

6. 2. 8 開発候補設備データ

(1) 燃料オプション

現在 CPC から供給される燃料の内、ナフサ燃料 (Naphtha) については CPC の製油所における精製能力により既に CEB への供給に制約がかかっている。そのため、将来の開発候補電源の燃料オプションとしてナフサは考慮しないものとした。また、CEB 所有の既設 Sapugasukanda ディーゼル発電所および IPP Asia Power ディーゼル発電所に供給されている残渣油 (Residual Oil) についても、供給量が制限されていることから、将来の開発候補電源における燃料オプションとしないこととした。

なお、現在用いられている燃焼用重油 (Furnace Oil)、自動車用軽油 (Auto Diesel Oil) については、製品として輸入しており、将来においても基本的に供給制約がないものと仮定した。

石炭火力発電設備については既に F/S および E/S が行われており、燃料の導入にあたっての大きな支障はないことから将来の燃料オプションとして考慮する。

また、LNG については、2003 年に USAID が実施したガス導入の FS 調査¹¹⁸において、スリランカ国における天然ガス導入は将来におけるその需要規模が小さいことによりプロジェクトを経済的なものとするのが困難である、と結論づけられている。そのため、本調査において、LNG については開発シナリオの一つとして考慮した。

なお、系統接続が期待される再生可能エネルギー発電設備としては、小水力発電、風力発電などがあるが、これら発電設備は、プロジェクトとしての経済性もさることながら、開発可能設備容量や発電出力の安定性などの点で懸念があるため、長期電源開発計画における確固とした供給力として計画へ織り込むことは妥当でないと判断し、開発候補電源へ含めないものとした。

(2) 開発候補地点

LTGEP 2005-2019 には、新規の水力開発候補地点として 4 地点、既設水力発電設備の増設プロジェクトとして 5 地点が示されている。また、火力発電設備の新規開発候補地点としては、Trincomalee、Mawella および Kalpitiya (西海岸 Puttalam 地方) における石炭火力プロジェクトについて記載がされており、既設火力発電設備の増設計画についての記述はない。

本節では、これら将来の開発候補地点について、過去に実施された調査結果のレビューを行った。また、既設火力発電設備の増設計画として既設 Kelanitissa ガスタービン発電所 (Kelanitissa GT7) のコンバインドサイクル化について既存調査のレビューを行った。

(ア) 水力開発候補地点 (新規)

(a) Gin Ganga 地点

Gin Ganga 地点の計画概要を表 6.2.18 に、地点位置を図 6.2.22 に示す。

¹¹⁸ Natural Gas Option Study, 2003 年 6 月, USAID-SARI/Energy Program

表 6.2.18 Gin Ganga 地点の計画概要

Items	Discription
Project Code	GING 074 (Masterplan)
Province/ District	Southern/ Galle
Catchment	Ging
Catchment Area/ Reservoir Surface Area	154km ² / 1.7km ²
Reservoir Full Supply Level/ Storage	263masl/ 23.2MCM
Average Tailwater Elevation	77.4masl
Catchment Rainfall/ Mean Stream Flow	3700mm/yr/ 16.4m ³ /s
Diversioin/ Design Flood	730/ 1600m ³ /s
Dam Type	Concrete Gravity
Dam Height/ Crest Length/ Volume	50m/ 231m/ 93000m³
Spillway Type	Gated, incorporated in dam
Spillway Crest Level/ Hydraulic Width	253masl/ 25.5m
Max. Flood Level/ Spillway Discharge	263masl/ 1600m ³ /s
Length/ Diameter Headrace Tunnel	7440m/ 4.2m
Height/ Diameter Surge Tank	63.5m/ 13.6m
Length/ Diameter Penstock	360m/ 3.1m
Type of Powerhouse	Open-air
Rated Head	171.5m
Turbines, Rating at 50% Plant Factor	2 Francis, 24.8MW
Plant Capacity (ex-trnsformer)	48.9MW
Average/ Guaranteed Continuous Power	48.3MW/ 23.8MW
Average Annual Generation	209.4GWh
HV Feeder Line	132kV, 23km
New Access Road	11km
Resettlement	1560persons
Forest/ Agricultural Land Inundated	114ha/ 56ha

本地点は、1989 年のマスタープラン調査において GING074 とされた地点である。マスタープラン調査で選定された 27 地点の中で経済性（発電単価）で第 3 位の地点であり、経済性で優位にあった。

本地点は、Gin Ganga 川上流に位置し、支流の Aranuwa Dola 川との合流点から約 1km 下流に高さ 50m のコンクリート重力ダムを設置して取水し、7,440m の圧力導水路トンネル、360m の水圧管路を経て、最大出力 48.9MW を発電し、ダム下流の Gin Ganga 川に放流する貯水池式水力発電計画である。

マスタープラン調査では規模が 49MW (48.8MW)、発電電力量 209.4GWh/年で、プロジェクトコストは 1988 年価格で 60.9 million US\$、発電単価は 4.2 セント/kWh である。15 セント/kWh 以下の 27 地点のうち 3 番目にランクされていた。その後、1992 年の Kukule 発電所の FS 調査¹¹⁹で主に建設コストの見直しが行われ、現在の LTGEP 2005-2019 ではそのときの見直しをベースにしている。Kukule 発電所の FS 調査で見直された結果は、その規模 47.3MW、202.4GWh に対し、プロジェクトコストは 97.082 million US\$ (1992 年 5 月価格) である。LTGEP では、出力 49MW、発電電力量 210GWh に対し、Kukule の FS 調査の価格にエスカレーションと為替レート（ローカル分）の変動を考慮し、WASP で使用する建設中利子率を加え、2004 年 1 月価格で 3,147US\$/kW (154.2 million US\$相当) としている。

¹¹⁹ Feasibility Study of Kukule Ganga Hydropower Project, SR9A Construction Plan and Cost Estimates, August 1992, Ministry of Power and Energy, Ceylon Electricity Board, Joint Venture Kukule Ganga (Nippon Koei Co., Ltd., Electrowatt Engineering Services Ltd., Lahmeyer International GmbH, Central Engineering Consultancy Bureau, TEAMS & RDC).

本地点は、マスタープラン調査の時からダムサイト右岸側に森林保護地区が存在することが確認されていたが、今回、現地踏査をカウンターパートと実施した際に、保護地区の一部が現在は世界遺産に指定されていることが確認された。右岸側道路付近の森林内に保護地区の範囲を示すと思われる杭をいくつか見つけることができた。右岸側支流のダム貯水池は、保護地区の中に位置するため、ダム貯水池の規模の再検討が必要である。また、貯水池の規模を縮小したとしても、保護地区と隣接しているため、計画の実施は非常に困難を伴う可能性が高い。

また、マスタープラン調査において 1988 年 10 月に貯水池計画域において社会経済調査が実施されており、住民移転が 1,560 人以上に上ると推定されていた。この数は 49MW の水力発電所としては規模の大きなものである。今回の現地調査でも、ダムサイト付近には学校、住居などが見られたことから、住民移転の面からも規模縮小は必要であると判断される。

表 6.2.19 住民移転数の推定（1989 年マスタープラン調査¹²⁰による）

Village	No. of People in Reservoir Area
Watugala	180
Mederipitiya	745
Dambagoda	210
Poddana	255
Lankagama	170
Total	1,560

¹²⁰ Master Plan for the Electricity Supply of Sri Lanka, Supplement to Volume A-1, Candidate Hydro Project GING074, February 1988, CEB, GTZ, LIDE, CECB

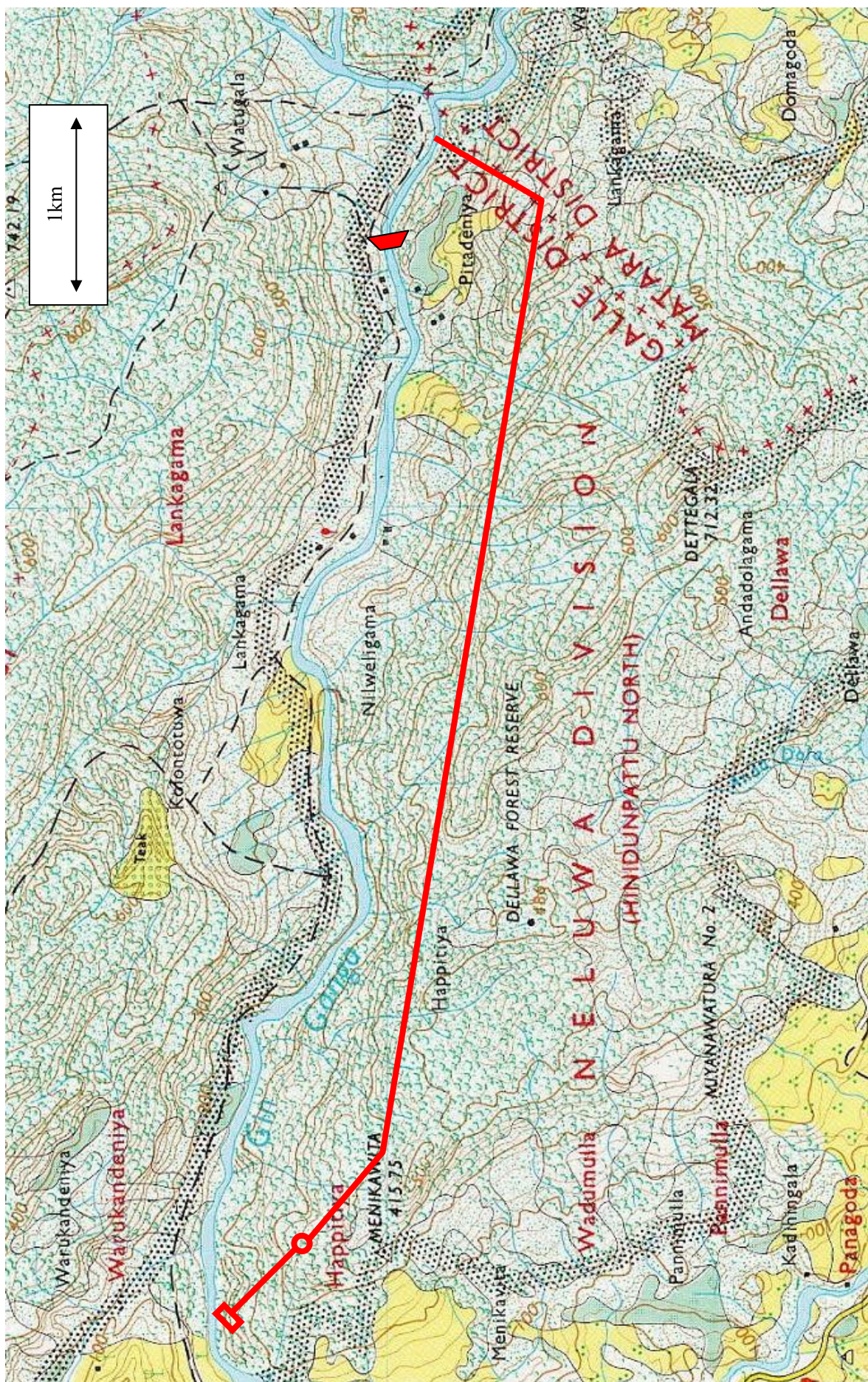


图 6.2.22 Gin Ganga 地点位置图

(b) Moragolla 地点

本地点は、1989 年のマスタープラン調査で MAHW263 とされた地点である。本地点は 1962 年にカナダの Hunting Survey Corporation により最初に見いだされた地点¹²¹であり、その時から Moragolla 地点と呼ばれている。

本地点の計画概要を表 6.2.20 に、地点位置を図 6.2.23 に示す。

表 6.2.20 Moragolla 地点の計画概要

Items	Discription
Project Code	MAHW 263(Masterplan)
Province/ District	Central/ Kandy
Catchment	Mahaweli
Catchment Area/ Reservoir Surface Area	832km ² / 0.7km ²
Reservoir Full Supply Level/ Storage	550masl/ 5MCM (run-of-river)
Average Tailwater Elevation	77.4masl
Catchment Rainfall/ Mean Stream Flow	3100mm/yr/ 26.1m ³ /s
Diversion/ Design Flood	2,700m ³ /s / 6,200m ³ /s
Dam Type	Concrete Gravity Dam
Dam Height/ Crest Length/ Volume	40.0m/ 173m/ 52,300m³
Spillway Type	Gated, incorporated in dam
Spillway Crest Level/ Hydraulic Width	534.5masl/ 47.4m
Max. Flood Level/ Spillway Discharge	550masl/ 6200m ³ /s
Length/ Diameter Headrace Tunnel	2550m/ 5.0m
Height/ Diameter Surge Tank	30m/ 16m
Length/ Diameter Penstock	128m/ 4.0m
Type of Powerhouse	Open-air
Rated Head	61.7m
Turbines, Rating at 50% Plant Factor	2 Francis, 14.2MW each
Plant Capacity (ex-trnsformer)	27.3MW
Average/ Guaranteed Continuous Power	12.6MW/ 3.4MW
Average Annual Generation	110.7GWh
HV Feeder Line	132kV, 2.8km
New Access Road	1.3km
Resettlement	None
Forest/ Agricultural Land Inundated	70ha

本地点は、Central Province の Kandy District にある。Mahaweli 水系の上流に位置し、Mahaweli 水系では最上流にある Kotmale 発電所の上流に位置するが上流の Mahaweli 川の支流 Kotmale 川に設けられた Kotmale ダムにより取水され、本発電所計画下流に放流されバイパスされている。なお、Kotmale 発電所の上流では Upper Kotmale 発電所計画が進行中であるが、本計画への影響はない。本発電所の下流では Polgolla 堰堤から Mahaweli 灌漑システム D 及び H に転流が行われており、その残流が下流の Victoria、Randenigala、Rantanbe 各発電所で使用される。

ダムは高さ 40m、幅 173m のコンクリート重力式ダムが計画されており、流域面積は 832km²、HWL は EL550、有効貯水容量は 5 百万 m³ で流れ込み式 (Run-of-river type) としている。ダムサイトは近傍にある Kotmale 発電所へのアクセス道路から調査することができた。比較的開けた谷であるが、ダムサイト計画地点で谷幅が若干狭くなっており、地形的には 40m 級のダムサイトとしては問題ない。また、河床部には岩盤が一部路頭しており河床堆積物は比較的少なく、基礎

¹²¹ Report on a Survey of the Resources of the Mahaweli Ganga Basin, Ceylon, Part II, Appendices, Hunting Survey Corp., Canada, Cooperation with the Surveyor General of Ceylon, Ceylon, 1962

岩盤は比較的浅く得られると考えられる。左右岸の状況としては、左岸側は切り立っており一部岩盤が路頭しているので比較的浅く基礎岩盤が得られると思われる。一方、右岸側については、風化した堆積物に覆われており道路にある露頭では、岩盤が確認されなかった。

取水口計画地点は貯水池左岸側であり、比較的急峻な地形で岩盤も一部露頭しており取水口設置に特に問題はないと思われる。

貯水池が計画されている範囲には特に人家もなく一部農地が存在する。水没する土地については農地約 70ha の水没が想定されている¹²²（1989 年マスタープラン調査）。

貯水池内及び上流部では住民が洗濯や水浴びなどを行っているので、代替地を用意する必要がある。貯水池周辺の道路は両岸にあるが、左岸側は影響ない。一方、右岸側には、下流にある Kotmale 発電所へのアクセス道路があるが、この一部は貯水池内に水没するので付け替えを行う必要がある。マスタープラン調査では、発電所へのアクセス道路 1.3 km が必要とされているが、既設右岸の道路を利用することが可能である。

1989 年のマスタープラン調査では住民移転はないとされているが、今回の調査でも水没家屋は認められなかった。導水路はトンネル式でありルート上も特に支障になるものは認められない。発電所サイトは今回アクセスができなかったが、Kotmale 発電所の放水口部から対岸を確認したところ、比較的急峻な地形であり人家、構造物、農地などもなく発電所設置に特に支障になるものは確認できなかった。送電線は下流の Kotmale 発電所まで 132kV、2.8km の新設が必要である。そのルート上は特に問題となる地域は確認されなかった。

1989 年のマスタープラン調査では規模が 27MW（27.3MW）、発電電力量 111（110.7）GWh/年で、プロジェクトコストは 1988 年価格で 47.5 million US\$、発電単価は 6.0 セント/kWh である。15 セント/kWh 以下の 27 地点のうち 9 番目にランクされていた。その後、1992 年の Kukule 発電所の FS 調査¹²³で主に建設コストの見直しが行われ、現在の LTGEP 2005-2019 ではそのときの見直しをベースにしている。Kukule 発電所の FS 調査で見直された結果は、26.5MW、108.7GWh に対し、プロジェクトコストは 73.208 million US\$（1992 年 5 月価格）である。LTGEP では、出力 27MW、発電電力量 111GWh に対し、Kukule の FS 調査の価格にエスカレーションと為替レート（ローカル分）の変動を考慮し、WASP で使用する建設中利子率を加え、2004 年 1 月価格で 4,460.3US\$/kW（120.4million US\$相当）としている。

¹²² Master Plan for the Electricity Supply of Sri Lanka, Supplement to Volume A-1, Candidate Hydro Project MAHW263, February 1988, CEB, GTZ, LIDE, CECB

¹²³ Feasibility Study of Kukule Ganga Hydropower Project, SR9A Construction Plan and Cost Estimates, August 1992, Ministry of Power and Energy, Ceylon Electricity Board, Joint Venture Kukule Ganga (Nippon Koei Co., Ltd., Electrowatt Engineering Services Ltd., Lahmeyer International GmbH, Central Engineering Consultancy Bureau, TEAMS & RDC).

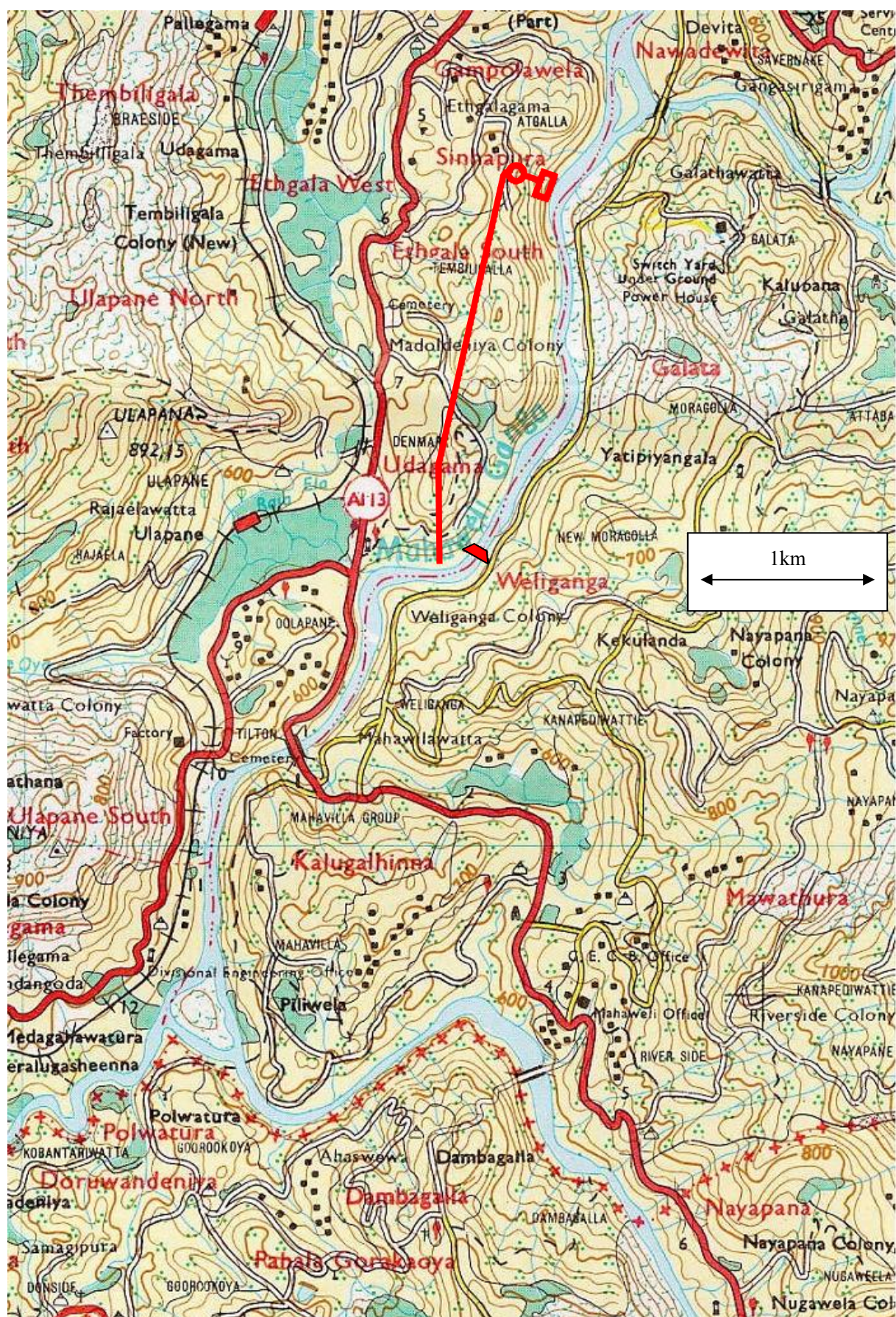


图 6.2.23 Moragolla 地点位置图

(c) Broadlands 地点

本地点の計画概要を表 6.2.21 に、地点位置を図 6.2.24 に示す。

表 6.2.21 Broadlands 地点の計画概要

Items	Discription
General	
Catchment Area	Main Dam: 201km ² Kehelgamu Weir: 176km ²
Tail Water Level	EL 56.2m
Reservoir	
Full Supply Level	EL 121.0m
Minimum Draw Down Level	EL 111.0m
Effective Storege Volume	198,000m ³
Main Dam	
Dam Type	Concrete Gravity
Dam Crest Elevation/ Length	EL 124.0m/114.0m
Dam Height	24.0m
Spillway Gate	3 Nos. Tainter gate
Width/ Height	7.2m/ 15.0m
Kehelgamu Weir	
Dam Type	Concrete Gravity
Dam Crest Length	48.0m
Dam Height	19.0m
Dam Volume	10,000m ³
Headrace	
Total Length	3,404.7m
Intake Tunnel	Concrete lined pressure tunnel
Length/ Cross Section	150.0m/ Standard horse-shoe shape (D=5.4m)
Cut-and-Cover Conduit	Steel lined pressure conduit
Length/ Cross Section	719.6m/ Circular section (D=5.0m)
Main Tunnel	Steel lined & Concrete lined pressure tunnel
Length	3.4km
Cross Section	(1) Circular section (D=5.0m) (2) Standard horse-shoe shape (D=5.4m)
Penstock	
Length	243.0m, 248.4m
Diameter	4.6m (before bifurcation) 3.3m (after bifurcation)
Tailrace	
Type of Tunnel	Trapezoid open channel
Length	352.5m
Kehelgamu Diversion Tunnel	
Type of Tunnel	Concrete lined non-pressure tunnel
Length	811.0m
Powerhouse	
Type of Powerhouse	Semi-underground type
Turbine	2 Francis units
Rated Effective Head	56.9m
Rated Discharge (per unit)	35.0m³/sec
Generator	2 units of 3-phase synchronous
Transmission Line	
	132kV overhead transmission line connected to Polpitiya-Kolonnawa line No.3 (π-
Resettlement	16 houses (17 families or business buildings)

本地点は、1986年にCEBにより最初に可能性調査¹²⁴が行われ、40MWの開発計画が策定された。1989年のマスタープラン調査では、KELA085とされた地点であり、出力39MW、発電電力量170kWh、発電単価が5.6USセント/kWh（1988年価格）で、経済性は27地点中6番目であった。その後、CEBの要請がありJICAの支援によって実施された水力発電最適化計画調査¹²⁵によって、本地点のFS調査、環境影響調査が実施され2004年2月に纏められた。

本計画は、Kelani川の中流部に位置し、Colombo市から東へ約65kmに位置する。Kelani川は、上流部でMaskeliya Oya川とKehelgamu Oya川に分かれており、両河川の合流部付近、既設Polpitiya発電所下流に位置する。既設Polpitiya発電所の放水口直下流のMaskeliya川に高さ24mのコンクリート重力式ダムを築造し、Kehelgamu川取水堰からの最大20m³/secの導水と合わせてダム左岸から最大70m³/secを取水し、延長約3.4kmの圧力導水路トンネルにより得られる有効落差56.9mを利用して、最大35MW、年間発電電力量137GWh（Polpitia発電所における11GWhの減電は控除していない）の発電を行う流れ込み式の発電計画である。発生電力は、2回線の132kV架空線で既設Polpitiya-Kolonnawa送電線に送られる。

水力発電最適化計画調査では、開発規模の検討は、ピーク継続時間を3時間として、出力20MWから40MWまでの5ケースの経済性が比較検討され、35MWを最適規模とした。最適開発計画の事業費は、89.34百万US\$（2003年9月時点）、EIRR及びB/Cはそれぞれ10.3%及び1.02である。

水力発電最適化計画調査で実施された環境影響評価では、本発電計画を実施することによる自然及び社会環境への重大な影響はないものと予想された。開発範囲が比較的小規模な計画であり、住民移転対象が16戸と比較的少ないことも、重大な影響がないことに寄与しているが、いくつかの環境社会項目については、適切な環境緩和策を実施することを前提としている。工事中、運転開始後を通じて、住民移転に対して適切な補償、各種の環境影響緩和策、適切なモニタリングと管理を実施することとしている。

¹²⁴ 調査したコンサルタントは、CECB（Central Engineering Consultancy Bureau）

¹²⁵ 「スリランカ国 水力発電最適化計画調査」2004年2月、独立行政法人国際協力機構

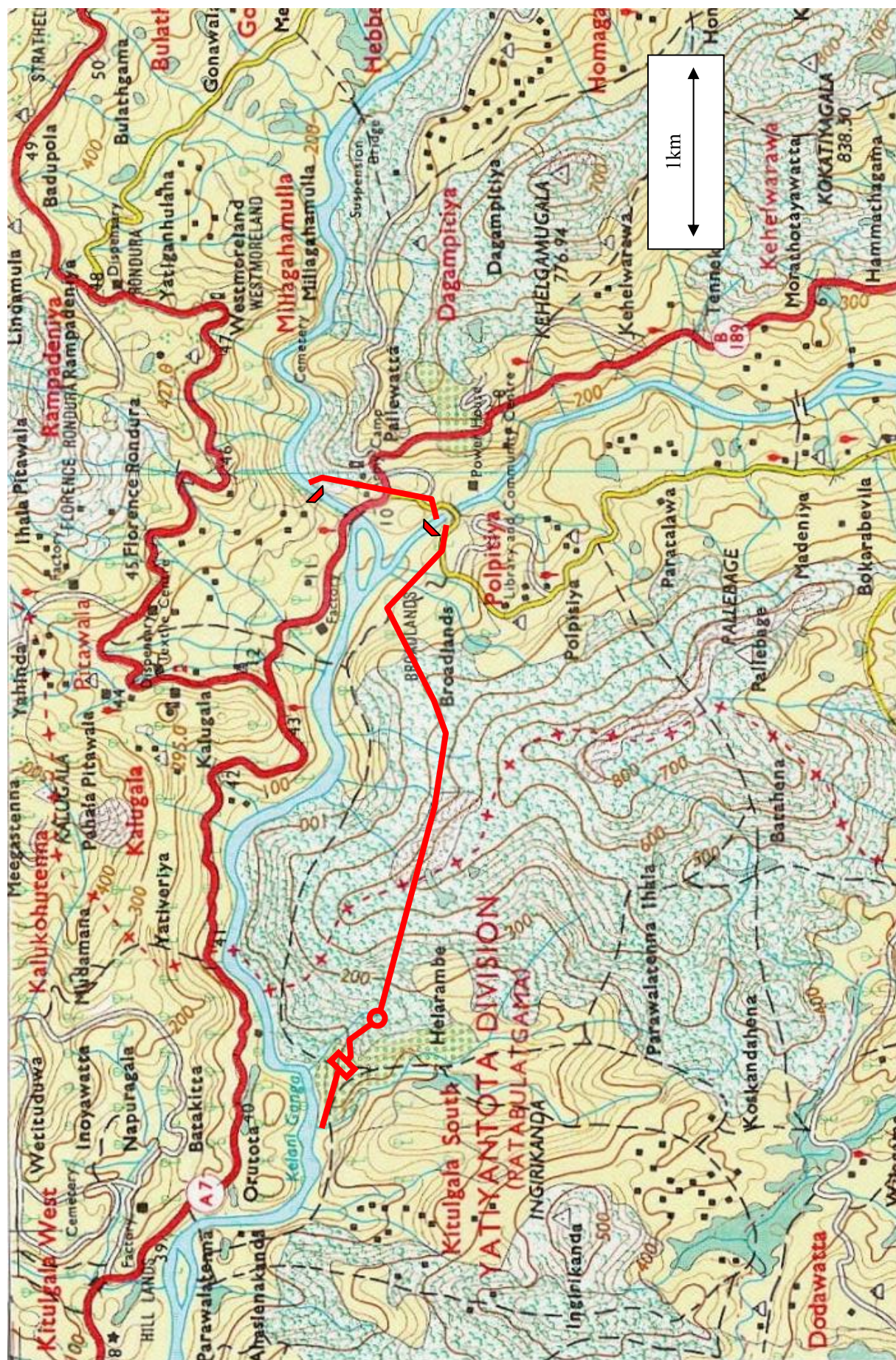


图 6.2.24 Broadlands 地点位置图

(d) Uma Oya 地点

Uma Oya 地点は、マスタープラン調査（1989 年）では、Mahaweli 川支流の Uma Oya 川の単独開発計画であり、UMAO021、UMAO034、UMAO063 などのカスケード開発が 27 候補地点の中に挙げられていた。これら地点は 1962 年にカナダの Hunting Survey Corporation により最初に見いだされた地点¹²⁶である。

その後 1991 年に CECB から、南東部乾燥地域（SEDZ: South East Dry Zone）に灌漑用水、水道水などを供給するために Uma Oya 川から Kirindi Oya 川に流域変更する多目的開発計画のプレ FS¹²⁷が提案され、現在の LTGEP にはこの計画（出力 150MW）が計上されている。なお、既存調査としてはこの他にも KfW のドイツ人専門家による検討¹²⁸や CIDA による調査¹²⁹などが行われている。

今回の調査では、マスタープランで検討された UMAO021 地点、UMAO042 地点の各ダムサイト及び多目的開発の流域変更計画の発電所サイト、放水ロサイトを調査した。UMAO042 地点ダムサイトは流域変更計画のダムのひとつ Puhulpola ダムを構成している。Mahatotila Oya のダムも計画されているが、道路から離れていたため上流部で調査を行った。

Uma Oya 地点の計画概要を表 6.2.22 に、地点位置を図 6.2.25 に示す。

本計画のダムサイトは 2 つあり、一つは Uma Oya 川にある Puhulpola ダム、もう一つは Mahatotila Oya で計画されている。

Puhulpola ダム地点は、Uva Province の Badulla District に位置し、Mahaweli 川の支流 Uma Oya 川の上流部に位置する。ダム高は 92m、堤頂長 390m のコンクリートアーチダムの計画で、流域面積は 204km²である。HWL は EL965、貯水容量は 17 百万 m³で、有効容量は 13 百万 m³である。

Mahatotiya ダム地点は、Uma Oya 川と支流 Mahatotiya Oya 川の合流点から 4.6km 上流上流に位置する。ダム高は、20m、堤頂長 100m の RCC ダムの計画で、流域面積は、157km²である。HWL は、EL970、貯水容量は、20 万 m³で、有効容量は 10 万 m³である。

¹²⁶ Report on a Survey of the Resources of the Mahaweli Ganga Basin, Ceylon, Part II, Appendices, Hunting Survey Corp., Canada, Cooperation with the Surveyor General of Ceylon, Ceylon, 1962

¹²⁷ Uma Oya Multi-Purpose Project Pre-Feasibility Study, Central Engineering Consultancy Bureau, July 1991, revised January 1992

¹²⁸ Pre-feasibility study, a two stage in basin development option, carried out by two German experts consisting of a civil engineer and a geologist

¹²⁹ Feasibility Study, a Trans Basin Development with Water Diversion to South East Dry Zone, SNC-LAVALIN Inc., 本調査は Phase I のみで終了しており、FS は完了しなかった。

表 6.2.22 Uma Oya 地点の計画概要

項 目	内 容
Catchment	Mahaweli
Catchment Area/	Uma: 204km ² Mahathotila: 157km ²
<i>Reservoir at Puhulpola</i>	
Reservoir Full Supply Level/ Storage	965masl/ 17MCM
Min. Reservoir Operating Level/ Storage	930masl/4MCM
Reservoir Area	52ha
Catchment Rainfall/ Mean Stream Flow	1,920mm/yr/ 6m ³ /s
Dam Type	Concrete Arch
Dam Height/ Crest Length/ Volume	92m/ 390m
Dam Top Elevation	970masl
<i>Dam across Mahathotila Oya</i>	
Reservoir Full Supply Level/ Storage	975masl/ 2.2MCM
Min. Reservoir Operating Level/ Storage	970masl/ 1.0MCM
Reservoir Area	9ha
Catchment Rainfall/ Mean Stream Flow	1,920mm/yr/ 2.3m ³ /s
Dam Type	Roller Compacted Concrete
Dam Height/ Crest Length/ Volume	20m/ 100m
Dam Top Elevation	980masl
<i>Water Conductor System & Power Station Complex</i>	
Length/ Diameter Low pressure Tunnel	19km/ 3.5 to surge shaft
Length/ Cross-section Tailrace Tunnel	4.3km/ 35m ² horse shoe
Out fall	Alikota Oya
Length/ Diameter Pressure Shaft	700m steel lined/ 2.5m x 2
Type of Power Station	Underground
Rated Head	708m
Turbines	2 vertical shaft Pelton
Rated Turbine discharge	12.5m ³ /s per unit
Plant Capacity (ex-transformer)	150MW
Ave. Annual Generation	431GWh
HV Feeder Line	25km/ 220kV 2 ccts to Badulla Switch yard
Resettlement	50 households

両ダムサイトは標高が高い奥地にあるが、Puhulupola ダムの建設予定地の右岸側ダム天端付近には舗装された道路（国道 A5）が通過しているのでアクセス条件は良い。一部道路は貯水池内を通っているため水没するため計画の実施では道路の付け替えが必要である。

Puhulupola ダムのダムサイトは、この道路から調査した。河床部は比較的広いが岩盤が露出しており、河床堆積物は殆どない。確認した岩盤の露頭は比較的堅硬な岩盤であり、地質学的には、アーチダムの建設は可能と思われる。しかし、ダムサイト上下流部には湧水を伴う小さな沢が確認されたこと、100m 級のダム高に比較して谷幅が広い（1：4）ことなど地形面を考慮するとアーチダムの選定には再検討の余地がある。また、Mahatotiya Oya に計画されているダムが RCC ダムであり、仮設や工法面を共通化することによるコストダウン効果も見込まれるため、今後の調査を実施する場合には、ダムタイプを検討することが望ましい。

マスタープラン調査では 1,270 人の住民移転があると見積もっているが、プレ FS では 100 戸以下と見積もられている。また、ダムで水没する土地としては、森林 3ha、農地が 106ha と見積もられている。

Mahatotiya Oya 川のダムサイトは、直接確認できなかったが、上流にある灌漑用の取水堰の状況では、河床の堆積物は殆どなく河床部の岩盤は露頭して良好であった。既存の灌漑取水は、計画面で考慮する必要がある。

発電所へは、アクセストンネルが 1,690m 必要とされている。その他にも、Puhulupola ダムの付け替え道路、導水路へのアクセストンネルが計画されている。導水路トンネルのルートには、特に支障になるものは認められない。発電所は地下式である。送電線は 220 k V、2 回線、25km の新設が計画されている。

本地点は、南東部乾燥地域（SEDZ：South-East Dry Zone）への灌漑水、水道水供給の目的を併せて持つプロジェクトであり、Mahaweli Authority 等の関係機関との調整が必要であり、どちらかと言えば発電よりも水利用のプロジェクトと言える。このため、十分 Mahaweli Authority 等の関係機関との調整を行う必要がある。

