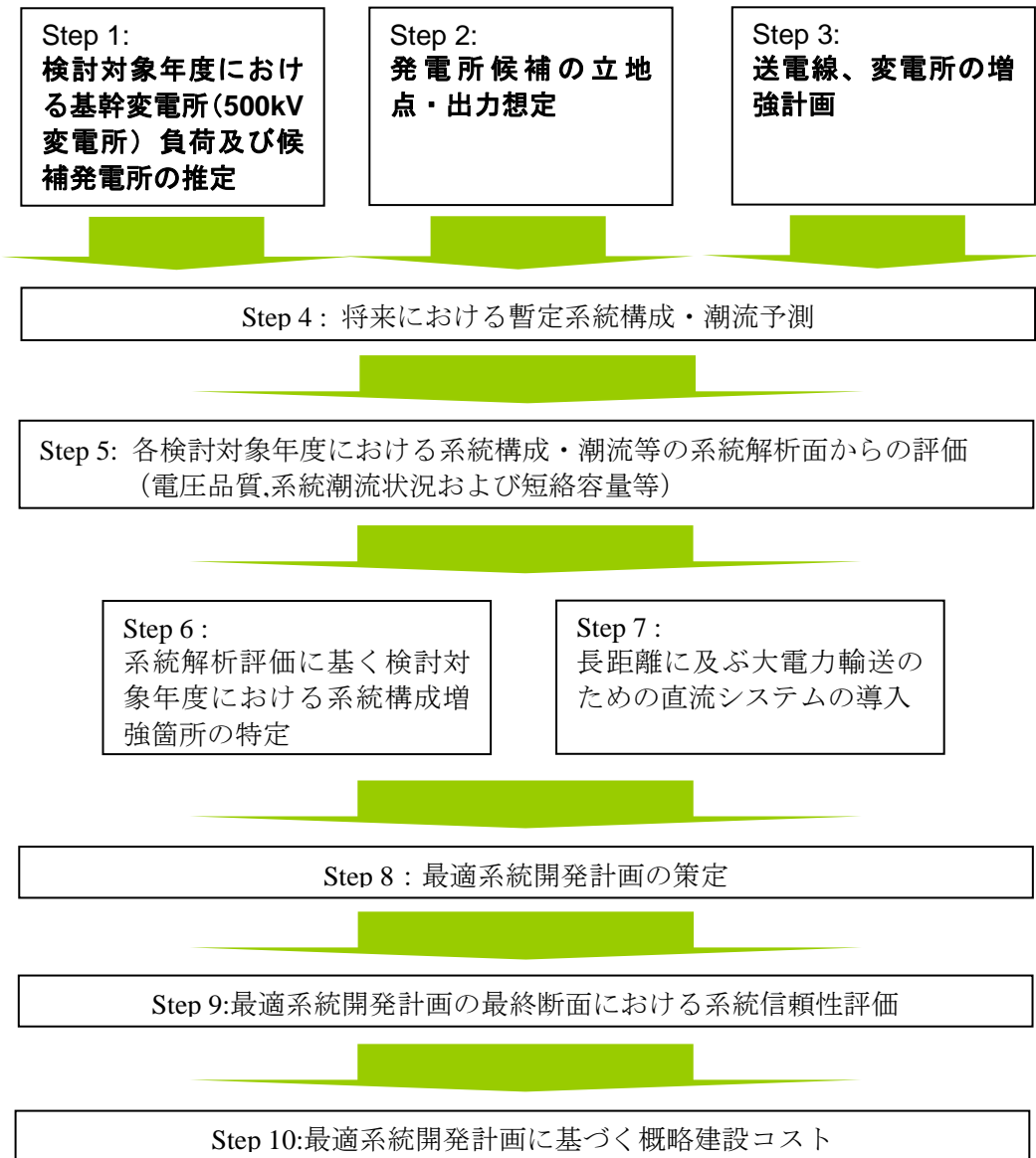


図 5.2-1 最適系統開発計画の策定フロー

5.2.1 基幹変電所負荷及び発電所候補の推定

各基幹変電所の負荷および適切な発電所候補の選定は、各検討対象年度の潮流予測をするうえでの基本条件である。

(1) 基幹変電所負荷の想定

以下の手順に従って基幹変電所負荷を算出した。

1) 地域別の重負荷・軽負荷時における電力需要予測

ジャマリ系統全体の需要は、本調査の検討結果に基づき表 5.2-1 に示す 4 つの地域別需要に展開した。

表 5.2-1 ジャマリ系統の地域別需要

(MW)

需要	2010		2015		2020		2025		2028	
	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak
Region1	7,815	5,882	9,372	7,072	15,209	8,331	19,503	9,746	21,523	10,706
Region2	3,653	2,723	5,029	3,640	6,180	4,830	8,723	6,242	10,019	7,294
Region3	3,587	2,269	5,363	3,443	6,322	5,020	9,333	6,969	10,850	8,398
Region4 (East Jawa)	4,835	5,050	6,923	7,410	8,937	9,903	12,413	13,396	14,143	15,964
Region4 (Bali)	645		969		1,248		1,867		2,177	
ジャマリ系統 合計	20,535	15,924	27,657	21,565	37,895	28,084	51,840	36,353	58,712	42,362

出典：本調査 [ベースケース]

2) 150 kV 系統以下に接続する発電機容量の予測

150 kV 系統以下に接続されている発電機容量の全体は、PLN による予想潮流の基幹変電所負荷と需要予測を地域別に比較することにより想定した。150 kV 系統以下の 2016 年以降の電源開発計画は本調査結果に従った。

3) 各基幹変電所負荷想定

RUPTL [インドネシア国電力系統計画] で想定されている 2007 ~ 2016 年までの各基幹変電所における電力負荷をベースに相関分析により 2016 年以降の負荷を想定した。

4) 地域別での各基幹変電所負荷比率の想定

想定した各基幹変電所負荷及び地域別の合計負荷に基き、同地域内での各基幹変電所負荷比率を想定した。

5) 各地域基幹変電所負荷の想定値

本調査で得られた地域別需要予測から下位系統の発電容量を差し引いた地域別基幹変電所の合計負荷を前ステップで算出した基幹変電所負荷比率で振り分けて、負荷を想定した。オフピーク負荷については、本調査の日負荷曲線から得られたオフピーク需要とピーク需要比率から算出した。

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Y=aX+b		2,020		2,025		2,028	
	P(MW)	P(MW)	P(MW)	Peak(18)	P(MW)	P(MW)	P(MW)	P(MW)	Peak(18)	P(MW)	a	b	Peak(14)	Peak(14)	Ratio/Region	Peak(14)		
Region1																		
Cilegon	1	-30	-122	-346	-384	-346	-288	-190	-175	-120	44.7143	-90274	49	0.0067	272	0.02955813	407	0.03921
Suralaya	245	256	277	292	310	327	343	362	381	400	17.3636	-34607.7	467	0.064	554	0.06007063	606	0.05841
Balaraja	650	672	538	154	158	168	180	200	210	225	29.8279	-59513.3	739	0.10132	888	0.09636953	978	0.09428
Lengkong				562	556	576	594	582	750	809	40.5357	-80965	917	0.12572	1,120	0.12149428	1,241	0.11971
Gandou	896	704	704	704	700	936	976	885	978	1025	45.7333	-91169	1,212	0.16618	1,441	0.15633422	1,578	0.15218
Kembangan	362	287	328	354	380	418	456	466	498	552	30.8333	-61620	653	0.09392	817	0.0886748	910	0.08775
Depok	352	404	508	288	300	312	216	220	242	280	15.4	-30788	320	0.04367	397	0.04307268	443	0.04274
Cibinong	728	770	770	470	506	501	636	636	522	704	31.0357	-61907	785	0.10762	940	0.1020172	1,033	0.09965
Bekasi	710	818	788	1110	1005	1086	908	804	897	966	81	-162326	1,294	0.17738	1,699	0.1843333	1,942	0.18727
Cawang	708	744	748	728	700	732	650	562	604	658	48	-96112	848	0.11624	1,088	0.11804275	1,232	0.1188
SUB-TOTAL	4652	4625	4539	4326	4231	4710	4671	4527	4907	5479			7,295		9,217		10,370	
Region2																		
Upper Cisokan									130	120			155	0.02362	212	0.02506204	255	0.02638
Tmbur							466	445	462	490	22.5	-44871	579	0.08845	692	0.08192157	759	0.07855
Muara Tawar	0	0	0	0	261	262	238	195	200	220	12.5	-24982	268	0.04094	331	0.03915413	368	0.03808
Cibatu	580	684	641	568	666	734	818	934	1008	1068	85.1429	-170565	1,424	0.21747	1,849	0.21308441	2,105	0.21781
Cirata	426	478	492	382	436	476	526	574	616	528	32	-63910	730	0.11152	890	0.10543774	986	0.10204
Lagadar									540				696	0.10631	952	0.11277917	1,147	0.11873
Bandung Selatan	564	616	642	370	416	470	546	610	526	526	29.5714	-59032	702	0.10729	850	0.10071624	939	0.09716
Rancaek				460	490	542	605	660	708	600	34.7857	-69443	824	0.1259	998	0.11823987	1,102	0.11409
Mandirancan	586	626	544	128	76	118	182	265	302	348	57	-114554	586	0.08952	871	0.10318683	1,042	0.10783
Tasik	272	358	518	387	452	462	438	458	462	452			582	0.08898	797	0.09440034	960	0.09938
CIRACAP													0		0		0	
SUB-TOTAL	2428	2762	2837	2295	2797	3064	3819	4141	4438	4892			6,546		8,441		9,663	
Region3																		
Rawalo		-52	31	72	72	111	216	232	248	396	47.8571	-96140	531	0.08766	771	0.10332598	914	0.10949
Pemalang		113	135	167	159	187	230	254	254	346	25.5667	-51235	410	0.06758	538	0.0720615	614	0.07356
Ungaran	556	556	556	556	562	612	662	719	604	651	14.3879	-28337	727	0.11985	798	0.10704612	842	0.10079
Pedan	560	518	638	612	765	798	862	915	829	852	42.2606	-84272	1,094	0.18054	1,306	0.175055	1,433	0.17156
Purwodadi				462	490	522	509	540	488	504	6	-9563	537	0.08858	562	0.0753522	577	0.0691
Ngimbang	236	237	203	272	229	261	278	295	373	388	17.1515	-34223	423	0.06979	509	0.06821665	560	0.0671
Krian	746	592	578	750	819	870	897	951	954	954	50.9333	-101660	1,225	0.20213	1,480	0.19841711	1,633	0.19554
Gresik	145	93	81	202	134	146	146	161	182	191	11.6671	-23312	235	0.03884	294	0.03937639	329	0.03936
Kediri	562	524	570	614	630	636	664	741	670	682			879	0.14498	1,202	0.16118804	1,449	0.17352
SUB-TOTAL	2805	2581	2792	3707	3860	4143	4464	4808	4602	4964			6,062		7,459		8,350	
Region4																		
Manisrejo									209	216	7	-13896	244	0.08302	279	0.07504034	300	0.07085
Bangil						440	492	533	532	532	22.4	-44608	640	0.21776	752	0.20225928	819	0.19348
Ngojo									243				313	0.10655	428	0.11521948	516	0.12193
Paiton	532	624	528	436	302	310	396	456	522	383			494	0.16794	675	0.18160108	814	0.19218
Kapal									236				0	0	0	0	0	0
Grati	224	195	193	349	183	64	96	117	148	148	22	-44193	247	0.08404	357	0.09601937	423	0.09991
Surabaya Selatan		554	618	668	588	600	726	762	800	776	45.0286	-89956	1,002	0.34083	1,227	0.32997694	1,362	0.32167
SUB-TOTAL	756	1373	1339	1453	1073	1414	1710	1868	2211	2534			2,939		3,718		4,234	

6) 各基幹変電所地点の無効電力想定

各基幹変電所地点の無効電力は、各基幹変電所別のピーク時及び軽負荷時実績をベースとして、将来の傾向も考慮して各基幹変電所・ピーク時及び軽負荷時別に現実的な値を想定した。

上記手順で導出された各地域の基幹変電所の需要想定値を表 5.2-2 に示す。

表 5.2-2 各地域の基幹変電所需要の想定値

(単位：MW)

		2010		2015		2020		2025		2028	
		Peak	Off Peak	Peak	Off Peak	Peak	Off Peak	Peak	Off Peak	Peak	Off Peak
Region1	Cilegon	-361	-100	-176	-100	61	31	356	156	574	232
	Suralaya	280	244	379	339	578	296	724	317	855	345
	Balaraja	148	129	209	187	915	469	1,161	508	1,380	557
	Lengkong	539	469	746	667	1,136	582	1,464	641	1,753	708
	Gandul	675	588	973	870	1,502	769	1,318	577	1,560	630
	Durikabe							565	247	668	270
	Kembangan	349	304	495	443	822	421	1,068	468	1,285	519
	Parung					292	149	369	161	438	253
	Depok	276	240	241	215	396	203	519	227	626	253
	Cibinong	451	392	519	464	681	349	860	376	1,021	589
	Bekasi	1064	927	892	798	1,603	821	2,220	972	2,742	1,107
Cawang	698	608	601	537	1,050	538	1,422	622	1,739	702	
	SUB-TOTAL	4118	3,586	4879	4,363	9,036	4,628	12,046	5,272	14,641	5,913
Region2	Upper Cisokan			129	96	114	95	158	120	209	148
	Tmbur			460	340	428	356	518	393	624	441
	Muara Tawar			199	147	198	165	247	188	302	214
	Ksbru							415	315	519	366
	Cibatu	545	449	1003	743	1,052	876	969	736	1,210	856
	Cirata	366	302	613	454	540	449	666	506	810	573
	Lagadar		0	0	0	514	428	713	541	942	666
	Bandung Selatan	355	292	523	388	519	432	636	483	771	545
	Rancaekek	441	364	704	522	609	507	747	567	906	640
	Mandirancan	123	101	300	223	433	360	652	495	856	605
	Tasik	371	306	483	358	431	358	596	453	789	558
	CIRACAP			0	0	0	0			0	0
	SUB-TOTAL	2200	1,814	4414	3,270	4,839	4,026	6,318	4,799	7,938	5,611
Region3	Rawalo	69	43	247	160	485	399	883	671	1,189	868
	Pemalang	160	101	253	164	374	307	616	468	799	583
	Ungaran	533	335	601	390	663	545	915	695	1,095	799
	Pedan	587	369	825	535	999	821	1,197	910	1,490	1,359
	Butum							299	227	373	340
	Purwodadi	443	278	485	315	490	403	644	489	750	548
	Ngimbang	261	164	371	241	386	317	583	443	729	532
	Krian	719	452	949	615	1,118	919	1,695	1,289	2,123	1,549
	Gresik	194	122	181	117	215	177	336	256	427	312
	Kediri	589	370	666	432	802	659	1,377	1,047	1,884	1,375
	SUB-TOTAL	3554	2,234	4578	2,969	5,532	4,546	8,544	6,495	10,859	7,924
Region4	Manisrejo			208	376	370	537	642	748	831	888
	Kbang							889	1,036	1,194	1,275
	Bangil			529	957	971	1,409	1,038	1,209	1,362	1,455
	Ngoro			0	0	475	689	789	918	1,144	1,222
	Paiton	418	748	519	939	749	1,086	424	617	487	481
	Kapal			0	0	0	0	854	830	1,317	1,505
	Glnuk							171	207	329	301
	Wtdol							105	154	122	120
	Grati	335	599	147	266	375	544	822	957	1,172	1,252
	Surabaya Selatan	640	1,146	796	1,439	1,520	2,205	2,823	3,287	3,773	4,030
	SUB-TOTAL	1393	2,492	2199	3,976	4,461	6,469	8,556	9,962	11,731	12,530

5.2.2 発電所候補の立地点・出力想定

将来、系統へ導入される発電所候補の立地点・出力は系統構成・幹線潮流状況に大きく影響を与える。

(1) 500kV 系統に接続される有望な主要発電所候補とサイト位置

2016 年までの新設発電所は RUPTL の計画に従う。

それ以降については、原子力発電を含む新しいタイプの発電所も主な電力供給源として期待されている。しかしながら、新設される発電所の位置は、公式にはまだ決まっていない。

そこで、新規発電所の位置は、PLN の情報等により次のように想定した。

- 揚水発電所（三ヶ所） Upper Cisokan、Matengen 及び Grindule 地点
- 地熱発電所 地熱ポテンシャルから西ジャワの中央地域 [150 kV 系統に接続]
- ジャワースマトラ連系 送電容量 3000MW で Parung 変電所へ接続予定
- 原子力発電所 中部ジャワ北部地域 5,000 MW [1000 mw*5 units]
- 火力発電所 西ジャワ北部地域 2 発電所（含む Sularaya）
中部ジャワ北&南部 2 発電所 東ジャワ北部 2 発電所
- 一般水力発電所 自国エネルギー活用の観点からジャワ島全体で広く開発され
150 kV 系統以下に接続される。

また、上記追加電源候補は、最適電源開発計画に基づき表 5.2-3 示す出力を想定した。需給バランスは主に火力発電で調整した。

表 5.2-3 最適電源開発計画に基づく主な追加電源

(MW)

電源	Year	2015	2020	2025	2028	備考
火力電源		1,750	12,100	24,700	34,800	500kV 系統に接続（発電出力は、需給バランス確保。但し、GAS,IPP 優先想定）
ジャワースマトラ連系線		3,000	3,000	3,000	3,000	同上 （発電出力はフル想定）
原子力		----	1,000	3,000	5,000	同上 （発電出力はフル想定）
揚水		500	3,000	3,000	3,000	500kV 系統に接続 （発電出力はほぼフル想定）
地熱		660	1,210	1,760	2,090	150 kV 系統以下に接続 （発電出力はフル想定）
水力		----	1,170	2,970	3,270	同上 （発電出力はフル想定）

特に大型火力地点候補地点としては、ジャワ島海岸付近を含め多くの候補地点が点在している。その中で、

- － 幹線潮流からすれば、系統への影響を軽減するため負荷中心である西ジャワで地点選定すべきである。

- － 短絡容量、社会環境及び建設の容易性（含む住民移転等）を考慮すれば、西ジャワに集中すべきでない。
- － 西ジャワ以外でも負荷中心に近い地域（中部ジャワから西へ約 500 km、東地域から西へ約 800 km）が優先されるべきである。
- － ジャワ島のインド洋側は、波が高く、被害防止の観点から避けるのが望ましい。
- － 系統への影響の過酷サイドの観点からは、長距離送電となる東ジャワで検討すれば将来の位置変更にも対応が容易である。

等を考慮し、PLN 情報を基に東・中央・西ジャワそれぞれに大型火力発電所を 2 ヶ所ずつ建設することとした。

現在、500 kV 基幹系統は西向きに重潮流になっている。最適電源開発計画の 2016 年以降の発電所位置は確定していないため、系統安定度面からは、更なる過酷条件となることも考えられる。スマトラ島からの電力供給、中部ジャワでの大規模電源開発及び東ジャワの需要増加等により将来的には中央から東向きの潮流も増加することが想定される。

火力発電所の開発地点は、系統面からみて位置的な制約が少なく柔軟性がある。最適系統開発計画に当たっては、むしろ東潮流軽減に留意した。

(2) 各発電所の出力予想

重負荷時における発電所の出力は、以下のように調整した。

- 原子力、スマトラ島からの電力供給、ガス焚き発電所 (Bojanegara) は最大出力
- 揚水発電所はほぼ最大出力
- 火力発電は、IPP 電源及び系統安定度面から過酷サイドで発電出力を順次調整

5.2.3 送電線、変電所の増強計画

2016 年までの送電線・変電所の増強計画は、PLN 計画に基づいた。それ以降は、特に原子力送電線、Tanjung Jati 発電所増設に対する送電線及びバリ島での変電所新設を PLN 情報等に基づき増強した。さらなる増強が必要と考えられる設備については、各年度の潮流解析により確定した。

5.2.4 将来の暫定系統構成・潮流予測

(1) 2025 年までの暫定系統構成・潮流予測

2016 年までの系統構成は、RUPTL に従い、基幹の 500 kV 変電所需要のみを本調査の需要予測に基づいて見直した。

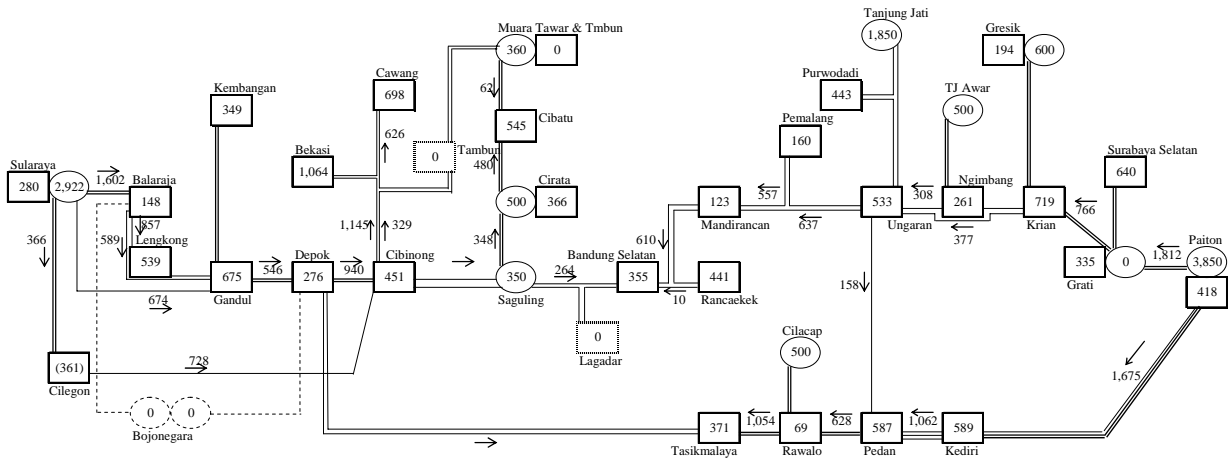
2016 年以降では、PLN 情報をもとに主な系統増強として、原子力送電線、Tanjung Jati 連系

線、Mandiracan-Cibatu 及び火力・水力新設電源線を取り込み、暫定系統構成を構築した。

この暫定系統構成は、別途系統解析により技術的に評価される。また、既設設備も含めた最適増強計画は、最適電源開発シナリオに伴う最適系統開発計画の策定で検討する。

以上より得られた、2025 年までの各年度の暫定系統構成・潮流予測を、図 5.2-2(1)～(4) にそれぞれ示す。

(a) 重負荷時の潮流



(b) 軽負荷時の潮流

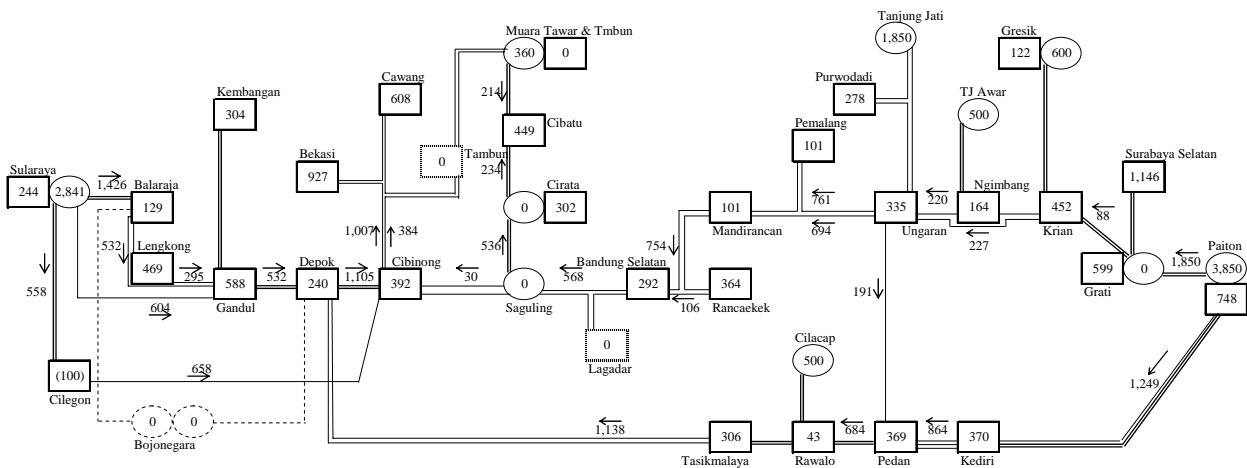
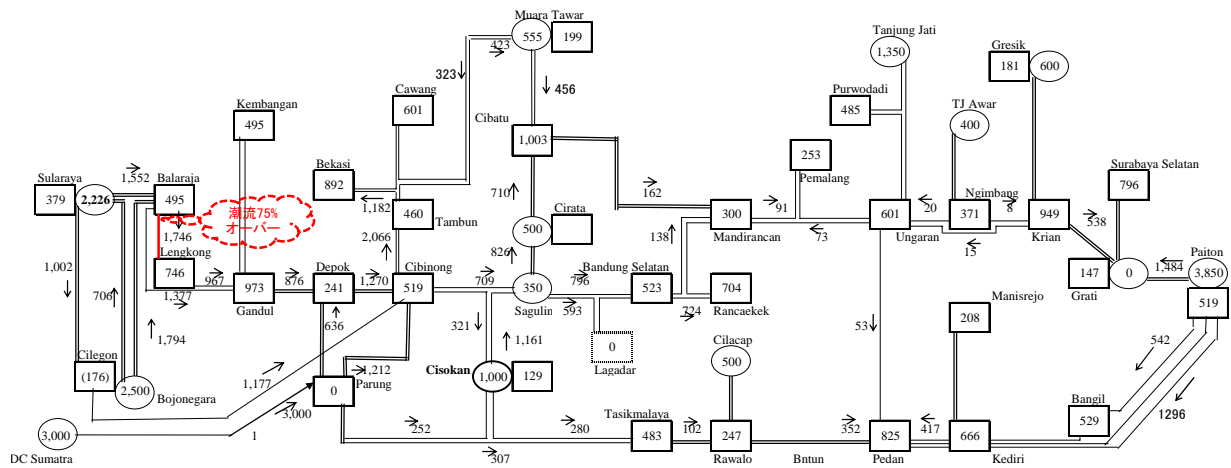


図 5.2-2(1) 2010 年度の系統構成・潮流

(a) 重負荷時の潮流



(b) 軽負荷時の潮流

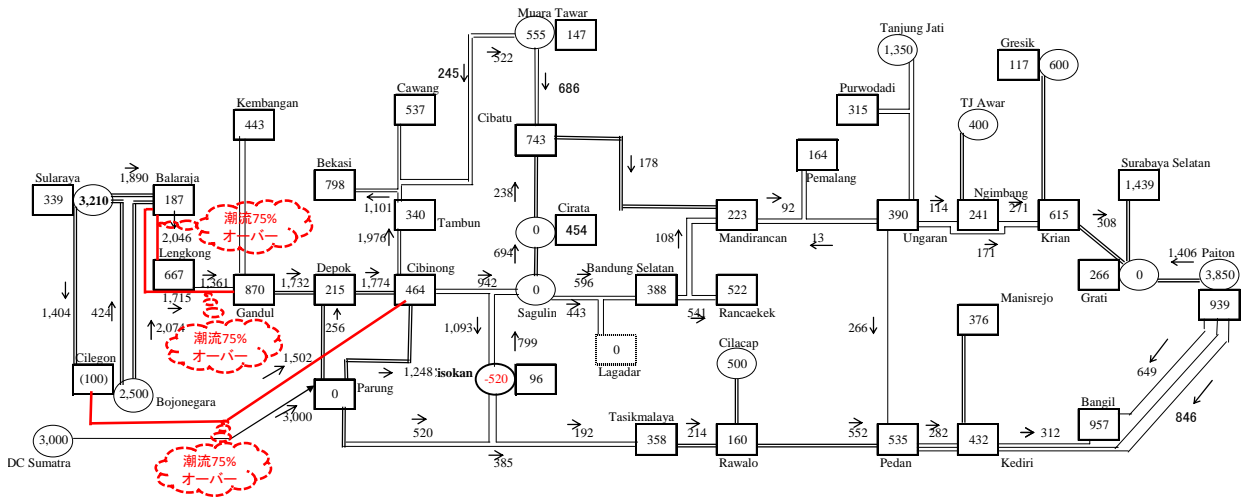
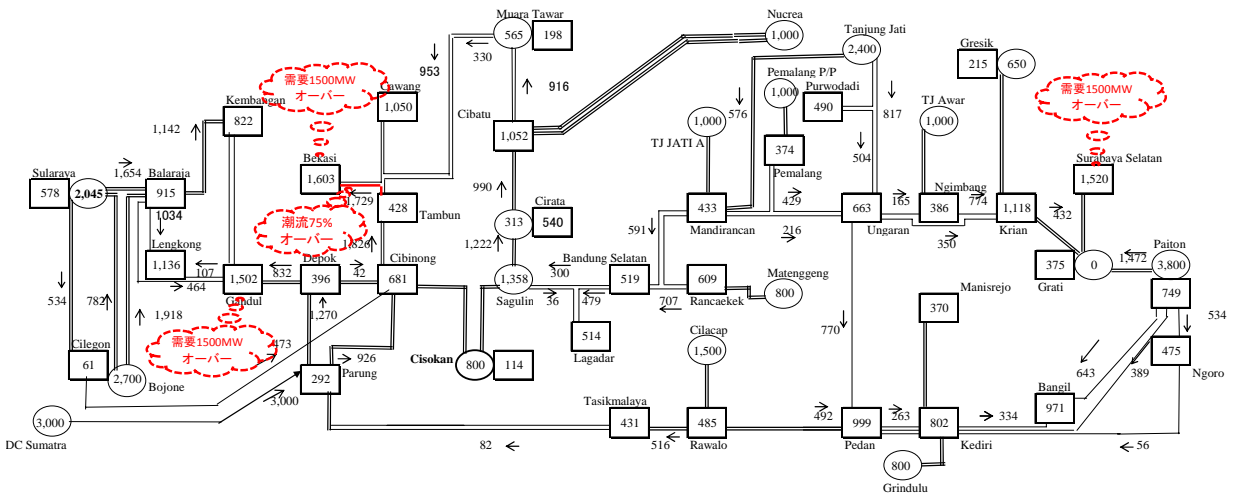


図 5.2-2(2) 2015 年度の系統構成・潮流

(a) 重負荷時の潮流



(b) 軽負荷時の潮流

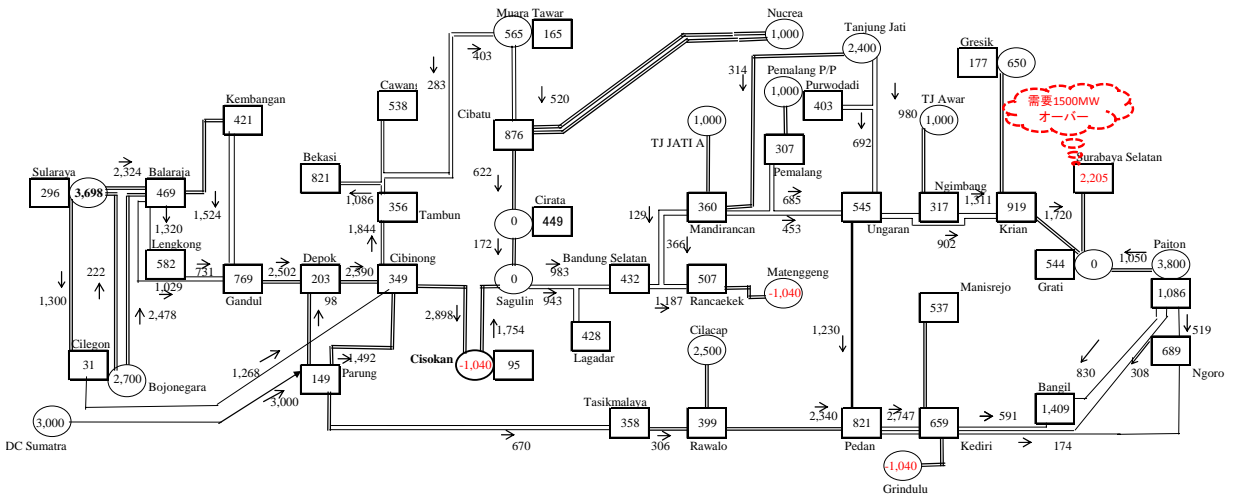
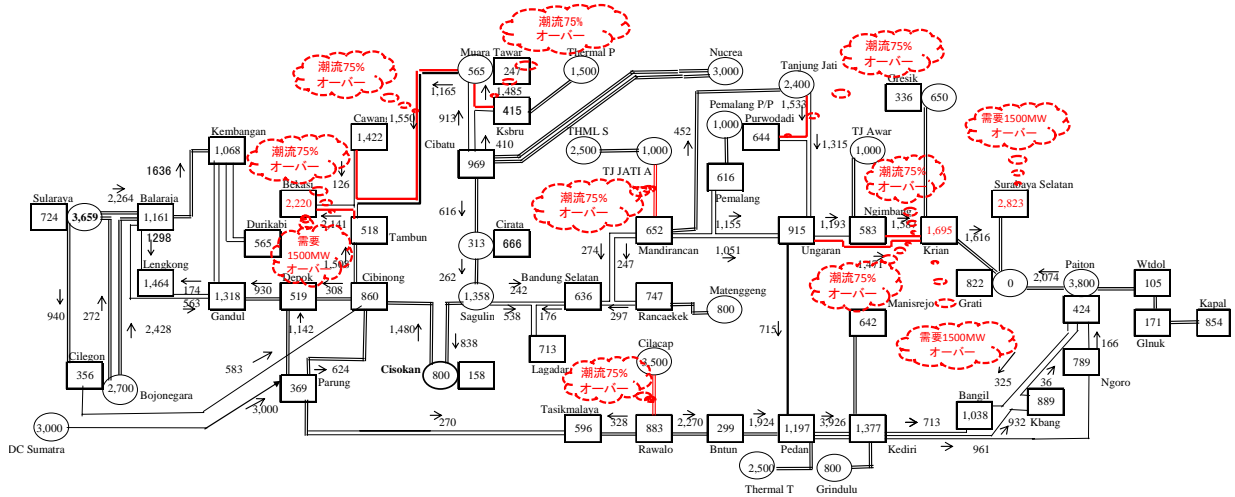


