

4.4. 戦略的環境影響評価

4.4.1 戦略的環境影響評価に係る法制度

インドネシアには現在、戦略的環境影響評価 (SEA) を規定した法令はない。個別のプロジェクトを対象とした通常的环境影響評価を規定した環境管理法 (法 1997 年 23 号) があるのみである。同法の第 15 条では、環境に重大な影響をもたらす可能性がある事業について、環境影響評価を実施することを義務付けている。

インドネシア環境省では現在、現行の環境管理法を修正して、環境影響評価制度に戦略的環境影響評価を取り込むことを目指している。環境管理法の修正案を起草中であり、来年初めまでには修正案をまとめる予定である。現在、Draft SEA Policy を策定中であるが、SEA Policy の策定委員会は、BAPPENAS 及び環境省、公共事業省、内務省から構成されている。環境管理法を修正して戦略的環境影響評価の実施を規定する条文を挿入した上で、それに基づいて大統領令を公布して、各省や自治体が政策や計画、プログラム (Policy, Plan, Program) を策定する際に戦略的環境影響評価を実施することを求めることにしている。評価すべき要素や評価方法といった具体的な戦略的環境影響評価の実施内容は環境省令で規定する予定にしている。環境管理法の修正案や大統領令案及び環境省令案は、現在いずれも起草中であり、3 つ同時の公布を目指している。

インドネシア環境省によれば、自治体が大学の協力を得て地域開発計画に関する「戦略的環境影響評価」を実施した事例が、2000 年以降 11 件ある。しかしながら、これらは自主的に行われたもので、環境影響評価の手続きである「AMDAL 手続き」に従って実施されたものではない。

4.4.2 ジャマリ地域最適電力開発計画調査における戦略的環境影響評価の特殊性

電力開発シナリオの策定では、各シナリオにおいて具体的な電源構成は提案されるものの、個々の発電所の立地候補地点については、2017 年以降に関してはほとんど特定されない。これらの電源がジャマリ地域に配置されることが分かっているのみで、2017 年以降の電力開発シナリオには、個別の発電所の立地についての提案はほとんど含まれない。一方、2016 年までに建設される発電所に関しては、その多くについて建設予定地が特定されている (これらの発電所と保護区との関係については、「4.4.3 保護区並びに絶滅危惧種/貴重種/希少種の生息地の回避」参照) が、全てのシナリオにおいて 2016 年までの部分は同一であり、各シナリオ間で投入される発電所に違いはない。今回の戦略的環境影響評価では、投入される発電所がシナリオ間で異なる 2017 以降については、個々の発電所の立地地域がほとんど特定されないため、自然環境や社会環境の面からシナリオを定量的に比較評価することは困難である。なお、電源開発シナリオの策定にあたっては、自然環境や社会環境への影響についての定性的な検討を行った (「4.4.5 電源開発シナリオ策定にあたっての自然環境面及び社会環境面からの留意点」参照)。

以下では、ジャマリ地域全般に係わる環境面の制約や留意点について述べるとともに、各電源自体が持つ環境特性に起因する問題やその対策についてまとめた。また、ファストトラックプログラムの石炭焚発電所を含む火力発電所に関する環境影響評価書や環境モニタリング報告書等のレビューを行って、インドネシアでの電源開発における環境保護の面からの問題点を明らかにし、提言を行った。

4.4.3 保護区並びに絶滅危惧種／貴重種／希少種の生息地の回避

発電所の建設や送電線の敷設の候補地選定にあたっては、法令で指定された保護区や絶滅危惧種／貴重種／希少種の生息地を避けることが望ましい。技術的見地からこれらの地域での立地が不可欠とされる場合には、発電所の建設や送電線の敷設による影響を十分に予測評価した上で、影響の回避／削減／緩和が可能かどうかを検討して、建設や敷設の可否を判断すべきである。

ジャワ島の自然環境は多様性に富んでおり、植生は図 4.4-1 に示すように、中央山脈の裾野と海岸沿いの平野で豊かである。ほぼ 500m 以下のこれらの地域には、さまざまな種類の草花のほか、ヤシ、タケ、アカシア、ゴム、チークなど多くの樹木が繁茂している。島の面積の約 4 分の 1 が森林に覆われている。また、ジャワ島は動物相も多様である。特徴的なのは、ジャワサイ、トラ、ヒョウ、キツネザル等である。下図から明らかなように、ジャマリ地域には顕著なマングローブ林は分布していない。



出典：林業省

図 4.4-1 ジャマリ地域の植生図

ジャマリ地域には多くの国立公園や自然保護区があり、その中でも世界遺産に登録されているUjung Kulon国立公園（ジャワ島西部、図 2.4-34 (2/2)参照）では、熱帯性植物が生い茂っている。同国立公園は、貴重な生物の生息地になっており、絶滅が非常に危惧されているジャワサイやバンテン（野生牛）、カニクイザルなどが生息している。

図 4.4-2 に示すように、インドネシアでは各地でサンゴ礁が見られるが、ジャワの南海岸では、Panaitan 島や Pangandaran、Pangumbahan や Parangtritis のような特定の場所にしか裾礁が発達していない。最も大規模にサンゴ礁が発達しているのは、東部ジャワ州の Grajagan 沿岸と Watu Ulo から Blambangan 半島にかけての地域である。これに比べてジャワの北海

岸は、Banten 湾と Jepara 湾を除くと裾礁が発達しない。



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

図 4.4-2 インドネシアにおけるサンゴ礁の分布

発電所の建設や送電線の敷設を避けるべきジャマリ地域の保護区については、表 2.4-32 並びに図 2.4-34 (1/2)および図 2.4-34 (2/2)に示した通りである。インドネシアの保護区は、林業法 (法 1999 年 41 号) に基づいて設定されるが、同法は、保護区内で開発行為を行う場合には、林業大臣に申請を行い許可を得なければならないと規定している。しかしながら、同省の保護区担当者によれば、実際の運用にあたっては、保護区内での発電所の建設は、地熱発電所の建設といった例外的な場合を除いて建設が認められていない。保護区内での産業施設の設置は、原則として認めないというのが林業省の基本方針である。そのため、保護区内での開発行為に関する申請がなされた場合の、具体的な審査手続きを定めた規則はない。審査期間についての法的制限も規定されていないため、開発申請を行っても、多くが棚ざらしになっているのが現状である。保護区内での地熱発電所の建設申請に関しても、審査結果が出るまでに非常に長い期間が掛かっており、また必ずしも申請が許可されるわけではない。

バリ島の Bali Barat 国立公園内に IPP が計画している Bedugul 地熱発電所 (10 MW) は、2010 年の運転開始を目指しているものの、依然として林業省からの許可が下りていない。また、西ジャワ州の Kamojang 地熱発電所は保護区の中にあるため、保護区が設定される以前から運転を行っていた 1~4 号機は、今後も運転を継続することが認められているものの、保護区の指定以降に開発申請を行った 5 号機及び 6 号機の増設については、林業省からの許可が得られず、最近になって取り止めとなった。

インドネシアの国家電源開発計画である RUPTL において建設が確約されている新設の発電所 (PLN が建設するファストトラックプログラムの石炭焚発電所については、「2.4.9 環境社会配慮」参照) について見てみると、これらの位置を示した図は縮尺が小さ過ぎて、保護区との関係性を評価できなかったものの、PLN の関係者は、Cirebon 石炭焚発電所 (600

MW ; 2011 年運開予定) 並びに Bali Utara 石炭焚発電所 (2010 年に 130 MW × 2 基、2011 年に 130 MW 運開予定)、Patuha 地熱発電所 (2010 年に 60 MW、2011 年に 60 MW × 2 基運開予定) 及び Dieng 地熱発電所 (30 MW × 2 基 ; 2010 年運開予定)、Windu 地熱発電所 (110 MW ; 2012 年運開予定) が保護区の外に立地していることを確認した。これらの発電所は、いずれも IPP が計画しているものである。

貯水池式の水力発電所としては、IPP が計画している Rajamandala 水力発電所 (47 MW ; 2012 年運開予定) 並びに公共事業省が既に建設中の多目的 Jatigede 水力発電所 (55 MW × 2 基 ; 2015 年運開予定) の運開が確定しているが、これらについても、PLN の関係者は、保護区には立地していないことを確認している。Rajamandala 水力発電所については、その位置図 (「HYDRO INVENTORY AND PRE-FEASIBILITY STUDIES – NIPPON KOEI CO., LTD. June 1999」参照) から、当該発電所が保護区内には立地していないことを確認することができる。

また、本調査では、RUPTL には掲載されていないものの、貯水池式水力発電開発に有望な地点として、(2020 年の運開を前提に) Cimandiri (238 MW) 並びに Muang (360 MW)、Cibuni-3 (172 MW)、Cipasang (400 MW) の 4 地点を全ての電源開発シナリオに含めている。Cipasang を除く 3 地点については、その位置図 (「HYDRO INVENTORY AND PRE-FEASIBILITY STUDIES – NIPPON KOEI CO., LTD. June 1999」参照) から、保護区内には立地していないことが明らかである。

揚水発電に関しては、RUPTL に記載されている Upper Cisokan (2015 年及び 2016 年に各 500 MW 運開予定) 並びに RUPTL には載っていない Matenggeng (1,000 MW ; 2019 年運開を前提) および Grindulu (1,000 MW ; 2019 年運開を前提) の 3 地点を全ての電源開発シナリオに含めている。これらの揚水発電所の建設候補地については、その位置図 (「HYDRO INVENTORY AND PRE-FEASIBILITY STUDIES – NIPPON KOEI CO., LTD. June 1999」参照) から、保護区内には立地していないことを確認できる。Upper Cisokan 揚水発電所は、建設開始が予定されている。

4.4.4 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

代替電力開発シナリオの策定にあたって検討の対象となる各種電源並びに送電等 (ゼロ案を含む) について、電源種別ごとの (保護区への立地の可能性を除く) 環境上の問題点とその対策について以下に示す。

(1) 流れ込み式水力発電

1) 問題点

流れ込み式の水力発電所の建設にあたっては、導水管や発電所を地上に設置する場合

には、住民の移転を要する場合がある。しかしながら、その場合でも、移転しなければならない住民は、貯水池式の水力発電所に比べれば少数である。また、流れ込み式水力発電に特徴的な減水区間の出現によって、灌漑用水や生活用水の取水といった減水区間での水利用や河川での漁業に支障が生じて、周辺住民の生活や生計に影響を及ぼす恐れがある。減水区間の出現は、絶滅危惧種/貴重種/希少種の生息に影響を与える可能性もあり、遡河性・降河性魚類の移動を妨げることも考えられる。導水管や発電所の建設は文化財に影響を及ぼす可能性があり、導水管や発電所の出現によって観光資源となっている景観に影響を生じることがあり得る。

開渠や導水管といった線状の構造物の設置は野生動物の移動を制限し、その生息地が分断される恐れがある。また、開渠や導水管に沿って人々の新たな進入路が確保されることによって、密漁や森林破壊を誘発する可能性がある。

流れ込み式の水力発電は化石燃料を燃やすこともなく、メタンを放出する可能性のある貯水池もないため、地球温暖化への影響が極めて少ない発電方式である。しかしながら、工事中の大気汚染や騒音振動、水質汚濁によって周辺の環境に影響を及ぼす恐れがある。

2) 対 策

流れ込み式水力発電所の建設にあたっては、住民が移転を余儀なくされるサイトでの立地は避けることが望ましい。エンジニアリングの見地から止むを得ず住民移転を要するサイトに建設する場合には、発電所建設の必要性について移転対象住民に説明して移転への同意を得た上で、適切な補償を行わなければならない。また、減水予定区間における水利用や漁業についても事前に十分に調査し、これらに必要な最低維持流量を確保する等して、周辺住民の生活や生計への影響を最小限に止める必要がある。減水予定区間に生息する絶滅危惧種/貴重種/希少種（遡河性・降河性魚類を含む）についても事前に十分に調査して、重大な影響を生じないことを確認しておく必要がある。導水管や発電所の建設予定地における文化財の有無や、水力発電所の建設予定地周辺の観光資源としての価値についても事前に十分な調査を行って、これらに重大な影響がないことを確認しておかなければならない。

ジャマリ地域に生息する絶滅危惧種/貴重種/希少種については、一部の国立公園や自然／野生生物保護区において特定の種について調査が行われているのみで、保護区以外の一般の地域におけるこれらの種の生息については、ほとんど調査されていないのが現状である。発電所の建設にあたっては、建設予定地の周辺に生息する野生動物についても十分に調査して、開渠や導水管の設置がこれらの移動を妨げないことを確認する必要がある。開渠や導水管に沿って出現する未開発地域への進入路については、ゲートを設けて立ち入りを制限したり、定期的に見回りを行ったりして密漁や違法伐採を防止しなければならない。

工事中の大気汚染や騒音振動、水質汚濁に関しては、関連する規制基準を満たすよう

に適切な対策を講じる必要がある。

(2) 貯水池式水力発電（揚水発電を含む）

1) 問題点

貯水池の建設にあたって、建設予定地に多数の住民が居住している場合には、大規模な住民移転を必要とする。また、貯水池の湛水期間中には、灌漑用水や生活用水の取水といったダム下流での水利用や漁業、河川交通並びに生態系に影響を及ぼす恐れがある。貯水池の建設によって貴重な文化財が水没する可能性もあり、貯水池の出現によって観光資源となっている景観に影響を生じることがあり得る。一方で、貯水池が観光客を引き付けたり、漁業の機会を提供したりする可能性もある。しかしながら、貯水池の水質が悪化した場合には、灌漑用水や生活用水の取水といった下流での水利用や漁業に影響を及ぼし、周辺住民の生活や生計に影響を与える恐れがある。

2015年に運開予定の西ジャワ州のUpper Cisokan揚水発電所では、987世帯の住民が同発電所によって影響を被り、そのうち511世帯が移転する予定になっている。水田183ha並びに畑148ha、森林189haの合計519haが失われる予定である。

貯水池の建設によって、絶滅危惧種や貴重種、希少種の生息地が水没したり、貴重な生態系が失われたりする可能性がある。また、ダムによって川が寸断されて、船舶の航行ができなくなるだけでなく、遡河性や降河性の魚類の移動も妨げられる恐れがある。貯水池の水質が悪化した場合には、下流の生物に影響を及ぼすことも考えられる。

工事中の大気汚染や騒音振動、濁水等の水質汚濁によって周辺の環境に影響を及ぼす恐れもある。

海水揚水発電の場合には、貯水池から塩水が地下に浸透したり、強風で飛沫が周囲に飛散したりして、塩分に対する耐性のない周辺の生物に重大な影響を与える恐れがある。

貯水池への栄養塩の流入状況によっては、貯水池内で富栄養化が進行し、植物プランクトンや浮き草が大量に発生して死滅し、メタンを発生する可能性がある。ジャマリ地域の主要な大規模水力発電所における貯水池内での富栄養化の現状について調査を行ったところ、西ジャワ州のSaguling水力発電所では、上流域での人口や農地の増大により窒素やリンが貯水池に多量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分かっている (<http://www.ilec.or.jp/database/asi/asi-39.html>)。メタンはCO₂の21倍の地球温暖化効果を持つ温室効果ガスであり、貯水池からのメタンの放出による温室効果が、水力発電による（火力発電の代替を通じての）地球温暖化抑制効果を上回る場合には、貯水池式水力発電所は、むしろ温室効果ガスの排出源になってしまう。

2) 対策

貯水池式水力発電所の建設にあたっては、多数の住民が移転を余儀なくされるサイト

での立地は避けることが望ましい。発電所の建設に先立って、建設の必要性を移転対象住民に説明して移転への同意を得た上で、適切な補償を行わなければならない。また、ダム下流における水利用や漁業、河川交通並びに生態系についても事前に十分に調査して、貯水池の湛水期間中の下流における河川流量の低下による周辺住民の生活や生計、生態系への影響を最小限に止める必要がある。ダムや貯水池、発電所の建設予定地における文化財の有無や、水力発電所の建設予定地周辺の観光資源としての価値についても事前に十分な調査を行って、これらに重大な影響がないことを確認しておかなければならない。住民の生活に不可欠な河川交通がダムによって寸断される場合には、代替の交通手段を提供する必要がある。

ジャマリ地域に生息する絶滅危惧種/貴重種/希少種については、一部の国立公園や自然/野生生物保護区において特定の種について調査が行われているのみで、保護区以外の一般の地域におけるこれらの種の生息については、ほとんど調査されていないのが現状である。発電所の建設にあたっては、建設予定地域に生息する動植物や生態系についても事前に十分に調査して、貯水池等の建設によって、絶滅危惧種や貴重種、希少種、貴重な生態系に重大な影響を及ぼさないことを確認しておかなければならない。また、遡河性や降河性の魚類が川に生息している場合には、必要に応じて、川に沿って移動できるようにダムに魚道を設ける必要がある。

富栄養化等による貯水池の水質の悪化は、下流での水利用や漁業、下流域に生息する生物に影響を与えるだけでなく、温室効果ガスであるメタンの発生に繋がる恐れもあるため、貯水池の水質のモニタリングを行い、必要に応じて周辺地域での排水規制等の対策を講じなければならない。インドネシアは、水温が高く貯水池の水質悪化が生じやすい熱帯地域に位置しているだけでなく、下水処理設備も十分に整備されていないため、周辺地域から多量の栄養塩が貯水池に流入し、植物プランクトンや水草が繁茂して腐り、メタンが発生する可能性は少なくない。

海水揚水発電の場合には、塩水が地下に浸透しないように貯水池の底面や側面にライニングを張ったり、強風で塩水の飛沫が周辺に飛散しないように対策を講じたりして、周囲の植生を塩分から保護しなければならない。

工事中の大気汚染や騒音振動、水質汚濁に関しては、関連する規制基準を満たすように適切な対策を講じる必要がある。

(3) 地熱発電

1) 問題点

発電所および蒸気井の用地取得並びに H_2S の大気中への放出による影響の回避ために、小規模な住民移転を要する場合がある。また、地熱発電所からの H_2S の噴出によって、悪臭や金属の腐食といった住民生活への影響が生じる恐れがある。地熱発電所の建設は文化財に影響を及ぼす可能性があり、発電所の出現によって、観光資源となっている景観に影響を与えることもあり得る。蒸気の抽出に伴って、地盤が沈下する可能性

もある。

地熱発電所から噴出されるH₂Sは、周辺の植生等に影響を及ぼす恐れがある。また、地熱利用に伴う排水中に含まれるヒ素や水銀は、水生生物に影響を与える可能性がある。

地熱発電所からのH₂Sの大気中への放出に対する現在のインドネシアの基準を以下に示す。発電所の運転にあたっては、その時点の基準を遵守しなければならない。なお、各自治体には、国の基準よりも厳しい基準を設定することが認められている。

表 4.4-1 インドネシア地熱発電所排出基準

	硫化水素 (H ₂ S)
基準値 (mg/m ³)	35

出典：環境省令 KEP-13/MENLH/3/1995

地熱発電所からの排水中のヒ素及び水銀に対する現在のインドネシアの排水基準を以下に示す。

表 4.4-2 インドネシア地熱発電所排水基準

	水銀 (Hg)	ヒ素 (As)
基準値 (mg/l)	0.005	0.5

出典：環境省令 No.4 (2007)

地熱発電からは蒸気に含まれるCO₂が大気中へ放出されるものの、その量は化石燃料燃発電と比べれば非常に小さい。

なお、工事中の騒音や振動、水質汚濁によって周辺の環境に影響を及ぼす恐れもある。

2) 対 策

地熱発電所の建設にあたっては、住民が移転を余儀なくされるサイトでの立地は避けることが望ましい。しかしながら、地熱源の分布から止むを得ず住民移転を要するサイトに建設する場合には、発電所建設の必要性について移転対象住民に説明して移転への同意を得た上で、適切な補償を行わなければならない。H₂Sによる悪臭や金属腐食の被害を被る範囲を予測して、必要な住民移転を実施する必要がある。地熱発電所の建設予定地における文化財の有無や、発電所の建設予定地周辺の観光資源としての価値についても事前に十分な調査を行って、これらに重大な影響がないことを確認しておかなければならない。

地熱発電所からのH₂Sは、周辺の住民や植生に影響を及ぼす可能性があるため、蒸気を分析して、H₂Sに関する上記の大気排出基準を遵守しつつ地熱発電所の運転ができることを予め確認した上で建設を開始すべきである。また、地熱利用に伴う排水中に含まれるヒ素や水銀は水生生物に影響を与える恐れがあるため、排水を分析して、これらに関する排水基準（上記参照）を満たせることも事前に確認しておかなければならない。大気中に放出される硫化水素を基準値以下に収まるまで除去したり、排水中のヒ

素や水銀を排水基準値以下の濃度になるまで除去したりするのは、費用効果の点から現実的ではないため、これらの基準値を満足することができる蒸気を抽出できる蒸気井を探すのが一般的である。

工事中の騒音や振動、水質汚濁に関しては、関連する規制基準を満たすように適切な対策を講じる必要がある。

なお、ジャマリでは現在、西ジャワ州で、Tampomas (50 MW) 並びに Cisolok Sukarame (45 MW)、Tangkuban (220 MW)の3ヶ所において地熱発電所の建設がIPPプロジェクトとして進められており、2011年の運転開始が見込まれている。

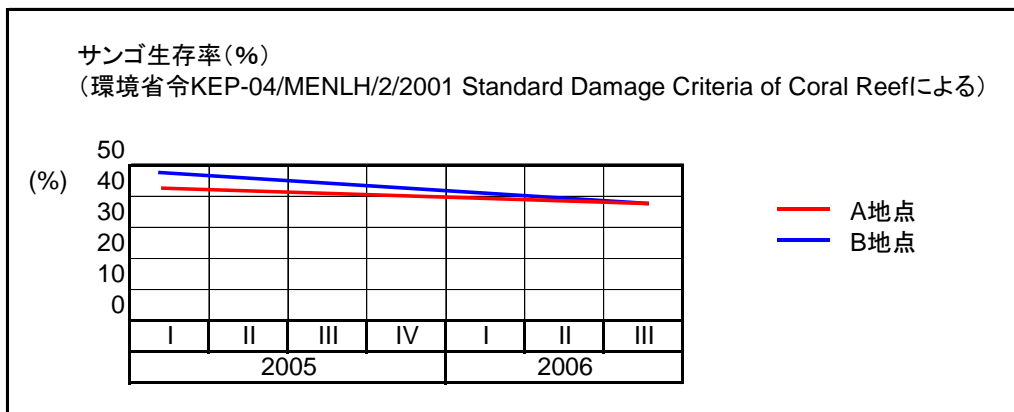
(4) 石炭焚火力発電

1) 問題点

石炭焚火力発電所の建設にあたっては、発電所用地の取得に伴って住民の移転を要する場合がある。また、発電所の建設は文化財に影響を及ぼす可能性がある。発電所の建設のために、絶滅危惧種や貴重種、希少種の生息地や貴重な生態系が失われたり、発電所の出現によって、観光資源となっている景観に影響を生じたりすることもあり得る。

火力発電所や原子力発電所を海岸や大きな河川沿いに立地し、ワンス・スルー方式の冷却システムを採用する場合には、大量の冷却水の取水に伴って、水生生物の卵稚仔を取水連行したり、成魚等が取水口のスクリーンに衝突したりして、絶滅危惧種や貴重種、希少種の生息に影響を及ぼす恐れがある。また、漁獲対象種の繁殖に影響して漁業に影響を与え、地元の漁業者の生活や生計に影響を生じる可能性がある。大量に放出する温排水も、絶滅危惧種や貴重種、希少種といった水生生物の生息に影響を及ぼしたり、漁獲対象種の繁殖に影響して漁獲量を減少させたりする恐れがある。図4.4-2に示したようにジャマリ地域では、沿岸にサンゴ礁が発達している海域があり、温排水の排出予定海域にサンゴが生息している場合には、影響を与える可能性がある。なお、発電所用地や付随する港湾を造成するために埋め立てを行う場合には、水生生物に更なる影響を及ぼす。

ファストトラックプログラムの石炭焚発電所のひとつである Suralaya Baru 発電所は、実際には既設の Suralaya 発電所の拡張である。新 Unit の建設及び運転にあたっては、Suralaya Baru 発電所の環境影響評価として、新たな環境影響評価が実施された。この Suralaya Baru 発電所の環境影響評価書には、既設の Suralaya 発電所周辺 (Kelpa Tujuh 海岸沖の2地点)におけるサンゴの生存状況のモニタリング結果 (図4.4-3参照)が、2005年2月～2006年8月について四半期ごとに示されている。サンゴの生存率は、環境省令 KEP-04/MENLH/2/2001 の Standard Damage Criteria of Coral Reef に従って算定されたものである。



出典： ANALISIS DAMPAK LINGKUNGAN (ANDAL) RENCANA PEMBANGUNAN PLTU I BANTEN DALAM RANGKA PENGEMBANGAN PLTU SURALAYA – PT. INDONESIA POWER UNIT BISNIS PEMBANGKATAN SURALAYA

図 4.4-3 Suralaya 発電所周辺 (Kelapa Tujuh 海岸沖合い) サンゴ生存率

環境影響評価書によれば、Suralaya 発電所から南東約 1.5 km の Kelapa Tujuh 海岸の沖に生息するサンゴの生存率は徐々に低下しており、A 地点及び B 地点それぞれの 2006 年 8 月における生存率は 37.7% と 37.9% である。生存率の悪化に最も影響を与えているのは、水温の上昇と考えられている。水温が 33°C を超えるとサンゴに共生する藻類がポリプから遊離してしまい、サンゴの白化現象が起こって最終的には死滅してしまう。表 4.4-3 に示すように、Kelapa Tujuh 海岸沖の A 地点では、サンゴの生存限界である 33°C が最高水温として度々記録されている。また、A 地点並びに B 地点とも、常に 30°C 以上の最高水温が測定されているが、これは、サンゴの成長に適した 23 ~ 30°C の範囲を上回っている。Kelapa Tujuh 海岸の沖合いにおける水温のモニタリング結果は、当該海域の水温がサンゴの生存には適さない状況になってきていることを示唆している。