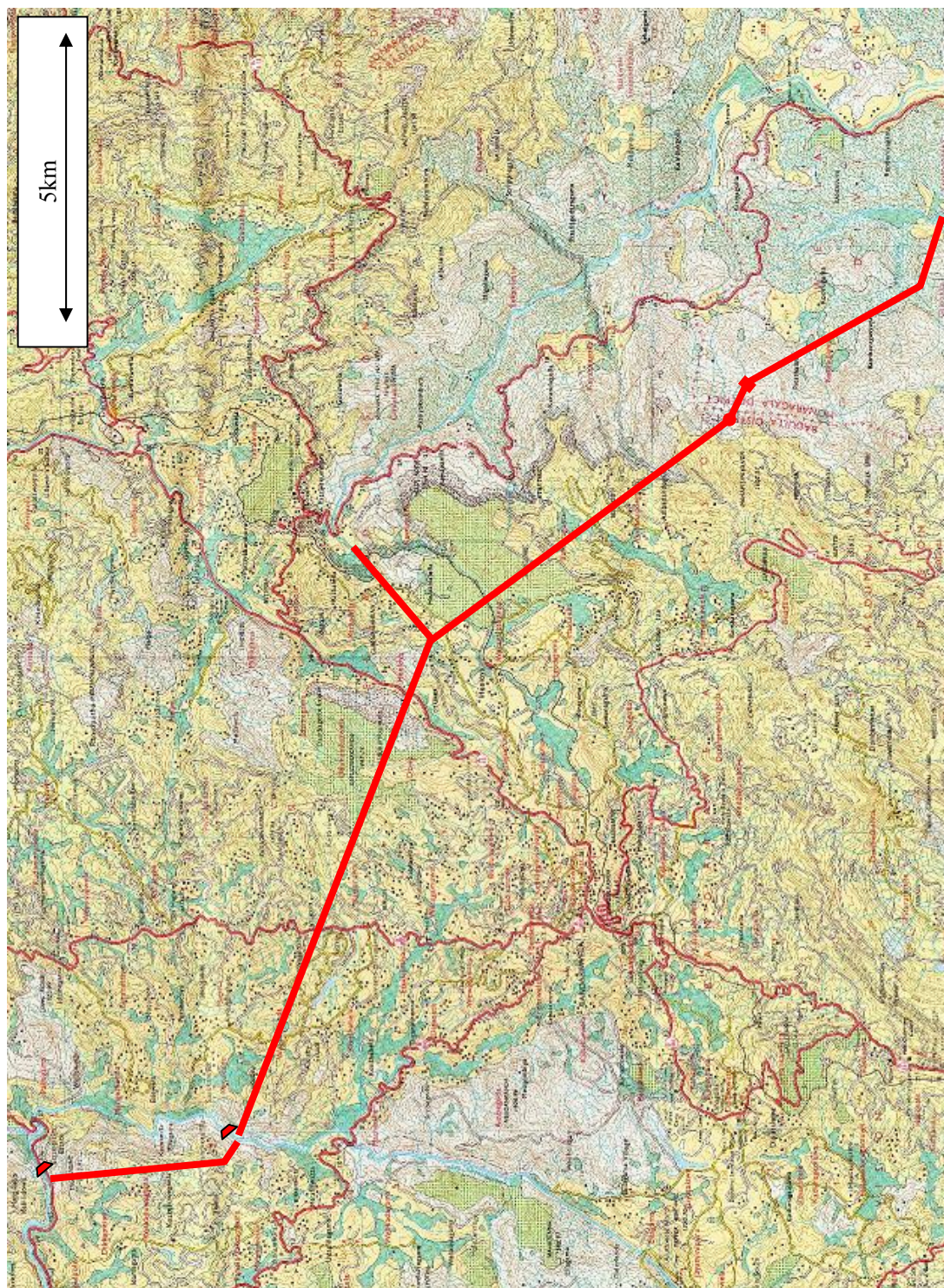


図 6.2.25 Uma Oya 地点位置図

(イ) 水力開発候補地点（増設）

増設計画については、2004 年 2 月に纏められた JICA の支援した水力発電最適化計画調査¹³⁰の中で検討されており、これに基づくこととする。

LTGEP に記載されている増設計画は表 5.3.5 に示しているが、Kotmale 発電所の Kotmale ダム嵩上げ計画及び Moduru 発電所計画は、前述の水力発電最適化計画調査では扱われていない。

(a) Laxapana Complex における増設計画

LTGEP 2005-2025 では New Laxapana 発電所（100MW）と Polpitiya 発電所（75MW）を併せた増設計画が示されており、それぞれの計画を表 6.2.23 に示す。

表 6.2.23 Laxapana Complex における増設計画

項 目	New Laxapana	Polpitiya
最大使用水量 (m ³ /s)	15.6	23.2
有効落差 (m)	531	235
最大出力 (MW)	72.5	47.9
追加される年間発電電力 (GWh)	80	

今後の更なる調査の実施にあたっては以下の点に十分配慮する必要があると指摘されている。

- ・増設に先立って、両発電所における土木構造物の不具合改善が必要である。
- ・増設にあたっては、既設水力発電所の停止を伴うため、需給上の支障が無い段階で工事を実施する必要がある。
- ・既設発電所の停止を伴う増設工事には、慎重な工程管理が必要である。

(b) Mahaweli Complex における増設計画

Mahaweli Complex では、Ukuwela、Victoria、Rantambe 発電所について検討されたが、利水などの運用面の制約から Victoria 発電所が増設地点として取り上げられた。本発電所の増設は、1978 年の FS 調査当初から増設が計画されていた。

水力発電最適化調査では、2 台増設案と 3 台増設案が検討されている。経済性評価の結果からは、2 台増設、3 台増設いずれも微妙なところにある。

本増設計画の総合評価としては、以下の 2 点を指摘した上で、ピーク対応電源が不足し、代替電源価格が高騰した場合に、再検討の余地が残されているとされている。この場合には、コストダウン検討を十分に行い、代替電源との比較が必要であると思われる。

- ・既に増設用の取水口が建設されており、増設による既設発電所の発電停止も僅かであり、増設工事の時期選定に当たっての制約がない。
- ・工事用道路、作業横坑等の仮設備関係は既存のものを流用できる。

¹³⁰ 「スリランカ国 水力発電最適化計画調査」, 2004 年 2 月, 独立行政法人国際協力機構

今回の現地調査では、本発電所の増設用地の確認を行い特に問題がないことを確認した。環境配慮面では、本発電所は Victoria、Randenigala、Rantambe Sanctuary の中にある。このため、増設工事中における環境配慮は十分な検討が必要と思われる。また、運転後は、貯水池の水位変動速度増加に伴う貯水池斜面の安定性への影響が懸念されるが、Victoria 貯水池の規模から判断すると増設工事のその影響はほとんどないと思われる。

表 6.2.24 Victoria 発電所の増設計画

項 目	2 台増設	3 台増設
最大使用水量 (m ³ /s)	90	135
有効落差 (m)	190	190
増設分出力 (MW)	140	210
増設後設備容量 (MW)	350	420
年間発電電力量 (GWh)	816	833
増設による発電電力量減分 (GWh)	31	14

(c) Samanalawewa 発電所増設計画

本発電所は、既設設備の建設時に将来の増設が計画されており、既設発電設備に加え、ピーク対応電源として同規模の 2 x 60MW の発電機・水車を増設することができるようになっている。開閉所には空きスペースが 2 箇所あるが、1 箇所は接続が難しい場所にあることから 2 台増設の場合は GIS 採用の検討が必要となる。Samanalawewa 発電所の増設計画を表 6.2.25 に示す。

表 6.2.25 Samanalawewa 発電所の増設計画

項 目	1 台増設	2 台増設
最大使用水量 (m ³ /s)	21	42
有効落差 (m)	332	325
増設分出力 (MW)	60	120
増設後設備容量 (MW)	180	240
年間発電電力量 (GWh)	314	254
増設による発電電力量減分 (GWh)	37	97

今後の更なる調査の実施にあたっては以下の点に十分配慮する必要があると指摘されている。

- ・増設工事に伴う既設発電所の運転停止が必要となることから、増設のタイミングを見極める必要がある。
- ・発電機を増設することにより、既設導水路の流速が当初想定した流速より増加するため、局所的な水理的問題を抱える可能性がある。加えて、流速増加に伴い、導水路トンネルの構造的な補強が必要になった場合は、増設の実現可能性は極端に低くなると予想される。
- ・ダウンサージによる負圧を防止するために貯水池水位を高く保つ方法を採用している。下流の灌漑放流に不足が生じた場合、貯水池水位を高く保てず、結果的に減電となる可能性が高い。
- ・2 台増設案は損失落差の増加により、発電電力量が約 100GWh、現状から約 30%も減少する。

なお、今回の現地調査では、Samanalawewa ダムの右岸から漏水があり、その対策が検討されている状況であった。増設に当たっては、この問題も対策しておく必要がある。

(ウ) 火力開発候補地点（新設）

新規の火力開発候補地点としては、過去に主に 3 地域における石炭火力発電設備の開発に関する調査が実施されている。また、CEB 独自による地点選定調査も実施されている。

過去に調査が実施された石炭火力電源開発地点を表 6.2.26 に示す。

表 6.2.26 過去に調査が実施された石炭火力電源開発地点

地 点	調 査 と 内 容
西海岸 Puttalam 地区 (Norochcholai 地点)	・ JCI 資金によるプレフィージビリティ調査 (F/S) (1993 年) ・ JBIC 資金によるエンジニアリングデザイン (E/D) (1998 年)
東海岸 Trincomalee 地区	・ ADB 資金によるフィージビリティ調査 (1985 年 1 月～1988 年 11 月)
南海岸 Hambantota 地区	・ CEB による地点選定調査 ¹³¹ (2001 年 3 月)

出典：JICA 調査団作成

大型石炭火力発電所の候補地は CEB 内部にても種々検討されてきたが、検討候補としては、西海岸の Puttalam 地区、東海岸の Trincomalee 地区、南海岸の Hambantota 地区がある。

検討は、トリンコマレー地区が最初に行われ、1985 年 1 月から 1988 年 11 月まで ADB の協力で行われた。その後、内戦の影響で東海岸での計画を進められることができなくなったため、西海岸のプットラム地区の検討が始められた。

1993 年には JCI によるプレ F/S がコロンボ北部にて行われた。CEB は円借款によるプロジェクト推進を図り、1998 年からは JBIC（当時 OECF）の円借款にて E/S が実施され、2000 年 3 月まで検討が行われた。その後、1999 年に Puttalam 石炭火力発電プロジェクトの円借款申請がなされたが、地元カソリック教会の僧侶らの反対運動などがあり、政府は 2000 年 8 月に建設延期の閣議決定を行った。その後、2001 年 3 月に南海岸地区に大型石炭火力発電所の予定地を探す調査を CEB が行った。

調査の熟度を考慮した場合、西海岸の Puttalam 地区におけるプロジェクトがエンジニアリングデザイン (E/D) まで終了しており、また、環境影響調査 (EIA¹³²) もすでに実施されていることから、他のプロジェクトに対し実現性が高いものといえる。

(a) 西海岸 Puttalam 地区 (Norochcholai 地点)

1988 年に米国 Black&Veatch 社にて実施された火力発電導入調査¹³³などにより、スリランカ国内における火力発電設備の開発候補地点がリストアップされた。その中で、石炭火力発電設備の開発候補地点として西海岸地域の 4 地点がリストアップされた。その後 1996 年にスイス Electrowatt Engineering Services Ltd.によってこれら地点のスクリーニングが実施され、周辺に居住する住民の数が多く、Puttalam および Mundal 地点以外の開発候補地点からはずされることとなった。

図 6.2.26 に 1988 年の火力発電導入調査により検討が行われた西海岸地域の石炭火力開発候補地点を示す。

¹³¹ 短期間での現地調査を中心とした調査であり、地点を選定したのみで概略設計などもされていない。

¹³² Environmental Impact Assessment

¹³³ Thermal Generation Option Study, 1988 年、Black and Veatch 社

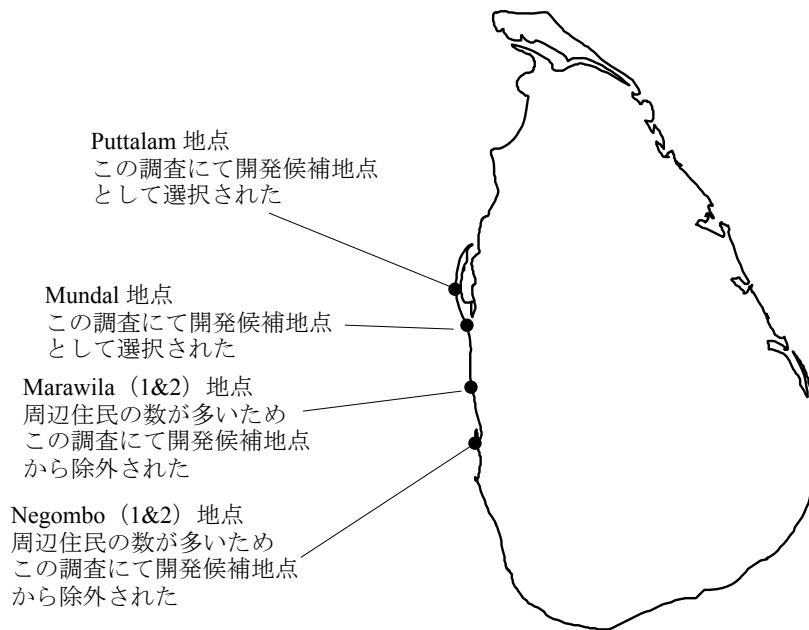


図 6.2.26 1988 年火力発電導入調査により検討が行われた西海岸石炭火力開発候補地点

1998 年に JBIC 資金にてエンジニアリングデザインが実施された。最終的なプラント設備容量は 900MW であり、300MW の単機ユニットを 3 ステージに分け順次開発することとしている。

初号機 300MW の開発工期としては、EIA の提出から商業運転開始まで約 5.5 年であり、土木工事着工から運転開始までの建設工期は約 4.5 年である。その他、プロジェクトファイナンスアシュアランスに 0.5 年、応札準備に 0.5 年、応札期間に 0.5 年、審査と契約交渉に 0.8 年が見込まれている。

燃料となる石炭はオーストラリア、インドネシア、南アフリカからの輸入を想定しており、石炭の荷卸し方法として、沖合 4.2km 程度地点から石炭のストックヤードまでの栈橋を設置し、コンベア輸送する方法と、小型輸送船により沖合からストックヤードまでを運搬する 2 つの方法が示されている。

開発コストとしては、第 1 ステージの 300MW 発電設備の建設に約 323.6 million USD、石炭荷降ろしのための海上設備の建設に約 65.3 million USD かかるものと算出している。

本調査にて現地調査を行った結果、開発予定地点への道路事情は良く、鉄道も近くまで来ており、陸上の資材輸送という点では大きな問題はないものと考えられる。計画予定区域は約 1,800m x 約 450m であり、海岸線から 100m 内陸となっている。

上記エンジニアリングデザインにおいて、石炭の荷卸しのための海上設備として 2 通りの方法が示されているが、地域景観に与えるインパクトを考えると、沖合 4.2km までの Jetty（栈橋）を設置するよりも小型バンカー船による運搬の方が環境インパクトは小さいものと思われる。

なお、付近には協会が多くムスリムも多く見かけたが、仏教徒は少なそうであった。過去に開発に反対した司教の一人がいる教会を訪問したところ、当時の反対の理由は、“海辺の教会が、酸性雨のためとか、海岸線が侵食される等で壊れるという心配あり”ということであった。

また、海岸部には移住性の漁民が仮設家屋に住んでいた（常時ではない）。

開発予定地点を含む一帯では換金作物農業が広く行われており、簡単な井戸とポンプによる灌

概が小区分ごとに行われていた。主な作物はタバコ、赤玉葱、緑唐辛子、キャベツ、大根であり、Kalpitiya 半島および Puttalam 半島の地主が灌漑設備などに投資し、近隣住民に小作をさせているようである。さらに開発予定地北側にはココナツプランテーションがあり、開発にあたっては補償の対象となることが考えられる。

（b）東海岸 Trincomalee 地区

1988 年に ADB の資金にてフィージビリティ調査（FS）が実施された。最終的なプラント設備容量は 900MW である。

開発候補地点としては 4 地点が候補となっており、その中で地点 No.2A が最も有望な地点と思われる。いずれも道路事情は良好であり、陸上における輸送面での大きな問題はないものと思われる。

本調査において現地調査を行った結果、外航船の出入りなど石炭輸送に関する条件は良好である。また、地形的にも切土・盛土のバランスも良好に見え、基礎地盤的にも良好であるものと感じられた。

最も有望な地点である No.2A 地点は 2005 年 11 月現在スリランカ国軍が所有・使用しており、また、地点 No.1 については空軍基地に隣接していた。基地は訓練飛行場として使用されており、航空法により航空障害防護区域として指定されているため、滑走路より 1.5km 以内は高さ 45m 以上、4km 以内は 100m 以上の構造物の建設が許されず、FS に記載されている 100m の煙突は建設することができない。また、同様に、他の候補地点についても滑走路より 4km 以内であるため、結論として FS にて示された 4 地点については現時点で開発を行うことはできない。

上記航空管制規制に抵触しない Trincomalee 南部は LTTE による占拠地であるため、本調査において視察することはできなかったが、地図などから判断するに、地形的に石炭火力発電所開発地点として可能性があるものと思われる。

なお、軍隊が占拠している地域は High Security Zone だから特に地域開発計画などはなく、自然保護区などにも該当しない。

また、湾内の Elephant Island に象が数頭いたが、とつくに絶滅しているとのことである。

漁業については沖合での漁業が中心で沿岸部では漁業は行っていない。甲殻類や真珠貝の養殖は現在行っていないとのことであった。

（c）南海岸 Hambantota 地区

1996 年に Electrowatt Engineering Services Ltd.が実施した火力発電設備導入調査において、石炭火力電源の開発地点として南海岸の Mawella 地点がリストアップされた。

2000 年 10 月に Puttalam 地点 Norochcholai 石炭火力開発プロジェクトの延期が閣議決定されたのを受けて、CEB は 2001 年の 3 月にこれに代わる石炭火力電源の開発地点を見つけるための調査を南海岸の Hambantota および Matara 地域にて実施した。

調査において、発電に使用する冷却水の確保、石炭荷役のための海上設備および十分な石炭灰捨地の確保などの観点から地点を探した結果、Matara から Hambantota までの海岸線において 7 地点の開発候補地点がリストアップされた。

図 6.2.27 にリストアップされた地点を示す。

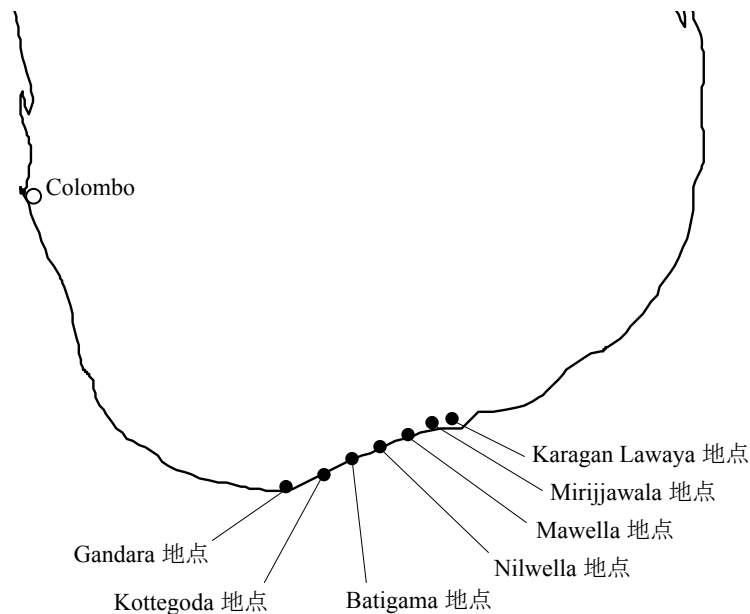


図 6.2.27 2001 年開発地点選定調査によりリストアップされた南海岸石炭火力開発候補地点

南海岸における候補地点のすべてにおいて 60,000 トン級（Panamax サイズ）の石炭運搬船が停泊できる位置までの海岸線からの距離が、西海岸の Norochcholai プロジェクト地点よりも近くにある、石炭荷役のための海上設備規模が小さくて済み、建設コストも小さくなる。

また、一般的にこれら南海岸における地点周辺は周辺居住者が多く、比較的开发が進んでおり、開発に伴う住居および施設移転という影響は Norochcholai プロジェクトサイトに比べ大きく、すなわち開発にあたっての障害が大きいものと思われる。

これら地点について、開発にあたっての主要な項目について比較した結果、主に、開発地点近傍における石炭灰の有望な引取先の存在、開発による移転家屋数の少なさ、および周辺の環境社会に与える影響の小ささを理由として、これら南部地域における開発よりも、Norochcholai 地点の開発が最も有望であることが示された。また、これら 7 地点の内、開発にあたっての多少課題はあるものの、Hambantota 地域の Mirijjawala および Karagan Lewaya 地点が比較的希望ある地点であると結論付けられた。

表 6.2.27 に 2001 年に実施された開発地点選定調査における地点評価結果を示す。

表 6.2.27 2001 年開發地点選定調査による石炭火力開発候補地点評価結果

Items	Mawela	Mirijawala	Karagan Lawaya	Nilwella	Batigama	Kottegoda	Gandara	Norochcholai	Remarks
Land Utilization	Lagoon fishery. Tourism. Residences. Offshore fishing. A2 Road.	Proposed harbour & BOI area. A2 Road. Office buildings. Residences.	Saltern	Fishery harbor. Residences. Coconut lands. Garment factory. Housing scheme.	Residences. Paddy / Coconut lands. Mainly paddy field may be available.	Residences. Coconut & Paddy cultivation. Fishery.	Residences. Fishery. Garment factory. Plywood factory. Housing scheme.	No permanent houses. Beach scene fishing. Coconut and cash crops (about 25% of the area)	Observations were made during the site visits. Also referred the available literature.
Land Availability	OO ~ 40-50 ha vacant closer to lagoon.	UDA allocated this land for port & BOI industrial state.	More than half of the Lawaya to be closedown.	No sufficient land.	~ 20-30 ha land.	No sufficient land.	No sufficient land.	70% of bare land.	Availability of undeveloped lands were considered.
Resettlement	~ 250-300 families O	~ 250-300 families O	A few OOOO	~ 250-300 families. O	~ 200-350 families OO	~ 350-400 families. O	~ 500-600 families. O	43 families. OOOO	Rough estimation. Details to be studied.
Offshore facilities Jetty length Conveyor length Coast Line	~ 200-400 m ~ 1.5 km Rocky. OOOO	~ 1.3 km ~ 2 km Sandy. OOOO	~ 1.5 km ~ 2 km Sandy. OOOO	~ 0.6 km ~ 1.5 km Rocky. OOOO	~ 1.5 km ~ 2.25 km Sandy / Rocky. OO	~ 1 km ~ 2.5 km Rocky. OO	~ 1 km ~ 2 km Sandy / Rocky. OO	4.2 km, or Barging 4.6 km or 0.9 km Sandy. OO	In Norochcholai barging option is also considered for coal handling.
Fresh Water Source & Availability	Niwalwa River (~ 24 km) Supply not sufficient. OO	Walawe River (~ 20-40km) Supply not sufficient. OOO	Walawe River (~ 20-30 km) Supply not sufficient. OOO	Niwalwa River (~ 20 km). Supply not sufficient. OO	Niwalwa River (~ 13 km). Supply not sufficient. OO	Niwalwa River (~ 9 km) Supply not sufficient. OO	Niwalwa River (~ 7 km). Supply not sufficient. OO	Ground water. Quantity sufficient. OO	Detail studies needed to determine sufficiency of the river water.
Cooling Water Length of cooling water pipe	Sea Water Cooling ~ 1 km OO	Sea Water Cooling ~ 1 km OOOO	Sea Water Cooling ~ 1.5 km OOO	Sea Water Cooling ~ 1.5 km OO	Sea Water Cooling ~ 2 km OO	Sea water Cooling ~ 2 km OO	Sea Water Cooling ~ 2 km OO	Sea Water Cooling ~ 0.5 km OOOO	Considered the laying of cooling water pipe up to 200 m offshore from the site.
Transmission Line Length (220kV)	~ 140 km OOO	~ 170 km OO	~ 170 km OO	~ 135 km OOO	~ 135 km OOO	~ 130 km OOO	~ 130 km OOO	115 km OOOO	Line connected at Pannipitiya. (Colombo)
Ash Disposal	Dump Lagoon/Land OOO	Dump in Land. OO	Dump in Land OOO	Dump in Land OO	Dump in Land. OO	Dump in Land. OO	Dump in Land	Part will be dumped in the site. 70 % of the ash will be used by cement factory.	In southern sites it is considered that the total ash will be dumped at the site.
Environmental & Social	Influence to lagoon. Tourism. Fishing activities. Loss of developed property. O	Loss of developed property. Affect Gem mining & fishery. OO	Loss of an economic activity. Ecological impacts. Protective areas. OO	Loss of developed property. Fishery & garment industry. OO	Loss of developed property. Cultivation. OO	Loss of developed property. Fishery & Cultivation. OO	Loss of developed property. Fishery & other industries. OO	Fishing small way. no Cultivation significant effect. OOOO	More studies to be done to ascertain the impacts.
Total points	21	23	28	18	20	16	15	33	

本調査において Hambantota 周辺の Mirijjawala 地点と Karagan Lawaya 地点について現地調査を行った結果、Hambantota まではコロomboから車の道のりで約 240km であり、途中の道路はほとんど舗装されており、陸上の資材運搬における大きな問題はないものと思われる。

周辺の地形的に沖合は深いように思われる。15m 水深であれば海岸線から 1km ほどもないであろうとのことであった。また、Mirijjawala 地区では埋立ては少ないが、住民移転の数が約 300 世帯と比較的多いものと思われる。一方、Karagan Lewaya 地区については、埋立て造成量は多いが、住民移転は数件である。

また、Hambantota 市街はイスラム教徒が多く、周辺村落は仏教徒が多いとのことであった。

以上のように、過去の石炭火力開発地点としては、西海岸地域（Puttalam 周辺）、東海岸地域（Trincomalee 周辺）、南海岸地域（Hambantota 周辺）があり、Trincomalee については FS が実施された地点の開発は航空管制規制により現時点で不可能であるが、この規制を受けない周辺地域での開発が可能であるものと思われる。

また、各地点における開発設備規模については、Puttalam 地点については、周辺に開発予定地点と同条件である地点が広がっていることから現時点で開発設備量の制約はそれほどないものと考えられる。Trincomalee 地点については、現地調査は行うことができなかったが、航空管制規制に抵触しない湾南側地域において広い範囲にわたっての開発が可能であると思われるため、開発設備量の制約はそれほどないものと思われる。南海岸の Hambantota 地点については、開発にあたってのいくつかの課題はあるものの、Matara 地域を含めると 7 地点の開発地点が見つかり、開発設備量の制約はほとんどないものと仮定した。

（エ）火力開発候補地点（増設）

火力発電設備の増設計画については、LTGEP 2005-2019 に示されていない。しかしながら、過去に、CEB が所有する既設 Kelanitissa ガスタービン設備（設備出力 115MW、1997 年運転開始）のコンバインドサイクル化に関するフィージビリティ調査が実施されている。

このフィージビリティ調査では、技術審査の開始からコンバインドサイクルプラントの運転開始まで約 3 年の工期を見込んでおり、2006 年当初に技術審査を開始したとしても運転開始は 2009 年当初となる。

また、5.3.2 (3) 節に記述したように、石炭火力導入後はコンバインドサイクル発電設備の設備利用率は減少し、プロジェクトの経済性は著しく減少するものと思われる。

（３）開発工期の検討

発電所が運転開始するまでには、建設期間のみでなく、その前段階の工事発注手続き、環境影響調査及び評価手続きなどの工程を考慮する必要がある。また、計画の熟度に応じて、FS 調査、プレ FS 調査を必要とする場合もある。

LTGEP（2005-2019）における、各発電設備の建設工事期間を表 6.2.28 に示す。

表 6.2.28 LTGEP (2005-2019) における各発電設備の建設工事期間

略号 ST : スチームタービン
GT : ガスタービン
CCGT : コンバインドサイクル

発電タイプ	設備タイプ・地点	建設工事期間 (年)
火 力	Oil 焚き ST 150MW	4.0
	Oil 焚き ST 300MW	4.0
	石炭焚き ST 300MW	4.0
	Oil 焚き GT 35MW	1.5
	Oil 焚き GT 75MW	1.5
	Oil 焚き GT 105MW	1.5
	Oil 焚き CCGT 150MW	3.0
	Oil 焚き CCGT 300MW	3.0
	ディーゼル 100MW	2.0
水 力	Gin Ganga 49MW	4.0
	Moragolla 27MW	4.0
	Broadlands 35MW	4.0
	Uma Oya 150MW	5.0

出典 : CEB LTGEP (2005-2019)

火力発電設備の建設工事期間については、世界における一般的な建設期間の範囲であるといえる。また、水力発電設備の建設工事期間はプロジェクト毎により大きく異なるため、既存の開発計画との整合が図られなければならない。

本調査において、これら水力発電プロジェクトについて建設工事期間の確認を行った。その結果、Gin Ganga 地点の建設工事期間については、プレ F/S に示される建設期間である 5 年とした。それ以外の地点については計画との整合するものであった。

表 6.2.29 に過去に実施された調査にて示されている増設プロジェクトの建設工事期間を示す。

表 6.2.29 水力および火力発電設備増設プロジェクト建設工事期間

発電タイプ	プロジェクト名	建設工事期間 (年)
水 力	New Laxapana&Polpitiya	2.0
	Victoria 2 台増設	5.0
	Victoria 3 台増設	5.0
	Samanalawewa 1 台増設	3.0
	Samanalawewa 2 台増設	3.0
火 力	Kelanitissa GT7 コンバインドサイクル化	3.0

出典 : 水力発電最適化調査、JICA (2004 年)

Kelanitissa GT7 コンバインドサイクル化フィージビリティ調査、JCI (2003 年 3 月)

前述のとおり、新規プロジェクトの実施にあたっては、建設工事着手前に EIA の実施および審査、発注手続きなどの期間が必要となり、電源開発計画において新規発電設備の開発を織り込むにあたってはこれら期間を考慮しなければならない。

本調査では、これら建設着手前の工程が最短で進むものと想定し、各発電設備の最早運転開始時期を設定した。

なお、水力および火力発電設備の増設にあたっては、工事期間中における発電停止など、系統運用に影響をおよぼす可能性があるため、その導入についての検討が実施される必要がある。

表 6.2.30 に本調査における開発工期と最早運転開始時期を示す。なお、再早運転開始時期の算出にあたってはプロジェクトの実施開始時期を 2006 年当初とした。

表 6.2.30 開発所要期間および最早運転開始時期

発電タイプ	設備タイプ・地点	建設前 期間 ¹⁾	建設工事 期間 ⁴⁾	総開発 所要期間	最早運転開始時期
火力	Oil 焚き ST 150MW	1.5-2.0	4.0	5.5	2011 年 (2011 年中旬)
	Oil 焚き ST 300MW	1.5-2.0	4.0	5.5	2011 年 (2011 年中旬)
	石炭焚き ST 300MW	1.0-1.5 ²⁾	4.0	5.0-5.5	2011 年 (2011 年中旬)
	Oil 焚き GT 35MW	1.5-2.0	1.5	3.0	2009 年 (2009 年上旬)
	Oil 焚き GT 75MW	1.5-2.0	1.5	3.0	2009 年 (2009 年上旬)
	Oil 焚き GT 105MW	1.5-2.0	1.5	3.0	2009 年 (2009 年上旬)
	Oil 焚き CCGT 150MW	1.5-2.0	3.0	4.5	2010 年 (2010 年中旬)
	Oil 焚き CCGT 300MW	1.5-2.0	3.0	4.5	2010 年 (2010 年中旬)
	Oil 焚き CCGT 300MW	1.5-2.0	3.0	4.5	2010 年 (2010 年中旬)
水力	Gin Ganga	3.0	5.0	8.0	2014 年 (2014 年上旬)
	Moragolla	3.0	4.0	7.0	2013 年 (2013 年上旬)
	Broadlands	1.5 ³⁾	4.0	5.5	2011 年 (2010 年中旬)
	Uma Oya	3.0	5.0	8.0	2014 年 (2014 年上旬)

1) EIA 実施、EIA 手続き、応札準備、契約手続き期間を含む

2) プロジェクトによる。Norochcholai プロジェクトでは 1 年程度と想定される。

3) FS が終了しているため、1.5 年程度と想定される。

4) 契約手続き完了から運転開始まで

出典：JICA 調査団作成

(4) 建設コストの検討

(ア) 新規開発計画の建設コストの検討

新規開発候補地点の 2005 年 1 月時点の工事費を既往の調査結果を参考に算定した。この際に、物価補正、為替レート、建設中利子、計画の熟度に応じた割り増し係数 (Penalty for Uncertainty) は、次の前提とした。

(為替レート)

2005 年 1 月時点での為替レートとして、通常用いる 2005 年 1 月 1 日の 104.55Rs./US\$ は、津波による影響が大きいことを考慮して、1 月の平均為替レートである、99.64Rs./US\$ を用いた。

(物価補正)

物価上昇率は、CEB がこれまでに採用してきたのものと同様に表 6.2.31 の数値を用いて換算した。即ち、内貨分については Central Bank of Sri Lanka のスリランカの消費者物価指数 Sri Lanka Consumer Price Index (SLCPI)、外貨については World Economic Outlook (IMF) の Consumer Prices (Advanced Economies) を適用した。

表 6.2.31 スリランカの物価補正率（内貨、外貨）

year	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Foreign	4.4%	1.3%	3.4%	2.3%	2.3%	2.2%	2.2%
Local	11.4%	11.7%	8.4%	7.7%	15.9%	9.6%	9.4%
year	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Foreign	2.2%	2.3%	2.2%	2.5%	1.8%	2.0%	-
Local	4.7%	6.2%	14.2%	10.2%	2.6%	7.9%	-

出典：Central Bank of Sri Lanka、IMF World Economic Outlook

(建設中利子)

従来、CEB が用いている WASP シミュレーションで用いられている建設中利子を用いた。

(計画の熟度に応じた割り増し係数：Penalty for Uncertainty)

CEB は LTGEP2005-2019 において、新規開発地点の不確実性¹³⁴を計画の熟度に応じて考慮し、新規水力開発プロジェクトの工事費の割り増しを以下のように行っている。このようなプロジェクト毎の計画熟度を反映することは、計画全体の信頼性を保つ上でも有効なものであり、この設定は妥当なものといえる。

- ・ 1989 年マスタープラン段階：工事費の 10%割り増し（Gin Ganga 地点、Moragolla 地点）
- ・ 個別地点のプレ FS 調査段階：工事費の 5%割り増し（Uma Oya 地点）
- ・ FS 調査終了、環境影響評価段階：工事費の 2%割り増し（Broadlands 地点）

本調査においてもこの割り増しを行うこととした。

(至近建設工事費の類似プロジェクトへの適用)

新設水力発電所 4 地点のうち、Broadlands 地点は 2003 年レベルの建設工事費用に見直しが行われている。残りのうち 2 地点（Gin Ganga、Uma Oya）については、ダム建設に伴う更なる調査が必要であると結論づけた。ここでは、Moragolla 地点の建設コストの見直しを実施した。

建設コストの見直しにあたっては、類似プロジェクトである Broadlands 水力開発プロジェクトの建設工事費用と 1989 年に算出されたマスタープラン当時の建設工事費を比較した結果を用いて、Moragolla 地点の 2005 年 1 月時点の建設工事費を算出した。

以上の事項を考慮し、新規電源開発の建設コスト算出を行った。

表 6.2.32 に新規電源開発の基本建設コストを、表 6.2.33 に建設コスト見直し結果を示す。

¹³⁴ 工事事における地質不良など不測の事象による工事費の増加や建設期間中の物価上昇など、予備費の考え方とは異なる。

表 6.2.32 新規電源開発の基本建設コスト

略号 ST : スチームタービン
 GT : ガスタービン
 CCGT : コンバインドサイクル

発電タイプ	発電設備・地点	出力 (MW)	建設コスト (million USD)		コストベース年	旧交換レート	新交換レート	出典
			外貨	内貨		(Rs./USD)	(Rs./USD)	
火 力	Oil焚ST	150	108.50	27.13	1995年1月	50	99.64	[1]
	Oil焚ST	300	183.43	45.86	1995年1月	50	99.64	[1]
	石炭焚ST	300	226.23	75.57	2000年1月	72	99.64	[2]
	Oil焚GT	35	15.67	2.34	1997年1月	59	99.64	[3]
	Oil焚GT	75	27.44	4.10	1997年1月	59	99.64	[3]
	Oil焚GT	105	31.97	4.78	1997年1月	59	99.64	[3]
	Oil焚CCGT	150	80.73	22.77	1997年1月	59	99.64	[3]
	Oil焚CCGT	300	130.56	36.84	1997年1月	59	99.64	[3]
水 力	ディーゼル	100	10.32	1.08	1997年1月	59	99.64	[3]
	Gin Gnaga	49	76.38	16.47	1992年3月	42	99.64	[4]
	Broadlands	35	68.19	19.04	2003年9月	96	99.64	[5]
	Uma Oya	150	233.94	53.61	1992年3月	42	99.64	[6]
	Moragolla	27	62.74	9.52	1992年3月	42	99.64	[7]

- [1] Thermal Generation Option Study、1995年
 [2] West Coast Coal Plant Phase 1 Report、2000年
 [3] Review Of Least Cost Generation Plan、1997年
 [4] *Masterplan Project Report GING074
 [5] Hydro Power Optimization study、2004年2月
 [6] *OECE Pre-feasibility Study、1991年7
 [7] *Masterplan Project Report MAHW263

表 6.2.33 新規電源開発の見直し建設コスト (2005 年時点価格)

略号 ST : スチームタービン
 GT : ガスタービン
 CCGT : コンバインドサイクル

発電タイプ	発電設備・地点	出力 (MW)	純建設コスト (USD/kW)		建設期間 (年)	建中利子 (%)	WASP入力 建設コスト (USD/kW)		
			外貨	内貨			外貨	内貨	計
火 力	Oil焚ST	150	890.40	210.40	4.0	18.53	1,055.4	249.4	1,304.8
	Oil焚ST	300	752.70	177.90	4.0	18.53	892.1	210.8	1,102.9
	石炭焚ST	300	831.00	269.30	4.0	18.53	984.9	319.2	1,304.1
	Oil焚GT	35	526.70	73.60	1.5	6.51	561.0	78.4	639.4
	Oil焚GT	75	430.40	60.10	1.5	6.51	458.4	64.0	522.4
	Oil焚GT	105	358.20	50.00	1.5	6.51	381.5	53.3	434.8
	Oil焚CCGT	150	628.80	165.90	3.0	13.54	713.9	188.3	902.2
	Oil焚CCGT	300	511.90	135.10	3.0	13.54	581.2	153.4	734.6
水 力	ディーゼル	100	1,032.00	107.80	2.0	8.79	1,452.6	141.9	1,594.5
	Gin Gnaga	49	2,259.01	461.66	5.0	23.78	2,796.2	571.4	3,367.7
	Broadlands	35	2,027.00	576.69	4.0	18.53	2,402.6	683.6	3,086.2
	Uma Oya	150	2,157.41	468.71	5.0	23.78	2,670.4	580.2	3,250.6
	Moragolla	27	2,438.90	673.16	4.0	18.53	2,890.8	797.9	3,688.7

* : 建中利子は割引率10%における値

(イ) 増設計画の建設コストの検討

新設開発候補地点と同様の手法により、増設候補地点の開発コストの検討を行った。

New Laxapana 発電所及び Polpitia 発電所増設、Victoria 増設、Samanalawewa 発電所増設については、2004 年 2 月に纏められた水力発電最適化計画調査で 2002 年時点の工事費が算定されているため、これを 2005 年 1 月時点に換算した。

換算は、2002 年時点の工事費を表 6.2.34 に従って設備工事別に内貨、外貨に分け算出を行った。

表 6.2.34 増設計画の設備工事別の内貨、外貨の割合¹³⁵

発電タイプ・プロジェクト	項目	外貨	内貨
火 力 Kelanitissa GT7 コンバインドサイクル化		80%	20%
水 力 New Laxapana&Polpitiya Victoria 2台増設、3台増設 Samanaklawewa 1台増設、2台増設	土木工事	75%	25%
	機械工事	90%	10%
	電気工事	95%	5%
	送変電設備工事	80%	20%

なお、表 6.2.34 に示す水力増設計画の設備工事別の内貨、外貨の割合は、Broadlands 地点の FS 調査¹³⁶、Upper Kotmale 発電所の SAPROF¹³⁷、Kukule 発電所の FS 調査¹³⁸の結果に基づき算定したものである。

表 6.2.35 に増設計画の基本建設コストを、表 6.2.36 に建設コスト見直し結果を示す。

表 6.2.35 増設計画の基本建設コスト

発電タイプ	発電設備・地点	出力 (MW)	建設コスト (million USD)		コストベース年	旧交換レート	新交換レート
			外貨	内貨		(Rs./USD)	(Rs./USD)
火 力	Kelanitissa GT7コンバインドサイクル化	55	97.05		2002年1月	50	99.64
水 力	New Laxapana	72.5	56.73	7.22	2002年1月	96	99.64
	Polpitiya	47.9	34.41	4.40	2002年1月	96	99.64
	Victoria 2台増設	140	85.58	16.53	2002年1月	96	99.64
	Victoria 3台増設	210	127.18	24.36	2002年1月	96	99.64
	Samanalawewa 1台増設	60	33.51	4.17	2002年1月	96	99.64
	Samanalawewa 2台増設	120	59.20	6.77	2002年1月	96	99.64

表 6.2.36 増設計画の見直し建設コスト（2005 年時点価格）

発電タイプ	発電設備・地点	増設分 出力 (MW)	純建設コスト (USD/kW)			建設期間 (年)	建中利子* (%)	WASP入力 建設コスト (USD/kW)		
			外貨	内貨	計			外貨	内貨	計
火 力	Kelanitissa GT7コンバインドサイクル化	55	1,500.95	417.25	1,918.20	3.0	13.54	1,704.2	473.8	2,177.9
水 力	New Laxapana	72.5	824.69	117.02	941.71	2.0	8.79	897.2	127.3	1,024.5
	Polpitiya	47.9	757.12	108.00	865.12	2.0	8.79	823.7	117.5	941.2
	Victoria 2台増設	140	644.26	138.81	783.07	5.0	23.78	797.5	171.8	969.3
	Victoria 3台増設	210	638.28	136.36	774.64	5.0	23.78	790.1	168.8	958.9
	Samanalawewa 1台増設	60	588.62	81.63	670.25	3.0	13.54	668.3	92.7	761.0
	Samanalawewa 2台増設	120	519.94	66.29	586.23	3.0	13.54	590.3	75.3	665.6

*：建中利子は割引率10%における値

¹³⁵ 送電線工事については、参考を示した。工事費が小さいため、電気機器工事費に含まれるとし、ここでは分離して適用していない。

¹³⁶ 「スリランカ国 水力発電最適化計画調査」、独立行政法人国際協力機構、2004 年 2 月

¹³⁷ 2001 年 3 月、国際協力銀行

¹³⁸ Feasibility Study of Kukule Ganga Hydropower Project, SR9A Construction Plan and Cost Estimates, August 1992, Ministry of Power and Energy, Ceylon Electricity Board, Joint Venture Kukule Ganga (Nippon Koei Co., Ltd., Electrowatt Engineering Services Ltd., Lahmeyer International GmbH, Central Engineering Consultancy Bureau, TEAMS & RDC.