図 5.2-2(3) 2020 年度の系統構成・潮流

(a) 重負荷時の潮流



(b) 軽負荷時の潮流

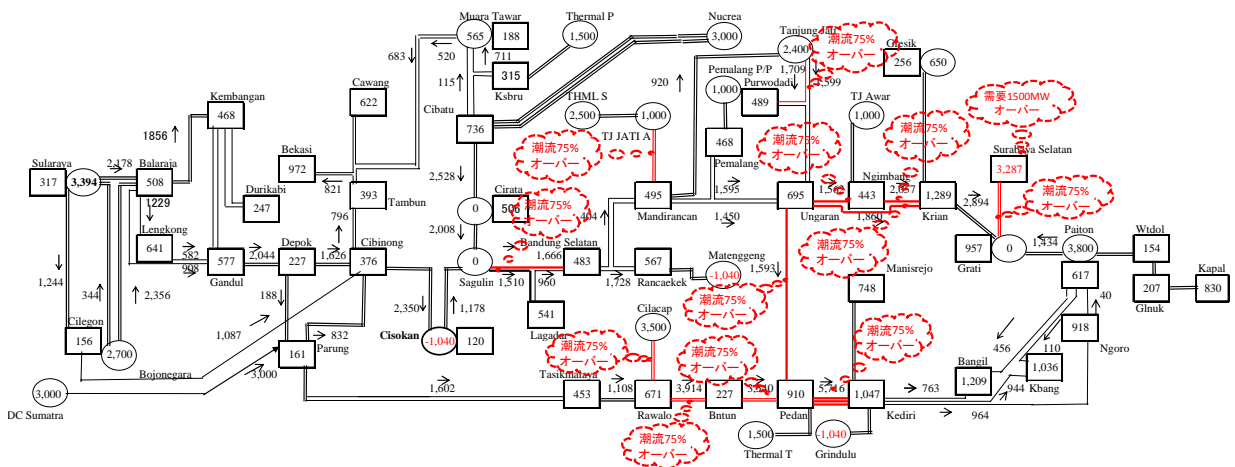


図 5.2-2(4) 2025 年度の系統構成・潮流

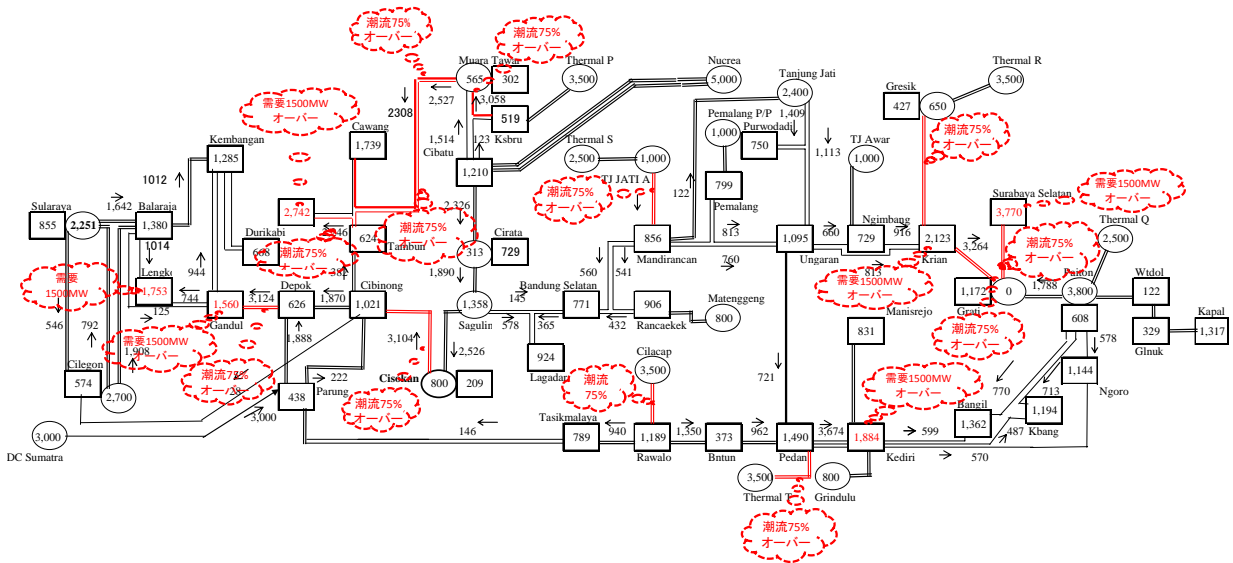
(2) 最終年度 2028 時点の増強計画案

最終検討年度 2028 年の系統容量は、約 60GW と想定されている。主に中部ジャワの原子力をどのように送電するかが課題となる。系統構成案を図 5.2-3 に示す。

将来の系統では、幹線潮流は中部ジャワより西ジャワへ流れると想定される。それは、Tanjung Jati、原子力及び中部・東ジャワにおける大型火力発電所の開発に起因している。

特に、中部ジャワに想定されている原子力で発電された大電力を负荷中心である西ジャワに送電するには、ジャワ島北部に少なくとも新規 500kV 送電線 2 ルートを（原子力発電所から Cibatu S/S）確保することが必要と想定される。

(a) 重負荷時の潮流



(b) 軽負荷時の潮流

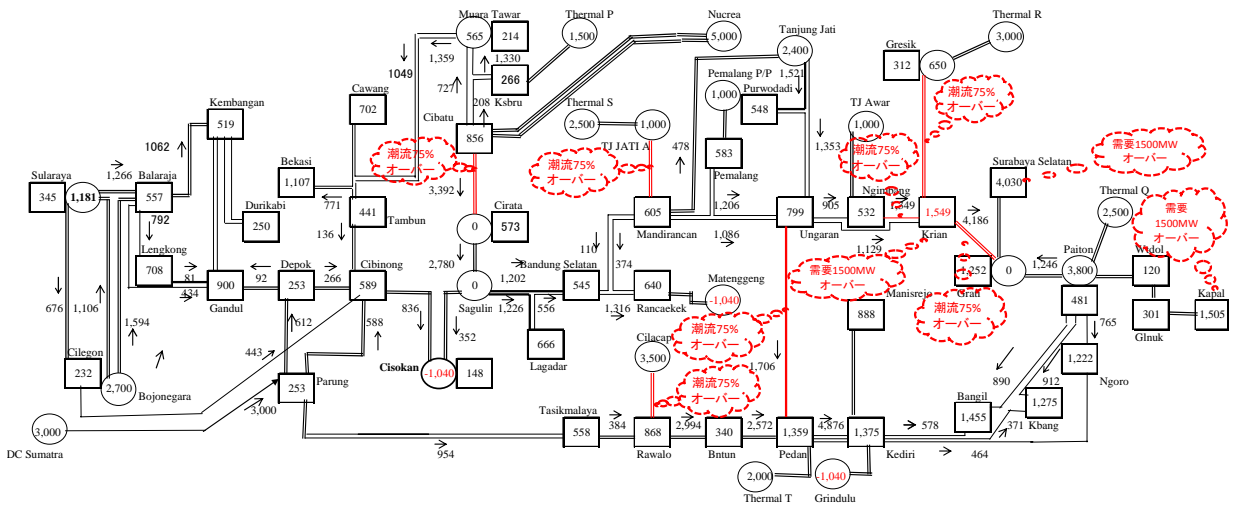


図 5.2-3 2028 年度の系統構成・潮流

この暫定系統構成では、後述するように、短絡容量・複数のルート確保等の課題を含んでいる。これらの課題克服のために何らかの対策が必要である。

5.2.5 各検討対象年度における系統構成・潮流等の系統解析面からの評価

(電圧品質、系統潮流状況および短絡容量等)

各検討対象年度の暫定系統構成・潮流予測に基いた系統解析結果の概要は以下である。

(1) 潮流解析結果の概要

潮流解析による、系統構成機器の負荷及び電圧維持状況を以下に示す。

a) 主要機器の負荷状況

(i) 基幹送電線の負荷状況

通常の送電線潮流状況に関する PLN 基準は 60% 運用を標準とし 80% を超える時点で増強対象としている。

今回は、長期の将来系統で電源・変電所負荷等に不確定要素が多いため、上記の考え方を踏まえ、安全側のチェックをする。一般的に 2 回線送電線運用状態で、一回線が事故等で停止した場合 (N-1 ルール) には、早急に健全回線の過負荷状態 150% を限度として、設備利用率 75% を超える時点・個所をチェックした。

一回線が事故等で停止時には、健全回線の過負荷状態は、系統運用操作により 30 分程度で解消される必要がある。

各年度の潮流解析結果の概要は以下の通りである。

- 高需要密度地域への負荷供給方法と関連して西ジャワ地域の電力送電系統増強が必要となり、2015 年頃から増強開始が望まれる。
- ジャカルタ特別州の重負荷地域全体の負荷供給計画を早急に策定し、その増強結果に基づく系統変更・構築を 2020 年前後から開始できるよう検討を進めることが望まれる。
- Ungaran-Pedan の 2 回線化の必要性を早期に検討し、少なくとも 2020 年までには増強完了が望まれる。
- Ungaran-Pedan の 2 回線化に呼応して、500 kV ループ系統幹線全体の増強計画を策定し、2025 年頃からの増強開始が望まれる。
- 大規模電源送電線は、計画時点で発電所開発規模に相当する大サイズ導体の採用を検討すべきである。
- Tanjung Jati 発電所は今後大規模開発・増設が計画されている。また、途中負荷変電所への π 接続もある。近傍系統全体で、短絡容量・安定度も考慮し Tanjung Jati-Mandiracan 送電線の有効活用が図れる増強計画の見直しを推奨する。

各年度の潮流解析結果概要を表 5.2-4 に示す。

表 5.2-4 主な 500kV 送電線の潮流状況概要

送電線	2010 年	2015 年	2020 年	2025 年	2028 年	対策案
Depok-Gandule					潮流 75%オーバー	高需要密度地域への 負荷供給方法と関連 してジャワ島西端部 地域系統増強を 2015 年頃から開始
Balaraja-Lengkong		潮流 75%オーバー				
Balaraja-Gandule						
Cilegon-Cibinong						
Cibatu-Cirata					潮流 75% オーバー	ジャカルタ特別州の 重負荷地域全体の負 荷供給計画の策定に 基づき 2020 年前後 から増強開始
Cirata-Saglin						
Cibinong-Cisokan						
Muara Tawar-Tambun						
Muara Tawar-Cawang				潮流 75%オーバー		
Muara Tawar-Ksbru						
Bekasi-Tambun			潮流 75%オーバー			
Saglin-Lagadar					潮流 75% オーバー	Ungaran-Pedan の 2 回 線化に呼応して、 500kV ループ系統幹 線の増強計画に基づ き 2025 年頃から増 強開始
Ungaran-Ngimbang						
Krian-Grati						
Sagling-Bandung Selatan					潮流 75%オーバー	
Ungaran-Krian						
Krian-Ngimbang						
Rawalo-Butum						
Pedan-Kediri						
Ungaran-Pedan					潮流 75%オーバー	早期 1 回線増設
TJ Jati A-Mandirancan					潮流 75%オーバー	大規模電源送電線 は、計画時点で相当 の大サイズ導体の採 用
Cilacap-Rawalo						
Surabaya Selatan-Grati						
Gresic-Krian					潮流 75%オーバー	
Thermal T - Pedan						
Tanjung Jati-Purwodadi					潮流 75%オーバー	Tanjung Jati 発電所増 設と協調増強

発電設備運用・系統負荷状況等で、潮流状況は刻々と変化し、将来の電源開発地点にも大きく影響されるため、現地点で長期的な将来系統過負荷予測を一律に決めるのは困難である。

したがって、今回の結果は PLN で適宜見直される系統計画に反映されることを期待する。

(ii) 変圧器の負荷状況

通常の変圧器負荷状況に関する PLN 基準は 60%運用を標準とし、80%を超える時点で増設計画を立てている。今回は、変圧器並列運転台数も考慮し、下記の考え方で評価した。

[変圧器短時間過負荷 150% 連続過負荷 110%考慮]

変圧器 1 台設置時 → 停止時の救済を考慮し、負荷率 60%で早期の複数台化を検討する

変圧器 2 台設置時 → 下位系統での救済も考慮にいれ、負荷率 75%で変圧器追加を検討する。

変圧器 3 台以上設置時 → 下位系統での救済も考慮にいれ、負荷率 100%で変圧器追加を検討する

ただし、基幹変電所で 3 台を超える変圧器設置は下記のような問題発生が考えられ、得策でない場合がある。

- － 変圧器並列運用が望ましいが、変圧器低圧側の短絡容量問題が顕在化し、バンク並列できず供給信頼度の低下を招く恐れがある。
- － 変電所の負荷規模が大きくなりすぎ、上位系事故時の負荷救済が困難となる。また、広範囲停電となり社会的影響も大きくなる。
- － 都市部、過疎地で経済的な系統構築面からの適正供給範囲は異なるが、需要密度の低い地域でも一般的に基幹変電所間隔は 50 - 100 km 以内と考えられ、変電所負荷としても 3 台程度が最大となる。
- － 将来の需要密度増加に対して、スケールメリットを考慮し、より容量の大きい変圧器バンクの導入も検討されるべきである。

例： 負荷集中地域 → 750 MVA (500/150kV Tr) or 1,000 MVA (500/275 kV) で最大 3 台程度

それ以外 → 500MVA (500/150kV Tr) 2 台程度 (最大 3 台)

したがって、都市部高密度地域は個別検討としても変電所最大容量目安としては、1,500 MVA (500 MVA * 3 Unit) or 1,000 MVA (下位系統での負荷救済の場合) 程度である。

このような観点で各年度の基幹変電所の潮流予測から評価した結果は以下である。

- 当該基幹変電所が、上記容量を超えた時点で、下位系統の隣接変電所等からの負荷救済状況も考慮して、近傍に新規変電所建設を検討する。
- 特にジャカルタ近傍の負荷地域については、関連する基幹変電所から技術、実現性及び経済的観点を総合勘案した“ジャカルタ特別州の供給方法”の検討を推奨する。また、地下管路等も活用した 500kV 電線の市内直接導入についても検討を推奨する。
- 東ジャワの南部地域については負荷救済も含めて総合的に供給計画を検討し、策定結果に基づく変電所新設・変圧器増設を推奨する。
- 長期視点から、最終設備容量、耐用年数及び新設変電所の是非等を総合的に勘案し、スケールメリットを計った大容量変圧器ユニット導入を推奨する。

各年度における基幹変電所の潮流予測結果の概要を表 5.2-5 に示す。

表 5.2-5 主な基幹変電所の潮流状況概要

変電所	2010年	2015年	2020年	2025年	2028年	対応策
Surabaya Selatan						- 近傍に基幹変電所の新設を検討する。
Krian						
Krian					1500MW	
Kediri						
Lengkong						
New Substation D						- ジャカルタ近傍の負荷地域については総合的観点から“ジャカルタ特別州供給方法”の検討を推奨する。 検討結果に基づき2020年前後より順次増強を実施する。
Muara Tawar						
Cawang						
Bekasi						
Cibinong					1000MW	
Depok						
Gandul						
Kembangan						
Durikabi						
New Substation M						
New Substation S						- 500kV 直接市内導入
Bangil						- ジャワ島東側の南部地域の総合供給計画に基づく設備増強を推奨する。
Kbang						
Ngoro						
Grati						- 長期視点にたち、より大容量変圧器ユニット導入を推奨する。
Ungaran						
Cibatu						
Balaraja						
Pedan						
Rawalo						

b) 系統電圧状況

通常状態での 500 kV 系統の電圧レベルは、500kV±5%に保たれるべきである。

発電機側は、規定電圧より数%高めに設定されている。系統電圧解析は、過電圧及び不足電圧をチェックするために実施した。各変電所において負荷の無効電力が調相設備で十分に補償されれば電圧逸脱はさげられる。最終的に、系統電圧は、十分な調相設備補償のもとで適正範囲に保つことができた。参考として、調相コンデンサーの必要量を概略算出した。

シミュレーション結果概要は表 5.2-6 の通りである。

- ◆ 調相設備補償は、系統電圧を適正範囲内に保つために必要である。
 発電機の安定性からみれば、遅れ力率運転はのぞましいが、系統電圧の上昇を招き制限を受ける。特に、里側電圧が上がると、無効電力の発電が困難になり発電機からの無効電力出力に制限を受ける。
 表 5.2-6 の発電所からの無効電力供給が少ない（発電力率数%程度）のは、全体の系統電圧状況に起因するもので、実運用においては、発電所の昇圧変圧器タップ等で可能な限り無効出力の増加を図るべきである。

表 5.2-6 各年度における無効電力バランス

(MVar)

		発電機	負荷	調相設備	線路充電容量	送電線損失
2015 年	重負荷時	5319.0 (16530.3MW)	5946.0 (16070.0MW)	-2438.5	4194.2	6005.7 (460.3MW)
	軽負荷時	3261.2 (15662.6MW)	4299.0 (15157.0MW)	-3213.0	4178.4	6353.6 (505.6MW)
2020 年	重負荷時	7413.0 (24370.1MW)	9069.0 (23866.0MW)	-4423.5	4677.2	7444.7 (504.1MW)
	軽負荷時	5759.7 (23013.6MW)	5376.0 (22246.0MW)	-4818.3	4611.1	9813.1 (767.6MW)
2025 年	重負荷時	12179.3 (36541.7MW)	13421.0 (35465.0MW)	-10901.2	5654.1	15313.7 (1076.7MW)
	軽負荷時	10487.0 (31209.6MW)	5612.0 (29647.0MW)	-8484.5	5616.5	18975.9 (1562.6MW)
2028 年	重負荷時	14882.3 (46637.9MW)	16697.0 (45206.0MW)	-17361.0	5667.0	21213.4 (1431.9MW)
	軽負荷時	10979.8 (37495.7MW)	2353.0 (35941.0MW)	-5848.6	5662.5	20137.9 (1554.7MW)

参考として、2028 年における 500 kV 系統で調相設備設置による電圧上昇に伴う経済性を試算した。系統電圧を、調相設備設置により部分的に 5%程度上昇させた場合の試算結果の評価を以下に示す。

- *系統電圧上昇のための必要調相設備量：8999 MVar
- *系統損失低減量：59MW
- *損失低減に伴う経済評価：約 220 Billion Rp
 [仮定:負荷率 → 0.61875, 発電機コスト → 705.96Rp/kWh]
- *調相設備設置の等価経済効果: 約 310 Million Rp /MVar
 [設置コスト:約 240 Million Rp /MVA]

以上より、調相コンデンサー設置により系統電圧を上昇することは経済性が図られるものとみられる。

また、実際の無効電力計画に関して以下の項目が考慮されるべきである。

- 無効電力バランスは、系統全体のみでなく、部分地域でもバランスを保つよう計画されるべきである。
- 調相設備は、系統損失低減及び電圧制御効果を上げ、より経済性を計るため系統末端に設置すべきである。
- 調相設備ユニットサイズは、スケールメリットを考慮し、許容電圧変動範囲（通常 2-3%）

で選択されるべきである。

- 特に、上位系統の変圧器には、オンロードタップチェンジャーの導入を検討すべきである。
- 調相設備設置効果が高い地点（短絡容量の低い変電所等）に優先的に設置し、投資効果を高めるべきである。

(2) 短絡容量状況

将来系統（2028年相当）における容量短絡計算結果を図 5.2-4 に示す。短絡容量計算値は、交流 500kV システムでの増強系統での最過酷状況として、全ての発電機が系統へ投入された場合の最大三相短絡容量を示している。

150 kV 以下の短絡容量は今回検討外とした。これらの系統は、基幹変電所新設・変圧器分割運転等で三相短絡電流抑制策が検討されるべきである。

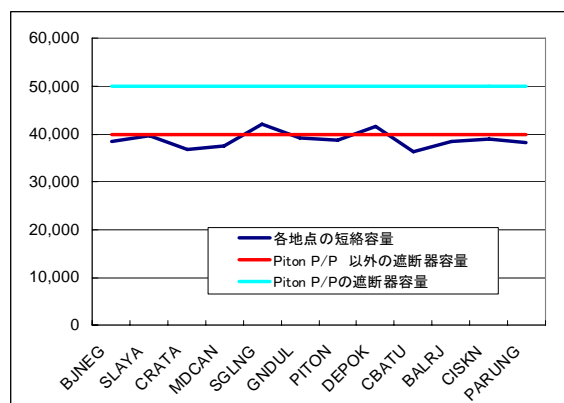


図 5.2-4 主な 500kV 変電所の三相短絡容量 (暫定系統 2028 年)

現在インドネシア国で採用されている 500 kV システムの遮断器の遮断能力は、Paiton P/S の 50 kA を除き 40 kA で設計されている。計算結果によると交流送電方式で系統増強した場合、2028 年の Cirata 及び Saguling 変電所が大電源接続により高い三相短絡容量となっている。しかしながら、将来発電機増設も含めて一ヶ所に発電機ユニットを集中すると、三相短絡容量面から母線分割等を必要とし、系統接続するために、回線の追加を必要とするかもしれない。

三相短絡容量面からすれば、電源を負荷中心である西ジャワに集中すべきでなく、安定度・設備容量等が許容できる限り、中部・東ジャワに均一な配置が望ましい。しかし、全体的に 50 kA 以下であり、接地線、直列機器耐量及び通信線等への誘導影響が問題なければ、50 kA 遮断器或いは 63 kA 級遮断器で対応可能と考えられる。

一般的に、三相短絡容量は系統拡大とともに増加する。そのため、各系統遮断器の遮断能力を超えないよう、母線分割など添付資料-7 “General Information of System Planning” に示す種々の対策により適宜抑制している。

(3) 過渡安定度解析の結果

最終 2028 年の 500 kV 交流系統構成にて、今回対象とした主なプロジェクトの安定度チェックを実施した。三相短絡事故発生個所については、過酷サイドとして主に発電所に近い 500 kV 送電線を選定し、前述基準 [三相地絡、事故除去時間 90 ms] を適用し解析した。

解析結果の概要を表 5.2-7 に示す。また、各事故ケースの当該母線電圧の変動を図 5.2-4 に示す。解析で不安定になったケースの対策は、別途最適系統開発計画策定で述べる。

(a) 500 kV ループ幹線系統の安定

2028 年想定系統潮流においてループ潮流の大きい個所 [Rawalo 変電所～Butum 変電所間] で事故を発生させ、系統全体の安定度を解析した。

Rawalo 変電所近傍の事故でループオフした場合、系統全体が不安定になり重大停電事故に至る恐れがある。

(b) 原子力送電線の安定度信頼性

過酷想定事故として原子力発電所近傍の送電線で三相地絡事故を発生させ、一回線開放した。この場合、原子力発電所は不安定となり系統からの脱落が想定される。

(c) ジャワースマトラ直流連系送電線停止時の系統安定性

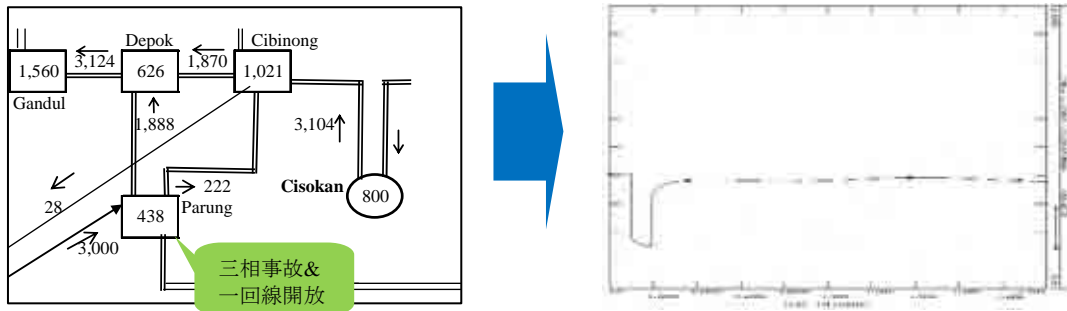
従来の直流システムは系統電圧が低下した場合、連続転流失敗を防止するため運転停止する必要がある。したがって系統事故による電圧低下によりジャワースマトラ直流連系が停止・再起動 [事故除去後 200ms で再起動] した場合の系統安定度に与える影響を評価した。

この場合、直流システム自体は安定しており、直流送電が短時間停止しても系統は安定と想定される。

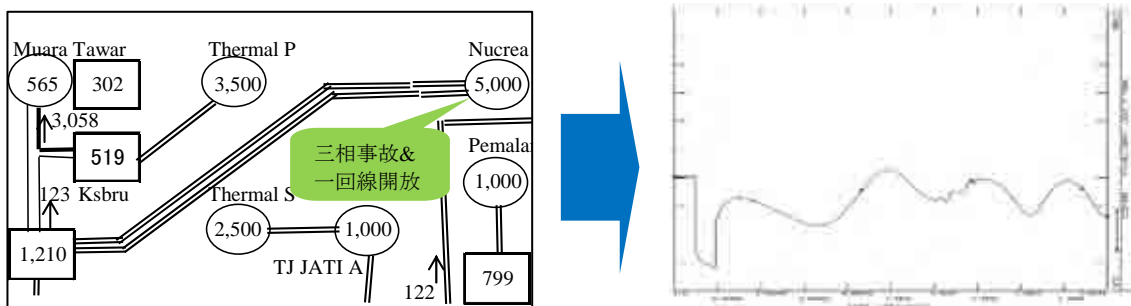
表 5.2-7 主なプロジェクトの安定度チェック結果

解析ケース	解析結果	対策例内容
ジャワースマトラ 直流連系送電線	安定 [図 5.2-5(1)参照]	－更なる直流制御システムの改善 (事故時継続運転機能の採用)
原子力送電線	不安定 [図 5.2-5(2)参照]	ルートの 3 回線化あるいは送電方式の変更
500kV ループ幹線 系統	不安定 [図 5.2-5(3)参照]	－電源開発地点あるいは主要電源線の接続変更による ループ潮流の軽減。 －500kV 南北連系線の 2 回線化 [更なる対策必要時] －簡易電制 (電源&負荷) の採用

(1) ジャワースマトラ直流連系送電線[従来制御(DC送電 200ms 停止)]



(2) 原子力送電線



(3) 500kV ループ幹線系統

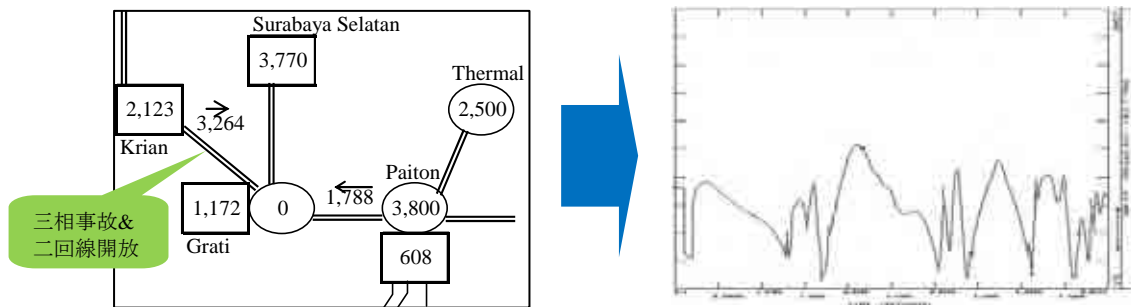


図 5.2-5 送電線事故時の近傍母線電圧変動

5.2.6 系統構成増強箇所の特定

従来の 500 kV 交流送電線方式での暫定系統構成・潮流予測を基に系統解析した結果を踏まえ、各年度における系統増強必要箇所を概略特定した。

- 2010 年系統構成

→ 特別大きな問題はなし。強いて言えば、Surabaya Selatan 変電所の負荷状況に留意する。

- 2015 年系統構成

- ジャマリ系統全体では、特に問題はない。但し、発電・負荷状況によりジャワ島西端部地域（Balaraja, Lengkong 及び Gandule 近傍系統）の送電電力がやや重潮流化することが想定される。一時的な面もあり数年後に Cilegon-Cibinong 送電線も含めてこの地域全体の増強要否について検討されることを推奨する。
- Surabaya Selatan 変電所については、将来の需要増加を見込んで大容量変圧器（500/150kV 750MVA クラス）での増設を推奨する。
- 但し、Cibatu-Mandirancan 間の送電線新設については、後述する直流送電方式導入との関係がある。

したがって、交流送電線建設の是非及び直流送電線の送電容量により初期フェイズとして 250kV 運転も含めた再検討を提言する。

- 2020 年系統構成

- ジャカルタ近傍の変電所が重負荷（特に Bekasi, Gandul 変電所）となり、ジャカルタ特別州の重負荷供給形態に対して 500 kV 基幹変電所の新設及び送電線増強が推奨される。
- Surabaya 地域の負荷増加が想定されるので、この地域の負荷供給形態について長期的な検討を行い、Surabaya Selatan 変電所に加え、この地域に 500 kV 基幹変電所の新設が推奨される。
- 中部ジャワの大規模原子力発電所の電力を西側地域に送電するために、新送電システム導入が推奨される。
- Tanjung Jati 発電所増設等に伴い Tanjung Jati-Mandirancan 間の送電線新設を検討しているが、その必要性については、部分的な安定度を含めた計画基準を適用するのではなく、系統全体の信頼度計画基準に従って増強すべきである。費用対効果も含めて必要性の再検討が推奨される。

2020 年系統における系統増強箇所の概要を表 5.2-8 に示す。

表 5.2-8 2020 年系統における系統増強箇所の概要

		増強概要
送電線 増強	500kV	ーメトロポリタン負荷供給増強 <ul style="list-style-type: none"> ・ Balaraja-Kembangan 間 (約 40km) 及び Kembangan-Muara Tawar 間 (約 100km) 送電線新設 ー変電所新設に伴う関連送電線新設 <ul style="list-style-type: none"> ・ Kembangan-Muara Tawar 間及び Surabaya Selatan 近傍 (合計約 20 km 想定) ー電源新設等での系統増強 <ul style="list-style-type: none"> ・ Pemalang 電源線 (約 30 km) ・ Cisokan 発電所近傍送電線の増強(約 20km) ・ 原子力電源線 (約 450km : ジャワ島中央北部 [ムリア半島近傍] -Cibatu) ・ TJ JATI A 電源線 (約 130km) ・ 揚水発電所送電線関連:Matenggeng 揚水発電機 (約 50km) 、 Grindulu 揚水発電機 (約 50km) ・ Tanjung Jati-Mandirancan 間については再検討
変電所 新設		<ul style="list-style-type: none"> ・ Kembangan-Muara Tawar 間の Bekasi 変電所近傍に 500kV 基幹変電所新設 ・ Surabaya Selatan 変電所近傍に 500kV 基幹変電所新設 ・ ジャワ島東南地域の負荷供給として Ngoro 変電所新設 ・ Lagadar 変電所新設

● 2025 年系統構成

- 上記メトロポリタン重負荷供給形態に基づき関連送電線の増強 (Muara Tawar-Cibinong 間と Muara Tawar - Durikabi 間の 500kV 送電線新設暫定想定) 及び Muara Tawar - Durikabi 間に 500kV 基幹変電所の新設が推奨される。また、Durikabi 変電所新設も推奨される。
- Tanjung Jati-Mandirancan 間の送電線については、Tanjung-Jati 発電所増設・近傍 IPP 開発時期と協調し、系統全体の信頼度基準を考慮した必要性の再検討が推奨される。
- 将来、中部ジャワでの電源開発に伴いジャマリ系統の 500kV 基幹送電線潮流は、現在の西向きから東向き潮流となり、Saglin-Bandung Selatan 間及び Ungaran - Ngimbang - Krian 間の系統増強による送電容量増加が推奨される。
- ジャマリ系統の南北 500kV 基幹送電線を連系する Ungaran-Pedan 間送電線は、潮流・安定度面からみて非常に重要な送電線であり、早期の 2 回線化検討が推奨される。
- 発電所新設に伴う送電線については、発電所最終容量に相当した大容量の導体送電線を採用・増強する。
- バリ島の負荷増加、またバリ島内の電源開発の困難性を考慮すると、現在の 150kV 海底ケーブル (送電容量 100MW*2) では、容量不足となり交流 500kV 架空送電線による系統増強が推奨される。
- ジャワ島南部地域 (特に南東地域) の需要増加に伴う負荷供給系統の増給が期待される。