表 4.4-3 Suralaya 発電所周辺 (Kelapa Tujuh 海岸沖) における水温モニタリング結果

水温 (°C)	2005								2006					
	I		II		III		IV		I		II		III	
	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
最高水温	33,0	30,0	33,0	31,0	33,0	32,0	32,0	31,0	31,5	32,0	31,0	32,0	33,5	30,0
最低水温	21,0	28,5	28,0	28,0	28,0	28,5	28,5	28,0	28,0	28,0	28,0	28,5	28,0	23,5

A: A 地点、B: B 地点

出典： ANALISIS DAMPAK LINGKUNGAN (ANDAL) RENCANA PEMBANGUNAN PLTU I BANTEN DALAM RANGKA PENGEMBANGAN PLTU SURALAYA – PT. INDONESIA POWER UNIT BISNIS PEMBANGKATAN SURALAYA

上記のサンゴの生存率低下や高い水温が記録されていることは、新設の火力発電所からの更なる温排水の排出による周辺海域での海水温の上昇は、サンゴの生存率の一層の低下につながる恐れがあることを示しており、サンゴの保護の観点からは、Suralaya Baru 発電所の運転は望ましくないことを示唆している。

図 4.4-2 に示したように、ジャマリ地域の沿岸にはサンゴ礁が分布している海域がある。今後の火力発電所の立地選定にあたっては、サンゴの生存状況や海水温の調査結果を活かして、火力発電所からの温排水の排出による水温上昇のサンゴの生存への影響も十分に考慮した上で、建設及び運転の可否を判断することが期待される。

石炭焚火力発電から排出される（発電電力量あたりの）CO₂は、他の発電方式と比較して最も多い。高品質の石炭は輸出に回し、低品質の石炭を国内での発電に使用するインドネシアでは、更に多くのCO₂が石炭焚火力発電所から排出される。また、石炭焚火力発電所からの排ガス中に含まれるSO₂およびNO_x、粒子状物質によって、大気汚染を生じる可能性がある。貯炭場からの粉塵の飛散や浸出水の流出によって、周辺の環境を汚染する恐れもある。ボトムアッシュやフライアッシュといった石炭灰を野積みにした場合には、周辺に飛散して大気を汚染することもあり得る。発電所からの騒音や振動によって、周辺住民の生活が脅かされることも考えられる。

インドネシアの現在の大気環境基準並びに石炭焚発電所に対する排出基準を以下に示す。なお、各自治体には、国の基準よりも厳しい基準を設定することが認められている。

表 4.4-4 インドネシア大気環境基準

基準値(μg/m ³)	二酸化硫黄(SO ₂)	窒素酸化物(NO _x)	浮遊粒子状物質
1 時間平均値	900	400	—
24 時間平均値	365	150	230
年間平均値	60	100	90

出典：規則 Lampiran Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 41 Tahun 1999

表 4.4-5 インドネシア石炭焚発電所大気排出基準

基準値 (mg/m ³)	二酸化硫黄(SO ₂)	窒素酸化物(NO _x)	浮遊粒子状物質
	750	850	150

* 3ヶ月間の通常運転のうち95%が上記基準値を下回っていれば、基準を遵守しているとみなされる。

出典：環境省令 KEP-13/MENLH/3/1995

下記は、Indonesia Power 社の石炭焚 Suralaya 発電所からの浮遊粒子状物質の排出濃度のモニタリング結果である。Unit #1 が 2005 年の第 2 四半期に、また Unit #3 が 2005 年の第 3 四半期の測定に際して、上記の排出基準を超過している。排出基準の遵守が必要である。なお、同発電所のモニタリング報告書によれば、浮遊粒子状物質の排出基準の超過を受けて同発電所では、電気集塵機のメンテナンスを行って不具合を修正した。

表 4.4-6 Suralaya 発電所—浮遊粒子状物質—排出濃度モニタリング結果

	基準値	単位	2005				2006				2007
			四半期				四半期				
			I	II	III	IV	I	II	III	IV	
Unit 1	150	mg/Nm ³	130.00	197.00	148.00	115.00	130.10	99.95	118.97	123.17	126.24
Unit 2	150	mg/Nm ³	149.00	164.00	71.00	57.00	73.99	129.68	107.92	108.87	41.04
Unit 3	150	mg/Nm ³	52.00	32.00	154.00	77.00	132.97	117.38	123.86	116.48	50.38
Unit 4	150	mg/Nm ³	27.00	14.00	87.00	58.00	83.12	94.24	61.76	103.83	134.51
Unit 5	150	mg/Nm ³	44.00	80.00	109.00	143.00	102.57	119.91	143.67	132.44	78.83
Unit 6	150	mg/Nm ³	45.00	110.00	140.00	139.00	64.18	109.83	138.21	138.98	86.88
Unit 7	150	mg/Nm ³	58.00	147.00	149.00	116.00	146.65	126.93		104.15	122.51

出典：PEMANTAUAN PELAKSANAAN RKL DAN RPL PLTU SURALAYA UNIT 1-8 SEMESTER I TAHUN 2007 – PT. INDONESIA POWER UNIT BISNIS PEMBANGKITAN SURALAYA

下記は、Suralaya 発電所の周辺地域における大気中の浮遊粒子状物質の環境濃度のモニタリング結果である。2006 年の第 1 四半期に Tapak UBP Suralaya 地点において、上記の大気環境基準(24 時間平均値)を超過している。この結果をもって、高濃度の浮遊粒子状物質の原因が Suralaya 発電所からの排出であると言い切ることはできないが、大気環境基準の遵守に貢献する発電所の運転が望まれる。

表 4.4-7 Suralaya 発電所—浮遊粒子状物質—大気環境濃度モニタリング結果

測点	基準値	単位	2005				2006				2007
			四半期				四半期				
			I	II	III	IV	I	II	III	IV	
LebakGede	230	µg/Nm ³	109.00	107.00	58.00	32.00	71.52	72.21	192.95	138.69	48.93
CipalaDua	230	µg/Nm ³	65.00	73.00	69.00	27.00	74.77	107.62	107.62	165.13	31.47
Brigil	230	µg/Nm ³	84.00	94.00	49.00	92.00	119.46	38.67	86.33	109	26.34
Gunug Gede	230	µg/Nm ³	54.00	74.00	65.00	85.00	22.69	103.97	115.89	84.54	70.45
Salira Indah	230	µg/Nm ³	50.00	89.00	146.00	74.00	16.28	54.15	113.34	109	10.95
Sumuranja	230	µg/Nm ³	70.00	90.00	125.00	30.00	117.09	72.31	113.44	128.14	37.58
Perumahan UBP Suralaya	230	µg/Nm ³	47.00	62.00	60.00	60.00	143.92	196.27	104.01	159.31	78.2
Tapak UBP Suralaya	230	µg/Nm ³	76.00	82.00	90.00	47.00	244.44	147.17	78.72	125.08	95.98

出典：PEMANTAUAN PELAKSANAAN RKL DAN RPL PLTU SURALAYA UNIT 1-8 SEMESTER I TAHUN 2007 – PT.INDONESIA POWER UNIT BISNIS PEMBANGKITAN SURALAYA

ファストトラックプログラムでは、既設の Suralaya 発電所に隣接して新たな Unit の建設が進んでいる。上記のように同発電所では、既に現状において、排出基準の超過が報告されたり、周辺地域での大気環境基準の超過が認められたりしており、ファストトラックプログラムの新 Unit の運転開始後に、大気環境基準の超過が頻繁に発生するようであれば、現在の電気集塵機を高効率のものに置き換えたり、既設の電気集塵機にバグフィルターを追加設置する等の対策を検討する必要がある。

大気環境基準の超過は、PT. PEMBANGKITAN JAWA BALI (PJB)社の既設の Paiton 発電所の周辺地域でも報告されている。同発電所には、東ジャワ州政府が設定した環境基準(Decree of Governor of KDH Tk. I Jatim No.129/1996)が適用されるが、下表に示すように、2005 年 5 月には測候所において、また 2006 年 2 月にはゲストハウスにおいて、NOx の環境濃度が東ジャワ州の環境基準を大幅に超えている。

表 4.4-8 Paiton 発電所—大気環境濃度モニタリング結果

測定時期	測 点					
	ゲストハウス			測候所		
	SO ₂	NO _x	浮遊粒子	SO ₂	NO _x	浮遊粒子
	東ジャワ州大気環境基準(Decree of Governor of KDH Tk. I Jatim No.129/1996)					
	0.1ppm	0.05ppm	0.26mg/m ³	0.1ppm	0.05ppm	0.26mg/m ³
2004 年						
2 月		0.0237	0.0387		0.0190	0.0480
5 月		0.0149	0.0430		0.0280	0.0770
8 月		0.0170	0.0870		0.0310	0.1190
10 月	0.0033	0.0126	0.2030	0.0022	0.0118	0.1175
2005 年						
2 月	0.0091	0.0150	0.0534	0.0079	0.0171	0.0691
5 月	0.0474	0.0119	0.0834	0.0004	0.2775	0.1228
8 月	0.0077	0.0137	0.0862	0.0013	0.0154	0.0824
2006 年						
2 月	<0.0001	0.1025	0.0854	<0.0001	0.0238	0.0796
5 月	0.0020	0.0178	0.0543	0.0003	0.0299	0.0077

出典： ANALISIS DAMPAK LINGKUNGAN (ANDAL) PEMBANGUNAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA UAP (PLTU) 2 JAWA TIMUR KAPASITAS 1 X (600-700) MW DI KABUPATEN PROBOLINGGO – PT. PEMBANGKITAN JAWA BALI (PJB)

ファストトラックプログラムでは、既設の Paiton 発電所に隣接して新たな Unit を増設することになっており、新 Unit の運転開始後に、大気環境基準の超過が頻繁に発生するようであれば、脱硝装置を追加設置する等の対策を検討する必要がある。

「Rembang 発電所環境影響評価書要旨」と題された PLN の内部文書(NOTA DINAS No.062/121/PD Y5/2008)によれば、ファストトラックプログラムの石炭焚発電所のひとつである Rembang 発電所では、大気汚染物質の排出濃度に関して下表のような設計がされている。

表 4.4-9 Rembang 石炭焚発電所大気汚染物質設計排出濃度

汚染物質	設計排出濃度	排出基準*
SO ₂	175 mg/m ³	750 mg/m ³
NO ₂	1,005 mg/m ³	850 mg/m ³
浮遊粒子状物質	139 mg/m ³	150 mg/m ³

* 中部ジャワ州基準(Keputusan Gubernur Jawa Tengah No.10 tahun 2000)

出典： PLN 内部文書(NOTA DINAS No.062/121/PD Y5/2008)

PLNの内部文書は、NO₂の設計排出濃度 (1,005 mg/m³) が中部ジャワ州排出基準値 (850 mg/m³) を超過していることを認めた上で、1,005 mg/m³の排出を行っても、周辺地域でのNO₂の大気環境濃度は基準内に収まると予測評価し、Rembang発電所の建設の妥当性を主張している。同発電所の環境影響評価書は、中部ジャワ州環境管理局 (BAPEDALDA) によって既に承認されており、その建設が許可されているが、環境影響評価書には、NO₂の設計排出濃度は記載されていない。排出基準を上回る濃度の汚染物質を排出する発電所の建設は、当該地域での大気汚染の悪化を加速するものであり、排出基準の遵守が強く望まれる。JICA調査団からの通告を受けて、エネルギー・電力資源省・電力エネルギー利用局・電力エンジニアリング環境部・電力環境保全

課 (Sub-Directorate of Electricity Environmental Protection, Directorate of Electric Power Engineering & Environment, DGEEU) は、PLNに排出基準を遵守するように行政指導を行う予定である。

また、PLN の内部文書(NOTA DINAS No.062/121/PD Y5/2008)には、Rembang 発電所の建設予定地並びに周辺地域における大気汚染物質の現況濃度(発電所の建設前の環境濃度)として、以下が記されている。

表 4.4-10 Rembang 発電所建設予定地並びに周辺地域における大気汚染物質の現況濃度

大気汚染物質	単位	測 点				基準値*
		1	2	3	4	
SO ₂	μg/m ³	2.44	16.75	12.15	13.75	365
NO _x	μg/m ³	2.93	16.28	12.84	14.23	150
粒子状物質	μg/m ³	253.00	319.15	138.30	776.59	230

測点 1 : Rembang 発電所建設予定地

測点 3 : Leran 村集落(Pemukiman Desa Leran)

測点 2 : Trahan 村集落(Pemukiman Desa Trahan)

測点 4 : Raya Pantura 通(Jalan Raya Pantura)

* 規則 Lampiran Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 41 Tahun 1999

上表から明らかなように、Rembang 発電所の建設予定地並びに周辺地域の 2 測点 (Trahan 村集落及び Raya Pantura 通) においては、同発電所の建設前の段階で既に、浮遊粒子状物質の環境大気中濃度が基準値を上回っている。このことは、Rembang 発電所の運転による浮遊粒子状物質の環境大気中濃度の更なる増加は許容できないことを示唆している。

既設の Suralaya 発電所や Paiton 発電所のモニタリング結果や新設の Rembang 発電所に関する内部文書からは、大気環境基準や大気排出基準といった環境規制が尊重されておらず、大気環境の保護に役立っていない現状が見てとれる。発電所の建設や運転にあたっては、環境規制の遵守が強く望まれる。

なお、石炭焚発電所の建設にあたっては、工事中の大気汚染や騒音振動、水質汚濁によって周辺の環境に影響を及ぼす恐れもある。

2) 対 策

石炭焚火力発電所の建設にあたっては、多数の住民が移転を余儀なくされるサイトでの立地は避けることが望ましい。しかしながら、エンジニアリングの見地から止むを得ず住民移転を要するサイトに建設する場合には、発電所建設の必要性について移転対象住民に説明して移転への同意を得た上で、適切な補償を行わなければならない。また、大量の冷却水の取水や大量の温排水の放出によって漁業に影響が生じることが予測される場合には、発電所建設の必要性を地元の漁業関係者に説明して同意を得た上で、適切な補償を実施する必要がある。発電所の建設予定地における文化財の有無や周辺地域の観光資源としての価値についても事前に十分な調査を行って、これらに重大な影響がないことを確認しておかなければならない。

ジャマリ地域に生息する絶滅危惧種/貴重種/希少種については、一部の国立公園や自然/野生生物保護区において特定の種について調査が行われているのみで、保護区以外の一般の地域におけるこれらの種の生息については、ほとんど調査されていないのが現状である。発電所用地の造成に伴う野生生物の生息地の消失や、大量の冷却水の取水や大量の温排水の放出によって、絶滅危惧種や貴重種、希少種、貴重な生態系に重大な影響が及ばないことを確認するためには、発電所予定地の内外で事前に十分な野外調査を実施して、これらの種や生態系に対する発電所の建設および運転の影響を予測評価しておかなければならない。発電所や取水口、放水口の位置は、絶滅危惧種や貴重種、希少種、貴重な生態系への影響が許容範囲になるように計画する必要がある。なお、発電所の冷却システムには、ワンス・スルー方式以外に冷却塔方式がある。冷却塔方式の場合は冷却水を循環させて再利用するため、冷却水の取水量および温排水の放水量は大幅に減少し、その影響も大幅に削減される。

石炭火力発電からのCO₂の排出を削減するには、燃料の使用を減らす方法とCO₂を回収する方法の大きく2つがある。燃料使用量を減らすには、発電効率を上げなければならない。ガス化複合発電 (IGCC) は、実用化された場合には、ひとつの選択肢になるであろう。また、産業施設から発生したCO₂を固定して地中や海洋に貯留する技術は既に実用化されている。植林を行って、一旦大気中に放出されたCO₂を光合成によって固定するのも、間接的なCO₂の回収である。京都メカニズムが存続する場合には、これらのCO₂排出削減・回収対策の実施に際して、クリーン開発メカニズム (Clean Development Mechanism: CDM) を利用して資金を調達することも検討できるかもしれない。インドネシア政府は、現在までに65件のCDMプロジェクトを承認しているが、これらのうち国連に登録されたものは15件に留まっている。

石炭火力発電所から大気中に排出されるSO₂やNO_x、粒子状物質については、これらの排出濃度や排ガスの排出速度、気象データ、地形データに基づいて、シミュレーションモデルを用いて周辺地域への拡散予測を行って、発電所の運開後においても周辺地域の大気質が環境基準値以下に収まることを確認する必要がある。環境基準値を超えることが予測される場合には、脱硫装置や脱硝装置、電気集塵機の設置を検討しなければならない。貯炭場からの粉塵の飛散や浸出水の流出、灰捨て場からの石炭灰の飛散も防止する必要がある。

発電所の運転中の大気汚染や騒音振動、水質汚濁だけでなく、工事中的大気汚染や騒音や振動、水質汚濁についても、関連する規制基準を満たすように適切な対策を講じなければならない。

(5) 石油火力発電

1) 問題点

火力発電所の建設に伴う住民移転や文化財への影響、絶滅危惧種/貴重種/希少種の生息地や貴重な生態系への影響、景観への影響、冷却水の取水や温排水の放出による環境

影響に関しては、「(4) 石炭焚火力発電」参照。

PLN によれば、バリ島では、既設の Pamaron 発電所(HSD 焚)のコンバインド化が計画されたが、沖合いに生息するイルカを大量の温排水から守るためにバリ州政府から指導が入り、この計画は撤回された。

石油焚火力発電から排出される（発電電力量あたりの）CO₂は、石炭焚火力発電に次いで多い。また、石油焚火力発電所からの排ガス中に含まれるSO₂およびNO_x、粒子状物質によって、大気汚染を生じる可能性がある。石油タンクからの油流出への対策を怠った場合には、流出事故時に周辺の環境が汚染される可能性がある。発電所からの騒音や振動によって、周辺住民の生活が脅かされることも考えられる。

インドネシアの現在の石油焚発電所に対する排出基準を以下に示す。発電所の建設にあたっては、その時点の基準を遵守しなければならない。なお、各自治体には、国の基準よりも厳しい基準を設定することが認められている。

工事中の影響については、「(4) 石炭焚火力発電」参照。

表 4.4-11 インドネシア石油焚発電所排出基準

	二酸化硫黄 (SO ₂)	窒素酸化物 (NO _x)	浮遊粒子状物質
基準値(mg/m ³)	800	1000	350

出典：環境省令 KEP-13/MENLH/3/1995

2) 対 策

住民移転並びに、冷却水の取水及び温排水の放出による漁業への影響、文化財や景観、絶滅危惧種/貴重種/希少種や貴重な生態系への影響に対する対策については、「(4) 石炭焚火力発電」参照。

石油焚発電からのCO₂の排出を削減するには、燃料の使用を減らす方法とCO₂を回収する方法の大きく2つがある。燃料使用量を減らすには、発電効率を上げなければならない。産業施設から発生したCO₂を固定して地中や海洋に貯留する技術は既に実用化されている。植林を行って、一旦大気中に放出されたCO₂を光合成によって固定するのも、間接的なCO₂の回収である。京都メカニズムが存続する場合には、これらの排出削減・回収対策の実施に際して、CDMを利用して資金を調達することも検討できるかもしれない。

石油焚発電所から大気中に排出されるSO₂やNO_x、粒子状物質に対する対策については、「(4)石炭焚火力発電」参照。また、油流出事故に際しての周辺環境の汚染を回避するため、石油タンクからの油流失に対する適切な対策を予め講じておく必要がある。

工事中の対策については、「(4) 石炭焚火力発電」参照。

(6) 天然ガス焚火力発電（コンバインドサイクルを含む）**1) 問題点**

火力発電所の建設に伴う住民移転や文化財への影響、絶滅危惧種/貴重種/希少種の生息地や貴重な生態系への影響、景観への影響、冷却水の取水や温排水の放出による環境影響に関しては、「(4) 石炭焚火力発電」参照。

天然ガス焚火力発電から排出される（発電電力量あたりの）CO₂は、石炭焚火力発電並びに石油焚火力発電に次いで多い。また、天然ガス焚火力発電所からの排ガス中に含まれるNO_xによって、大気汚染を生じる可能性がある。発電所からの騒音や振動によって、周辺住民の生活が脅かされることも考えられる。

インドネシアの現在の天然ガス焚発電所に対する排出基準を以下に示す。発電所の建設にあたっては、その時点の基準を遵守しなければならない。なお、各自治体には、国の基準よりも厳しい基準を設定することが認められている。

工事中的影響については、「(4) 石炭焚火力発電」参照。

表 4.4-12 インドネシア天然ガス焚発電所排出基準

	二酸化硫黄 (SO ₂)	窒素酸化物 (NO _x)	浮遊粒子状物質
基準値(mg/m ³)	800	1000	350

出典：環境省令 KEP-13/MENLH/3/1995

2) 対策

住民移転並びに、冷却水の取水及び温排水の放出による漁業への影響、文化財や景観、絶滅危惧種/貴重種/希少種や貴重な生態系への影響に対する対策については、「(4) 石炭焚火力発電」参照。

天然ガス焚発電からのCO₂の排出削減については、「(5) 石油焚火力発電」参照。

天然ガス焚火力発電所から大気中に排出されるNO_xについては、その排出濃度や排ガスの排出速度、気象データ、地形データに基づいて、シミュレーションモデルを用いて周辺地域への拡散予測を行って、発電所の運開後においても周辺地域の大気質が環境基準値以下に収まることを確認する必要がある。環境基準値を超えることが予測される場合には、脱硝装置の設置を検討しなければならない。

工事中的の対策については、「(4) 石炭焚火力発電」参照。

(7) ガスタービン発電**1) 問題点**

ガスタービン発電所の建設にあたっては、発電所用地の取得に伴って住民の移転を要

する場合がある。しかしながら、その場合でも、移転しなければならない住民は少数であろう。また、比較的規模が小さいため、動植物や生態系、文化財、景観への影響も限定的になると思われる。工事中並びに運転中の周辺環境への影響も、広範囲に及ぶことは考え難い。

天然ガス焚火力（含むコンバインドサイクル）発電に比べてガスタービン発電は、発電電力量あたりのCO₂の排出量が多いが、ガスタービン発電所は小規模なものが多いため、発電ユニットあたりのCO₂排出量は少ない。

2) 対策

大規模な住民移転は予想されないものの、ガスタービン発電所の建設にあたっては、住民が移転を余儀なくされるサイトでの立地は避けることが望ましい。しかしながら、エンジニアリングの見地から止むを得ず住民移転を要するサイトに建設する場合には、発電所建設の必要性について移転対象住民に説明して移転への同意を得た上で、適切な補償を行わなければならない。ガスタービン発電所の建設予定地における文化財の有無や周辺地域の観光資源としての価値についても事前に十分な調査を行って、これらに重大な影響がないことを確認しておかなければならない。

ガスタービン発電所の建設に伴って失われる野生生物の生息地は限られているが、建設予定地の動植物や生態系について十分に調査し、絶滅危惧種や貴重種、希少種、貴重な生態系に影響を与えないことを確認しておく必要がある。

(8) 原子力発電

1) 問題点

原子力発電所の建設にあたって、広大な発電所予定地に多数の住民が居住している場合には、大規模な住民移転を必要とする場合がある。また、発電所の建設は文化財に影響を及ぼす可能性がある。発電所の建設のために、絶滅危惧種や貴重種、希少種の生息地や貴重な生態系が失われたり、発電所の出現によって、観光資源となっている景観に影響を生じたりすることもあり得る。

原子力発電所の冷却水の取水や温排水の放出による環境影響に関しては、「(4) 石炭焚火力発電」を参照。原子力発電では化石燃料を燃焼することはないため、発電過程自体からはCO₂は排出しない。地球温暖化抑制効果の極めて高い発電方式である。

運転中の原子力発電所からの騒音や振動によって、周辺住民の生活が脅かされることも考えられる。また、建設工事中の大気汚染や騒音振動、水質汚濁によって周辺の環境に影響を及ぼす恐れもある。

原子力発電所において事故が起こったり、核燃料や使用済み核燃料の輸送や貯蔵に際してトラブルが生じたりした場合には、放射能漏れによって環境が汚染される可能性がある。

2) 対 策

原子力発電所の建設にあたっては、多数の住民が移転を余儀なくされるサイトでの立地は避けることが望ましい。発電所の建設に先立って、建設の必要性を移転対象住民に説明して移転への同意を得た上で、適切な補償を行わなければならない。また、発電所の建設予定地における文化財の有無や、建設予定地周辺の観光資源としての価値についても事前に十分な調査を行って、これらに重大な重大な影響がないことを確認しておかなければならない。

絶滅危惧種/貴重種/希少種や貴重な生態系への影響に対する対策については、「(4) 石炭焚火力発電」参照。

工事中の対策については、「(4) 石炭焚火力発電」参照。

原子力発電所の事故に際しての放射能漏れは、周辺の住民や環境に重大な影響を及ぼすため、想定される事故に対する防止対策を講じておくとともに、放射能漏れが生じた場合の対応についても事前に決定しておく必要がある。なお、エネルギー・鉱物資源省及び PLN の環境担当者によれば、現在のところ、インドネシアでは、原子力発電所の安全基準は策定されていない。

インドネシアでは現在、ジャワ島の Mulia 半島において原子力発電所の建設が計画されており、2018 年の運転開始が見込まれている。Mulia 半島には、Gunung Celering、Keling IA,B,C、Keling I/II、Kembang の 4 つの保護区(Strict Nature Reserve)が設定されているが、計画地点はこれら保護区から離れている。

(9) 風力発電

1) 問題点

風力発電所の建設に伴う住民移転及び動植物や生態系、文化財への影響、並びに工事中的の影響については、「(7) ガスタービン発電」参照。

風力発電に特徴的な環境影響としては、鉄塔による電波障害や、羽根の風切り音による騒音、回転する羽根への鳥の衝突、景観への影響がある。

風力発電はCO₂を発生せず、地球温暖化抑制効果の高い発電方式であるが、発電量は風況に左右されるため、系統に多数投入した場合には、電力の安定供給に支障を来す恐れがある。