(5) 開発候補設備の設定

上記検討結果および既存 LTGEP をもとに開発候補設備を設定した。なお、LTGEP (2005-2019) においては、石炭火力発電設備を西海岸地点および Trincomalee 地点の 2 地点についてそれぞれ 300MW の開発候補電源を設定している。しかしながら、両者のプロジェクトコストにはほとんど差がなく、WASP のシミュレーションにおいて立地地点は考慮されないため、本調査において石炭火力の開発候補電源は 1 つとすることとした。表 6.2.37 に本調査における開発候補設備の緒元を示す。

表 6.2.37 開発候補電源緒元

	火力発電設備											水力発電設備			
	汽力火力			ガスタービン			コンバインドサイクル ^{*1}				ディーゼル ^{*4}	Gin Ganga	Mora -golla	Broad -lands	Uma Oya
	Oil 150MW	Oil 300MW	石炭 300MW	Oil 35MW	Oil 75MW	Oil 105MW	Oil 150MW	Gas 150MW	Oil 300MW	Gas 300MW	Oil 10MW				
定格出力 (MW)	150	300	300	35	75	105	150	150	300	300	10	49	27	35	150
開発コスト ^{*2} (USD/kW)	1,304.8	1,102.9	1,304.1	639.4	522.4	434.8	902.2	902.2	734.6	734.6	1,594.5	3,367.6	3,688.7	3,086.2	3,250.6
耐用年数 (年)	30	30	30	20	20	20	30	30	30	30	25	50	50	50	50
建設年数 (年)	4.0	4.0	4.0	1.5	1.5	1.5	3.0	3.0	3.0	3.0	2.0	5.0	4.0	4.0	5.0
最早運転開始年	2011	2011	2011	2009	2009	2009	2010	2020	2010	2020	2010	2014	2013	2011	2014
燃料種類	Furnace Oil	Furnace Oil	石炭	Auto Diesel	Auto Diesel	Auto Diesel	Auto Diesel	天然ガス	Auto Diesel	天然ガス	Furnace Oil				
燃料費	(\$/燃料単位)	33.85 (USD/BBL)	33.85 (USD/BBL)	67.32 (USD/ton)	53.46 (USD/BBL)	53.46 (USD/BBL)	53.46 (USD/BBL)	53.46 (USD/BBL)	6.00 (USD/MMBTU)	53.46 (USD/BBL)	6.00 (USD/MMBTU)				
	(cent/Gcal)	2,199	2,199	1,069	3,794	3,794	3,794	3,794	2,381	3,794	2,381				
熱消費率 ^{*3} (kCal/kWh)	2,404	2,293	2,293	3,060	2,857	2,857	1,846	1,846	1,788	1,788	1,954				

*1: 天然ガス燃焼プラントについては、天然ガス導入シナリオについてのみ2020年以降の開発候補電源として適用

*2: 建設中利子含む

*3: ユニット最大出力運転時

*4: 低速ディーゼルユニット

(6) 開発地点の特定

CEB が策定している長期電源開発計画 (LTGEP) では、WASP を用いた電源開発シミュレーションを実施することにより、今後の 15 年間にわたる電源開発計画が示される。

LTGEP で最終的に示される開発計画は各年における開発電源種別と開発設備容量であり、具体的な開発地点は示されない。

一方、同じく CEB が毎年策定している、長期送電網整備計画 (LTTDS¹³⁹) では、前年度の LTGEP に示された電源開発計画に則り流通設備の拡充計画を策定している。

その中で、LTGEP には示されていない将来の具体的な開発地点が示されている。CEB によると、地点を決めているのは発電計画部門 (Generation Planning Branch) であり、特に決まった手法によって地点決定しているわけではない、とのことであった。

今後は、開発工期が比較的に長い大規模火力発電設備の開発が毎年のように求められるため、より長期的な観点から将来における具体的な開発地点の特定を行うことが重要である。

また、第 7 章にて詳述するように、電源開発計画の結果が送電網整備計画に及ぼす影響は非常に大きく、将来の電源開発地点の決定にあたっては、系統運用面からの検討が重要である。

よって、今後は送変電整備計画策定との連携による電源開発計画策定が行われるべきであり、これが行われなければ、CEB の電力開発計画全体としての信頼性および実現性が損なわれるものと思われる。

¹³⁹ LONG TERM TRANSMISSION DEVELOPMENT STUDIES

6. 3 スクリーニング曲線による予備的検討

シミュレーションツールを用いた電源開発計画策定に先立ち、スクリーニング曲線による予備的検討を実施した。この検討により、将来における各候補電源についての開発・運転コストおよび想定された需要に対する各候補電源の開発規模の目安など、電源開発計画を策定するにあたっての基礎的な情報を得ることができる。

6. 3. 1 スクリーニング曲線分析

スクリーニング曲線分析にあたっては表 6.2.37 に示す将来開発候補電源の緒元を用いた。図 6.3.1 に分析結果を示す。

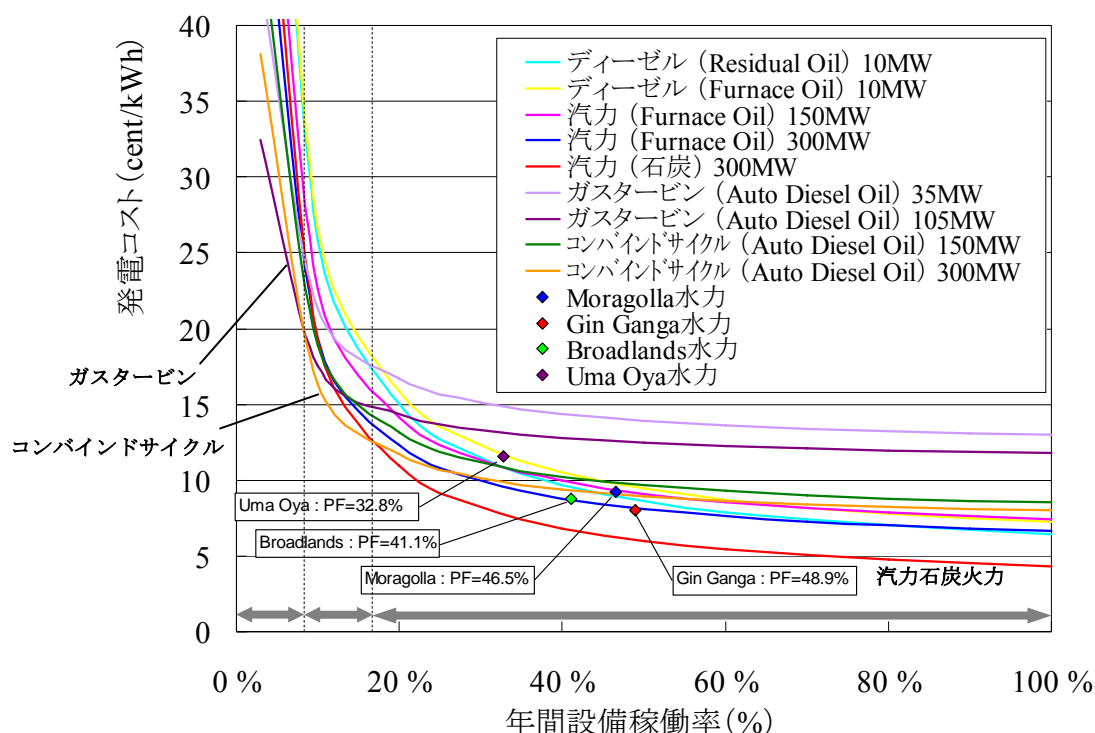


図 6.3.1 スクリーニング曲線分析結果（発電コスト）

図 6.3.1 に示すように、スクリーニング曲線における石炭火力とコンバインドサイクル火力のコスト分岐点は設備利用率 17%程度であり、コンバインドサイクル火力とガスタービン火力とのコスト分岐点は設備利用率 8%程度である。

この結果から、将来における経済的な系統運用を行うためには、多くの石炭火力の開発が必要となると想定される。また、すべての水力開発プロジェクトは石炭火力の開発に対し競争優位とならないことが予想される。

図 6.3.2 に年経費化コストについてスクリーニングカーブ分析を行った結果を示す。

石炭火力発電設備はその可変費が他の候補電源と比較し著しく小さいことがわかる。また、ガスタービン火力発電設備は、可変費は大きいものの、初期投資コストが小さいためピーク電源としての開発優位性があることがこの図よりわかる。

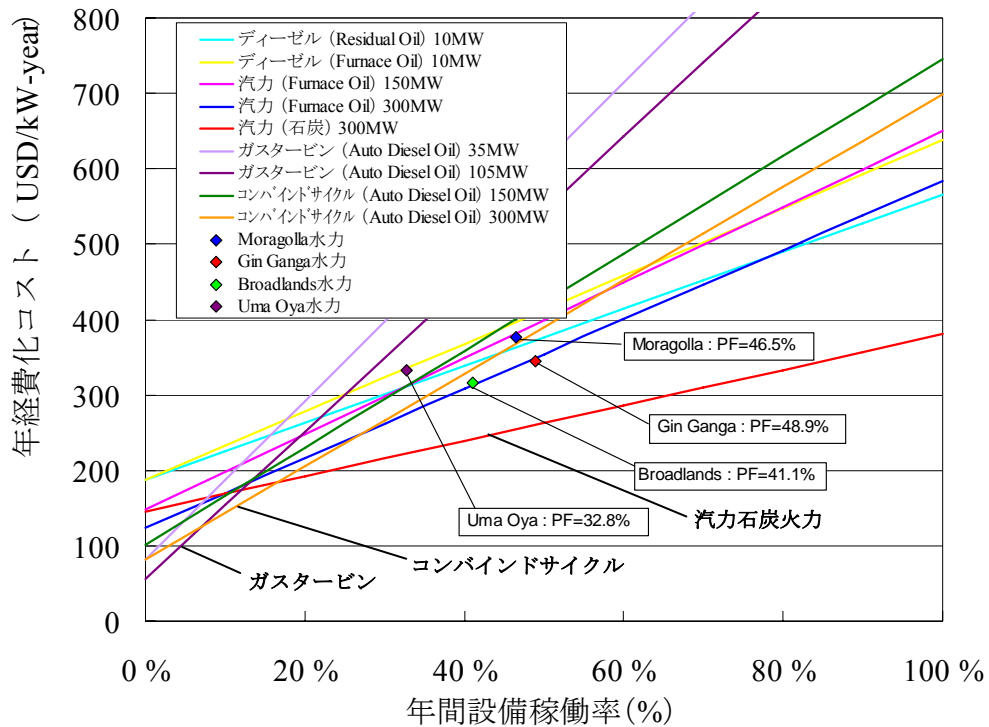


図 6.3.2 スクリーニング曲線分析結果（年経費化コスト）

参考

スクリーニング曲線分析における電源コストは下式により年経費化を行った。

電源の年経費 = APC (US\$/kW-year)

$$(APC) = [r]_i^T \times I + \frac{(i \times FIC)}{100} + 12 \times (O\&M_{fixed}) + 8.76 \times [(FC)_f + (O\&M_{variable})] \times \frac{f}{100}$$

$$[r]_i^T = \frac{i \times (1+i)^T}{(1+i)^T - 1}$$

ここで、

APC = 電源の年経費

I = 設備投資コスト

FIC = 燃料在庫コスト

FC = 燃料コスト

O&M = 運転および保守コスト

T = 耐用年数

i = 割引率 (12%)

f = プラントの平均設備利用率 (%)

$[r]_i^T$ = 年経費率 (年間平均固定費率)

(出典 : WASP-IV User's Manual, IAEA in 2000)

6. 4 電源開発シミュレーション

6. 4. 1 開発シナリオの設定

本調査においては、戦略的環境アセスメント（SEA）の視点から、電源開発計画策定について開発シナリオを設定することにより複数の代替計画案を策定し、環境を含めた様々な視点からの評価を統合した。以下に電源開発計画策定において設定した開発シナリオを示す。なお、ゼロオプションシナリオの設定にあたっては、電源開発計画策定におけるシナリオ設定にとどまらず、本マスタープラン策定という広い観点からの設定とした。

- 1) ゼロオプションシナリオ.....本マスタープランの策定なし
- 2) 電源開発シナリオ
 - (ア) 大規模火力電源開発シナリオ.....開発電源設備の制約なし
 - (イ) 大規模火力電源開発ゼロシナリオ.....開発電源設備の制約あり（設備容量 150MW 以下）
 - (ウ) 水力発電促進シナリオ.....有望な水力開発候補地点の開発を促進
 - (エ) 天然ガス供給シナリオ.....2020 年以降に天然ガスが供給される

各シナリオの説明を以下に記述する。

（1）ゼロオプションシナリオ

マスタープランにおいてゼロオプションシナリオを設定した。

ゼロオプションシナリオは、「もし仮に、このマスタープランが策定されなければ電力セクターはどのような状況に導かれるのか？」というものである。

電力開発計画の策定という点においては、CEB はそれぞれの分野における開発計画を策定するだけの十分な技術力を有しており、今後も開発計画の策定を独自で行っていくことができる。

しかしながら、高い電力供給コストとそれに見合わない電気料金、増加する需要に対する供給力不足による近い将来における深刻な電力不足の可能性、CEB 財務の著しい悪化などにみられるように、現在の電力セクターのおかれている状況は非常に厳しい。また、このような、諸般における状況の悪化は相互に誘引し合うものであり、技術的に適正な電力開発計画の策定だけではこのような状況から脱却することはできず、状況は今後更に悪化するものと思われる。

本マスタープランにおいては、JICA という国際的な公的機関により、環境社会に配慮した長期電力開発計画の策定のみならず、電力セクターが抱える組織・制度面における課題の整理とこれらに対する提言が提示される。

このような包括的なマスタープランが提示されなかったとしたら、電力セクターが陥っている悪循環から脱却するための機宜を得ることができなかっただけでなく、CEB 自らがこの悪循環を脱却するための方策を立案、実行するための能力を向上させるための機会をも得なかったものと思われる。

（２）電源開発シナリオ

（ア）大規模火力電源開発シナリオ

開発設備に関する制限はなく、表 6.2.37 に示す開発候補電源の内、天然ガス焚き設備以外の全ての設備を開発候補電源として設定した。

シナリオ設定の背景として、供給コストを低減させるための大規模火力電源の開発に対し、資金調達が行われた場合を想定している。

（イ）大規模火力電源開発ゼロシナリオ

開発候補電源の内、150MW 以下の発電設備の開発が行われ、大規模火力電源は開発されないことを想定した。そのため、以下の電源を開発候補より除外した。

- ・ 300MW Oil 焚きスチームタービン火力
- ・ 300MW 石炭焚きスチームタービン火力
- ・ 300MW Oil 焚きコンバインドサイクル火力

シナリオ設定の背景として、莫大な開発資金を要する大規模火力電源の開発に対し、資金調達が行われなかった場合を想定している。

過去より大規模石炭火力電源の開発が切望されていたにもかかわらず、これら設備が未だ開発されていない現状が、このまま引き続いた場合についてのシナリオともいえる。

（ウ）水力開発促進シナリオ

開発候補電源の内、有望な水力開発プロジェクトの開発を行うことを想定した。

シナリオ設定の背景として、水力開発は公的な開発援助による低金利の融資を受けることが想定されるため、これら融資により開発優位となったプロジェクトが開発された場合を想定している。

なお、シナリオ設定の背景を考慮し、6.6 節に示す感度分析（割引率 2%のケース）結果に基づき開発プロジェクトとその開発年次を決定した。

以下に本シナリオにて配慮される水力開発プロジェクトとその開発年次を示す。

- ・ Broadlands 水力開発プロジェクト ----- 2011 年運転開始
- ・ Gin Ganga 水力開発プロジェクト ----- 2014 年運転開始
- ・ Moragolla 水力開発プロジェクト ----- 2014 年運転開始
- ・ Uma Oya 水力開発プロジェクト ----- 2016 年運転開始

（エ）天然ガス導入シナリオ

新たなエネルギーオプションの一つである天然ガスが導入されることを想定した。

2003 年に USAID により実施された天然ガス導入のフィージビリティスタディにおいて、スリランカ国内における天然ガス需要が小さいため、天然ガスプロジェクトの経済性を得ることが困難であると結論付けられており、2005 年 11 月時点で具体的なプロジェクトはない。このような現状を考慮し、電力セクターへの天然ガス供給が 2020 年以降に可能となると想定した

なお、供給価格の設定にあたっては、一般的に輸入天然ガス価格が原油価格と連動するため、マスタープランにおける他燃料と同様、コロンボ CIF 原油価格の 2004 年 5 月～2005 年 4 月までの平均値（約 42 US ドル／バレル）をもとに、日本における輸入原油価格と輸入天然ガス価格との関係を参考として 6.0 USD/BBL と設定した。

6. 4. 2 WASP シミュレーション

本調査における電源開発計画策定にあたっては、電源開発シミュレーションツールである WASP-IV を用いた。本節では、WASP シミュレーションによるシミュレーション手法とその特徴について記述する。

(1) 目的関数

WASP-IV におけるシミュレーションでは、信頼度制約下での「費用最小化」が行われ、そのための目的関数が設定される。

目的関数となる費用としては、資本費、燃料費、O&M 費に加え、供給されなかったエネルギーに相当するコスト (Un-served Energy Cost) が考慮される。

また、資本費の減価償却については、耐用年数の残存期間に応じた残存価値 (Salvage Value) を目的関数に組み込むことにより考慮される。

目的関数：B

$$B = \text{SUM} (I + S + F + M + U)$$

(費用は割引率により現在価値に割り戻される。)

I : 資本費

S : 残存価値

F : 燃料費

M : O&M 費 (運転維持管理費)

U : 供給されなかったエネルギーに相当するコスト

(2) 電力需要

WASP-IV の内部では電力需要は時系列的な負荷曲線ではなく、負荷持続曲線 (Load Duration Curve) として表現される。この負荷持続曲線と需要想定から得られる毎年の最大需要を用いることにより内部的に需要特性が表現される。なお、詳細な需要特性を模擬するために、年あたり最大 12 期に分割し、それらに負荷持続曲線と最大需要を設定することができる。

(3) 発電機運転特性

WASP-IV では、水力、火力および原子力など多くの発電種別に対応できる。

火力発電設備については、熱消費率、発熱量、O&M 費 (固定費および可変費) などの費用特性や、故障停止率、瞬動予備率、補修による運転停止日数などの出力の期待値に関する特性を考慮することで発電ユニット毎の運転特性を模擬することができる。

一方、水力発電設備については、期別の出水変動率、平均出力、可能発電電力量を考慮することにより、確率的な出力特性を模擬できる。また、これらデータの設定により、自流水、貯水池式などの発電タイプに応じた運転パターンを模擬することが可能である。

(4) 最適化計算

上記電力需要特性と発電ユニットの運転特性から既設および新設発電ユニットの可変費を算出し、低コストの発電ユニットから運転することで実際の運転に近い状況をシミュレーションすることができる。

さらに、新設発電機の資本費を加味して前述の目的関数を最小化することにより、検討期間における最小費用となる電源開発パターンが自動的に計算される。

6. 4. 3 シミュレーション結果

各開発シナリオについて、WASP シミュレーションを実施した。

WASP シミュレーションの実施により、与えられる制約条件の下で検討期間における費用を最小とする電源設備の開発計画を得た。なお、開発計画の策定には電力需要想定（基本成長シナリオ）を用いた。

（１）大規模火力電源開発シナリオ

（ア）開発設備ユニット数および開発設備容量

表 6.4.1 に、大規模火力電源開発シナリオにおける WASP シミュレーション結果（開発設備ユニット数および開発設備容量）を示す。

表 6.4.1 開発設備ユニット数および開発設備容量（大規模火力電源開発シナリオ）

略号 ST：スチームタービン、GT：ガスタービン、CCGT：コンバインドサイクル、DS：ディーゼル (単位：MW)

年	最大電力 (MW)	火力										水力				
		ST			GT			CCGT			DS	Upper	Broadlands	Gin Ganga	Moragolla	Uma Oya
		Oil 燃焼 150MW	Oil 燃焼 300MW	石炭 燃焼 300MW	Oil 燃焼 35MW	Oil 燃焼 75MW	Oil 燃焼 105MW	Kerawala -pitiya 150MW	Oil 燃焼 150MW	Oil 燃焼 300MW	ディーゼル 100MW	Kotmale 150MW	35MW	49MW	27MW	150MW
2005	1,768															
2006	1,884															
2007	2,019															
2008	2,168															
2009	2,336				35		210	300								
2010	2,517					75	210									
2011	2,712			600								150				
2012	2,921			300												
2013	3,146			300												
2014	3,389			300												
2015	3,657			300												
2016	3,943			300												
2017	4,250			300												
2018	4,579			300												
2019	4,931			300												
2020	5,306			300			105									
2021	5,708			300			105									
2022	6,138			300			210									
2023	6,599			300	35		210									
2024	6,599			300			420									
2025	7,092			600												
開発ユニット数		0	0	17	2	1	14	2	0	0	0	1	0	0	0	0
開発設備容量 (MW)		0	0	5,100	70	75	1,470	300	0	0	0	150	0	0	0	0
計：37 ユニット 計：7,165 MW																

表 6.4.1 より以下のことがわかる。

①Oil 燃焼スチームタービン火力

同じくベース電源である石炭スチームタービン火力と競合し、燃料価格が石炭より高いため 2025 年までの開発ユニット数はゼロである。この結果は 6.3.1 節のスクリーニング曲線分析結果（図 6.3.1 および図 6.3.2）と同じ結果である。

②石炭焼きスチームタービン火力

燃料価格が安価であるためベース電源として最も多く開発されることとなる。これは前述 6.3 節におけるスクリーニング曲線による予備的検討結果と同じ結果である。

2025 年までに開発される開発ユニット数は 300MW 級設備が 17 機であり、新規開発設備容量は 5,100MW と 2025 年までに開発されるすべての新規開発設備容量の約 71%を占める。

③Oil 焼きガスタービン火力

ピーク電源としてガスタービン火力発電設備が開発優位となるため、2025 年までに 17 ユニット 1,615MW の開発が行われる。

④Oil 焼きコンバインドサイクル火力

開発優位となる設備利用率の範囲が限定されることから（図 6.3.2 参照）、2025 年までに開発される設備は、開発固定設備である Kerawalapitiya プロジェクト（300MW）のみである。

⑤ディーゼル発電設備

ベース電源として石炭焼きスチームタービン火力と競合するが、燃料価格が石炭より高い開発優位とはならなかった。またピーク電源としてガスタービン火力と競合するが、開発コストがガスタービン火力に比べ大きいため開発優位とはならなかった。そのため、2025 年までの開発ユニット数はゼロである。この結果は 6.3.1 節のスクリーニング曲線分析結果（図 6.3.1 および図 6.3.2）と同じ結果である。

⑥水力発電設備

開発決定設備である Upper Kotmale のみが開発され、他地点は開発コストが大きいため 2025 年までには開発されない。

（イ）発電設備容量

表 6.4.2、図 6.4.1 および図 6.4.2 に、大規模火力電源開発シナリオにおける発電設備容量および発電設備タイプ別構成比率の推移を示す。

2025 年までに石炭火力発電設備の構成比率は約 60%となる。また、コンバインドサイクル火力の構成比率は 2005 年の 14.2%から 5.5%に減少する。ディーゼル発電設備の構成比率も年々減少し、2025 年までにはすべての設備が廃止される。水力発電設備の構成比率は 2005 年の 51.2%から著しく減少し、2025 年には 15.7%となる。

表 6.4.2 発電設備容量および構成比率の推移（大規模火力電源開発シナリオ）

（単位：MW, %）

発電設備	年									
	2005		2010		2010		2015		2020	
水力	1,185.0	(51.2%)	1,185.0	(38.9%)	1,335.0	(29.4%)	1,335.0	(22.3%)	1,335.0	(15.7%)
石炭火力	0.0	(0.0%)	0.0	(0.0%)	1,800.0	(39.7%)	3,300.0	(55.2%)	5,100.0	(59.9%)
ディーゼル	587.8	(25.4%)	587.8	(19.3%)	131.0	(2.9%)	80.0	(1.3%)	0.0	(0.0%)
コンバインドサイクル火力	328.0	(14.2%)	628.0	(20.6%)	628.0	(13.8%)	628.0	(10.5%)	465.0	(5.5%)
ガスタービン火力	215.0	(9.3%)	645.0	(21.2%)	645.0	(14.2%)	635.0	(10.6%)	1,615.0	(19.0%)
合 計	2,315.8	(100.0%)	3,045.8	(100.0%)	4,539.0	(100.0%)	5,978.0	(100.0%)	8,515.0	(100.0%)

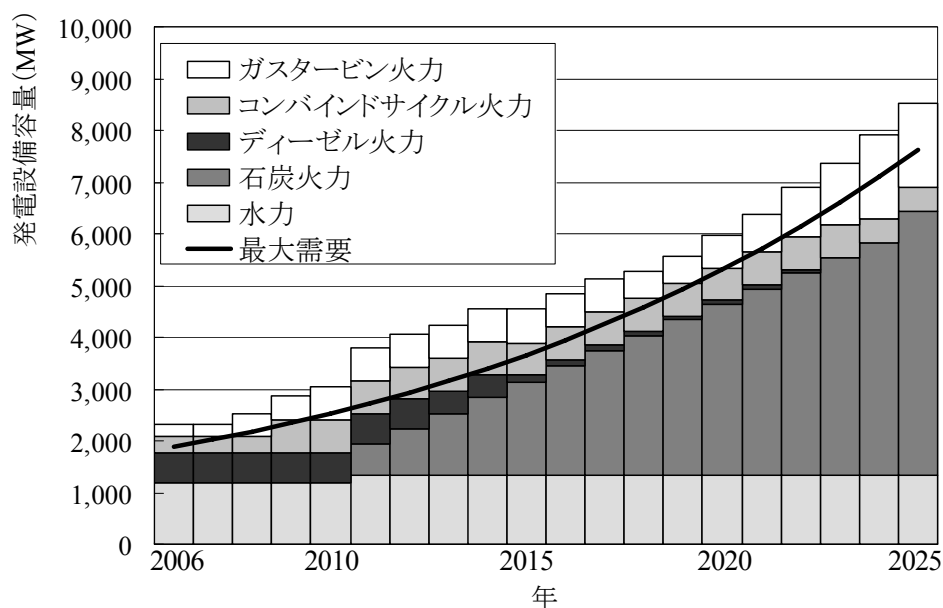


図 6.4.1 発電設備容量の推移（大規模火力電源開発シナリオ）

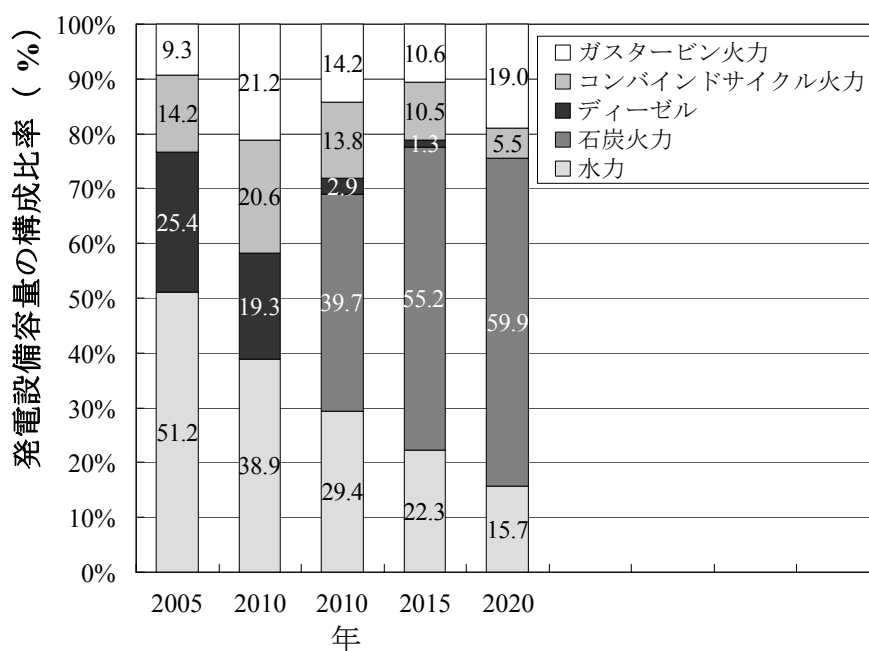


図 6.4.2 発電設備容量の構成比率の推移（大規模火力電源開発シナリオ）

（ウ）年間発電電力量

表 6.4.3、図 6.4.3 および図 6.4.4 に、大規模火力電源開発シナリオにおける年間発電電力量および発電設備タイプ別構成比率の推移を示す。

2025 年における石炭火力発電設備の発電電力量の構成比率は 80%を超える。また、コンバインドサイクル火力の構成比率は 2010 年には 29.1%までであったのに対し、石炭火力の導入と共に減少し、2025 年には 1%程度となる。水力発電設備の構成比率は 2005 年の 52.2%から 2025 年には 13.6%まで減少し、火主水従の傾向が一層、強まることがわかる。

表 6.4.3 年間発電電力量の推移（大規模火力電源開発シナリオ）

（単位：GWh, %）

発電設備	年									
	2005		2010		2015		2020		2025	
水力	4,464	(52.2%)	4,464	(36.7%)	4,994	(28.2%)	4,994	(19.5%)	4,994	(13.6%)
石炭火力	0	(0.0%)	0	(0.0%)	11,681	(66.1%)	19,945	(77.7%)	30,820	(83.7%)
ディーゼル	3,369	(39.4%)	3,543	(29.1%)	355	(2.0%)	98	(0.4%)	0	(0.0%)
コンバインドサイクル火力	630	(7.4%)	2,639	(21.7%)	482	(2.7%)	426	(1.7%)	365	(1.0%)
ディーゼル	86	(1.0%)	1,521	(12.5%)	172	(1.0%)	190	(0.7%)	659	(1.8%)
合 計	8,549	(100.0%)	12,167	(100.0%)	17,684	(100.0%)	25,653	(100.0%)	36,838	(100.0%)

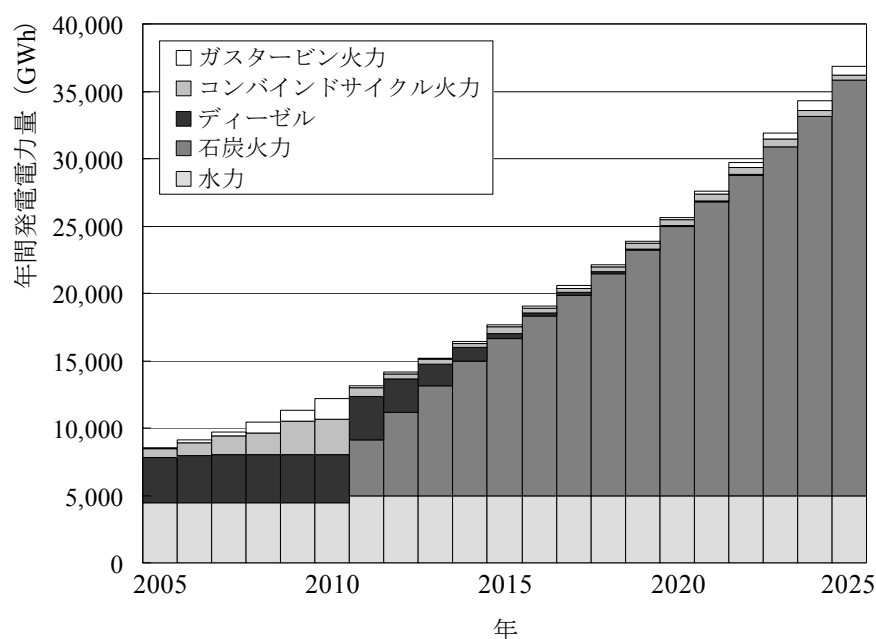


図 6.4.3 年間発電電力量の推移（大規模火力電源開発シナリオ）

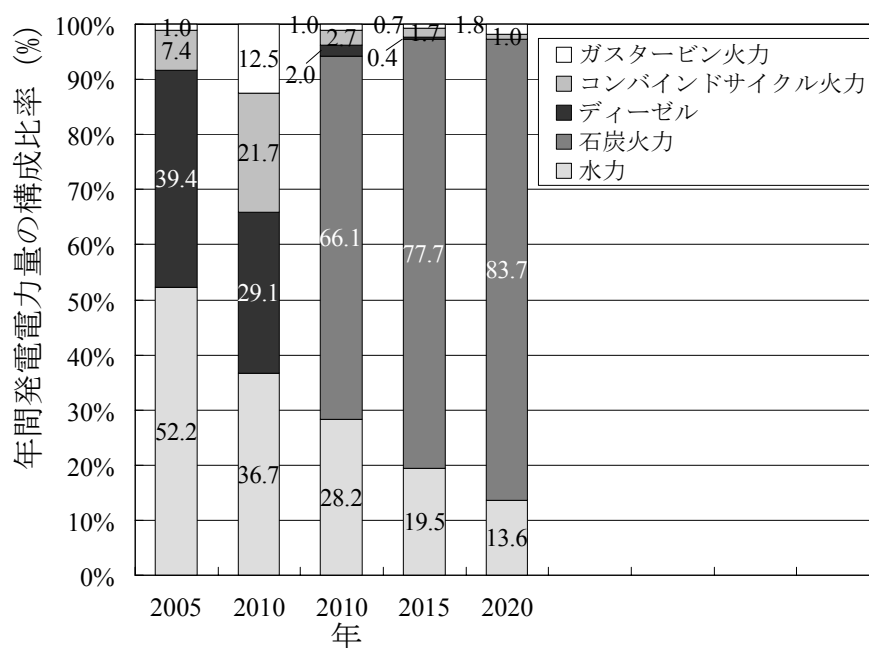


図 6.4.4 年間発電電力量の構成比率の推移（大規模火力電源開発シナリオ）

(エ) 設備利用率

表 6.4.4、図 6.4.5 に、大規模火力電源開発シナリオにおける発電設備タイプ別年間設備利用率の推移を示す。

石炭火力の年間設備利用率は約 70%で推移し、ベース電源としての役割を果たしていることがわかる。一方、石炭火力の導入後、ディーゼル設備、コンバインドサイクル火力およびガスタービン火力の年間設備利用率は著しく減少し、特に石炭火力の導入以前にベース需要を賄っていたディーゼル設備の年間利用率は 2005 年の 65.4%から 2020 年には 14.0%まで減少することとなる。