2025 年系統における系統増強箇所の概要を表 5.2-9 に示す。

表 5.2-9 2025 年系統における系統増強箇所の概要

		増強概要
送電線 増強	500kV	<ul style="list-style-type: none"> －メトロポリタン負荷供給増強継続 <ul style="list-style-type: none"> ・ Cibinong-Muara Tawar 間（約 40km）送電線新設 －変電所新設に伴う関連送電線新設 <ul style="list-style-type: none"> ・ Kembangan-Muara Tawar 間及び Surabaya Selatan 近傍にそれぞれ追加新設（合計約 20 km 想定） ・ Krian 近傍（Krian-Gresik 間）の変電所新設関連（約 10 km 想定） ・ Ksbru、Bntum 及び Kbang 変電所新設（合計約 30 km 想定） ・ Durikabi 変電所新設（約 10 km 想定） ・ ジャワ・バリ 500kV 系統連系及び関連変電所新設（約 120km） －電源新設等での系統増強 <ul style="list-style-type: none"> ・ MuaraTawar 近傍、新設火力発電所送電線の増強(約 50km) ・ TJ JATI A 近傍、新設火力発電所送電線の増強(約 40km) ・ Pedan or Kediri 近傍、新設火力発電所送電線の増強(約 100km) －系統増強関連 <ul style="list-style-type: none"> ・ 500kV 基幹系統の東向き潮流増加に伴う潮流状況により、Ungaran-Krian 間の増強も考えられるが、一時的な重潮流も考えられるため、開発対象とはしない。 ・ Ungaran-Pedan 間の 2 回線化は、系統安定上強く要望される。（約 150km）
変電所 新設		<ul style="list-style-type: none"> ・ Kembangan-Muara Tawar 間の Bekasi 変電所近傍に 500kV 基幹変電所追加新設 ・ Surabaya Selatan 変電所近傍に 500kV 基幹変電所追加新設 ・ ジャワ島東南地域の負荷供給として Kbang 変電所新設 ・ Butum、Ksbru 及び Durikabi 変電所新設 ・ Wtdol バリ島連系に関連して Witdol、Glnuk 及び Kapal 変電所新設 ・ Krian 近傍（Krian-Gresik 間）に変電所新設

- 2028 年系統構成
 - 電源送電線の増強
 - ジャカルタ特別州の重負荷供給状況に基づいて関連送電線の増強及び Muara Tawar-Durikabi 間に 500kV 基幹変電所の追加新設が推奨される。
 - Kediri 地域の需要増加に伴い、Kediri 変電所近傍に 500 kV 基幹変電所の追加新設が推奨される。
 - Cilacap 発電増加等により、ジャワ島南東地域送電線の東向きループ潮流軽減対策が推奨される。
 - Sulabaya Selatan 更に地域の需要増加に伴い、Krian-Grati 間ループ潮流軽減対策が推奨される。

2028 年系統における系統増強箇所の概要を表 5.2-10 に示す。

表 5.2-10 2028 年系統における系統増強箇所の概要

		増強概要
送電線 増強	500kV	- ジャカルタ特別州負荷供給増強継続 ・ Kembangan-Muara Tawar 間に追加変電所新設関連 (約 10km 想定) - 電源新設等での系統増強 ・ Gresik 近傍、新設火力発電所送電線の増強(約 50km) ・ Paiton 近傍、新設火力発電所送電線の増強(約 40km) ・ Kediri-Manisrejo 間に追加変電所新設関連 (約 10 km 想定)
変電所 新設		・ Kembangan-Muara Tawar 間の Becasi 変電所近傍に 500kV 基幹変電所追加新設 ・ Kediri-Manisrejo 間に追加変電所新設

5.2.7 長距離大電力送電輸送のための直流システムの導入

ジャワ中央部の原子力発電所から負荷中心であるジャワ西部への大電力の長距離送電は、系統へ多大な影響を与える。前述の通り、従来の交流 500kV システムで送電する場合、送電ルートの確保のほか莫大な建設コストを必要とする。そこで、新規送電方式の導入を検討した。

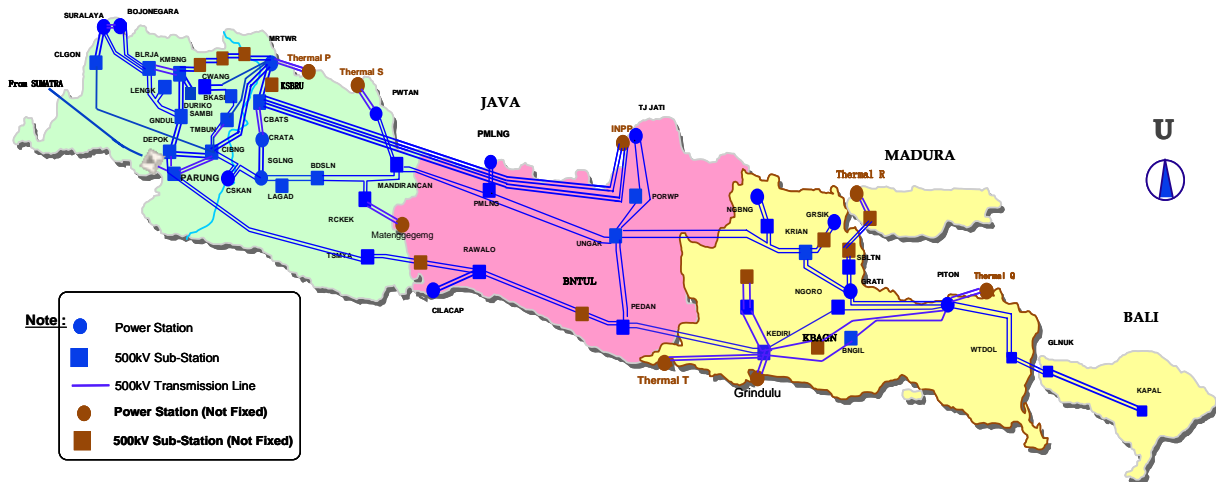


図 5.2-6 将来のジャバリ系統構成のイメージ図 (Year 2028)

図 5.2-6 に示す通り需要増加に伴う変電所の新設は必要である。それ以外に原子力発電所からの大電力輸送に、最低新たに 2 ルートの長距離送電線の建設が必要となるため、以下の主な課題が生じる。

- ・ 新規 AC 500kV 送電線のルート確保
- ・ 膨大な送電線建設コストの手当て
- ・ 将来の更なる系統拡大への適応・柔軟性の確保

(1) 新規送電システムの導入比較

拡大する電力システムの基幹系統構成においては、経済性もさることながら更なる系統状況変化に対応すべく、系統の柔軟性を確保することが要望される。

1) 最適基幹系統構成計画のコンセプト

一般概念として、基幹系統の増強に対する計画コンセプトとして以下を考慮した。

- 電源開発計画と協調した長期視野に立った系統増強の最適化
- 基幹系統は、将来の電源開発計画等の変更に対するフレキシビリティの確保
- 信頼度維持の判断基準に基づく長期の効率的な系統拡充
- 経済効率の追求と社会要求を踏まえた供給電力品質とのバランス・協調
- 系統保護・運用方法と一体化した汎用機器構成による系統の経済的な構築
- 系統安定度向上及び増強コスト低減から確立された最新技術の導入活用
- 高い信頼性を保った可能な限り単純な系統構成の構築
- 既存設備の最大活用（大規模停電防止のための最低限保護システムの採用）
- 地域ブロックでの需給バランス確保策の推進

2) 新規系統増強方策の比較評価

従来の交流 500 kV 送電線における系統増強時の課題を克服するため、新規系統増強方策を比較・検討する。現時点で技術的に確立されている新規系統方策として、超々高圧交流電圧の導入や基幹系統への直流システムの導入等が考えられる。

表 5.2-11 に、建設コスト、系統柔軟性及び信頼性の観点における総合比較を示す。

表 5.2-11 各方式の総合比較

送電方式	建設費	柔軟性	確立技術	保守・管理
直流	◎	◎[BTB]	○	○
超々高圧	△	○	△[Loss]	△
既存 500 kV	○	○	◎	◎

凡例： ◎: 優 ○: 良 △: 可

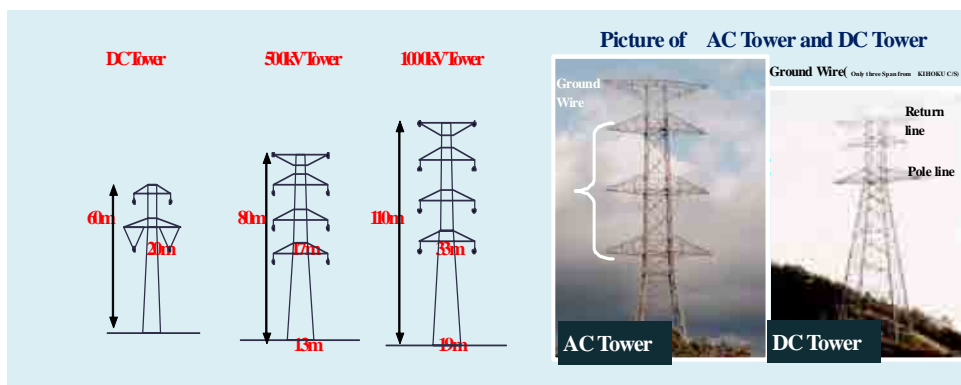


図 5.2-7 各方式の送電線概要および実際の鉄塔写真

3) 交流・直流送電方法の建設コスト比較

総建設費に関して直流送電方式は、送電線コストは低いのが、高価な交流／直流変換器が送電両端に追加が必要となる。したがって、一般的に図に示す通り大電力長距離送電には直流送電方式が適している。

概略検討によれば、インドネシア国での経済限界は架空送電方式で300 - 400 km 程度と想定される。交流・直流送電方式の建設コスト概要を図 5.2-8 示す。

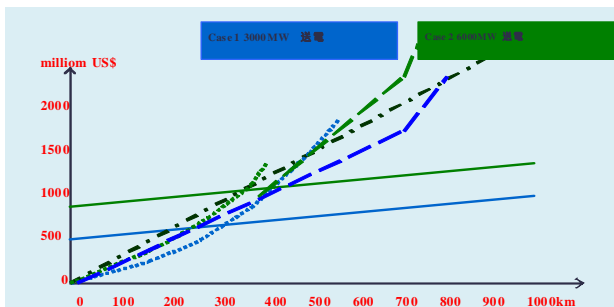


図 5.2-8 交流・直流送電方式の建設コスト概要

4) 交流・直流送電方法の送電容量比較

交流・直流送電方式の送電容量概要を図 5.2-9 に示す。図 5.2-9 に示す通り交流送電方式は、系統安定度の問題があり送電距離と共に送電容量が減少する。一方、直流送電方式は、この問題がなく距離に関係なく送電容量は一定である。したがって、一般的に技術的な送電容量面からみても大電力長距離送電には直流送電方式が適している。

特に、ジャワ島中央部から西地域の負荷中心までは約 500 km 程度あり、既存 500 kV 送電方式では相当の系統増強を必要とする。

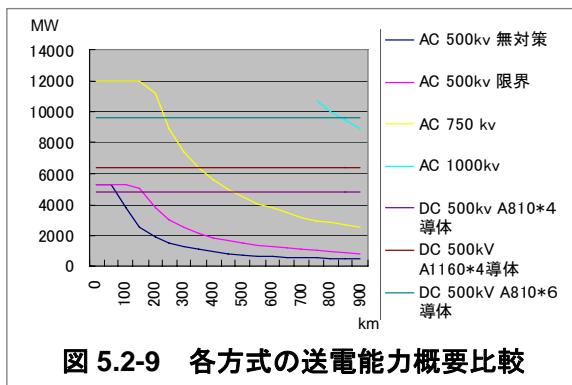


図 5.2-9 各方式の送電能力概要比較

5) 主な直流送電プロジェクト

参考に直流システム導入状況例等を図 5.2-10 ~ 5.2-13 に示す。



図 5.2-10 直流システム導入例(1)

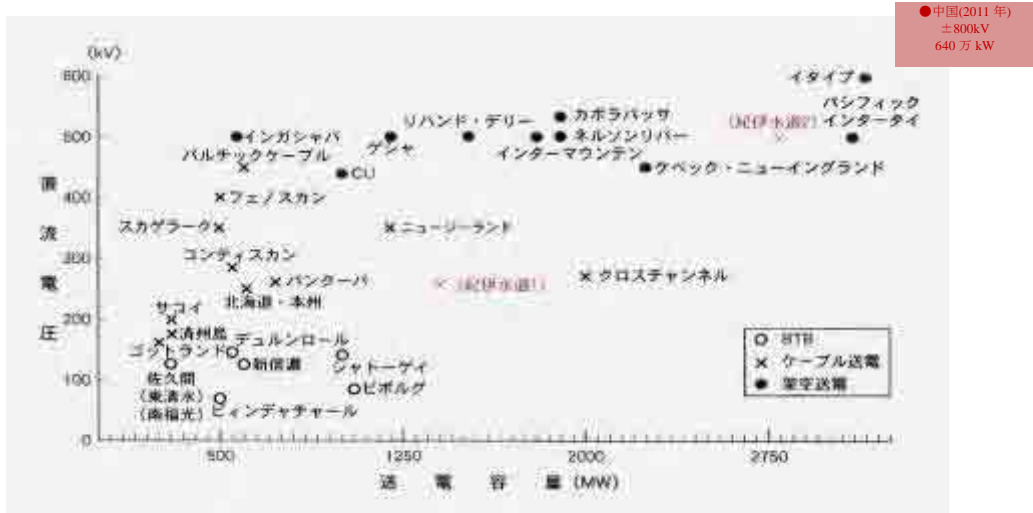


図 5.2-11 世界直流プロジェクトの送電容量と直流電圧の関係

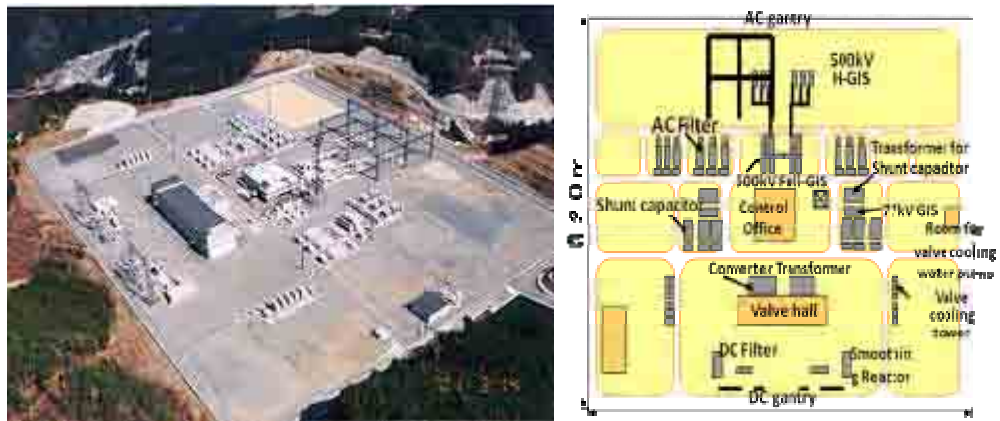


図 5.2-12 実際の AC/DC 変換所例
(日本紀伊水道 HVDC 直流設備 紀北変換所)

THYRISTOR VALVE (±250kV / 700M)



図 5.2-13 紀北変換所に採用されたコンパクト交直変換器(重要装置)

6) 最新の直流システム制御方式

従来の直流システムは、交流系統の地絡事故等で系統電圧が低下した場合、他励式サイリスタの連続的な転流失敗を避けるため一旦設備停止する必要があった。一旦停止すると再運転までに数 100ms を必要とし、系統へ重大な影響を与えるので、信頼面で課題があった。最新の直流制御方式では、図 5.2-14 に示すように、この課題を克服し系統電圧が低下した場合でも設備停止することなく連続運転可能となる。交流系統と同等の信頼性を有することが可能となり、系統上の重要個所に適用できる。

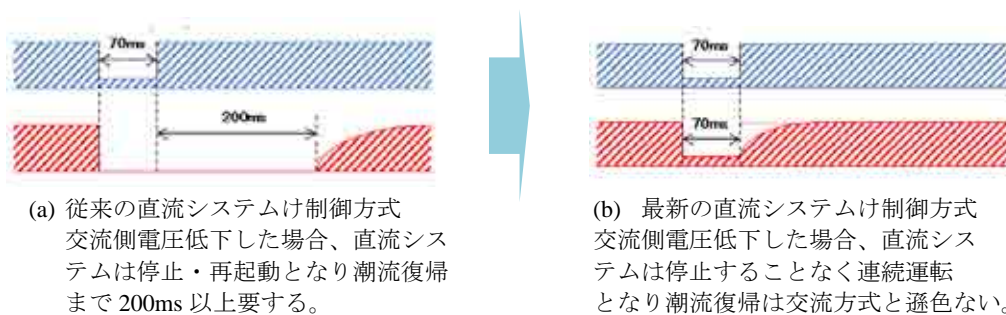


図 5.2-14 直流システムの交流事故時における継続運転制御機能

(2) 直流システムの導入

比較検討結果から、将来の大規模長距離送電システムとして直流システム導入を提言する。この直流送電システムの特徴としては、下記が考えられる。

- ・他方式と比べ建設コストが安価
- ・将来の状況変化に対応する柔軟性に優れた系統
 - ⇒カリマンタン島からの電力供給の容易性
 - ⇒必要に応じ交流系統の分割運用（BTB 運用）への移行容易
 - ⇒安定度に関係なく長距離大電力送電可能

また、新規大電源導入及び系統拡大に応じ、将来、三相短絡容量や系統安定度課題は、顕在化してくる。本提案は、これら課題の一对策として既存交流システムを分割できる柔軟性を有している。

5.2.8 最適系統開発計画の策定

最適電源開発計画及び系統解析結果を踏まえ、以下に最適系統開発計画を策定した。

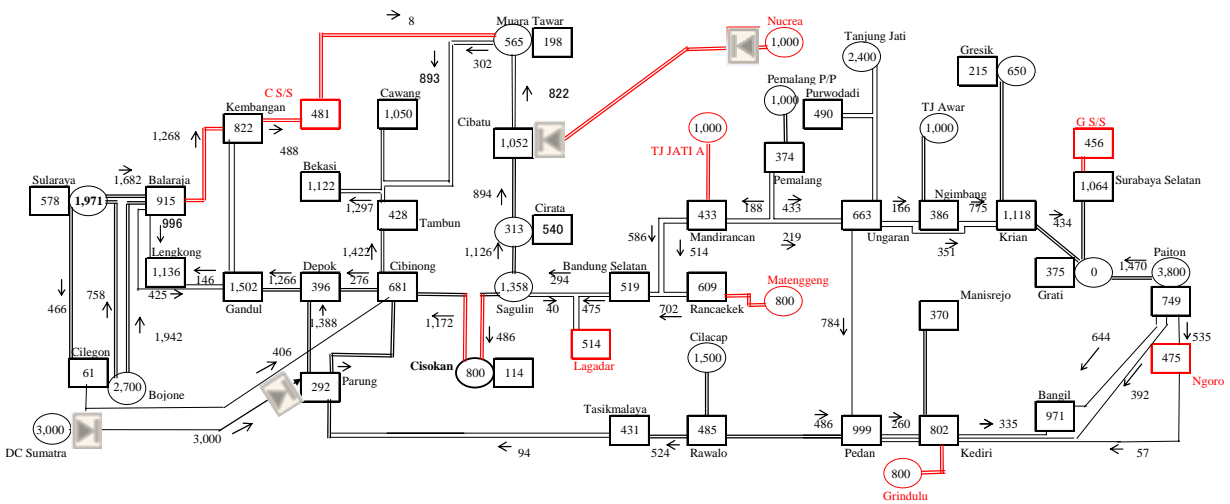
最適系統開発計画の条件としては、

- ・ 最適電源開発計画に即して電源の長距離・大電力送電が可能である。
- ・ 将来に短絡容量問題が顕在化した場合でも対応可能である。
- ・ 経済的で環境負荷が少ない。
- ・ 将来の発展性・柔軟性を有する。
 - －電源開発地点変更に対応

- －カリマンタンからの電力送電が容易
- －安定度・短絡容量課題克服のための交流系統の分割が容易
- 500kV ループ幹線系統のルート事故が生じても安定が保たれる。

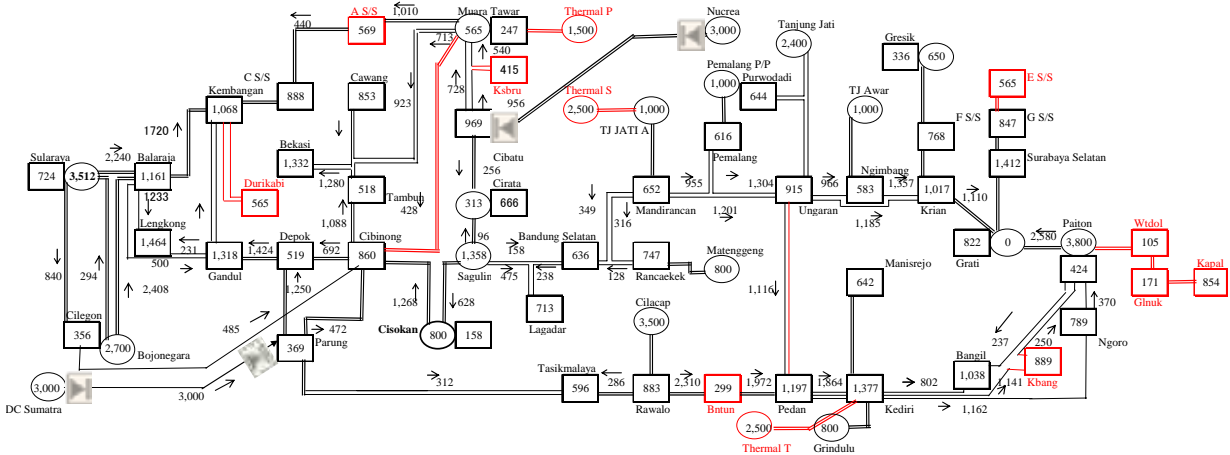
以上を総合的に考慮した、ジャマリ系統増強後の 2020 年から 2028 年までの最適系統開発計画の系統構成案を図 5.2-15 に示す。但し、系統構成は、今後の実際の系統構成、負荷状況及び主要プロジェクトの進捗変化に伴い、見直しや詳細検討が必要となる。

2020 年最適系統構成



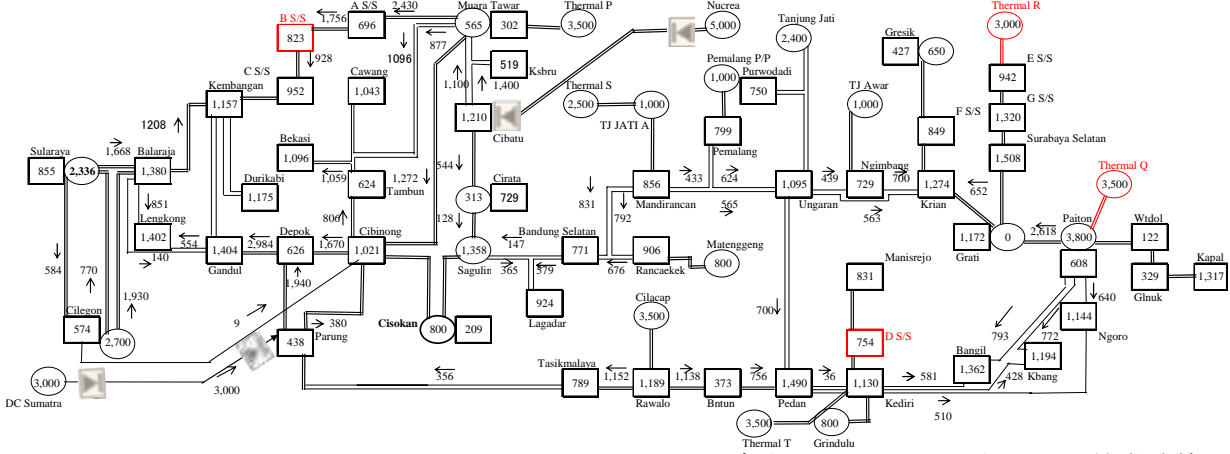
赤表示は 2016-2020 年間の系統増強箇所

2025 年最適系統構成



赤表示は 2021-2025 年間の系統増強箇所

2028 年最適系統構成



赤表示は 2026-2028 年間の系統増強箇所

図 5.2-15 最適系統開発計画に基づく500kV 基幹系統構築ステップと想定潮流図

2028年までの500kV系統各年度における増強計画概要を表5.2-12に示す。

表 5.2-12 各年度における最適系統開発計画概要

		2010	2015	2020	2025	2028
ピーク需要 (JICA) (MW)		20535	27657	37895	51840	58712
送電線増強 (km)	500kV	-----	-----	890	570	110
変電所新設 (箇所)	500kV	-----	-----	4	10	2

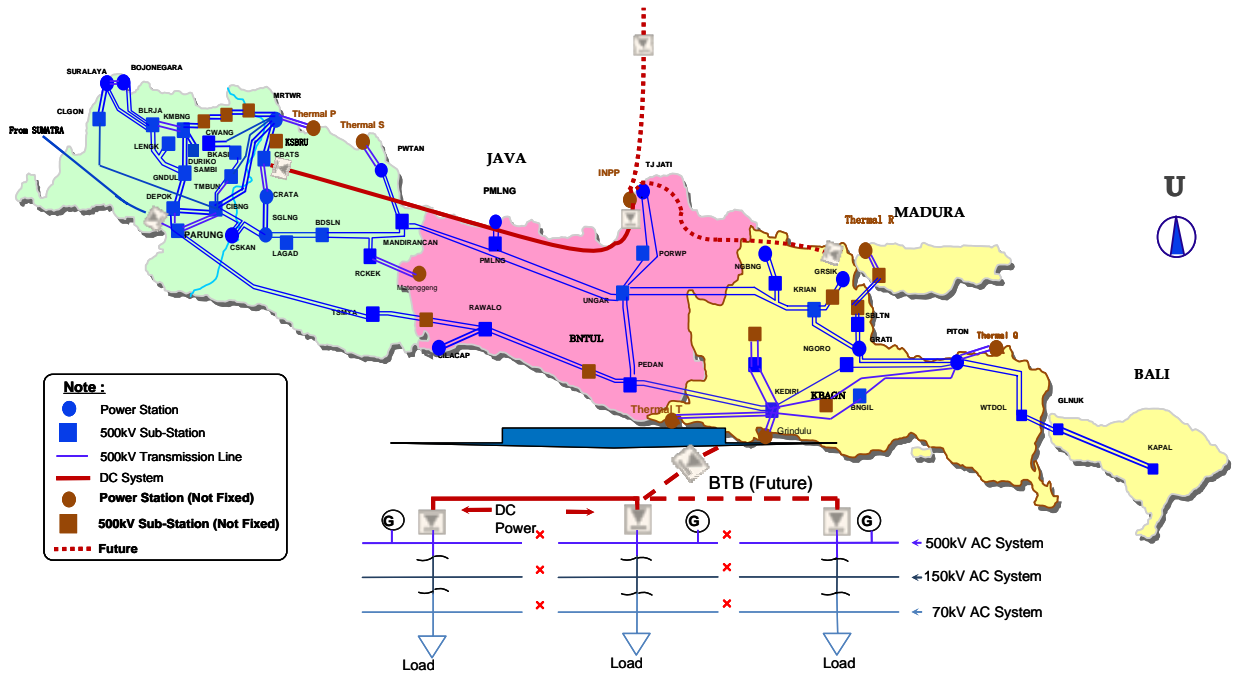


図 5.2-16 ジャバリ系統 2028 年における直流システム導入イメージ(系統容量:約 60 GW)

5.2.9 最適系統開発計画の系統信頼性評価

前述の暫定系統構成における系統解析では安定度等に問題が生じたため、2028年最適系統開発計画においてこの問題について検証した。

(1) 系統潮流面の評価

解析結果に基き、問題が発生しないよう系統増強した。その結果、最適系統増強構成では潮流図に示すとおり、送電線・主要変圧器における過負荷等の問題は解消されている。また、シミュレーション結果によれば系統電圧も基準範囲内に収めることは可能である。

(2) 系統各所の短絡容量面の評価

最適系統計画（2028年）における短絡容量計算結果を図 5.2-17 に示す。図中、破線で示した高い短絡容量計算値は、交流 500 kV システムで増強した場合の三相短絡容量を示している。

計算結果によると交流送電方式で系統増強した場合に比べて短絡容量は全体的に減少しており、大規模な抑制対策を講じなくても、一部 50 kA 級遮断器採用で対応可能と考えられる。

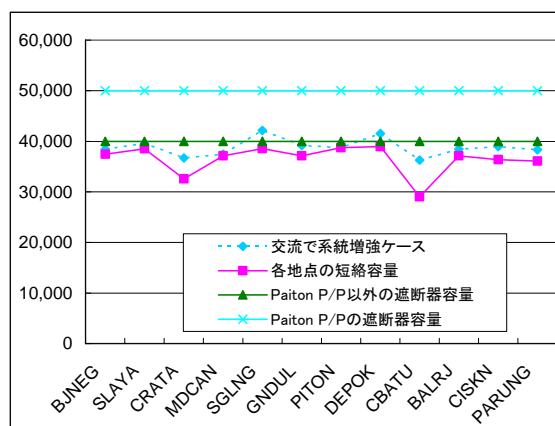


図 5.2-17 主な 500kV 変電所の三相短絡容量 (最適系統 2028 年)

また、三相短絡容量を抑制する意味においても直流送電方式の導入は期待される。また、更なる容量増加に対しても BTB 運用に容易に移行できるので柔軟性もある。

(3) 過渡安定度解析結果の概要

最終 2028 年において、500 kV 交流暫定系統構成にて、系統事故で一部不安定になったケースがあった。不安定になったケースについて最適系統開発計画において同条件にて再チェックした。

解析結果概要を表 5.2-13 に示す。また、事故ケースの当該母線電圧の動揺を図 5.2-18 に示す。

最適系統開発計画では、主な対象箇所（原子力送電線、ジャワースマトラ直流連系送電線及び 500kV ループ幹線系統）の安定は保たれると想定される。

また、原子力送電には直流送電方式を採用しており、安定度解析は省略した。

表 5.2-13 主なプロジェクトの安定度チェック結果

解析ケース	解析結果	対策内容 (対暫定系統)
500kV ループ幹線系統	安定 [図 5.2-18 参照]	主要電源線の接続変更によるループ潮流の軽減。 -500kV 南北連系線の 2 回線化

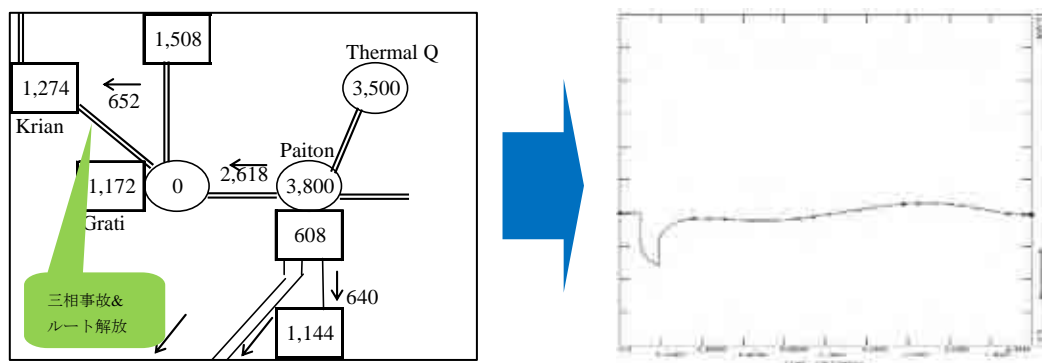


図 5.2-18 500kV ループ幹線系統

5.2.10 最適系統開発計画の建設コスト概要

前述の最適系統開発に至る建設コスト概要を表 5.2-14 に示す。

表 5.2-14 最適系統開発計画の建設コスト概要

		2006 設備容量	2007-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2028	備考
需要 (MW) [JICA]	ピーク	19466	20535 (2010)	27657 (2015)	37895 (2020)	51840 (2-25)	58712 (2028)	
	増分	-----	1069	7122	10238	13945	6872	
送電線 (km)	500kV	3128	1529	1008	890	570	110	
	150kV	11055	6329	1534	1200	3000	600	30km
	70kV	3985	132	0	-	-	-	
変圧器 (MVA)	500/150	15500	10164	9500	13650	18593	9162	0.75 (不等率)
	150/70	3579	800	310	-	-	-	
	150/20	24470	15480	11070	21667 +200	29513 +680	14542 +1200	0.63
	70/20	2791	720	560	-	-	-	
新設変電所	500kv	--	7	4	4	10	2	
	150kv	--	65	45	40	100	20	10
	70kv	--	1	-	-	-	-	
交直変換器 [MVA]	----	----	----	5000*2	-----	-----		
Capacitor (MVar)	----	----	----	1666	10406	4668	発電機 力率 0.95	
建設コスト(100 万 US\$)								
Trafo Dist&GI150kv	-	620.42	388.48	590	990	370		新設 4 変圧器 1(50MVA)
IBT500/150kV& GITET 500kv		507.46	391.01	450	820	270		新設 45 変圧器 10(500MVA) -> 参考資料 1
IBT 150/70kv		17.48	7.50	-	-	-		
変換器		---	---	800	----	---		0.08 Million US\$ /MVA
Capacitor		1.72	-	40	230	110		0.9 Million US\$ /40Mvar
送電線		2077.19	438.82	460	770	150		0.3(500kV)&0.2(150kV) 0.2(500kV) DC ~2015[要減 Cibatu-Mandirancan]
150/20kv Tr 取り換え		---	----	4	14	24		以降急激に増加 -> 参考資料 2
Scadatel		51.60	12.45	13.50	13.50	8.10		SCADA2 システム完成後 011-2016 の平均値 270 x 10 ³ /Yearで仮定