2) 対 策

大規模な住民移転は予想されないものの、風力発電所の建設にあたっては、住民が移転を余儀なくされるサイトでの立地は避けることが望ましい。しかしながら、風況やエンジニアリングの見地から止むを得ず住民移転を要するサイトに建設する場合には、発電所建設の必要性について移転対象住民に説明して移転への同意を得なければなら

ない。鉄塔による電波障害や羽根の風切り音による騒音の影響を受ける住民の有無や人数を予測し、共同アンテナの設置といった対策や適切な補償を行う必要がある。風力発電所の建設予定地における文化財の有無や周辺地域の観光資源としての価値についても事前に十分な調査を行って、これらに重大な影響がないことを確認しておかなければならない。

回転する羽根への鳥の衝突が絶滅危惧種／貴重種／希少種の生息に重大な影響を与えることを避けるため、これらの種の飛翔ルートに風力発電所が立地していないことを、事前に確認しておく必要がある。

(10) 太陽光発電

1) 問題点

太陽光発電所の建設に伴う住民移転及び動植物や生態系、文化財への影響、並びに工事中の影響については、「(7) ガスタービン発電」参照。

太陽光発電はCO₂を発生せず、地球温暖化抑制効果の高い発電方式であるが、発電量は日照条件に左右されるため、系統に多数投入した場合には、電力の安定供給に支障を来す恐れがある。

2) 対策

大規模な住民移転は予想されないものの、太陽光発電所の建設にあたっては、住民が移転を余儀なくされるサイトでの立地は避けることが望ましい。しかしながら、日照条件やエンジニアリングの見地から止むを得ず住民移転を要するサイトに建設する場合には、発電所建設の必要性について移転対象住民に説明して移転への同意を得なければならない。太陽光発電所の建設予定地における絶滅危惧種/貴重種/希少種の生息や文化財の有無、周辺地域の観光資源としての価値についても事前に十分な調査を行って、これらに重大な影響がないことを確認しておかなければならない。

(11) バイオマス発電

1) 問題点

火力発電所の建設に伴う住民移転や文化財への影響、絶滅危惧種/貴重種/希少種の生息地や貴重な生態系への影響、景観への影響、冷却水の取水や温排水の放出による環境影響に関しては、「(4) 石炭焚火力発電」参照。

バイオマス発電は、植物が大気中からCO₂を固定して合成した有機物を燃料として発電するため、「カーボンニュートラル (CO₂を排出しない)」とみなされる。一方で、バイオマスを燃焼して発電を行うため、排ガス中にSO₂やNO_x、粒子状物質等が含まれ、大気汚染を生じる恐れがある。焼却灰を野積みにした場合には、周辺に飛散して大気汚染の更なる悪化を招くこともあり得る。発電所からの騒音や振動によって、周辺住

民の生活が脅かされることも考えられる。

工事中の大気汚染や騒音振動、水質汚濁によって周辺の環境に影響を及ぼす恐れもある。

2) 対 策

大規模な住民移転は予想されないものの、バイオマス発電所の建設にあたっては、住民が移転を余儀なくされるサイトでの立地は避けることが望ましい。しかしながら、エンジニアリングの見地から止むを得ず住民移転を要するサイトに建設する場合には、発電所建設の必要性について移転対象住民に説明して移転への同意を得なければならない。バイオマス発電所の建設予定地における文化財の有無や、周辺地域の観光資源としての価値についても事前に十分な調査を行って、これらに重大な影響がないことを確認しておかなければならない。

絶滅危惧種/貴重種/希少種や貴重な生態系への影響に対する対策については、「(4) 石炭焚火力発電」参照。

バイオマス発電は「カーボンニュートラル」とみなされるため、発電過程自体からはCO₂を排出しないことになるが、鉄道やトラック、船舶によりバイオマスを発電所まで輸送する過程では、ガソリンや軽油、重油といった化石燃料を使用することでCO₂を排出してしまう。従って、広い地域からバイオマスを収集し長距離を輸送して発電に用いる場合には、輸送に伴うCO₂の排出（リーケージ）がバイオマス発電による（火力発電の代替を通じての）地球温暖化抑制効果を上回ってしまい、地球環境に優しい発電方式にはならない可能性があることには注意を要する。

バイオマス焚火力発電所から大気中に排出されるSO₂やNO_x、粒子状物質に対する対策については、「(4)石炭焚火力発電」参照。また、灰捨て場からの焼却灰の飛散防止や焼却灰の有効利用についても検討する必要がある。

工事中の対策については、「(4) 石炭焚火力発電」参照。

バイオマス発電では、トウモロコシ等の農産物の可食部分や（バガスや籾殻、木っ端といった）既に有効利用されている植物起源廃棄物を燃焼して発電を行う場合がある。このような場合には、食料としての農産物の消費や他の産業による植物起源廃棄物の利用と競合する可能性があるため、バイオマスの利用は慎重に行う必要がある。

なお、中部ジャワ州では最近、住友林業株式会社が、既存のディーゼル発電をバイオマス発電に切り換える事によって、ディーゼル発電により排出していた二酸化炭素を削減する CDM プロジェクトを計画した。パーティクルボード工場に木質バイオマス発電設備(4MW)を導入する。本プロジェクトは、2008年5月23日に CDM プロジェクトとして国連に登録されている。

(12) 高圧送電線 (500 kV)

1) 問題点

人口密度の高い地域に送電線を敷設する場合には、送電鉄塔の建設のために住民の移転を要する場合があるが、移転しなければならない住民は限られている。一方で、送電線の出現は、観光資源となっている景観に影響を与えたり、周辺地域に電波障害を生じたりする可能性がある。

高い樹木のない開けた土地が送電線に沿って長距離にわたって続くことによって、樹上生活性のサルや上空から猛禽類に狙われ易くなる齧歯類等の小動物の送電線用地を跨いだ移動が制限されて、これらの生息地が分断される恐れがある。また、送電線が敷設されることによって、今まで人の手が届かなかった場所への進入路が確保され、密漁や森林破壊を誘発する可能性がある。

送電鉄塔の建設や送電線の架設に際しては騒音や振動が発生し、周辺の住民に影響を与える恐れがあるものの、一時的なものであり、影響を受ける範囲も限られている。なお、送電線の運用によって温室効果ガスが発生することはない。

2) 対策

送電鉄塔の建設にあたっては、住民の移転を要する地点での建設は避けることが望ましい。しかしながら、エンジニアリングの見地から止むを得ず住民移転を要する地点に建設する場合には、当該地点での送電鉄塔の建設の必要性について移転対象住民に説明して移転への同意を得た上で、適切な補償を行わなければならない。また、送電線の敷設予定地周辺の観光資源としての価値についても事前に十分な調査を行って、重大な影響がないことを確認しておかなければならない。周辺地域に電波障害が生じた場合には、共同アンテナを設置する等の対策を講じる必要がある。

送電線ルート周辺に生息する野生動物についても十分に調査して、送電線用地を跨いだ移動が制限されて生息地が分断されるような種が生息していないことを確認する必要がある。送電線に沿って新たに出現する進入路については、出入り口をゲートで閉鎖したり、定期的に見回りを行ったりして密漁や違法伐採を防止しなければならない。

(13) ゼロ案

ゼロ案 (No Action 代替案とも呼ばれる) の場合には、新たな発電所や送電線の建設は行われない。従って、電力不足を解消することはできないものの、住民移転の必要はなく、文化財や景観に影響を与えることもない。動植物や生態系への影響もなく、温室効果ガスが放出されることもない。

上記で検討した主要な電源について環境性能 (Environmental Performance) をまとめたものを下表に示す。なお、立地に完全に依存する項目については、省略してある。

表 4.4-13 主要電源の環境性能

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

4.4.5 電源開発シナリオ策定にあたっての自然環境面及び社会環境面からの留意点

4.4.3 章「ジャワ・マドゥラ・バリ地域最適電力開発計画調査における戦略的環境影響評価の特殊性」で述べたように、全てのシナリオにおいて建設される発電所は、2016年までは全く同一であり、シナリオ間で違いはない。一方、2017年以降に投入すべき電源については、シナリオ間で異なるものの、個々の発電所の建設候補地は特定されない。

そのため、電源開発シナリオの策定にあたっては、（上記で検討した）個別の電源が一般的に持っている自然環境や社会環境への影響に留意して、特定の環境負荷を過度に生じないように配慮し、シナリオの策定を行った。例えば、火力発電や原子力発電は、温排水によって海洋生物や漁業に影響を及ぼす恐れがある一方、水力発電は大規模な住民移転を要する可能性がある。本調査では、特定の電源に過度に依存しないシナリオを策定することによって、特定の環境影響を繰り返し生じる可能性を排除して、「リスク分散」を図った。

4.5. 電力開発シナリオ

4.5.1 シナリオの考え方

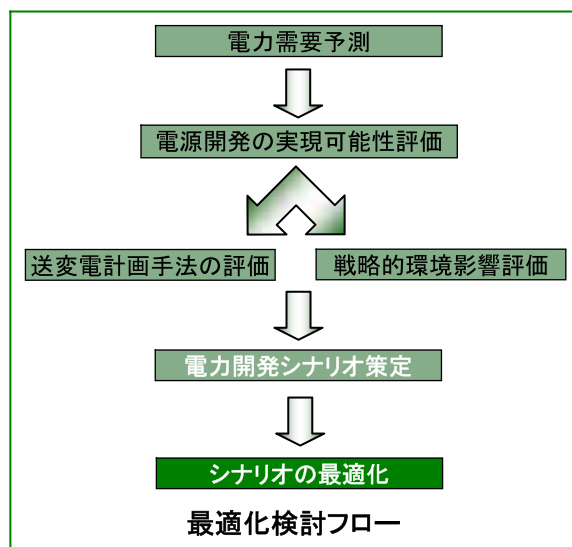
(1) 方針

最適化の検討に当たっては、ベストミックスを評価する視点として、電力の安定供給・信頼性の高い供給・低廉な供給・環境影響をできるだけ少なくする供給などの評価項目を明らかにし、それらの評価項目の評価手法（既存の最適電源開発ソフト、系統計画ソフトなどに盛り込まれていない項目についてどのように反映させるか等）を検討することが重要である。また、国家エネルギー政策（KEN）のエネルギーミックス目標値も考慮する必要がある。

さらに発電分野における石油消費を大幅に下げることが、インドネシア国の政策目標となっている。ファストトラックプログラムで石炭火力が多量に投入され、ベースロード電源の割合が増加する中で、ミドルロードやピークロード電源も検討する必要がある。たとえば、揚水発電を含む貯水池式水力発電およびガス火力発電が有力な候補と考えられる。この中で、ガス火力発電をミドルおよびピークロードとして有効に活用するためには、ガス供給者との契約条件の見直しなどによってガス供給をどの程度弾力化できるか、および発電所側でのガス貯蔵施設の設置の必要性など発電所へのガス供給の弾力化についての検討が必要である。

電力開発シナリオ策定と最適化検討のフローは右の通りである。

最適電力開発シナリオは、電力供給が、①低廉であること、②供給信頼性が高く安定していること、③環境影響が少ないことを総合的に満足するように策定される。現在の石油価格の高騰は国家や PLN の財政を著しく圧迫し、さらに石油の市場価値が高まったために、輸出指向が強くなり、国内消費への確保がますます難しくなっている。この状況はインドネシア国のエネルギー・電力政策や運営に極めて大きな悪影響を与えていることから、まず石油燃料使用量の低減を図ることを目的とする。



現在、インドネシア国政府によりエネルギーや電力について各種政策が打ち出されている。すでに脱石油を図るための電源開発が進行している。小規模かつ独立した需要地で一般に用いられる小規模容量のディーゼル（PLTD）や天然ガスの供給遅れによりやむを得ず石油燃料を使用しているガスタービン（PLTG）やコンバインドサイクル（PLTGU）を除いて、石

油燃料の利用をできるだけ抑制する方針である。

一方、ガス供給が不安定なことや一般水力開発計画が遅れていることより、石油代替となる燃料や電源の確保も難しい状況にある。そのため、大規模な石炭開発や揚水開発が計画されている。石炭火力を集中的に開発することによる大気汚染や温排水など社会自然環境への影響が懸念される。これらは、脱石油および石炭依存のリスクと捉えられる。したがって、政策と経済性、リスクなどを総合的に評価して、シナリオを構築する。まず、インドネシア政府がすでに発表している開発計画や政策に沿って、シナリオ（従来計画シナリオ）を策定する。さらに、コストや供給信頼性・安定性、地球環境に着目して、代替シナリオを立案する。

各シナリオはまず長期目標を設定し、その目標に向けて開発計画を進めるものとする。2028年における最大電力および発電電力量の予測値に対する各電源や系統の開発目標をシナリオの長期目標とする。

電力需要予想は、ベースケース：年平均 6.5%の需要の伸びとハイケース、ローケースの3種類を想定した。電源開発計画は、まずベースケースを満足する方針とする。開発計画では、予備率 30%（リザーブマージン）を設定した。現状の設備の出力低下や将来の目標とする供給信頼度 LOLP（インドネシアでは年 1 日）、計画外停止（実績から想定）、水力における出水変動（実績から想定）といったさまざまな要素から現状を維持すべきと判断した。

ジャマリ系統の容量は 2006 年時には 22.3 GW（PLN 所有容量 18.4 GW、IPP 3.9 GW）であり、発電電力量は、2006 年時には 104.8 TWh（PLN 発電電力量 79.9 TWh、IPP 24.9 TWh）である。電力需要予測におけるベースケースでは、ジャマリ地域の最大電力および発電電力量は、年平均約 6.5%の伸びが予想され、11 年間で現在の 2 倍の電力が必要となる。2028 年には、最大電力は 62.5 GW、発電電力量は 406.6 TWh にそれぞれ達すると予想される。電源開発計画において、予備率 30%を設定すると、2028 年には最大電力に対する電源設備容量として 81.2 GW が必要となる。仮にジャワ・スマトラ連系線を通じたスマトラ系統から 3 GW 供給されれば 78.2 GW の設備がジャマリ地域で必要となる。PLN の供給不足分は IPP で補う考え方がある。IPP は、石炭や地熱が現在主流である。

(2) 電源と系統の開発計画

現状の電源は、ベース負荷用に石炭火力、地熱、小水力、ミドルからピーク負荷用に石油火力、ガス火力、貯水池式水力が用いられている。将来の需要増を満足するための主要な候補電源として、ベース負荷用に石炭、地熱、原子力、ミドルからピーク負荷用にガス（LNG 含む）、貯水池式水力、揚水がある。これ以外の電源として、小水力や風力、太陽光、バイオマス（バイオ燃料）などが上げられる。また、スマトラ島やカリマンタン島からジャワ島に海底ケーブルで送電する計画もある。将来の候補電源および系統は以下のように考察される。

石炭火力は、今後石油火力の代替として最も期待されている。現在、開発促進計画 (FTP) が進行中であり、2010/11年での総開発容量としてインドネシア全土で10,000 MW、ジャマリ地域で6,900 MW 予定されている。すでに開発に数年の遅れが出ているものの、発電所建設は着実に進められている。燃料はスマトラやカリマンタン産の低品質国内炭を使用する計画であるが、この調達はまだ確実なものになっていない。発電所の立地については、栈橋やベルトコンベアー、貯炭場、灰捨て場などのインフラ整備を共有できる可能性が高い点で新設よりも増設が望ましいが、増設は電源の集中によって大気汚染や温排水など地域への環境影響が大きくなる傾向にある。そのため、比較的用地に余裕のある、ジャワ島以外の外島に発電所を建設して、環境影響負荷を緩和する案がある。その場合には、海底ケーブルでジャマリ系統に送電する。

天然ガスによる火力は、JBICの融資により現在建設中の3プロジェクト (Muara Karang: 694 MW、Muara Tawar: 241 MW、Tanjung Priok: 743 MW、計1,678 MW) がいずれも2010年までには運転開始の予定である¹⁰。パイプラインによるガス供給では、これら以外の発電所の建設計画はない。LNGは、供給不安定なガスパイプラインに比べて、貯蔵できるため、ガス使用が柔軟になり、ミドルからピーク電源用に運用できる。LNGによるBojanegara CC (4@750 MW = 3,000 MW、2015-2018年) が計画されている。しかし、LNGは、輸出入の需要ニーズが高く、国内消費のための長期調達方法 (政策や契約など) を確立しないかぎり、安定供給は困難である。また、LNGは製造基地やLNG専用船、ガス化基地の整備などに費用と時間がかかるため、これらインフラ整備の資金調達や開発計画を着実に進めなければならない。

地熱は、建設コストは安くないものの、再生可能エネルギーの開発を優先させる政策から、ロードマップ (インドネシア国全土で、2006年852 MW、2016年4,600 MW、2025年9,500 MW目標) にしたがって、長期エネルギー利用率5%を目指して開発を進めようとしている。ジャマリ地域では、すでに設備容量835 MWが開発され、2025年までに開発優先度の高いサイトの容量は785 MW、開発可能性のあるサイトの容量は2,015 MWあり、これらを合計すると容量3,635 MWとなる¹¹。したがって、地熱発電のジャマリにおける設備容量比率は、2025年時点で5%程度が可能となる。

貯水池式水力は、ジャマリ系統では、1998年に完成したCirata水力第2期拡張工事以来10年以上に亘り建設されていない。1998年のアジア通貨・経済危機以前は、流れ込み式や貯水池式の水力開発調査も行われていたが、危機以降水力開発に消極的になった。危機を契機に、政府は財政健全化に努め、国家やPLNの多大な借金を減らすことに力を注いだ。水力は初期投資がその他電源に比べて大きく、開発に借款が利用されてきた。したがって、水力開発は財政健全化にとって、不利であると判断され、今日に至っているようである。また、1998年5月のスハルト体制崩壊に伴い、地方分権化や民主化が進み、用地取得や住民移転が政府によって強制できなくなった。これも水力開発を進める上で開発者側の障害となっている。しかし、燃料費や供給安定性の点で燃料リスクの少ない水力は、現在その

¹⁰ PLN内部資料、NERACA DAYA SISTEM JAWA-BALI 2008/2009-2018, 2008 April

¹¹ JICA、インドネシア国 地熱発電開発マスタープラン調査、2007

他電源に比べて経済的優位性を増しており、これまでの調査を再度見直す必要があると考えられる。見直し後、開発優先度の高い地点から具体的に開発を進めることが望まれる。

揚水発電は、今後ピーク電源として期待されている。揚水は貯水池式に比べて、出力比で貯水池が小さくて済むため、自然および社会環境負荷が少ない。したがって、用地取得や住民移転の点からも一般に揚水の方が有利であると考えられる。揚水と発電のサイクルによるエネルギーロス 25%程度はあるものの、現在の石炭と石油燃料の価格差に比べると、経済性の点ではその影響は十分小さい。揚水は石炭火力との組合せによって、経済的で安定したピーク負荷対応の系統が構築できる。揚水開発調査は、いくつかのサイトを対象に進められている。最も早い実現が確実視されているのは Upper Cisokan であり、すでに詳細設計が終わっているため、建設に向けて開発を進めることができる。しかし、それ以外の揚水は F/S レベル以下のため、今後さらに調査を進めなければならない。

原子力は、Muria 半島をサイトとするならば、2018 年から商業運転する可能性は残されている。日本での実績によれば、運転の安全性確認やオペレーター教育のため、初期には概ね 3 年間に 1 機ずつ慎重に導入することになる。2028 年までには 4~5 機、総容量 4~5GW（単機容量 1,000 MW）開発の可能性はある。すでに述べたように、当初計画よりすでに遅れが出ており、さらに遅れる可能性は否定できない。ベース電源として利用されるため、さらに開発が遅れる場合には、代替電源として石炭火力を投入することになる。原子力発電所のサイト変更による系統計画への影響は大きい。したがって、計画リスクが高く、これはシナリオでの評価対象と考えられる。

バイオ燃料やバイオマスは、現在発電には寄与していない。一方、国家エネルギー利用の点からは、パームオイルやバイオエタノールなどによる燃料を開発し、2025 年までに一次エネルギー比率で 5% 利用することを計画している。主に、輸送への利用となると予想されるが、ディーゼルオイルの代替として発電利用も考えられる。循環型エネルギーであるバイオマスエネルギーは多様である。インドネシアにおいて安定的に確保するには、基幹技術に技術開発を加え、地球環境にやさしいエネルギーや電力を選定する過程が必要である。地球環境影響を低減するために、積極的な開発や利用が期待される。

再生可能エネルギーとして小水力や太陽光、風力などの開発・利用が国際的に期待されている。CO₂を排出しないため、地球温暖化対策として有効である。インドネシア政府も 2025 年までにこれらを一次エネルギー比率で 3%（再生可能 5%から原子力 2%を除去）開発することを目標としている。これらは、初期コストが高く、現在経済性の点から不利ではあるが、政策によって推進することは可能である。風力は局地風を対象とした風況調査をさらに進める必要がある。太陽光は今後発電原価が低下すると予想されており、将来価格面からも競争力が期待される。

日本は太陽光発電分野では、世界のトップを走ってきた。日本は、太陽電池の生産量は世界第 1 位の座を維持しており、累計導入量では 2004 年まで世界 1 位であったが、2005 年にドイツに抜かれた。累積導入量は、2005 年に日本では 1,421 MW に達したが、ドイツは

1,429 MWであった。日本では2030年までの累積導入量を約100 GWと想定している¹²。この100 GWの太陽電池が生み出す発電量は、日本の全電力需要の約10%に当たる。そのためには、発電コスト低減と普及方法が課題となっている。インドネシアに導入するためにも同様な課題が生じる。

太陽光発電の発電コストは、今後大きく低下すると期待されている。現在、日本ではソーラー住宅に設置するためのシステム価格は約230万円/戸（約4 kW）で、その発電コストは約46円/kWh（全国平均）である。一般家庭用電力料金並みの23円/kWhと比較すると、まだ2倍の水準にとどまっている。発電コストとして2020年には14円/kWh、そして2030年には7円/kWhをめざすとしている。電池やシステム技術の進歩により、太陽光は将来その他電源に比べて十分な価格競争力を持つと期待されている。インドネシアでの太陽光の住宅や企業への普及のためには、コスト低減のほか、技術的には住宅や企業から既存の配電線に逆潮流できる系統連系を確立する必要がある。

系統上は、需要の高い西ジャワ地域に発電所を開発するのが望ましい。現在、ジャカルタ特別州を中心とする西ジャワ地域で負荷は大きく、東ジャワから西ジャワへの潮流が主体となっている。規模の大きい原子力の候補地が変わったり、開発が遅れる場合には系統計画を変更する必要がある。

政策として、ジャワ島以外に水力や石炭火力、原子力を開発し、海底ケーブルによってジャマリ系統に連系し、ジャマリ地域に電力供給する案がある。すでに、スマトラ南部の山元石炭火力開発に伴い、ジャワースマトラ連系送電が計画されている。これは、先に述べた環境影響の緩和以外に、地方経済振興やジャワ島の社会経済事情にも起因する。すなわち、地方経済活性化のための経済政策として、スマトラやカリマンタンの工業化を図るため、山元火力など大規模電源を開発する案がある。また、すでにジャワ島は人口密度が高く、用地の確保が困難である。将来のインドシナ連系送電構想にもつながると考えられる。

4.5.2 代替シナリオ

(1) シナリオ策定の視点

まずいくつかの代替シナリオを策定し、それらを比較評価することによって最適化を進める。すでに、インドネシアではRUKNやRUPTLなどで発電用一次エネルギー消費の目標値が検討されている。この目標値を参考にすれば、政府やPLNの既存計画にしたがったシナリオを作成することができる。また、下記に示すような電力供給の優先度に着目する。：

- ① 低廉である（石炭優先）
- ② 供給信頼性が高く安定している
- ③ 環境影響をできる限り少なくする

¹² NEW ENERGY AND INDUSTRIAL TECHNOLOGY DEVELOPMENT ORGANIZATION (NEDO) , Overview of “PV Roadmap Toward 2030” (PV2030) June 2004

これらの優先度に基づいた代替シナリオを策定する。低廉な電力供給を最優先する案では、石油使用を早期に廃止し、その代りに最も発電原価の安い石炭を開発する。一方、供給安定性・信頼性を最優先する案では、電源を多様化し、ピーク用にはLNGを積極的に開発する。環境影響を少なくする案では、化石燃料の使用を減らすことによってCO₂削減を進める。また、いずれのケースにおいても、短期（2016年まで）の電源開発計画は、基本的にRUPTL 2007/2016に従う。また、スマトラ島からの電力供給（3,000 MW）を前提とする¹³。

(2) 従来計画シナリオ（シナリオ 0）

従来計画シナリオは、インドネシア政府が発表している政策や PLN の開発計画における発電用一次エネルギーの目標を前提とする。政策や計画の目標値は表 4.5-1 に示される。いずれの政策／計画においても石油燃料利用を極力抑えるようにしている。また、2010 年では LNG による発電は間に合わないため、RUKN ではガス利用率がそれ以外の政策／計画に比べて低くなっていると思われる。これらの政策／計画より従来計画シナリオでの一次エネルギー長期目標値は、表 4.5-1 に示すように推定される。

従来計画シナリオでは、この数値を満足する電源開発計画を目指す。また、将来スマトラ島の山元石炭火力からジャマリ地域に 3,000 MW 電力供給することを想定して、ジャマリでの石炭火力による発生（消費）エネルギーをその供給分だけ差し引いた（Modification in Policy oriented scenario）。

表 4.5-1 発電用一次エネルギー消費の目標値

Description	RUKN	RUPTL	Energy Outlook ¹⁴	Estimation in Policy oriented scenario	Modification in Policy oriented scenario
Target year	2010	2016	2025	2028	2028
Oil	2	0.2	3.1	0.2-3	0.2-3
Coal	71	72.1	64.9	65-72	62-70
Gas	12	18.6	18.8	12-19	12-19
Geothermal	7	9.1	13.1	5-7	5-7
Hydro	8			4-8	4-8
Others (Nuclear, etc)	0			4-9	4-9
Transmit from Sumatera	0	0	0	0	2-3
Total (%)	100	100	100	100	100

Note: Primary energy consumption is estimated for overall Indonesia.
The longest term target year is different among policies or plans.
Capacity balance in 2021 in RUPTL shows that Coal 59%, Gas 16 %, Oil 7 %, Hydro 6 %, Geothermal 2 % and Nuclear 10 %. But the plan for energy consumption is only up to 2010 in RUPTL.