現在締結されている IPP 設備との電力購入契約（PPA¹⁴⁰）のもとでは、CEB は事前に IPP 側へ購入する電力量を要求することができ、年間にて購入しなければならない最低限の電力量の設定はされていない（テイクオアペイ契約などは結ばれていない）。そのため、CEB はメリットオーダーにて各発電設備の発電力を決定することが可能であるため、このようなディーゼル設備の設備利用率の減少を実施することができる。

表 6.4.4 年間設備利用率の推移（大規模火力電源開発シナリオ）

(単位：%)

発電設備	年				
	2005	2010	2015	2020	2025
水力	(43.0%)	(43.0%)	(42.7%)	(42.7%)	(42.7%)
石炭火力			(74.1%)	(69.0%)	(69.0%)
ディーゼル	(65.4%)	(68.8%)	(30.9%)	(14.0%)	
コンバインドサイクル火力	(21.9%)	(48.0%)	(8.8%)	(7.7%)	(9.0%)
ガスタービン火力	(4.6%)	(26.9%)	(3.0%)	(3.4%)	(4.7%)

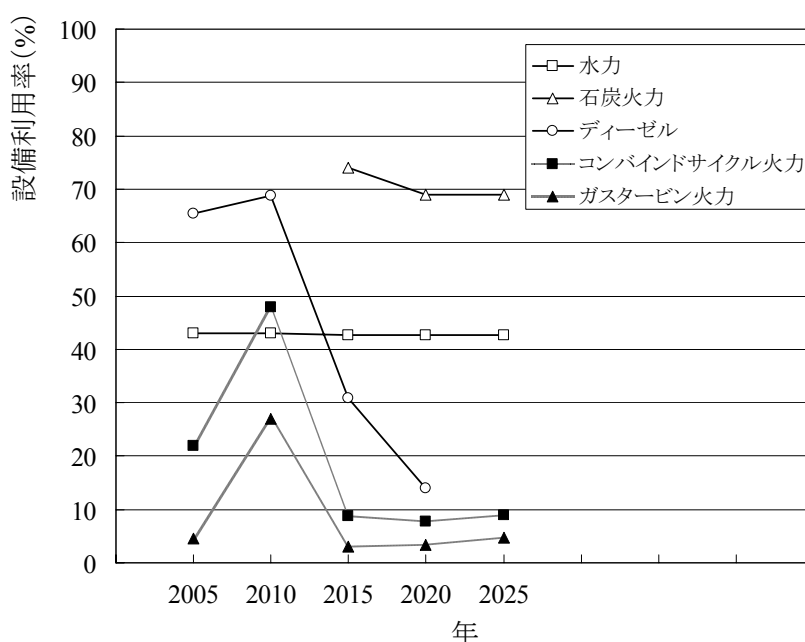


図 6.4.5 年間設備利用率の推移（大規模火力電源開発シナリオ）

¹⁴⁰ Power Purchase Agreement

(オ) 燃料消費量

表 6.4.5 および図 6.4.6 に、大規模火力電源開発シナリオにおける燃料消費量の推移を示す。

石炭火力が開発される前の 2010 年までは、新規ガスタービン火力およびコンバインドサイクル火力の開発に伴い、自動車用ディーゼル油（Auto Diesel Oil）の燃料消費量は著しく増加し 2010 年における年間消費量は 914 百万リットルに達する。石炭火力の開発後は前述のとおりこれら設備の設備稼働率が低下するため、使用量は著しく減少し、2020 年までは約 100 百万リットルで推移する。2020 年以降は新規ガスタービン設備の開発が進むことから、使用量は徐々に増加する。

石炭の使用量は飛躍的に増加し、2025 年にはその年間消費量は 1,100 万トンを超えるものと推測される。このことは毎年 50 万トンの新規石炭調達が必要であることを示しており、この燃料調達を確実に実行することが計画実現にあたっての課題といえる。

2005 年 11 月現在にて最も消費量が多い燃焼用重油（Furnace Oil）は、IPP ディーゼル設備の契約満了により 2015 年には使用量はゼロとなることを見込まれる。

このように石炭火力の導入により、将来における電力セクターの使用燃料は極端に石炭に依存することとなり、エネルギーセキュリティ面での対応が重要となることを示唆している。

表 6.4.5 燃料消費量の推移（大規模火力電源開発シナリオ）

燃 料	年				
	2005	2010	2015	2020	2025
自動車用ディーゼル油（百万リットル）	103	914	127	133	271
燃焼用重油（百万リットル）	451	490	0	0	0
残渣油（百万リットル）	281	281	78	21	0
ナフサ（百万リットル）	53	112	27	18	17
石 炭（キロトン）	0	0	4,252	7,260	11,219

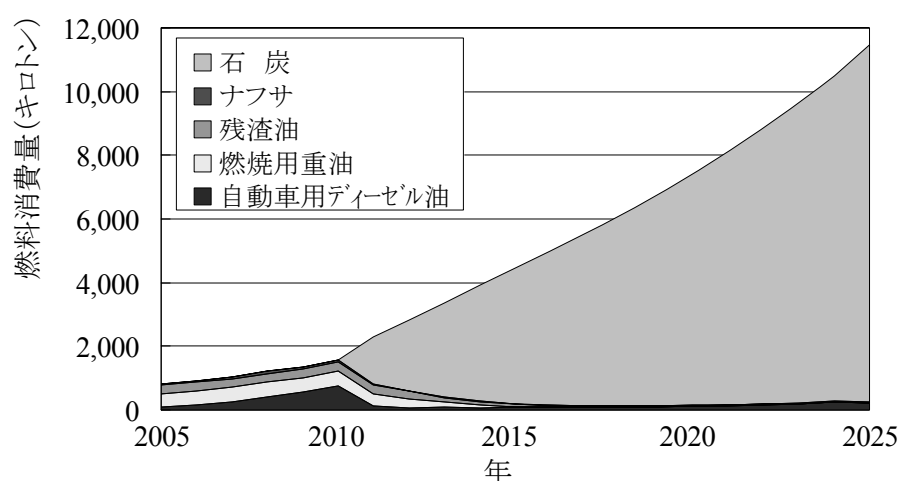


図 6.4.6 燃料消費量の推移（大規模火力電源開発シナリオ）

(カ) 設備投資額

表 6.4.6 に大規模火力電源開発シナリオにおける新規設備投資額を示す。

2025 年までの新規設備投資額は 73 億 US ドルを超え、そのほとんどは 2011 年以降の石炭火力発電設備の開発に費やされることとなる。このことは毎年 4.5 億 US ドルの新規資金調達が必要であることを示しており、これらの資金調達を達成することがこの計画の前提条件であり、計画実現にあたっての課題といえる。

表 6.4.6 新規設備投資額（大規模火力電源開発シナリオ）

(単位：百万USD)

発電設備	期 間				合 計
	2006 - 2010	2011 - 2015	2016 - 2020	2021 - 2025	
水力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
石炭火力	0.0	2,347.4	1,956.2	2,347.4	6,650.9
ディーゼル	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
コンバインドサイクル火力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ガスタービン火力	244.2	0.0	45.7	433.3	723.1
合 計	244.2	2,347.4	2,001.8	2,780.6	7,374.0

注：開発固定設備であるKerawalapitiya CCGT火力およびUpper Kotmale水力の開発にかかる設備投資額は含まれていない

(キ) システムコスト

表 6.4.7 に大規模火力電源開発シナリオにおける 2025 年までのシステムコストを示す。

2025 年までのここで示すシステムコストは、6.4.2 (1) にて記述した WASP-IV にて最小化される目的関数であり、計画対象期間に費やすこととなる設備投資コスト、燃料コスト、運転維持コストおよび供給されなかったエネルギーに対するコスト (Unserved Energy Cost) の 2005 年現在価値価格のコストである。

2025 年までのシステムコストは 5,921 百万 US ドル (2005 年現在価値価格) となり、その多くは燃料コストであることがわかる。

表 6.4.7 2025 年までのシステムコスト（大規模火力電源開発シナリオ）

(単位：百万USD、2005年現在価値価格)

項 目	コスト額
(1) 投資コスト	1,656
(2) 燃料コスト	3,551
(3) 運転・補修コスト	669
(4) ENSコスト	45
システムコスト (1) + (2) + (3) + (4)	5,921

(2) 大規模火力電源開発ゼロシナリオ

(ア) 開発設備ユニット数および開発設備容量

表 6.4.8 に、大規模火力電源開発ゼロシナリオにおける WASP シミュレーション結果（開発設備ユニット数および開発設備容量）を示す。

表 6.4.8 開発設備ユニット数および開発設備容量（大規模火力電源開発ゼロシナリオ）

略号 ST：スチームタービン、GT：ガスタービン、CCGT：コンバインドサイクル、DS：ディーゼル (単位：MW)

年	最大電力 (MW)	火力										水力				
		ST			GT			CCGT			DS	Upper	Broadlands	Gin Ganga	Moragolla	Uma Oya
		Oil 150MW	Oil 300MW	石炭 300MW	Oil 35MW	Oil 75MW	Oil 105MW	Kerawala -pitiya 150MW	Oil 150MW	Oil 300MW	ディーゼル 100MW	Kotmale 150MW	35MW	49MW	27MW	150MW
2005	1,768															
2006	1,884															
2007	2,019															
2008	2,168															
2009	2,336				35		210	300								
2010	2,517										500					
2011	2,712										200	150				
2012	2,921										200					
2013	3,146										200					
2014	3,389										200			49		
2015	3,657				35						500					
2016	3,943						210				100					
2017	4,250										400		35			
2018	4,579						210				300					
2019	4,931						210				200					
2020	5,306						105				300					
2021	5,708						210				300					
2022	6,138						210				300					
2023	6,599						105				500					
2024	6,599						420				300					
2025	7,092						210				400					
開発ユニット数		0	0	0	2	0	20	2	0	0	49	1	1	1	0	0
開発設備容量 (MW)		0	0	0	70	0	2,100	300	0	0	4,900	150	35	49	0	0
計：76 ユニット 計：7,604 MW																

表 6.4.8 より以下のことがわかる。

2025 年までの新規開発電源設備容量は 7,604MW であり、大規模火力電源開発シナリオと比較して約 6%多い。この理由は、両シナリオにおける電源構成においてその大部分を占める石炭火力発電設備とディーゼル設備とで故障停止率が異なるためである。本マスタープランにおいてはディーゼル発電設備の方が石炭火力発電設備よりも故障率が大きいいため、所定の供給信頼度を満足するためにより多くの設備の開発が必要となる。

①Oil 焚きスチームタービン火力（150MW 設備）

ベース電源として競合するディーゼル発電設備と競合し、この条件のもとでは開発優位とならなかったため 2025 年までの開発ユニット数はゼロである。この結果は 6.3.1 節のスクリーニング曲線分析結果（図 6.3.1 および図 6.3.2）と同じ結果である。

②石炭焚きスチームタービン火力

本シナリオでは大規模火力発電設備が開発されないものと想定しているため開発候補電源から除外されている。

③Oil 焚きガスタービン火力

大規模火力電源が開発されないため、ガスタービン火力が開発優位となる設備利用率の範囲が広がったため、大規模火力電源開発シナリオよりも 555MW 多い開発となる。

④Oil 焚きコンバインドサイクル火力（150MW 設備）

大規模火力電源開発シナリオと同様、2025 年までに開発される設備は、開発固定設備である Kerawalapitiya プロジェクト（300MW）のみである。

⑤ディーゼル発電設備

本シナリオではベース電源として最も有力な石炭火力が開発候補から除外されているため、その次にベース電源として有望なディーゼル設備が多く導入されることとなる。2025 年までの新規開発ユニット数は 49 であり、総設備容量は 4,900MW となる。

⑥水力発電設備

開発決定設備である Upper Kotmale に加えて、2014 年に Gin Ganga 水力地点 49MW、2017 年に Broadlands 水力地点 35MW の開発が行われる。これは、ディーゼル設備が主要なベース電源となったため、ベース供給力の供給コストが石炭火力の場合に比べ増加し、開発優位となったためである。この結果は 6.3.1 節のスクリーニング曲線分析結果(図 6.3.1 および図 6.3.2)と同じ結果である。

(イ) 発電設備容量

表 6.4.9、図 6.4.7 および図 6.4.8 に、大規模火力電源開発ゼロシナリオにおける発電設備容量および発電設備タイプ別構成比率の推移を示す。

2025 年のディーゼル設備の構成比率は約 54.7%となり、電源構成の中心を占めるようになる。水力発電設備の構成比率は大規模火力電源開発シナリオと同様、著しく減少し、2025 年の構成比率は 15.8%となる。

表 6.4.9 発電設備容量および構成比率の推移（大規模火力電源開発ゼロシナリオ）

(単位：MW, %)

発電設備	年									
	2005		2010		2015		2020		2025	
水力	1,185.0	(51.2%)	1,185.0	(36.3%)	1,384.0	(31.9%)	1,419.0	(22.7%)	1,419.0	(15.8%)
石炭火力										
ディーゼル	587.8	(25.4%)	1,087.8	(33.4%)	1,931.0	(44.5%)	3,180.0	(50.9%)	4,900.0	(54.7%)
コンバインドサイクル火力	328.0	(14.2%)	628.0	(19.3%)	628.0	(14.5%)	628.0	(10.1%)	465.0	(5.2%)
ガスタービン火力	215.0	(9.3%)	360.0	(11.0%)	395.0	(9.1%)	1,015.0	(16.3%)	2,170.0	(24.2%)
合 計	2,315.8	(100.0%)	3,260.8	(100.0%)	4,338.0	(100.0%)	6,242.0	(100.0%)	8,954.0	(100.0%)

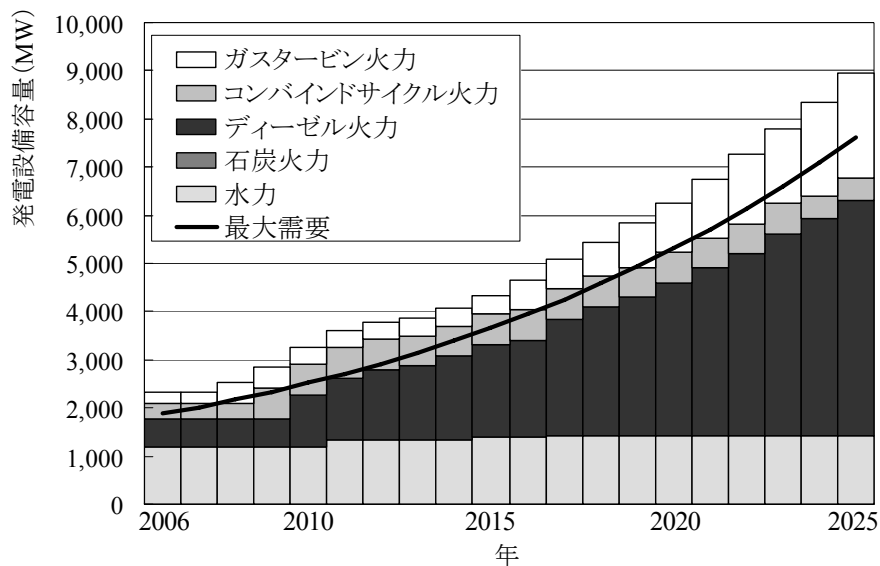


図 6.4.7 発電設備容量の推移（大規模火力電源開発ゼロシナリオ）

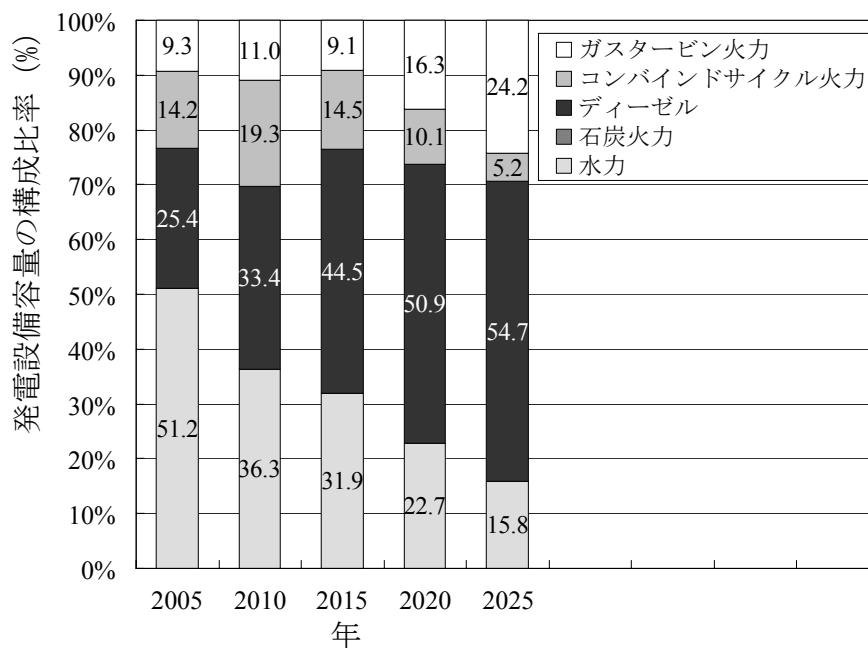


図 6.4.8 発電設備容量の構成比率の推移（大規模火力電源開発ゼロシナリオ）

（ウ）年間発電電力量

表 6.4.10、図 6.4.9 および図 6.4.10 に、大規模火力電源開発ゼロシナリオにおける年間発電電力量および発電設備タイプ別構成比率の推移を示す。

2025 年におけるディーゼル発電設備の発電電力量の構成比率は 80%を超える。これは大規模火力電源開発シナリオにおける石炭火力の構成比率にほぼ一致する。

表 6.4.10 年間発電電力量の推移（大規模火力電源開発ゼロシナリオ）

(単位：GWh, %)

発電設備	年									
	2005		2010		2015		2020		2025	
水力	4,464	(52.2%)	4,464	(36.7%)	5,204	(29.4%)	5,330	(20.8%)	5,330	(14.5%)
石炭火力	0	(0.0%)	0	(0.0%)	0	(0.0%)	0	(0.0%)	0	(0.0%)
ディーゼル	3,369	(39.4%)	6,737	(55.3%)	11,840	(67.0%)	19,310	(75.3%)	29,819	(80.9%)
コンバインドサイクル火力	630	(7.4%)	840	(6.9%)	515	(2.9%)	601	(2.3%)	529	(1.4%)
ディーゼル	86	(1.0%)	131	(1.1%)	122	(0.7%)	414	(1.6%)	1,162	(3.2%)
合 計	8,549	(100.0%)	12,172	(100.0%)	17,681	(100.0%)	25,655	(100.0%)	36,840	(100.0%)

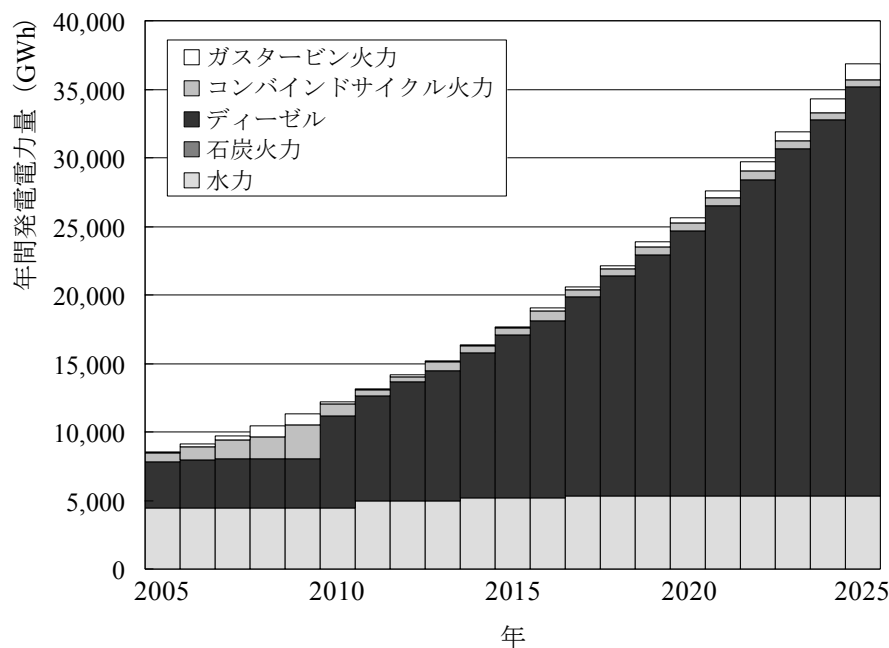


図 6.4.9 年間発電電力量の推移（大規模火力電源開発ゼロシナリオ）

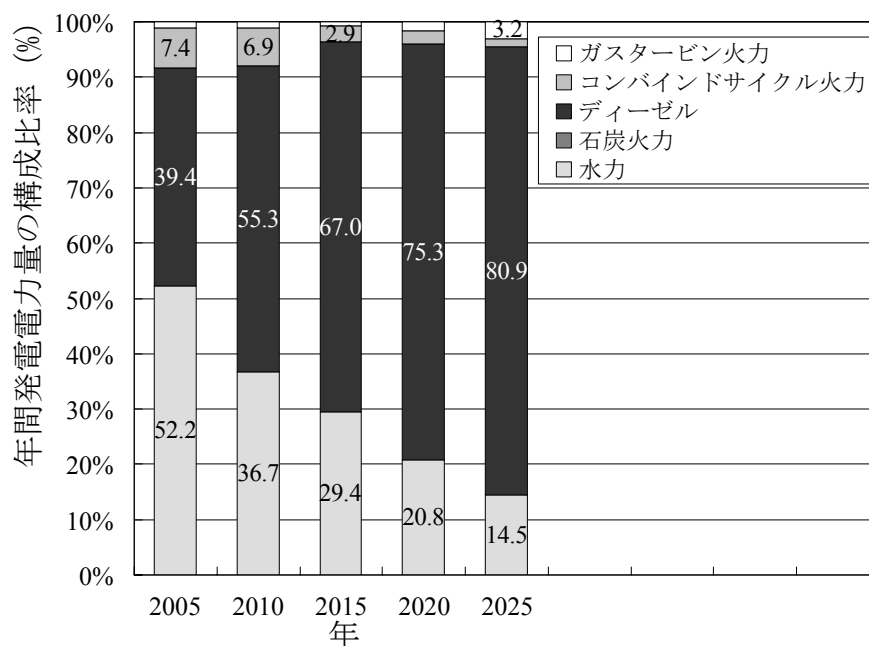


図 6.4.10 年間発電電力量の構成比率の推移（大規模火力電源開発ゼロシナリオ）

(エ) 設備利用率

表 6.4.11、図 6.4.11 に、大規模火力電源開発ゼロシナリオにおける発電設備タイプ別年間設備利用率の推移を示す。

ディーゼル設備の年間設備利用率は約 70%で推移し、ベース電源としての役割を果たしていることがわかる。ディーゼル設備の開発が進むに伴い、コンバインドサイクル火力の設備利用率は減少し、2025 年には 13.0%となる。また、ガスタービン火力の設備利用率は大きく変化しない。

表 6.4.11 年間設備利用率の推移（大規模火力電源開発ゼロシナリオ）

(単位：%)

発電設備	年				
	2005	2010	2015	2020	2025
水力	(43.0%)	(43.0%)	(42.9%)	(42.9%)	(42.9%)
石炭火力					
ディーゼル	(65.4%)	(70.7%)	(70.0%)	(69.3%)	(69.5%)
コンバインドサイクル火力	(21.9%)	(15.3%)	(9.4%)	(10.9%)	(13.0%)
ガスタービン火力	(4.6%)	(4.2%)	(3.5%)	(4.7%)	(6.1%)

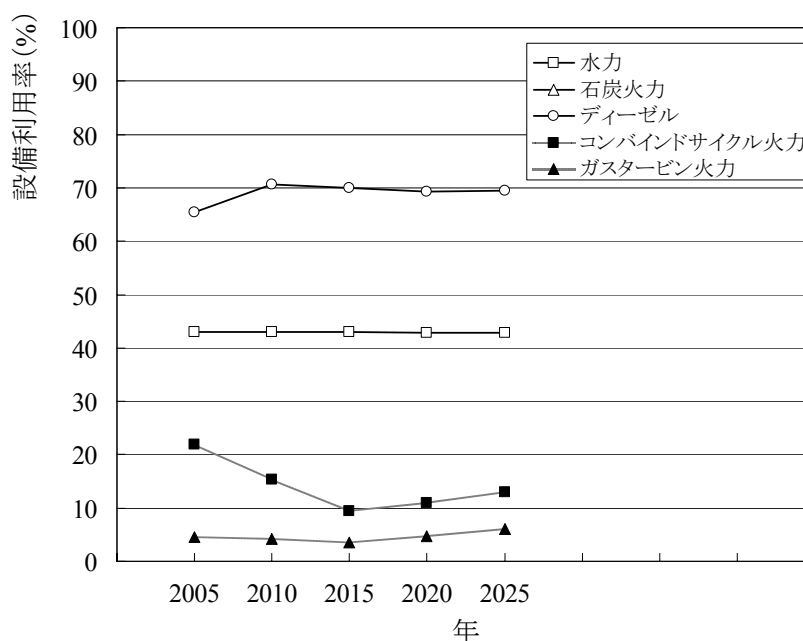


図 6.4.11 年間設備利用率の推移（大規模火力電源開発ゼロシナリオ）

(オ) 燃料消費量

表 6.4.12 および図 6.4.12 に、大規模火力電源開発ゼロシナリオにおける燃料消費量の推移を示す。

新規に開発されるディーゼル設備の燃料である燃焼用重油（Furnace Oil）の使用量が著しく増加し、2025 年における年間使用量は 5,377 百万リットルとなる。これは 2005 年における年間使用量の約 12 倍となり、計画を実現するためには、この消費量に見合うだけの Furnace Oil を、CPC を通じて輸入しなければならない。また、輸入する燃料を確実に供給するために、荷役設備の拡

充および発電所までの搬送を確実なものとしなければならない。

自動車用ディーゼル油の使用量は2020年以降増加し2025年には459百万リットルに達する。

表 6.4.12 燃料消費量の推移（大規模火力電源開発ゼロシナリオ）

燃 料	年				
	2005	2010	2015	2020	2025
自動車用ディーゼル油（百万リットル）	103	165	119	234	459
燃焼用重油（百万リットル）	451	1,057	2,029	3,396	5,377
残渣油（百万リットル）	281	281	127	102	
ナフサ（百万リットル）	53	50	26	25	26
石 炭（キロトン）					

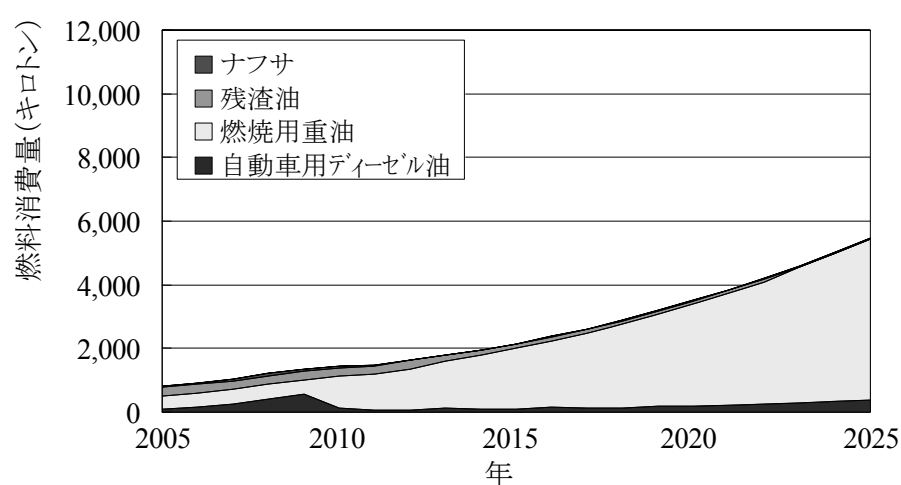


図 6.4.12 燃料消費量の推移（大規模火力電源開発ゼロシナリオ）

（カ）設備投資額

表 6.4.13 に大規模火力電源開発ゼロシナリオにおける新規設備投資額を示す。

2025年までの新規設備投資額は90億USドルを超え、大規模火力電源開発シナリオと比較して20%程度大きい。この主たる理由は、大規模火力電源開発シナリオに対し、開発が必要となる発電設備容量が大きくなることと、初期投資額が大きい水力開発が多く開発されることによるものである。

表 6.4.13 新規設備投資額（大規模火力電源開発ゼロシナリオ）

（単位：百万USD）

発電設備	期 間				合 計
	2006 - 2010	2011 - 2015	2016 - 2020	2021 - 2025	
水力	0.0	165.0	108.0	0.0	273.0
石炭火力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ディーゼル	797.3	2,072.9	2,072.9	2,870.1	7,813.1
コンバインドサイクル火力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ガスタービン火力	113.7	22.4	319.6	502.2	957.8
合 計	910.9	2,260.2	2,500.4	3,372.3	9,043.9

注：開発固定設備であるKerawalapitiya CCGT火力およびUpper Kotmale水力の開発にかかる設備投資額は含まれていない

(キ) システムコスト

表 6.4.14 に大規模火力電源開発ゼロシナリオにおける 2025 年までのシステムコストを示す。

2025 年までのシステムコストは 7,316 百万 US ドル（2005 年現在価値価格）となり、大規模火力電源開発シナリオと比較し 24%多い。

両者の違いは主に燃料コストおよび投資コストであり、特に燃料コストについては約 30%大きくなっており、石炭火力の開発が行われなかった場合、系統全体の発電コストの増加を招くことがわかる。

表 6.4.14 2025 年までのシステムコスト（大規模火力電源開発ゼロシナリオ）

（単位：百万USD、2005年現在価値価格）	
項 目	コスト額
(1) 投資コスト	2,085
(2) 燃料コスト	4,557
(3) 運転・補修コスト	631
(4) ENSコスト	43
システムコスト (1) + (2) + (3) + (4)	7,316

(ク) 中速ディーゼル発電ユニット開発

開発候補電源として中速ディーゼル発電ユニットを用いたケースについてシミュレーションを行った。開発候補電源の仕様決定にあたっては、スリランカにおいて過去に導入された実績をもとに、開発コストを 700USD/kW（建中利子含む）、耐用年数を 15 年と設定した。

表 6.4.15～表 6.4.19 にシミュレーション結果を示す。

表 6.4.15 開発設備ユニット数および開発設備容量（大規模火力電源開発ゼロシナリオ：中速ディーゼル開発）

略号 ST：スチームタービン、GT：ガスタービン、CCGT：コンバインドサイクル、DS：ディーゼル

(単位：MW)

年	最大電力 (MW)	火力										水力				
		ST			GT			CCGT			DS	Upper	Broadlands	Gin Ganga	Moragolla	Uma Oya
		Oil 燃き 150MW	Oil 燃き 300MW	石炭 燃き 300MW	Oil 燃き 35MW	Oil 燃き 75MW	Oil 燃き 105MW	Kerawala -pitiya 150MW	Oil 燃き 150MW	Oil 燃き 300MW	ディーゼル 100MW	Kotmale 150MW				
2005	1,768															
2006	1,884															
2007	2,019															
2008	2,168															
2009	2,336				35		210	300								
2010	2,517										500					
2011	2,712										400	150				
2012	2,921										200					
2013	3,146										200					
2014	3,389										200					
2015	3,657										500					
2016	3,943										200					
2017	4,250										400					
2018	4,579						105				500					
2019	4,931				35		105				200					
2020	5,306										500					
2021	5,708						315				100					
2022	6,138						105				400					
2023	6,599						525				100					
2024	6,599						315				400					
2025	7,092				35		105				500					
開発ユニット数		0	0	0	3	0	17	2	0	0	53	1	0	0	0	0
		計：76 ユニット														
開発設備容量 (MW)		0	0	0	105	0	1,785	300	0	0	5,300	150	0	0	0	0
		計：7,640 MW														

表 6.4.16 発電設備容量および構成比率の推移（大規模火力電源開発ゼロシナリオ：中速ディーゼル開発）

(単位：MW, %)

発電設備	年									
	2005		2010		2015		2020		2025	
水力	1,185.0	(51.2%)	1,185.0	(36.3%)	1,335.0	(30.0%)	1,335.0	(21.1%)	1,335.0	(14.8%)
石炭火力										
ディーゼル	587.8	(25.4%)	1,087.8	(33.4%)	2,131.0	(47.8%)	3,880.0	(61.3%)	5,300.0	(59.0%)
コンバインドサイクル火力	328.0	(14.2%)	628.0	(19.3%)	628.0	(14.1%)	628.0	(9.9%)	465.0	(5.2%)
ガスタービン火力	215.0	(9.3%)	360.0	(11.0%)	360.0	(8.1%)	490.0	(7.7%)	1,890.0	(21.0%)
合 計	2,315.8	(100.0%)	3,260.8	(100.0%)	4,454.0	(100.0%)	6,333.0	(100.0%)	8,990.0	(100.0%)

表 6.4.17 年間発電電力量の推移（大規模火力電源開発ゼロシナリオ：中速ディーゼル開発）

(単位：GWh, %)

発電設備	年									
	2005		2010		2015		2020		2025	
水力	4,464	(52.2%)	4,464	(36.7%)	4,994	(28.2%)	4,994	(19.5%)	4,994	(13.6%)
石炭火力	0	(0.0%)	0	(0.0%)	0	(0.0%)	0	(0.0%)	0	(0.0%)
ディーゼル	3,369	(39.4%)	6,737	(55.3%)	12,286	(69.5%)	20,260	(79.0%)	30,591	(83.0%)
コンバインドサイクル火力	630	(7.4%)	840	(6.9%)	322	(1.8%)	302	(1.2%)	387	(1.1%)
ディーゼル	86	(1.0%)	131	(1.1%)	82	(0.5%)	101	(0.4%)	868	(2.4%)
合 計	8,549	(100.0%)	12,172	(100.0%)	17,684	(100.0%)	25,657	(100.0%)	36,840	(100.0%)

表 6.4.18 新規設備投資額（大規模火力電源開発ゼロシナリオ：中速ディーゼル開発）

（単位：百万USD）

発電設備	期 間				合 計
	2006 - 2010	2011 - 2015	2016 - 2020	2021 - 2025	
水力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
石炭火力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ディーゼル	350.0	1,050.0	1,260.0	1,050.0	3,710.0
コンバインドサイクル火力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ガスタービン火力	113.7	0.0	113.7	615.9	843.3
合 計	463.7	1,050.0	1,373.7	1,665.9	4,553.3

注：開発固定設備であるKerawalapitiya CCGT火力およびUpper Kotmale水力の開発にかかる設備投資額は含まれていない

表 6.4.19 2025 年までのシステムコスト（大規模火力電源開発ゼロシナリオ：中速ディーゼル開発）

（単位：百万USD、2005年現在価値価格）

項 目	コスト額
(1) 投資コスト	1,166
(2) 燃料コスト	4,508
(3) 運転・補修コスト	632
(4) ENSコスト	42
システムコスト (1) + (2) + (3) + (4)	6,348

(3) 水力開発促進シナリオ

(ア) 開発設備ユニット数および開発設備容量

表 6.4.20 に、水力開発促進シナリオにおける WASP シミュレーション結果（開発設備ユニット数および開発設備容量）を示す。

表 6.4.20 開発設備ユニット数および開発設備容量（水力開発促進シナリオ）

略号 ST：スチームタービン、GT：ガスタービン、CCGT：コンバインドサイクル、DS：ディーゼル (単位：MW)