From :2015 年までは RUPTU

<参考資料 1:500kV 変電所新設コスト概要>

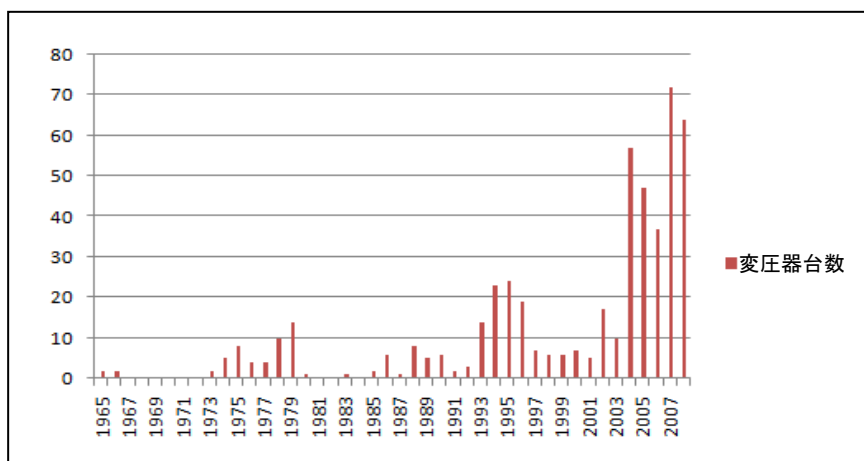
500kV 変電所新設コストについては、当該国実績を考慮し以下のとおり想定した。

500kV変電所費用見積もり			
インドネシア			
500kV Substation (500kV AIS 2 Diameters, 500MVA 2 Units, 100MVar ShR 2Units)			
Price in Year 2001	US\$	26,913,030	
Year 2001 Index	143.4		Year 2008 Index 190.9
Escalation Factor	1.3312413		
Price in Year 2008	US\$	46,576,058	→ US\$ 46,600,000
500kV 500MVA 1 Unit 変圧器増設(開閉機器他を含む)			
Price in Year 2001	US\$	11,771,342	
Year 2001 Index	143.4		Year 2008 Index 190.9
Escalation Factor	1.3312413		
Price in year 2008	US\$	15,670,497	→ US\$ 15,700,000
500kV TR 500MVA 1 Unit			
Price in Year 2001	JPYen	365,144,000	US\$ 3,318,481
Year 2001 Index	143.4		Year 2008 Index 190.9
Escalation Factor	1.3312413		
Price in year 2008	US\$	4,419,043	→ US\$ 4,500,000

<参考資料 2: 150kV 以下変圧器の経年概要>

下図は、150kV 以下の変圧器経年状況である、近年設備更新が急速に行れつつあり当該設備障害件数の低減が期待される。実績から見ると概ね 35 年程度で更新されている。したがって、この検討期間に必要な取替え変圧器も計上した。この期間以降、近年更新した変圧器の再更新時期を迎えるため急激な更新費用負担の増加が想定される。

500kV 変圧器については、インドネシア国 500kV 系統導入が 1990 年代であり、まだ 20 年弱しか経過していないため、今回の検討期間中の取替えは不要と考えた。



5.2.11 系統開発計画の課題と提言

(1) 大規模停電事故の回避策

電気エネルギーは、今後産業、情報通信及び社会活動等の広い分野で高度な品質が要求されることになる。電気エネルギーが社会生活と一層密着するにつれ高品質の電気供給が基本特性として要求されてくるであろう。品質向上とともに停電の社会的影響は大きくなるため、システム全体の供給信頼度を向上する必要がある。

現在安定度基準は適用されていないが、系統拡大・供給電力の品質向上とともに重大事故に発展する可能性のある系統では、以下の暫定過渡安定度対策を提言する。また、将来的には、安定度基準を導入し既設系統も含め順次系統を強化することが望まれる。

以下に、初期導入としての簡易保護システムのイメージを示す。

1) 周波数低下防止強化策

発電機脱落等による系統周波数異常低下に波及するような大停電事故を防止するためには、簡易保護システムを暫定対策として推奨する。現在、ジャマリ系統は、主に設備事故脱落を含めた潮流面での保護対策を実施している。

但し、系統周波数低下に対しては、周波数リレーによる負荷遮断装置を有しているが、必要以上の負荷遮断および周波数変動を生じる恐れがある。また、遮断後の復旧にも時間を要する。

将来的には、関係保護基準・装置により対象脱落ケースを広くカバーすべきオンライン計算に基づく保護システムが望まれる。しかし、現状の逼迫した電力供給事情を考慮して、原子力送電線を含む幹線電源ルート潮流が 3,000 MW を超える大電源送電線に対して大停電事故防止の観点から下記のような簡易保護システムを推奨する。

対策例:簡易転送負荷遮断システム強化策

計算例として、許容電源脱落は系統容量の 6%程度と仮定した。

⇒許容電源脱落量 → 約 2,000 MW

[=系統容量 (60GW) × 昼夜間比率 (0.6) × 6%]

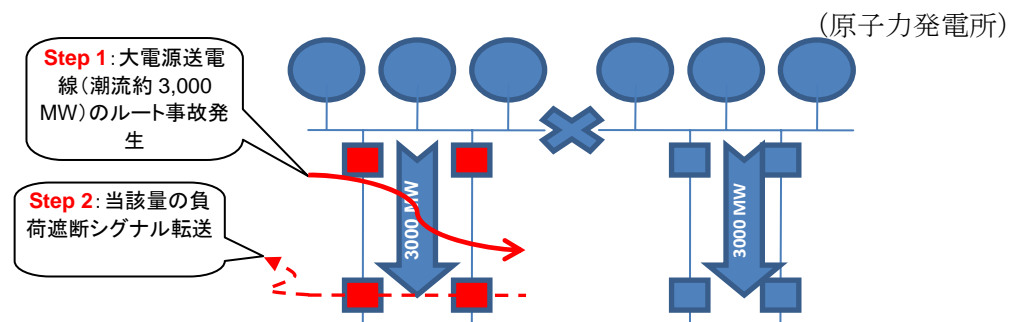


図 5.2-19 簡易転送負荷遮断システム例

原子力送電線関連事故等に伴う電源脱流量から、当該系統の周波数面からみた許容電源脱流量を差し引いた負荷量を転送遮断する簡易対策が望まれる。

2) 系統安定度崩壊による全系統停電事故防止保護

現状のジャマリ系統は、500 kV 系統がループ運用されているにも係わらず過渡安定度対策がなされていない。ループ送電線のルート事故が発生した場合、健全なループ送電線への潮流回り込みが生じる。

この際、潮流がある限度を超えた場合、ジャマリ系統の東側発電グループと西側発電グループの同期運転が保たれなくなり、脱調し、大停電事故に発展する恐れがある。このような大停電事態を回避するため図 5.2-20 に示す系統分離装置を当面の対策として推奨する。

負荷転送遮断については、既存周波数低下負荷遮断 Ry との協調検討をする必要がある。

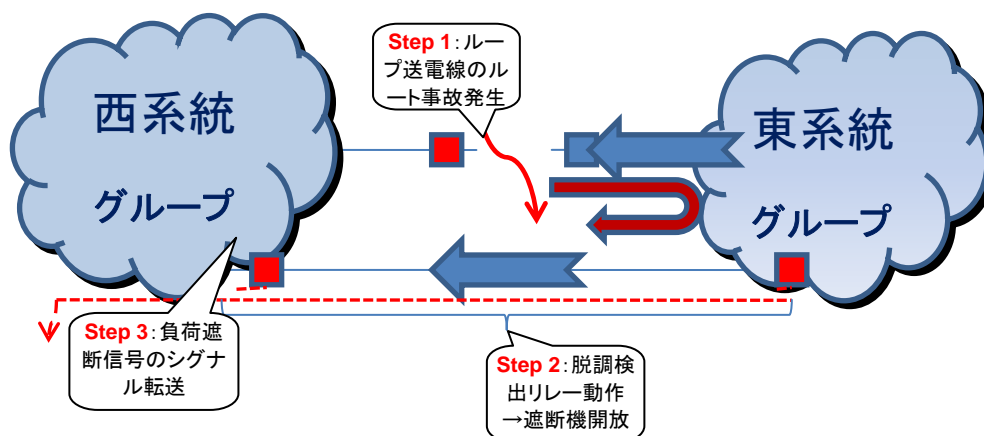


図 5.2-20 系統分離装置のイメージ

(2) 送電・配電系統への上位電圧導入

一般的に、送電系統は中間電圧と低配電電圧で構成されている。将来需要密度が高くなった場合に対して、より高い中間電圧導入の是非を考察した。

1) 現状の需要密度レベル

現状（2006年時点）の需要密度実態を表 5.2-15 に示す。現在の需要密度は、負荷中心地域であるジャカルタ近傍地域とその他地域に大別される。需要密度に関して、重負荷地域では、5 MW/km²以上であり、地方の軽負荷地域では、平均して 1 MW/km²以下である。

表 5.2-15 ジャマリ系統の地域別需要密度の実態

地域	家庭 (GWh)	産業 (GWh)	商業 (GWh)	公共他 (GWh)	合計 (GWh)	面積 (km ²)	kW/km ² (Lf = 0.75)
Bali	951.93	87.38	938.67	147.05	2,125.03	5,449.37	59
Jawa Timur	6,574.85	8,737.33	2,016.17	994.75	18,323.11	46,689.64	60
Jawa Tengah dan Yogyakarta	6,121.55	4,040.69	1,274.14	977.43	12,415.81	35,932.86	53
Jawa Barat dan Banten	9,343.10	17,761.26	2,363.94	830.50	30,298.80	45,943.69	100
Jakarta Raya & Tangerang	8,655.10	8,029.36	7,450.28	1,746.16	25,880.91	740.29	5,321
JaMali Total	31,646.53	38,656.02	14,043.20	4,695.89	89,043.66	134,755.85	101

但し、今回の調査対象期間である 20 年後の全体需要は、現在の 4 倍程度が想定されており、配電系統について一考しておく必要がある。

2) 配電用変電所の最適変圧器の構成

上記需要密度地域での需要密度を図 5.2-21 に示す配電線配置設定を基本に均一な需要地域を想定した場合の配電用変電所の最適変圧器構成を

- *新規配電用変電所・配電フィーダーも含めた建設費の低減
- *関連系統の損失電力の評価

を総合勘案して試算した。

F (フィーダ) の 1 回線当たりの常時電流 : 300A を想定

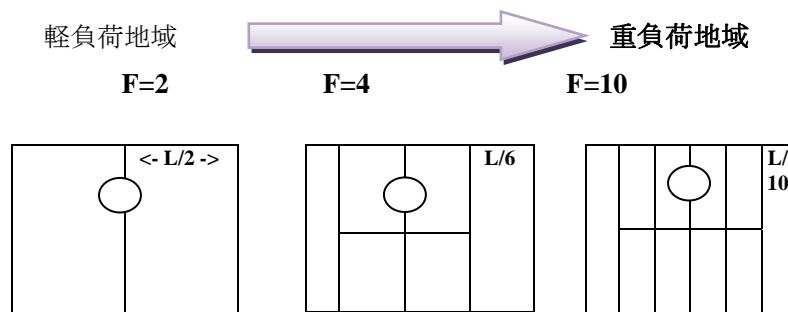


図 5.2-21 配電系統の配置例

上記、需要密度地域での負荷送電線配置設定の下で試算した最適選定結果概要を図 5.2-22 に示す。

試算結果によれば、想定重負荷地域については、100 MVA*3 バンクが最適であり軽負荷になれば、より小容量のバンク構成が推奨される。

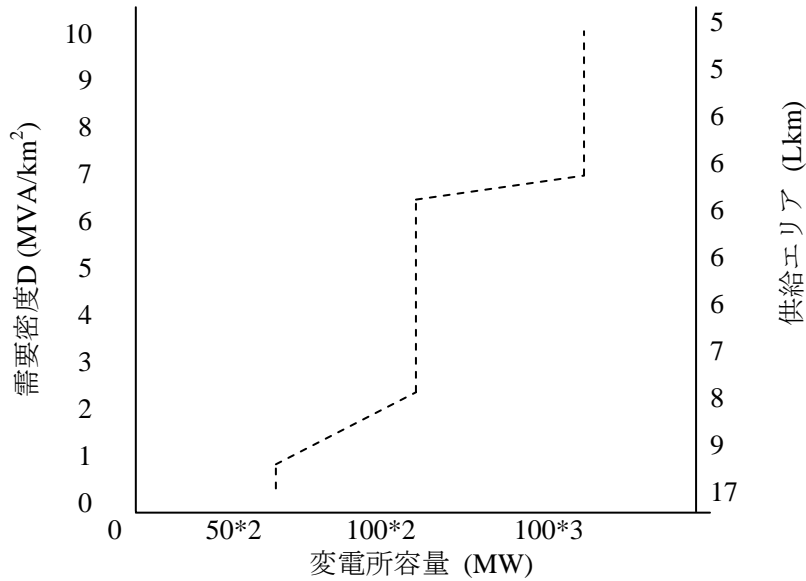


図 5.2-22 最適バンク構成

3) 中間電圧系統への電圧導入

下記前提条件のもとで将来の重負荷地域について現状の 150 kV 系統、さらに高電圧導入の可能性について概略検討を行った。

前提条件

- 重負荷地域の需要密度および配電線恒長想定
 [配電線の許容電流 → 300A想定]

現状	将来
需要密度 (恒長) 5 MVA/km ² (6 km)	20 MVA/km ² (3 km)
- 基幹変電所から配電用変電所までの中間電圧送電線の配電恒長限界
 → 保護リレー、電圧降下面等を考慮し、電圧低下 5%限度、配電用変電所容量 (100 MVA, 3 Bank, LF:90%) を仮定し、恒長限界を想定した。

各中間電圧導入時の概略比較結果を表 5.2-16 に示す。

表 5.2-16 各中間電圧導入時の概略比較結果

中間電圧 (kV)	供給力/2cct. 410 mm*2 [線路定数 Base 1,000 MVA]	送電恒長限界 (km)	基幹変電所 Bank 構成	送電可能配電用変電所数	概略送電恒長 [km]	必要基幹変電所数	系統損失
150	760 MVA [0.08 + j0.9]	50	500 MVA*3 台	5	6-9	大 (25 程度)	大
220	1,100 MVA [0.05 + j0.6]	70	750 MVA*3 台	8	9-12	中 (10 以上)	中
275	1,360 MVA [0.04 + j0.5]	90	1,000 MVA*3 台	10	9-15	小 (10 以下)	小

また、各中間電圧階級における送電容量比率を以下に示す。

- 220 kVの送電容量比率：150 kVの2倍、500 kVの5分の1
 $(220/150)^2 : (500/220)^2 = 2.15:5.17$
- 275 kVの送電容量比率：150 kVの3倍、500 kVの3分の1
 $(275/150)^2 : (500/275)^2 = 3.36 : 3.31$

したがって、既設電圧階級との送電容量バランス面から、中間電圧として275 kVが推奨される。

以上の概略検討より275 kV系統は220 kV系統と比較すると、

- 送電互長限界が長く、送電可能な配電変電所が多くなる。
- 必要となる基幹変電所が少なく済む。
- 送電ロスが少ない。

というメリットに加え、送電容量バランス、系統電圧階級の簡素化（スマトラ島で275kV系統有り）および設備費の減少が期待できる。したがって次期導入中間電圧として275 kVを推奨する。

さらに、超過密需要地域については、直接500 kV送電線を導入する方法もあり、対象地域では将来に向けて中間電圧導入コストおよび配電線建設コストを、総合的に勘案し、詳細に検討する必要がある。

(3) 深夜揚水運転開始時の系統周波数低下

揚水発電機一台当たりのポンプ負荷は275MWで、ジャマリ系統で最大の電動誘導機となる。深夜のポンプ負荷の運転開始時の周波数低下に対する検討は必要である。

可変速揚水発電機でない限り深夜揚水時にフル負荷が系統に投入され、深夜系統容量により変動するが概ね周波数低下は、最悪でも0.2Hz程度と想定される。

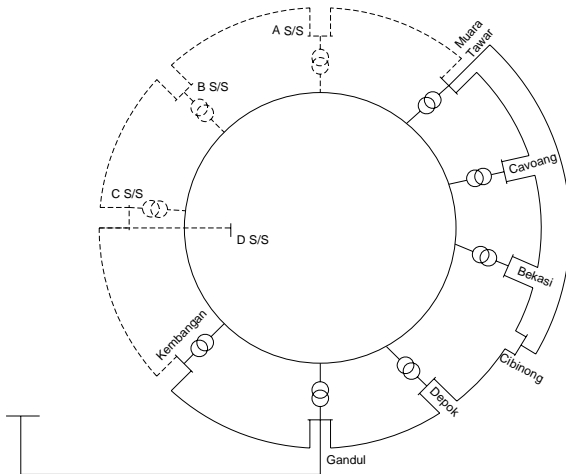
周波数変動許容範囲は、 50 ± 0.2 Hzであり、この低下（0.2Hz程度）は、深夜系統容量の増加も期待され許容範囲と考えられる。但し、2台同時の深夜系統へのポンプ投入は避けるべきである。

(4) 深夜のガバナーフリー容量 3%程度確保

将来、原子力発電導入等でベース電源硬直化により深夜のガバナーフリー容量（3%）の不足、深夜電力の品質向上要請等に対応するため、可変速揚水発電機導入や火力DSS運用によるGFを検討する。

(5) 負荷集中地域（ジャカルタ特別州）への電力供給方式の検討

今後、この地域は負荷の高密度集中化が進むと考えられる。送電線・変電所等の関連設備設置スペース確保のみならず、中間電圧上昇あるいは 500kV 電圧直接導入検討を含め総合的に経済的な供給方法の検討を推奨する。供給方式のイメージを右図に示す。



(6) スマトラ系統の周波数上昇

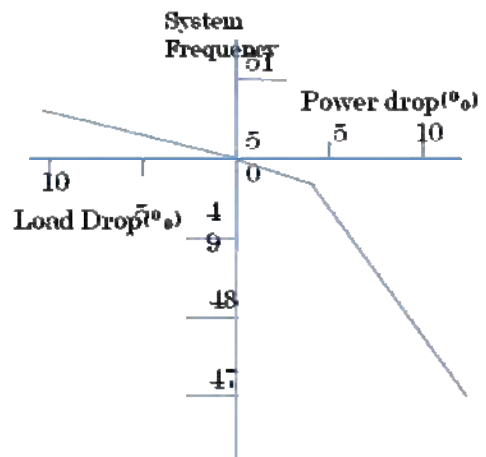
系統周波数特性は、発電機の自動周波数制御機能(AFC) 及び回転数調整機能 (GF)

容量によって影響を受けるが、一般的に右図に示す特性 (GF 容量 3%) を有している。

通常、周波数低下は充分検討され、対策がとられるが、ジャワスマトラ連系線がルート遮断された場合、スマトラ系統の周波数上昇が懸念される。

周波数上昇サイドは、低下サイドに比較して需給バランス変化での周波数変動への影響は緩慢である。スマトラ系統全体が連系されているとしても、深夜系統容量が低い場合において 3,000 MW 供給による周波数上昇抑制対策を検討しておく必要がある。

発電機タービン振動防止の観点から 1 Hz 程度の上昇に抑えるように、電力抑制等の採用を推奨する。



(7) 追加スマトラ送電の最適 DC 連系個所の検討

将来、スマトラ島から追加電力供給の考え方がある。その場合、新たな直流送電システムが必要となり、ジャワ島側接続点を検討する必要がある。

交直変換器設置スペース・新設送電線ルート確保面から考えると、Lengcong or Balaraja 変電所が有望である。負荷中心に近い Lengcong のほうが送電ロス低減はあると考えられるが、今後シミュレーションによる低減効果評価を実施するとともに、近傍増強増強も含めた建設コスト及び環境影響等を総合勘案した検討を推奨する。

(8) その他の課題と提言

1) 社会・工業レベルに適合した信頼性向上・瞬時変動対策

将来は、インドネシア国の工業化、第三次産業の振興及び生活レベル向上等に伴い、電力供給信頼度の向上が要請される。また、停電だけでなく電力の瞬時変動も問題となり、高付加生産産業（半導体生産等）には多大な損失を生じる恐れが生じる。必要に応じ自衛手段も講じられるが、瞬時変動を含めた信頼度向上が必要となる。電気料金を変えた電力品質別電力供給システムの導入検討も必要となる。

2) 調相設備計画

インドネシア国では、電圧問題発生の都度、調相設備の設置等で対応している。今後、相当量の調相設備導入が必要であり、全体及び地域からみた調相設備バランス・設置位置等を検討する必要がある。したがって、変圧器タップ効果、系統損失低減及び発電機の無効出力確保のための方策等を含めて調相設備計画を策定することを推奨する。

3) 自動電圧制御装置（SVC等）の設置

150kV以下の負荷供給設備は、ほぼ総容量で運用されており、時に容量抑制のため手動負荷遮断も実施している。このような状況では、いわゆるノーズカーブ制限を超えて電圧崩壊に陥った場合、手動操作による回避は時間的に不可能である。したがって、長期的観点から配電線増強より経済的な場合等の個所で限定的に自動電圧制御装置（SVC等）の設備検討を推奨する。また、手動遮断の代わりに電圧低下リレーによる遮断装置の設置検討も推奨する。

4) 全停電からの系統復旧方法

全系統停電等の大規模停電から、揚水発電所等を活用して、順次送電線を充電して復旧する必要がある。長距離送電線を充電する場合、フェランチ効果での電圧異常上昇が懸念され現在でも調相設備で補償されている。今後も、補償用として変圧器の活用可否等も含め迅速な系統復旧に支障をきたさないよう EMTP での瞬時解析を推奨する。

5) 周波数低下による負荷遮断システムの多階級化

不測事故による系統全体への事故波及を防止する最終バックアップリレーは、インドネシア国でも採用されている。過剰負荷遮断防止、周波数低下速度・変動の緩和及び復旧迅速化等の観点から遮断階級のより多階級化の検討を特にジャワ・バリ連系線事故時に単独系統が想定されるバリ系統で推奨する。また、系統が部分的に単独で残れるよう負荷遮断を推奨する。

5.2.12 将来系統への検討課題

今回の調査結果より、今後の主な検討課題として下記を推奨する。

- 重負荷地域であるジャカルタ近傍の総合的にみた電力需要供給システム方式の検討
- カリマンタン島からの直流連系による電力供給是非の検討
- 直流送電システムの多端子及び BTB 運用方法の検討
- 社会状況の変化（電力品質向上要請等）に呼応して、安定度評価基準の導入など系統計画基準の見直し
- 提言事項の具体化に向けた検討
 - － ジャカルタ近傍重負荷地域の電力供給方式の検討等
- ジャマリ地域は広大であるため、地域別の需給バランス改善施策の検討
 - － 基幹送電系統で長距離大電力を送電することは、送電設備増強を伴うのみならず送電線事故時に分断系統の電力アンバランスを生じ、電力損失も増加する。各地域系統が需給バランスを保ち基幹送電線で接続されるのが理想的である。

今後、新たにジャマリ基幹系統に影響を与える事態が発生した場合、系統信頼性等の再評価が望まれる。

5.3. 資金調達および民間投資促進

インドネシア国の電力セクターにおいては、セクターの自由化や競争原理の導入を目指した新電力法（法 2002 年 20 号）が、憲法が定める国民福祉の保障を国家が放棄することにつながるとして 2004 年 12 月に憲法違反であるとの判決が下っている。したがって、現状の体制、すなわち、PLN が IPP を含めた発電所から電力を購入し、唯一の総配電会社として末端の電力需要者に供給する姿は基本的に当面変わらないものとして、以下の議論を進める。

5.3.1 最適電力開発計画の資金需要

最適電力開発計画（シナリオ 2）においては、電源の増強として、2028 年までに約 US\$112 billion の投資が必要とされる。これを電源別に見ると以下のようになっている。

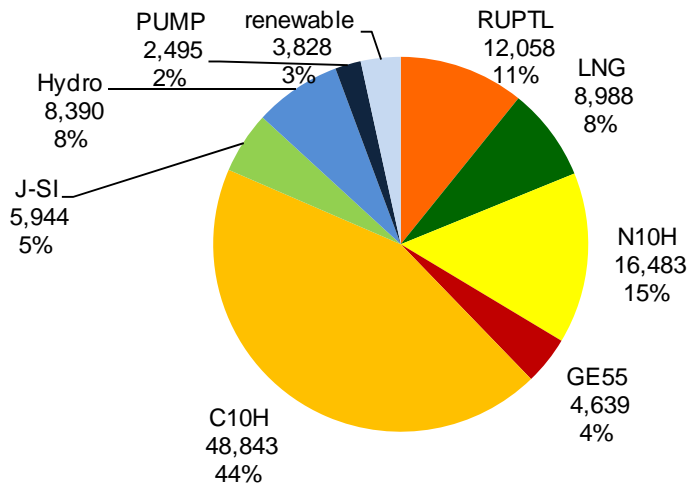


図 5.3-1 2028 年までの投資費累計の電源別構成

各電源種別では、投資時期を含め、次のような投資が行われる。

LNG 火力 : 2015 年からほぼコンスタントに US\$750 million の投資。

原子力 : 2018 年から 3 年置きに US\$3,300 million

地熱 : 2011 年、14 年に US\$500 million 前後の投資があるが、2015 年以降コンスタントに約 US\$250 million の投資

石炭火力 : 2012 年に US\$2,000 million、2017 年以降、各年度の変動はあるが、平均的には年 US\$3,900 million

Jawa-Sematra 送電線および Sematra の山元石炭火力 :

2014、15 年の 2 年間に、合計 US\$6,000 million の投資

水 力 : 2020 年以降断続的に発生するが、平均的には年 US\$900 million の投資

揚 水 : 2015 年から 2019 年の 5 年間に US\$2,500 million の投資

一方、系統の増強に関しては、電源と同様に RUPTL との連続性をもって検討をしているため、2015 年までの投資費は RUPTL を流用する。2016 年以降は 5 年毎の系統計画であるため、前節で示した検討結果を等分して各年度の費用とした。この結果、次図のような投資スケジュールとなる。

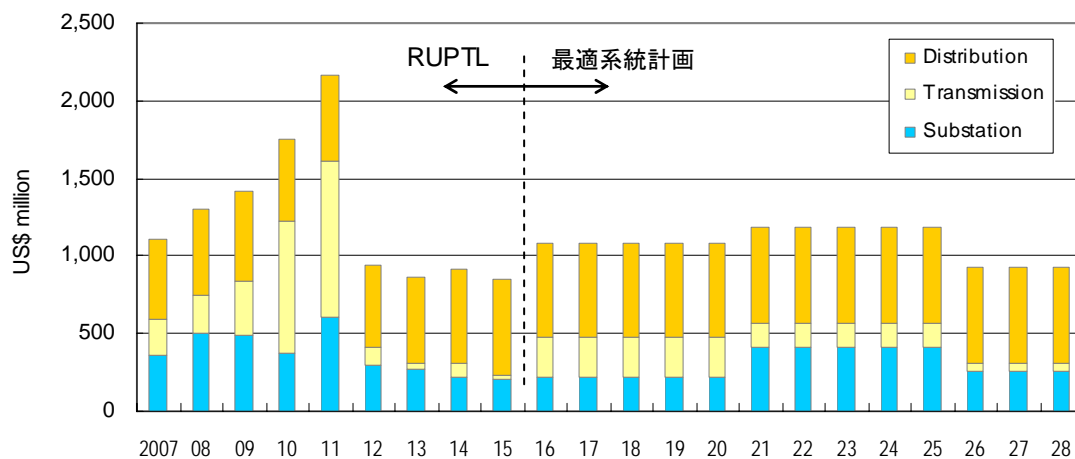


図 5.3-2 系統増強の投資計画

以上の電源および系統の投資計画について、外貨(US\$)と内貨(Rp.)に分けて、資金需要を求めた。分離は、電源等の別に、以下の比率を用いて行った。

表 5.3-1 資金の外貨／内貨比率

	外貨	内貨
Hydro	55%	45%
Geo	75%	25%
Thermal	85%	15%
Interconnection	90%	10%
Nuk	90%	10%
Biomass	75%	25%
SS	85%	15%
T/L	85%	15%
D/L	0%	100%

最適電力計画を実施するための資金需要を表 5.3-2 に示す。

表 5.3-2 最適電力計画の資金需要

Description	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	total	
Power Plant																						
RUPTL																						
F/C	3,115	4,284	1,445	583	0	0	220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,647
L/C	779	1,071	361	146	0	0	55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,412
total	3,893	5,355	1,807	729	0	0	275	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,058
LNG																						
F/C	0	0	0	0	0	0	637	637	637	637	0	1,273	0	1,273	0	1,273	0	1,273	0	0	0	7,640
L/C	0	0	0	0	0	0	112	112	112	112	0	225	0	225	0	225	0	225	0	0	0	1,348
total	0	0	0	0	0	0	749	749	749	749	0	1,498	0	1,498	0	1,498	0	1,498	0	0	0	8,988
Nuclear																						
F/C	0	0	0	0	0	0	0	0	2,967	0	0	2,967	0	2,967	0	2,967	0	2,967	0	2,967	0	14,835
L/C	0	0	0	0	0	0	0	0	330	0	0	330	0	330	0	330	0	330	0	330	0	1,648
total	0	0	0	0	0	0	0	0	3,297	0	0	3,297	0	3,297	0	3,297	0	3,297	0	3,297	0	16,483
Geo																						
F/C	0	0	549	0	0	366	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	3,480
L/C	0	0	183	0	0	122	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	1,160
total	0	0	733	0	0	488	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	4,639
Coal																						
F/C	0	0	0	1,730	0	0	0	0	6,919	0	3,460	0	3,460	1,730	5,190	0	5,190	1,730	5,190	6,919	6,919	41,517
L/C	0	0	0	305	0	0	0	0	1,221	0	611	0	611	305	916	0	916	305	916	1,221	1,221	7,327
total	0	0	0	2,035	0	0	0	0	8,141	0	4,070	0	4,070	2,035	6,105	0	6,105	2,035	6,105	8,141	8,141	48,843
S-J Interconnectio																						
F/C	0	0	0	0	0	4,280	1,070	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,350
L/C	0	0	0	0	0	476	119	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	594
total	0	0	0	0	0	4,755	1,189	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,944
Hydro																						
F/C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,651	0	1,270	0	1,270	0	0	0	423	0	4,614
L/C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,351	0	1,039	0	1,039	0	0	0	346	0	3,775
total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,002	0	2,309	0	2,309	0	0	0	770	0	8,390
Pump																						
F/C	0	0	0	0	0	0	229	229	0	457	457	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,372
L/C	0	0	0	0	0	0	187	187	0	374	374	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,123
total	0	0	0	0	0	0	416	416	0	832	832	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,495
Renewable																						
F/C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	473	28	565	65	669	111	794	165	165	2,871
L/C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	158	9	188	22	223	37	265	55	55	957
total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	630	38	754	87	892	148	1,059	220	220	3,828
(Solar)																						
F/C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,970	300	5,935	685	7,030	1,170	8,350	1,740	1,740	30,180
L/C	413	319	519	256	225	186	171	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	5,409
total	413	319	519	256	225	186	171	186	186	186	186	186	349	349	349	349	349	349	215	215	215	10,409
Substation																						
F/C	73	56	92	45	40	33	30	33	33	33	33	33	62	62	62	62	62	38	38	38	38	955
L/C	486	375	611	301	265	219	202	219	219	219	219	219	411	411	411	411	411	253	253	253	253	6,364
total	299	719	851	90	39	81	22	215	215	215	215	215	133	133	133	133	133	49	49	49	49	3,989
Transmission Line																						
F/C	53	127	150	16	7	14	4	38	38	38	38	38	24	24	24	24	24	9	9	9	9	704
L/C	351	846	1,001	106	45	96	26	253	253	253	253	253	157	157	157	157	157	58	58	58	58	4,693
total	404	973	1,151	122	52	110	30	291	291	291	291	291	181	181	181	181	181	67	67	67	67	5,397
Distribution Line																						
F/C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L/C	579	529	553	539	559	595	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	11,987
total	579	529	553	539	559	595	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	11,987
Total																						
F/C	3,826	5,322	3,365	2,659	264	4,913	2,532	1,449	8,140	4,645	4,501	3,508	7,565	4,967	6,420	6,241	6,524	6,529	6,854	6,854	10,499	100,723
L/C	1,483	1,783	1,340	1,051	605	1,240	1,186	1,048	2,082	1,565	1,733	2,324	1,861	2,341	1,867	2,378	1,901	1,621	2,251	2,251	2,330	33,989
total	5,309	7,105	4,705	3,710	869	6,153	3,718	2,497	10,222	6,209	6,234	5,832	9,425	7,308	8,287	8,619	8,425	8,150	9,105	9,105	12,829	134,712
(Total with Solar)																						
F/C	5,309	7,105	4,705	3,710	869	6,153	3,718	2,497	10,222	6,209	6,234	5,832	14,395	7,608	14,222	9,304	15,455	9,320	17,455	17,455	14,569	164,892