供給不足分に対する主要な候補電源として、ベース負荷用に石炭、地熱、原子力、ミドルからピーク負荷用に LNG、貯水池式水力、揚水がある。これ以外の電源として、小水力や風力、太陽光、バイオ燃料などが上げられる。図 4.5-1 に 2006 年および 2028 年に予想される燃料別エネルギー消費率を示す。

¹³ 政策的な視点から、カリマンタンからジャワ島へ直流 500kV 海底ケーブルを建設する計画もある。

¹⁴ Pengkajian energi universitas Indonesia, Indonesia energy outlook & statistics 2006

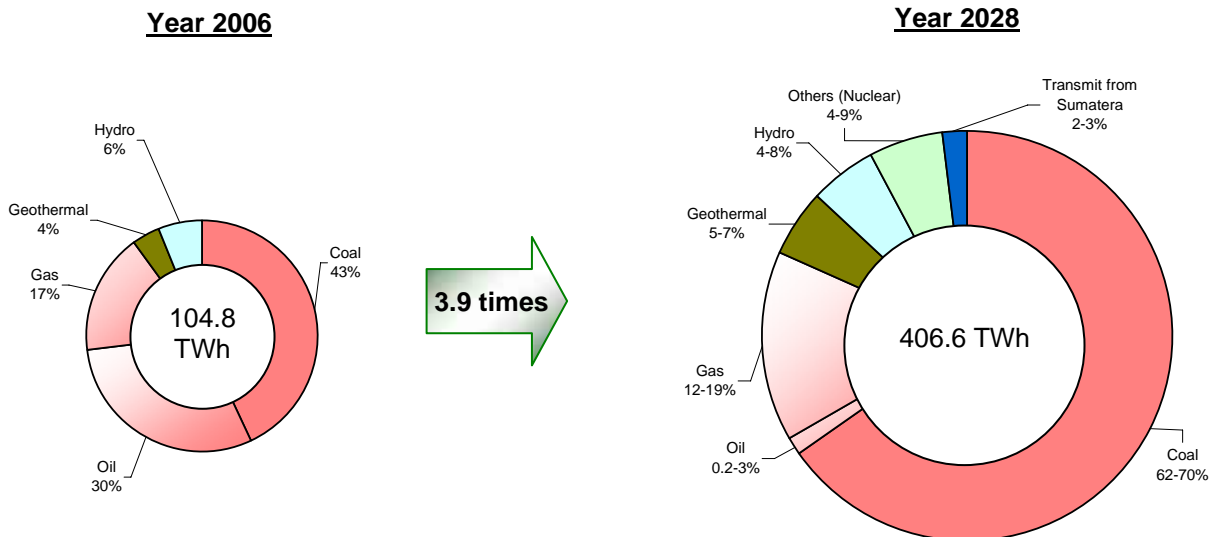


図 4.5-1 一次エネルギー消費率の変化(従来計画シナリオ)

短期計画において、政策や RUPTL 2007/2016 では、国産エネルギーの地熱や石炭を積極的に開発することを推奨している。FTP や水力 (Upper Cisokan や Rajamandala など) など、すでに計画に遅れが発生しているプロジェクトは、その遅れを反映させる。ガス発電は、ガス供給時期が不確実なため、PLN の方針に従い、計画の確実なものを取込む。

中長期計画において、開発確度の高い LNG や揚水、原子力は従来計画シナリオに取り込まれる。ガスは短期の開発計画を踏まえ、さらに RUKN で示された電力量比 12% (2010 年目標) を維持する計画とする。再生可能エネルギーの内、地熱は開発可能量や環境面からさらに役割を高めていくと予想され、政策や開発可能量にしたがい、電力量比 5% を長期目標とする。サイト依存性の高い一般水力は、十分大きな開発可能量を有するものの、特にジャマリ地域においては社会自然環境への影響から過去 10 年は開発に消極的であった。しかしながら、政策にしたがい電力量比で 4-8% の開発を目指す。2025-2028 時点で、原子力は 4-5 GW の開発が想定される。バイオ燃料や風力、太陽光は無視できる開発量と考える。エネルギー不足分は基本的に石炭開発で満足させることになる(発生電力量比で 62-70%)。これらの条件を踏まえ、各年度の電源別の必要開発容量や発生電力量は、WASP を利用した最少開発費用分析から求められる。

(3) 石炭開発促進シナリオ (シナリオ 1)

従来計画シナリオに比べてさらに開発コストの低減を図ることを目標とする。したがって、発電原価の低い石炭や原子力を積極的に開発するシナリオとなる。ベース電源の中心は石炭火力となる。

石炭火力は、燃料が国産であり、長期的に安定供給が見込まれ、石油に比べて熱量当たりの価格も極めて安いため、経済性を重視するならば積極的な開発が期待される。ガスは石油と共に高騰しており、特に LNG はカロリー当たり単価では、石油とほぼ同等である。したがって、ガス発電は確実性の高い計画を除いて、開発を進めない方針とする。現在ガス

発電は設備容量の 17% (3.76 GW) を占める。さらに建設中の 3 発電所、計 1,678 MW と Bojanegara LNG、3,000 MW は将来計画に組み込まれている。それ以外に開発しないとすると、2028 年時点では、ガス発電の設備容量比率はジャマリの総設備容量 81.2 GW に対して 10.4%となる（ガス火力償却分を無視）。

地熱は発電原価が高いので、特に確実性の高い計画、容量 785 MW 以外は進めないものとし、2028 年での総容量は既開発分の 835 MW と合わせ、1,620 MW（容量比で 2%）とする。貯水池式水力は、初期コストが高いため、開発は進めないものとする。ただし、揚水はピーク電源として、石炭火力との組合せにより、開発経済性を有し、安定供給に貢献するので、WASP でその経済性を評価して開発可能性を検討する。原子力は、開発ロードマップによると、2028 年時点では 5 GW が限界と思われるので、5 GW を開発目標とする。再生可能エネルギーは、価格優位性に乏しいので、開発量を無視する。

(4) 電源多様化シナリオ（シナリオ 2）

燃料供給安定性や信頼性を優先する案では、国際的にエネルギー供給・確保の見通しが不透明であることを重視し、電源の多様化を図る。

従来計画シナリオや石炭開発促進シナリオでは、石炭への依存が一次エネルギーベースで 70%程度になると予想される。石炭依存割合が高すぎることは、供給安定上必ずしも得策ではない。したがって、原子力や地熱、水力を積極的に開発する。再生可能エネルギー；太陽光や風力、バイオ燃料も電源多様化の視点から開発対象とする。この場合には、石油もある程度確保し、ガスは LNG を主体に開発していく。

脱石油のための LNG 開発・利用は、電源計画への影響度が大きい一方、リスクも高い。LNG は近年石油並みに高騰している。Bojanegara LNG は現在 PLN で推進中であり、2015 年から毎年 1 機ずつ、計 4 機@750 MW = 3,000 MW 運転する予定である。しかし、それ以降 LNG 開発が遅延する可能性がある。価格での優位性がなければ、石油の方が利用しやすいため、石油利用を優先させることになりかねない。一方、LNG を安定的に確保できれば、ピーク利用の利便性から、現在汽力 (PLTU) やコンバインドサイクル(PLTGU) で使用中の石油燃料を LNG に転換する案もある。政策目標である発生電力量比 19%を天然ガスの目標とする。

地熱はジャマリにおける開発可能量 3.6 GW (2028 年の容量比で 4.5%) を目標とする。また、水力は純国産エネルギーであり、燃料代は無視できるので、貯水池式も含めて積極的に開発する。政策目標の電力量比 4-8%を目標とする。揚水はピーク電源として、石炭火力との組合せにより、開発経済性を有し、安定供給に貢献するので、WASP でその経済性を評価して開発可能性を検討する。原子力は、2028 年までの開発限界と思われる 5 GW を開発目標とする。太陽光や風力、バイオ燃料は、これら全体の発生電力量比 4%（政府のエネルギー目標の約半分）を開発目標とする。

(5) 二酸化炭素排出削減シナリオ（シナリオ 3）

従来計画シナリオに対して地球環境を重視する二酸化炭素排出削減シナリオを策定する。石炭火力は、大気汚染や地球温暖化上、他の電源に比べて不利である。まず、NO_xやSO_x、ばいじんの排出が多い。これらは、排出基準値以下であれば、対策は不要であるため、現時点では石炭火力開発に制限はかからない。また、脱硫・脱硝装置を設置すれば、SO_xやNO_xの排出量は低減できる。ばいじんの飛散防止には電気集塵機の設置が有効である。しかしkWh当りのCO₂排出量他電源より大きいいため、地球温暖化の視点からは代替電源によって低減することが望ましい。

石炭火力はFTPが進行中であり、ジャマリでは設備容量6.9GWが2010年以降運転開始される予定である。そのため、現在の石炭火力容量8GWと合せて、将来総容量14.9GWは最低確保されると考えられる。これは、2028年のジャマリの発電設備容量の約18%に相当する。

石炭電源開発を抑制するために、代替電源としてLNGや水力、原子力、再生可能エネルギーを開発するシナリオを考える。LNGは、SO_xやばいじんの排出がないクリーン燃料であり、コンバインドサイクル(PLTGU)で用いればさらにCO₂排出原単位は小さくなり、CO₂排出量を削減できる。したがって、積極開発を前提とするシナリオ2と同じ目標とする。地熱もシナリオ2と同様に設備容量比5%の開発を目標とする。水力は、メタンガスの対策実施を前提として、積極的に開発する計画とする。中小水力も開発することによって、電力量比で8%を目標とする。原子力は、CO₂を排出しないため、2028年までの開発限界と思われる5GWを開発目標とする。政策を参考とし、風力・太陽光は5%、バイオ燃料は2%の開発を2028年時点までに達成する。それらによって、石炭の発生電力量比を極力減少させる。

4.5.3 各シナリオの比較

長期開発目標（2028年時に、発電電力量406.6TWh・最大電力62.5GW・総設備容量81.2GW）に対する各シナリオの電源別開発目標を表4.5-2に整理した。表中の各電源の設備容量比は、総設備容量81.2GWに対する予想比率であり、（発生）電力量比は、発電電力量406.6TWhに対する予想比率である。

表 4.5-2 各シナリオにおける電源別開発目標(2028年)

電源の種類 シナリオ		石油	石炭	ガス	地熱	水力	揚水	原子力	再生可能
現状 2006	設備容量 比 (%)	29	39	17	3.5	11.5	0	0	0
	電力量比 (%)	30.4	43.2	16.8	3.7	5.9	0	0	0
従来計画	PLN 目標に従い、電力量比で 0.2%。	政策に従い、電力量比で 62-70%。	政策および確実な計画から、電力量比で 12%。	政策および開発可能量に従い、電力量比で 5%。	政策に従い、電力量比で 4-8%。	ピーク用に経済性評価 (WASP)。	開発ロードマップで容量比 5-7% (4-5GW) が限界。	発生電力量を無視。	
石炭開発促進	電力量比を 0.2% にする。	最も発電原価が安いため、積極開発。結果として電力量比 73%程度。	燃料が高いため開発抑制。容量 (kW) 比で 10%程度。	確実性の高い 785MW を加え総容量比 1620MW (2%) を開発目標。	初期コスト高く、開発に消極的。電力量比は 2% まで低下。	ピーク用に経済性評価 (WASP)。	発電原価が安いため開発、容量目標 5GW(7%)。	発電コストが高いため開発に消極的。発生電力量は無視。	
電源多様化	電源多様化のため 2-3% の電力量比に保つ。	他電源開発を優先し、不足分を補う。	LNG 主体に積極開発。電力量比で 19% 目標。	開発可能容量 3.6GW、容量比 5% まで積極的に開発。	貯水池式を主体に開発。電力量比で 4-8% 目標。	ピーク用に経済性評価 (WASP)。	電源多様化を図るため開発、容量目標 5GW(7%)。	太陽光、風力、バイオも電源多様化の点から開発、電力量比で 4% 目標。	
二酸化炭素排出削減	供給安定・信頼性重視案に従う。	他電源開発を優先し、不足分を補う。	環境面から LNG を積極開発、電力量比で 19% 目標。	開発可能容量 3.6GW、容量比 5% まで積極的に開発。	中小水力を主体に開発。電力量比で 8% 目標。	ピーク用に経済性評価 (WASP)。	CO ₂ 排出がないため積極開発、容量目標 5GW (7%)。	電力量比で、太陽光・風力で 5%、バイオは 2% を目標。	

注： ジャマリ系統の 2006 年における総設備容量は 22,126 MW で、発生電力量は 104.8 TWh (PLN 79.9TWh, IPP 24.9TWh)。

ジャマリ系統の火力発電設備 (IPP 含む) の電源別設備容量比は、RUPTL 2007-16 にしたがった。また、2006 年では合計 18,825 MW (85%) であり、汽力 10,370 MW (46.9%)・コンバインドサイクル 6,143 MW (27.8%)・ガスタービン 2,236 MW (10.1%)・ディーゼル 76 MW(0.3%)となっている。

表には含まれないが、スマトラからの電力供給 (容量 3GW、設備容量比 3.7%) は各シナリオで共通である。

上記のシナリオ案に基づいて、2028 年時点の電源別発生 (消費) エネルギー比率を予想した。その結果を図 4.5-2 に示す。

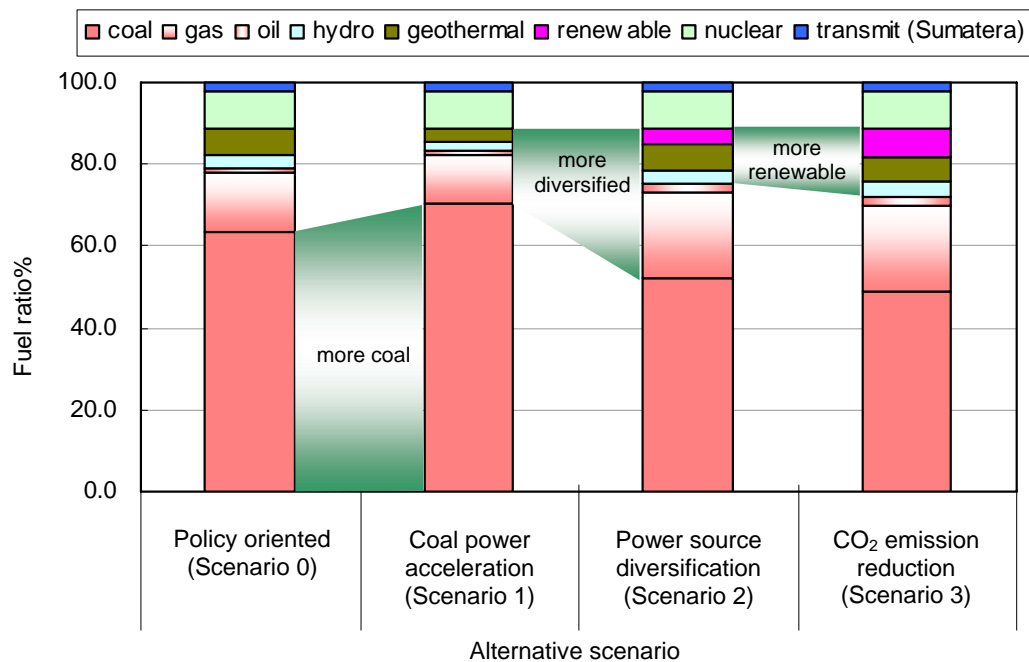


図 4.5-2 各シナリオの電源別消費エネルギー比率 (Total 406.6 TWh, Year 2028)

4.6. シナリオの最適化

4.6.1 電源開発計画

(1) 電源開発計画

1) WASP IV による各シナリオ再現方法

WASP (Wien Automatic System Planning) は IAEA (国際原子力機構) が開発した最小費用法による電源開発計画ソフトで建設費用、残存価格、運転・燃料費及び電力供給不足補償の合計額を目的関数とし、割引率で現在価値に変換して、与条件の範囲内でその累計目的関数値が最小となる電源開発の組み合わせを選ぶソフトである。特に発展途上国の電源開発計画策定に良く使われている。WASP IV は上記のように最小費用法による電源開発計画ツールのため、石炭価格を設定のトン当たり 80 US\$ を使うと石炭価格が他の地熱発電や LNG の燃料価格より安くなるため、4.5 章で提案されている 4 つのシナリオは再現できない。そこで図 4.6-1 に示すように石炭価格をパラメーターとして所定のシナリオを再現させ、その後石炭の運転費用を修正するという方法を使った。

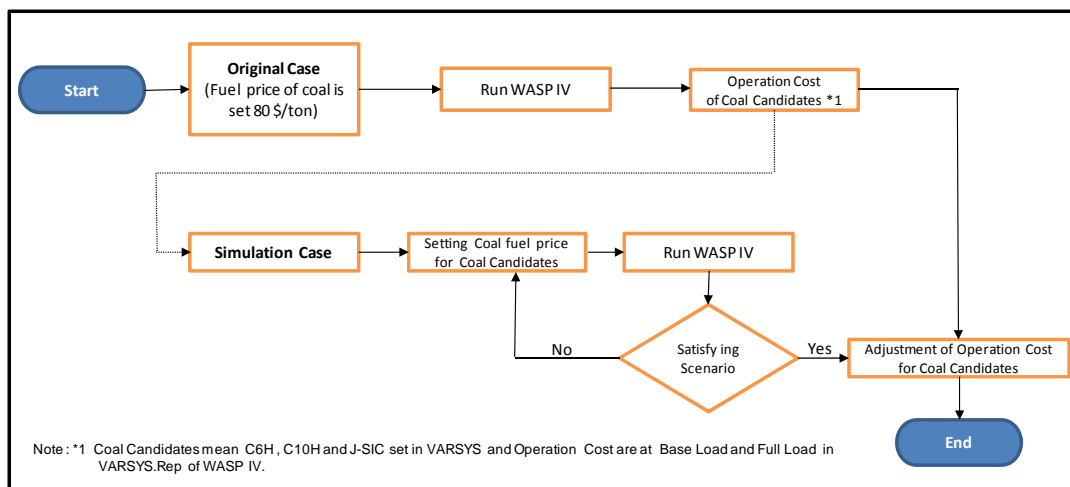


図 4.6-1 WASP IV による各シナリオ再現方法

2) 開発段階

2009 年から 2028 年までの 20 年間の電源開発計画は原則として図 4.6-2 (シナリオ 0 の場合) に示すように、(a) 進行中及び確約プロジェクトの開発段階、(b) 有望プロジェクトの開発段階、そして(c) 可能性プロジェクトの開発段階の 3 段階に区分した。

(a) 進行中及び確約プロジェクトの開発段階 (2009 ~ 2015)

現在進行中及び RUPTL で確約されているプロジェクトはこの段階で開発される。

(b) 有望プロジェクトの開発段階 (2016～2020)

有望プロジェクトとは関連の調査検討で、具体的な開発地点が明示されているプロジェクトであり、開発に向けて今から EIA を含め事前 FS、FS または D/D を開始する。

(c) 可能性プロジェクトの開発段階 (2021～2028)

可能性プロジェクトとは具体的な開発地点が明示されていないプロジェクトであり、特に水力や地熱を除く再生可能エネルギーを対象に、地点調査や奨励策を今から検討・準備する。

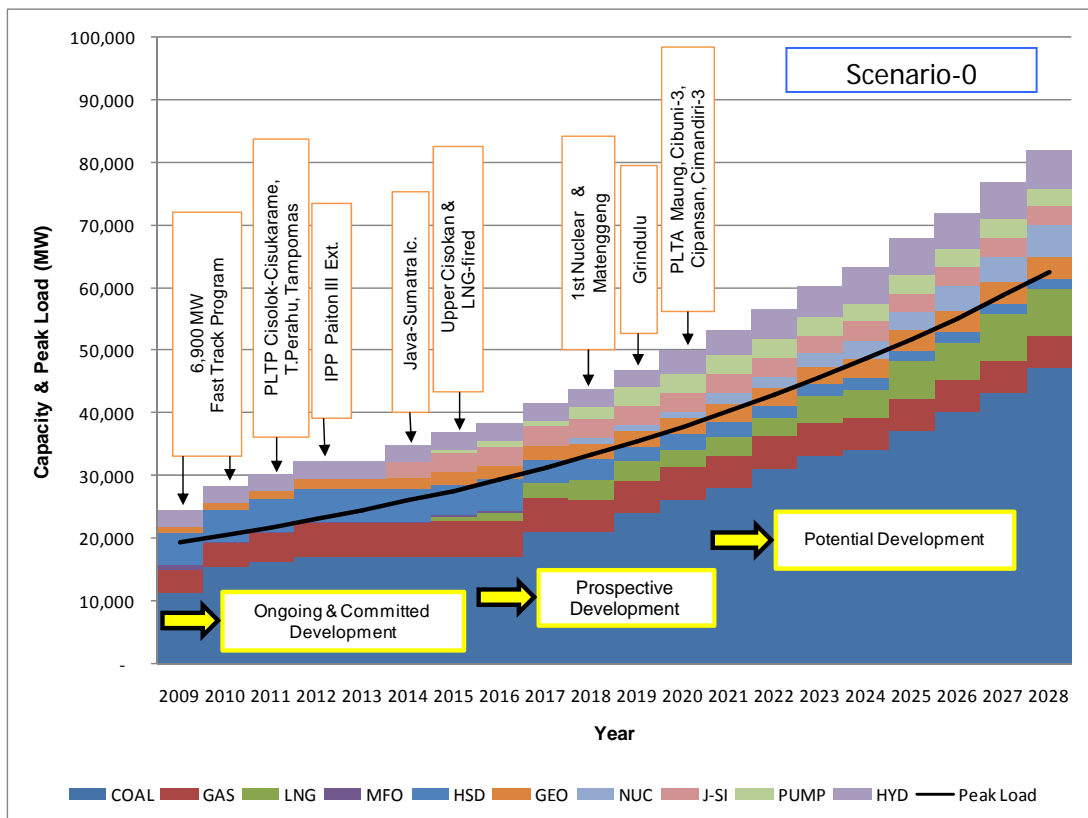


図 4.6-2 開発段階(従来計画シナリオ)

3) シナリオ 0 (従来計画シナリオ)

表 4.6-1 にシナリオ 0 の電源開発計画を示す。

表 4.6-1 Power Source Development Plan for Scenario 0

			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
C6H	PLTU	600																					
C10H	PLTU	1000				1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	5,000	5,000	8,000	10,000	12,000	15,000	17,000	18,000	21,000	24,000	27,000	31,000	
LNG	PLTG	750							750	1,500	2,250	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	4,500	4,500	6,000	6,000	7,500	7,500	
N10H	PLTN	1000									1,000	1,000	1,000	2,000	2,000	2,000	3,000	3,000	3,000	4,000	4,000	5,000	
GE55	PLTP	55			330	330	330	550	660	770	880	990	1,100	1,210	1,320	1,430	1,540	1,650	1,760	1,870	1,980	2,090	
G150	PLTG	150																					
PS	Pumped S.	500							500	1,000	1,000	2,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	
CIB3	PLTA	172												172	172	172	172	172	172	172	172	172	
CPSG	PLTA	400												400	400	400	400	400	400	400	400	400	
CMD3	PLTA	238												238	238	238	238	238	238	238	238	238	
MANG	PLTA	360												360	360	360	360	360	360	360	360	360	
PLTA	PLTA	300														900	900	1,800	1,800	1,800	2,100	2,100	
Java-Sumatera I.C.	600							2,400	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	
Total Additional Capacity			-	-	330	1,330	1,330	3,950	5,910	7,270	12,130	14,990	19,100	22,380	25,490	29,500	33,110	36,120	40,730	44,840	49,750	54,860	
Total Supply Capacity at year end			24,389	28,305	30,318	32,285	32,285	34,905	36,975	38,335	41,642	43,801	46,913	50,193	53,303	56,708	60,318	63,328	67,938	72,048	76,958	82,068	
Reserve Margin	%		26.2%	37.8%	39.0%	39.4%	31.4%	33.9%	33.7%	30.4%	32.9%	31.2%	31.9%	32.5%	32.1%	32.0%	31.8%	30.0%	31.1%	30.6%	31.1%	31.4%	

4) シナリオ 1 (石炭火力促進シナリオ)

表 4.6-2 にシナリオ 1 の電源開発計画を示す。

表 4.6-2 Power Source Development Plan for Scenario 1

			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
C6H	PLTU	600																					
C10H	PLTU	1000				1,000	1,000	1,000	1,000	2,000	5,000	6,000	9,000	10,000	13,000	17,000	19,000	22,000	26,000	30,000	34,000	38,000	
LNG	PLTG	750							750	1,500	2,250	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	
N10H	PLTN	1000									1,000	1,000	1,000	2,000	2,000	2,000	3,000	3,000	3,000	4,000	4,000	5,000	
GE55	PLTP	55			330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	
G150	PLTG	150																					
PS	Pumped S.	500							500	1,000	1,000	2,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	
CIB3	PLTA	172												172	172	172	172	172	172	172	172	172	
CPSG	PLTA	400												400	400	400	400	400	400	400	400	400	
CMD3	PLTA	238												238	238	238	238	238	238	238	238	238	
MANG	PLTA	360												360	360	360	360	360	360	360	360	360	
PLTA	PLTA	300														900	900	1,800	1,800	1,800	2,100	2,100	
Java-Sumatera I.C.	600							2,400	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	
Total Additional Capacity			-	-	330	1,330	1,330	3,730	5,580	7,830	11,580	15,330	19,330	21,500	25,500	29,500	32,250	36,250	40,250	45,250	49,250	54,250	
Total Supply Capacity at year end			24,389	28,305	30,318	32,285	32,285	34,685	36,645	38,895	41,092	44,141	47,143	49,313	53,313	56,708	59,458	63,458	67,458	72,458	76,458	81,458	
Reserve Margin	%		26.2%	37.8%	39.0%	39.4%	31.4%	33.0%	32.5%	32.3%	31.1%	32.2%	32.5%	30.1%	32.1%	32.0%	30.0%	30.3%	30.1%	31.3%	30.2%	30.4%	