年	最大電力 (MW)	火力										水力				
		ST			GT			CCGT			DS	Upper	Broadlands	Gin Ganga	Moragolla	Uma Oya
		Oil 150MW	Oil 300MW	石炭 300MW	Oil 35MW	Oil 75MW	Oil 105MW	Kerawala-pitiya 150MW	Oil 150MW	Oil 300MW	ディーゼル 100MW	Kotmale 150MW	35MW	49MW	27MW	150MW
2005	1,768															
2006	1,884															
2007	2,019															
2008	2,168															
2009	2,336				35		210	300								
2010	2,517					75	210									
2011	2,712			600								150	35			
2012	2,921			300												
2013	3,146			300												
2014	3,389			300										49	27	
2015	3,657			300												
2016	3,943			300												150
2017	4,250															
2018	4,579			300												
2019	4,931			300												
2020	5,306			300			105									
2021	5,708			600												
2022	6,138			300												
2023	6,599			300			315									
2024	6,599			300			420									
2025	7,092			300	35		210									
開発ユニット数		0	0	16	2	1	14	2	0	0	0	1	1	1	1	1
		計：40 ユニット														
開発設備容量 (MW)		0	0	4,800	70	75	1,470	300	0	0	0	150	35	49	27	150
		計：7,126 MW														

表 6.4.20 より以下のことがわかる。

①Oil 焼きスチームタービン火力

大規模火力電源開発シナリオと同様、新規開発ユニット数はゼロである。

②石炭焼きスチームタービン火力

2025 年までの石炭火力の新規開発設備容量は大規模火力電源開発シナリオと比較し、1 ユニット 300MW 少ない、16 ユニット 4,800MW となる。これは、開発される水力発電設備の発電電力量の一部がベース需要を賄うことにより石炭火力電源の必要開発設備容量が少なくなったためである。

③Oil 焼きガスタービン火力

大規模火力開発シナリオにおける開発設備容量と同じ 17 ユニット 1,615MW のガスタービン火力設備がピーク電源として 2025 年までに開発される。

④Oil 焼きコンバインドサイクル火力

大規模火力電源開発シナリオと同様、2025 年までに開発される設備は、開発固定設備である Kerawalapitiya プロジェクト (300MW) のみである。

⑤ディーゼル発電設備

大規模火力電源開発シナリオと同様、新規開発ユニット数はゼロである。

⑥水力発電設備

5つの水力地点（Upper Kotmale、Broadlands、Gin Ganga、Moragolla、Uma Oya）が開発されることにより、2025年までの水力発電設備の新規開発設備容量は411MWとなり、これは全開発設備容量の約6%にあたる。

（イ）発電設備容量

表 6.4.21、図 6.4.13 および図 6.4.14 に、水力開発促進シナリオにおける発電設備容量および発電設備タイプ別構成比率の推移を示す。

2025年における石炭火力発電設備の構成比率は56.6%となる。また、大規模火力電源開発シナリオと比較し、4地点261MWの水力発電設備が多く開発されることから、2025年における水力発電設備容量の構成比率は全体の18.8%となる。

表 6.4.21 発電設備容量および構成比率の推移（水力開発促進シナリオ）

(単位：MW, %)

発電設備	年									
	2005		2010		2015		2020		2025	
水力	1,185.0	(51.2%)	1,185.0	(38.9%)	1,446.0	(31.1%)	1,596.0	(26.9%)	1,596.0	(18.8%)
石炭火力	0.0	(0.0%)	0.0	(0.0%)	1,800.0	(38.7%)	3,000.0	(50.5%)	4,800.0	(56.6%)
ディーゼル	587.8	(25.4%)	587.8	(19.3%)	131.0	(2.8%)	80.0	(1.3%)	0.0	(0.0%)
コンバインドサイクル火力	328.0	(14.2%)	628.0	(20.6%)	628.0	(13.5%)	628.0	(10.6%)	465.0	(5.5%)
ガスタービン火力	215.0	(9.3%)	645.0	(21.2%)	645.0	(13.9%)	635.0	(10.7%)	1,615.0	(19.1%)
合 計	2,315.8	(100.0%)	3,045.8	(100.0%)	4,650.0	(100.0%)	5,939.0	(100.0%)	8,476.0	(100.0%)

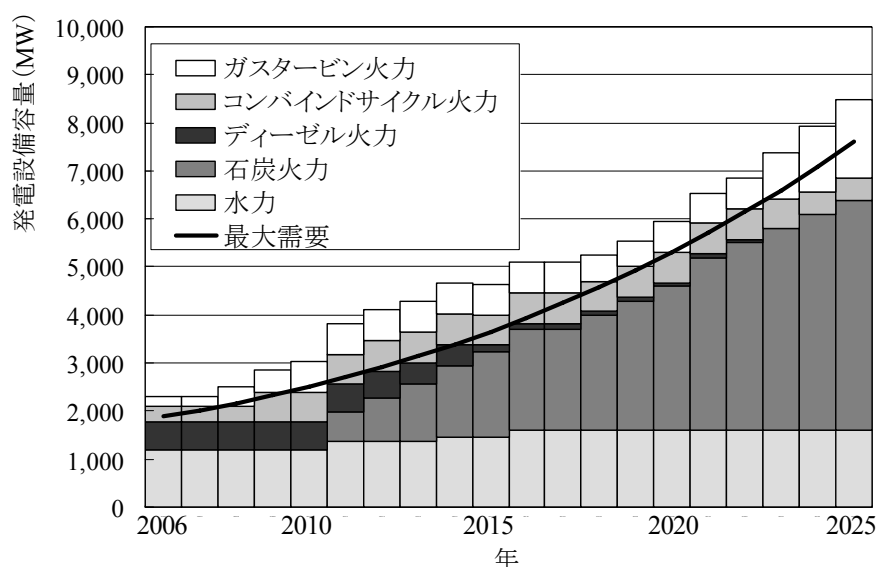


図 6.4.13 発電設備容量の推移（水力開発促進シナリオ）

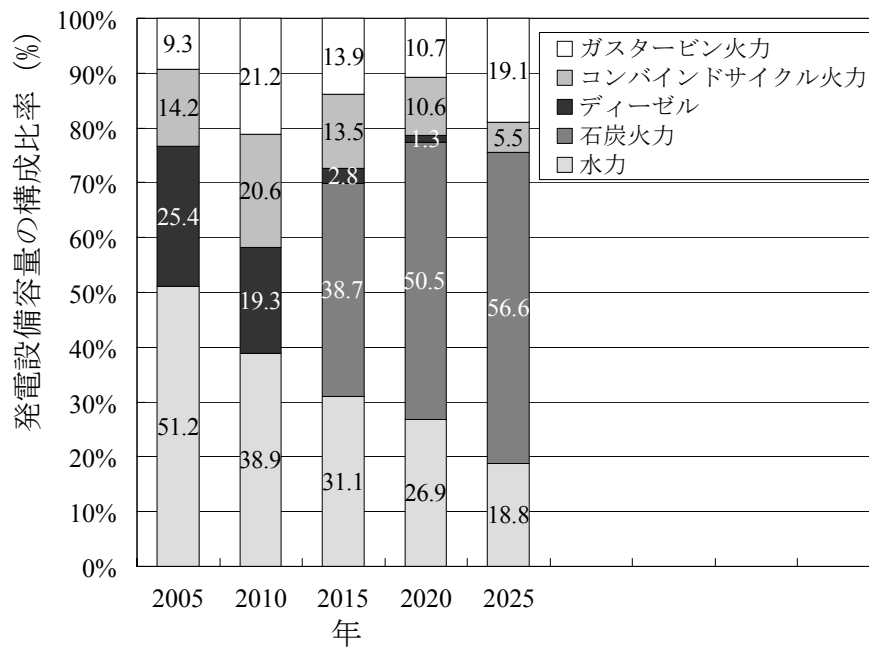


図 6.4.14 発電設備容量の構成比率の推移（水力開発促進シナリオ）

（ウ）年間発電電力量

表 6.4.22、図 6.4.15 および図 6.4.16 に、水力開発促進シナリオにおける年間発電電力量および発電設備タイプ別構成比率の推移を示す。

表 6.4.22 年間発電電力量の推移（水力開発促進シナリオ）

（単位：GWh, %）

発電設備	年									
	2005		2010		2015		2020		2025	
水力	4,464	(52.2%)	4,464	(36.7%)	5,440	(30.8%)	5,871	(22.9%)	5,871	(15.9%)
石炭火力	0	(0.0%)	0	(0.0%)	11,427	(64.6%)	18,852	(73.5%)	29,840	(81.0%)
ディーゼル	3,369	(39.4%)	3,543	(29.1%)	296	(1.7%)	145	(0.6%)	0	(0.0%)
コンバインドサイクル火力	630	(7.4%)	2,639	(21.7%)	386	(2.2%)	565	(2.2%)	428	(1.2%)
ディーゼル	86	(1.0%)	1,521	(12.5%)	135	(0.8%)	219	(0.9%)	697	(1.9%)
合 計	8,549	(100.0%)	12,167	(100.0%)	17,684	(100.0%)	25,652	(100.0%)	36,836	(100.0%)

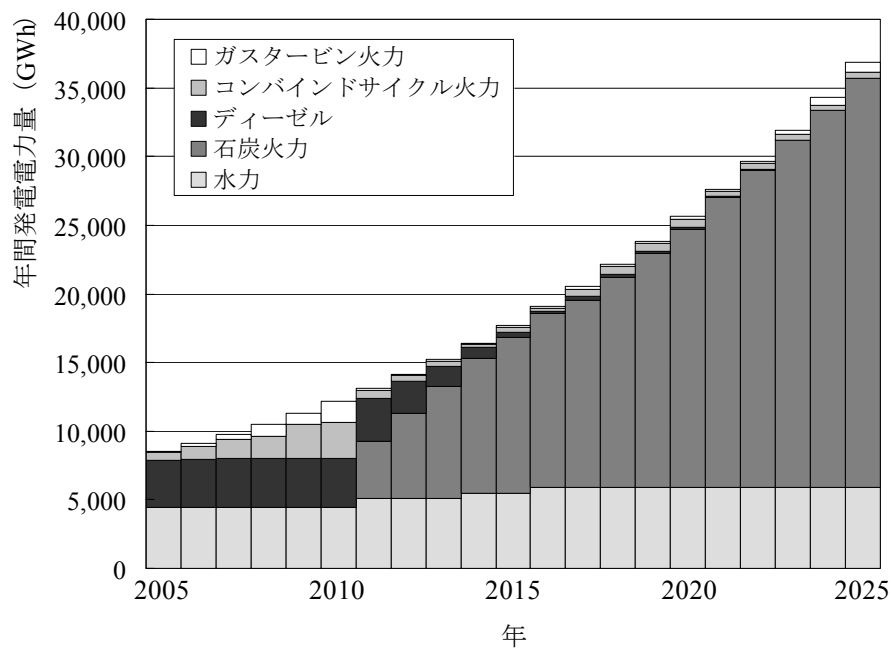


図 6.4.15 年間発電電力量の推移（水力開発促進シナリオ）

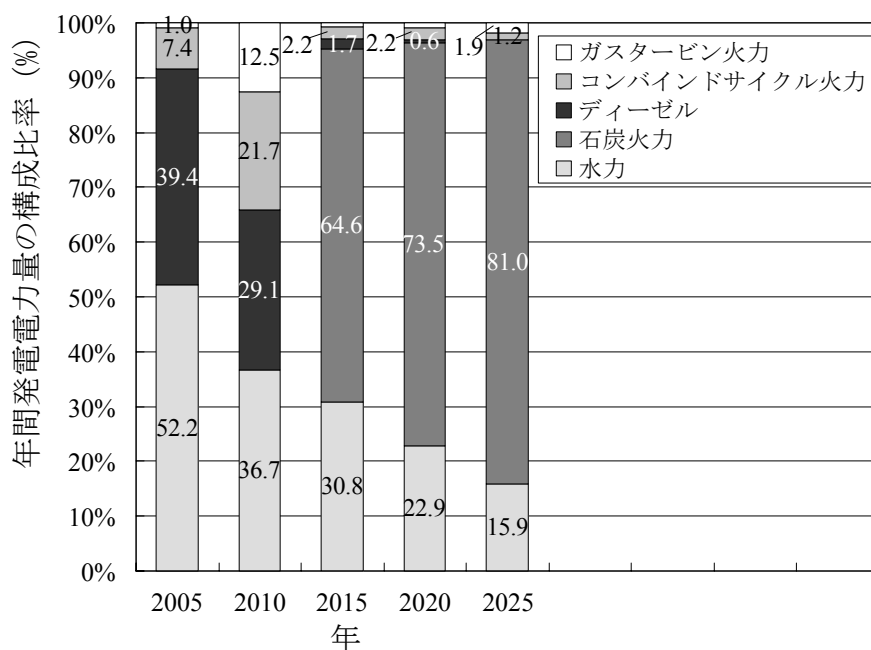


図 6.4.16 年間発電電力量の構成比率の推移（水力開発促進シナリオ）

（エ）設備利用率

表 6.4.23、図 6.4.17 に、水力開発促進シナリオにおける発電設備タイプ別年間設備利用率の推移を示す。

各発電設備の年間設備利用率の推移は大規模火力電源開発シナリオとほぼ同じである。

表 6.4.23 年間設備利用率の推移（水力開発促進シナリオ）

（単位：％）

発電設備	年				
	2005	2010	2015	2020	2025
水力	(43.0%)	(43.0%)	(42.9%)	(42.0%)	(42.0%)
石炭火力			(72.5%)	(71.7%)	(71.0%)
ディーゼル	(65.4%)	(68.8%)	(25.8%)	(20.7%)	
コンバインドサイクル火力	(21.9%)	(48.0%)	(7.0%)	(10.3%)	(10.5%)
ガスタービン火力	(4.6%)	(26.9%)	(2.4%)	(3.9%)	(4.9%)

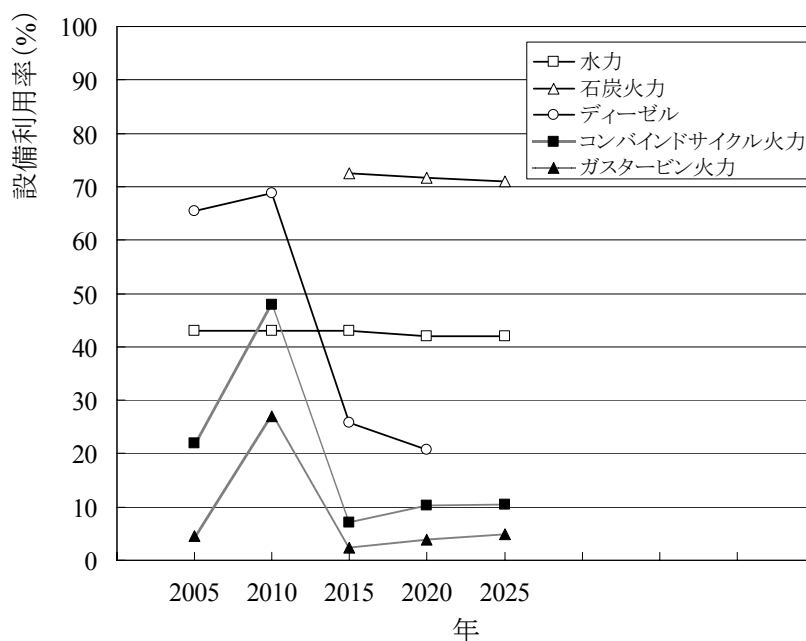


図 6.4.17 年間設備利用率の推移（水力開発促進シナリオ）

（オ）燃料消費量

表 6.4.24 および図 6.4.18 に、水力開発促進シナリオにおける燃料消費量の推移を示す。

大規模火力電源開発シナリオと比較し、4 地点 261MW の水力開発が行われることにより、2025 年断面における石炭の年間消費量を 357 キロトン削減することができ、これは年間消費量の 3.2% に相当する。

表 6.4.24 燃料消費量の推移（水力開発促進シナリオ）

燃 料	年				
	2005	2010	2015	2020	2025
自動車用ディーゼル油（百万リットル）	103	914	101	163	292
燃焼用重油（百万リットル）	451	490			
残渣油（百万リットル）	281	281	65	31	
ナフサ（百万リットル）	53	112	21	25	21
石 炭（キロトン）			4,159	6,862	10,862

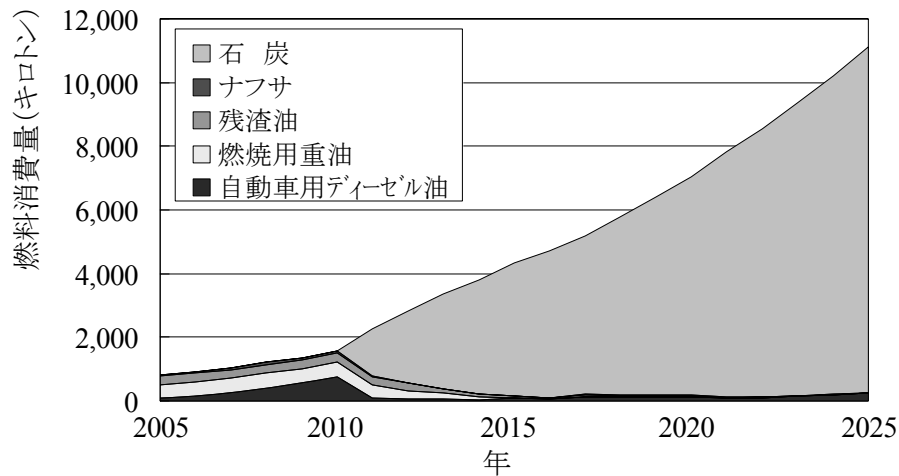


図 6.4.18 燃料消費量の推移（水力開発促進シナリオ）

（カ）設備投資額

表 6.4.25 に水力開発促進シナリオにおける新規設備投資額を示す。

2025 年までの新規設備投資額は約 78.4 億 US ドルであり、水力開発を促進したために大規模火力開発シナリオに比較し 4.7 億 US ドル大きくなる。

表 6.4.25 新規設備投資額（水力開発促進シナリオ）

（単位：百万USD）

発電設備	期 間				合 計
	2006 - 2010	2011 - 2015	2016 - 2020	2021 - 2025	
水力	0.0	372.6	487.6	0.0	860.2
石炭火力	0.0	2,347.4	1,564.9	2,347.4	6,259.7
ディーゼル	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
コンバインドサイクル火力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ガスタービン火力	244.2	0.0	45.7	433.3	723.1
合 計	244.2	2,720.0	2,098.2	2,780.6	7,843.0

注：開発固定設備であるKerawalapitiya CCGT火力およびUpper Kotmale水力の開発にかかる設備投資額は含まれていない

（キ）システムコスト

表 6.4.26 に水力開発促進シナリオにおける 2025 年までのシステムコストを示す。

2025 年までのシステムコストは 6,025 百万 US ドル（2005 年現在価値価格）となり、大規模火力電源開発シナリオよりも大きいですが、その差は 104 百万 US ドル（約 1.8%）であり、極僅かである。

大規模火力電源開発シナリオと比較し、多くの水力設備の開発を行った結果、投資コストが 190 百万 USD ドル大きくなるが、燃料コストは 79 百万 US ドル節減されることとなる。

表 6.4.26 2025 年までのシステムコスト（水力開発促進シナリオ）

(単位：百万USD、2005年現在価値価格)

項 目	コスト額
(1) 投資コスト	1,846
(2) 燃料コスト	3,472
(3) 運転・補修コスト	662
(4) ENSコスト	44
システムコスト (1) + (2) + (3) + (4)	6,025

(4) 天然ガス導入シナリオ

(ア) 開発設備ユニット数および開発設備容量

表 6.4.27 に、天然ガス導入シナリオにおける WASP シミュレーション結果（開発設備ユニット数および開発設備容量）を示す。

表 6.4.27 開発設備ユニット数および開発設備容量（天然ガス導入シナリオ）

略号 ST：スチームタービン、GT：ガスタービン、CCGT：コンバインドサイクル、DS：ディーゼル

(単位：MW)

年		火力													水力				
最大電力 (MW)		ST			GT			CCGT					DS	Upper Kotmale	Broadlands	Gin Ganga	Moragolla	Uma Oya	
		Oil 150MW 燃き	Oil 300MW 燃き	石炭 300MW 燃き	Oil 35MW 燃き	Oil 75MW 燃き	Oil 105MW 燃き	Kerawala-pitiya 150MW 燃き	Oil 150MW 燃き	Gas 150MW 燃き	Oil 300MW 燃き	Gas 300MW 燃き	ディーゼル 100MW	150MW	35MW	49MW	27MW	150MW	
2005	1,768																		
2006	1,884																		
2007	2,019																		
2008	2,168																		
2009	2,336				35		210	300					開発固定設備						
2010	2,517					75	210												
2011	2,712			600										150					
2012	2,921			300															
2013	3,146			300															
2014	3,389			300															
2015	3,657			300															
2016	3,943			300															
2017	4,250			300															
2018	4,579			300															
2019	4,931			300															
2020	5,306			300			105												
2021	5,708			300			105												
2022	6,138			300	70		105												
2023	6,599			300								300							
2024	6,599			300			420												
2025	7,092			300								300							
開発ユニット数		0	0	16	3	1	11	2	0	0	0	2	0	1	0	0	0	0	
計：36 ユニット																			
開発設備容量 (MW)		0	0	4,800	105	75	1,155	300	0	0	0	600	0	150	0	0	0	0	
計：7,185 MW																			

表 6.4.27 より以下のことがわかる。

①Oil 焼きスチームタービン火力

大規模火力電源開発シナリオと同様、新規開発ユニット数はゼロである。

②石炭焼きスチームタービン火力

2025 年までの石炭火力の新規開発設備容量は大規模火力電源開発シナリオと比較し、1 ユニット 300MW 少ない 16 ユニット 4,800MW となる。これは、2020 年以降に天然ガスを燃料

とするコンバインドサイクル火力設備が導入されることにより、2020 年以降に必要とされる石炭火力電源の開発設備容量が少なくなったためである。

③Oil 焼きガスタービン火力

石炭火力と同様に、2020 年以降に天然ガスを燃料とするコンバインドサイクル火力設備の導入により、2025 年までの新規開発設備容量は 15 ユニット 1,335MW と大規模火力開発シナリオに比べ 280MW 少ないものとなった。

④Oil 焼きコンバインドサイクル火力

大規模火力電源開発シナリオと同様、2025 年までに開発される設備は、開発固定設備である Kerawalapitiya プロジェクト（300MW）のみである。

⑤天然ガス焼きコンバインドサイクル火力

自動車用ディーゼル油（Auto Diesel Oil）に比べ安価な天然ガスを燃料とすることにより、2020 年～2025 年の間に 2 ユニット 600MW の設備が開発される。しかしながら、2020 年以降の天然ガス供給と設定したにもかかわらず、最初の天然ガス焼きコンバインドサイクル火力電源の開発が行われるのは 2023 年であり、天然ガス導入による効果が現れるのは比較的遅い年次であることとなった。

⑥ディーゼル発電設備

大規模火力電源開発シナリオと同様、新規開発ユニット数はゼロである。

⑦水力発電設備

大規模火力電源開発シナリオと同様、2025 年までに開発されるのは開発固定設備である Upper Kotmale（150MW）のみである。

（イ）発電設備容量

表 6.4.28、図 6.4.19 および図 6.4.20 に、天然ガス導入シナリオにおける発電設備容量および発電設備タイプ別構成比率の推移を示す。

2025 年における石炭火力発電設備の構成比率は 56.2%となり、大規模火力電源開発シナリオよりも約 4%低い水準である。また、2025 年におけるコンバインドサイクル火力設備の構成比率は 12.5%であり、大規模火力電源開発シナリオの約 2 倍にあたる。

表 6.4.28 発電設備容量および構成比率の推移（天然ガス導入シナリオ）

（単位：MW, %）

発電設備	年									
	2005		2010		2015		2020		2025	
水力	1,185.0	(51.2%)	1,185.0	(38.9%)	1,335.0	(29.4%)	1,335.0	(22.3%)	1,335.0	(15.6%)
石炭火力	0.0	(0.0%)	0.0	(0.0%)	1,800.0	(39.7%)	3,300.0	(55.2%)	4,800.0	(56.2%)
ディーゼル	587.8	(25.4%)	587.8	(19.3%)	131.0	(2.9%)	80.0	(1.3%)	0.0	(0.0%)
コンバインドサイクル火力	328.0	(14.2%)	628.0	(20.6%)	628.0	(13.8%)	628.0	(10.5%)	1,065.0	(12.5%)
ガスタービン火力	215.0	(9.3%)	645.0	(21.2%)	645.0	(14.2%)	635.0	(10.6%)	1,335.0	(15.6%)
合 計	2,315.8	(100.0%)	3,045.8	(100.0%)	4,539.0	(100.0%)	5,978.0	(100.0%)	8,535.0	(100.0%)

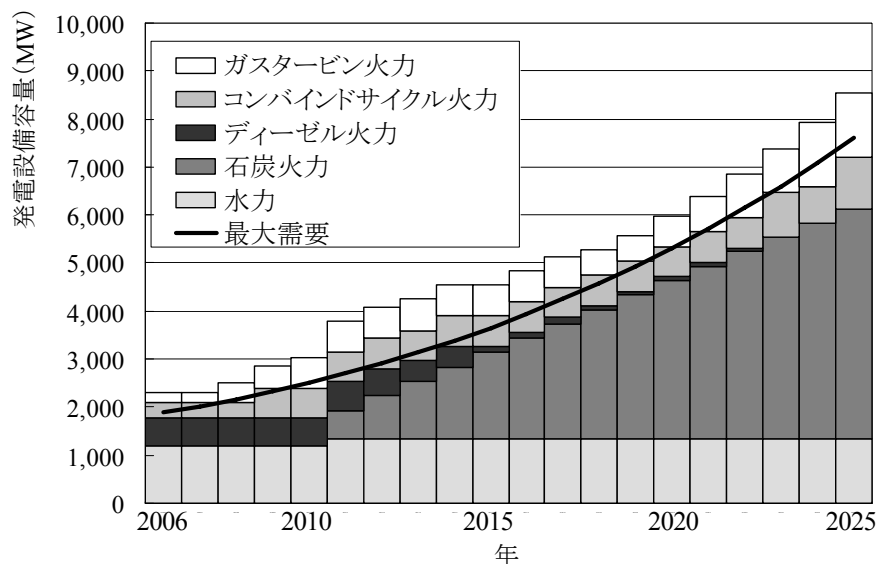


図 6.4.19 発電設備容量の推移（天然ガス導入シナリオ）

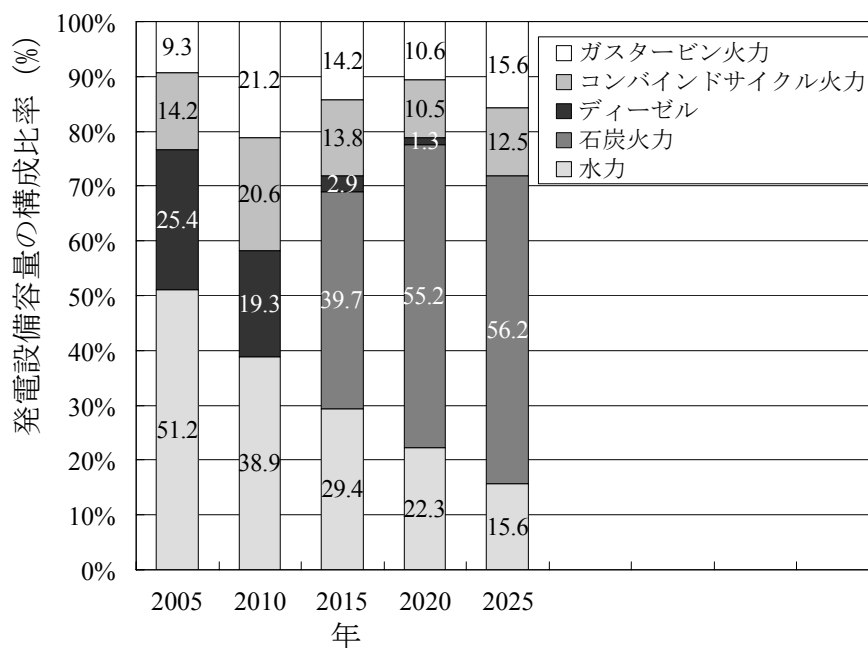


図 6.4.20 発電設備容量の構成比率の推移（天然ガス導入シナリオ）

（ウ）年間発電電力量

表 6.4.29、図 6.4.21 および図 6.4.22 に、天然ガス導入シナリオにおける年間発電電力量および発電設備タイプ別構成比率の推移を示す。

コンバインドサイクル火力の発電電力量は増加するが、全体として大規模火力電源開発シナリオと同様な構成比率である。

表 6.4.29 年間発電電力量の推移（天然ガス導入シナリオ）

（単位：GWh, %）

発電設備	年									
	2005		2010		2015		2020		2025	
水力	4,464	(52.2%)	4,464	(36.7%)	4,994	(28.2%)	4,994	(19.5%)	4,994	(13.6%)
石炭火力	0	(0.0%)	0	(0.0%)	11,681	(66.1%)	19,944	(77.7%)	30,401	(82.5%)
ディーゼル	3,369	(39.4%)	3,543	(29.1%)	355	(2.0%)	98	(0.4%)	0	(0.0%)
コンバインドサイクル火力	630	(7.4%)	2,639	(21.7%)	482	(2.7%)	426	(1.7%)	935	(2.5%)
ディーゼル	86	(1.0%)	1,521	(12.5%)	172	(1.0%)	190	(0.7%)	506	(1.4%)
合 計	8,549	(100.0%)	12,167	(100.0%)	17,684	(100.0%)	25,652	(100.0%)	36,836	(100.0%)

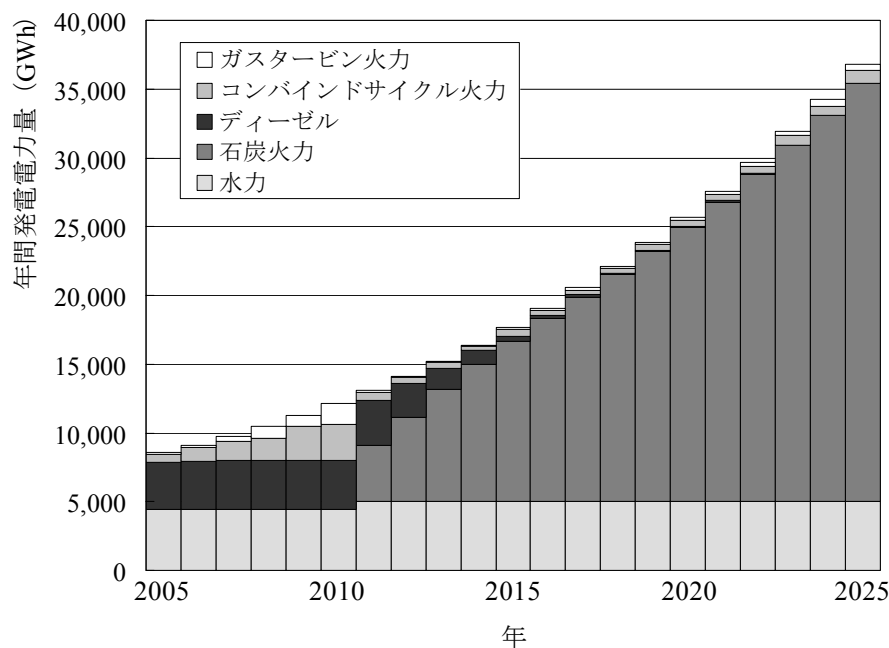


図 6.4.21 年間発電電力量の推移（天然ガス導入シナリオ）

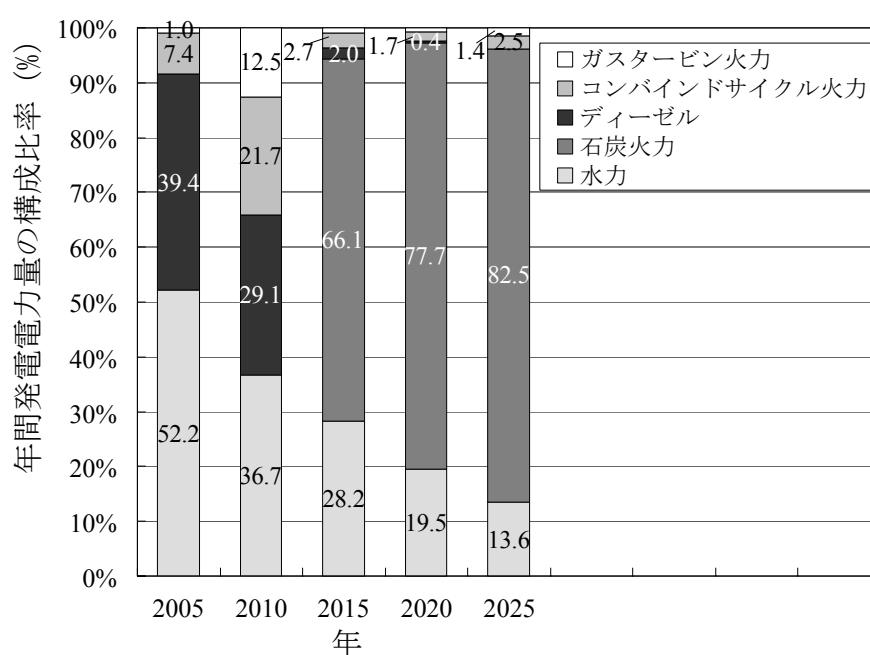


図 6.4.22 年間発電電力量の構成比率の推移（天然ガス導入シナリオ）

(エ) 設備利用率

表 6.4.30、図 6.4.23 に、天然ガス導入シナリオにおける発電設備タイプ別年間設備利用率の推移を示す。

各発電設備の年間設備利用率の推移は大規模火力電源開発シナリオとほぼ同じである。

表 6.4.30 年間設備利用率の推移（天然ガス導入シナリオ）

(単位：%)

発電設備	年				
	2005	2010	2015	2020	2025
水力	(43.0%)	(43.0%)	(42.7%)	(42.7%)	(42.7%)
石炭火力			(74.1%)	(69.0%)	(72.3%)
ディーゼル	(65.4%)	(68.8%)	(30.9%)	(14.0%)	
コンバインドサイクル火力	(21.9%)	(48.0%)	(8.8%)	(7.7%)	(10.0%)
ガスタービン火力	(4.6%)	(26.9%)	(3.0%)	(3.4%)	(4.3%)

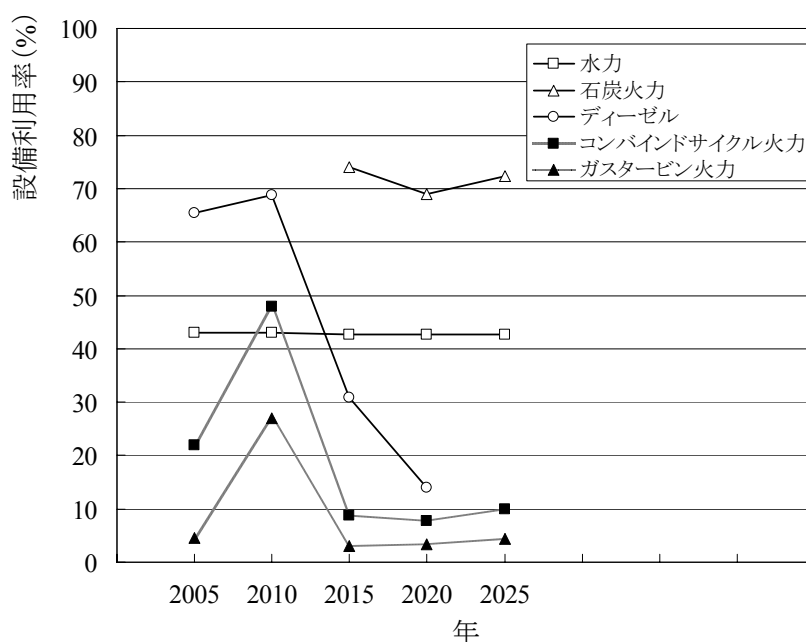


図 6.4.23 年間設備利用率の推移（天然ガス導入シナリオ）

(オ) 燃料消費量

表 6.4.31 に、天然ガス導入シナリオにおける燃料消費量の推移を示す。

大規模火力電源開発シナリオに比べ、天然ガス焼きコンバインドサイクル火力設備が 600MW 開発されることにより、2025 年断面における石炭の年間使用量を 153 キロトン削減することができる。同様に、自動車ディーゼル油（Auto Diesel Oil）の年間使用量を 108 百万リットル削減することができる。

2025 年における天然ガスの年間消費量は 6,690 百万 scf（約 669 万 MMBTU 相当）である。

表 6.4.31 燃料消費量の推移（天然ガス導入シナリオ）

燃 料	年				
	2005	2010	2015	2020	2025
自動車用ディーゼル油（百万リットル）	103	914	127	79	163
燃焼用重油（百万リットル）	451	490			
残渣油（百万リットル）	281	281	78	21	
ナフサ（百万リットル）	53	112	27		
石 炭（キロトン）			4,252	7,260	11,066
天然ガス（百万scf）				2,480	6,690

（カ）設備投資額

表 6.4.32 に天然ガス導入シナリオにおける新規設備投資額を示す。

2025 年までの新規設備投資額は約 73.1 億 US ドルであり、石炭火力発電設備よりも開発コストが小さいコンバインドサイクル火力発電設備が開発されたことにより、大規模火力開発シナリオと比較し若干小さくなるが、その差は極僅か（0.65 億 US ドル）である。