以上のうち、LNG 火力および原子力、揚水については、いずれもインドネシア国においてははじめての電源となるため、先進国の各国が支援を行う可能性が高い。揚水のうち Upper Cisokan については、現在、世界銀行が融資のための調査を行っている最中である。原子力は、単に電力セクターでの投資という範囲にとどまらず、きわめて政策的な投資案件となるが、日本や韓国の機関が原子力整備のための準備に対して支援を行っている。LNG 火力も、LNG 輸出国であるインドネシア国に対して、輸入国からの支援が行われることになるだろう。また、Jawa-Sematra 送電に関しても、JICA（旧 JBIC）において調査が行われている。すなわち、これらの電源の整備については、Multi-lateral または Bi-lateral な資金の提供を受けることが第一に考えられるため、以降の項においては、これら以外の電源種別、すなわち、投資額のうち最大の割合を占める石炭火力および地熱、水力、再生可能エネルギーについて、資金確保の方法を検討する。

特に、投資額の大きい石炭火力および PLN がこれまで IPP に実施させてきた地熱については、膨大な資金を民間からの投資（IPP）として調達することが必要になる。また、IPP で整備されない残りの部分については、PLN が実施可能な、以下の方法で資金調達を行うことになる。

- ・ PLN の自己資金
- ・ 融資（援助機関からの Two-step ローン、市中銀行からの融資）
- ・ Bond (and Guaranteed Notes)
- ・ Lease

PLN には、公共サービスを提供する PSO (Public Service Obligation) が定められており、収入の基礎となる料金は政府が定める代わりに、そのサービスの提供に必要な費用が料金収入から不足する場合、一定の利益を含めて国が補償することとなっている。PLN が各期に上げた利益は、現金のまま留保されるのではなく、国が株式に転換する形でバランスシート上処理される。すなわち、PLN にとっては、ワーキングキャピタルとして投資のための自己資金として使用が可能である。これまでは、送配電線の整備や電源プロジェクトの内貨分として使用されてきているが、今後の投資額の大きさを考えた場合、電源の投資における役割はほとんど無い。特に、PLN の運転費用の kWh あたりの単位は BPP という指標で示されており、この BPP と各顧客種別の料金の差額を保障する形で政府からの補助がなされているが、BPP の算出のうち資本形成にかかる部分は PLN の資産の減価償却であり、毎年 6 ~ 7% の電源の拡充が必要な今後の資金計画に対しては、過去の資産額に基づく原価の計算では不足しがちとなり、大きな資金力にはなりがたい。この問題については、後ほど再度検討する。

PLN が Multi-lateral または Bi-lateral な援助機関から融資を受ける場合には、いったん GOI (Ministry of Finance) がこれらの融資先となり、PLN はここから Two-Step ローンを受けている。たとえば JICA（旧 JBIC）の場合、これまでの実績としては、年数千億円規模の融資を PLN 向けに行っているが、このような額が同じセクターに毎年提供されているわけではなく、ODA 予算の削減による制約や、電力以外のインフラへの投資の必要性も高い状況から、

どの程度電源整備に振り向けられる可能性があるのかは、きわめて不確実である。また、先に述べた原子力や揚水、LNG、大型水力などへの資金供給もなされるであろうことを考えると、たとえば年に3~4千億円の投資が連続的に必要となる石炭火力事業についてどの程度の資金提供がなされるのか、実際的には大きな伸びを期待することは困難であるように思われる。

これまで、PLNはたびたび国内金融市場でBondの発行により内貨の現金を調達している。Bondの発行にあたっては、Trustee（評議員）の承認が必要であるほか、資産債務比や収入に対する返済費率などについて制約がある。しかし、国内産業の発展に寄与し、また為替リスクの抑制のためにも、プロジェクト投資においてできるだけ内貨の比率を上げることは必要であり、そのための有益な手段となりうるほか、直接的な投資以外の形で国内の幅広い投資家から資金を調達することには極めて大きな意義があると考えられ、さらなる有効活用が期待される。

最後に、リース方式については、これまで、90年代のIPP事業化が立ち行かずリース方式となったTanjung Jati-B発電所が唯一の事例として存在する。同事例では、工事や発電機器の製造が始まった後、アジア経済危機他の影響で1998年から約5年間事業が中断し棚上げになっていたため、この間に発生した資産保全や機器の保管等の膨大な追加的コストが発生し、結果的にはPLNは高いリース料金を負担することとなっている。リースは、ファイナンスの観点からは、プロジェクトファイナンスの採用およびエスクロー勘定、契約停止合意と買取権、金利や為替リスクのPLN負担などの点から、IPPに極めて近い形をとっている。IPPと異なる点は、リース元との運転管理合意書（O&M Agreement）にしたがってPLNが運転を行っていることである。今後、急速に数が増加する発電所のなかでPLNがあえて自ら発電所要員を用意して、リースした民間所有の発電所を運転する意義がどれだけあるかは不明確であるが、たとえば、ミドル〜ピーク負荷に対応した発電所を整備するに当たっては、IPP方式では見かけの契約単価が極めて高いものとなりうることや一定のプラント負荷率を定める必要のあることから、運転上はより自由度が高いリース方式の発電所整備が候補となり得る可能性はある。しかし、先に述べたように資金調達の観点からはきわめてIPPに近いものとなっているため、IPPに含めて考えることとする。

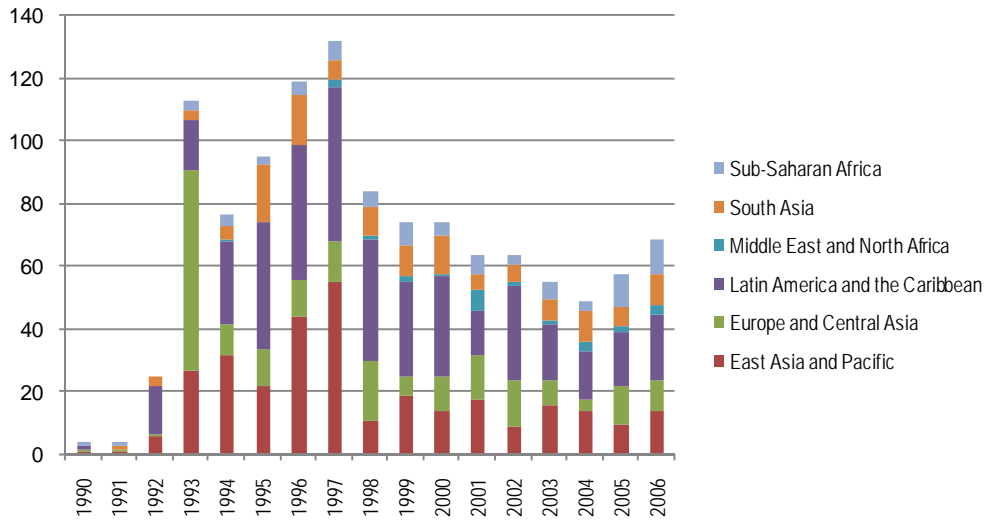
以上のような状況から、PLNが今後必要な設備投資を行うにあたって、特に海外からの直接的な投資の必要性はきわめて高い。したがって、以降では、IPP投資の促進について検討することとする。

5.3.2 民間投資の促進

(1) 電力セクターにおける民間投資の状況

下図は、1990年以降の世界の電力セクターにおける民間投資（新規投資、民営化、国有企業の資産の民間への売却等）の件数の推移を示したものである（ファイナンシャルクロー

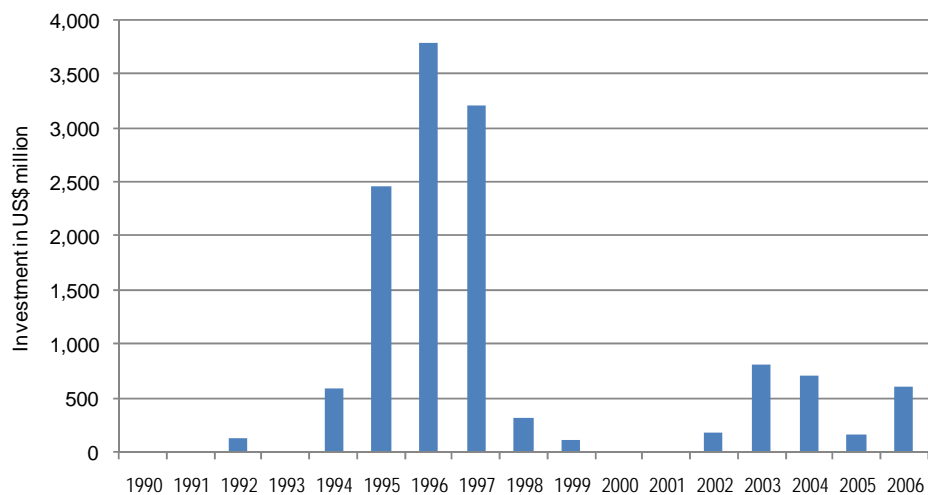
ズの時点で計上)。世界的にみて 1997 年がピークであり、98 年には一気に 2/3 に落ち込んで、さらにその後減少が続いて 2004 年にはピーク時の約 1/3 のレベルまで低下しているが、2005 年以降、上昇に転じている。東アジア・パシフィック地域では、97 年のピーク後一気に減少し、その後は低い水準で上下を繰り返している状況である。



出典：The World Bank & PPIAF

図 5.3-3 電力セクターにおける民間投資の実績数の推移

下図は、インドネシア国の電力セクターにおける民間からの投資額の推移である。96～97年のピークには1年でUS\$ 3,000 million 台の投資が見られるが、アジア経済危機以降、いったん全く姿が無くなり、2003年頃から再開されているものの低水準にとどまっている状況である。



Source: The World Bank & PPIAF

図 5.3-4 インドネシアの電力セクターにおける民間投資額の推移

この間、経済危機による国内生産そして電力需要の落ち込みから電源については過剰供給となり、またスハルト体制の腐敗と IPP 事業の関連が明らかになり、98 年には、インドネシア国が締結した IPP 事業に対する不信感から世界銀行が融資を停止したという状況が発生し、電源の整備は停滞する。

IPP による電源の整備については、2 章でも述べたように、1992 年の大統領令 37 号で電力セクターにおける民間の参入が推進されることになり、それが 90 年代の多くの IPP 事業につながっているが、関連する法制度の整備が進まず、法的な位置づけが不明であるとの指摘がされてきた。2002 年には電力セクターの自由化を目指した新電力法が制定されるが、2004 年に違憲判決がでる。このころから数年後には電源の不足が深刻化するとの見通しが広まり、インドネシア国政府は IPP への取り組みを改めて推進する必要に迫られた。2005 年 1 月にインドネシア国政府により開催された“Indonesia Infrastructure Summit 2005”、いわゆるインフラサミットにおいて、ユドヨノ大統領の指導下で、新たな民間投資促進の取り組みへの着手を民間セクターに向けて発信することとなった。

(2) IPP 促進のための課題と近年の取り組み

2003 年に世界銀行により実施された IPP の投資環境に関する世界的調査⁸においては、民間投資家へのアンケート調査を通じて、次のような事項が明らかにされている。

まず、民間企業が投資を行う際に重視する点として指摘された事項の上位には、次のような事項がある。

- 民間投資家の権利と義務を明確化する法制度的枠組みの存在
- サービス利用者からの料金徴収の確実性
- 融資における信用を確保するための政府または multilateral な機関による保証
- 民間に対する行政機関等の恣意的な干渉を防止するための独立的な規制機関
- 承認や免許に要する時間を短縮する行政の効率性

さらに、経験した IPP プロジェクトが成功しなかった理由としては、上記とオーバーラップするものもあるが、次のような事項が上位に挙げられている。

- 民間のニーズやスケジュール管理に対する政府側の対応のなさ
- セクターとしてキャッシュフロー上必要とされる収入と比較して利用者料金水準の低さと料金回収の不備
- 長期の契約に対応する規制サイドのコミットメントが維持されないこと
- 卸売り料金の調整や疑義の收拾における規制サイドの対応が裁量的であること
- 法制度や契約の履行が不確実であること

⁸ “What International Investors Look For When Investing In Developing Countries, Results from a Survey of International Investors in the Power Sector”, Ranjit Lamech and Kazim Saeed, The Energy and Mining Sector Board Discussion Paper, The World Bank, May 2003.

1990 年台に急増した IPP による発電所整備は、97-98 年のアジア経済危機、スハルト体制の汚職疑惑などから完全に停止し、その後 2000 年代初頭にかけて PPA の再交渉を通じて再開することになるが、その間、そしてその後、国による事業契約への保証の停止や法制度整備の遅れなど、まさに上記調査で指摘された問題が顕在化する状況が続いた。

2005 年 1 月に開催されたインフラサミットにおいて、電力および道路、港湾、通信、上下水道のセクターにおいて緊急的に民間の投資を進めたい 91 事業のリストが発表された。電力セクターは、投資額で同リストの 1/4 を占めており、この中には西ジャワにおける LNG プラントの建設も含まれている。また、ジャマリ地域における電源としては、中部ジャワ石炭火力、パスルワンのコンバンドサイクル発電所などが含まれている。同サミットにおいては、セクターごとに民間からの意見聴取も行われ、民間投資家からは、新電力法の意見判決後電力セクターの先行きが不透明であることや、IPP 関連の制度整備が進んでいないことなどの課題が指摘されている。一方、GOI 側からは、民間参加によるインフラ整備を統括する委員会 “Committee on Policy for the Acceleration of Infrastructure Development (KKPPI)” の設立が発表され、また経済危機以降それまで電源整備プロジェクトに対する政府保証として機能していた “Comfort letter” を始めとする保証をまったく行わないとした体制を改め、民間参加事業におけるリスク分担を行う考え方についての提示を行っている。

前年のインフラサミットのフォローアップとして、2006 年 11 月には “2006 Infrastructure Forum” (インフラフォーラム) が開催された。これらの間には、3 年間で 10,000 MW の電源整備を目指すファストトラックプログラムいわゆる Crash Program が打ち出されている。

インフラフォーラムにおいては、特に電源整備に関連して次のような政策が打ち出されている。

- プロジェクトのリスクを政府でも分担するための “Risk Guarantee Fund” 設立
- 政府による直接的な投資資金を確保するための “Infrastructure Investment Fund” の設立
- プロジェクトの用地取得を促進するためのリボルビングファンド “LAND Acquisition Fund” の設立
- PLN をはじめとする国営企業の収支バランスを保証する Public Service Obligation (PSO) の明確化

これらの政策に呼応して、世界銀行や ADB は、プロジェクトへの融資や技術協力の事業を再開し、また GOI の “Risk Guarantee Fund” への資金的サポート、“Infrastructure Investment Fund” を支援するセクタープログラムローンを提供することとなった。さらに、PSO ポリシーに基づいて JBIC は “umbrella agreement” を GOI と締結し、GOI の “Comfort Letter” なしに発電プロジェクトへの融資が可能となった。

また、制度的にも、これらの方針は、その後制定された大統領令や省令により具現化することとなった。2006 年にスタートしたファストトラックプログラムでは、輸出金融を基本とする資金調達について、大統領令 2006 年 86 号により政府保証が行われた。また、特に近年の石油価格の高騰で発電原価と電力料金には大きなギャップが生じ、補助額は 2007 年

度で約 Rp. 37trillion に達しているが、PLN の料金収入と運営費用を埋める補助金は着実に支払われている。さらに、「投資に関する法律 2007 年 25 号」では、「内外無差別の原則」が採用され、国籍を問わずインドネシア国で投資活動を実施する投資家全てに対し同等な待遇が与えられるなど、投資環境の改善も進んでいる。ただし、発電事業については、10 MW 以下の場合を除き、外資の出資比率は 95% 以下に制限されたままである（大統領令 2007 年 76 号および 77 号）。また、インフラフォーラムにおいてモデル事業として提案されたジャマリ地域における発電所計画である Pasuruan 火力は、現在の RUPTL からは削除されており、また中部ジャワ石炭火力も未だ入札は行われていない。

インフラサミット、フォーラムで見られた GOI の電源整備にかける決意は、民間投資家にメッセージを発していると考えられ、ここ数年、日本の企業もインドネシアの電力事業への投資を次々に再開している。

日本の商社丸紅は、2007 年 8 月 20 日、ジャワ島西部のチレボンで 660MW の IPP 事業の事業権を獲得し、30 年間の電力供給の PPA を締結した。本件は 2005 年に開催されたインフラサミットで計画が発表され、翌年 2006 年 4 月に PLN は国際入札を実施し、丸紅他の事業体が受注した。事業費は USD750 million で、新たに設立された PT. Cirebon Electric Power 社が 2011 年 8 月までに商業運転を開始する予定である。国際協力銀行、韓国輸出入銀行及び国際商業銀行団よりの融資を予定している。

日本の三井物産や東京電力が参加する共同企業体 Paiton Energy 社による Paiton III 発電所の建設については、2008 年 8 月 4 日に PPA が締結された。815MW 規模の超臨界石炭火力を 2012 年から 30 年間運転する契約で、事業費は US\$1,400 million とされる。発電所は環境への影響を抑えるため脱硫装置を備えており、貯炭場や給炭施設、冷却水施設等については、隣接する既存施設を利用する予定である。2009 年初旬の JBIC からの融資を目標としている。

Paiton Energy 社は、Paiton コМПレックスにおいて 1,230 MW の石炭火力発電所を 1999 年に運開しており、2040 年までの契約で PLN に電力の供給を行っている。

住友商事は、同様に同社がこれまで開発・所有する Tanjung Jati B 発電所の増設拡張として、1320MW の石炭火力発電所を開発し 2011 年に運転を開発する。既設の Tanjung Jati B 発電所は PLN とのリース契約であり、発電所の運転は、住友商事との合意事項に準じて PLN が行っているが、増設される発電所は IPP として PLN に電力を販売する計画である。事業費は \$1.2 billion から \$1.5 billion とされる。既設 Tanjung Jati B 発電所は、今回増設されるものと同じ 1320MW の発電所で、低 NOX バーナや脱硫装置を備えている。

これらの動きについては、2005 年のインフラサミット、2006 年のインフラフォーラムにおいて明らかにされた民間投資に対する政府支援策や JBIC のアンブレラアグリーメントに対する反応と考えることができる。

これらの複数の要因が関係して、今後、民間投資が促進することが期待されている。

(3) 電源整備の特性を踏まえた民間投資促進方策

以上のような、インドネシア国における過去の IPP 事業の経緯や近年の法制度整備の動向を踏まえ、民間投資促進方策について以下に議論を進める。

1) 共通事項

電力料金

2.4.7 章で述べたとおり、現状の電力料金は 2003 年に改定されたままの状況にあり、その後の原油価格の高騰の影響で、発電費用との乖離が拡大し、GOIからPLNへの補助額は、2003 年度にはRp. 3 trillion であったものが、2008 年度にはRp. 60 trillionにも達する（原油価格US\$ 95/bblの前提）と予測されている。2004 年の新電力法違憲判決により、電力料金の設定は国の責任で国民の福祉に資するものとされるべきことが確認され、またガソリンや灯油などの政府価格と同様、極めて国民の関心の高い事項であるため、その改定は容易ではない状況にある。一方、PLNの収入はPLNのPSOとしての立場から補助金により保証されているため、料金水準および料金収入はPLNの財政上問題ないという議論も存在する。しかしながら、費用に見合う料金が得られないという事実は、電力セクターがマーケットとして成熟していない事実を示しており、民間の立場から投資を行うにあたっての障害となることもまた事実である。また、長期的な観点からは、PSOに基づく補助金の支給が確実であるかどうか、外部からは不確実要因として見られることもあろう。GOIは、石油製品や電力料金の補助のために膨大な費用を支出している。その額は 2008 年度にはRp. 268.7 trillion になるとされており（原油価格が\$ 127 per barrelの前提）、国家予算の 20%を超える額となる。この状況は、たとえば教育に対する支出を 9.5%、保険関係を 7.4%カットするなどのほか投資支出を 17%カットするなどの形で影響が現れている。政府は、予算の不足を援助機関や国債の発行により埋め合わせるつもりであるが、カントリーリスクも上昇しており、利回りの上昇を呼んで、悪循環となる恐れがある⁹。補助金の削減は、不安定な石油価格による財政への影響を緩和し、またよりプライオリティの高い政府支出に資源を振り向けることにもつながる。

一方、PLN は急速かつ大規模な発送配電設備の整備が必要な時期にある。投資資金を調達するためのローン、債券や、PPA による債務は増大し、またそれは必要なことである。財務的にこのような状況を支えるのは、確実な収入があることであり、その基本は電力会社である PLN にとっては料金収入に他ならない。

次ページの表に、2001 年以降の PLN の財務状況を示した。また、次図には、1992 年から 2006 年までの平均固定資産に対する利益率の推移を示している。

⁹ Asian Development Outlook 2008 Update – Indonesia, Asian Development Bank

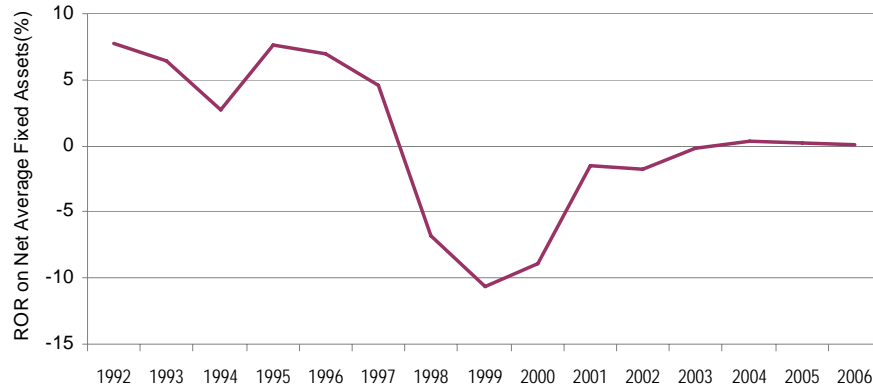


図 5.3-5 PLN の平均固定資産に対する営業利益率

表 5.3-3 PLN の財務諸表 [2001-2007]

DESCRIPTION	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
BALANSHEET							
	(In Million of IDR)						
Net Fixed Assets	53,048,330	185,617,938	179,070,368	179,783,781	177,391,351	200,383,256	198,901,833
Construction in Progress	12,340,035	9,587,301	12,028,719	13,603,539	19,674,782	11,286,322	23,430,262
Fixed Assets	65,388,365	195,205,239	191,099,087	193,387,320	197,066,133	211,669,578	222,332,095
Stock Investment	32,774	259,559	312,562	521,148	362,212	591,457	694,660
other Assets	3,267,331	7,463,876	5,182,927	5,205,722	5,749,202	5,835,510	7,240,194
Current Assets	11,521,634	13,091,366	12,530,345	12,679,407	17,665,188	28,821,273	43,212,986
Cash on Hand & in Bank	6,142,461	7,218,517	6,759,657	6,073,057	5,361,749	12,968,420	16,290,782
Inventories	1,394,162	2,104,459	2,253,061	2,187,131	3,765,980	4,183,361	6,774,205
Trade Receivables	2,893,599	2,053,296	1,848,813	1,824,695	1,873,836	2,362,125	2,166,974
other Current Assets	1,091,412	1,715,094	1,668,814	2,594,524	6,663,623	9,307,367	248,247,974
Total Assets	80,210,104	216,020,040	209,124,921	211,793,597	220,842,735	247,917,818	273,479,935
Equities	15,068,792	147,401,894	142,703,581	142,348,843	139,753,679	139,837,946	136,412,740
Deferred Revenues	3,502,134	3,998,868	4,521,360	5,144,568	5,858,062	6,252,377	6,916,376
Long Term Liabilities	37,131,980	49,258,482	45,158,740	47,108,563	49,274,802	74,129,090	89,874,565
Short Term Liabilities	24,507,198	15,360,796	16,741,240	17,191,623	25,956,192	27,698,405	40,276,254
Total Equities and Liabilities	80,210,104	216,020,040	209,124,921	211,793,597	220,842,735	247,917,818	273,479,935
INCOME							
	(In Million of IDR)						
Electricity Sales	28,275,983	39,018,462	49,809,637	58,232,002	63,246,221	70,735,151	76,286,195
Other Trade Revenues	7,083,975	5,164,892	4,621,141	4,041,060	13,297,103	33,991,385	37,756,492
Total Trade Revenues	35,359,958	44,183,354	54,430,778	62,273,062	76,543,324	104,726,536	114,042,687
Electricity Purchase	8,717,141	11,168,843	10,837,796	11,970,811	13,598,166	14,845,421	16,946,723
Cost of Power Plant	18,006,083	29,445,272	31,384,807	33,796,203	44,718,176	73,750,747	N/A
Utilization of Maintenance Material	1,789,559	2,391,061	3,463,610	3,508,272	3,973,066	3,570,416	N/A
Other Operating Expenses	4,197,595	10,144,799	12,900,285	10,435,481	13,734,193	13,061,566	N/A
Total Operating Expenses	32,710,378	53,149,975	58,586,498	59,710,767	76,023,601	105,228,150	111,505,955
Operating (Loss)/Profit	2,649,580	-8,966,621	-4,155,720	2,562,295	519,723	-501,614	2,536,732
Net Income (Expenses outside Operating)	-2,793,808	1,627,069	-2,040,885	-1,117,607	-2,694,282	-583,721	-5,634,798
Profit/(Loss) before Deferred Tax	-144,228	-7,339,552	-6,196,605	1,444,688	-2,174,559	-1,085,335	-3,098,066
Deferred Tax Expenses	-356,261	-1,300,858	-1,388,881	-3,164,503	-2,746,035	-2,972,508	-2,547,041
Loss before Profit from Extraordinary Item	-500,489	-8,640,410	-7,585,486	-1,739,815	-4,920,594	-4,057,843	-5,645,107
Extraordinary Item Profit	183,394	2,326,638	1,685,404	-281,551	0	2,129,987	0
Net Profit/(Loss)	-317,095	-6,313,772	-5,900,082	-2,021,366	-4,920,594	-1,927,856	-5,645,107
FINANCIAL RATIO							
Liquidities	47.01	85.23	74.85	73.75	68.06	104.05	0
Cash Ratio	30.75	60.69	53.04	48.05	35.17	61.92	0
Solvabilities	76.85	29.91	29.6	30.36	34.07	41.07	0
Debt Equity Ratio	75:25	38 : 62	43:57	45:55	45:55	73:27	0
Rentability	-0.23	-5.58	-3.18	0.75	-1.12	-0.51	0
Operating Ratio	92.51	120.29	107.63	95.89	99.32	100.48	0
ROR on Net Average Fixed Assets	-1.88	1.25	-0.57	0.36	0.07	0.37	0
Self Financing Ratio	101.66	86.17	71.05	74.81	52.82	-60.89	0
Equity and Assets Ratio	18.79	68.24	68.24	67.21	63.28	56.4	0
Equity and AT Ratio (Nett)	28.41	79.41	79.69	79.18	78.78	69.79	0

図に見られる利益率の変動は、先に示した電力セクターにおける民間投資額の推移と類似しているが、民間投資額の変動は PLN の利益率を 1 ~ 2 年遅れで追いかけているように見受けられる。民間投資家の判断に、PLN の利益は大きくかかわっているのである。

以上のような観点から、電気料金は近い将来に発電コストに見合う水準に引き上げられる必要がある。その動きはすでに始まっていて、現制度の範囲内で、議会の承認により TDL の修正が進められている。産業向け電力のピークシフトのための料金調整は PLN の責任の範囲で数年前から行われてきているが、2008 年 3 月の司法省・エネルギー鉱山省連名通達 SIARAN PERS により、住宅区分のうち契約電力 6,600 VA 以上の世帯を含め、ビジネス (B)、政府関係 (P) の契約について、該当カテゴリーの平均電力量の 80% を超える電力消費については、補助金なしの料金 (Rp.1,380/kWh) を適用することを通知している。これは、過去 1 年の急速な原油価格の高騰を受け、補助金があまりに膨張したことに対する対応であり、他のカテゴリーの電力利用者には適用されないものの、電力消費を抑制するよう呼びかけている。このような補助金なし料金の適用は、さらに契約電力の小さいカテゴリーに対しても拡大できないか検討が行われているとされる。以上の事実は、PSO の位置づけによる PLN の収支の安定が、必ずしも持続可能ではないことを示している。

また、議会承認を必要とする料金の改定は、経済情勢の変化に対する料金面での対応を遅らせ、また民間事業者の視点からは議会承認の可否という不確実性を残すことになる。したがって、発電の費用に見合う料金水準への改定とともに、経済情勢の変化に合わせて料金を柔軟に調整できる仕組みを導入することも必要となろう。

電力の利用に関する低所得者層への補助問題は、電力セクターのあり方とは別領域の政策議論である。また将来的には、電力料金への補助は、料金体系の地方別設定とともに地方政府にゆだねられる方向である。いずれにせよ、電力料金補助は、もっとも契約電力の小さいカテゴリーである R-1、450VA 以下のクラスのみ限定することが必要になり、またインドネシア国における貧困層の拡大や富の偏在を考えると、内部補助 Cross-subsidy による低所得者層向け料金の抑制も視野に入れるべきである。

このような料金体系の改革は、エネルギー政策的には、エネルギー価格の上昇を電力単価に反映させることによって、資源の希少性を消費者に理解させ、省エネに対する動機付けとなるという意味での評価も可能である。さらに、補助金の削減とインプット価格に対応した電力価格の調整は、よりオープンな市場に近い形で電力セクターがマネージされることに対する政府からのメッセージともなりうる。

費用に見合った料金収入の確保と財務の安定のためには、燃料などの直接的なインプット費用をよりフレキシブルに料金に転嫁する Cost-pass-through System が必要になる。同時に、PLN に対しては efficiency increase を義務付け、それを利用者に還元するような仕組みも必要であろう。Cost-pass-through System を含めた料金上昇に対する批判もありうるが、PLN の非効率性や IPP 増加に対する議論と収入確保の必要性の議論を混

同させないことが重要となる。

以上のような料金体系の改革に当たっては、同時に、PLNの発電コスト算出の基準を見直すことも必要であると考えられる。現状では、地域別顧客カテゴリー別（電圧別）にBPPという基準単価が毎年計算され、料金とこの基準単価の差を埋める形で補助金が支払われている。

表 5.3-4 2007年度の顧客区分別電力料金収入と補助金

Tariff Category / Sub-Category		Energy Sales		Revenue	Costs	Subsidy		
		TWh	As %	RpB	RpB	RpB	As %	Rp/kWh
Social	All (S.1 - S.3)	2.909	2.4%	1664	2796	1,132	2.9%	389.1
Residential	R.1 / s/d 450 VA	16.776	13.9%	6811	17041	10,230	28.7%	609.8
	R.1 / 900 VA	14.701	12.2%	8828	14933	6,105	16.0%	415.3
	R.1 / 1.300 VA	6.589	5.5%	4424	6693	2,269	5.7%	344.4
	R.1 / 2.200 VA	4.341	3.6%	2906	4409	1,503	3.8%	346.2
	R.1 (All)	42.407	35.2%	22969	43076	20,108	54.2%	474.2
	R.2 + R.3 (>2.200VA)	4.740	3.9%	3805	4815	1,010	2.4%	213.1
Business	R.1 - R.3 (All)	47.147	39.1%	26774	47892	21,118	56.6%	447.9
	B.1 (s/d 2.200VA)	2.319	1.9%	1489	2356	867	2.1%	373.9
	B.2 + B.3 (>2.200VA)	16.857	14.0%	12885	15547	2,662	6.8%	157.9
Industry	B.1 - B.3 (All)	19.176	15.9%	14374	17903	3,529	8.9%	184.0
	I.1 / s/d 14kVA	0.126	0.1%	103	128	26	0.1%	204.1
	I.2 / s/d 200kVA	3.284	2.7%	2594	3336	742	1.9%	226.0
	I.3 + I.4 (> 200kVA)	42.209	35.0%	25523	35029	9,506	25.9%	225.2
Government	I.1 - I.4 (All)	45.620	37.9%	28220	38493	10,274	27.9%	225.2
	P.1 - P.3 (All)	4.605	3.8%	3127	4511	1,384	3.6%	300.5
Other	T/C/M	1.071	0.9%	1045	904	38	0.1%	35.6
Total		120.529	100.0%	75,204	112,499	37,474	100.0%	310.9

出典：Subsidi Listrik / PSO Tahun 2007 Perkembangan Kebijakan Subsidi Listrik

しかし、BPPの算出に当たっては、通常の会計規則に準じ、投資にかかる費用としては減価償却費が計上されているのみである。急速な設備の拡大が必要な現状において、また特に過去数年設備投資がほとんど行われていない状況では、減価償却費の計上のみでは新たな投資を行うための財務的余力は不足しがちである。期間限定でも効果はあると思われるため、BPPの計算を上向きに調整するような方策や、減価償却の前倒しなどの投資促進策を適用する必要があると考えられる。

オープンな事業者選定と競争の確保

IPPを含む発電事業や一般的な形式の工事発注の事業者の選定過程が、オープンで競争的なものであるべきことは極めて当然のことであるが、たとえば日本のような先進国においてもその実現は簡単に保証されるものではない。特にインドネシア国においては、90年代のIPP事業において不正な受注体制があったと指摘されているが、当時と比較して、同国における不正のコントロールはあまり改善していないとされる¹⁰。汚職や不正だけでなく、入札手続きのオープンさ、すなわち、応札の資格をもった民間事業者が自由に応札できる状態を確保することが重要である。

PLNがシングルバイヤーとしてIPP等の発電事業者からPPAに基づいて卸売り電力を購入するジャマリの電力セクターの構造が継続すると考えると、民間事業者の競争によ

¹⁰ Governance Matters VII: Aggregate and Individual Governance Indicators 1996-2007, Policy Research Working Paper 4654, The World Bank, 2008

る効率の追求は入札時点に集中することになる。応札者の数が極めて少ない入札では、個々のプロジェクトの事情にもよるが、競争による効率の追求が十分に行われる保証は無い。また、入札の公正さの点でも不十分なものとなる。現行法では、最低 2 者以上の応札者（入札参加候補者）で競争入札が成立し、また再入札を行っても 1 者しか応札が無い場合は直接指名することになっているが¹¹、例えば技術的要求事項としては一般的なものであるにもかかわらず応札者が少ない場合には、何らかの理由により競争が不十分となる要因が発生している可能性もあり、このような状況をモニターし問題を解消していく継続的な努力が必要となろう。

前述のインフラサミットにより、官民連携事業の入札プロセスや契約事項は、KKPPI が監督することとなった。KKPPI は、すべての官民連携事業の入札プロセスがその透明性と公正さにおいて国際基準で実施されることを担保することを目的にしている¹²。しかし、同サミットにおいて官民連携の電力セクターにおけるモデル事業とされた 2 つの事業はいまだ事業化されておらず、KKPPI の枠外となる PLN の発電所建設事業ファストトラックプログラムのプロジェクトのみが先行している状況である。

KKPPI またはその他の独立機関の監督体制が十分に整えば、電力セクターにおける官民連携事業の入札や事業者選定過程もオープンで公正なものとなることが期待される。一方、IPP のなかでも地熱発電事業については地方政府が入札を実施することとなり、外資にとっては応札が難しくなる可能性もある。

もうひとつは、応札者の偏りの問題が指摘される。最近西ジャワ州で入札に掛けられた 3 件の地熱発電所開発の入札においては、いずれも PLN の子会社である Indonesia Power 社と別の 1 社のコンソーシアムが落札している。Indonesia Power 社は、90 年代に PLN の発電部門が分離された際に設立された企業で、PJB 社と並んで PLN の発電施設の多くを引き継いだ巨大企業である。これらの PLN の子会社が、民間企業として他の民間企業と競争する力を持つことは望ましいことであるが、セクターにおける最大の既存企業 (Incumbent) として、新たに参入を考える企業と比較しさまざまなアドバンテージを持つこともまた事実である。仮に、今後の同様の入札でも相次いでこれらの PLN 子会社が落札するような状況になれば、より開かれた企業間の競争を妨げることもなりかねない。研究によれば、新規の応札者はより低い額で入札を行う傾向が強く、逆に旧来からの応札者ばかりが応札した入札では、落札額は高くなりがちであることが示されている¹³。今後のこれらの企業の動向には注意が必要である。

先に述べたように、PLN は料金の改定を通じて収入を拡大させなければならない状況にあり、その必要性を国民に理解してもらうためにも、事業者選定の公正と透明性は確保されねばならない。

¹¹ エネルギー鉱物資源大臣令 2007 年 004 号

¹² “INDONESIA INFRASTRUCTURE FORUM November 1-3, 2006”, US Embassy Jakarta Official Website..