5) シナリオ 2 (電源多様化シナリオ)

シナリオ 2 では、太陽光、風力、バイオマスなどのその他の再生可能エネルギーが必要発電量の 4%を賄うというシナリオ目標に沿って、電力需要予測結果から導かれる各年次の必要発電量の 4%を最初から除外した。ピークロードもその分減少¹⁵している。表 4.6-3 にシナリオ 2 の電源開発計画を示す。

表 4.6-3 Power Source Development Plan for Scenario 2

			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
C6H	PLTU	600																					
C10H	PLTU	1000				1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	5,000	5,000	7,000	7,000	9,000	10,000	13,000	13,000	16,000	17,000	20,000	24,000	
LNG	PLTG	750							750	1,500	2,250	3,000	3,000	4,500	4,500	6,000	6,000	7,500	7,500	9,000	9,000	9,000	
N10H	PLTN	1000									1,000	1,000	1,000	2,000	2,000	2,000	3,000	3,000	3,000	4,000	4,000	5,000	
GE55	PLTP	55			330	330	330	550	660	770	880	990	1,100	1,210	1,320	1,430	1,540	1,650	1,760	1,870	1,980	2,090	
G150	PLTG	150												450	600	600	900	900	1,200	1,200	1,500	1,800	
PS	Pumped S.	500							500	1,000	1,000	2,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	
CIB3	PLTA	172												172	172	172	172	172	172	172	172	172	
CPSG	PLTA	400												400	400	400	400	400	400	400	400	400	
CMD3	PLTA	238												238	238	238	238	238	238	238	238	238	
MANG	PLTA	360												360	360	360	360	360	360	360	360	360	
PLTA	PLTA	300														900	900	1,800	1,800	1,800	2,100	2,100	
Java-Sumatera I.C.	600							2,400	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	
Total Additional Capacity			-	-	330	1,330	1,330	3,950	5,910	7,270	12,130	14,990	18,550	21,480	24,590	28,400	31,510	35,320	38,430	42,340	46,050	51,160	
Total Supply Capacity at year end			24,389	28,305	30,318	32,285	32,285	34,905	36,975	38,335	41,642	43,801	46,363	49,293	52,403	55,608	58,718	62,528	65,638	69,548	73,258	78,368	
Reserve Margin	%		26.2%	37.8%	39.0%	39.4%	31.4%	33.9%	33.7%	30.4%	32.9%	31.2%	30.3%	30.1%	31.2%	30.7%	31.0%	31.0%	30.5%	30.0%	30.0%	30.7%	

6) シナリオ 3 (二酸化炭素排出削減シナリオ)

シナリオ 3 でも、シナリオ 2 と同じ様に太陽光、風力、バイオマスなどのその他の再生可能エネルギーが必要発電量の 7%を賄うというシナリオ目標に沿って、電力需要予測結果から導かれる各年次の必要発電量の 7%を最初から除外した。ピークロードもそ

の分減少している。表 4.6-4 にシナリオ 3 の電源開発計画を示す。

表 4.6-4 Power Source Development Plan for Scenario 3

		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028		
C6H	PLTU	800																					
C10H	PLTU	1000			1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	5,000	5,000	7,000	7,000	9,000	10,000	12,000	12,000	15,000	16,000	18,000	21,000		
LNG	PLTG	750																					
N10H	PLTN	1000							750	1,500	2,250	3,000	4,500	4,500	6,000	6,000	7,500	7,500	9,000	9,000	9,000		
GE55	PLTP	55																					
GE55	PLTP	55			330	330	330	550	660	770	880	990	1,100	1,210	1,320	1,430	1,540	1,650	1,760	1,870	1,980	2,090	
G150	PLTG	150																					
PS	Pumped S.	500							500	1,000	1,000	2,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	
CIB3	PLTA	172												172	172	172	172	172	172	172	172	172	
CPSG	PLTA	400												400	400	400	400	400	400	400	400	400	
CMD3	PLTA	238												238	238	238	238	238	238	238	238	238	
MANG	PLTA	360												360	360	360	360	360	360	360	360	360	
PLTA	PLTA	300															900	900	1,800	1,800	1,800	2,400	2,400
Java-Sumatera I.C.		600						2,400	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
Total Additional Capacity				330	1,330	1,330	3,950	5,910	7,270	12,130	14,990	18,550	21,480	24,590	28,400	30,510	34,320	37,430	41,340	44,350	48,460		
Total Supply Capacity at year end		24,389	28,305	30,318	32,285	32,285	34,905	36,975	38,335	41,642	43,801	46,363	49,293	52,403	55,608	57,718	61,528	64,638	68,548	71,558	75,668		
Reserve Margin		%	26.2%	37.8%	39.0%	39.4%	31.4%	33.9%	33.7%	30.4%	32.9%	31.2%	30.3%	30.1%	31.2%	30.7%	30.1%	30.2%	31.3%	30.8%	31.1%	30.2%	

(2) 電源開発計画の結果

WASP IV によるシミュレーションの主要結果を図 4.6-4 から図 4.6-7 に示し、詳細な結果は添付資料 6 として添付している。

1) シナリオ目標と WASP IV シミュレーション結果の比較

4.5 章で設定された各シナリオと WASP IV によるシミュレーション結果の関係を表 4.6-5 に示す。

表 4.6-5 シナリオ目標と WASP IV シミュレーション結果比較

Scenario		Oil	Coal	Gas	Geothermal	Hydro	Pumped Storage	Nuclear	Other Renewable
Scenario 0	Target in 2028	Energy rate 0.2 %	Energy rate 56 ~ 66 %	Energy rate 12 %	Energy rate 5 %	Energy rate 4 ~ 8 %	Up to WASP IV economic development	Capacity rate 5 ~ 7 %, 4 ~ 5 GW	Negligible
	Simulation Results in 2028	Energy rate 1.1 %	Energy rate 65.7 %	Energy rate 14.5 %	Energy rate 9 %	Energy rate 3.3 %	Negligible	Capacity rate 6.1 %, 5 GW	None
Scenario 1	Target in 2028	Energy rate 0.2 %	Energy rate 70 %	Capacity rate 10 %	Capacity 1,620 MW	Energy rate 2 %	Up to WASP IV economic development	Capacity rate 7 %, 5 GW	Negligible
	Simulation Results in 2028	Energy rate 1.1 %	Energy rate 72.3 %	Capacity rate 10.8 %	Capacity 1,696 MW	Energy rate 2.2 %	Negligible	Capacity rate 6.1 %, 5 GW	None
Scenario 2	Target in 2028	Energy rate 2 ~ 3 %	Cover power shortage	Energy rate 19 %	Available capacity 3.6 GW, 5 %	Energy rate 4 ~ 8 %	Up to WASP IV economic development	Capacity rate 7 %, 5 GW	Energy rate 4 % by solar, wind and biomass
	Simulation Results in 2028	Energy rate 2.2 %	Energy rate 54.1 %	Energy rate 21.0 %	Available capacity 3.5 GW, 4.2 %	Energy rate 3.3 %	Negligible	Capacity rate 6.1 %, 5 GW	Energy rate 4 %
Scenario 3	Target in 2028	Energy rate 2 ~ 3 %	Cover power shortage, at least 18 % capacity after FTP	Energy rate 19 %	Available capacity 3.6 GW, 5 %	Energy rate 4 ~ 8 %	Up to WASP IV economic development	Capacity rate 7 %, 5 GW	Energy rate 5% by solar, wind and 2 % by biomass
	Simulation Results in 2028	Energy rate 2.2 %	Energy rate 51.0 %	Energy rate 20.8 %	Available capacity 3.5 GW, 4.2 %	Energy rate 3.5 %	Negligible	Capacity rate 6.1 %, 5 GW	Energy rate 7 %

¹⁵ 各年のピークロードは発電量をロードファクターで除して求めている。

上記表に見られるように、ジャマリ地域の包蔵水力量が限られているため水力は目標を達成されていないが、水力を除くほとんどの目標は WASP IV シミュレーションで達成されている。

図 4.6-3 は 4 シナリオについて、特に燃料別発電量比率と運転パターン別発電量比率を示している。シナリオ 0 とシナリオ 1 では発電量に占める化石燃料は 80%以上、シナリオ 2 とシナリオ 3 では 80%以下となる。また、運転パターン別発電量でも、シナリオ 0 とシナリオ 1 ではピーク対応（中間からピーク対応も含む）発電量が 20%未満であるのに対し、シナリオ 2 とシナリオ 3 では 25%以上となる。以上の 2 点から見た場合、4 シナリオはシナリオ 0 及び 1 のグループと、シナリオ 2 及び 3 グループの 2 つに分類される。

Fuel Type	Power Sources	Generation Share (%) in 2028				Operation Pattern	Power Sources	Generation Share (%) in 2028			
		Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3			Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
		407 Th.GWh	407 Th.GWh	407 Th.GWh	407 Th.GWh			407 Th.GWh	407 Th.GWh	407 Th.GWh	407 Th.GWh
Fossil Fuel (Coal)	Coal-fired Java-Sumatra In.	65.7	72.3	54.1	51.0	Base	Nuclear Geothermal	15.5	12.5	15.4	15.4
Fossil Fuel (Gas + LNG + MFO +HSD)	Gas, LNG, MFO, HSD	15.6	13.0	23.2	23.0	Base to Middle	Coal-fired Java-Sumatra In.	65.7	72.3	54.1	51.0
Renewable	Geothermal Hydropower	9.6	5.5	9.5	9.7	Middle to Peak	Gas-fired LNG-fired Hydropower	17.8	14.1	24.3	24.3
Other Renewable	Solar, Wind, Biomass	0.0	0.0	4.0	7.0	Peak	MFO & HSD-fired Pumped Storage	1.1	1.1	2.2	2.2
Others	Nuclear	9.2	9.2	9.2	9.2	Others	Solar, Wind & Biomass	0.0	0.0	4.0	7.0
Total		100.1	100.0	100.0	99.9	Total		100.1	100.0	100.0	99.9

	Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3		Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Fossil Fuel	81.3	85.3	77.3	74.0	Base & Base to Middle	81.2	84.8	69.5	66.4
Renewable	9.6	5.5	13.5	16.7	Middle to Peak & Peak	18.9	15.2	26.5	26.5
Others (Nuclear)	9.2	9.2	9.2	9.2	Others (Solar etc.)	0.0	0.0	4.0	7.0
Sum	100.1	100.0	100.0	99.9	Sum	100.1	100	100	99.9

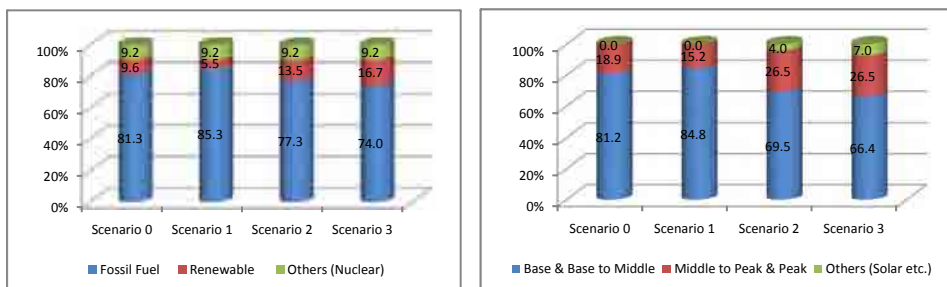
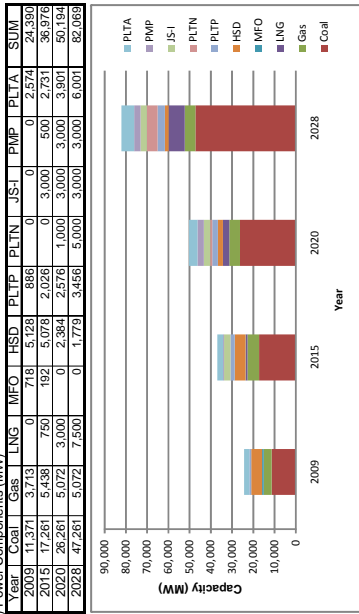


図 4.6-3 燃料別発電量比と運転パターン別発電量比

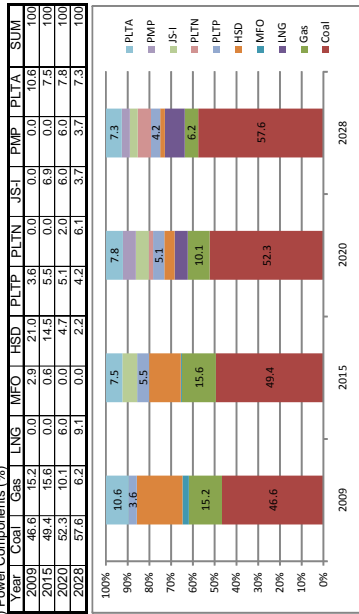
図 4.6-4 から図 4.6-7 に示されている投資費用及び運転費用は名目値表示で、且つ太陽光、風力、バイオマスのその他再生可能エネルギーの費用は含まれていない。投資費用や運転費用の詳細・分析は 4.6.2 節を参照されたい。

1 Base Scenario (Policy Oriented)

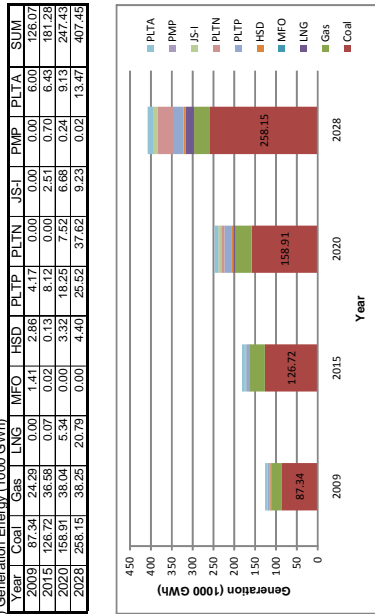
(1) Power Components (MW)



(2) Power Components (%)



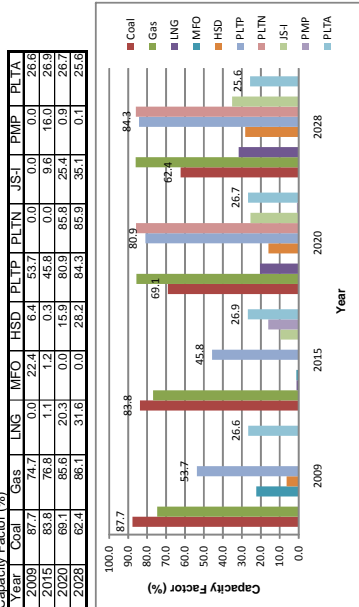
(3) Generation Energy (1000 GWh)



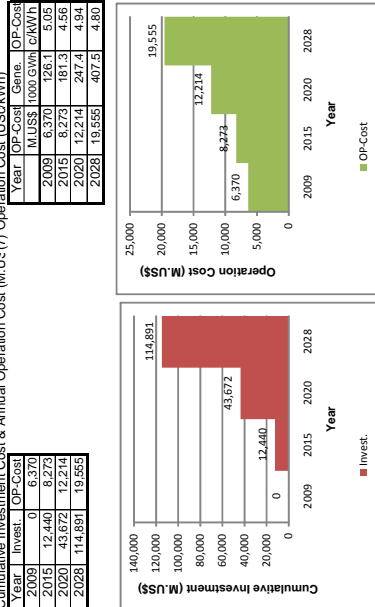
(4) Generation Energy (%)



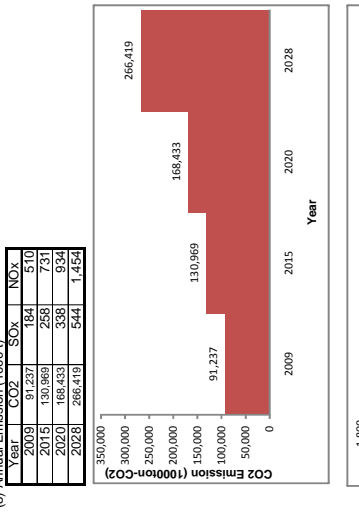
(5) Capacity Factor (%)



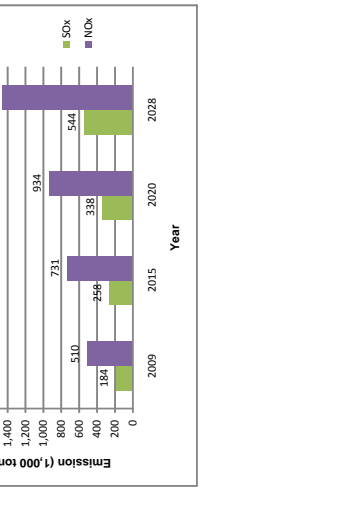
(6) Cumulative Investment Cost & Annual Operation Cost (M.US)



(7) Annual Fuel Consumption



(8) Annual Emission (1000 t)



(9) Annual Fuel Consumption

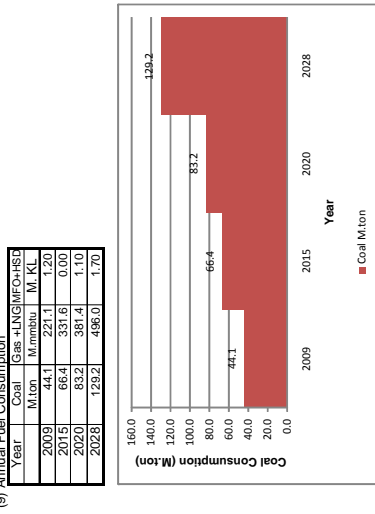


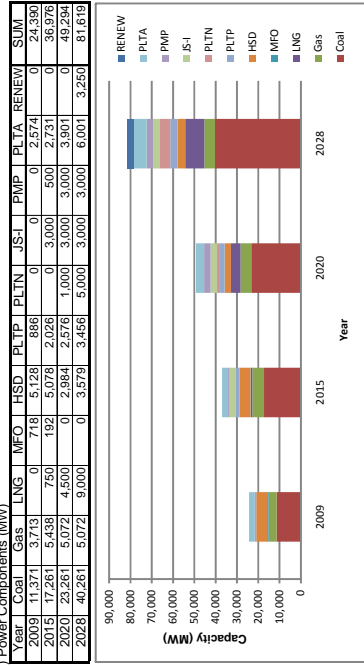
図 4.6-4 シナリオ 0 のシミュレーション結果



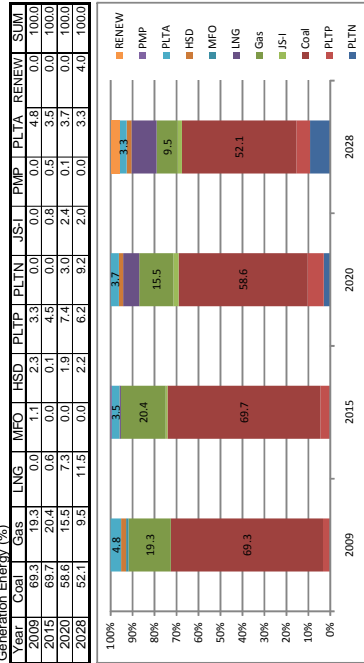
図 4.6-5 シナリオ 1 のシミュレーション結果

3 Scenario 2 (Power Source Diversification)

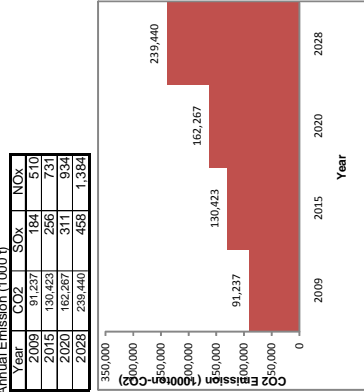
(1) Power Components (MW)



(4) Generation Energy (%)



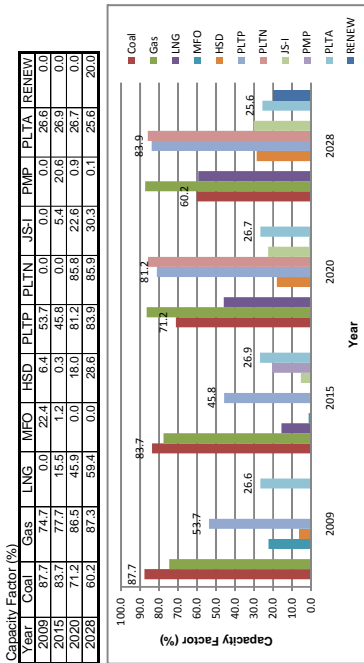
(8) Annual Emission (1,000 t)



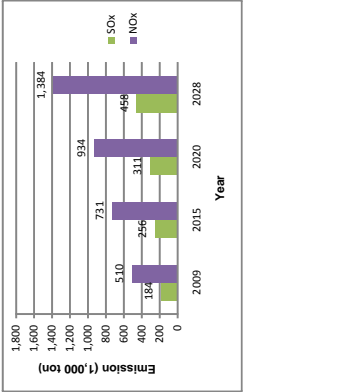
(2) Power Components (%)



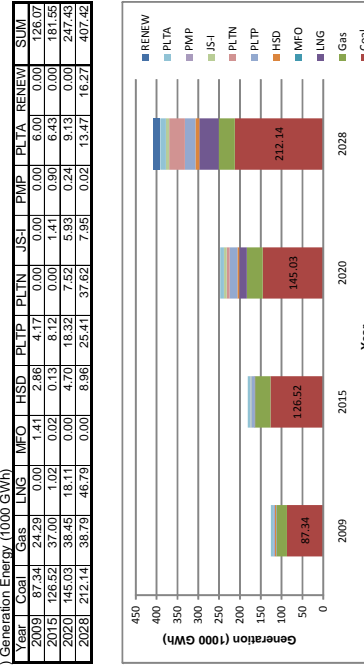
(5) Capacity Factor (%)



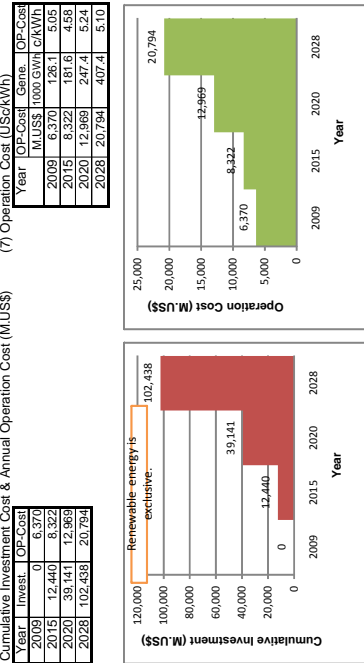
(6) Cumulative Investment Cost & Annual Operation Cost (MU\$)



(3) Generation Energy (1000 GWh)



(7) Operation Cost (US\$/kWh)



(9) Annual Fuel Consumption

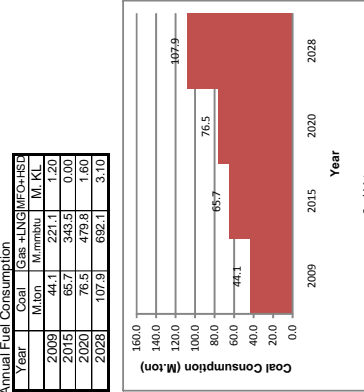


図 4.6-6 シナリオ 2 のシミュレーション結果

4 Scenario 3 (CO₂ Emission Reduction)

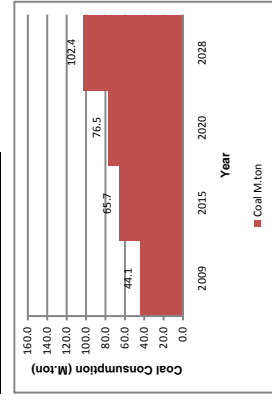
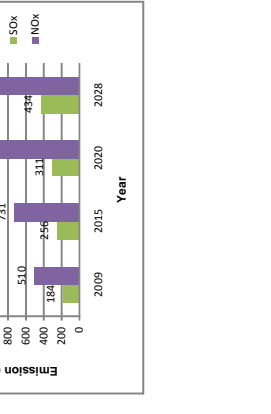
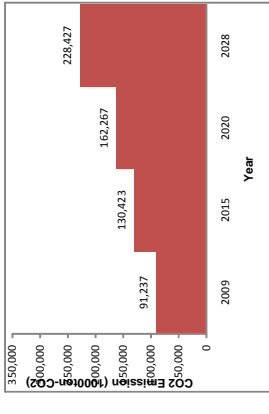
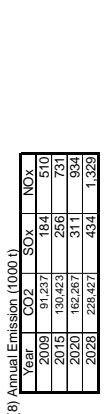
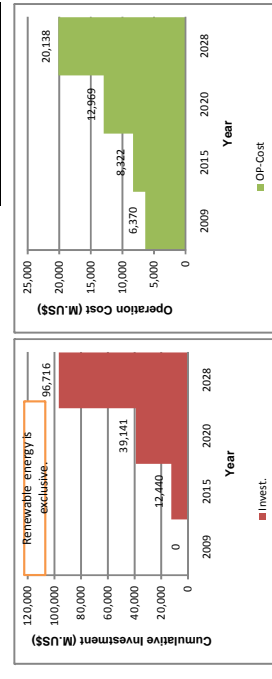
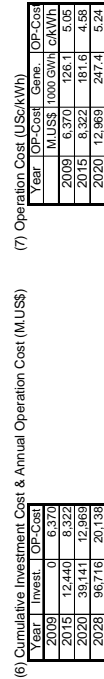
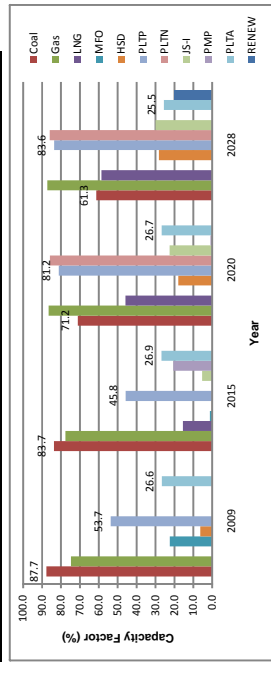
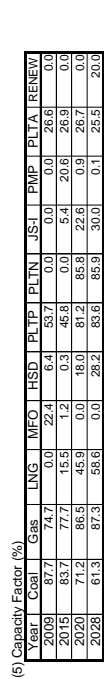
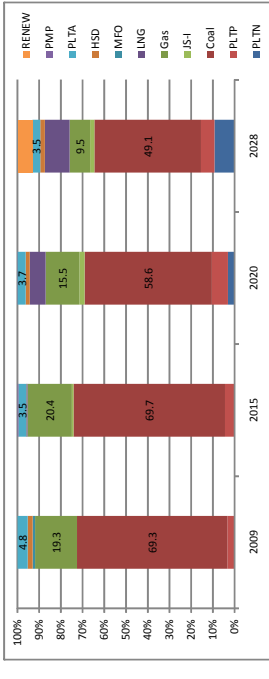
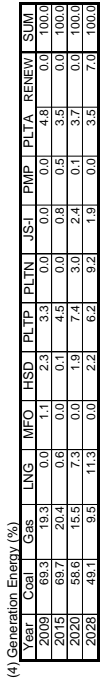
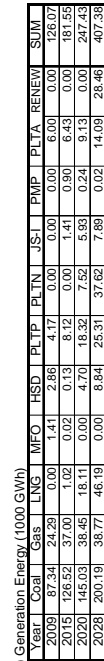
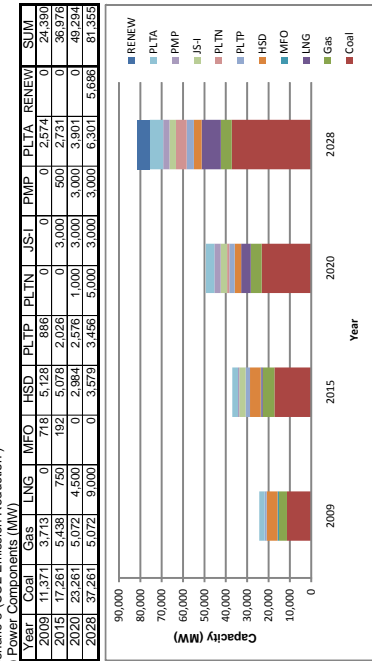