表 6.4.32 新規設備投資額（天然ガス導入シナリオ）

（単位：百万USD）

発電設備	期 間				合 計
	2006 - 2010	2011 - 2015	2016 - 2020	2021 - 2025	
水力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
石炭火力	0.0	2,347.4	1,956.2	1,956.2	6,259.7
ディーゼル	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
コンバインドサイクル火力	0.0	0.0	0.0	440.8	440.8
ガスタービン火力	244.2	0.0	45.7	318.7	608.5
合 計	244.2	2,347.4	2,001.8	2,715.6	7,309.0

注：開発固定設備であるKerawalapitiya CCGT火力およびUpper Kotmale水力の開発にかかる設備投資額は含まれていない

（キ）システムコスト

表 6.4.33 に天然ガス導入シナリオにおける 2025 年までのシステムコストを示す。

2025 年までのシステムコストは 5,907 百万 US ドル（2005 年現在価値価格）となり、大規模火力電源開発シナリオよりも小さいが、その差は 14 百万 US ドル（約 0.2%）であり、極僅かである。

大規模火力電源開発シナリオと比較し、天然ガスを燃料とするコンバインドサイクル火力設備が開発された結果、燃料コストが約 16 百万 USD ドル節減される。

表 6.4.33 2025 年までのシステムコスト（天然ガス導入シナリオ）

（単位：百万USD、2005年現在価値価格）

項 目	コスト額
(1) 投資コスト	1,658
(2) 燃料コスト	3,535
(3) 運転・補修コスト	669
(4) ENSコスト	46
システムコスト (1) + (2) + (3) + (4)	5,907

6. 5 開発計画の評価

各開発シナリオについて策定された開発計画について、様々な観点から評価を行った。
以下に開発計画の評価を行ううえでの評価項目を示す。

- 1) システムコスト ----- 開発計画の経済性
- 2) 系統運用面 ----- 系統運用の柔軟性や安定供給上の問題点の有無
- 3) 財務面 ----- CEB 財務に与える影響
- 4) 環境社会影響 ----- 設備の開発および運転が周辺環境社会に与える影響
- 5) その他の特記事項

(1) システムコスト

6.4.3 節にて記述した各開発計画の 2025 年までのシステムコストを表 6.5.1 に再掲する。

表 6.5.1 各開発計画の 2025 年までのシステムコスト

(単位：百万USD、2005年現在価値価格)

開発シナリオ		投資コスト	燃料コスト	運転補修コスト	ENSコスト	システムコスト
大規模火力電源開発		1,656	3,551	669	45	5,921
大規模火力電源開発ゼロ	低速ディーゼル	2,085	4,557	631	43	7,316
	中速ディーゼル	1,166	4,508	632	42	6,348
水力開発促進		1,846	3,472	662	44	6,025
天然ガス導入		1,658	3,535	669	46	5,907

(2) 系統運用面

(ア) 大量のディーゼル発電機導入による系統運用上の問題

大規模火力電源開発ゼロシナリオにおいては、小型（10MW 級）ディーゼル発電機が大量に導入され将来の電力系統を構成することとなる。

ディーゼル発電機は一般にガバナフリー運転をすることが困難であり、ディーゼル発電機ばかりで構成される電力系統は、十分な瞬動予備力を確保することができない。

そのため、系統周波数が低下した場合にこれを適正なレベルまで回復することができず、また、周波数低下による機械の損傷を防ぐためにディーゼル機が自動停止する可能性がある。このような事態が生じた際には、電力系統全体の周波数を適正に保つことができず、深刻な供給停止に至る可能性が高い。これらについては 7.7.3 (7) 節に詳述する。

(イ) 偶発的な単機脱落が系統運用に与える影響

発電設備の偶発的故障は系統周波数を低下させる。このような場合、系統内に有する瞬動予備力により系統周波数を適正なレベルまで引き戻すような運用が行われるが、故障が生じた発電機の単機容量が著しく大きい場合には、このような運用を適正に行うことができない場合がある。

6.4.3 節に示したように、WASP シミュレーションを実施した結果、大規模火力電源開発ゼロシナリオを除いたすべてのシナリオにおいて、300MW の石炭火力発電設備の開発が行われることとなった。系統全体の需要規模を考慮すると、2017 年頃まではこれら発電設備の単機脱落が生じた場合に、安定した電力供給が困難となる可能性があるが、単機ユニットサイズが小さい発電機の導入や故障時における適正な系統運用を行うなどの対策により、適正な系統運用を行うことが可能となる。これらについては 7.7.3 (6) 節に詳述する。

（３）財務面

CEB の財務状況は深刻なものであり、今後、健全な経営を行うために財務を改善することは必要不可欠である。

電源開発および発電運用にかかるコストは、その他コストと比較しても莫大なものであり、CEB の財務へ与える影響は大きい。そのため、各開発計画が今後の CEB 財務へ与える影響について検討を行った。検討の詳細は 8.4 節および 8.5 節に詳述する。

全コストの中で燃料コストが占める割合は大きく、大規模火力開発ゼロシナリオでは燃料コストが他シナリオと比較し大きなものとなっているため、今後の財務悪化を促進させることが懸念される。これに対し他シナリオについては、石炭火力の導入により発電コストが低い水準に抑えられるため、今後の財務改善を促すことが期待できる。

（４）環境社会影響

各開発計画が周辺の環境社会へ与える影響について評価を行った。

第 9 章 9.4.2 節に記述するように、各発電設備タイプについて環境スコーピングテーブルを作成し、各発電設備の開発および発電設備の運転が周辺環境に与える影響をスコア化した。

このスコーピングテーブルを用いて、発電設備タイプ別の 2025 年までの新規開発ユニット数と 2025 年までの平均設備稼働率をもとに各開発計画の環境インパクトスコアを算出した。

表 6.5.2 に各シナリオの開発計画について算出した環境インパクトスコアを示す。

表 6.5.2 各開発計画の環境インパクトスコア

開発シナリオ		環境インパクトスコア
大規模火力電源開発		1,954 points
大規模火力電源開発ゼロ	低速ディーゼル	2,428 points
	中速ディーゼル	2,452 points
水力開発促進		2,036 points
天然ガス導入		1,950 points

注：インパクトスコアが大きいほど、周辺環境への悪影響が大きいことを表す。

大規模火力電源開発ゼロシナリオでは、他シナリオの開発計画と比較して多くの新規電源が開発されること、また、ディーゼル発電設備の設備出力あたりのインパクトスコアが他発電設備よりも若干高いため総スコアが大きい、という結果になった。

水力開発促進シナリオでは、大気汚染や地球温暖化といった点におけるインパクトは小さいものの、貯水池の出現などによる非自発的住民移転など、主に社会環境面におけるインパクトが大きく、大規模火力電源開発シナリオよりも若干大きなスコアとなった。しかしながらその差は僅かであり、大規模火力電源開発シナリオと比較し環境に与えるインパクトはほぼ同程度といえる。

天然ガス導入シナリオでは、天然ガスの使用により大気汚染面でのインパクトは小さくなったが、ガスタービン火力設備からコンバインドサイクル火力設備の開発に置き換わったことで、より規模の大きな設備の開発による周辺景観の悪化や温排水の放出などの点でインパクトが大きく、大規模火力電源開発シナリオと同程度のスコアとなった。

（５）その他

天然ガス導入シナリオについては、スリランカにおける今後のエネルギー源の多様化という観点から開発シナリオとして設定した。

しかしながら、現時点において具体的な天然ガスプロジェクトはなく、また、過去に実施されたフィージビリティ調査¹⁴¹においても、国内における天然ガスの需要規模が小さいことにより、プロジェクトの経済性を確保することが難しいとの結果が得られている。

そのため、現時点では、将来における天然ガス導入が確実なものであるとは言えない。

また、本シナリオにおける想定供給価格についても想定の範囲を超えておらず、一般的に天然ガスの供給価格はプロジェクト毎によって大きく変動することを考慮すると、今回の設定価格が確実に実現されるという保証はない。

このように、天然ガス導入シナリオについては、天然ガス供給のためのプロジェクトの実施という面で具体性に乏しく、他開発シナリオと比較し実現性という点での懸念がある。

このように様々な観点から各開発シナリオの開発計画を評価し、これを統合した結果、以下の理由から、大規模火力開発シナリオにおける開発計画を電源開発計画のベースケースとした。

表 6.5.3 開発計画の評価結果

開発シナリオ	2025年までの総コスト ^{*1}	系統運用面	財務面	環境インパクトスコア	その他
大規模火力開発	5,921 MUSD	適正な運用が可能	財務改善が期待できる	1,954 point	
大規模火力開発ゼロ	7,316 MUSD ^{*2}	深刻な供給停止の可能性あり	財務悪化の可能性あり	2,428 point	
水力開発促進	6,025 MUSD	適正な運用が可能	財務改善が期待できる	2,036 point	
天然ガス供給	5,907 MUSD	適正な運用が可能	財務改善が期待できる	1,950 point	天然ガス導入の具体性に乏しい

*1：2005年現在価値

*2：低速ユニット開発時

・大規模火力電源開発ゼロシナリオ

経済性の面で他シナリオに対し劣っており、CEB 財務悪化を引き起こす可能性が高いという検討結果が得られた。また、周辺環境へのインパクトも他シナリオよりも高いと判定された。さらに、系統内における発電設備のほとんどがディーゼル発電機となることにより、系統周波数が低下した際に深刻な供給停止をひきおこす可能性がある。

・水力開発促進シナリオ

経済性の面で大規模火力電源開発シナリオに若干劣り、また、周辺環境へのインパクトも高い。

・天然ガス供給シナリオ

天然ガスの導入計画が具体性に乏しく、現時点で開発シナリオとしての実現性という面で他シナリオに劣る。また、天然ガスの供給価格についても本調査における想定値である。

¹⁴¹ Sri Lanka Natural Gas Options Study, USAID-SARI/Energy Program, Revised June 2003

6. 6 感度分析

ベースケースについて、以下の項目に関する感度分析を実施した。

- ① 燃料価格（原油価格¹⁴²60 USD/BBL、80 USD/BBL 相当）
- ② 割引率（2%、6%）

（１）燃料価格に関する感度分析

電源開発計画に用いた各種燃料価格は、コロンボにおける原油価格をもとに設定しており、ベースケースにおける原油価格は約 42US ドル/BBL として設定している。

コロンボにおける原油価格が 80US ドル/BBL まで高騰した場合、水力発電設備の開発が優位となり、2025 年までの開発設備容量は計 3 地点、234MW となる。また、石炭火力発電設備の開発設備容量はベースケースと比較し 300MW 増加し、ガスタービン発電設備の開発設備容量は 405MW 減少する。

表 6.6.1 および表 6.6.2 に燃料価格の感度分析に関する WASP シミュレーション結果（開発設備ユニット数および開発設備容量）を示す。

表 6.6.1 開発設備ユニット数および開発設備容量（燃料価格 60US\$/BBL 相当）

略号 ST：スチームタービン、GT：ガスタービン、CCGT：コンバインドサイクル、DS：ディーゼル (単位：MW)

年	最大電力 (MW)	火力										水力				
		ST			GT			CCGT			DS	Upper Kotmale	Broadlands	Gin Ganga	Moragolla	Uma Oya
		Oil 150MW	Oil 300MW	石炭 300MW	Oil 35MW	Oil 75MW	Oil 105MW	Kerawala-pitiya 150MW	Oil 150MW	Oil 300MW	ディーゼル 100MW	150MW	35MW	49MW	27MW	150MW
2005	1,768															
2006	1,884															
2007	2,019															
2008	2,168															
2009	2,336				70	75	105	300								
2010	2,517					150	105									
2011	2,712			600								150				
2012	2,921			300												
2013	3,146			300												
2014	3,389			300												
2015	3,657			600												
2016	3,943															
2017	4,250			300												
2018	4,579			300												
2019	4,931			300												
2020	5,306			300			105									
2021	5,708			600												
2022	6,138			300												
2023	6,599			300			315									
2024	6,599			600			105									
2025	7,092			300	35		210									
開発ユニット数		0	0	18	3	3	9	2	0	0	0	1	0	0	0	0
開発設備容量 (MW)		0	0	5,400	105	225	945	300	0	0	0	150	0	0	0	0
		計：36 ユニット														
		計：7,125 MW														

¹⁴² コロンボ港 CIF 価格

表 6.6.2 開発設備ユニット数および開発設備容量（燃料価格 80US\$/BBL 相当）

略号 ST：スチームタービン、GT：ガスタービン、CCGT：コンバインドサイクル、DS：ディーゼル

（単位：MW）

年	最大電力 (MW)	火力										水力				
		ST			GT			CCGT			DS	Upper	Broadlands	Gin Ganga	Moragolla	Uma Oya
		Oil 150MW	Oil 300MW	石炭 300MW	Oil 35MW	Oil 75MW	Oil 105MW	Kerawala-pitiya 150MW	Oil 150MW	Oil 300MW	ディーゼル 100MW	Kotmale 150MW	35MW	49MW	27MW	150MW
2005	1,768															
2006	1,884															
2007	2,019															
2008	2,168															
2009	2,336				105	150		300								
2010	2,517					150	105									
2011	2,712			600								150	35			
2012	2,921			300												
2013	3,146			300												
2014	3,389			300										49		
2015	3,657			600												
2016	3,943															
2017	4,250			300												
2018	4,579			300												
2019	4,931			300												
2020	5,306			300												
2021	5,708			600												
2022	6,138			300												
2023	6,599			300	70		210									
2024	6,599			600			105									
2025	7,092			300			315									
開発ユニット数		0	0	18	5	4	7	2	0	0	0	1	1	1	0	0
		計：39 ユニット														
開発設備容量 (MW)		0	0	5,400	175	300	735	300	0	0	0	150	35	49	0	0
		計：7,144 MW														

（２）割引率に関する感度分析

割引率を 2%とした場合、すべての水力開発候補地点が開発され、2025 年までの開発設備容量は計 5 地点、411MW となる。また、2025 年までの石炭火力発電設備の開発設備容量はベースケースと比較し 600MW 増加し、ガスタービン設備の開発設備容量は 875MW 減少する。また、割引率を 6%とした場合における 2025 年での電源構成はベースケースと同じである。

表 6.6.3 および表 6.6.4 に割引率の感度分析に関する WASP シミュレーション結果（開発設備ユニット数および開発設備容量）を示す。

表 6.6.3 開発設備ユニット数および開発設備容量（割引率 2%）

略号 ST：スチームタービン、GT：ガスタービン、CCGT：コンバインドサイクル、DS：ディーゼル

（単位：MW）

年	最大電力 (MW)	火力										水力				
		ST			GT			CCGT			DS	Upper	Broadlands	Gin Ganga	Moragolla	Uma Oya
		Oil 燃き 150MW	Oil 燃き 300MW	石炭 燃き 300MW	Oil 燃き 35MW	Oil 燃き 75MW	Oil 燃き 105MW	Kerawala -pitiya 150MW	Oil 燃き 150MW	Oil 燃き 300MW	ディーゼル 100MW	Kotmale 150MW	35MW	49MW	27MW	150MW
2005	1,768															
2006	1,884															
2007	2,019															
2008	2,168															
2009	2,336				35		210	300								
2010	2,517					75	210									
2011	2,712			600								150	35			
2012	2,921			300												
2013	3,146			300												
2014	3,389			300										49	27	
2015	3,657			600												
2016	3,943															150
2017	4,250			300												
2018	4,579			300												
2019	4,931			300												
2020	5,306			300												
2021	5,708			300												
2022	6,138			600												
2023	6,599			300			105									
2024	6,599			600			105									
2025	7,092			600												
開発ユニット数		0	0	19	1	1	6	2	0	0	0	1	1	1	1	1
開発設備容量 (MW)		0	0	5,700	35	75	630	300	0	0	0	150	35	49	27	150
計：34 ユニット 計：7,151 MW																

表 6.6.4 開発設備ユニット数および開発設備容量（割引率 6%）

略号 ST：スチームタービン、GT：ガスタービン、CCGT：コンバインドサイクル、DS：ディーゼル

（単位：MW）

年	最大電力 (MW)	火力										水力				
		ST			GT			CCGT			DS	Upper	Broadlands	Gin Ganga	Moragolla	Uma Oya
		Oil 燃き 150MW	Oil 燃き 300MW	石炭 燃き 300MW	Oil 燃き 35MW	Oil 燃き 75MW	Oil 燃き 105MW	Kerawala -pitiya 150MW	Oil 燃き 150MW	Oil 燃き 300MW	ディーゼル 100MW	Kotmale 150MW	35MW	49MW	27MW	150MW
2005	1,768															
2006	1,884															
2007	2,019															
2008	2,168															
2009	2,336				35		210	300								
2010	2,517					75	210									
2011	2,712			600								150				
2012	2,921			300												
2013	3,146			300												
2014	3,389			300												
2015	3,657			300												
2016	3,943			300												
2017	4,250			300												
2018	4,579			300												
2019	4,931			300												
2020	5,306			300			105									
2021	5,708			300			105									
2022	6,138			300			210									
2023	6,599			600												
2024	6,599			300	35		315									
2025	7,092			300			315									
開発ユニット数		0	0	17	2	1	14	2	0	0	0	1	0	0	0	0
開発設備容量 (MW)		0	0	5,100	70	75	1,470	300	0	0	0	150	0	0	0	0
計：37 ユニット 計：7,165 MW																

6. 7 開発地点選定

送電網整備計画を策定するにあたっては、策定される電源開発計画に基づき開発地点が特定されなければならない。そのため、WASP シミュレーションにて示されたモデル火力発電設備の開発について、各年次および各発電設備タイプについて具体的な開発地点の特定を行った。

6. 7. 1 需給バランスエリアの設定

発電設備の地点選定が送電網整備計画に及ぼす影響は大きく、選定結果によっては、経済的な流通設備の拡充や効率的な系統運用が困難となることもあり得る。

そのため、発電設備の地点選定にあたっては、流通設備拡充の建設コスト、および流通によるロスを極力小さくするために、発電設備を極力需要地に近い地点に開発することが望ましい。

このような認識のもと、本調査においては、地域別の需要分布および送電線網配置を考慮し、スリランカ全体を2つのエリアに分割し、そのエリア内における需給バランスが極力確保されるよう開発地点の特定を行った。

図 6.7.1 に 2025 年における州別最大需要想定結果を示す。

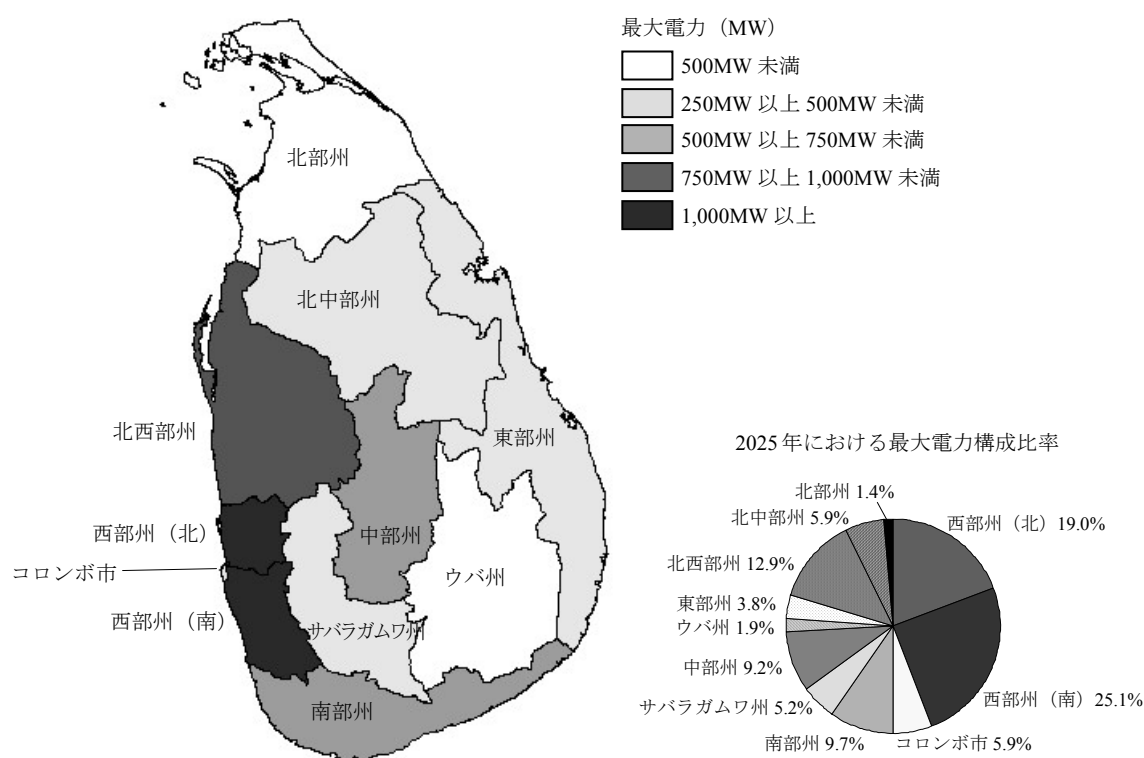


図 6.7.1 2025 年における州別最大電力需要想定 (基本成長シナリオ)

図 6.7.1 において北西部州、西部州、コロombo市、南部州における需要が他の州より大きい。そのため、本調査においては需給バランスを確保するエリアを、これら地域を含むエリア (西南エリア) とそれ以外のエリア (北中東エリア) とした。

図 6.7.2 に需給バランス検討のための設定エリアを示す。

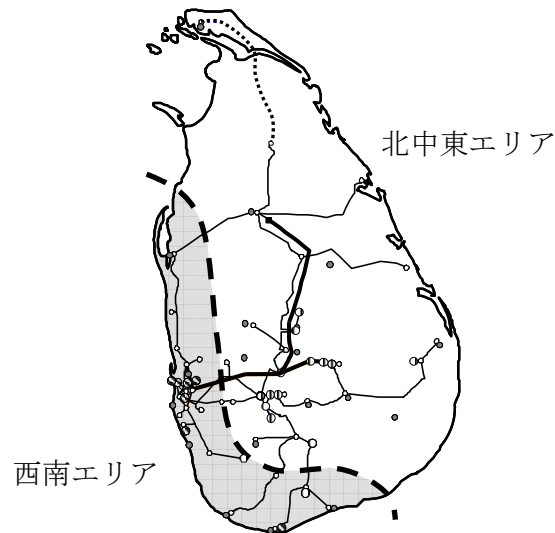


図 6.7.2 需給バランス検討のための設定エリア

6. 7. 2 火力発電設備開発候補地域

(1) 石炭火力発電所開発候補地域

6.2.8 (2) 節に述べたように、石炭火力発電所の開発候補地点として過去に、西海岸地域 (Puttalam 地点)、南海岸地域 (Hambantota 周辺)、および東海岸地域 (Trincomalee 周辺) の 3 地域について調査が実施されている。それ以外の地点についての調査は実施されておらず、この 3 地域以外における石炭火力発電所の開発可能性は現時点で明確となっていない。

そのため、本調査ではこれら 3 地域を石炭火力発電設備の開発候補地点とした。

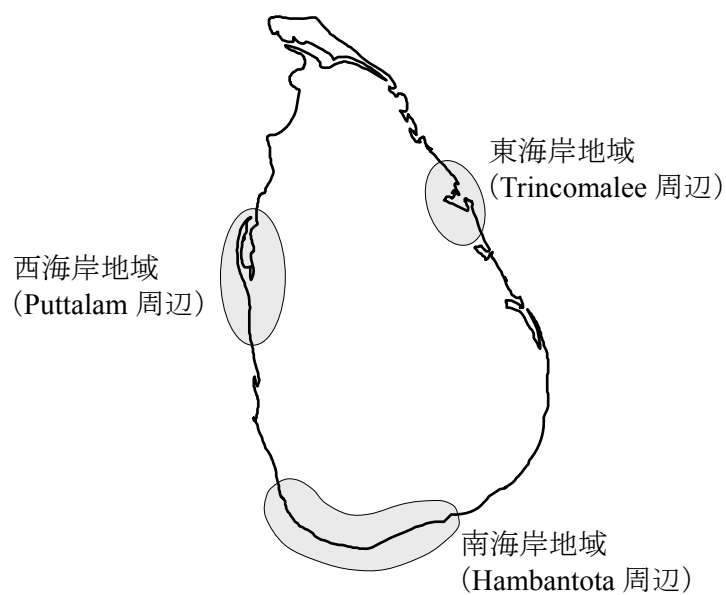


図 6.7.3 石炭火力発電所開発候補地域

（２）ガスタービン火力発電所開発候補地点

ガスタービン火力発電所の開発地点は、石炭火力などと比べると比較的地点依存性が高くなく、ある程度柔軟な設備配置が可能である。しかしながら、効率な設備の建設と運用を行うことを考慮し、既設発電所周辺、既設港湾施設周辺および港湾開発が計画されている地点周辺から開発地点の選定を行った。

6. 8 電源開発計画（ベースケース）

表 6.8.1 に電源開発計画（ベースケース）の詳細を示す。

表 6.8.1 電源開発計画詳細（ベースケース）

年	石炭火力	ガスタービン火力	コンパクトサイクル火力	水 力
2009		Kerawalapitiya 105MW Galle 105MW Trincomalee 35MW	Kerawalapitiya 300MW	
2010		Kerawalapitiya 105MW Paddirippu* 75MW Ampara* 75MW Jaffna 35MW		
2011	西海岸地域(Puttalam) 600MW			Upper Kotmale 150MW
2012	西海岸地域(Puttalam) 300MW			
2013	南海岸地域(Hambantota) 300MW			
2014	南海岸地域(Hambantota) 300MW			
2015	南海岸地域(Hambantota) 300MW			
2016	南海岸地域(Hambantota) 300MW			
2017	東海岸地域(Trincomalee) 300MW			
2018	東海岸地域(Trincomalee) 300MW			
2019	東海岸地域(Trincomalee) 300MW			
2020	西海岸地域 300MW	Puttalam 105MW Jaffna 35MW		
2021	西海岸地域 300MW	Galle 105MW		
2022	西海岸地域 300MW	Kerawalapitiya 105MW Puttalam 105MW		
2023	西海岸地域 300MW	Panipitiya 210MW		
2024	南海岸地域 300MW	Sapugasukanda 105MW Sapugasukanda 105MW Panipitiya 105MW Matara 105MW		
2025	南海岸地域 600MW			
計	5,100MW	1,620MW	300MW	150MW

*注：東部海岸地域におけるガスタービン設備の配置にあたっては、現在計画中であるOluwil地点における港湾施設建設が前提となる。

西南エリアにおいて最も需要の伸びが高い州は西部州（北）であり、主にこの地域およびコロombo市への電力供給を行うために 2011 年から Puttalam 地点において 900MW の石炭火力発電設備が開発される。また、西部州（南）および南部州における需要も増加することから、2013 年より Hambantota 地点にて石炭火力発電設備の開発が行われる。その後、北中東エリアの需要増加を賄うために 2017 年より Trincomalee 地点にて石炭火力発電設備が開発される。なお、2020 年以降の石炭火力発電設備の開発地点と開発年次については、開発が望ましい地域を示しており、この地域

内における具体的な開発候補地点の発掘およびその妥当性の評価を行うことが今後の課題となる。

また、2025 年までの北部、東部および南部州における供給安定度を検討した結果、系統運用上これら地域における電源設備の配置の必要性があることから、ガスタービン火力設備を配置した。

なお、表 6.8.1 に示される開発地点については、特定の候補地点ではなく、その開発されるべき地域を示したものである。従って今後、F/S および地点選定調査を行うことにより、地域内における地点選定の確定を行っていくべきと考える。

6. 9 短期需給バランスの検討

本マスタープランにおいて、2009 年以降は新規の電源が開発されることとなり、目標とする供給信頼度（LOLP にて 0.822%以下）を満足することとなる。

しかしながら、2008 年までに開発される発電設備は開発固定設備である Kerawalapitiya 火力発電プロジェクトのみであり、2006 年～2008 年の間はこの目標供給信頼度を満足していない。

そのため、2008 年までの短期的な需給バランスについて詳細な検討を行う。

6. 9. 1 2008 年までの需給バランス

2008 年までの需給バランスを検討する上で、需要と供給設備容量、および今日信頼度指標の確認を行う必要がある。また、開発固定設備である Kerawalapitiya 火力発電設備の供給力を除外した場合の需給バランスを確認することにより、プロジェクトの未実施および開発遅延による影響を確認することができる。

表 6.9.1 にベースケースにおける 2008 年までの需給バランスを、また表 6.9.2 に、Kerawalapitiya 火力発電プロジェクトなしの場合の需給バランスを示す。

表 6.9.1 2008 年までの需給バランス（ベースケース）

		年		
		2006	2007	2008
(a)	最大電力需要 (MW)	1,884.0	2,019.0	2,168.0
(b)	発電設備容量 (MW)	2,295.8	2,295.8	2,495.8
	・既設発電設備 (MW)	2,295.8	2,295.8	2,295.8
	・新設発電設備 (MW)	0.0	0.0	200.0
(c)	可能発電設備出力* (MW)	2,211.4	2,211.4	2,411.4
	・既設発電設備 (MW)	2,211.4	2,211.4	2,211.4
	・新設発電設備 (MW)	0.0	0.0	200.0
(d)	余剰発電設備容量 (c) - (a) (MW)	327.4	276.8	327.8
(e)	余剰発電設備率 (d) / (a) x 1 (%)	17.4	13.7	15.1
(f)	供給信頼度指標 (LOLP) (%)	1.081	3.760	2.792

*注：水力発電設備は出水による出力制約なしとしている。

表 6.9.2 2008 年までの需給バランス（Kerawalapitiya 火力プロジェクトなし）

		年		
		2006	2007	2008
(a)	最大電力需要 (MW)	1,884.0	2,019.0	2,168.0
(b)	発電設備容量 (MW)	2,295.8	2,295.8	2,295.8
	・既設発電設備 (MW)	2,295.8	2,295.8	2,295.8
	・新設発電設備 (MW)	0.0	0.0	0.0
(c)	可能発電設備出力* (MW)	2,211.4	2,211.4	2,411.4
	・既設発電設備 (MW)	2,211.4	2,211.4	2,211.4
	・新設発電設備 (MW)	0.0	0.0	200.0
(d)	余剰発電設備容量 (c) - (a) (MW)	327.4	276.8	127.8
(e)	余剰発電設備率 (d) / (a) x 1 (%)	17.4	13.7	5.9
(f)	供給信頼度指標 (LOLP) (%)	1.081	3.760	7.948

*注：水力発電設備は出水による出力制約なしとしている。

ベースケースでは 2007 年における需給バランスが最も厳しい状況となり、供給信頼度指標 LOLP は 3.760%（13.7 日／年相当）となる。一方、Kerawalapitiya 火力発電プロジェクトなしの場合では 2008 年における需給バランスが最も厳しい状況となり、供給信頼度指標 LOLP は 7.948%（29 日／年相当）となる。

CEB は 1 年の目標供給信頼度を 0.822%（3 日／年相当）としており、電力需要が想定値どおりに増加した場合には 2006 年および 2007 年に供給不足が発生し、特に Kerawalapitiya 火力発電プロジェクトの未実施、および開発遅延などが生じた場合には、1 年の約 1 ヶ月もの間、供給不足による停電が発生することとなり、極めて深刻な需給状況となることがわかる。

6. 9. 2 目標供給信頼度を満足するために必要な追加供給力

目標とする供給信頼度（LOLP：0.822%以下）を満足するために導入が必要となる発電設備容量を WASP シミュレーションを行うことにより算出した。

なお、導入する発電設備としては、1 年単位で導入が可能である緊急ディーゼル発電設備（ユニット出力 10MW）とした。

表 6.9.3 に、各年における目標供給信頼度を満足するために必要な開発発電設備容量を示す。

表 6.9.3 目標供給信頼度を満足するために必要な導入発電設備容量

	必要導入発電設備容量* (MW)		
	2006	2007	2008
ベースケース	30	190	160
Kerawalapitiya プロジェクト供給力なし	30	190	370

*注：設備出力 10MW のディーゼル発電設備を導入した場合の導入設備容量

ベースケースにて目標供給信頼度を満足するためには、2007 年に最大 190MW の緊急ディーゼル設備の導入が必要となり、全発電設備容量の約 8% に相当する。また、Kerawalapitiya コンバインドサイクルプロジェクトが実施されなかった場合の必要導入設備容量は、2008 年に 370MW となり、

全発電設備容量の約 14%に相当する。

このような緊急ディーゼル発電設備の導入により、短期的な供給支障は解消されることとなるが、緊急ディーゼル設備の供給コストは高く、これらを多く導入することにより、系統全体の供給コストが増加する。2005 年 11 月時点における系統全体の供給コストは既に高い水準であり、CEB の財務悪化の主要因となっており、このことから、これ以上の供給コストの増加は CEB 財務を更に悪化させるため、このような緊急ディーゼル設備の導入は極力避けなければならない。

6. 9. 3 供給力不足解消のための対策

前述したように、緊急ディーゼル設備の導入は、全体の供給コストの増加を招くため極力避けなければならない。

ここでは、緊急ディーゼル設備導入以外の供給力不足解消のための対策について検討を行う。

(1) 発電設備側における対策

(ア) 既設発電設備の補修などによる供給力増加の可能性

・水力発電設備

本調査にて既設水力発電設備の不具合などを改修することによる出力増加の可能性を検討した結果、効果的な出力増加につながるような事項はみられなかった。

・火力発電設備

既設火力発電出力の半分以上は IPP 設備によるものであり、これら IPP 設備はほぼ定格出力で発電できる状態であり、設備的な不具合はほとんど見られない。

また、CEB 所有の発電設備の内、Kelanitissa GT (Old) の 5 ユニットと、Sapugasukanda ディーゼル (Old) について設備の経年劣化による約 10%ほどの出力低下がみられる。しかしながら、補修工事を行うことにより恒久的な出力回復がなされるような程度のものではないものと判断される。なお、Kelanitissa GT (Old) については、出力が 16MW 程度まで下がると水洗を行い、出力回復が行われるが、18MW 程度までしか回復しない状況である。

(イ) 既設発電設備の増設による供給力増加の可能性

・水力発電設備

既設水力発電設備の増設計画の内、建設期間が 2 年である New Laxapana&Polpitiya の増設により 2008 年の供給力増加の可能性はあるが、建設期間内における発電停止を伴うため、需給が逼迫している状況を考慮するとこの期間における計画実施は望ましいものではない。

・火力発電設備

Kelanitissa GT7 設備のコンバインド化により供給力増加 (55MW) が期待されるが、技術審査開始から運転開始まで約 3 年を要するため、2008 年までの短期供給力対策として織り込むことはできない。

(ウ) IPP 火力発電設備の余剰可能発電出力

いくつかの IPP 所有の火力発電設備については、PPA に記載される最大出力が設備の定格出力よりも若干小さい値に設定されている。過去に CEB は PPA に記載される最大出力を超える出力での運転を IPP 側に依頼し、運転を行ってきており、これら余剰可能発電出力は緊急的な供給力として期待することができる。

表 6.9.4 に IPP 設備の定格出力および PPA に記載される最大出力を示す。

表 6.9.4 IPP 設備の定格出力および PPA に記載される最大出力

(単位 : MW)			
発電設備	設備定格出力 (a)	PPA記載最大出力 (b)	余剰可能発電出力 (a) - (b)
IPP Lakdhanavi Limited	22.52	22.52	0.00
IPP Asia Power Limited	51.00	49.00	2.00
IPP Colombo Power (Private) Limited	62.72	60.00	2.72
IPP ACE Power Horana	24.80	20.00	4.80
IPP ACE Power Matara	24.80	20.00	4.80
IPP Heladanavi (Private) Limited 1-6	100.00	100.00	0.00
IPP ACE Power Embilipitaya Limited 1-10	100.00	100.00	0.00
IPP AES Kelanitissa (Private) Limited	163.00	163.00	0.00
計	548.84	534.52	14.32

余剰可能発電出力の合計は約 14MW であり、2006 年に必要とされる供給力約 30MW の半分程度はこれにより満たされることが期待できる。しかしながら、2007 年および 2008 年における供給力不足を大幅に解消するには至らない。

以上のように、2008 年までの短期的な供給力の増加を期待できる既設発電設備の補修または増設計画がほとんどないため、緊急ディーゼル設備の導入以外で発電設備面における対策により供給力不足を解消することができる可能性は低い。そのため、系統運用および需要側における対策を施すことが重要となる。

(2) 系統運用側における対策

(ア) ブラウンアウト

ブラウンアウトは電力系統の電圧を、通常の 95%~90%まで引き下げることにより、需要抑制を行う系統運用方法である。

ブラウンアウトの実施による需要抑制量は、需要の消費形態およびその電圧特性に依存するため、その抑制量は系統毎により異なる。そのため、ブラウンアウトの実施により期待される需要抑制量の算出は、過去にブラウンアウトを実施した際の実績をもとに行われる。本調査ではこのようなブラウンアウト実施時の需要抑制量についてのデータを収集することができなかったため、ブラウンアウトの実施により期待される抑制量を正確に見積もることはできない。

また、ブラウンアウトの運用においては需要家機器への影響が問題となる。例えば、電磁開閉器では電圧低下により保持力が泣くなり、接点が開き、機器停止に至る。しかしながら、これらの減少は一般的に電圧 90%未満で起こるとされており、通常の 90%以上の電圧による運用であれば需要家機器への影響は小さいものと考えられる。

（イ）輪番停電

輪番停電は、主にピーク需要時において電力系統の供給力が需要を満たせず、系統の安定運用が保持できない場合に限り実施される。輪番停電実施の基本的な考え方を以下に示す。

輪番停電実施の基本的な考え方

- ・ 停電実施対象となる供給エリアを事前にいくつかの単位に分割する。
- ・ 電力不足の際に、そのうちのいくつかのグループを停電させる。
- ・ 停電をこれらエリアで順番に行う。