¹³ Bidder Asymmetry in Infrastructure Procurement: Are There Any Fringe Bidders?, Antonio Estache, Atsushi Iimi, Policy Research Working Paper 4660, The World Bank, July 2008.

プロジェクトのスケジュール管理の重要性

先に紹介した世界銀行によるIPP投資環境の調査においては、民間の感覚と比較して行政サイドの時間感覚の希薄さ、スケジュール管理への意識の低さがプロジェクトに不利益を与える原因のひとつとして指摘されている。「IPP事業計画 150 件のうち、実現したものは 10 件しかなく、あとはファイナンスクローリングに失敗している」とのエネルギー鉱山資源大臣の談話が発表されている¹⁴。実際に、2006 年にファストトラックプログラムとしてスタートしたジャマリ地域の 10 地点の発電所建設計画も、現時点で 2009 年までに商業運転を開始できそうなプロジェクトはほとんど無く、未だに 1 プロジェクトについては事業者も決定していない状況である。複数の主体からのヒアリング結果を合わせて考えると、これまでの遅延については落札した事業者側、インドネシア国の行政機関の双方に、ファイナンスにかかる不慣れ等があり、時間がかかったようである。ファイナンスのクローズが遅れたため、工事着工している事業については、PLNがつなぎ融資を得て事業者に資金を供給している。しかし、その追加的資金のコストは結果的に発電原価を押し上げ、電力利用者が、あるいは補助金の形で国内の産業や国民が負担することになる。予定された電源の投入時期の遅れは、発電容量不足という形で直接的に電力利用者に負担を与え、以降の電源計画を狂わせる。さらに、金融機関の資金供給計画にも変更が生じ、次の投資や資金確保にも影響を与える。現在のように世界的に物価上昇が進んでいる局面では、契約したEPCコントラクターやIPP事業者が、契約どおりの価額で調達・建設などができない事態が生じる。

ファストトラックプログラムは、緊急的な電源整備の必要性を受けて、さまざまな行政機関や主体が連携して早急に事業を実現させるための仕組みであるはずである。その仕組みが用意されていても事業が遅延するようでは、投資を行う民間事業者や電力利用者の信頼を失うことになる。現時点では、ファストトラックプログラムの **Second Phase** の検討が行われているが、**First Phase** の遅延の原因を分析し、同じことを繰り返さないよう、ファイナンスクローリングに向けての手続きのストリームライン化の対策を採るべきである。

発電所や送電線用地の取得

発電所や送電線用地の取得を IPP の責任とするケースが見られる。建設工事の着手に先行して必要となる取得資金については、前述のとおり、リボルビングファンドによる支援制度が用意されている。しかし、用地取得の困難さとそのリスクは、特に外国資本の投資意欲を萎縮させるものであることを理解する必要がある。

電源開発計画で示されているとおり、今後、石炭火力発電所を中心に数多くの発電所建設が必要であり、一方、その候補地の選定はますます難しくなりつつある。将来的には、多少の困難が予測されても立地を推進せねばならない状況も増えるはずである。土地の取得については、より地域に密着した基盤をもった PLN や地方政府が主体となって推進されることが望ましい。

¹⁴ MEMRホームページニュース。2008年7月12日

なお、送電線の建設は、効率性、経済性の両面から、PLNにより実施されることが望ましい。

長期的な視点と状況に応じた柔軟な事業化

短期的な観点からは、民間事業者により有利な条件でIPPを募集することが、より多くの民間資本の関心を集めることに有効であることは言うまでもない。しかし、長期的には、このような対策がIPPへの取り組み自体の持続性を左右する危険性もある。

また、長期的には需要予測の不確実性や発電所や系統運営の効率の変化が発生する可能性がある。当面は電力不足が厳しいため問題にはならないが、長期的には需要の変化をよりの確に把握しながら、発電原価の高騰につながる過剰容量が発生する状況は避けなければならない。特にこれまでのIPP発電所は、石炭火力又は地熱発電所を対象にベースロード運用を基本として導入されてきた。ジャマリシステムの系統運用上からは、現状でも周波数変動への対応力の不足が指摘されるが、今後、石炭火力の割合をさらに高めていくにあたり、ベース型だけでなく、ミドル及びピーク運用への対応力が大きな発電所を確保していく必要がある。このこととIPPによる電源整備を両立させるためには、5.5.2章で述べたとおり、入札時点での技術的要求とPPA価格設定方法を見直していく必要がある。具体的には、次のような方法が考えられる。

- 運用パターン別入札
- ミドル及びピーク対応PPA価格の設定
- キャパシティブィーの導入
- 発電機の負荷追従能力の規定

ピーク価格やキャパシティブィーについては、これまでのPPA単価の構成要素であるComponent A, B, C, Dに対する追加的条件設定で対応が可能であろう。但し、ベースロード対応の発電所の場合とは、価格の水準やコンポーネントの構成が異なるはずで、一般的には全体の単価は高くなる。したがって、これまでの小売料金や既設発電所の発電原価を基準とした上限（キャップ）の設定（エネルギー鉱物資源大臣令 2006年044号等による上限設定）は有効でなくなる。JICAチームの経験では、ピークロード対応発電所の発電原価がより高くなることに対するインドネシア国内の理解は低く、また現状の制度では対応ができない。

国内の資源の利用促進と投資費における内貨割合の増加

PPAでは外貨による料金の支払いが行われており、また為替リスクはPLNの負担となっている。電源の中でIPPの割合が増加すると、PLNは為替などを含むマクロ経済のリスクにより直接的にさらされることになる。したがって、PLN自身で整備する発電所の建設事業を含め、ファイナンスにおける外貨の割合を下げるのがリスク対応として重要である。制度的には、「国内の物品、サービス、エンジニアリング・デザイン能力の利用を優先する（地熱に関する法2003年27号29条）」といった方針もあるが、IPPの事業者入札においてより高い内貨比率を評価するような仕組みを組み込む

ことが有効であると考えられる。このことはまた、先に述べたボンドによる資金調達
の増加とも適合性が高い。

同時に、プロジェクトの資金調達における自己資金の比率を高めることも、リスク耐
力の向上のために重要である。そのためには、繰り返しになるが PLN の料金収入の増
大を図ることが必要となろう。

外資出資規制の検証

「投資に関する法 2007 年 25 号」において「内外無差別の原則」が採用されているに
もかかわらず、発電事業については、大統領令によるいわゆるネガティブリストにお
いて、外資の出資比率が 95%以下に制限されている。国内資本の振興策が重要である
ことは当然として、緊急に電源整備が必要であり、かつその多くを外資の投資(IPP) に
依らざるを得ない状況において、果たしてこのような制限が有益であるかどうかにつ
いては、検証が必要である。すなわち、このような制限が、外資の投資意欲を損なう
ものとなっていないか、また、5%以上の国内資本の参加が、国内の投資家または企業
の振興に寄与しているかどうかについて、事例をもって検討を行い、必要な制度改善
を行うべきである。

2) 電源別の方策

石炭火力

これまでの IPP 契約は石炭火力と地熱発電事業において行われてきた。石炭火力は、
最適電力開発計画でも最大の資金を必要とする発電方式となっているため、可能な限
り IPP 方式での整備が行われることが望ましい。

石炭火力発電所の IPP 契約においては、PLN と IPP 事業者間のリスク分担は以下のよ
うになっている。

表 5.3-5 PLN の モデル PPA におけるリスク分担

Risk	Description / Comment	Shared	PLN	IPP
Land Acquisition	IPP bears the land cost. PLN will assist in the land acquisition.			✓
Plant Site Unsuitability	Risk of unsuitable ground conditions.			✓
Environmental	Risk of major adverse environmental impacts requiring significant mitigation cost.			✓
Fuel Supply	Coal supply agreement will be entered into by the IPP to ensure supply.			✓
Construction and Completion	Risk of delays and cost over-runs. This risk is shifted to the contractor through an EPC contract. The IPP is responsible for engaging the EPC contractor.			✓
Operational Performance (Including Maintenance)	Risk of the power plant not fully functioning in accordance with the PPA.			✓
Exchange Rate	Except for ECR, the five types of payments ¹ from PLN to the IPP are fully adjusted for fluctuation in the US\$/Rp. exchange rate.		✓	
Inflation	Of the five types of payments, those related to operation and maintenance (FOMR and VOMR) are adjusted for inflation in Indonesia relative to that in the US.		✓	
Interest Rate	Risk of a higher debt service cost because of interest rate rise.			✓
Demand	There is no demand risk under the PPA for the IPP, as the PPA is of the take-or-pay nature.		✓	
Regulatory Risk	Risk of the terms and conditions in the PPP agreement not being fulfilled.		✓	
Force Majeure	Risk of acts of God and certain man-made events occurring.	✓		

出典：Information Memorandum, Central Jawa Coal-Fired Power Project, KKPPPI

上表から、石炭火力のリスクは、用地取得、燃料の確保と環境面での配慮が中心となると考えられる。

用地取得については、共通事項として先に述べたとおり、PLN のより積極的な関与が必要である。当面は、多数の発電所建設に備えて、立地候補地点の同定を早急に行う必要がある。

燃料については、電源開発計画の中で中心的な利用を想定している LRC が市場に流通していない製品であること、開発が軌道に乗っていないことなどの状況がある。これまでのインドネシア国の IPP では、燃料の確保は事業者側の責任で、輸入炭や高品位炭を使用してきた。唯一 LRC を使用している Cilacap 発電所では、悪天候のため燃料輸送が停止し、発電を停止する事態が発生している。生産体制や輸送インフラの整備に対して政策的な支援を行うことも考えられる。この場合、その費用は、高品位炭と LRC の利用上のコスト差の範囲内に限り、また、石炭の販売益から回収されるべきものである。一方、輸送のリスクが無くなる山元発電はより有効な手段と考えられるが、炭田がスマトラ、カリマンタンにあることから、海底ケーブルでの送電となり、別途大きな投資費が必要になる。この投資費については、ジャワ島内の立地の困難さや系統連携の利点、地域開発など、燃料調達に限定しない総合的な社会経済的メリッ

トから評価されるべきものとなる。

環境問題に関しては、IPP ではないが現在建設が進められているファストトラックプログラムのプロジェクトにおいて脱硫・脱硝装置等が設備されていないなど、環境対策の水準が高くないプロジェクトが多数進行していることには注意を要する。いずれも AMDAL が実施されているため、制度的には環境上の問題はない。しかしながら、JICA チームが行った Suralaya 発電所の現地調査では、周辺への大気汚染の影響は顕著に観測されており、同様の影響が今後さらに立地の難しくなる状況下で IPP プロジェクトに見られるとすると、きわめて大きな社会問題となる危険性を秘めている。環境面での性能が低い火力の建設を続けることは困難になる。環境面のリスクを IPP 事業者負担させるのはよいとしても、入札時に提示する技術基準では、ファストトラックプログラムよりも高い環境性能を要求すべきである。

地 熱

地熱の開発免許の入札は、現在、地方政府の権限となっている。これは 2003 年の新地熱法において規定された事項であるが、初の地方政府による入札が行われたのは 2008 年の 8 月のことある。したがって、新地熱法の下での地熱開発体制が有効に機能するかどうかは今後の評価を待たねばならないが、一方、新法に関連する施行規則等の関連制度の整備は進んでいない。すなわち、制度的な不確実性が極めて高いなかで、今後の地熱開発を進めていかねばならない状況にある。一方、入札に先立って地方政府が行うパイロットボーリングの数は少なく、応札者が事業可能性の判断をするには情報が不足しているという問題が指摘されている¹⁵。入札前により多くの調査工事が行われ、その情報が入札者に提示されるようにならなければ、リスクが過大となって民間の参入が困難になることが危惧される。このことも含め、地熱開発の免許の手続きや標準について早急に制度を整備する必要がある。また、調査工事における地方政府の予算が不足する場合には、IPP 事業者への土地取得への支援に類似したリボルビングファンドを地方政府に供給し、事業化が実現した場合には、PPA に含めて事業者が返済するような仕組みが有効であろう。

また、IPP が地熱開発のリスクを負担する合理性があるとするならば、それは、事業者の方が建設や開発に当たっての物理的なリスクをよりよくマネージできるということ根拠としている。これを正とし、そのアドバンテージを最大に活用する方法として、入札において、実際に開発するよりも多い数の地点を提示し、応札者にサイトの選択の余地を与える方法が考えられる。これは小水力を IPP で開発する場合に行われている方法¹⁶であり、地熱開発においても、より安価に低リスクで開発できるサイトの選択に、民間事業者のノウハウを活用することにつながる。選定されなかった候補サイトについては、さらに調査を進めて民間の参加が可能となる程度まで情報を整備する、次第に高くなる開発費に応じ、後の入札で再び開発候補リストに加える、または開発は断念するなどの方法がある。

¹⁵ JICA チームが実施した民間事業者のヒアリング結果より。

¹⁶ The World Bank, Energy Issues, Energy Note No.9, April 1996

地熱発電所は、時によって保護林に指定された地域内に計画されることがある。森林保護区内の開発は原則として禁止されているが、林業大臣の許可が得られれば可能であるとされている。したがって、保護区内であっても、開発許可の問題を先送りにしてプロジェクトの計画が進められる場合があり、現実に Kamojang 発電所の拡張計画においては、PLN との PPA が調印された後に林業大臣の不許可判断が下り、プロジェクトは中止となっている。また、現在進められている Dedugul 発電所計画についても、当初予定は 2010 年運開であったが、2008 年 11 月現在なお許可を待っている状況である。これは、地熱開発を目指す民間事業者にとって極めて大きなリスクであり、例えば省庁間の調整委員会などを設置して開発免許入札以前の時点で解決するなどの制度的な対応が求められている。

地熱発電の電力卸売価格については、MEMR 省令 2008 年 14 号において、地域の標準電力供給価格 BPP を基準とした上限が設定されている。しかし、BPP は現状における地域の電力供給事情により決まっており、個々の地熱発電コストとは無関係である。ジャマリ地域においては、ネットワークの大きさや石炭火力の導入で、国内でも最も低い BPP となっているため、卸売価格に対する上限設定が、ジャマリ地域における地熱開発の制約になる危険性もある。このような規準の有効性については、今後継続的にモニタリングを行い、必要に応じて見直しを行う必要がある。

以上のような事業化にあたっての問題以前に、PLN は地熱開発をすべて IPP 等外部の事業者依存に委ねよという議論もあろう。インドネシア国は世界最大の地熱資源の賦存量を誇る国であり、またエネルギー政策上その開発に今後重点を置いているにもかかわらず、地熱開発の技術や実績の多くが外資を中心とする民間企業に分散してしまうことは、産業政策、技術政策的にも大きな損失である。逆に、世界で最も進んだ地熱開発利用技術を持つことを産業政策の目標にすえてもおかしくない。現在 PLN は、子会社を通じて一部の地熱開発に関与しているに過ぎないが、技術支援および目的を限定した財政的支援を行って、PLN に地熱技術を集約させる方策をとることは有効であると考えられる。

太陽光等の新エネルギー

最適電力開発計画では、太陽光等の新エネルギーの導入は、2020 年頃から進めることとしている。この時期は、ジャマリシステム全体で電力のピークが昼間に移行する時期であり、太陽光発電による電力供給は、ピークカットに有効に機能すると考えられる。また、発電容量不足の現状では、新エネ拡大に有利な状況ではない。石炭火力や原子力などのベース電源が充実し、かつ柔軟な調整容量をもつ揚水発電所などが一定量入ることにより、初めて新エネが有効に機能するようになる。

PV セルの研究開発は現在も急速に進んでおり、その製造コストも低下してきている。前章の発電原価の試算においては、PV 設備の投資費用を kW あたり US\$5,000 としているが、これは現在でもっとも安い水準のユニットの価格であり、10 数年後には大きく低下しているものと考えられる。試算では、kW あたり US\$ 2,000 程度になれば、他

の電源と同等とはいえないまでも、電力システムのなかで吸収することのできる程度の発電原価になるはずである。電力開発計画では、2028年までの太陽光ユニットの投資費は総額でUS\$30billionと計算されているが、US\$10billionまで低下することになる。10年間で投資が進むとすると、年US\$1billion、GDPの0.1-2%程度となろう。現在でも、PLNへの補助金にRp.数10trillionが費やされていることを考えると、決して不可能なレベルとはいえない。

PV発電設備の整備は、本電力計画で想定しているように民間で進めPLNが電力を購入する、またはPLNが集中型の発電所として整備する、あるいはその両方の組合せとして進めることが考えられる。PVによる発電原価が他の発電方式並みに、あるいは電力需要者全体で負担できる程度に低廉なものとならない限り、なんらかの促進策が必要となろう。民間で整備されたPVについては、電力会社に電力の買い取り義務を課すことが多くの国で行われている。その買取価格を小売価格に著しく影響しない程度に抑えるためには、インドネシア国が輸出する化石燃料の収益から基金や特別会計を設け、補助制度を実施することも考えられる。日本においては、地熱や太陽光を普及促進するための施策として、原油及び石油製品にかかっている関税収入を原資とする石特会計（石炭並びに石油及びエネルギー需給構造高度化対策特別会計）からの補助を行っている。これらの補助の概要を以下に挙げる。

そのほか、新エネルギー関連の投資に関しては、CDMの有効利用を図ることが考えられる。

新エネ促進にかかる日本の事例

地熱

エネルギー需給構造が脆弱な我が国におけるエネルギー安定供給の確保及び地球温暖化対策の一環として、国産エネルギーであり、CO₂排出抑制に資する地熱発電開発の促進は重要である。一方、地熱発電は開発から運転開始までのリードタイムが長く、多額の投資が必要であること、開発リスクが大きいこと等の課題を抱えており、民間地熱開発事業者等による開発が進みにくい状況にある。このため、地熱資源探査リスクを軽減し、地方自治体や民間地熱開発事業者による地熱発電開発を促進することを目的とする。探査リスク等により企業が調査を手がけていない地熱有望地域について、地域特性を考慮した3通りの調査プログラム（調査A；広域調査、調査B；概査、調査C；精査）を設定し、先導的な調査を行うことによって企業の開発を誘導し、地熱開発の促進を図る。

- ① 地熱発電事業計画を有している事業者（地方公共団体、民間企業等）から、地熱発電事業計画（候補地域）と地熱資源調査計画を提案公募により募集し、調査地域を選定する。
- ② 選定した地域について、地熱資源調査計画に基づき、提案者に委託して調査を実施する。
- ③ 調査期間は調査C-2について2年間とし、調査内容は地表調査、坑井調査（中口径1,000m級×3本程度）、環境影響調査（必要に応じた内容）を実施する。
- ④ 1年目の調査結果を基に、地熱発電事業計画の見直しと調査継続の判断をする。

表 日本における地熱開発への補助額の推移

Year	2002	2003	2004	2005	2006	2007
budget	2,434	1,702	1,781	1,653	1,297	1,562

In JPY million

中小水力（中小水力発電開発事業）

電源開発・利用の観点から、純国産エネルギーである一般水力の開発を積極的に推進する必要があるが、一般水力は、開発地点の小規模化、奥地化に伴い建設単価が増大し、発電原価が割高になる等の課題がある。以上の様な物理的、経済的観点から開発可能な潜在量に限界があるものの環境負荷の小さい純国産エネルギーとして、中小水力はエネルギーセキュリティの確保、地球温暖化防止の観点からその開発導入が必要である。

また、水力発電は初期投資が大きく、初期の発電原価が他の電源に比較して割高であり、経済性が劣ることから中小水力発電施設の設備等に要する費用に対し、建設費の一部を補助し、初期発電原価を引き下げ、開発の促進を図り、電源の開発・利用に資する事を目的とする。

中小水力開発を行う事業者に対して建設費の一部を補助する。

- ・出力が 1,000 kW を超え 30,000 kW 以下の水力発電施設の設置を行う事業
- ・出力が 30,000 kW 以下の水力発電施設の改造（20%以上の出力の増加を伴うもの）を行う事業
- ・災害等管理者その他の責に帰すことができない事由による損壊の復旧に伴い出力が 30,000kW以下の水力発電施設の改造（100kW 以上の出力の増加を伴うもの）を行う事業
- ・出力が 30,000kW以下の水力発電所の建設に当り新技術の導入を行う事業

表 日本における小水力開発への補助額の推移

Year	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Budget	891	790	646	1,000	943	607

In JPY million

太陽光

1994 年～2005 年まで実施

太陽光発電の自立的な普及拡大を促していくため、一定期間に集中的な支援措置を実施し、大規模な導入促進を図ることにより、量産効果による一層のコスト低減を実現し、太陽光発電市場の早期自立化を促進すること。

- ① 「一般住宅用（一般用）」
住宅用太陽光発電システム（住宅の屋根等への設置に適した、低圧配電線と逆潮流有りで連系し、かつ、太陽電池出力が 10 kW 未満の太陽光発電システム）を設置する者で電力会社と電灯契約を行う者。
- ② 「一般住宅用（建売用）」
住宅用太陽光発電システム付き建売住宅等を購入する者。（応募は、平成 18 年 3 月 10 日までに、建売住宅等に住宅用太陽光発電システムを設置し、販売できる建売住宅供給者等が行う。）
- ③ 「地方公共団体協力応募用」
区域内で住宅用太陽光発電システム付き住宅を設置・購入する者。（応募は、独自の補助制度を実施又は年度内に計画している地方公共団体が行う。（補助制度はなくてもあつ旋のみで可。））

補助額は設備 kW あたり 2 万円～4.5 万円

(4) 今後の電源整備に向けた民間投資の促進にかかる提言

最適電力計画の実現に向けた民間投資の促進について、以下を提言する。

一般事項

1) 小売電力料金の設定

今後の急速な電源と送配電設備の拡張に備え、PKUK としての PLN の財務体質の強化が急務である。また、政府補助の膨張を抑制する必要がある。

- 補助対象カテゴリーの R-1 限定による、料金収入の増大と政府からの補助額の削減
- BPP 算出方法見直しによる、PLN の投資資金確保支援
- 政府の料金設定責任の下で、燃料価格等の価格変動を速やかに電力料金に反映させられる仕組みの確保

2) 民間事業者選定プロセス

より多くの民間事業者からの投資を得るには、事業者選定プロセスがオープンで公正なものであることがきわめて重要である。

- KKPPI を中心とした入札プロセスの監視
- 入札プロセスの継続的な改善。特に地方政府の実施する入札や新規参入の促進への配慮

3) 事業スケジュールの遵守

プロジェクトの遅延は、民間事業者の入札意欲の低下、追加的コストの発生、それ以降の事業の実施に影響することを意識し、その発生を防止しなければならない。

- 遅延発生事例の分析とその問題の解消
- 特に海外からの融資に係る手続きのストリームライン化

4) 事業用地の確保に係る政府、PLN の関与

発電所、送電線の用地取得は、特に外国投資家にとって極めて困難な責務であるため、政府、PLN の関与を高めるべきである。

- 用地取得における入札実施者のより積極的な関与と事業権者との責任の分担

5) 長期的な視点と状況に応じた柔軟な事業化

当面は需要に対応できる電源の早期拡充が最大目標となるが、長期的な持続性に関する配慮が重要である。また需要の変化を見据え、またシステム運用上の技術条件にも適合した発電所が確保されるよう、入札上の考慮が必要である。

- 入札条件設定における持続性への配慮
- システム運用を踏まえた入札での技術要件設定、例えば
 - 運用パターン別入札
 - ミドル及びピーク対応 PPA 価格の設定
 - キャパシティフィーの導入
 - 発電機の負荷追従能力の規定
- 発電所運用に配慮した PPA 単価の基準価格の見直し

6) 国内の資源の利用促進と投資費における内貨割合の増加

外貨の調達、PLN を長期的な為替リスクにさらすことになる。内貨分の増加とともに、自己資金割合の上昇も望まれる。

- より高い内貨比率を評価する入札の実施

7) 外資出資規制の検証

IPP 事業者の組成における外資の出資比率を 95%以下とする投資法の制限が有効に機能しているかどうかは不明であり、外資の投資意欲を低下させるものとなっている可能性もある。

- 外資出資規制（ネガティブリスト）の有効性の検証

発電方式別事項

石炭火力

1) 燃料の確保

今後の石炭火力の燃料の中心となる LRC について、必要に応じ開発の支援が行われるべきである。また、立地の面からも山元発電が選択される場合は、海底送電の投資が必要になる。

- LRC の開発支援は、高品位炭と LRC の利用上のコスト差の範囲内で行われ、石炭の販売益から回収されるべきものである。
- 山元発電は海底送電の大きな投資費を必要とするが、その費用はジャワ島内の立地の困難さや系統連携の利点、地域開発など、燃料調達に限定しない総合的な社会経済的メリットから評価されるべきである。

2) 環境の保全

IPP によって環境性能の低い石炭火力が開発されていくなれば、社会的アクセプタビリティの観点から、長期的な IPP のサステナビリティを損なう危険性がある。

- ある程度価格が上昇しても、今後の石炭火力発電所整備においては、要求する環境性能をより高くするべきである。

地熱

1) 地熱開発関連制度

地熱資源の開発が地方政府の主導により推進されるようになってまだ間がないが、施行規則等の制度整備の遅れもあり、地熱事業への参入は極めて不確実性の高い状態にあると考えられる。今後の地熱利用の急速な拡大をにらみ、早急な制度の整備とそれによる民間リスクの軽減が求められる。

- 地熱開発にかかる関連制度の早急な整備が必要である。

2) 入札実施主体によるパイロットボーリング（探鉱）の実施の拡大

入札実施前のパイロットボーリングをより多く実施し応札者に提供することにより、応札者のリスクを低減することが必要である。

- 特に地方政府の財政負担となる場合は、リボルビングファンドなどの設立により、

ボーリング実施に係る地方政府の資金調達を容易にすることが有益である。

3) 応札者の技術的知識をより活用した入札

応札者の技術的知識を活用し、より効率の良い開発を進めるべきである。

- 複数の候補地から応札者が地点を選択して入札する方式が有効である。

4) 森林保護区内の地熱開発可能性

サイトが森林保護区内にあり最終的に林業大臣からの許可が出なかったため、PPA を締結した地熱開発事業が中止になる事態が生じている。

- 森林保護区内の計画について、入札後に開発不可となる可能性がないよう、事前に確認できるような制度的な改善が必要である。

5) 地熱 PPA 単価の制限

地熱の開発費用及びその結果生じる実施可能な電力販売価格は、地点により固有であり、安価な地点から開発を進めても、長期的には高くなる。

- IPP 地熱発電所の PPA 単価の制限が、地域の発電基準コストや地熱開発コストの面から開発の制約とならないよう、モニタリングを行う必要がある。

6) PLN の地熱開発技術の維持・向上と支援

PLN は地熱事業のノウハウを有しており、今後とも地熱開発の技術的中核は PLN に存在するべきである。

- 必要に応じ PLN に対して最新技術の導入支援や財政的支援を検討・実施すべきである。

新エネルギー

1) 高価な新エネルギーの整備促進

新エネルギー、特に太陽光の整備が本格化する 2020 年代になっても PV 発電設備の整備費用、および発電原価が他の電源等と比較し相当以上に高い場合には、経済的な促進策を導入することが考えられる。

- 化石燃料の輸出関税等を原資とした新エネ促進のためのファンド（特別会計）の創設と、そこからの新エネ発電設備整備者への補助の支給が考えられる。
- PV 発電設備の投資費用回収に見合う売電単価が、PLN の平均発電原価に大きく影響しない程度に低下している場合には、PLN による買電価格保証や買取りの義務化等が有効である。
- その他、無利子融資や税制上の優遇策などが考えられる。

5.4. 環境社会配慮

【大気汚染】

最適電力開発計画としては、電源多様化シナリオが選ばれた。このシナリオにおいても、石炭焚火力発電が主要な電源であることには変わりはなく、大気質への影響が懸念される。4.4.5章「各種電源並びに送電等（ゼロ案を含む）の環境上の問題点と対策」で述べたように、インドネシアでは、大気環境基準や大気排出基準といった環境規制が十分尊重されておらず、大気環境の保護に十分には役立っていない現状がある。今後、石炭焚発電所の立地選定にあたっては、建設候補地における現状の大気汚染レベルを十分に把握した上で、更なる大気汚染負荷の受容が可能かどうかを検討して、建設の可否を判断すべきである。

なお、スマトラ島から海底送電線を通じてジャマリ地域に供給される電力も、スマトラ島内の石炭焚火力発電所により発電されると想定されるため、ジャマリ地域への電力供給に際して石炭焚発電所から排出される大気汚染物質の総量は、ジャマリ地域内に立地する石炭焚発電所のみからの排出量よりも多くなる点には留意する必要がある。

インドネシアでは、大気汚染に関するモニタリングネットワークは未整備であるが、発電所の建設後は、四半期ごとに環境モニタリングを実施することが義務付けられている。既設の発電所に増設を行う場合には、増設による大気環境への影響の予測評価に、既存の発電所のモニタリングデータを活用することもできるであろう。

既に大気汚染が進んでいる地域に発電所を新設・増設する場合には、脱硫装置や脱硝装置、低NO_xバーナ、高効率の電気集塵機やバグフィルターといった大気汚染対策の導入を検討すべきである。このことは、石油焚火力発電やガス焚火力発電についても同様である。なお、日本で計画されている最新の石炭焚火力発電所のひとつである小名浜火力発電所（200MW：許認可当局により審査中）の環境影響評価準備書によれば、同発電所に設置予定の排煙脱硫装置並びに排煙脱硝装置及び電気集塵機の効率は、それぞれ97.0%、88.0%、99.8%となっている。