図 4.6-7 シナリオ 3 のシミュレーション結果

2) 結果検討

(a) 石炭消費量

表 4.6-6 に 2028 年時点での石炭消費量予測値を示す。2006 年の PLN の全国石炭消費量が 19.1 百万トンなので、2028 年には 2006 年消費量の 5 倍から 7 倍に増加することになる。

また、既出の 4.1.3 節によれば 2006 年のインドネシアの石炭生産量は 190 百万トンであり、そのうち輸出が 70%、国内市場向けが 30%、即ち 133 百万トンが輸出に、残りの 57 百万トンが国内市場向けとなっている。表 4.6-6 の石炭消費量は 2006 年の石炭生産量より下回っているため、石炭供給が不足となる事態は無いと思われる。しかし、今後石炭の増産が無ければ、石炭輸出量は大幅に低下することになる。

表 4.6-6 2028 年時点の石炭消費量予測値

Scenario	Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Coal (Million ton)	129.2	141.5	107.9	102.4

注: 熱容量は約 4,800 kcal/kg また、熱消費率は最大負荷時平均 2,450 kcal/kWh の条件下

(b) 油消費量

表 4.6-7 に 2028 年時点の油消費量予測値を示す。既出の表 4.1-2 「ジャマリ地域の燃料消費量 (2008 – 2016)」によれば MFO と HSD の 2007 年の油消費量は 3.73 百万キロリッター、2016 年は同 0.51 百万キロリッターと予測されている。シナリオ 0 及びシナリオ 1 の油消費量 1.7 百万キロリッターは 2007 年消費量の約 50%、また、シナリオ 2 及びシナリオ 3 の 3.1 百万キロリッターは 2007 年消費量と同じ水準となっている。

表 4.6-7 2028 年時点の油消費量予測値

Scenario	Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Oil (Million Kilo Liter)	1.7	1.7	3.1	3.1

(c) ガスと LNG 消費量

表 4.6-8 は 2028 年時点のガスと LNG 消費量予測を示す。既出の表 4.1-2 「ジャマリ地域の燃料消費量 (2008 – 2016)」によれば 2016 年でのガス消費量は 341,000 百万立方フィートと予想されているが、WASP IV のシミュレーション結果ではガス消費量は 2016 年予想より 22% (シナリオ 1) から 100% (シナリオ 2) 増の予想となった。既出の表 4.1-1 「石油とガスの埋蔵量」によれば 2005 年時点での確認埋蔵量は 97,260,000 百万立方フィートあるので、シナリオ 2 でのガス消費量 692,000 百万立方フィートは 2005 年確認埋蔵量の 0.7% に相当する。既設火力発電所へのガス供給が不足している現状を考えると、一層のガス生産促進が求められる。

表 4.6-8 Estimate of Gas and LNG Consumption in 2028

Scenario	Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Gas & LNG (Million mmbtu)	496	417	692	688
Gas & LNG (Billion Cubic Feet)	496	417	692	688

注: 1000 Cubic Feet はほぼ 1 mmbtu に相当。

(d) 石炭火力発電所の負荷率

表 4.6-9 は 2028 年時点での石炭火力の負荷率予測を示す。いずれのシナリオも石炭火力の負荷率が 60% から 62% となった。添付資料 5-1 の PJB Paiton 石炭火力発電所 (400MW × 2 基) の 2005 年、2006 年及び 2007 年の負荷率を計算すると各々 75.4%、81.6%、87.1% となり、現状では PJB Paiton 石炭火力発電所はベース負荷対応発電所として運用されていると言える。WASP シミュレーション結果は、LNG を含むガス焼き火力、地熱火力及び原子力が前述の各シナリオの目標を満たす運転をした場合、石炭火力発電所の運転パターンが将来ベース負荷対応からベース負荷及び中間負荷対応になることを暗示している。

表 4.6-9 2028 時点の石炭火力発電所の負荷率

Scenario	Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Capacity Factor (%)	62.4	60.2	60.2	61.3

(e) 原子力発電所の負荷率

表 4.6-10 は 2028 年時点の原子力発電所の負荷率予測を示す。いずれのシナリオも運転費用が現状では最も安い原子力発電所は計画停止や事故停止期間を除いてフル稼動することになる。

表 4.6-10 2028 年時点の原子力発電所の負荷率

Scenario	Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Capacity Factor (%)	85.9	85.9	85.9	85.9

(f) 環境関係

環境問題については 4.6.3 節を参照されたい。

3) 結 論

(a) いずれのシナリオでも石炭火力発電所 (ジャワ・スマトラ連系統送電線を含む) が 2028 年までの必要発電量の 50% 以上を占める結果となり、石炭火力発電所の将来の電源開発計画に占める重要性が確認された。

(b) 2028 年時点の最大石炭消費量は 2006 年石炭生産量 190 百万トンの 75% に達すると予想される。今後石炭の増産が無ければ、石炭輸出量は大幅に低下することになる。

- (c) 石炭火力発電所の運転パターンは現在のベース負荷対応からベース負荷・中間負荷対応に変わることが予想される。
- (d) 原子力発電所は高額な初期投資額にも拘らず、運転費用が最も安いのでいずれのシナリオでもフル稼働することになる。
- (e) 油焼き火力発電所の発電量は 2028 年時点でも全発電量の 1%から 2%を占め、ピーク負荷対応発電所として運転される。
- (f) ガス及び LNG 焼き火力発電所は 2028 年時点で全発電量の 15%から 21%を占め、ピーク負荷及び中間負荷対応発電所として運転される。

4.6.2 開発資金と発電原価

(1) 開発資金の推計方法

前節 4.6.1 で検討した各電源開発計画スキームに対応して、必要となる開発資金の推計を行った。推計にあたっての前提条件、設定した仮定等を以下に述べる。

<建設費>

- － 数字は 2008 年価格で、価格変動およびインフレーションは考慮しない。
- － 建設費は、前節 4.6.1 で用いたものであり、別途記載した場合を除き、建中利子を含み、発電所（あるいは発電ユニット）が運転を開始する時点で計上している。
- － IPP の発電所についても、PLN および Indonesia Power、PJB 社の発電所と合わせて一括して取り扱っている。
- － Jawa-Sematra 連系線については、海底送電に係る諸施設および発電端の発電所の建設費を含んでいる。
- － 4.6.1 章で述べたとおり、各電源開発計画スキームは RUPTL2007-16 に示されている発電所建設事業（計画）をすべて含んでおり、これらは一括して“RUPTL”と表示している。ただし、前述の Jawa-Semarta 連系線の山元発電所と揚水発電所を除く。
- － 送電線、配電線、変電所等の送電関連施設の建設費については、5 章で議論するが、シナリオ間の差が無い場合、ここでは含めていない。
- － 再生可能エネルギーの発電施設については、各シナリオで設定した再生可能エネルギー発電量の内訳が、太陽光 65%、風力 34.4%、バイオマス 0.6%であるものと仮定し、それぞれの発電方法の平均稼働率が 14%、20%、43%であるものとして発電容量を想定した。
- － 太陽光発電については、PLN や IPP などの発電事業者が集中的な開発を行うのではなく、事業所や住宅など多数の主体により分散した投資・整備がなされるものと仮定し、施設建設費として計上していない。

再生可能エネルギー発電設備に関する建設費と維持管理費は以下のとおりである。

表 4.6-11 再生可能エネルギーの費用原単位

	Capital cost (US\$/kW)	OM cost	Life time
Solar	5,000	US¢3/kWh	24.4
Wind	1,100	0.6% of capital cost	25
Biomass	1,700	3% of capital, US¢0.44/kWh	15

- 一 太陽光発電設備の設置に係る費用は、太陽光発電施設設置者が発電量をすべて系統に対して売電し、その売電価格 Green Energy Payment により回収できるものとした。Green Energy Payment の単価は US¢ 30 per kWh であり、太陽光発電施設設置者が投資や維持管理に要した費用を完全に回収できる水準としている。この単価の計算は、以下のとおりである。

表 4.6-12 太陽光発電の電力単価設定 (Green Energy Payment)

	Cost per kW	Cost per kWh	Remark	
System Life (years)	24.4			
Total kWh (capacity factor)	30,535.66		14%	
Installed cost	\$5,000.00	\$0.16		
Reliability/Maintenance costs	\$575.58	\$0.02		
Maintenance contract				
Insurance	\$226.47	\$0.01		
Decommissioning	\$46.95	\$0.00		
Permitting	\$30.95	\$0.00		
Financial cost (Interest R, Yr)	\$3,137.27	\$0.10	10%	10
TOTAL Costs	\$9,017.22	\$0.30		
Rp Conversion(exchange rate)		IDR 2,716.77	9,200	

出典： “A REVIEW OF PV SYSTEM PERFORMANCE AND LIFE-CYCLE COSTS FOR THE SUNSMART SCHOOLS PROGRAM, ”Proceedings of ISEC2006:ASME International Solar Energy Conference 2006 を元に、JICA チームで作成

上表におけるPVの稼働率 (Capacity Factor) は、参照した資料のまま 14%としており、これは米国内での数値であるが、インドネシアにおいては、MEMRの実証試験で 10kW のユニットから平均 32.62 kWh/日の出力が得られていることが報告されており¹⁶、同等のレベルとなっている。

<燃料費・維持管理費>

- 一 数字は 2008 年価格で、価格変動およびインフレーションは考慮しない。

¹⁶ MEMRホームページ記事：SIARAN PERS NOMOR : 45/HUMAS DESDM/2008, Tanggal : 15 Juli 2008, Workshop “Peran Photovoltaic Dalam Penyediaan Energi Listrik di Indonesia”

- － 既存の施設に関する減価償却費および施設建設に関連する債務の利払いについては、PLN の年次報告書 2007 年版から、ジャマリに関連するものが全体の 75%（ジャマリの発電容量比）であると仮定して、PLN 全社の 2007 年当期の費用に 75%を乗じ、これが計画期間中継続するものと仮定した。
- － 前節 4.6.1 で検討した新たな発電所建設に係る資金については、そのすべてをローンにより調達し、返済年度内での元本の均等返済を仮定して、ローン残額について金利を計算した。減価償却については、別途設定した発電方法別の耐用年数にわたり均等償却する（残存価値 0）と仮定した。
- － 燃料費は、前節 4.6.1 で述べたとおり燃料消費量に燃料単価を乗じたものであるが、地熱発電に関しては代わりに蒸気の費用を計上している。
- － 送配変電設備については、建設費と同様、ここでは含んでいない。
- － PLN の本支店経費は含まない。

発電所建設費に関連する金利払いについては、以下の条件で計算を行った。

表 4.6-13 発電原価推計における融資条件の想定

	RUPTL	LNG	NUC	GEO	COAL	J-SI	CC60	HYDRO	Renewable (wind, bio)	Solar*
Repayment years	10	20	30	20	15	20	20	30	15	10
Interest rate	8%	6%	6%	10%	8%	6%	8%	6%	6%	10%

* Investment costs for solar units are not included in capital requirement calculation.

(2) 建設費

発電所建設に係る投資資金のスケジュールを表 4.6-14 から表 4.6-17 に示す。これらの表に示されている数字は、基本的には前節 4.6.1 で示した各シナリオの電源投入スケジュールをその建設資金で置き換えたものとなっている。ただし、シナリオ 2 および 3 については、太陽光発電設備の投資費とそれを加えた合計値を追加的に表示している。

シナリオ 0 に対し、シナリオ 1 では LNG、地熱、水力の各発電所が少なくなり石炭火力発電所の増加で補う形である。一方、シナリオ 2 では、シナリオ 0 に対し LNG をやや多く、再生可能エネルギーを大量に投入することにより、石炭火力への投資費を抑えている。再生可能エネルギーのうち発電量の 65%を占める太陽光の発電ユニット整備費用を含まない場合には全体の建設費が小さく見えるが、これを加えると計画期間中の合計値で約 US\$ 20billion 程度シナリオ 2 の方が大きな投資資金を要する。さらにシナリオ 3 では、水力と再生可能エネルギーの開発を進めており、シナリオ 2 と同じ理由で合計値はシナリオ 0、1 より小さいが、太陽光を加えた場合には約 US\$40billion 程度シナリオ 0 より大きな資金を必要とする計画となっている。

表 4.6-14 発電所投資資金需要 シナリオ 0

YEAR	RUPTL	LNG	N10H	GE55	C10H	J-SI	Hydro	PUMP	RENEW	Total
2009	3,893	-	-	-	-	-	-	-	-	3,893
2010	5,355	-	-	-	-	-	-	-	-	5,355
2011	1,807	-	-	733	-	-	-	-	-	2,539
2012	729	-	-	-	2,035	-	-	-	-	2,764
2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2014	-	-	-	488	-	4,755	-	-	-	5,243
2015	275	749	-	244	-	1,189	-	416	-	2,873
2016	-	749	-	244	-	-	-	416	-	1,409
2017	-	749	-	244	8,141	-	-	-	-	9,134
2018	-	749	3,297	244	-	-	-	832	-	5,121
2019	-	-	-	244	6,105	-	-	832	-	7,181
2020	-	-	-	244	4,070	-	3,002	-	-	7,316
2021	-	-	3,297	244	4,070	-	-	-	-	7,611
2022	-	-	-	244	6,105	-	2,309	-	-	8,659
2023	-	1,498	-	244	4,070	-	-	-	-	5,812
2024	-	-	3,297	244	2,035	-	2,309	-	-	7,885
2025	-	1,498	-	244	6,105	-	-	-	-	7,848
2026	-	-	3,297	244	6,105	-	-	-	-	9,646
2027	-	1,498	-	244	6,105	-	770	-	-	8,617
2028	-	-	3,297	244	8,141	-	-	-	-	11,681
Total	12,058	7,490	16,483	4,639	63,089	5,944	8,390	2,495	-	120,589

Unit : US\$ million

表 4.6-15 発電所投資資金需要 シナリオ 1

YEAR	RUPTL	LNG	N10H	GE55	C10H	J-SI	Hydro	PUMP	RENEW	Total
2009	3,893	-	-	-	-	-	-	-	-	3,893
2010	5,355	-	-	-	-	-	-	-	-	5,355
2011	1,807	-	-	733	-	-	-	-	-	2,539
2012	729	-	-	-	2,035	-	-	-	-	2,764
2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2014	-	-	-	-	-	4,755	-	-	-	4,755
2015	275	749	-	-	-	1,189	-	416	-	2,629
2016	-	749	-	-	2,035	-	-	416	-	3,200
2017	-	749	-	-	6,105	-	-	-	-	6,854
2018	-	749	3,297	-	2,035	-	-	832	-	6,912
2019	-	-	-	-	6,105	-	-	832	-	6,937
2020	-	-	-	-	2,035	-	3,002	-	-	5,037
2021	-	-	3,297	-	6,105	-	-	-	-	9,402
2022	-	-	-	-	8,141	-	-	-	-	8,141
2023	-	749	-	-	4,070	-	-	-	-	4,819
2024	-	-	3,297	-	6,105	-	-	-	-	9,402
2025	-	-	-	-	8,141	-	-	-	-	8,141
2026	-	-	3,297	-	8,141	-	-	-	-	11,437
2027	-	-	-	-	8,141	-	1,539	-	-	9,680
2028	-	-	3,297	-	8,141	-	-	-	-	11,437
Total	12,058	3,745	16,483	733	77,335	5,944	4,541	2,495	-	123,334

Unit : US\$ million

表 4.6-16 発電所投資資金需要 シナリオ 2

YEAR	RUPTL	LNG	N10H	GE55	C10H	J-SI	Hydro	PUMP	RENEW	(Solar)	Total	Total with Solar
2009	3,893	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,893	3,893
2010	5,355	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,355	5,355
2011	1,807	-	-	733	-	-	-	-	-	-	2,539	2,539
2012	729	-	-	-	2,035	-	-	-	-	-	2,764	2,764
2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2014	-	-	-	488	-	4,755	-	-	-	-	5,243	5,243
2015	275	749	-	244	-	1,189	-	416	-	-	2,873	2,873
2016	-	749	-	244	-	-	-	416	-	-	1,409	1,409
2017	-	749	-	244	8,141	-	-	-	-	-	9,134	9,134
2018	-	749	3,297	244	-	-	-	832	-	-	5,121	5,121
2019	-	-	-	244	4,070	-	-	832	-	-	5,146	5,146
2020	-	1,498	-	244	-	-	3,002	-	-	-	4,744	4,744
2021	-	-	3,297	244	4,070	-	-	-	630	4,970	8,241	13,211
2022	-	1,498	-	244	2,035	-	2,309	-	38	300	6,124	6,424
2023	-	-	-	244	6,105	-	-	-	754	5,935	7,103	13,038
2024	-	1,498	3,297	244	-	-	2,309	-	87	685	7,435	8,120
2025	-	-	-	244	6,105	-	-	-	892	7,030	7,241	14,271
2026	-	1,498	3,297	244	2,035	-	-	-	148	1,170	7,222	8,392
2027	-	-	-	244	6,105	-	770	-	1,059	8,350	8,178	16,528
2028	-	-	3,297	244	8,141	-	-	-	220	1,740	11,902	13,642
total	12,058	8,988	16,483	4,639	48,843	5,944	8,390	2,495	3,828	30,180	111,668	141,848

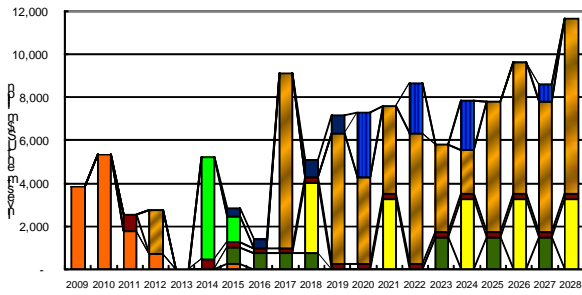
Unit : US\$ million

表 4.6-17 発電所投資資金需要 シナリオ 3

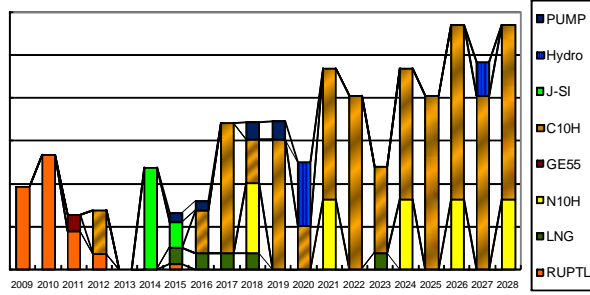
YEAR	RUPTL	LNG	N10H	GE55	C10H	J-SI	Hydro	PUMP	RENEW	(Solar)	Total	Total with Solar
2009	3,893	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,893	3,893
2010	5,355	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,355	5,355
2011	1,807	-	-	733	-	-	-	-	-	-	2,539	2,539
2012	729	-	-	-	2,035	-	-	-	-	-	2,764	2,764
2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2014	-	-	-	488	-	4,755	-	-	-	-	5,243	5,243
2015	275	749	-	244	-	1,189	-	416	-	-	2,873	2,873
2016	-	749	-	244	-	-	-	416	-	-	1,409	1,409
2017	-	749	-	244	8,141	-	-	-	-	-	9,134	9,134
2018	-	749	3,297	244	-	-	-	832	-	-	5,121	5,121
2019	-	-	-	244	4,070	-	-	832	-	-	5,146	5,146
2020	-	1,498	-	244	-	-	3,002	-	-	-	4,744	4,744
2021	-	-	3,297	244	4,070	-	-	-	630	4,970	8,241	13,211
2022	-	1,498	-	244	2,035	-	2,309	-	38	300	6,124	6,424
2023	-	-	-	244	4,070	-	-	-	1,462	11,520	5,776	17,296
2024	-	1,498	3,297	244	-	-	2,309	-	132	1,035	7,480	8,515
2025	-	-	-	244	6,105	-	-	-	1,741	13,730	8,090	21,820
2026	-	1,498	3,297	244	2,035	-	-	-	245	1,930	7,319	9,249
2027	-	-	-	244	4,070	-	1,539	-	2,063	16,265	7,917	24,182
2028	-	-	3,297	244	6,105	-	-	-	386	3,045	10,033	13,078
total	12,058	8,988	16,483	4,639	42,738	5,944	9,160	2,495	6,697	52,795	109,202	161,997

Unit : US\$ million

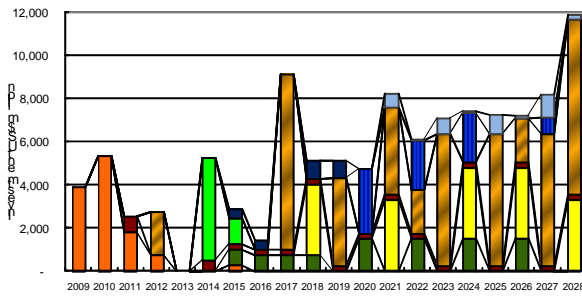
Scenario 0



Scenario 1



Scenario 2



Scenario 3

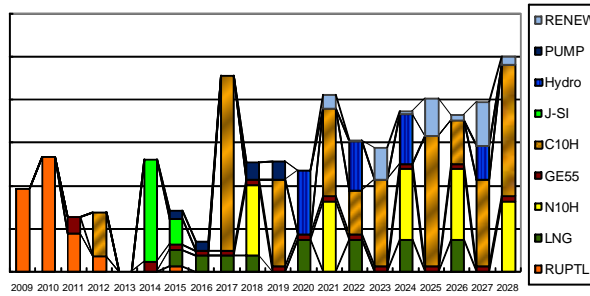
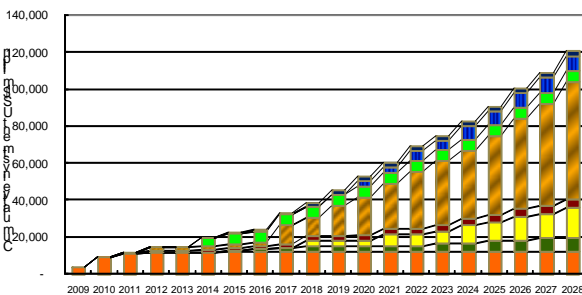
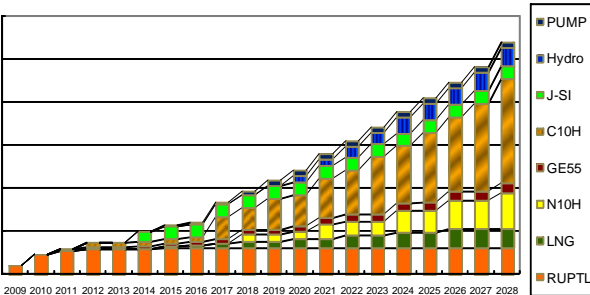


図 4.6-8 電源種別投資スケジュール (COD 年表示、太陽光含まず)