（３）需要側における対策

（ア）リベートスキーム（Rebate Scheme）による自家発の活用

CEB は需要側における対策として、バックアップ電源として自家用発電設備を所有している需要化に対し、供給力が厳しくなる時期（通常は 1 月～7 月）に、自家用発電設備の運転を依頼する、リベートスキーム（Rebate Scheme）を実施している。

リベートスキームにより、バックアップ電源である自家用発電設備の運転を行った需要家に対しては、定められた買い取り料金（年によって異なる。2001 年は Rs.7.85/kWh）と通常の電気料金との単価差によるリベートが CEB から支払われる。

CEB はリベートスキームが適用となる需要家に対し専用のメーターを設置しており、電力量（GWh）をモニターしているが、Capacity についてはモニターしていないため、所有する自家発の設備容量については把握できていない。

CEB の実績値によると 2001 年 6 月におけるリベートスキームによる自家発発電電力量は約 28GWh であり、出力一定として 1 ヶ月間にわたり発電されたと仮定することにより、最低でも約 38MW 程度の需要削減が行われたことがわかる。

このようにリベートスキームの適用は、短期的な供給力不足を解消するための需要側における対策として有効であるといえる。2001 年においてリベートスキームが適用された需要家は、適用が可能である全需要家の約 6 割と言われているため、CEB の買い取り料金設定を若干高くするなどのインセンティブを与えることにより、その適用需要家数の増加が期待され、短期的な供給力不足の解消に一層寄与できる可能性がある。

（イ）大規模需要家からの余剰電力購入

2005 年 11 月時点において、余剰電力を CEB に売電できる需要家は少なく、2～3 程度の大規模需要家に限られている。そのため、短期的な供給力不足解消への貢献度は小さい。

（ウ）自家発電源購入に対するインセンティブスキーム

1997 年以降の電力危機の際に時限的に導入されたスキームであり、ある需要家が自家発電設備を購入する際に、過去 6 ヶ月間の最大出力を上限として、CEB がその購入代金の一部（Rs.3,000/kVA）を補助するものである。このスキームを通じて自家発を購入した需要家は、決められた期間において必要な電力量の 75%をその自家発で発電しなければならない。

現在はこのスキームは終了しているが、今後の再導入により短期的な需要抑制策として効果が期待できる。

(エ) 需給調整契約

需給調整契約の導入は需要側における取り組みの中でも、比較的成本を要しないことから、スリランカへの適用性は高いものと思われる。

ここでは、日本で実施されている需給調整契約の概要を紹介する。需給調整契約とは、契約に応じた需要家が、需給逼迫時に需要をコントロールする責務を負う見返りとして、電力料金の割引サービスの適用を受けることができるものである。この需給調整契約は、以下の3種類に大別される。

①年間調整契約

需要家は、契約で設定された負荷曲線もしくは契約電力に基づき、負荷を調節し、見返りとして、電力料金割引の適用を受ける。契約は毎年更新され、基準となる負荷曲線もしくは契約電力は毎月改定される。電力需要を深夜帯にシフトするため、設備を24時間運用している需要家が契約対象となる。

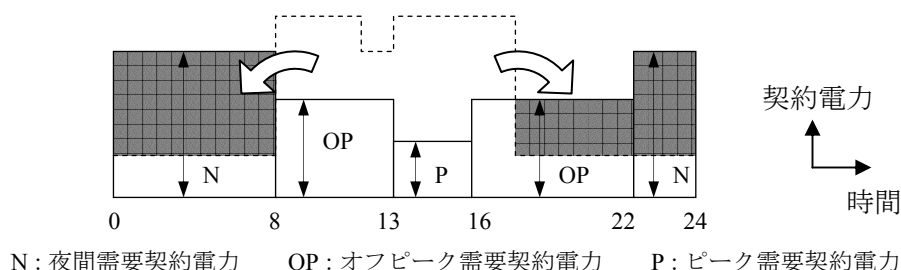


図 6.9.1 年間調整契約のモデル図（契約電力の例）

②随時調整契約

年間調整契約と異なり、需給調整の要請は、調整開始3時間前もしくは直前に需要家に通告される。電力料金の割引は、契約締結時に適用され、実際に需給調整が実施された場合は、さらに電気料金が割引かれる。

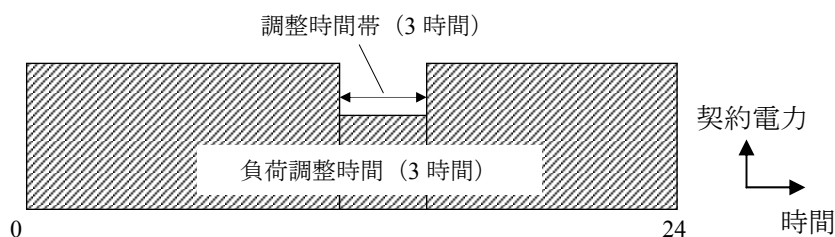


図 6.9.2 随時調整契約のモデル図

③計画調整契約

重負荷期間の特定日に、需要家が需給調整を主体的に実施し、その実績に応じて電力料金割引の適用を受ける契約である。日本では夏季が重負荷期間のため、夏季の平日が特定日とされており、この特定日へ休日あるいは工場などの生産設備の点検日をシフトすることで、一定の需給調整の実績を上げた場合のみ、需要家は料金割引の適用を受けることができる。

6. 10 電源開発に関する提言

(1) 電源開発計画策定に関する提言

- ・送電網整備計画との連携による計画策定

将来における開発地点の特定が送電網整備計画に与える影響は大きい。

CEB が策定する電力開発計画の計画精度および信頼性の向上のためには、電源開発計画と送電網整備計画との整合を取ることが重要であり、また、両計画におけるメリットが最大となるよう、検討結果のフィードバックや両計画にまたがる検討事項について共同で検討を行うなど、連携して計画策定を行うべきである。

- ・計画精度向上および課題解決のための現地調査実施の重要性

電源開発計画の策定にあたっては、多岐にわたる情報を収集・整理し、計画策定にあたっての制約条件や想定条件の設定を行う必要がある。

策定する計画の精度向上のためには、机上における検討とともに、最新かつ詳細な情報を得るための現地調査を実施することが重要である。また、これら現地調査の実施にあたり、調査計画およびその内容を充実させることにより、課題解決のための手がかりを現地に得ることも可能となるものと思われる。

この点に関して、現在 CEB が計画策定において実施している現地調査は必ずしも十分なものとは言えず、現地調査頻度、調査実施体制および調査内容の充実を図るべきである。

(2) 今後の電源開発に関する提言

- ・進行中の大規模石炭火力発電プロジェクトの早急かつ確実な実施

将来における電力系統の経済的な運用を実現するためには、大規模石炭火力発電設備の開発が必要不可欠である。過去より開発にあたっての立地問題や環境問題に関する反対運動が行われてきた経緯もあり、現在進行中の Norochcholai 石炭火力プロジェクトの成否がスリランカにおける今後の大規模石炭火力開発に与える影響は大きく、このプロジェクトを早急かつ確実に実施されるべきである。

- ・大規模石炭火力開発地点の新規発掘とプライオリティ評価

将来開発が求められる大規模石炭火力発電設備容量に対し、信頼性のある調査が実施されている開発候補地点の数が圧倒的に少ないことが問題である。開発地点の選択肢を広げ、より経済的な地点での開発を行うためにも、スリランカ全土にわたる開発候補地点の発掘調査を早期に実施し、既存調査地点を含め候補地点の開発プライオリティ評価を行うべきである。

- ・Kerawalapitiya コンバインドサイクルプロジェクトの早期実施

CEB が開発を見込んでいる Kerawalapitiya コンバインドサイクルプロジェクトは 2007 年および 2008 年における電力供給の重要な鍵を握る。プロジェクトが実施されなければ同年における需給状況は危機的なものとなり、開発工程を考慮すると、2009 年中旬の運転開始のためには、2006 年当初までに資金調達の見通しを立てなければならない。

- ・石炭火力電源開発後におけるエネルギー源多様化の重要性

将来における電源構成は石炭火力電源に強く依存したものとなる。そのため、エネルギーセキュリティの観点から、国内資源である水力および再生可能エネルギーを利用した発電設備の開発を行う必要性は高く、今後とも開発のための取り組みを継続していくべきである。

新たな燃料オプションの一つである天然ガスの導入は、エネルギー資源の多様化や負荷追従性の高いコンバインドサイクル発電設備の開発を促進するなど、メリットは多く、将来において廉価な供給が可能となれば、石炭火力導入後のエネルギー源として有望なものとなる。

- ・北部および東部地域における電源開発の必要性

北部および東部地域における 2025 年までの電力需要予測結果より、これら地方における需要は堅調に増加し、連系送電線による電力供給が困難になる可能性が高い。そのため、これら地域における安定した電力供給を行うためには、これら地域への新規電源の早期投入が必要不可欠である。

(3) 電源開発計画に携わる CEB 組織に関する提言

- ・電源開発部門 (Generation Planning Branch) の強化

本調査実施時点で、電源開発計画を策定する CEB 電源開発部門 (Generation Planning Branch) は、チーフエンジニア 1 名とスタッフ 2 名であり、すべて電気技術者である。

今後の電源開発計画の策定にあたっては、石炭火力発電所立地地点の検討、水力開発候補地点における計画レベルの向上、既設発電設備の改修・増設、および系統運用面を考慮した計画策定といった多岐にわたる検討が必要となり、特に詳細な情報収集と課題解決のための手掛かりを模索するための現地調査が重要となってくる。さらに、石炭火力電源の導入後はエネルギーセキュリティの確保のため、電力エネルギー省 (MPE) との折衝・調整も必要になってくるものと思われる。

これら作業を実施するには、現行の人員では不可能であり、確実かつ効率的な業務実施のためには少なくとも 6~7 名程度の組織となる必要がある。

また、人員の増員にあたっては、電気技術者以外の土木、機械などの技術分野のスタッフが配置されるべきである。

第7章 送電網整備計画

7. 1 最適な送電網整備計画を目指した調査および検討内容

本調査では、従来の送電網整備計画策定手法に加えて、合理的な系統構成や送変電設備の有効利用に着目したシステムコーディネーション的考え方を取り入れた。ここでの適用としては、需要想定段階での各主要変電所への将来負荷配分、すなわち送変電設備の潮流配分を、平常時の送変電設備負荷に対する容量マージンや系統故障時の系統切替マージンを最大にするように、行うものである。特に、負荷切替検討においては、送電線および変圧器の過負荷能力とスリランカ国の環境条件とを考慮した、設備の過負荷パターン（故障前後における時系列の過負荷率）を設定し用いた。

また、スリランカ電力系統に大きく影響を与えるプロジェクトとして、近い将来予定されている大規模石炭火力発電所の開発や、過去の内戦によって分断されていた北部地域との132kV連系線の再構築について、上記の手法を用いてケーススタディを実施した。特に、大規模石炭火力発電は今後のベース電源を構成する主力発電設備であり、2025年時点の総設備の約6割を占め、送電網計画に大きく影響を与えるものである。重要主需要地との位置関係も考慮し、3開発候補地点（Puttalam, Hambantota, Trincomalee）それぞれの開発量が、電源開発計画パートから示されたが、それに対し、計画的に開発が進められなかった電源偏在ケースについても考えられうる限りの代替案検討を行い、慎重に最適系統構成を検討した。

以下に、本調査における調査・検討ステップと、これに沿って調査・検討した内容、および結果について述べる。

[調査・検討ステップ]

① 電力系統の現状と将来構想の把握
◇ 拡充基準・要因の確認と、従来の長期送電網整備計画の全体像（LTTDS, Grid Code）
◇ 系統運用、および送変電設備構築に関する問題点の把握
◇ 送変電設備データ、系統運用情報の収集と分析
↓
② 主要プロジェクトの検討内容
◇ 大規模石炭火力電源開発に伴う送電対策検討（プトラム、トリンコマレ、ハンバントタ）
◇ 北部地域への電力供給比較検討（132kV送電線再構築と電源の導入との比較検討）
◇ 首都圏への電力供給対策検討（供給信頼度向上対策）
↓
③ 需要想定、電源開発計画を踏まえた、最適系統構築検討
◇ 最適系統構築の概要
↓
④ システムコーディネーション手法の適用準備
◇ 主要変電所負荷配分の見直し

◇ 過負荷パターン設定のための送変電設備仕様の調査
◇ 無効電力補償対策
◇ 新規送電設備の系統定数算出



⑤ 周囲環境に応じた送変電設備の過負荷パターンの考え方
◇ 架空送電線の過負荷パターン
◇ 地中送電線の過負荷パターン
◇ 変圧器の過負荷パターン
◇ 過負荷パターン運用にあたっての注意点



⑥ ケーススタディ
◇ プロジェクトの課題
◇ 解析・検討内容および前提条件
◇ 解析・検討結果および評価



⑦ 長期送電網整備計画
◇ 送電網整備計画（20年分）の全体像
◇ リレーシステム整備計画



⑧ 送電網計画視点による今後の調査
◇ 送電設備熱容量の見直し
◇ 老朽設備の有効活用

7. 2 電力系統の現状と将来構想の把握

7. 2. 1 拡充基準・要因の確認と、従来の長期計画の全体像

(1) 電力系統の拡充基準と拡充要因

現在、CEB¹⁴³が適用している拡充計画基準と拡充要因を、以下に示す。

① 電圧基準

表 7.2.1 電圧変動許容範囲

	許容電圧変動 (%)	
	常時	単一故障時
220kV	±5%	-10% ~ +5%
132kV	±10%	±10%
33kV	±1%	±1%

出典: LTTDS¹⁴⁴, The Grid and Distribution System Code and Standard of Sri Lanka

② 熱容量基準

送変電設備の容量（運用限度）を超過しないこと。なお、架空送電線の送電容量は、表 7.2.1 のとおり、昼間帯、夜間帯（周囲温度）によって異なるため、異なる拡充対象箇所が発生する可能性がある。

表 7.2.2 送電線の熱容量

Current Rating	ACSR				
	Tiger	Oriole	Lynx	Goat	Zebra
at 54°C Day (A)	178	199	204	244	253
Night (A)	365	432	453	658	750
at 75°C Day (A)	379	444	464	656	726
Night (A)	487	578	607	882	987

出典: LTTDS

Current Rating	XLPE Cable (mm2)	
	800	1,000
Whole Day (A)	1,006	1,115

出典: ケーブルメーカー許容電流計算書 (Olex)

なお、N-1¹⁴⁵状況下においては、emergency rating を超過しないこと。7. 6 で詳細に述べるが、送電線 (ACSR, XLPE) で 135%運用 30 分、変圧器で 125%運用 40 分が許容できる。

¹⁴³ CEB: Ceylon Electricity Board

¹⁴⁴ LTTDS: Long Term Transmission Development Studies

¹⁴⁵ N-1: State that One of Equipments is Broken

③ 安定度基準

以下の系統事故が発生しても、系統の安定性を保つことができる電力系統構成とする。

- ◇ 三相短絡故障
- ◇ 発電プラント（1 ユニット）の脱落
- ◇ 変圧器 1 台停止に伴う負荷脱落

安定度解析は、以下の 2 パターンの状況下において実施される。

表 7.2.3 安定度解析条件

Switching Sequence	Step
I. Successful Re-closing	1. t=0 故障発生 2. t=120ms, 故障除去、送電線遮断（遮断器 開） 3. t=620ms, 送電線復旧（遮断器 in）
II. Unsuccessful Re-closing	1. t=0 故障発生 2. t=120ms, 送電線遮断（遮断器 開） 3. t=620ms, 故障を残したまま送電線復旧（遮断器 in） 4. t=740ms, 送電線再遮断（遮断器 開）

④ 短絡容量基準

132kV 以下系統の変電所母線で三相短絡故障が発生した場合、下記のレベルを満たすこと。

表 7.2.4 短絡容量基準

母線電圧	架空／地中	短絡電流容量 (kA)
132kV 以上	架空線	40.0
	地中線	40.0
33kV	架空線	13.1
	地中線	16.0
11kV	地中線	20.0

⑤ 周波数基準

通常運用時、周波数は定格 50Hz±1%以内とする。（Grid Code より）。また、系統故障発生時 48.75Hz を下回る場合は Load Shedding を実施し、系統安定を保つとともに、周波数を 50Hz±1%以内まで回復する必要がある。負荷遮断のスキームについては、7.2.3 節を参照。

（２）従来の長期送電網整備計画の全体像

① 計画策定フロー

現在の計画策定フローを以下に示す。

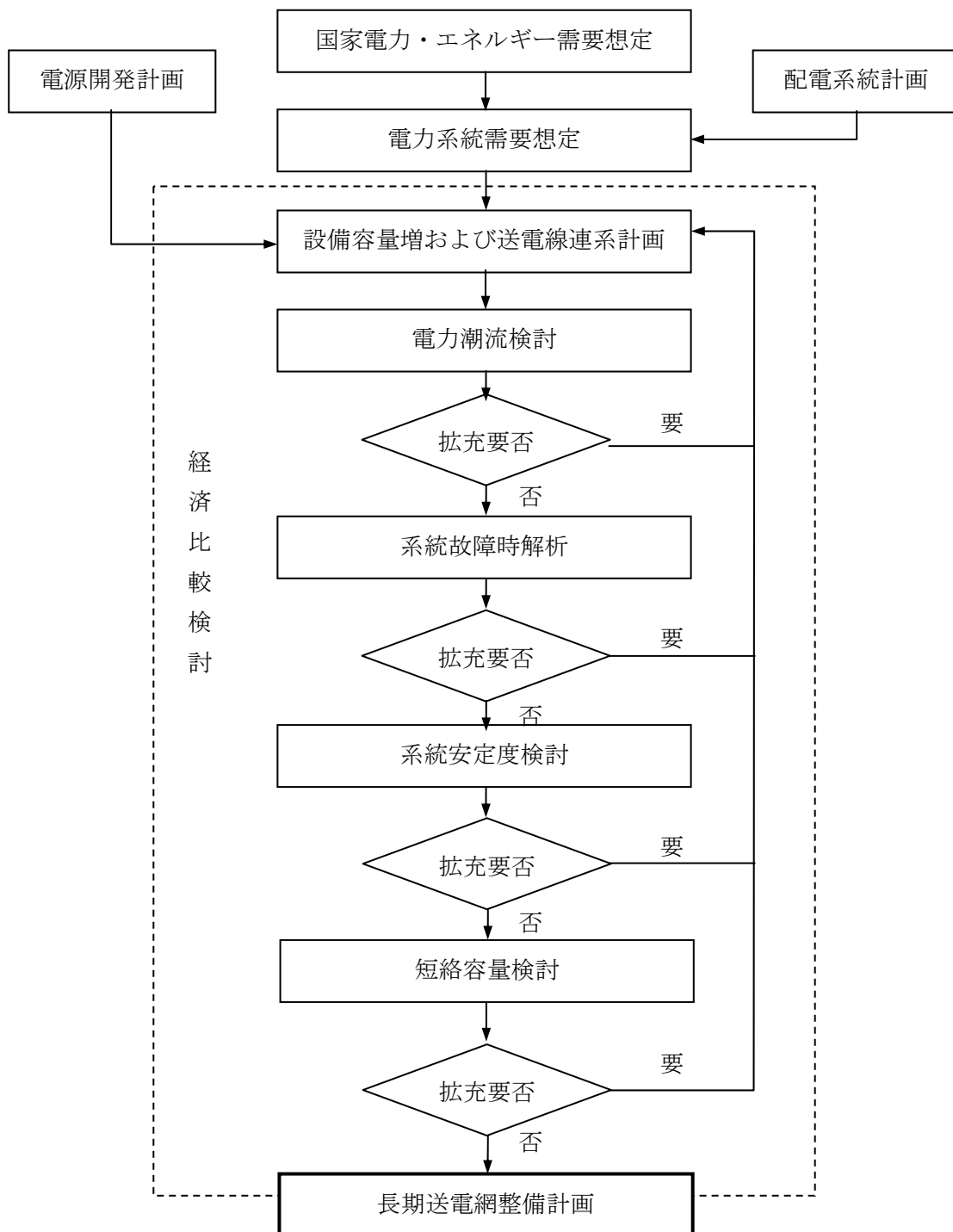


図 7.2.1 計画策定フロー（出典：LTTDS）

② 計画策定における対策箇所の特徴

現在の送電網整備計画（LTTDS）において、頻繁に対策の対象となっている箇所は、以下のとおりである。

- ◇ 東部地域 Ampara 変電所、Valachchenai 変電所の、平常時電圧低下対策
- ◇ 北部地域、220kV および 132kV 送電線 1 回線故障停止時の、Vavuniya 変電所、Kilinochchi 変電所、Chunnakam 変電所、および Trincomalee 変電所の電圧低下対策

- ◇ コロンボ首都圏における、平常時、1 回線故障時ともに、Kelaniya 変電所－Kolonnawa 変電所間、Kolonnawa 変電所－Sub E 変電所間、および Kelanitissa 変電所－Sub F 変電所間の運用限度超過対策

上述した主な箇所は、電力系統の弱点である。これを以下に図示する。

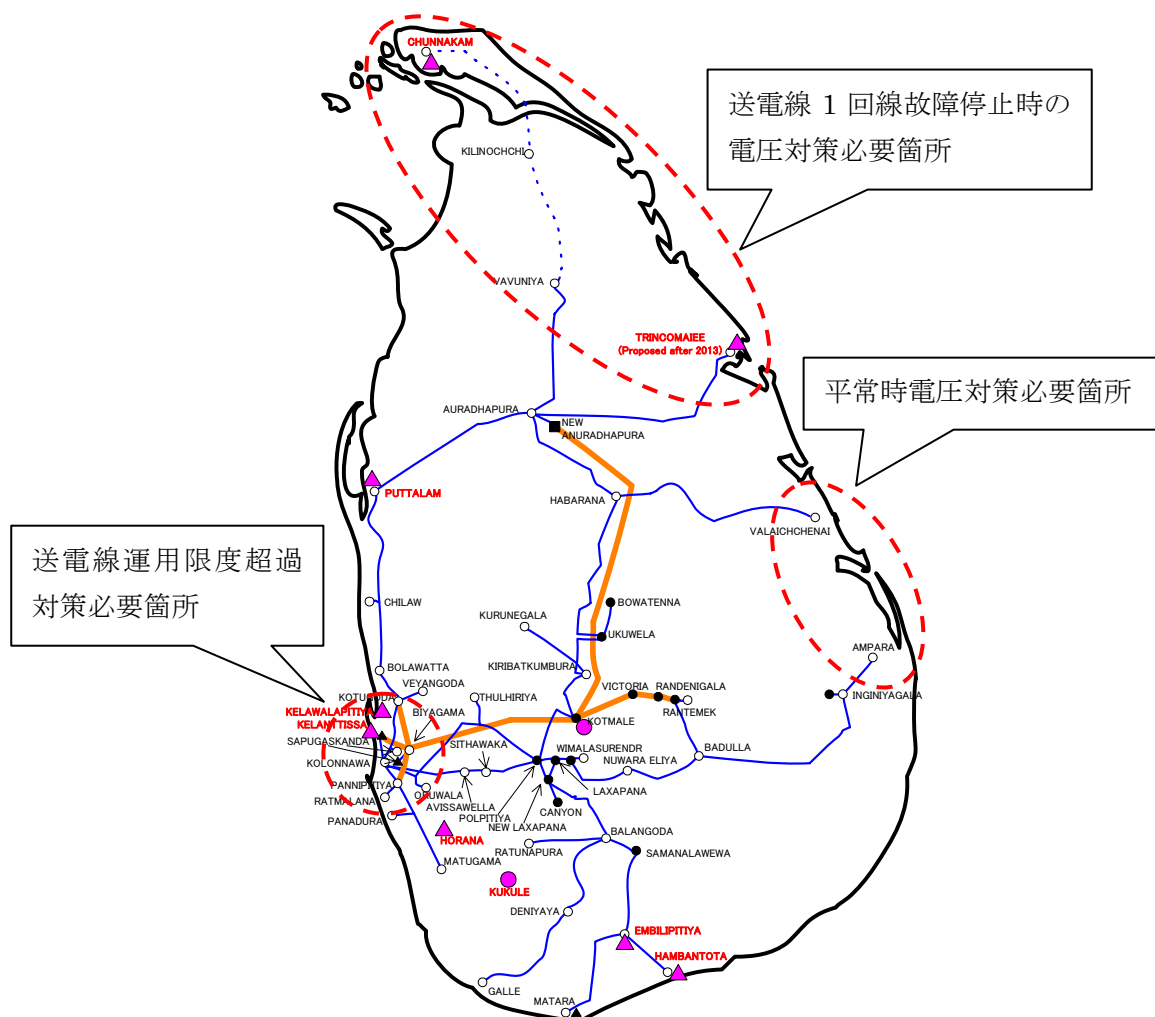


図 7.2.2 2005 年系統における問題点

③ 計画一覧表

添付 1 に、現在の送電網整備計画一覧表を示す。2007 年および 2008 年に、送変電設備の拡充が集中している。

7. 2. 2 送変電設備構築、および系統運用に関する問題点の把握

(1) 系統運用状況

現在、系統の中央部の水力電源地帯で発電した電力を、220kV 系統の Kotmale 発電所から Biyagama 変電所間、および 132kV 系統の Polipitiya 発電所～Kolonnawa 変電所間で送電しており、この送電線が重潮流となっている。この送電線において、これまで雷故障等により、スリランカ全体の大停電が年数回発生している。

具体的には、次のとおり。2004 年度の一年間で 3 回、2003 年度で 5 回、スリランカ全系統停電があった。原因としては、二つ考えられている。一つは、大規模発電機の脱落である。ピーク時において、電力需要規模の 10%の容量をもつ発電機の脱落時、また、オフピーク時において、電力需要規模の 20%の容量をもつ発電機の脱落時などで、負荷遮断スキームによって、負荷遮断されている。また、中部の Mahaweli 水系からコロンボへ電気を送電する 220kV 系統で、メンテナンスのため、片回線を停止中に落雷があり、健全回線が停止。ルート断となり、系統全体の停止となった。

(2) Kerawarapitiya 発電所の系統連系

Kerawarapitiya 発電所 (oil 焚きのガスタービンの IPP¹⁴⁶) は、CEB との電力売買契約が未だなされていない状況であるものの、発電所から系統までの送電線建設に関しては、円借款での契約が締結済みである。

(3) 北部連系線の再構築

また、北部連系に関して、Vavuniya 変電所－Kilinochchi 変電所間の送電線、および Kilinochchi 変電所－Chunnakam 変電所間の送電線は、それぞれ JBIC¹⁴⁷ローン、および KFW¹⁴⁸ローンで、2007 年建設の予定である。しかし、紛争時に仕掛けられた地雷の除去作業が必要であり、プロジェクトが順調には進捗していない状況である。プロジェクトの現状は表 7.2.5 のとおり。

表 7.2.5 北部連系プロジェクト進捗状況

	区間	Finance	状況
1	Vavuniya－Kilinochchi	JBIC	MOU ¹⁴⁹ 締結済み コンサルタント選定のための入札資料作成中 コンサルタントは Fund 国内から選定予定 建設は国際入札を予定
2	Kilinochchi－Chunnakam	KFW	MOU 締結のための CEB による審査中

(情報元：CEB)

現在北部の Jaffna 地域は、小規模のディーゼル発電機がオフグリッドで送電しているが、CEB への売電単価が CEB の電気料金の 2 倍近くとなるため、CEB は赤字となっている。このため、Jaffna に電源を投入する意向があるが、リスクと資金不足のため、踏み切れていない状況である。

¹⁴⁶ IPP: Independent Power Producer

¹⁴⁷ JBIC: Japan Bank for International Cooperation

¹⁴⁸ KFW: Kreditanstalt für Wiederaufbau

¹⁴⁹ MOU: Memorandum of Understanding

（４）大規模石炭火力電源送電対策

① Puttalam への電源誘致の場合

同地域への電源開発に伴う送電ルート Kotugoda 変電所－Kerawarapitiya 発電所－Kelanitissa 発電所間の送電線新設に関して、Kerawarapitiya 発電所から南部は、商業開発予定地域、また Kelanitissa 発電所付近は、送電線輻輳地域であるため、架空送電線建設は困難。そのため、Kerawarapitiya 発電所から Kelanitissa 発電所間は地中送電線となる。

② Hambantota への電源誘致の場合

同地域への電源開発に伴う送電ルート Hambantota－Matugama 変電所間ルートに関して、同区間には、シンハラージャ森林保護区があり、また、海岸近くは商業振興地域のため、送電線ルートは制限されるが、シンハラージャ森林保護区と、ピーク・ワイルダネス保護区・ウダ・ワラウェ国立公園の間を通過し、Padduka および Oruwara を通過して、Pannipitiya 変電所に至るルートが望ましい。なお、Pannipitiya 変電所には、新規送電線の引出口の余裕はある。

また中部地域への電力供給として考えられるルートとしては、需要の伸びが著しい Nuwara Eliya を通過し、Upperkotmale へ至るルートが有効だが、Nuwara Eliya 付近は急峻な山地であるため送電線建設は難しい。また Badulla 変電所を通過する案もあるが、同変電所付近は市街地でありかつ変電所に余敷地が無い。このため、将来建設予定の Bandarawela 変電所を基幹変電所として整備し通過するのが有効である。

③ Trincomalee への電源誘致の場合

同地域への電源開発に伴う送電ルート案 Trincomalee－Veyangoda 変電所間ルートに関して、同区間には、途中多くの観光スポットが点在しているものの、ルート確保に問題はないと考えられる。しかし、当地点の港湾は、これまで、軍港として使用されている地点であることから、検討が必要である。

（５）系統保護システム

220kV 系統の保護リレーは、電気機械式で取替を必要としているが、ベース負荷を担っている水力電源が連系している系統であるため、取替ができない状況であり、現在 7 箇所のリレーは機能していない状況である。これはリレー取替には、1 日～3 日程度送電線停止が必要であること、また、これに合わせトリップ試験が必要であるため、3 日程度の水力電源送電線停止が不可欠という不可能な現状が存在するためである。そのため、系統故障が発生すれば、広範囲に亘って故障が波及する恐れがある。

（６）SCADA¹⁵⁰システム

System Control Center と発電変電所間の通信システムが整っていない（紛争により、マイクロ鉄塔が破損しているという原因もある）。そのため、多くの場合、現場の発電変電所との間では、電話を使用して、監視・制御等の情報交換をしている。

現在、SCADA システム（SV¹⁵¹情報のみで、遠隔操作はできない）を導入しているのは、70 箇所

¹⁵⁰ SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition

¹⁵¹ SV: Super Vision

ある変電所のうち、わずか 17 変電所である。しかしながら KFW により、SCADA システム構築が進められておりコロombo市内では系統拡充に同調して光通信網が徐々に構築されている。

7. 2. 3 送変電設備データ、および系統運用情報の収集と分析

(1) ケーススタディ断面

PSS/E によるケーススタディは、昼間帯 (Day Peak)、夜間帯 (Night Peak) での検討を行っている。更に 2010 年までは雨季、乾季、それぞれの特性を考慮し、発電パターンを分けて検討を実施している。また、負荷特性は、定電力特性 (有効電力が電圧の変化に係わらず一定)。

(2) 系統定数収集及び分析

送変電及び発電設備の系統定数について、新規送電線を含めた送電線標準定数表・変圧器機器データ (CEB から提供) を使用して精査した。送変電設備についてはほとんど間違いは無く、非常にデータ整備が行き届いていると感じられた。数カ所誤りはあったが、それについては添付 2 に記載している。発電機各定数については、建設時の試験記録 (CEB から提供) を使用して精査した。その他、ガバナー・エキサイターについては CEB 図書館にも建設時のデータが存在しなかったため、PSS/E が推奨する各定数の規定値から外れていないか確認した。結果については同様に添付 3 に記載している。

(3) 送電設備容量

送電線の最高使用温度は、54℃と 75℃が採用されている。54℃の送電線は投入年次が古い線路であり、現在導入されている線路は、全て 75℃設計となっている。また、54℃設計されている送電線は、送電容量不足で近年問題になっており、その都度、75℃に許容温度の変更検討を実施している。この際、許容温度上昇に伴い、Sag 問題 (電線と地面との離隔の問題) を考慮する必要がある。

(4) 系統故障時の負荷遮断

大停電の事例で述べたように、系統故障時の負荷遮断は、周波数の低下状況に応じた 5 段階の負荷遮断設定によって、自動的に実施されている。具体的なスキームは以下のとおり。

表 7.2.6 負荷遮断スキーム

ステージ	負荷遮断周波数(Hz)	遮断時間
1	48.75	100 ms
2	48.50	500 ms
3	48.25	1 s
4 - I	48.00	1.5 s
4 - II	48.00	4 s
5	47.50	100 ms

情報元：CEB 給電制御所 (2004 年 4 月 12 日現在)

（５）系統ループ運用

ループ系統において、重潮流回避対策として、Fort 変電所－Kollupitiya 変電所間の Fort 変電所側、および、Kolonnawa 変電所－Kotugoda 変電所間の Kolonnawa 変電所側が、オープンループ運用されている。

（６）コロombo市内ケーブル系統

現在、コロombo市内に導入されているケーブルは、OF ケーブルで直接埋設式であり、今後、導入されるケーブルは、全て CV ケーブルで管路埋設式となっている。

（７）SCADA システムの導入

SCADA システム用コンピューターは２系列。現在、コロombo市内において、光通信網が構築されつつあり、北は Chillaw、南は Matugama、Horana まで整備されている。今後、系統拡充に応じて、OPGW¹⁵²や地中光ケーブルを導入する予定である。一方、Heladhanavi 発電所、Lakdhanavi 発電所、Asia Power 発電所、そして ACE Power Matara 発電所の４つの IPP において、設備整備費用不足のために、未だ SCADA システムが導入しておらず、CEB は発電状況を把握できない状況である。

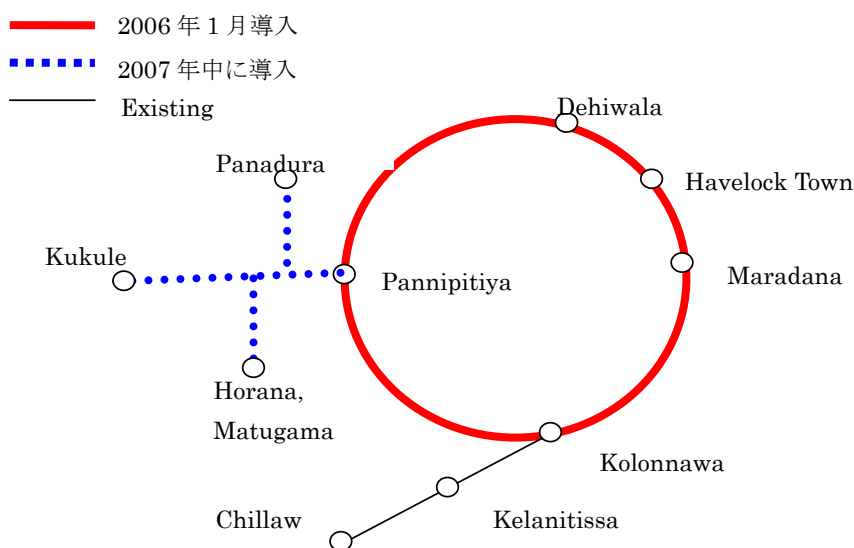


図 7.2.3 光通信網整備状況

（８）北部地域電力需給状況

北部地域の電力供給拠点である Chunnakam 変電所、および Kilinochchi 変電所は、内戦によって、本系統との連系が分断されてから、ほとんど稼動していない状況である。現在、同地域の電力供給は、２箇所の IPP、Kool Air (Kankasanturai)、Aggreko (Chunnakam)から、需要のほとんどを供給している。CEB 所有の発電所は、Chunnakam 変電所に隣接した Chunnakam 発電所であるが、非常に老朽化しており、4MW 程度の出力で、バックアップとして使用されている。また、Kilinochchi 変電所付近に 1MW のディーゼル発電機が配置されており、農業地域へ電力供給を行っている状況である。

¹⁵² OPGW: Optical Fiber Composite Aerial Ground Wire

7. 3 主要プロジェクトの検討内容

スリランカにおける送電網整備計画において、系統構成に大きく影響する大規模プロジェクトとしては、大規模石炭火力電源送電対策、分断されている北部地域への電力供給、そして、首都コロンボ地域への安定供給対策が考えられる。この三つの主要プロジェクトに関して、それぞれ検討の考え方を述べる。

7. 3. 1 大規模石炭火力電源開発に伴う送電対策検討

前述のとおり、スリランカ国では、これまでの水力電源主体から、水資源の枯渇に伴う火力電源主体への移行を喫緊の課題として取り組んでいる。この対策として、2025 年までに総計 5,100MW の大規模石炭火力発電所（単機 300MW 規模）の電源開発を必要としている。

開発地点として候補にあげられているのは、北西部の Puttalam、南部の Hambantota、そして北東部の Trincomalee の 3 地点。これら地点から、大電力消費地帯のコロンボ首都圏への送電対策を検討した。

電源送電対策の考え方を以下に示す。

大規模集中電源から発生した電力を、コロソボ首都圏へ長距離送電することは、系統安定面、安全面で得策ではない。そのため、可能な限り、電源近郊や送電線ルート沿線で、負荷供給を行うことで、より効果的な電力供給となる。これらを踏まえ、具体的にはロス低減のため上位電圧系統の可否、大規模送電線の採用可否、また負荷供給変電所の適正配置等を検討した。