【水質汚濁】

石炭焚火力発電はまた、貯炭場や灰捨場からの滲出水の管理が十分でない場合には、水質汚濁を引き起こす恐れがある。滲出水が海に直接排出されないような対策を講じた上で、廃水の放水口において定期的に水質モニタリングを行って、水質汚濁を生じないことを確認する必要がある。

一方水力発電においても貯水池の水質管理が十分でない場合には、水力発電所の設置により水質が悪化することもあり得る。ジャマリ地域においては、既にSaguling水力発電所において、周辺地域での人口や農地の増大によって窒素や磷が多量に貯水池に流入して富栄養化を生じ、藻の異常繁殖を起こしていることが報告されている（4.4.5章「各種

電源並びに送電等（ゼロ案を含む）の環境上の問題点と対策」参照）。シナリオ 2 においても、貯水池式の大規模水力発電所の投入が予定されており、貯水池水質の適切な管理が望まれる。

【温排水】

電源多様化シナリオでは、火力発電や原子力発電といった大量の温排水を排出する電源が過半数を占めている。温排水の海洋生物への影響や漁業への影響について十分に調査して予測評価したうえで、これらの発電所の運転が許容可能かどうかを判断すべきである。ジャバリ地域の周辺、特に西部ジャワ、東部ジャワおよびバリ地域にはサンゴ礁が発達している海域が多い（図 5.4-1 参照）ため、サンゴの保護については特に留意しなければならない。既設の発電所の増設の場合には、当該発電所周辺のサンゴの生残に関するモニタリングデータを、増設の可否の検討に利用することができるであろう（4.4.5 章「各種電源並びに送電等（ゼロ案を含む）の環境上の問題点と対策」参照）。海洋生物や漁業への温排水の影響が大きいことが予想される場所に発電所を建設しなければならない場合には、冷却塔を導入して温排水の量を削減したり、放水口の位置を調整して影響を低減したりする等の対策が必要になる。



出典：GCRMN 東アジア海地域レポート 2005 に追記
(http://www.coremoc.go.jp/report/ease2004/02_02indonesia_j.pdf)

図 5.4-1 インドネシアにおけるサンゴ礁の分布

【住民移転】

貯水池式の水力発電、大型火力発電所および原子力発電は、広大な発電所用地を必要とするため、大規模な非自発的住民移転を引き起こしたり、絶滅危惧種/貴重種/希少種の生息地の喪失に繋がったりする可能性が大きくなる。電源多様化シナリオにおいても、貯水池式の水力発電所や原子力発電所の建設が予定されており、これらの発電所の建設に際しては、建設予定地における住民の居住及び土地利用の状況、並びに絶滅危惧種/貴重種/希少種の生息状況について現地調査を行って、重大な影響がないことを確認すべきで

ある。大規模な住民移転を必要とする場合には、土地収用法（大統領令 2005 年 36 号）に従って、住民からの移転への同意を取得し適切な補償を行わなければならない。

【地熱発電】

電源多様化シナリオではまた、地熱発電も重要な役割を果たしている。地熱発電では、 H_2S が大気中に放出されるとともに、排水中にヒ素や水銀が含まれる。周辺環境に重大な影響を与える可能性のあるこれらの物質に関しては、インドネシアでは大気排出基準や排水基準が設定されており（4.4.5 章「各種電源並びに送電等（ゼロ案を含む）の環境上の問題点と対策」参照）、これらの基準を遵守することが必要である。

【地球温暖化】

インドネシアは京都議定書を批准しているが、非附属書I国であるため温室効果ガスの排出削減目標を課されていない。電源多様化シナリオでは、 CO_2 を多量に排出する火力発電が主要電源となっているため、将来、法的拘束力を持った温室効果ガスの排出削減目標がインドネシアに設定された場合には、火力発電の発電効率を上げて CO_2 発生量を削減したり、植林を行って大気中の CO_2 を固定したりすることが必要になるだろう。京都メカニズムが将来も存続する場合には、クリーン開発メカニズムを利用してこれらの対策の資金を調達できるかもしれない。

以前、 CO_2 を放出せず地球環境に優しいと言われていた水力発電は、貯水池の水質が悪化した場合には、表 5.4-1 に示すように CO_2 の 21 倍の温室効果を持つメタンを放出することがあることが分かっている。貯水池周辺からの生活排水の垂れ流しによる富栄養化の発生を防止し、貯水池の水質悪化を防ぐための取り組みが求められる。

表 5.4-1 地球温暖化係数¹⁷

	気体名	地球温暖化係数
1	二酸化炭素	1
2	メタン	21
3	一酸化二窒素（亜酸化窒素）	310
4	トリフルオロメタン	11,700
5	ジフルオロメタン	650
6	フルオロメタン	150

出典：地球温暖化対策の推進に関する法律施行令（平成 11 年 4 月 7 日政令第 143 号）

¹⁷ 二酸化炭素を基準に、その気体の大気中における濃度あたりの温室効果の 100 年間の強さを比較して表したもの

【各電源の環境性能】

電源開発の実施にあたっては、各電源が持つ環境性能の違いに留意しつつ、発電所の建設地を選定し、発電所の建設及び運転を行うことが必要である。

以下に、「表 4.4-14 主要電源の環境性能」を再掲する。なお、下表では、立地に完全に依存する項目については、省略してある。

表 4.4-14 主要電源の環境性能<再掲>

電源種別	石炭焚	石油焚	ガス焚	地熱	水力	原子力
大気汚染	SO ₂ 、NO _x 、 粒子状物質	SO ₂ 、NO _x 、 粒子状物質	NO _x	H ₂ S	—	—
水質汚濁	貯炭場や 灰捨場から	—	—	As、Hg	貯水池水質 悪化による	—
温室効果ガ スの排出	CO ₂	CO ₂	CO ₂	—	貯水池から CH ₄ 放出	—
温排水	多量	多量	多量	少量	—	多量
住民移転	可能性有り	可能性有り	可能性有り	—	大規模移転 の可能性	大規模移転 の可能性
河川水利用	—	—	—	—	影響あり	—
放射能汚染	—	—	—	—	—	リスク有り

5.5. 系統運用改善策

2.4.6 章で言及した系統運用面での現状分析結果および問題の原因に対して、電圧・周波数・停電それぞれの観点からみた系統運用改善策のための提言を以下に記す。

5.5.1 電 圧

ジャマリ地域における系統電圧低下の原因は、電圧を適正に維持するための無効電力供給源の根本的な不足、ならびに既存の無効電力供給源を有効に活用しきれていないことにある。このような要因に対して、次のような改善策が考えられる。

(短期的対策)

- 1) 系統基準電圧上昇
- 2) 無効電力供給に関するインセンティブやペナルティの導入

(長期的対策)

- 3) 調相設備計画
- 4) 昇圧用変圧器のオンロードタップ化
- 5) PSVR (Power System Voltage Regulator) の導入

以下にそれぞれの対策の詳細を記す。

(1) 系統基準電圧上昇

500 kV などの上位系の基準電圧を上げることにより、系統全体の電圧を上昇させることができ、下位系の電圧低下を解消できる。上位系の基準電圧上昇は、発電機の端子電圧を上昇させることにより実現できる。

基準電圧を上昇させた場合、電圧低下問題の解消だけではなく、系統のロスも低減する効果もある。ジャマリ系統のデータを用い、PLN が使用している系統解析ソフトである PSS/E で電圧上昇の効果を試算した結果を下表に示す。既存の設備においても、発電機端子電圧の設定値を上げるほど、系統ロスが低減することがわかる。端子電圧を 1.01 とした場合と 1.03 をした場合とを比較すると、10%程度のロス低減が見込まれる。

表 5.5-1 基準電圧上昇の効果試算結果

発電機端子電圧 (p.u.)	V = 1.01	V = 1.03	V = 1.05
系統ロス (MW)	621.9	552.2	510.9

電圧を上昇させるメリットは大きいですが、過度の電圧上昇は機器の絶縁破壊や騒音の増大などの危険性がある。通常、系統の最高使用電圧は機器の限界電圧よりも低く設定されているため、系統の最高使用電圧を遵守していれば問題はない。電圧運用範囲の上限の設定に際しては、計器誤差を考慮し、系統の最高使用電圧にある程度のマージンを見込んだ値を

設定する必要がある。また、各発電機においては有効電力出力と同様に、出力可能な無効電力出力を把握しておく必要がある。

基準電圧の上昇は追加の設備コストを伴うことなく、発電機の端子電圧を上げる給電指令により速やかに実現することができる。ジャマリ系統にはIPP発電機が多数存在するため、これらの発電機が給電指令に従うようにするためには、次に示すような無効電力供給に対するインセンティブやペナルティの導入が推奨される。

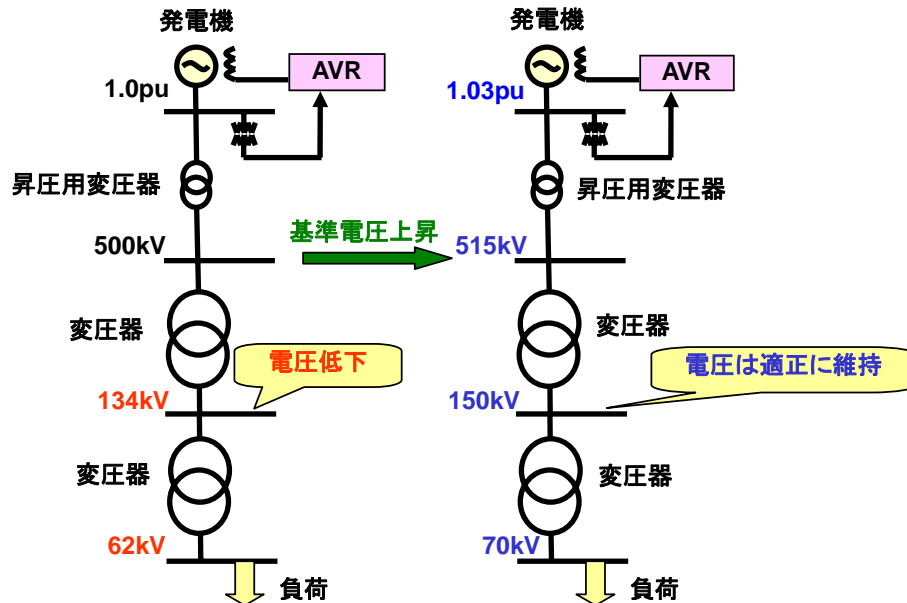


図 5.5-1 基準電圧上昇の概念

(2) 無効電力供給に関するインセンティブやペナルティの導入

一般的に、IPP にとっては、有効電力と異なり無効電力は供給しても利益とならないため、無効電力の供給については消極的になる。これに対し、系統電圧を適正に維持するための無効電力供給に対し、報酬を支払う制度の導入が考えられる。一方、発電機端子電圧を上げるなどの給電指令に従わない場合にはペナルティを与えることが考えられる。

いずれの場合にも、Grid Code 等におけるルール化が必要である。

(3) 調相設備計画

電圧問題の根本的な解決のためには、コンデンサーやリアクトルなどの調相設備を設置していく必要がある。これには、長期的な観点から無効電力バランスを考察し、無効電力の過不足に応じて調相設備の設置を検討する長期的計画が必要である。

調相設備計画の検討手順の例を以下に示す。

a) 計画断面の検討

一般に重負荷時においては、負荷による無効電力消費が大きく、系統の無効電力ロスも大きいため、無効電力不足により系統の電圧が低下する。一方、軽負荷時においては、負荷の無効電力が小さく、系統の無効電力ロスが小さいため、電圧の上昇が懸念される。このため、調相設備計画を検討する断面として、以下の断面が考えられる。

リアクトル (ShR) : 各年の最軽負荷断面で検討

コンデンサ (SC) : 各年の最重負荷断面で検討

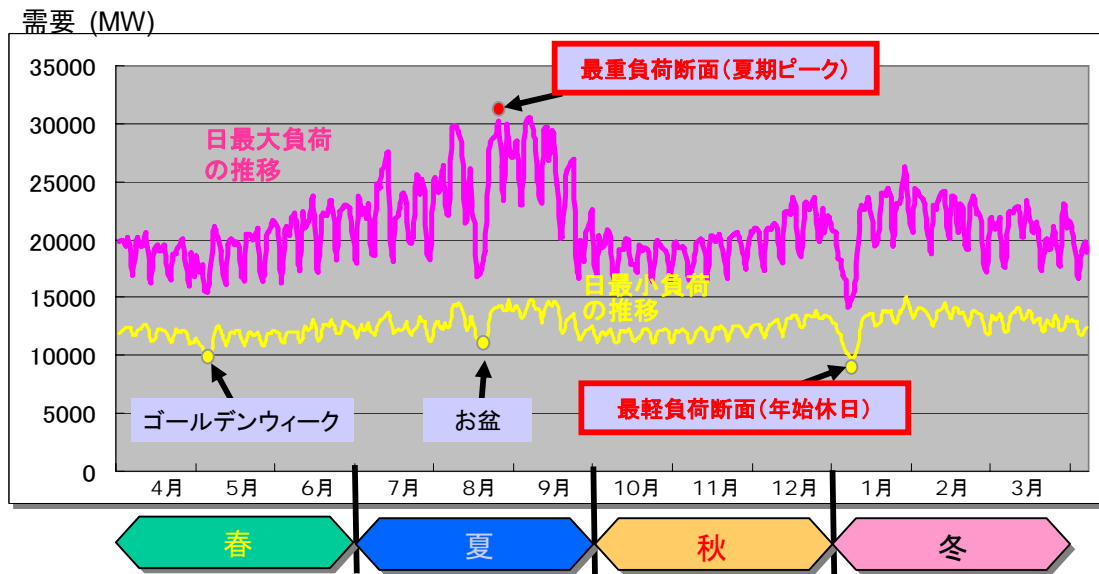


図 5.5-2 調相設備計画断面の検討例

b) 無効電力需要想定

有効電力の需要予測、ならびに過去の実績をもとに導出された有効電力需要に対する無効電力需要の関係式をもとに、将来における無効電力需要を予測する。

c) 地域毎の需給バランス検討

無効電力は有効電力と異なり遠距離を伝搬することができないため、調相設備は必要な地点に適切に配置する必要がある。このため、電力系統を地域別にいくつかのブロックに分割し、それぞれのブロックで需要と供給のバランスをチェックする。

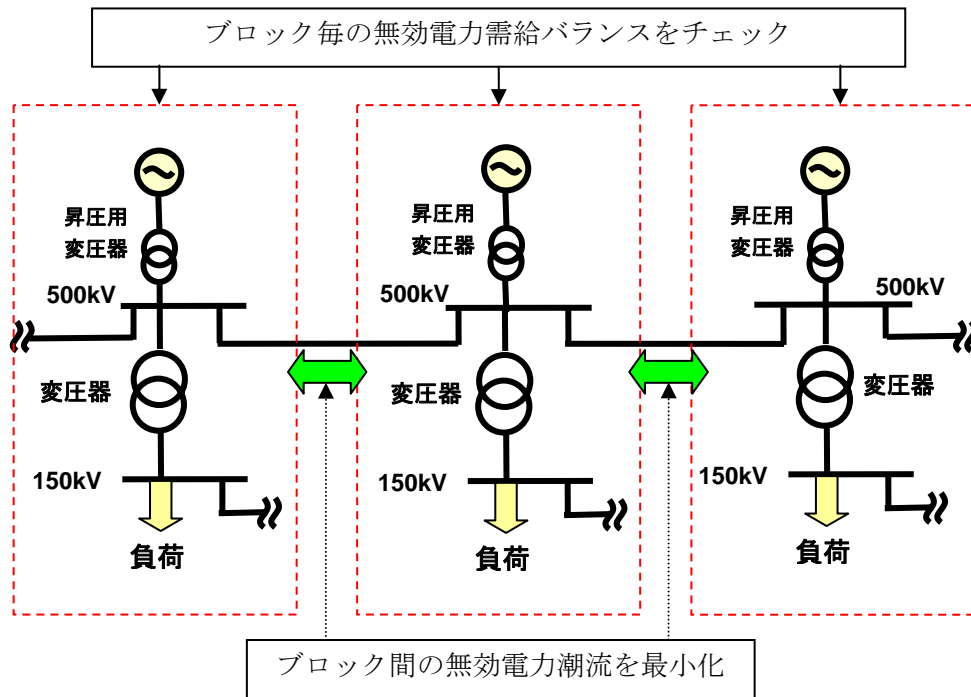


図 5.5-3 地域毎の需給バランス検討の概念

d) 調相設備必要量の計算

地域ごとの無効電力需給バランスをもとに、無効電力の過不足を補うために、地域ごとに必要となる調相設備量を検討する。この際、各地域ブロックで需要と供給のバランスが取れているかチェックし、各地域ブロック間の無効電力潮流が最小となるようにする。

e) 単機容量の選定

調相機器開閉時の電圧変動が基準値以内となるよう、調相設備の単機容量を選定する。単機容量は、機器汎用化の観点から、電圧毎に標準化しておくことが望ましい。

f) 潮流計算

必要となる調相設備を導入した状態で潮流計算を実施し、電圧が基準範囲内に収まっているかチェックする。電圧が基準範囲内に収まるまで、c) - f) を繰り返し実施する。

(4) 昇圧用変圧器のオンロードタップ化

発電所の昇圧用変圧器のタップを操作することにより、発電機の無効電力の出力調整ができる。この概念を図 5.5-4 に示す。昇圧用変圧器の変圧比が固定の場合、AVR による電圧一定制御の場合は発電機端子電圧の制約をうけ、無効電力を有効に活用することができない場合が多い。しかし、タップ機構がある場合はタップを操作することにより変圧比を変え、発電機端子電圧の制約をうけずに無効電力調整能力を上げることができる。

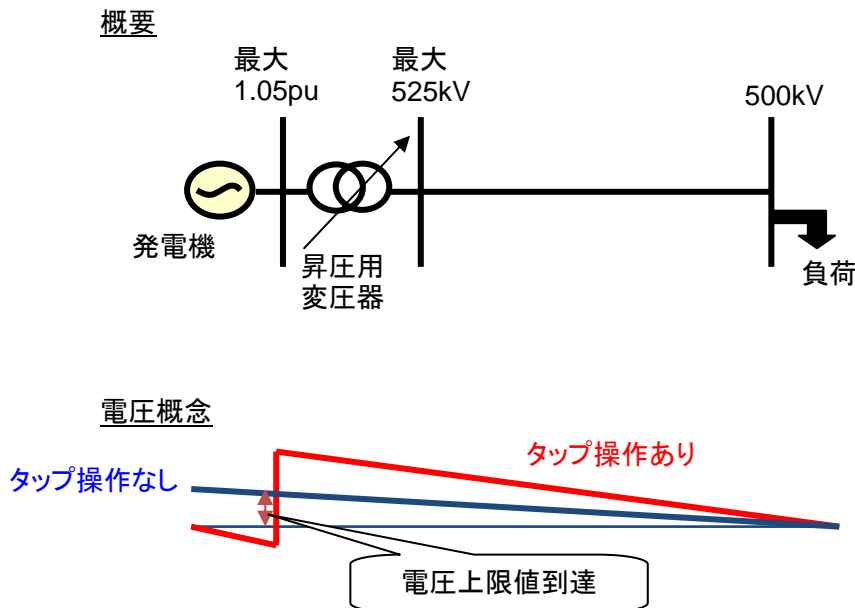


図 5.5-4 タップ操作による無効電力活用 の概念

PLN では、すでに一部の発電所において、オフロードタップを使用して、系統電圧を上げるよう試みている。しかしながら、オフロードタップの場合、タップ変更のためには停電が必要であるため、電圧変動に対して適切にタップを調整することが難しい。このため、系統の電圧・無効電力の状況に応じて適切にタップを変更し、発電機の無効電力余力を活用するためには、昇圧用変圧器のオンロードタップ化による無停電でのタップ変更が必要となる。

オンロードタップ付変圧器を適用するにあたっては、オフロードタップ付変圧器と比較して若干の設置コスト増となることから、設置対象箇所を検討のうえ選定する必要がある。オンロードタップは発電機の無効電力出力余力を活用するものであるため、300 MW 以上など比較的発電機容量が大きく、無効電力余力の大きい発電機に適用するのが望ましい。また、コスト増を伴うことから、IPP を含む発電者に設置させるためには Grid Code 等において規定する必要がある。

ある発電所にオンロードタップ付変圧器を設置する際は、当該発電機の無効電力発生能力を十分に活用するため、タップ調整幅やタップ数を検討することが望ましい。タップ上限の検討例として、以下のような条件を満たすタップ範囲を算出することが考えられる。

- ① 発電機の無効電力が限界となる出力（例：定格出力、力率 0.9）
- ② 発電機端子電圧(V_t)が規定値（例：1.03pu）を超過しない
- ③ 昇圧変圧器の高圧側母線電圧(V_s)が系統の最高使用電圧（例：1.05pu）を超過しない

すなわち、発電機の無効出力限界 ($P_G + jQ_{Gmax}$)、所定の発電機端子電圧 ($V_t = 1.03$) および高圧側母線電圧 ($V_s = 1.05$) を満たすタップが上限タップとなる。一方、タップ数について

は、タップの上限電圧および下限電圧を V_{\max} および V_{\min} 、タップ操作による電圧変動の許容値を V_a とすると、 $(V_{\max} - V_{\min}) / V_a + 1$ より大きい標準のタップ数を選定することが考えられる。

(5) PSVR (Power System Voltage Regulator) の導入

通常発電所に用いられる AVR では、発電機端子電圧を検出し、これを一定値に保つように発電機からの無効電力を制御する。この方式の場合、系統電圧が低下した場合でも、発電機の無効電力出力は限界まで達していないことが多い。

これに対し、PSVR では、図 5.5-5 に示すように、系統側により近い発電所昇圧用変圧器の高圧側送電電圧を一定に保つよう制御する。このため、発電機無効電力の余力を速やかに活用でき、変化の速い需要変動に対しても系統電圧の維持を図ることができる。PSVR は、日本の一部の電力会社で導入されており、系統の電圧安定度向上に寄与している。

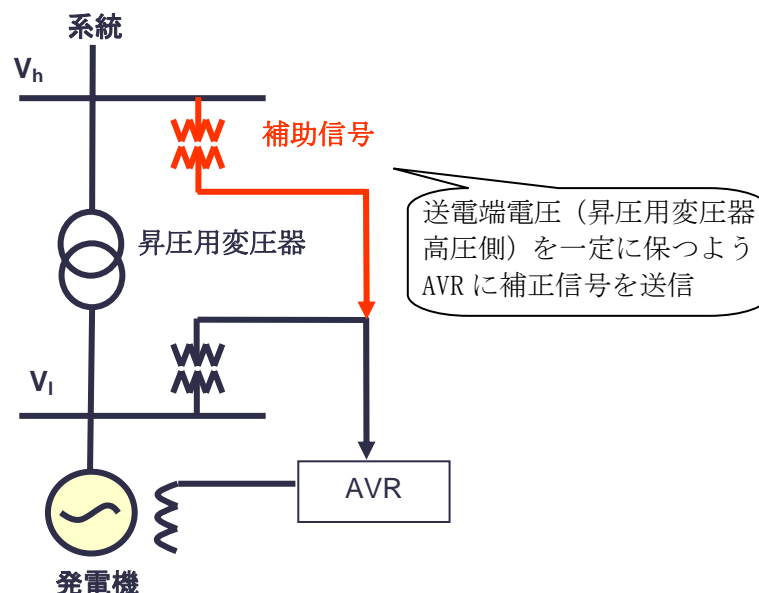


図 5.5-5 PSVR の概要

PSVR の適用効果を検証するため、ジャマリ系統のデータを用い、PLN が使用している系統解析ソフトである PSS/E で解析した結果を表 5.5-2、表 5.5-3 および表 5.5-4 に示す。表 5.5-2 には(a) AVR による発電機端子電圧一定制御のケースを、表 5.5-3 には(b) 300MW 以上の発電機への PSVR 設置を模擬して送電電圧一定制御したケースをそれぞれ示す。双方のケースにおいて、常時の条件では発電機端子電圧が一致するよう設定し、この状態から、Region1 における需要を 10% 増加させた際の応答を考察した。

表 5.5-2 PSVR の効果検討 (a) AVR の場合

Plant	常時		需要増加後	
	V_h	V_l	V_h	V_l
A	0.98	1.0124	0.9589	1.0124
B	1.00	1.0186	0.9973	1.0186
C	1.00	1.0296	0.9956	1.0296
D	1.00	1.0284	0.9890	1.0284

単位 : pu

表 5.5-3 PSVR の効果検討 (b) PSVR の場合

Plant	常時		需要増加後	
	V_h	V_l	V_h	V_l
A	0.98	1.0124	0.98	1.0350
B	1.00	1.0186	1.00	1.0196
C	1.00	1.0296	1.00	1.0318
D	1.00	1.0284	1.00	1.0368

単位 : pu

表 5.5-4 PSVR によるロスの相違

	有効ロス	無効ロス
(a) AVR	654MW	2922MVar
(b) PSVR	635MW	2542MVar

この結果、ケース(a)では、AVRにより発電機端子電圧 (V_l) が一定に保たれる一方、送電端電圧 (V_h) は低下している。これに対し、ケース (b)では、PSVRにより送電端電圧が一定となるように制御され、結果として発電機端子電圧が上昇している。また、表 5.5-4 に示すように、ケース (b)では、系統電圧が高めに維持されることによって、有効・無効電力ロスの増加が抑制されるという効果もみられる。このように、PSVRは需要急増などの系統擾乱時に系統電圧の低下を抑制する効果がある。

PSVR を設置するには通常の AVR と同程度の追加コストが必要となることから、設置対象箇所を検討のうえ選定する必要がある。PSVR は発電機の無効電力余力を活用するものであるため、300MW 以上など比較的発電機容量が大きく、無効電力余力の大きい発電機に適用するのが望ましい。また、コスト増を伴うことから、IPP を含む発電者に設置させるためには Grid Code 等において規定する必要がある。

PSVR と先に述べた昇圧用変圧器のオンロードタップ化は、どちらも発電機の無効電力余力を活用するものであるため、採用にあたっては両者の特徴を把握し、最適なものを選択することが望ましい。PSVR と昇圧用変圧器オンロードタップ化の比較を下表に示す。一般的には、電圧変動に対する即応性の面では PSVR が優れているが、無効電力の活用量という面ではオンロードタップの方が有利である。

表 5.5-5 PSVR と昇圧用変圧器オンロードタップ化の比較

項目	PSVR	オンロードタップ
無効電力余力活用 の上限	発電機端子電圧の上限	タップの上限を適切に選定すれば、発電機の無効電力出力限界まで活用可能
電圧変動に対する 応答速度	速い（送電端電圧偏差を自動検出後、 励磁系応答）	遅い（タップ操作は機械的動作）
導入に要する追加 コスト	AVR と同程度の追加費用	PSVR よりやや高価
既設設備への導入	既設の AVR へ補助装置を設置するた め、既設設備への導入は比較的容易。	既設変圧器の取替が必要となる場合も あり、既設設備への導入は比較的困難。
故障の可能性	電気的な制御装置であるため、故障可 能性は比較的低い。	機械構造を含むため、故障の可能性は PSVR よりも高い。

5.5.2 周波数

周波数変動に対する改善策は、常時の周波数制御に関するものと、異常時の周波数制御に関するものに分類することができる。

（常時の周波数制御）

- 1) ペナルティの設定
- 2) 運用パターン別入札
- 3) ミドルおよびピーク対応料金の設定
- 4) キャパシティブィーの導入

（異常時の周波数制御）

- 5) 系統周波数特性の計算手法改善
- 6) 系統周波数特性における K_G と K_L の考慮

以下にそれぞれの対策の詳細を記す。

常時の周波数制御

1) ペナルティの設定

ランプレートが設計値よりも低い場合や、発電所が給電指令に従わない場合、周波数制御に支障をきたすため、このような場合に発電所にペナルティを課すことが考えられる。IPP が給電指令の発電電力量を満たさない場合のペナルティの設定として、下表のような例を挙げるることができる。この例では、30 分間の電力会社からの通告電力量に対する発電事業者の発電電力量について、3%以内の偏差までは通常の需給変動で想定される範囲と考え、電力会社が需給インバランスを調整するための必要コストに対応したインバランス料金が発電事業者に課せられる。一方、3%以上の偏差に対しては、基準範囲内インバランス料金の3倍となる高額のペナルティがIPPに課せられる。

表 5.5-6 ペナルティ設定の例

項目	例
基準	30 分間の発電電力量が通告電力量と同じであること
ペナルティ単価	<ul style="list-style-type: none"> ・ 基準範囲内（通告電力量の 3%以内） インバランス料金 = [インバランス調整費用] / [インバランス量] = 可変費 + [固定費の 4%^{*1}] / [発電量の 3.7%^{*2}] ・ 基準範囲を超える分 インバランス料金の 3 倍^{*3}
規定方法	Grid Code や PPA への記載
徴収方法	売電収入からの控除

*1：運転予備力に相当

*2：需要側変動要因 1% + 発電側変動要因（故障等）2.7%

*3：取引所スポット料金水準、および IPP のモラルハザードや参入障壁を考慮

2) 運用パターン別入札

通常の IPP 入札では、収益性の観点から一般的にベース型の発電機が有利となるため、周波数調整能力に優れたミドル型やピーク型の発電機が導入されにくい。これに対し、発電所の運用パターンを考慮したタイプ別の入札を実施することにより、ミドルやピーク対応の発電機に競争力をもたせることができる。

運用パターン別入札の例を以下に示す。IPP は、入札前に運用パターンをベース・ミドル・ピークから選択することができる。入札価格は資本費、運転維持費および燃料費の合計で構成され、このうち燃料費は運用パターン別に上限が定められている。運用パターン別の基準利用率と燃料費上限価格の例を下表に示す。

表 5.5-7 運用パターン別の基準利用率と燃料費上限の例

運転パターン	ベース型	ミドル型	ピーク型
基準利用率	70%	50%	30%
燃料費上限価格	3cent / kWh	5cent / kWh	7cent / kWh

ミドル型およびピーク型を選択した場合、入札価格そのままでは kWh あたりの入札価格がベース型と比較して不利となることから、基準利用率を考慮して以下のような式で入札評価額へ換算されて評価される。

$$\text{ピーク型発電機の入札評価額} = \text{入札価格} \times (30\% / 70\%)$$

これにより、ミドル型およびピーク型はベース型に対して入札評価において競争力をもつことになり、次に述べる料金設定とあわせることでミドル型およびピーク型電源への投資が喚起されると考えられる。実際に入札を実施するにあたっては、IPP 発電機の負荷追従能力を確保するために、以下のような事項をあらかじめグリッドコードや入札図書に規定しておくことが望ましい。

- ・ 起動時間
- ・ 出力変化速度

- ・ LFC 速度および容量
- ・ ガバナフリー機能の有無
- ・ 指令未達の場合のペナルティ

3) ミドルおよびピーク対応料金の設定

これまでインドネシア国で実施されてきた IPP 入札では、買電料金はベース型の運転を前提としていた。しかし、ミドルおよびピーク時に稼働する電源は稼働時間が短いほか、燃料費も高いため、ベース型を前提とした安価な買電料金では収益を確保するのは困難である。

一方、他国では、発電所の運用タイプを考慮したミドルおよびピーク対応料金が設定されている。一例として東南アジアにおける IPP 案件の料金体系を下表に挙げる。この料金体系の適用により、ミドルおよびピーク型の発電所は、短い運転時間にかかわらず収益を確保しやすくなると考えられる。

表 5.5-8 ピーク料金の設定例

項目	料金 (cent/kWh)	運転時間	
		平日	休日
Primary Energy	7.0	16 時間 (6-22)	N/A
Secondary Energy	4.2	8 時間 (22-6)	24 時間

4) キャパシティフィーの導入

今後の堅調な電力需要の伸びに対し、十分な供給力を確保するためには、PLN の電源だけでなく、IPP 事業者の投資を活用することが重要となる。通常、IPP からの買電契約は電力量 (kWh) ベースでの取引が一般的であるが、この方式では買電電力量に応じて IPP の収益が変動するため、特にピーク型やミドル型では固定費を回収できないリスクが伴う。これに対し、図 5.5-6 に示すように、実際の発電量にかかわらず、最低限の固定費の支払いを保証するキャパシティフィーの導入が考えられる。これにより、IPP 事業者が固定費を回収しやすくなり、IPP 事業者のピーク型やミドル型への投資を促すことができると考えられる。

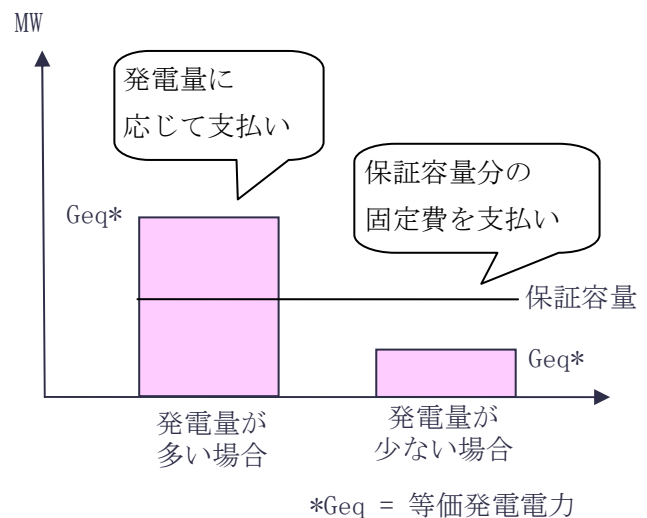


図 5.5-6 キャパシティフィーの概念

異常時の周波数制御

5) 系統周波数特性の計算手法

緊急時の周波数制御のためには、電源脱落のような大幅な出力変化に対する周波数の変化、すなわち系統周波数特性を把握する必要がある。系統周波数特性を考えるにあたっては、電源脱落量そのものの値 (MW/Hz)ではなく、事故発生時の系統容量を考慮し、電源脱落量を系統容量に対する割合 (%MW/Hz)で表わす必要がある。