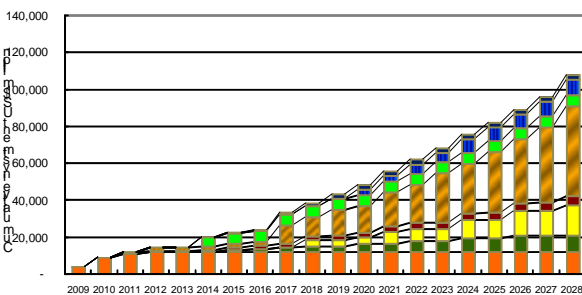
Scenario 0



Scenario 1



Scenario 2



Scenario 3

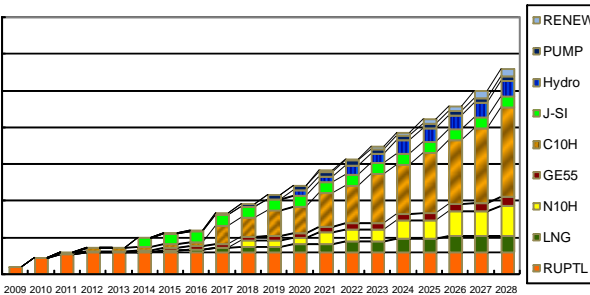


図 4.6-9 電源種別投資資金累計(太陽光含まず)

(3) 燃料費・維持管理費および発電原価

各シナリオについて、設備の減価償却費、投資時に調達した資金の利払い、運転・維持管理費、燃料費を推計し、発電端での原価を求めた。発電量に対して4%の所内率を見込んでいる。

図 4.6-10 の各図をみると、まずシナリオ 0 に対して、シナリオ 1 では LNG と地熱の燃料費が小さくなっており、これが石炭の燃料費用の増大とバランスしている。費用合計としては、両者はほとんど変わらない。次にシナリオ 2 については、石炭燃料費の減少、LNG 燃料費の増大がみられ、特に太陽光発電に対応する Green Energy Payment の費用がかなり大きいことがわかる。さらにシナリオ 3 では石炭燃料費が低下し、Green Energy Payment の額が増大する。LNG については、シナリオ 2 でキャパシティを十分に使っているため、変化は無い。図 4.6-11 ~ 14 には、2009、2015、2020、2028 年の 4 断面における各シナリオの費用構成を示した。2009 年時点では、シナリオ間の相違はなく、2015 年においてもほとんど共通となっているが、これは、これらの時期では RUPTL に示された既定の発電所投入計画が新設発電所のほとんどを占めるからである。2020 年になると差が現れ始め、シナリオ 0 に対し、シナリオ 1 では石炭燃料費の増加と地熱燃料費及び発電所建設に係る費用（減価償却と投資に係る債務の利払い）のわずかな減少が見られる。さらにシナリオ 2 と 3 においては、石炭燃料費の減少、LNG・HSD・地熱の燃料費の増加、発電所建設に係る費用の低下が見られる。2028 年時点では、シナリオ 0 と 1 の差は、シナリオ 1 で発電所建設にかかる費用（減価償却と金利）と石炭燃料費が大きく、逆に LNG 燃料費が小さいことである。一方、これらの 2 つのシナリオとシナリオ 2、3 の間には大きな差があり、これは太陽光発電の電力購入費（Green Energy Payment）が大きな割合を占めていることであり、その反面、発電所建設にかかる費用が小さくなっている。太陽光の発電量をより高くしたシナリオ 3 でより顕著となっている。これら 2 つのシナリオでは、前提条件で説明したように PV の投資費をすべて電力購入費で置き換えているためこのような形になっている。

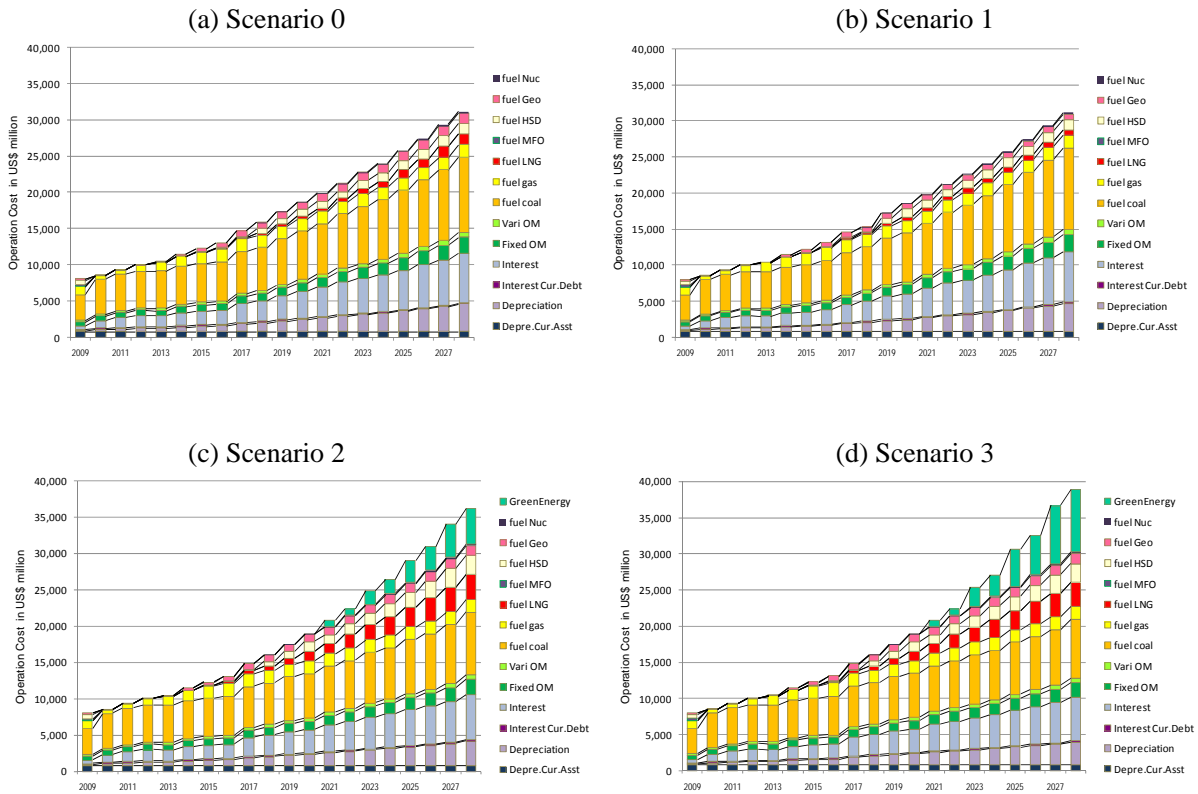


図 4.6-10 発電原価の試算

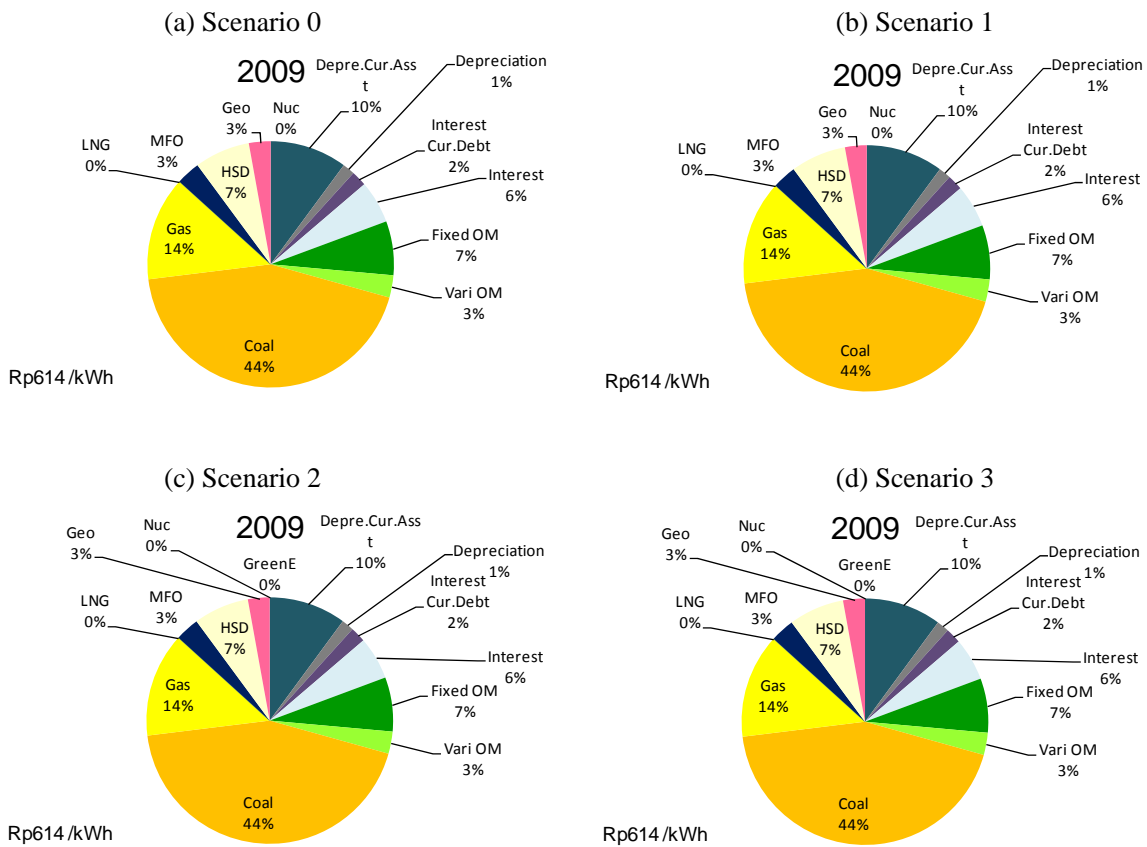


図 4.6-11 発電原価構成 2009年

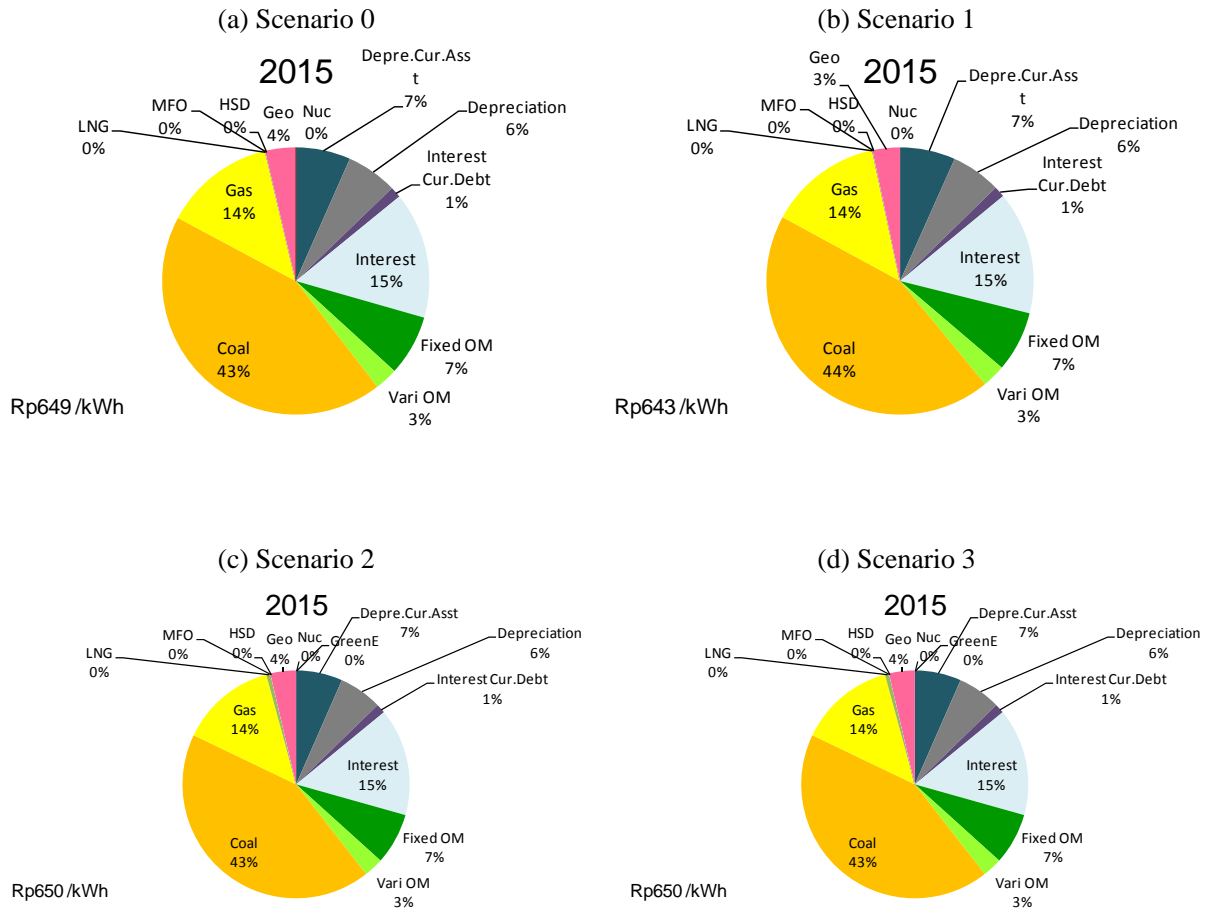


図 4.6-12 発電原価構成 2015 年

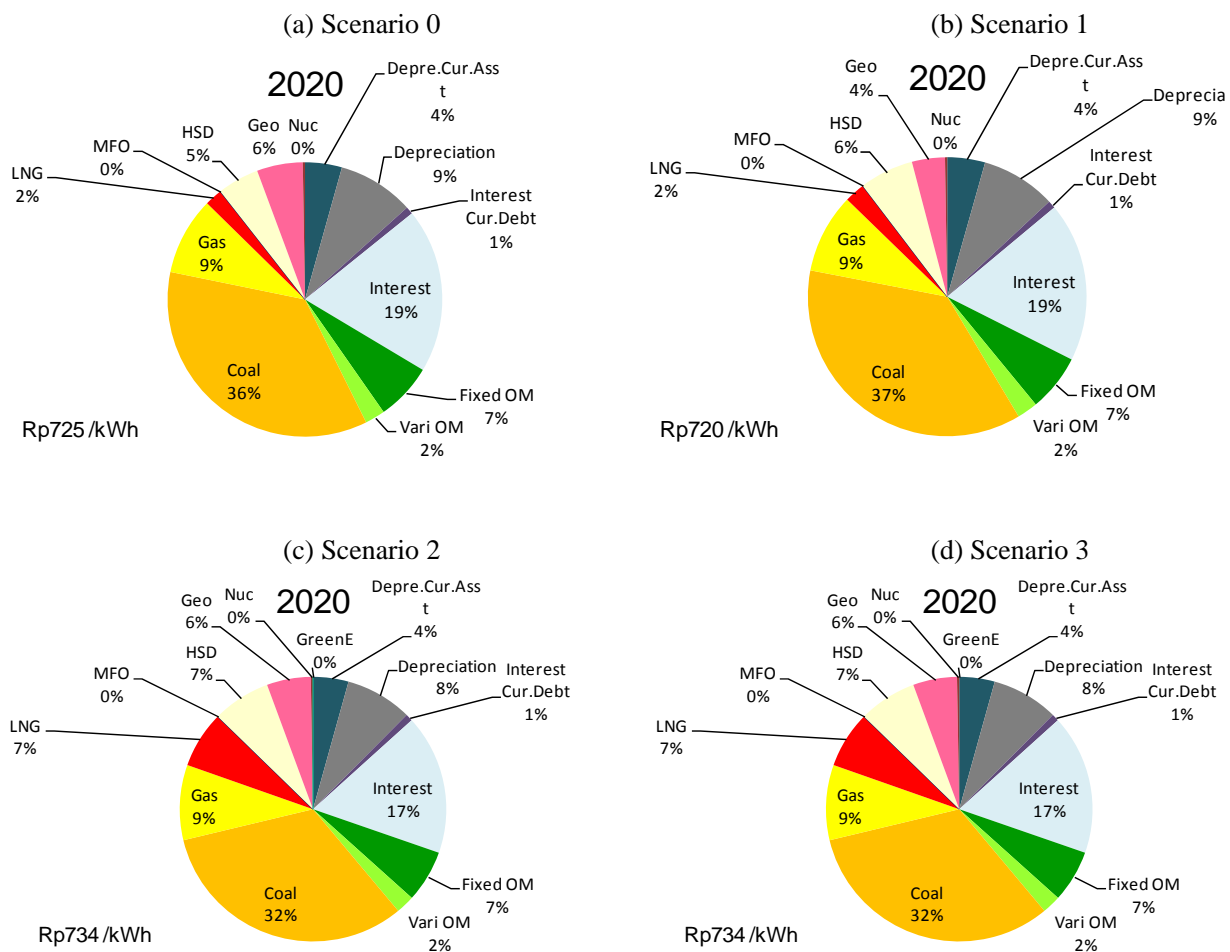


図 4.6-13 発電原価構成 2020 年

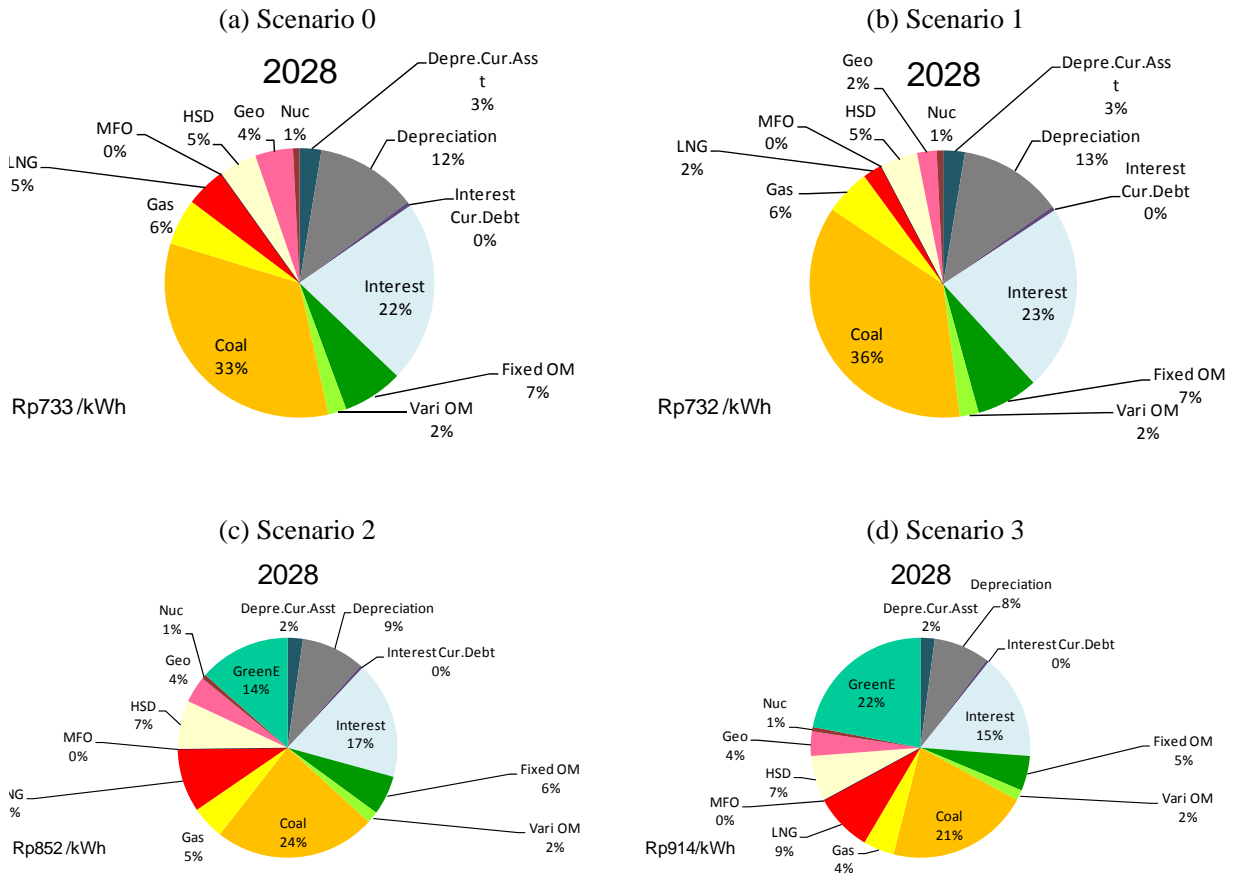


図 4.6-14 発電原価構成 2028年

(4) まとめ

4つのシナリオについて、発電所開発資金と4代表年における発電原価の推計結果を以下の表にまとめた。開発資金が最も高くなるのは石炭火力を積極的に開発するシナリオ1であるが、シナリオ0との比較では2028年までの累計でたかだか2%強上回っているのみである。累計投資額は、太陽光発電の設備投資を多数の民間に分散させる想定とするとシナリオ2、3と低くなって行くが、この想定をはずすと逆に高くなっていく。

表 4.6-18 4 シナリオにおける各年投資資金需要の比較

YEAR	Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 2 with Solar	Scenario 3	Scenario 3 with Solar
2009	3,893	3,893	3,893	3,893	3,893	3,893
2010	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355
2011	2,539	2,539	2,539	2,539	2,539	2,539
2012	2,764	2,764	2,764	2,764	2,764	2,764
2013	-	-	-	-	-	-
2014	5,243	4,755	5,243	5,243	5,243	5,243
2015	2,873	2,629	2,873	2,873	2,873	2,873
2016	1,409	3,200	1,409	1,409	1,409	1,409
2017	9,134	6,854	9,134	9,134	9,134	9,134
2018	5,121	6,912	5,121	5,121	5,121	5,121
2019	7,181	6,937	5,146	5,146	5,146	5,146
2020	7,316	5,037	4,744	4,744	4,744	4,744
2021	7,611	9,402	8,241	13,211	8,241	13,211
2022	8,659	8,141	6,124	6,424	6,124	6,424
2023	5,812	4,819	7,103	13,038	5,776	17,296
2024	7,885	9,402	7,435	8,120	7,480	8,515
2025	7,848	8,141	7,241	14,271	8,090	21,820
2026	9,646	11,437	7,222	8,392	7,319	9,249
2027	8,617	9,680	8,178	16,528	7,917	24,182
2028	11,681	11,437	11,902	13,642	10,033	13,078
Total	120,589	123,334	111,668	141,848	109,202	161,997

Unit : US\$ million

kWhあたりの発電原価は、シナリオ0と1ではほとんど変わらない。シナリオ2と3では、2015年時点以降高くなるが、これはまず石炭をLNGで代替しているからである。また2028年時点で大きく差が出るのは、太陽光発電による電力をkWhあたり30セントで購入しているためである。

表 4.6-19 4 シナリオにおける発電原価の比較

YEAR	Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
2009	614	614	614	614
2015	649	643	650	650
2020	725	720	734	734
2028	733	732	852	914

Unit : Rp. per kWh

4.6.3 環境社会配慮

シナリオ0～3それぞれについて、ジャマリ地域の電気事業からのCO₂並びにSO_x及びNO_xそれぞれの排出量の将来予測を以下に示す。

CO₂の排出原単位は、日本の電気事業連合会の資料に基づき、石炭火力発電は887g-CO₂/kWh、石油火力発電は（油種を問わず）704g-CO₂/kWh、天然ガス発電は（シングルサイクル 478g-CO₂/kWh及びコンバインドサイクル 408g-CO₂/kWhの平均値）443

g-CO₂/kWhと仮定した。将来、ジャマリ地域における発電効率が向上した場合には、CO₂の排出原単位は、低下することが予想される。地熱発電や水力発電、原子力発電、再生可能エネルギーからの発電に関しては、CO₂の排出は全てゼロとみなした。なお、ジャワ-スマトラ海底送電線によってスマトラ島からジャマリ地域に供給される電力については、石炭焚火力発電によって発電されると想定されるため、全てに対して石炭焚火力発電の排出原単位（887g-CO₂/kWh）を適用した。

一方、SO_xの排出原単位に関しては、電源開発の報告書に基づき、2001年におけるOECD諸国6カ国の平均値を適用した。石炭焚火力発電及び石油焚火力発電は、どちらも2.0g/kWhと仮定した。天然ガス焚や地熱発電、水力発電、原子力発電、再生可能エネルギーからの発電に関しては、SO_xの排出は全てゼロとみなしている。

NO_xを排出するのは火力発電のみとし、石炭焚や石油焚、天然ガス焚を問わず、全て4.4g/kWhと想定した。海底送電線によるスマトラ島からの送電分に関しては、石炭焚火力発電によって供給されると考えられるため、CO₂の場合と同様、全量について石炭焚火力発電の排出原単位（4.4 g/kWh）を適用した。なお、ジャマリ地域において脱硫装置や脱硝装置が広く普及した場合には、大気中に実際に放出されるSO_xやNO_xの量は、さらに少なくなると予想される。

以下に、これらの仮定に基づいて算出した、各シナリオを採用した場合のCO₂並びにSO_x及びNO_xの排出量を示す。

表 4.6-20(1/4) シナリオ 0 におけるCO₂、SO_x、NO_xの排出量予測

Scenario 0- Annual Emission (1,000 t)

Year	CO ₂	SO _x	NO _x
2009	91,237	184	510
2015	130,969	258	731
2020	168,433	338	934
2028	266,419	544	1,454