また、過去の電源脱落時のデータをもとに系統周波数特性を計算する際、データを二乗平均 (RMS)で処理する場合と、ワーストケースで処理する場合には大きな違いがある。PLN の電源脱落事故実績に対して、系統周波数特性を求めるためにデータ処理を実施した結果を図 5.5-7 に示す。同図に示すように、過去の実績データを RMS で処理した場合、系統定数は $K=4.3(\%MW/Hz)$ となるが、ワーストケースで処理した場合には、系統定数は $K=1.1(\%MW/Hz)$ となる。これは、現在 PLN で実施している RMS による処理が安全側ではないことを意味している。したがって、系統周波数定数を定める際には、RMS により算出された値そのものではなく、メーター誤差や過去の実績データを参考にして、一定の裕度をもった値を採用する必要がある。

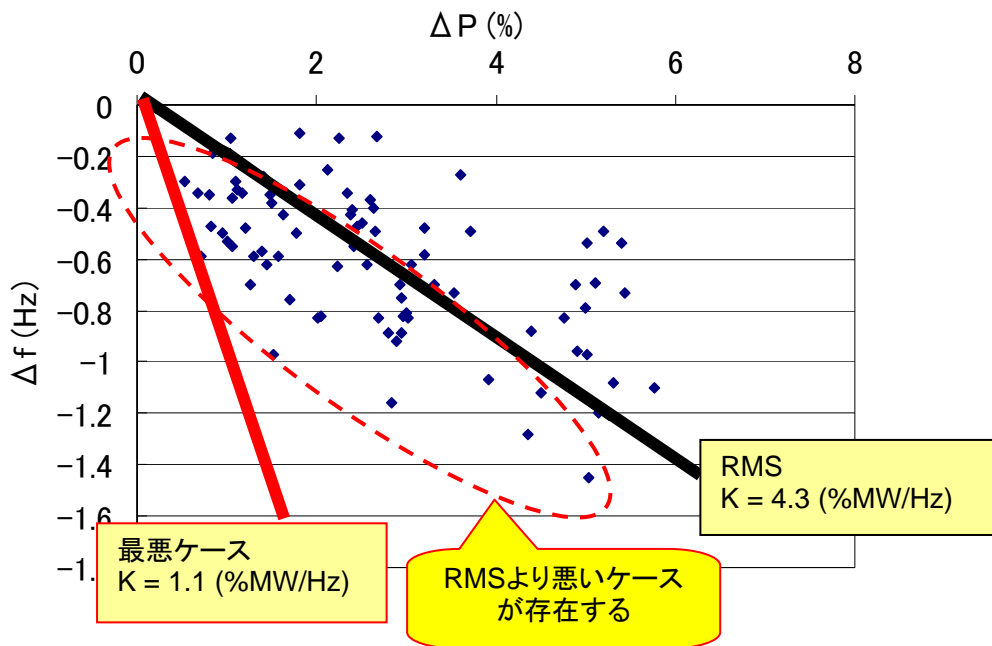


図 5.5-7 系統周波数定数の計算例

6) 系統周波数特性における K_G と K_L の考慮

系統周波数特性を厳密に把握しようとする場合、電源脱落量に応じたガバナフリー容量の影響を考慮する必要がある。電源脱落時のような大幅な周波数低下時には、ガバナフリー発電機は周波数低下に応じて出力を増加するが、さらに周波数が低下すると

ガバナフリー発電機は上限に達し、運転余力をすべて出し切ってしまう。
すなわち、系統周波数特性 K は、ガバナフリー発電機が運転余力を出し切るまでは、

$$K = K_L + K_G$$

(K_L : 負荷周波数特性、 K_G : 発電機周波数特性)

で表され、運転余力を出し切った後は、

$$K = K_L$$

となる。

検討の具体例として、2006年の電源脱落事故実績に対して、データ処理を実施した結果を以下に記す。周波数低下0.15Hzまではガバナフリーの効果があるとすると、

$f \leq 0.15$ のとき

$$\Delta P = (K_L + K_G) \times \Delta f$$

$f > 0.15$ のとき

$$\Delta P = K_L \times \Delta f + 0.15 \times K_G$$

と表現できる。

$f > 0.15$ のときの実績に対してデータ処理を実施し、最小二乗平均によって線形近似式を求めると、以下のようになる。

$$\Delta P = 3.9 \times \Delta f + 0.3$$

よって $K_L = 3.9$ (%MW/Hz)

また、 $K_G = 0.3/0.15 = 2.0$ (%MW/Hz)

なお、グリッドコードにおいて調定率5%と規定されていることから、連系している発電機全てがガバナフリー容量を確保している場合、理論上は、

$$K_G (\text{理論値}) = 1/0.05/50 \times 100 = 40 (\text{\%MW/Hz})$$

となる。しかしながら、上記のように、実測データに基づく計算値は $K_G = 2.0$ (%MW/Hz)となっている。これは、実系統におけるガバナフリー容量が極めて少ないことを示唆している。

電源脱落事故の実測データ、および算出した系統周波数特性を下図に示す。

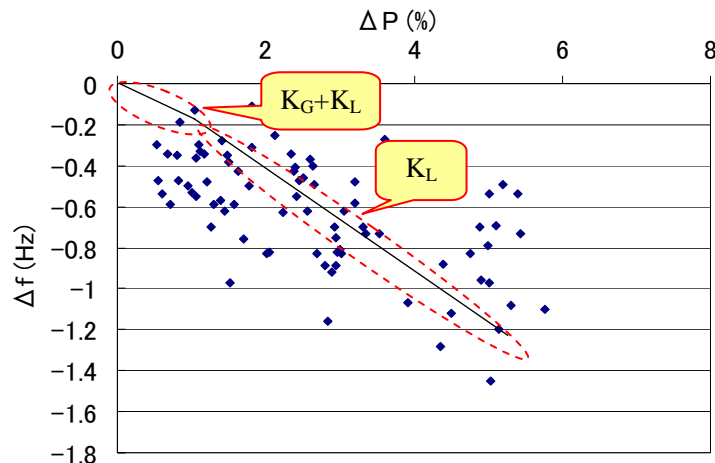


図 5.5-8 K_G と K_L を考慮した系統周波数特性

より適正な負荷遮断量の検討を行うためには、実際に保有しているガバナフリー容量を考慮した系統周波数特性を算出し、適正量を検討する必要がある。

5.5.3 停 電

2.4.6 章で言及したように、ジャマリ地域において停電が頻発している主な原因は、設備の問題によるものである。停電に関する改善策としては、以下の項目を挙げることができる。

- 1) 同機種対策
- 2) 品質管理システムの構築
- 3) 製造者との協力
- 4) N-1 基準違反箇所への計画的設備導入
- 5) 系統周波数定数の適切な計算
- 6) 事故波及防止リレーの導入

以下のそれぞれの項目の詳細を記す。

(1) 同機種対策

設備の故障に対しては、同機種対策が有効である。ある機器に故障が発生した場合、健全である同種の機器にも近い将来、同様の故障が発生する可能性がある。このため、故障の原因究明の後、故障の発生した機器自体だけではなく、同機種全体に対策を実施することが肝要である。

ある設備に故障が発生した場合の同機種対策の必要性については、以下の観点から検討することができる。

- ・ 事故の影響度
 - 供給支障が発生した、もしくは発生する可能性があった
- ・ 故障の状況
 - 故障箇所：部品の汎用性および重要性（主要部位または付属品）
 - 故障原因：性能不備、人的原因、自然現象
 - 故障様相：著しい機能低下の有無
- ・ 再発可能性および影響度
 - 可能性：発生頻度の大小
 - 影響度：主要機器（変圧器、遮断器等）、電圧レベル
 - 発見難易度：巡視・点検・監視による発見可能性

検討の結果、同種機器に再発防止のための対策が必要と考えられる場合、対象範囲や緊急度を考慮のうえ、対策を実施する。このような同機種対策を実施するためには、全機器の型式、メーカー、設置年度などの仕様を確実に管理していく必要がある。

(2) 品質管理システムの構築

設備の故障の原因として、設備納入時での性能不足も考えられる。入札仕様書の要求事項を高めるとともに、故障率の高い製造者を把握して入札評価時に考慮することにより、品質の高い製造者による納入を促すことが考えられる。現状では、品質の悪いメーカーを入札から直ちに排除していくことは難しいと考えられるが、納入された機器に関する事故実績や品質を管理していくことにより、品質の悪い製造者を把握していくことが重要である。

製造者の品質を高く維持するためには、品質管理システムの構築が求められる。機器採用時の品質管理システムの例を下図に示す。

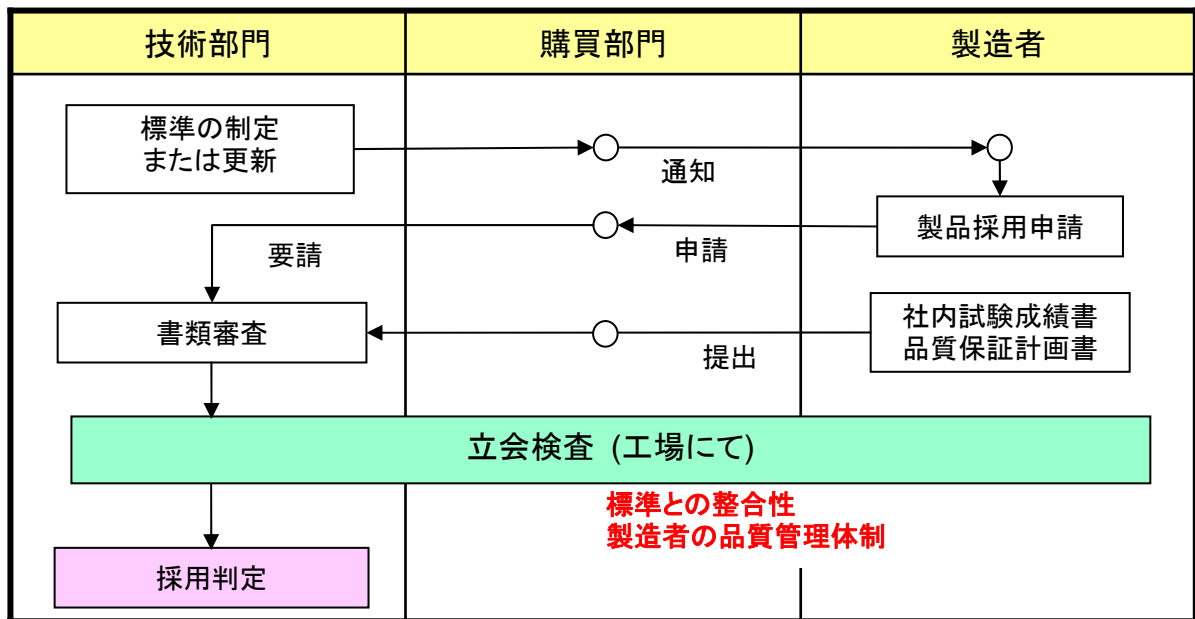


図 5.5-9 品質管理システムの概要(機器採用時)

ある機器のための標準仕様書が制定された、もしくは更新された場合、購買部門を通じて製造者に対して通知される。製造者は通知を受けたのち、自社製品の採用申請を提出することができる。採用申請とともに、製造者における社内試験成績書が提出され、技術部門において標準仕様書への適合性が審査される。さらに、製造者からは自社内の品質管理体制を記載した品質保証計画書が提出され、技術部門において品質管理体制の良否が検討される。

書類審査が合格であれば、電力会社の立会いの下、製造者の工場における立会試験が実施される。この試験では、製品の標準仕様書への適合性ならびに品質管理体制が実際に電力会社社員により確認される。試験の結果に基づき、製品の採用の是非が決定され、購買部門は製造者からの製品を購入することができる。

このような品質管理システムは製品の新規採用時に限ったものではなく、継続的な採用のためには定期的な検査が実施されるべきである。図 5.5-10 に定期的な品質管理検査の概念

を示す。毎年、技術部門は定期的な品質管理検査の対象物品を選定し、試験計画を立案する。対象となった物品に対して、製造者から品質保証計画書を提出させ、必要に応じて製造者における立会検査を実施する。書類審査ならびに立会検査において是正項目があれば、製造者はこれを是正する必要がある。検査結果および製造者の改善状況を考慮し、技術部門は継続採用の可否を判断する。不合格の場合、製造者は製品の採用を取り消され、以後製品の納入が不可となる。遮断器など主要な機器に対しては、このような品質管理検査が3～5年の周期で実施されるのが望ましい。

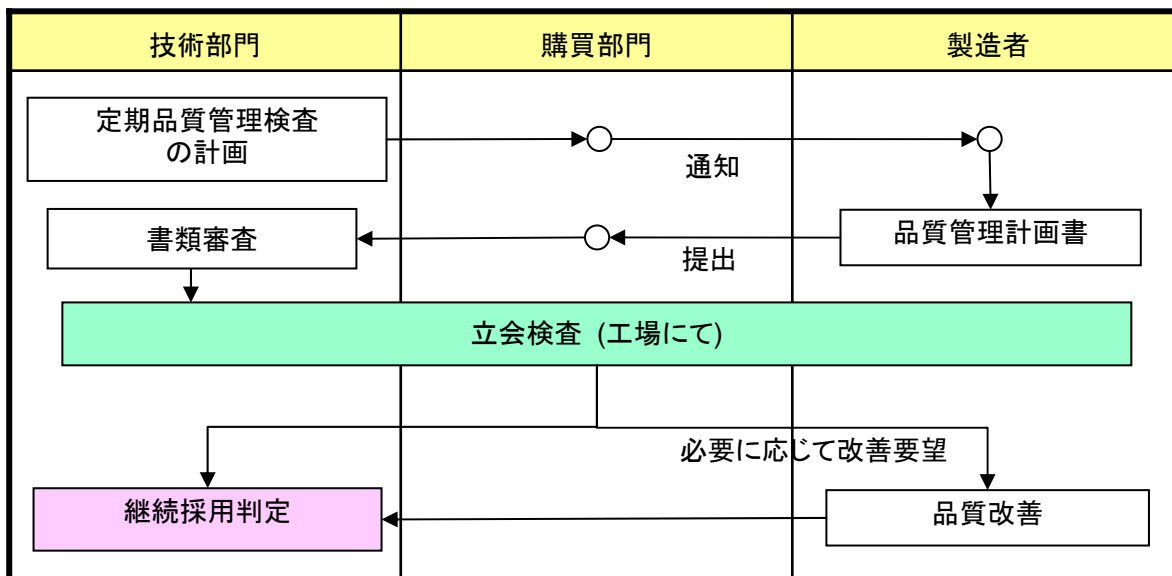


図 5.5-10 品質管理システムの概要(定期検査)

(3) 製造者との協力

PLN に納入実績のある製造者は極めて多数にのぼっており、PLN は全ての製造者からは十分なサポートを得られていない。納入される製品の品質を高めるとともに、製造者からの継続的なサポートを得るためには、製造者との協力関係を保つことが欠かせない。現在は多数の機器が海外から納入されているが、将来的には高品質な製品がインドネシア国内から調達されることが望ましく、そのためにはインドネシアに工場や事業所がある製造者との協力が不可欠となる。

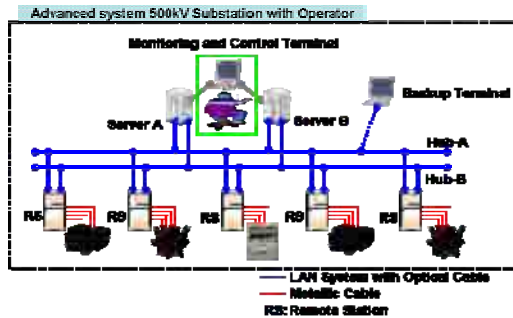
製造者との協力体制を築くためには、電力会社と製造者と共同での研究や技術開発が有効と考えられる。日本では従来から、図 5.5-11 に示すように、製造者との共同開発により電力会社のニーズに応じた数多くの新技術が開発されるとともに、製造者との協力関係が構築されてきた。納入される製品の品質を高めるとともに、製造者からの十分かつ継続的なサポートを得るために、製造者と協力していくことが重要である。



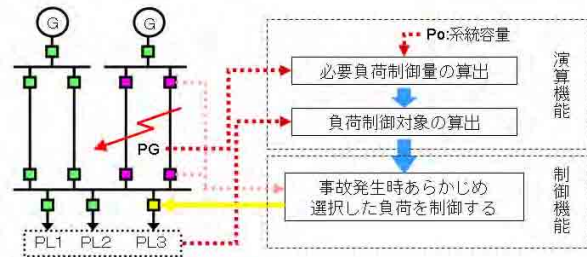
避雷装置



機器の評価アルゴリズム



LAN型監視制御システム



予測制御装置

図 5.5-11 日本における製造者との共同開発例

(4) N-1 基準に基づく計画的な設備導入

PLN では、N-1 基準を満たさない箇所へのやむを得ない措置として、OLS（過負荷時負荷遮断システム）が使用されており、その結果 OLS による停電が多数発生している。本来は N-1 基準を満たすよう、電源設備や流通設備を計画的に導入していく必要がある。

(5) 系統周波数定数の適切な計算

負荷制限については、十分な供給力を確保する一方、前述のように系統周波数定数の適切な計算を通じて負荷遮断量を検討する必要がある。

(6) 事故波及防止リレーの導入

系統に重大な事故が発生した場合、事故の影響範囲を最小限にとどめることも重要である。ジャマラ地域には周波数低下時負荷遮断リレーなど基本的な保護装置は導入されているが、事故波及防止という観点では改善の余地があり、日本で既に実用化されている事故波及防止リレーの導入が推奨される。事故波及防止リレーの一つとして、予測制御装置 (Special Protection Scheme : SPS) の導入が考えられる。

予測制御装置がない場合、大規模電源の脱落や複数送電線のトリップなど、系統に大規模事故が発生した場合、需給バランスが崩れて周波数が大幅に低下する場合がある。周波数低下が著しい場合、周波数低下時負荷遮断リレーにより大規模な負荷遮断が実施され、停電範囲が広範囲かつ大規模に及ぶ。これに対し予測制御装置では、図 5.5-12 に示すように、

特定の大規模事故が発生した場合、事前の計算値をもとに、必要となる負荷を遮断する。大規模な事故が発生した場合の SPS の有無による周波数変動の違いを図 5.5-13 に示す。SPS がない場合、周波数低下時負荷遮断リレー(UFR)により負荷遮断が行われることによって周波数が回復するが、周波数低下を検出後に負荷を遮断するため負荷遮断量が多くなる可能性がある。これに対し、SPS では、事故発生の際に、あらかじめ計算された適量負荷を素早く遮断するため、結果的に負荷遮断量を少なくし、復旧時間も早めることができる可能性がある。

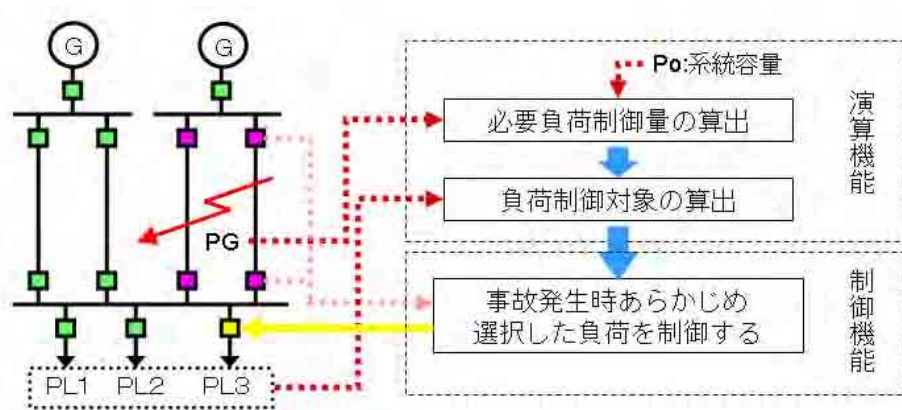


図 5.5-12 予測制御装置の概要

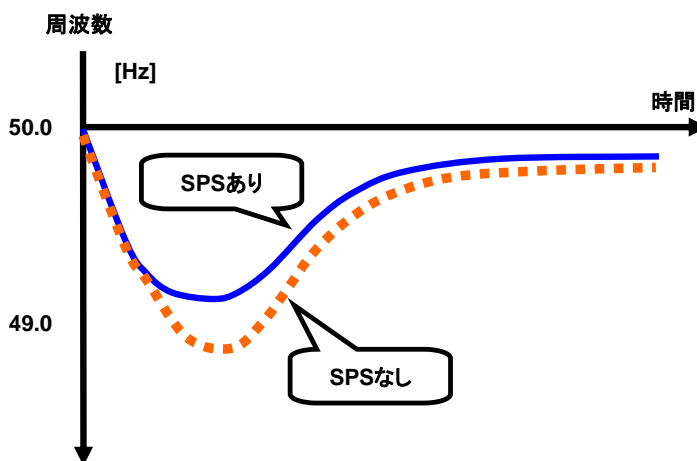


図 5.5-13 予測制御装置の効果

予測制御装置の導入に際しては、以下の項目を検討する必要がある。

- ・他の保護装置（周波数低下時負荷遮断リレー等）との役割分担
- ・仕上がり周波数の目標値
- ・保護対象とする事故事象（母線故障、複数ユニット故障、多ルート断など）
- ・親装置、事故検出装置、負荷制限装置の設置個所
- ・負荷制限対象の選定方法
- ・系統周波数特性の精査

6. 提 言

6.1. 今後の課題と対策

これまでの調査結果を踏まえ、今後最適電力開発計画を推進していくために、インドネシア政府や発電会社が特に認識すべき課題と取るべき対策は以下のようにまとめられる。特に、至近年の計画については、今からその準備に取りかかる必要がある。

6.1.1 電源の開発

(1) 石炭火力

- 新規に 29 地点が必要となる。用地買収の可能性も含めて候補地点の抽出を速やかに開始すべきである。
- 中間負荷対応の運転が期待されるほか、高熱効率は燃料消費量削減や大気汚染物質の排出量削減にも繋がるので、既に技術的にも実証されている超臨界圧石炭火力発電の導入の検討を推奨する。
- 低品位炭の有効利用。低品位炭は長期の保管・輸送には適さないため、Kalimantan や Sumatra の山元石炭火力発電所を開発する。低品位炭での制約を緩和するため、一般炭と混合して低品位炭を利用することが考えられる。
- 同熱量当たりの LRC 価格は HSD や MFO より相当安く、しかも LRC は国内で調達できるため、運転費削減という面からも HSD 及び MFO 焚きの火力発電所を解体し、LRC 焚き火力発電所を建設することも検討する。
- 石炭火力は今後大気汚染が懸念されるため、「6.1.2 章 環境 (1) 大気汚染」で指摘されるような対策が必要となる。

(2) ジャワ・スマトラ連系送電線

- ジャワ・スマトラ連系送電線が予定通り 2014 年にジャマリ系統に接続されるよう、PLN は IPP 石炭火力の実施スケジュール管理を徹底する必要がある。

(3) 地 熱

地熱に関しては、インドネシア国は世界最大の地熱資源の賦存量を有し、政府はエネルギー政策上も今後の地熱開発を重要視している一方で、関連施行規則等の整備が遅れており、地熱事業への民間参入は極めて不確実性の高い状態にある。今後の地熱開発を促進する上で、早急な制度の整備とそれによる民間投資リスクの軽減が求められる。

制度の整備

- 地熱資源の開発は地方政府の主導により推進されるが、地熱開発免許の入札にかかる標準手続きは定められておらず、制度リスクが存在する。入札プロセス、入札者の審査基準、入札図書で提供される情報等、標準手続きを作成すべきである。
- 上記の制度整備において、事業計画や評価基準等に対し地熱事業のノウハウを有する PLN が技術的支援を行うことが有益であると考えられる。
- 森林保護区内の計画について、入札後に開発不可（事業中止）となる可能性がないよう、計画初期段階で開発の可否が確認できるような横断的な調整機関の設置などの制度改善が必要である。
- 低リスク、低開発コストの地点開発を促進するためには、複数の候補地から応募者が地点を選択して入札する方式が有効である。

リスクの軽減

- 地熱開発リスクのなかでも民間開発者が負担している探査のリスクが大きく、民間開発者の地熱事業への関心を削ぐ結果となっている。入札前に PLN 或いは地方政府等が事前 F/S レベルの調査を実施することが望ましい。
- 入札前の事前調査が特に地方政府にとって財政上の負担となる場合は、リボルビングファンドなどの設立により、調査公示に係る地方政府の資金調達を容易にすることが有益である。

地熱開発技術の蓄積

- PLN は地熱事業のノウハウを有しており、今後とも地熱開発の技術的中核は PLN に存在するべきである。必要に応じ PLN に対して最新技術の導入支援や財政的支援を検討すべきである。

(4) 原子力

- 原子力発電所の遅延・延期の場合の対応として、代替火力発電所の検討もすべきである。

(5) ガス火力

- パイプラインガスによる発電所の負荷能力を向上する（圧縮天然ガス(CNG)貯蔵システムにより、ミドルおよびピークロード対応を可能とする）。
- 輸出が困難な中小規模ガス田（LNG に適しない）の開発を促進し、CNG 輸送船による中短距離のガス輸送と HSD 焚き PLTG のガス焚き化および PLTGU（排熱回収ボイラの追加設置によるコンバインドサイクル）化を図る。

(6) 水力

- 国産エネルギーとしての水力ポテンシャルの再評価を行う必要がある。

- 2020年以降、廉価な揚水原資を提供する石炭火力や原子力発電所の導入により、揚水発電所がフル稼働で運転されていることが分かる。揚水発電所は建設に長期間要することから早期に調査開始すべきである。

(7) 太陽光・風力

- MEMR は太陽光・風力発電の普及及び投資への具体的な奨励策を策定する必要がある
- MEMR には環境省と協力して環境評価ガイドラインや基準を作成することが求められる。
- 化石燃料の輸出関税等を原資とした新エネ促進のためのファンド（特別会計）の創設と、そこからの新エネ発電設備整備者への補助の支給が考えられる。
- その他、無利子融資や税制上の優遇策などが考えられる。

(8) 電源全般

- 気候変動に対応するため、省エネ促進や、再生可能エネルギー促進に取り組む（補填対応他）。
- 電源立地のため補助金制度等を導入することによって開発地点の地域振興を図る。
- 用地取得における入札実施者のより積極的な関与と事業者との責任の分担を図る。
- 独立機関により入札プロセスを監視する。
- 入札プロセスの継続的な改善。特に地方政府の実施する入札や新規参入の促進へ配慮する。
- 遅延発生事例を分析しその問題を解消する。
- 系統運用での改善策を踏まえて入札時の技術要件を設定する。

6.1.2 環 境

(1) 大気汚染

- 石炭火力発電所の立地選定にあたっては、建設候補地における現状の大気汚染レベルを把握した上で、更なる汚染負荷の受容が可能かどうかを判断すべきである。
- 大気汚染が進んでいる地域に発電所を建設する場合には、脱硫装置や脱硝装置、電気集塵機等の導入を検討すべきである。
- 連続監視モニタリングを実施する。

(2) 温排水と海洋環境

- 火力発電や原子力発電といった大量の温排水を排出する電源が過半数を占めている。ジャマリ地域にはサンゴ礁が発達している海域が多いため、温排水のサンゴへの影響につ

いては特に留意しなければならない。

- 冷却水の放水温度を 2°C（日本では 6°C 程度）に制限しており、現実性に乏しく、温排水拡散シミュレーションによる評価制度などへの移行が望まれる。

(3) CO₂の排出

- 将来、法的拘束力を持った温室効果ガスの排出削減目標がインドネシアに設定された場合には、火力発電の発電効率を上げてCO₂発生量を削減したり、植林を行って大気中のCO₂を固定したりすることが必要になる。

(4) 水力の貯水池環境管理

- 貯水池式水力発電は、貯水池の水質が悪化した場合には、温室効果の強いメタンを放出することが分かっている。貯水池周辺からの生活排水の垂れ流しによる富栄養化の発生を防止し、貯水池の水質悪化を防ぐための取り組みが求められる。

(5) 原子力産業廃棄物

- 原子力発電に使用した使用済み核燃料を適切に処理することが求められる。

6.1.3 民間投資促進

(1) 小売電力料金の設定

- 補助対象をカテゴリ-R-1 に限定するなどの方法で、料金収入の増大と政府からの補助額を削減する必要がある。
- 投資資金需要の増加に備えるため、BPP 算出方法見直し等によって PLN の収入増大を図る必要がある。
- 政府の料金設定責任の下で、燃料価格等の価格変動を速やかに電力料金に反映させられる仕組みの確保等を検討し、早急に実現する必要がある。

(2) 事業スケジュールの遵守

- 過去の事業遅延の原因について調査を行い、対策をとることが必要である。
- 特に海外からの融資に係る手続きのストリームライン化が必要である。

(3) IPP の基準価格

- 発電所運用に配慮した PPA 単価の基準価格の見直しが必要である。
- IPP 地熱発電所の PPA 単価の制限が、地域の発電基準コストや地熱開発コストの面から開発の制約とならないようモニタリングを行い、必要により調整を行うことが重要である。

(4) 国内の資源の利用促進と投資費における内貨割合の増加

- より高い内貨比率を評価する入札方式の導入を検討する。

(5) 外資の出資制限にかかる制度の評価

- 発電事業を行う外国資本に対する出資比率制限が外資の投資意欲を低下させていることが懸念されるため、同制度が、電源整備における民間投資の促進および国内産業の振興の双方に対して有効であるかどうかの検証が求められる。

6.1.4 送電線の増強計画**(1) 用地の確保**

- 送変電設備の建設（工程）に支障が発生しないように、送変電設備の用地を事前に確保する。

(2) 大規模停電事故の回避策

- 簡易転送負荷遮断等の導入による周波数低下防止強化策を検討する。
- 系統分離装置の導入による全系統停電事故の防止策を検討する。

(3) 送電・配電系統への上位電圧導入**(4) 深夜のガバナフリー容量の確保**

- 原子力発電導入等でベース電源硬直化、深夜電力の品質向上要請等に対応するため、可変速揚水発電機導入等によるガバナフリー容量の確保を検討する。

(5) 負荷集中地域（ジャカルタ特別州）への電力供給方式の検討

- 負荷の高密度集中地域については、中間電圧上昇あるいは 500 kV 電圧直接導入検討を含め、総合的に経済的な供給方法の検討を推奨する。

(6) ジャワ・スマトラの連系

- ジャワースマトラ連系線がルート遮断された場合、スマトラ系統の周波数上昇が懸念されるため、周波数上昇抑制対策を検討しておく必要がある。

(7) その他

- 今後相当量の調相設備導入が必要であり、全体及び地域からみた調相設備バランス・設置位置等を検討する必要がある。

- 150 kV 以下の負荷供給設備について、手動操作による回避は時間的に不可能であるため、特定箇所への自動電圧制御装置（SVC 等）や電圧低下リレーによる遮断装置の設置を検討する。

6.1.5 系統運用改善策

(1) 系統運用面での現状分析結果

- 電圧・周波数・停電が系統運用面での主な課題であり、それぞれの観点からみた系統運用改善策は下記のようにまとめられる。

(2) 電 圧

- ジャマリ地域における系統電圧低下の原因は、電圧を適正に維持するための無効電力供給源の根本的な不足、ならびに既存の無効電力供給源を有効に活用しきれていないことにある。このような要因に対して、短期および長期の改善策が考えられる。
- 短期的対策としては、既存の発電機の無効電力供給能力を活用するため、系統基準電圧上昇および無効電力供給に関するインセンティブやペナルティの導入がある。
- 長期的対策としては、調相設備計画の立案が必要となる。また、電圧変動への対応としては、a) 昇圧用変圧器のオンロードタップ化、および b) PSVR の導入が考えられる。

(3) 周波数

- 周波数変動に対する改善策は、常時の周波数制御に関するものと、異常時の周波数制御に関するものに分類することができる。
- 常時の周波数制御に関しては、a) ペナルティの設定、b) 運用パターン別入札、c) ミドルおよびピーク対応料金の設定、および d) キャパシティブの導入が挙げられる。
- 異常時の周波数制御に関しては、系統周波数特性の計算手法改善および系統周波数特性における K_G と K_L の考慮が挙げられる。

(4) 停 電

- ジャマリ地域において停電が頻発している主な原因は、設備の問題である。
- 停電に関する改善策としては、a) 同機種対策、b) 品質管理システムの構築、c) 製造者との協力、d) N-1 基準違反箇所への計画的設備導入、e) 系統周波数定数の適切な計算、および f) 事故波及防止リレーの導入が考えられる。