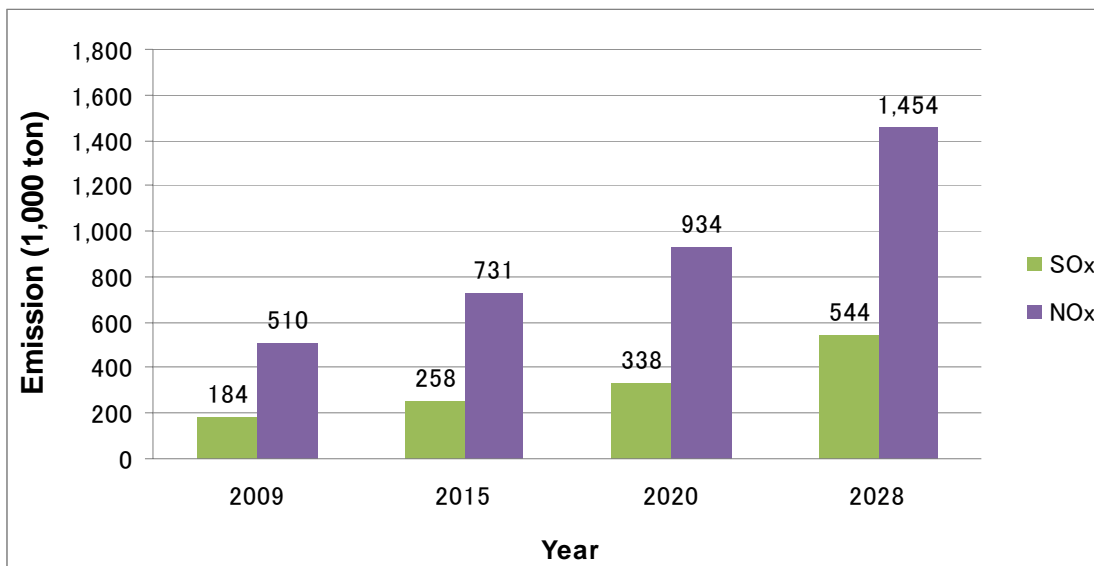
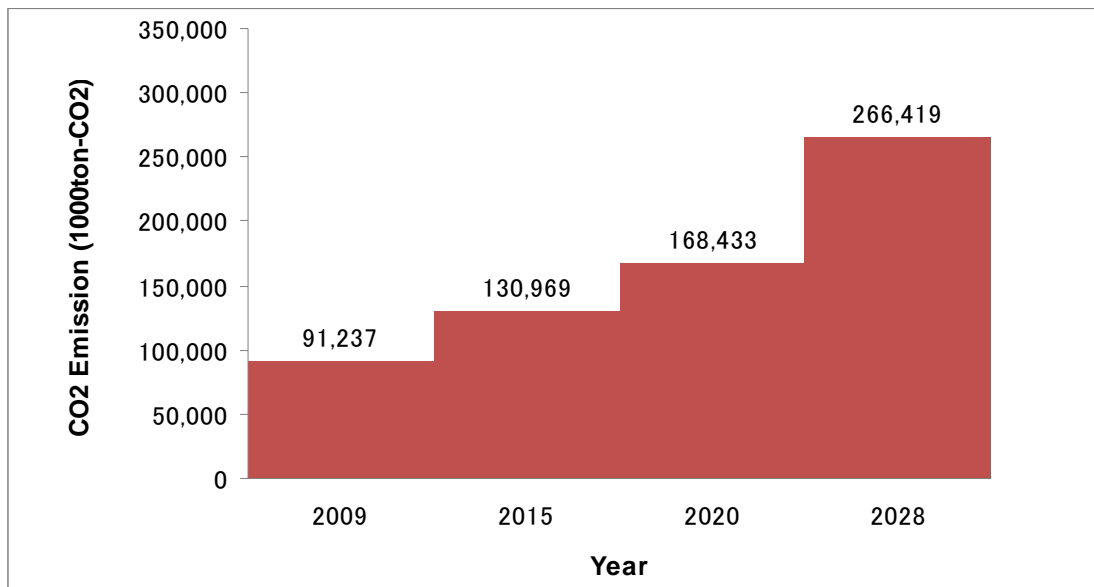


表 4.6-20 (2/4) シナリオ 1 におけるCO₂、SO_x、NO_xの排出量予測

Scenario 1- Annual Emission (1000 t)

Year	CO ₂	SO _x	NO _x
2009	91,237	184	510
2015	131,642	260	735
2020	172,842	347	960
2028	285,882	598	1,528

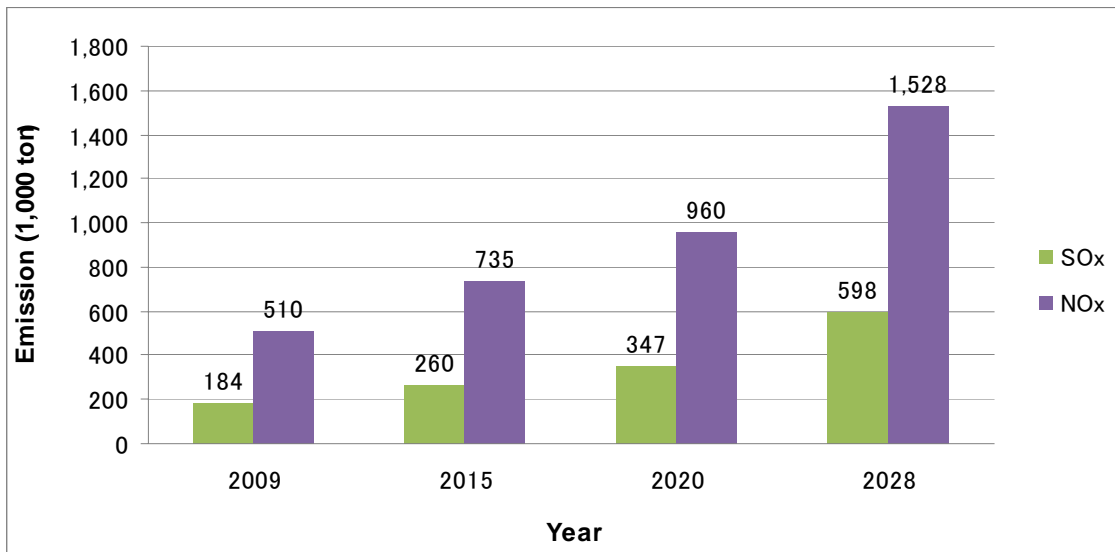
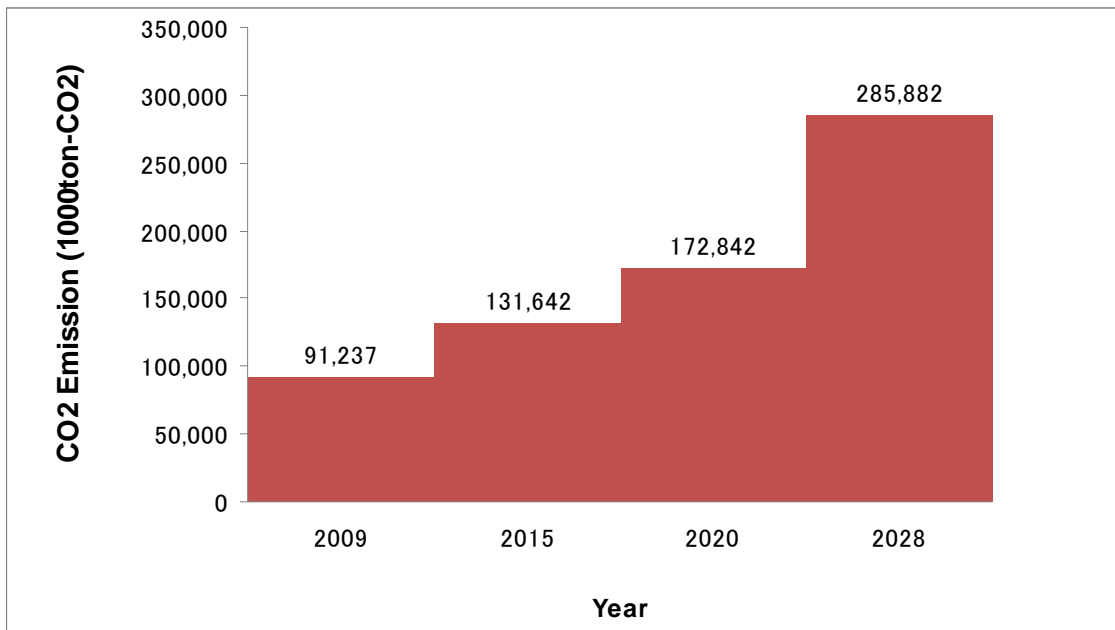


表 4.6-20 (3/4) シナリオ 2 におけるCO₂、SO_x、NO_xの排出量予測

Scenario 2 - Annual Emission (1,000 t)

Year	CO ₂	SO _x	NO _x
2009	91,237	184	510
2015	130,423	256	731
2020	162,267	311	934
2028	239,440	458	1,384

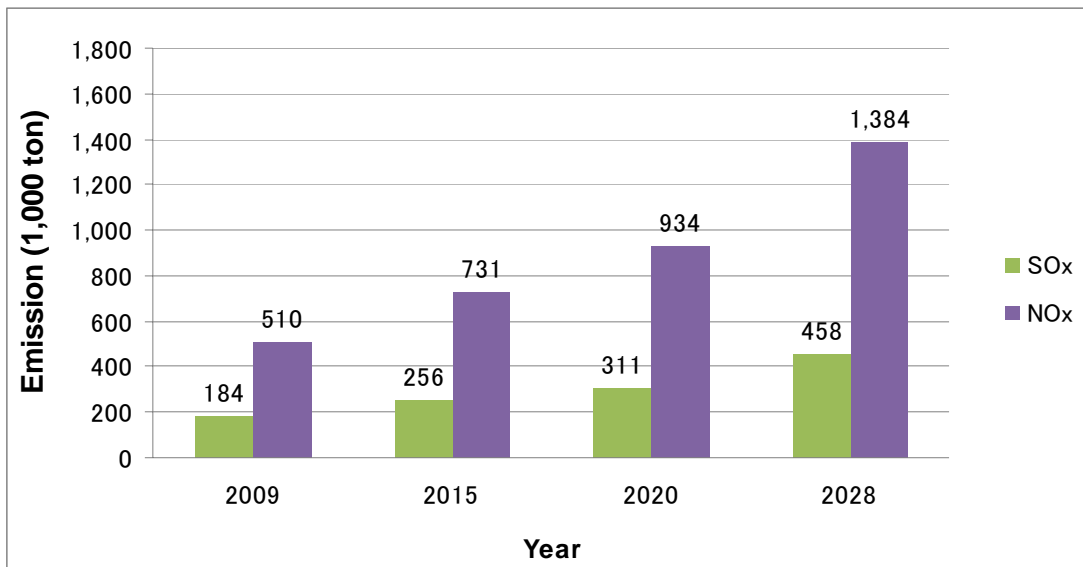
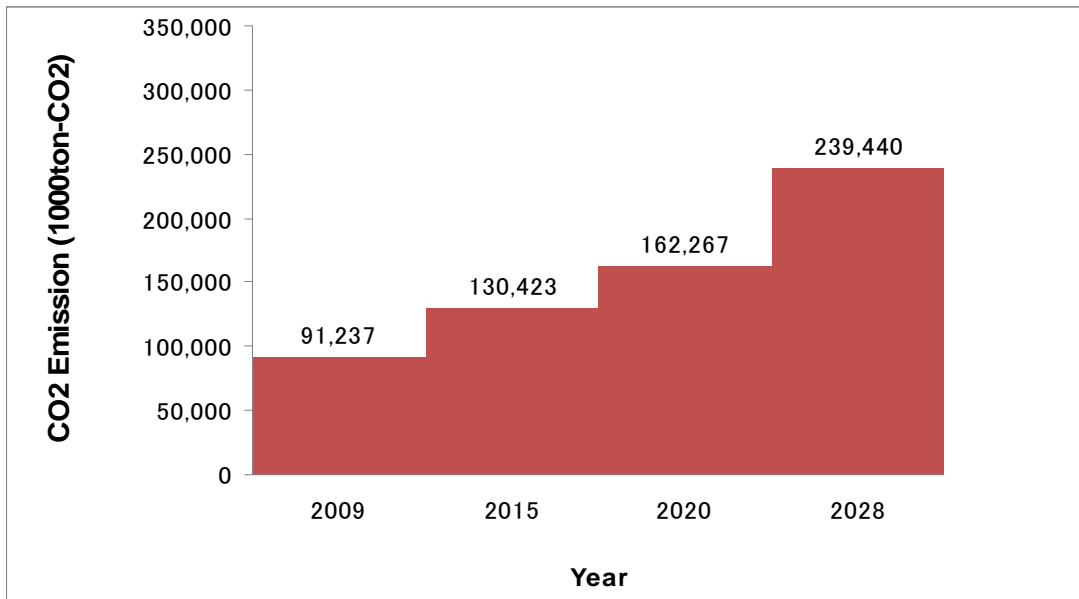
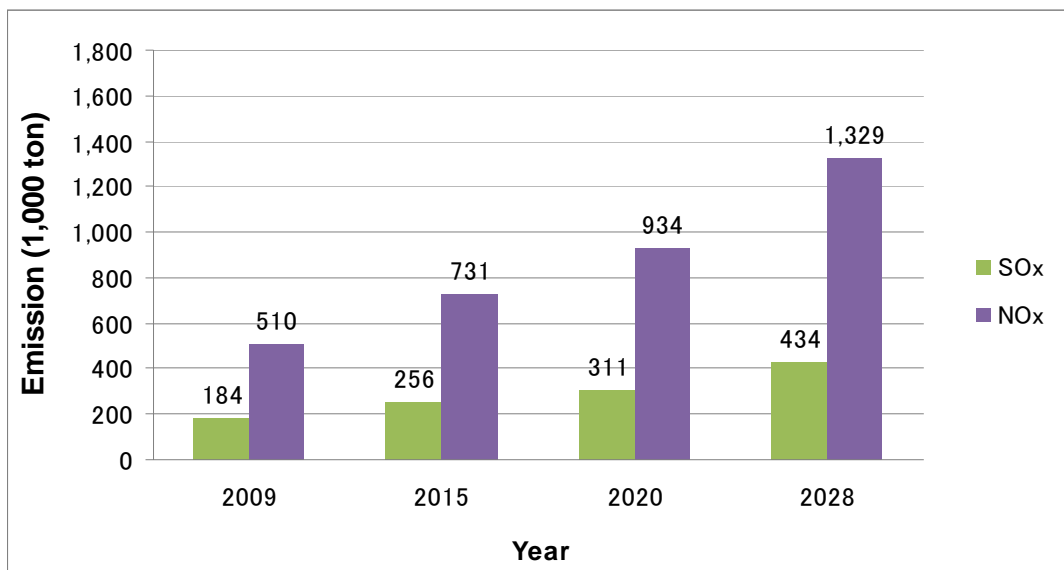
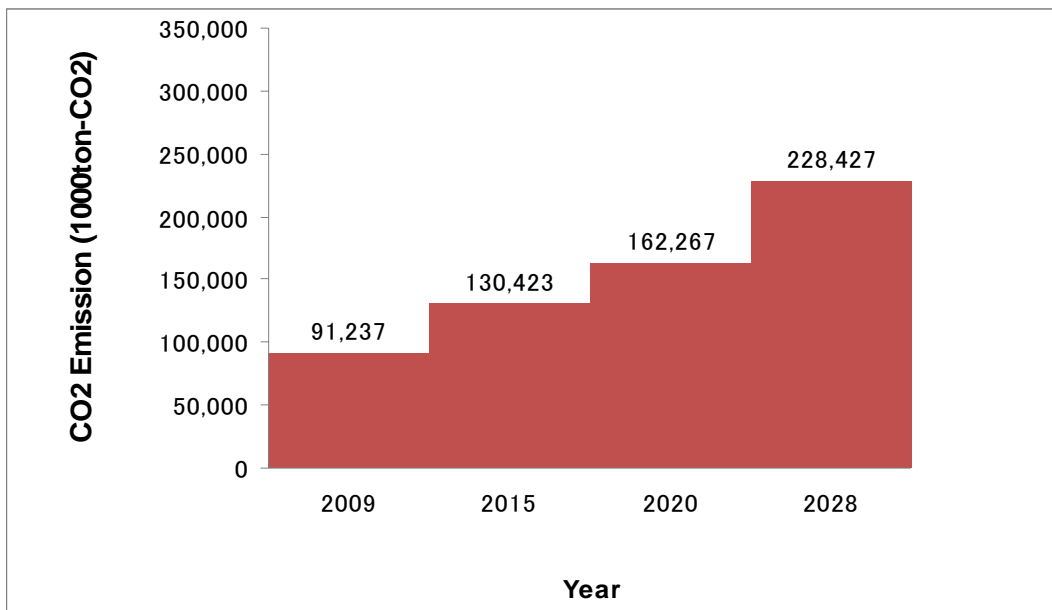


表 4.6-20 (4/4) シナリオ 3 におけるCO₂、SO_x、NO_xの排出量予測

Scenario 3 - Annual Emission (1,000 t)

Year	CO ₂	SO _x	NO _x
2009	91,237	184	510
2015	130,423	256	731
2020	162,267	311	934
2028	228,427	434	1,329



これらのシナリオを採用した場合の 2028 年時点におけるCO₂並びにSO_x及びNO_xそれぞれの排出量の予測値をまとめてみると、以下のようになる。

表 4.6-21 2028 年におけるCO₂並びにSO_x及びNO_xの年間総排出量予測

(単位：1,000 ton/year)

	CO ₂	SO _x	NO _x
シナリオ 0	266,419	544	1,454
シナリオ 1	285,882	598	1,528
シナリオ 2	239,440	458	1,384
シナリオ 3	228,427	434	1,329

表 4.6-21 から明らかなように、CO₂並びにSO_x及びNO_x全ての年間総排出量予測において、シナリオ 3 が最も排出量が少なく、続いてシナリオ 2 及びシナリオ 0 の順で排出量が少ない。シナリオ 1 は、CO₂並びにSO_x及びNO_x全てにおいて最も排出量が多い。

従って、地球温暖化や大気質への影響の観点からは、シナリオ 3 を採用するのが最も望ましく、次いでシナリオ 2 ということになる。最も望ましくないのは、シナリオ 1 である。

4.6.4 最適シナリオ

前節では、以下のシナリオについて、系統計画を含む電源開発計画および開発資金と発電原価、環境社会配慮の点から比較評価した。

シナリオ 0：従来計画シナリオ	(Policy oriented scenario)
シナリオ 1：石炭開発促進シナリオ	(Coal power acceleration scenario)
シナリオ 2：電源多様化シナリオ	(Power source diversification scenario)
シナリオ 3：二酸化炭素排出削減シナリオ	(CO ₂ emission reduction scenario)

比較評価した主な結果を、表 4.6-22 に示す。表中の数値はいずれも 2028 年時の予想（目標）値を示している。

表 4.6-22 各シナリオの主要な比較結果(数値は 2028 年時点)

項目	供給信頼性		コスト	環境社会配慮
	電源 (燃料)	系統		
シナリオ 0 従来計画	化石燃料電力量比率 81%。その内、石炭は 66%。 再生可能はゼロ。	石油・ガス・貯水池式水力・揚水のみドル/ピーク用電源の電力量比率 19%。 石炭超臨界で負荷変動対応	発電原価は 733Rp/kWh (100%)。	CO ₂ ならびにNO _x ・SO _x の排出量は 2 番目に多い。
シナリオ 1 石炭開発促進	化石燃料電力量比率 84%。その内、石炭は 72%。 再生可能はゼロ。	みドル/ピーク用電源の電力量比率 15%。 石炭超臨界で負荷変動対応	発電原価は 732Rp/kWh (100%)。	CO ₂ ならびにNO _x ・SO _x の排出量は最も多い。
シナリオ 2 電源多様化	化石燃料電力量比率 77%、石炭は 54%に低下。 再生可能は 4%、容量 3.3 GW。	みドル/ピーク用電源の電力量比率 26%。	発電原価は 852Rp/kWh (116%)。 再生可能のコスト大。	CO ₂ ならびにNO _x ・SO _x の排出量は 2 番目に少ない。 石炭の環境影響を低減。
シナリオ 3 二酸化炭素排出削減	化石燃料電力量比率 74%、石炭は 51%に低下。 再生可能は 7%、容量 5.7 GW。	みドル/ピーク用電源の電力量比率 26%。	発電原価は 914Rp/kWh (125%)。 再生可能のコスト大。	CO ₂ ならびにNO _x ・SO _x の排出量は最も少ない。 石炭の環境影響を低減。

電源開発計画では、各シナリオで将来必要となる電源別の設備容量や発生電力量が最小費用分析によって算定された。いずれのシナリオにおいても 2028 年時点での石炭火力（スマトラ島の山元発電を含む）の発生電力量比率は 50%以上となり、石炭火力は全体の中で最も重要な電源となっている。しかし、石炭火力の発生電力量比率は、シナリオ 1 の 72%に対し、最も少ないシナリオ 3 では 51%であり、21%もの差が生じている。また、石炭の次に期待されるガスおよび LNG による発生電力量比率は、シナリオ 1 では 11%であるのに対し、最も多いシナリオ 2 および 3 では 21%である。発電量における総化石燃料（石油・ガス・石炭の合計）の使用比率は、2006 年時の実績 90%に対し、シナリオ 1 が最も多く 84%、次にシナリオ 0 で 81%、シナリオ 2 で 77%、シナリオ 3 で 74%と低下する。

シナリオ 3 および 3 は、コストだけでなく、燃料供給信頼性や環境社会配慮も意識しているため、化石燃料比率が少なくバランスの取れたシナリオになっている。シナリオ 2 とシナリオ 3 の違いは、石炭による発電量でシナリオ 2 (54%) の方がシナリオ 3 (51%) よりも 3%多く、その分再生可能エネルギー（太陽光・風力・バイオマス）発電量ではシナリオ 2 (4%) の方がシナリオ 3 (7%) よりも 3%少ないことである。しかし、再生可能エネルギーの設備容量は、2028 年にはシナリオ 2 では 3.3 GW、シナリオ 3 では 5.7 GW にも達する。再生可能エネルギーはほとんど電力に利用されていない現状を踏まえると、2028 年までに 3 GW 以上開発することは政府にとって相当大きな目標となる。

また、系統上は、日負荷変動や将来のピーク負荷に柔軟に対応するには、みドル/ピーク用電源をある程度確保することが望ましい。シナリオ 0 や 1 での発生電力量比率は、石炭・原子力・地熱のベース電源では 80%以上となるため、石油・ガス・貯水池式水力・揚水の

ミドル/ピーク用電源は15～19%にしかならない。一方、シナリオ2や3では電力量比率は26%に達する。したがって、シナリオ0や1では、石炭火力に超臨界圧プラントを導入して、熱効率を向上し、部分負荷運転によって負荷変動対応するなどの対策が必要となる。

開発資金では、2009年から2028年までの毎年、各シナリオにおける発電所や送変電設備の建設費・燃料費・維持管理費から発電原価を試算した。発電原価(2028年)は、シナリオ0では733 Rp/kWh(100%)、シナリオ1では732 Rp/kWh(100%)、シナリオ2では852 Rp/kWh(116%)、シナリオ3では914 Rp/kWh(125%)となった。シナリオ0とシナリオ1では発電原価の差は見られないが、シナリオ2や3では原価は高くなる。コストの点からは、シナリオ2や3は不利になるが、化石燃料価格の変化や太陽光発電の技術開発によるコストダウンなどによって、その原価差は変動する可能性がある。

環境影響については、各シナリオのCO₂並びにSO_xとNO_xの年間総排出量予測値(2028年)を比較した。それら3種類の排出量はシナリオ間で全て同じ傾向を示す。シナリオ3が最も排出量は少なく、続いてシナリオ2及びシナリオ0の順で排出量は少ない。シナリオ1は、最も排出量が多い。したがって、地球温暖化や大気環境への影響の観点からは、シナリオ3を採用するのが最も望ましく、次いでシナリオ2が望ましいということになる。最も望ましくないのは、シナリオ1である。

電源開発計画・開発資金・環境社会配慮の視点から、各シナリオを比較評価した結果では、シナリオの優劣は各視点で異なる。しかし、コストだけでなく、燃料供給信頼性や環境社会にも配慮しているため、シナリオ2および3は、総合的にバランスの取れたシナリオになっていると考えられる。ただし、再生可能エネルギーの開発目標を、実現性と将来性から判断する必要がある。

これらのシナリオについて、カウンターパートと協議した結果、カウンターパートより、以下の意見が出された：

- ① 石炭火力に大きく依存するのは、供給信頼性の面から出来るだけ避けたい。
- ② ガスはLNG化し、ミドルからピーク用に積極的に開発していきたい。
- ③ 今後の政府方針としては、新エネルギーや再生可能エネルギーを重要視している。再生可能エネルギーは、外島部への設置は理解できるが、ジャワ島において具体的にどうやって推進していくかは今後の課題である。
- ④ 電源多様化シナリオ(シナリオ2)では原子力、水力、地熱、その他の再生可能エネルギーを合わせると20数%となり十分な量と考えられる。
- ⑤ 発電単価(2028年)は、従来計画シナリオ733 Rp/kWh(100%)に比べて電源多様化シナリオでは852 Rp/kWh(116%)、二酸化炭素排出削減シナリオでは914 Rp/kWh(125%)となっており、それほど極端な差は見られない。

現場で日々の運用に責任を持つ発電会社は、発電コストや運転信頼性を意識した選択となるのに対し、政府は、それに加えて地域や地球への環境影響を低減することを要求する。地球環境を重視したシナリオ 3（二酸化炭素排出削減シナリオ）は、将来に向けて相当量の再生可能エネルギーの開発が必要となる。ただし、技術開発やコストの点で電力量比 7%（5.7 GW）を実現するにはリスクが大きいと判断された。したがって、インドネシア政府の電力開発計画の長期目標として、供給信頼性と発電コスト、環境社会配慮のバランスが最も優れていると判断された電源多様化シナリオ（シナリオ 2）が最適シナリオとして選定された。

電源多様化シナリオにおいても、太陽光や風力、バイオマス（バイオ燃料）は、これら全体の発生電力量比 4%（政府のエネルギー目標の約半分）を開発目標としている。これら再生可能エネルギーの開発目標値を達成するためには、普及させるための工夫が必要となる。再生可能エネルギー利用促進政策として、日本は伝統的に「補助金」や「税の軽減」、「融資の優遇措置」の 3 つを主要な政策手段としてきた。補助金は経済上、減税と同じ効果を持つ。融資の優遇措置としては、低金利にし、融資額や償還期限に配慮することである。ヨーロッパでは、再生可能エネルギーによる発電を固定価格で購入する政策も取られている。日本やヨーロッパで採用された利用促進政策はインドネシアでも有効と思われる。

次章では、最適シナリオとして採用された電源多様化シナリオについて、電源開発計画、送変電系統開発計画、資金調達および民間投資促進、環境社会配慮の面から課題と対策案等を中心に検討する。