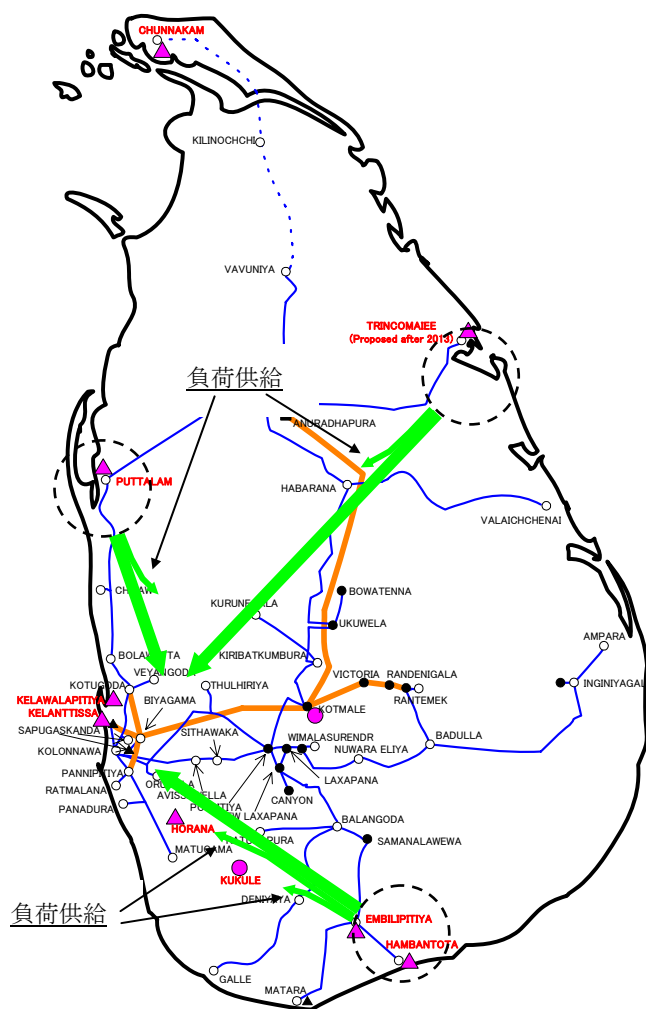


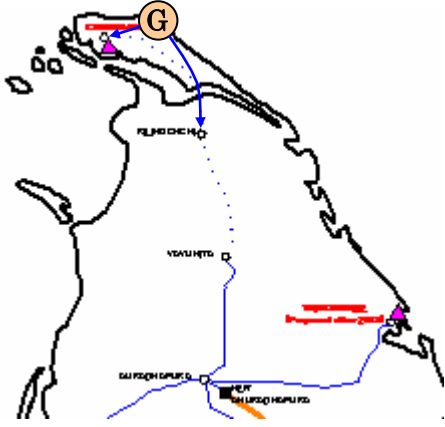
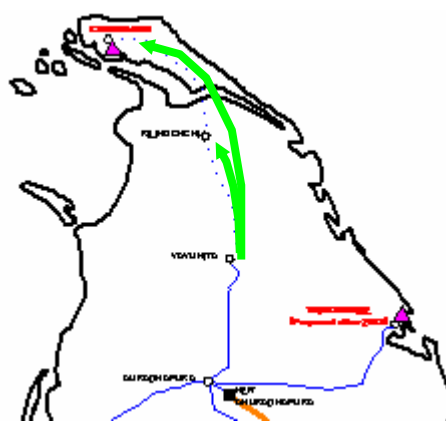
図 7.3.1 電源線構築の考え方

7. 3. 2 北部地域への電力供給比較検討

過去の内戦によって系統から分断され、電力需要に対して安定した電力供給源が乏しい状況である北部地域に安定した電力供給源を確保するため、北部地域への新規電源導入、もしくは Vavunia～Jaffna(Chunnakam)間 132kV 送電線の再構築について、比較検討する。

北部地域供給対策に関する比較検討イメージを以下に示す。

表 7.3.1 北部地域電力供給対策

新規電源導入	送電線再構築
	
<p>北部地域の今後 20 年間の電力需要を供給し得る電源を導入する。発電所から Chunnakam 変電所および Kilinochchiya 変電所へ 33kV で連系する。</p>	<p>北部地域の今後 20 年間の電力需要を供給し得る規模の送電線を構築する。Vavuniya 変電所から、Kilinochchiya 変電所および Chunnakam 変電所まで、132kV 送電線を再構築する。</p>

上記の 2 案について、経済比較、供給信頼度比較を実施し、妥当性を判断する。

7. 3. 3 首都圏への電力供給対策検討

スリランカの需要密集地であるコロンボ首都圏への電力供給は、電源地帯からの電力を、一旦 Biyagama 220/132kV 変電所に集め、首都圏の主要変電所へ配分している。このような形態では、もし、同変電所において母線故障等重大故障が発生した場合、首都圏への電力供給が途絶えるか、もしくは大きな制約が生じる。この問題を回避するため、大規模電源送電対策とともに、首都圏の電力供給を複数電源化し、更に南北双方向への柔軟な電力融通となるよう、系統構成を見直していく。以下に、現状と将来予想系統図を示す。

表 7.3.2 首都圏近郊電力網開発予想図

現在 (2005 年)	将来 (2025 年頃)
<p>Biyagama 変電所で電力が一度集約されている。コロンボ首都圏への電力供給基幹変電所が少ない。</p>	<p>首都圏への電力供給の信頼度向上と弾力性のある系統運用、また、電力需要増加が著しい首都圏周辺地域への負荷配分を目的として、既設 220kV 送電線の外側に第二外輪線を構築し、更に基幹変電所を新設する。</p>

7. 4 需要想定、電源開発計画を踏まえた、最適系統構築検討

電力系統の構築は、最新の電力需要想定と電源開発計画結果に基づいて、送変電設備に負荷する電力潮流解析を行い、その結果によって拡充是非を判断するものである。従って、各年、および各地域の電力需要予測や、電源の規模と連系箇所、および年次は、非常に重要な拡充要件となる。

7. 4. 1 最適系統構築の概要

電力系統構成は、以下の考え方を念頭において構築する必要がある。

- ◇ 電力系統の運用が容易で、電力損失が少ないこと
- ◇ 所要の供給信頼度の維持・確保により、安定した電力を供給する。
- ◇ 適正電圧を維持する。
- ◇ 発送変電設備それぞれ個体の特性を十分発揮する。

このため、州別の電力需要予測値から各主要変電所への負荷配分を行う際には、当該変電所はもちろんのこと、上位系統の送電線潮流が、平常時および単一故障時に、設備運用限度を超過しないように配慮しなければならない。

スリランカの電力系統は、7. 2. 1に示すとおり、北部、および東部地域において電圧問題が発生しやすく、また、コロンボ付近の大需要地帯において、送変電設備の運用限度超過問題が発生しやすい状況にある。これらの課題は、送変電設備の増強で対処できるが、その前に、電力潮流が、すべての設備にバランスよく配分されるよう、負荷配分や電力系統構成の見直し、さらには、設備の短時間過負荷パターンを設定し、設備の効率運用を行うことで、対処できる。

本調査では、上記の考え方を踏まえて、最適な電力系統の構築を行う。

7. 5 システムコーディネーション手法の適用準備

7. 1 で述べたように、本調査では、従来の送電網整備計画策定手法に加えて、合理的な系統構成や送変電設備の有効利用に着目したシステムコーディネーション的考え方を取り入れた。この考え方は「合理的な系統運用」や「設備の効率的有効利用」を主眼にしている。具体的には、

- ①送変電設備の利用率を高めるべく、需要想定段階での各主要変電所への最適負荷配分
 - ②系統故障時の負荷切替検討において、送電線および変圧器の過負荷能力とスリランカ国の環境条件とを考慮した、設備の過負荷パターン（故障前後における時系列の過負荷率）を設定
- 以下に、変電所負荷配分の考え方と、過負荷パターン設定の考え方について述べる。

7. 5. 1 主要変電所負荷配分の見直し

主要変電所は、負荷系統にとっては電力の供給源であり、基幹系統にとっては潮流値を決定する元となる。そのため、主要変電所の負荷配分は、系統構成を決定する上で非常に重要な作業となる。

これまでの負荷配分の考え方は、変圧器の設備容量に力率を乗じた可能出力を目安に、これを超えないように、負荷切替を行い、変電所の負荷を決めていくこととしている。しかし、この方法では、重負荷となる変電所において、1バンク故障時スリランカ国の系統運用基準を満たすことができず、反対に、軽負荷となる変電所においては、設備の非効率運用となる。このため、本調査では、最大容量変圧器1台故障時における、残された健全側変圧器の短時間過負荷を考慮するとともに、配電網布設状況を考慮しながら、可能な限り変電所に負荷をかけるよう配分を実施した。

以下に負荷配分の手順を示す。

① 州別需要想定

各州の営業エリア別の電力量と負荷率をもとに、各州の電力値が算出される。

② 州内の将来負荷配分、州内外での負荷調整

各州別に、132kV 主要変電所の変圧器容量に応じた変電所出力を決定し、単一故障時において、短時間過負荷で切替可能な負荷を配分する。

変電所における運用限度は常時（Ⅰ）、異常時（Ⅱ）を考慮し、どちらか小さい値をとる。以下に基本的な考え方及び具体例を述べる。

◇基本的な考え方

(Ⅰ) 常時：需要想定誤差等のマージン 10%を考慮した変電所可能出力合計×90%

(Ⅱ) 異常時：最大設備の故障を考慮し、健全設備容量×150%（短時間過負荷容量から決定）
いずれか小さい値が変電所運用限度。

◇具体例Ⅰ（容量の異なる変圧器の運用の場合、10MVA×2, 31.5MVA×1）

(Ⅰ) 常時： $(10 \times 2 + 31.5) \times 0.9 \times 0.95 = 44.0$ (MW)

(Ⅱ) 異常時： $10 \times 2 \times 1.5 \times 0.95 = 28.5$ (MW)

(Ⅰ)>(Ⅱ)より 28.5MW が運用限度

◇具体例 II（等しい容量の変圧器 2 台運用の場合、31.5MVA×2）

(I) 常時： $31.5 \times 2 \times 0.9 \times 0.95 = 53.8$ (MW)

(II) 異常時： $31.5 \times 1.5 \times 0.95 = 44.8$ (MW)

(I)>(II)より 44.8MW が運用限度

◇具体例 III（等しい容量の変圧器 3 台運用の場合、31.5MVA×3）

(I) 常時： $31.5 \times 3 \times 0.9 \times 0.95 = 80.7$ (MW)

(II) 異常時： $31.5 \times 2 \times 1.5 \times 0.95 = 89.7$ (MW)

(I)<(II)より 80.7MW が運用限度

ここで、設備容量の 95% を変圧器の可能出力とした。

③ 変電所新增設仮計画策定

②の負荷配分において、負荷切替を実施しても平常時運用限度を超過する変電所については、変圧器の増設（3 台まで）または、近隣地への変電所新設を構想に入れる。

④ 潮流配分調整

③の変電所新增設仮計画において実施した、既設変電所および新增設変電所への負荷配分によって、132kV 系統の潮流状況が明らかになる。ここで、もし、132kV 系統の電力潮流に偏りや運用限度超過等が発生する場合には、再度、当該系統に関係のある変電所の負荷配分を見直しすることで、上位系統においても適正に潮流がバランスする系統となる。

以上の変電所負荷配分の結果を、代表例として、添付 4「各変電所将来負荷想定切替図（2010 年、2025 年断面）」に示す。これは亀の甲と呼ばれる負荷配分図であり、負荷配分を視覚的に分かり易くとらえることができるものである。実際に CEPCO¹⁵³をはじめ多くの電力会社の系統計画に使用されている。

7. 5. 2 過負荷パターン設定のための送変電設備仕様の調査

上記 7. 5. 1 で述べた、主要変電所の負荷配分に適用する変圧器の時間対過負荷能力、すなわち過負荷パターンをつくり、これを基に、主要変電所の負荷配分を行った。過負荷パターンは、送電線（架空線、地中線）や変圧器の熱容量等の仕様と、スリランカの環境条件（周囲温度等）とを基として、短時間許容電流計算プログラムを用いて作成された。その結果、および考え方を 7. 6 で述べる。

過負荷パターンを計算するために、既設送電線（地中線は工事中）、変圧器の試験記録を入手した。

¹⁵³ CEPCO: Chubu Electric Power Company

7. 5. 3 無効電力補償対策

需要想定により各変電所の有効電力が予測される。また各変電所の無効電力は至近3年程度の力率を調査し、その値を使用して算出した。また新規変電所については安全側に見て力率0.85を採用した。7. 5. 1にもあるように、各変電所の可能出力は力率を0.95と仮定した場合の数値を採用している。各変電所の力率を0.95に保つことは、無効電力の流れによる電圧降下を減少させるだけでなく、変圧器の容量を最大限使用する意味でも重要なものである。このため、各変電所で力率0.95をみたしていない変電所には0.95を満たすのに必要な最小限の調相設備を配置する調相設備計画を立てた。表7.5.1、7.5.2にその最適調相設備計画について示す。

表 7.5.1 最適調相設備計画（2005～2020）

year	Phase modifying equipment 220kV System			Phase modifying equipment 132kV System		
	G/S	Size (MVA)	Remarks	G/S	Size (MVA)	Remarks
2005 - 2010				Ratmalana	30	Low PF
				Aniyakanda	10	Low PF
				katana	10	Low PF
				Pannipitiya	15	Low PF
				Kolonnawa New	15	Low PF
				Kosgama	15	Low PF
				Sapugaskanda	20	Low PF
				Biyagama	30	Low PF
				Veyangoda	10	Low PF
				Kurunegagala	+5 (15)	Low PF
				Madampe	15	Low PF
				Dehiwala	15	Low PF
2011 - 2015	N. Habarana (Trunk)	80	Low Voltage	Pannipitiya	+5 (20)	Low PF
				Galle	+10 (50)	Low Voltage
				Col-F	10	Low PF
				Trincomalee	20	Low Voltage
				Col-A	15	Low PF
				Col-I	15	Low PF
				Sithawakapura	10	Low PF
				Sri Ja'pura	15	Low PF
				Horana	15	Low PF
				Deniyaya	15	Low PF
				Ambalangoda	15	Low PF
				Baddegama	15	Low PF
				Aniyakanda	+10 (20)	Low PF
				katana	20	Low PF
				Kelaniya	20	Low PF
				Peligayoda	15	Low PF
				Kurunegagala	+5 (20)	Low PF
				Bolawatte	10	Low PF
				Pannala	15	Low PF
				Kuliyapitiya	15	Low PF
				Polonnawa	15	Low PF
				Ukuwela	10	Low PF
				Nuwara Eliya	10	Low PF
				Wimalasrendra	20	Low PF
2016 - 2020	Kelantissa (Trunk)	70	Low Voltage	Dehiwala	+5 (20)	Low PF
	Arangala (Trunk)	150	Low Voltage	Pannipitiya	+15 (35)	Low PF
	Ambulgama (Trunk)_1	150	Low Voltage	Kegalle	15	Low PF
	Pannipitiya (Trunk)	+50 (150)	Low Voltage	Col-E	10	Low PF
	Chilaw (Trunk)	80	Low Voltage	Kolonnawa	20	Low PF
				Kalutara	15	Low PF
				Latpandura	15	Low PF
				Deniyaya	+5 (20)	Low PF
				Baddegama	+5 (20)	Low PF
				Weligama	15	Low PF
				Balangoda	15	Low PF
				Embilipitiya	15	Low PF
				Ratnapura	15	Low PF
				Gampaha	15	Low PF
				Negombo	15	Low PF
				Dekataana	20	Low PF
				Maho	15	Low PF
				Makandura	15	Low PF
				Anuradapura	+5 (25)	Low PF
				Valachchanai	15	Low PF
				Trincomalee	+5 (25)	Low PF
				Palleke	15	Low PF
				Peligayoda	+5 (20)	Low PF
				Madampe	+5 (20)	Low PF

表 7.5.2 最適調相設備計画 (2021~2025)

year	Phase modifying equipment 220kV System			Phase modifying equipment 132kV System		
	G/S	Size (MVA)	Remarks	G/S	Size (MVA)	Remarks
2021 - 2025	Matugama (Trunk)	150	N-0, N-1	Col-E	+15 (25)	Low PF
	Biyagama (Trunk)	+20 (50)	Low Voltage	Col-F	+15 (25)	Low PF
	Chilaw (Trunk)	+130 (210)	Low PF, Vol	Kelantissa	20	Low PF
	Bandarawela (Trunk)	100	Low Voltage	Col-A	+5 (20)	Low PF
	Kelantissa (Trunk)	+30 (100)	Low Voltage	Col-I	+5 (20)	Low PF
				Col-C	15	Low PF
				Col_B	20	Low PF
				Col_K	15	Low PF
				Ratmalana	+5 (35)	Low PF
				Matugama	+5 (25)	Low PF
				Panadura	+5 (25)	Low PF
				Pannipitiya	+5 (40)	Low PF
				Kolonnawa New	+5 (20)	Low PF
				Sri Ja'pura	+5 (20)	Low PF
				Horana	+5 (20)	Low PF
				Moratuwa	20	Low PF
				Gonaduwa	20	Low PF
				Bentota	15	Low PF
				Piliyandula	20	Low PF
				Migahatenna	15	Low PF
				Puwakpitiya	20	Low PF
				Waga	20	Low PF
				Arangala	20	Low PF
				Maharagama	20	Low PF
				Deniyaya	+10 (30)	Low PF
				Hanmantota	15	Low PF
				Ambalangoda	+5 (20)	Low PF
				Dikwella	15	Low PF
				Kamburupitiya	15	Low PF
				Weligama	+5 (20)	Low PF
				Hikaduwa	20	Low PF
				Balangoda	+5 (20)	Low PF
				Embilipitiya	+5 (20)	Low PF
				Thulhiriya	+10 (20)	Low Voltage
				Kegalle	+15 (30)	Low PF, Vol
				Kotugoda	+10 (50)	Low Voltage
				Gampaha	+5 (20)	Low PF
				Negombo	+5 (20)	Low PF
				Mirigama	10	Low PF, Vol
				Badalgama	20	Low PF
				Ja-Ela	20	Low PF
				Hanwella	20	Low PF
				Ekala	15	Low PF
				Andimbalama	15	Low PF
				Kurunegala	+20 (40)	Low PF, Vol
				Pannala	+5 (20)	Low PF
				Maho	+5 (20)	Low PF
				Nattandiya	20	Low PF
				Makandura	+5 (20)	Low PF
				Kuliyapitiya	15	Low PF
				Hettipola	20	Low PF
				Anamaduwa	15	Low PF
				Chilaw	15	Low PF
				Anuradhapura	+5 (30)	Low PF
				Habarana	+5 (15)	Low PF
				Polonnaruwa	+5 (20)	Low PF
				Galenbindunnuwela	15	Low PF
				Paddirippu	20	Low PF
				Trincomalee	+10 (35)	Low PF
				Ukuwela	+10 (20)	Low PF, Vol
				Pallekele	+15 (30)	Low PF, Vol
				Naula	15	Low PF
				Kandy	30	Low PF, Vol
				Matale	20	Low PF, Vol
				Lindula	20	Low PF
				Badulla	10	Low PF

また、表 7.5.3 に新設変電所の場合における必要調相設備計算について示す。

表 7.5.3 必要調相設備算出の考え方

種類	無効電力		必要調相設備
	力率 0.85	力率 0.95	
31.5MVAx3	44.8MVAR	26.6MVAR	44.8 - 26.6 = 18.2 →20MVAR
31.5MVAx2	24.9MVAR	14.8MVAR	44.8 - 26.6 = 10.1 →15MVAR

7. 5. 4 新規送電設備の系統定数算出

スリランカは British Standard を基準として系統設備を構築している。今後 20 年間で投入予定の新規架空送電線および地中送電線の系統定数を算出し、標準送電定数表を充実化した。表 7.5.4 に既設および新規送電線の送電線定数表を示す。なお新規送電線定数算出の根拠となる標準鉄塔形状及び、地中線埋設形状は図 7.5.1 のとおり。

表 7.5.4 標準送電線定数 (100MVA Base)

No.	kV	Conductor	Bundle	Cross-Section (sqmm)	R (pu/km)	X (pu/km)	B (pu/km)	Rate A Day (MVA)	Rate B Night (MVA)	Rate C Emergency (MVA)
1	132	COYOTE ACSR 54	1	130	0.001418	0.002416	0.000469	40	80	110
		COYOTE ACSR 75		130	0.001418	0.002416	0.000469	85	110	150
2	132	TIGAR ACSR 54	1	130	0.001418	0.002382	0.000473	40	80	110
		TIGAR ACSR 75		130	0.001418	0.002382	0.000473	85	110	150
3	132	ORIOLE ACSR 54	1	166	0.001096	0.002502	0.000484	45	95	130
		ORIOLE ACSR 75		166	0.001096	0.002502	0.000484	100	130	175
4	132	LYNX ACSR 54	1	175	0.001022	0.002301	0.000487	45	100	140
		LYNX ACSR 75		175	0.001022	0.002301	0.000487	105	135	185
5	132	LYNX LL-ACSR	1	175	0.000694	0.002370	0.000481	110	150	200
6	132	Bear 75	1	260	0.000628	0.002304	0.000495	130	175	235
7	220	Bear 75	1	260	0.000226	0.000867	0.001314	220	295	395
8	132	GOAT ACSR 75	1	320	0.000597	0.002268	0.000504	150	200	270
9	132	GOAT ACSR 75	2	320	0.000298	0.001699	0.000680	300	400	540
10	220	GOAT ACSR 75	1	320	0.000215	0.000854	0.001335	250	335	450
11	220	GOAT ACSR 75	2	320	0.000107	0.000612	0.001888	500	670	900
12	132	ZEBRA ACSR 54	1	400	0.000436	0.002221	0.000520	57	170	230
		ZEBRA ACSR 75		400	0.000436	0.002221	0.000520	165	225	300
13	132	ZEBRA ACSR 54	2	400	0.000218	0.001756	0.000703	114	340	460
		ZEBRA ACSR 75		400	0.000218	0.001756	0.000703	330	450	600
14	132	ZEBRA ACSR 54	4	400	0.000109	0.001264	0.000883	171	510	690
		ZEBRA ACSR 75		400	0.000109	0.001264	0.000883	495	675	900
15	220	ZEBRA ACSR 75	1	400	0.000157	0.000800	0.001445	275	375	505
16	220	ZEBRA ACSR 75	2	400	0.000079	0.000632	0.001952	550	750	1010
17	220	ZEBRA ACSR 75	4	400	0.000039	0.000493	0.002263	1100	1500	2020
18	132	ZEBRA LL-ACSR	1	400	0.000311	0.002233	0.000512	180	260	350
19	132	ZEBRA LL-ACSR	2	400	0.000156	0.001587	0.000711	360	520	700
20	132	ZEBRA LL-ACSR	4	400	0.000077	0.001264	0.000883	720	1040	1400
21	220	ZEBRA LL-ACSR	1	400	0.000112	0.000841	0.001356	305	430	580
22	220	ZEBRA LL-ACSR	2	400	0.000056	0.000609	0.001850	610	860	1160
23	220	ZEBRA LL-ACSR	4	400	0.000028	0.000493	0.002263	1220	1720	2320
24	132	CABLE Cu	1	350	0.000124	0.000205	0.054739	60	60	60
25	132	CABLE Cu	1	500	0.000104	0.000196	0.062342	120	120	120
26	132	CABLE CV	1	500	0.000221	0.001034	0.010191	160	160	215
27	132	CABLE CV	1	800	0.000127	0.000899	0.010507	230	230	310
28	132	CABLE CV	1	1000	0.000104	0.000884	0.011335	255	255	340
29	220	CABLE CV	1	1600	0.000024	0.000304	0.034416	750	750	1010
30	220	PHEASANT ACSR 75	1	640	0.000098	0.000815	0.001401	340	495	665
31	220	PHEASANT ACSR 75	2	640	0.000049	0.000596	0.001893	680	990	1330
32	220	PHEASANT ACSR 75	4	640	0.000024	0.000486	0.002294	1360	1980	2660
33	220	PARROT ACSR 75	1	760	0.000082	0.000804	0.001422	375	555	745
34	220	PARROT ACSR 75	2	760	0.000041	0.000590	0.001911	750	1110	1490
35	220	PARROT ACSR 75	4	760	0.000021	0.000483	0.002308	1500	2220	2980
36	400	ZEBRA 75°C	2	400	0.000024	0.000218	0.005157	1000	1360	1830
37	400	ZEBRA 75°C	4	400	0.000012	0.000182	0.006092	2000	2720	3660
38	400	PHEASANT 75°C	2	640	0.000015	0.000214	0.005258	1235	1800	2415
39	400	PHEASANT 75°C	4	640	0.000007	0.000180	0.006163	2470	3600	4830
40	400	PARROT 75°C	2	760	0.000012	0.000212	0.005298	1360	2015	2705
41	400	PARROT 75°C	4	760	0.000006	0.000180	0.006193	2720	4030	5410
42										
43										

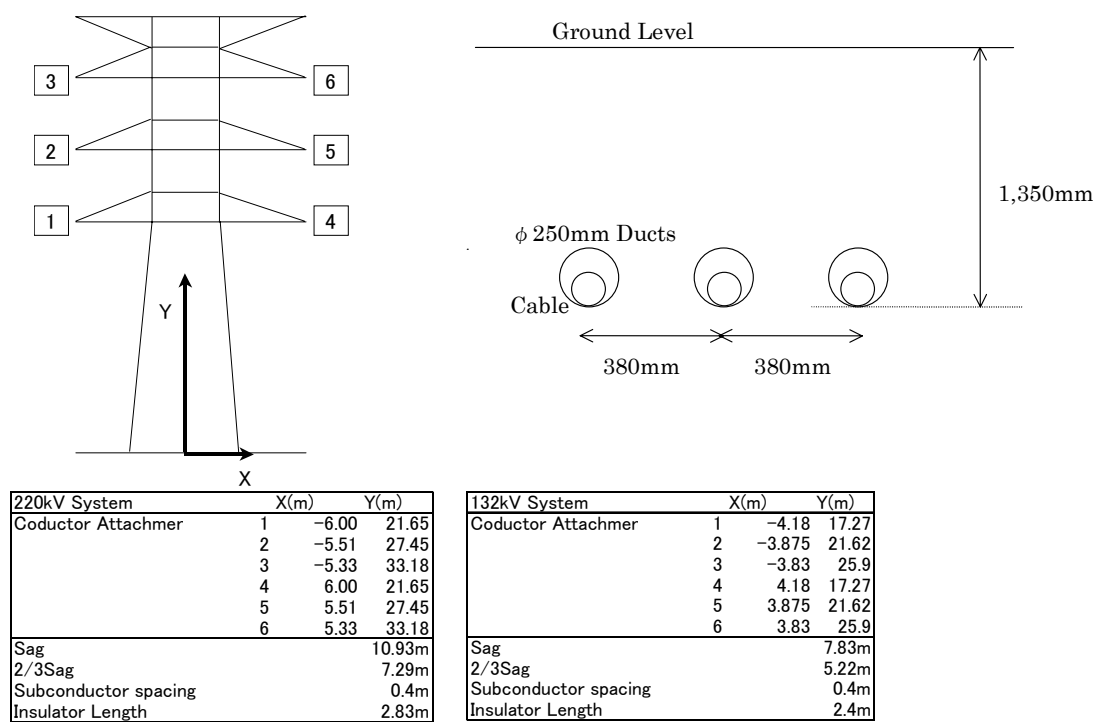


図 7.5.1 送電線定数算出用送電線構造図

7. 6 周囲環境に応じた送変電設備の過負荷パターンの考え方

送変電設備の過負荷パターン運転は、送変電設備の単一故障時の系統切替を考慮して、設備性能を最大限に活用する手法である。LTTDS では、この送変電設備の過負荷パターンを送電網整備計画に反映していないことから、本調査においては、これを適用し、設備の有効活用を織り込んだ送電網整備計画を行う。

過負荷パターン運転は、最大限の設備有効利用が図れ、短期的な設備対策として活用できる。具体的には以下に示す二項目が上げられる。

- 設備増強時期の延期
- 設備増強規模の縮小

また年 7%程度の堅調な需要の伸びが予測されるスリランカ系統において、放射状系統に代わり、ループ系統そして更にはメッシュ系統へと系統が複雑化してくることが予想され、系統切替・過負荷運用は重要度を増してくると考えられる。このため、送変電設備の過負荷パターン運転を採用することは CEB の保守運用技術向上にもつながるといえる。

7. 6. 1 架空送電線の過負荷パターン

(1) 考え方

表 7.6.1 過負荷パターン算出の考え方（架空線）

項目	前提条件
電線寿命	36 年
許容電流値制限（通常運転時） 故障時における過負荷運転時間制限	定格電流値以内 通算 400 時間まで $30 \text{ 分（故障時間）} \times 20 \text{ 回/年} \times 36 \text{ 年}$ $= 400 \text{ 時間}$ <根拠> 電線償却時、初期状態の 90%電線強度を保つこと。 （引っ張り強さが 10%劣化しても顕著な表面組織変化が認められず、構造上問題ない※1）
第一次切替までの時間	5 分以上
計算条件	周囲温度：30℃（Night Time） 35℃（Day Time） 風速：0.6m/sec 放射率：1.0 日射量：1.2W/cm ² （Day Time） 0 W/cm ² （Night Time）

※1：電気学会技術報告第 660 号

なお、実証試験から得られる電線温度は以下の通りとなる。

- 連続許容温度：90℃
- 短時間許容温度：120℃

スリランカにおける連続許容温度は 75℃であるため常時は問題ないが、故障時短時間の電線温度が 120℃を超さないこと。また 30 分以内に過負荷分を隣接系統に切替を実施し、過負荷を生じないようにすることが必要となる。次節以降のパターンは電線温度 75 度における送電容量を 100%として作成している。しかしながら図 7.6.1 に反して、常時フル稼動運用を行っている場合は、故障後 5 分以内に短時間許容温度 120℃に達するため、即切替を実施し、100%以下の潮流に落とさなければならない。

(2) 提案する過負荷パターン

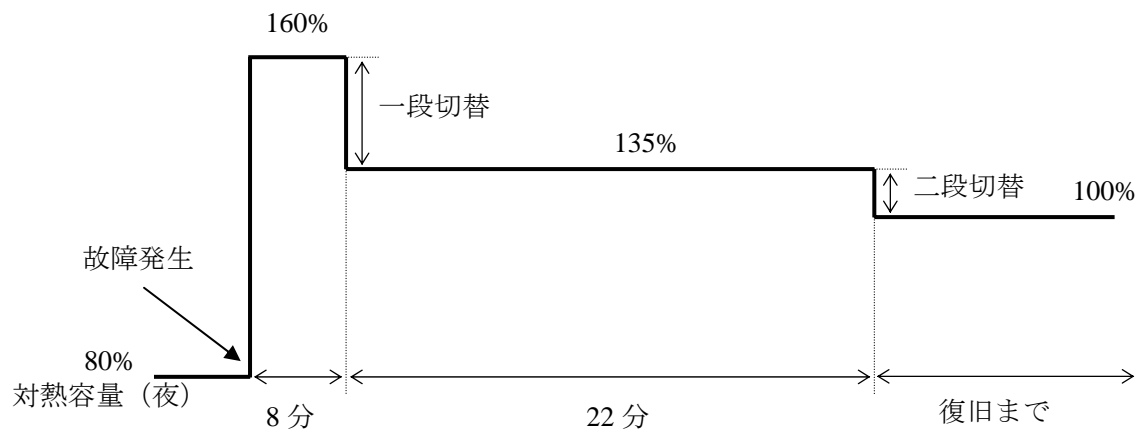


図 7.6.1 提案する過負荷パターン（架空線）

7. 6. 2 地中送電線の過負荷パターン

(1) 考え方

表 7.6.2 過負荷パターン算出の考え方（地中線）

項目	前提条件
ケーブル寿命	30 年
許容電流値制限（通常運転時） 故障時における過負荷運転時間制限	定格電流値以内 10 時間/月 まで <根拠> 運用期間中に寿命劣化が生じないこと。 （寿命劣化は許容電流値以内の運転で 2 ヶ月、故障時の短時間過負荷運転で 1.5 ヶ月であり、問題なしと判断。※1）
第一次切替までの時間	5 分以上
最終切替までの時間	8 時間以内 （ケーブル故障個所の特定に時間がかかることを考慮）
計算条件	土壌温度：30℃ 負荷率：0.8 埋設深さ：1.35m（管路） 埋設方式：管路式 土壌熱抵抗：1.2k.m/W

※ 1：電気協同研究第 53 巻第 3 号

これから、導かれる電線温度は以下の通りとなる。

- 連続許容温度：90℃
- 短時間許容温度：105℃

スリランカにおける連続許容温度は、90℃と同じであるため常時は問題ないが、故障時短時間のケーブル導体温度が 105℃を超さないこと。また 30 分以内に大半の過負荷、更に 8 時間以内に全ての過負荷を隣接系統に切替、過負荷を生じないようにすることが必要となる。しかしながら、図 7.6.2 に反して常時フル稼動運転を行っている場合は、一段切替後 20 分で 105℃に導体温度が達するため、即切替を実施し、100%以下の潮流に落とさなければならない。次節以降のパターンは電線温度 90 度における送電容量を 100%として作成している。

(2) 提案する過負荷パターン

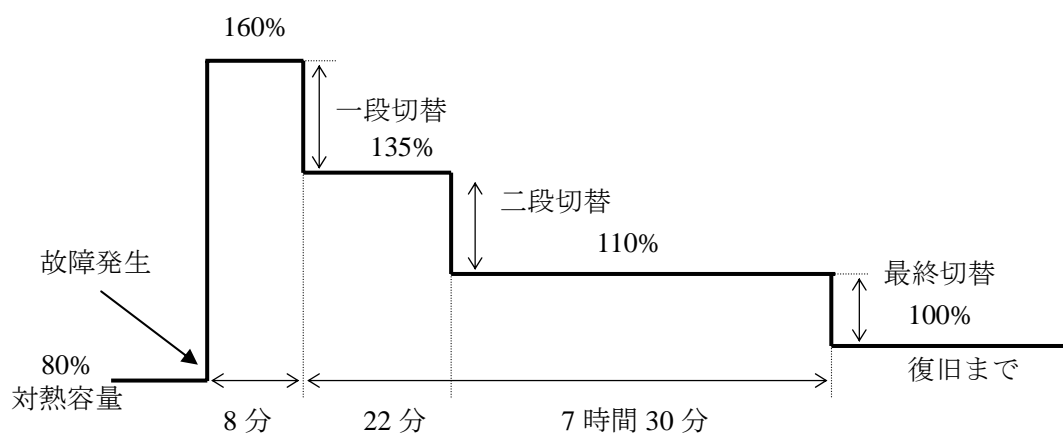


図 7.6.2 提案する過負荷パターン（地中線）

7. 6. 3 変圧器の過負荷パターン

(1) 考え方

表 7.6.3 過負荷パターン算出の考え方（変圧器）

項目	前提条件
変圧器正規寿命	30 年 周囲温度 25℃一定 定格負荷で連続使用 最高点温度 95℃
電流値制限	負荷電流は定格電流の 1.5 倍以下に制限
巻線最高点温度	150℃以下に制限
最高油温の制限	100℃以下に制限
一次切替までの時間設定	5 分以上
計算条件	最高油温度上昇：65 K 平均油温度上昇：50 K 巻線平均温度上昇：55 K 負荷損（銅損）：（変圧器規模による） 無負荷損（鉄損）：（変圧器規模による） 油時定数：2.0 油の定数：0.8 巻線の定数：油強制循環は 1.0、油自然循環は 0.8 巻線最高点温度と巻線平均温度との差： 周囲温度：32℃（日間平均温度）
判定条件	最高点温度 95℃一定で運転した場合の年間寿命損失の 1%

※ 1：油入変圧器運転指針（変圧器信頼性調査専門委員会）

なお、実証試験から得られる電線温度は以下の通りとなる。

- 連続許容温度：95℃（90%負荷一定運転で約 92℃）
- 短時間許容温度：150℃

（２）提案する過負荷パターン

◇ 2 バンク

- ・ 寿命損失：2.13 日
- ・ 最高油温度：97.8℃、 巻線最高点温度：104.7℃

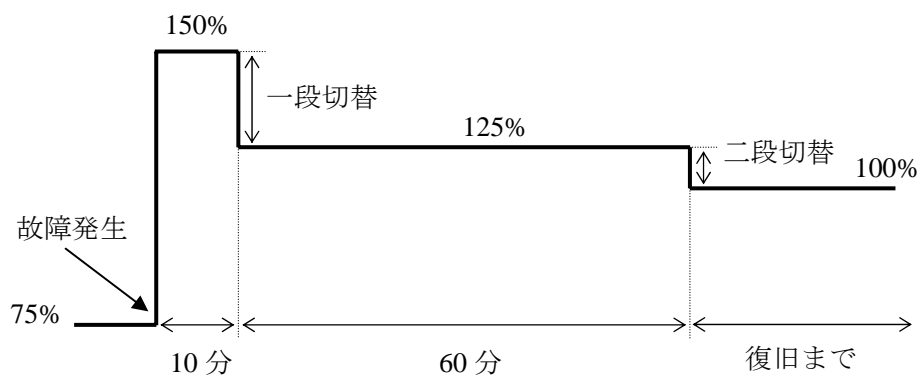


図 7.6.3 提案する過負荷パターン（2 バンク変圧器）

◇ 3 バンク

- ・ 寿命損失：2.21 日
- ・ 最高油温度：98.5℃、 巻線最高点温度：105.4℃

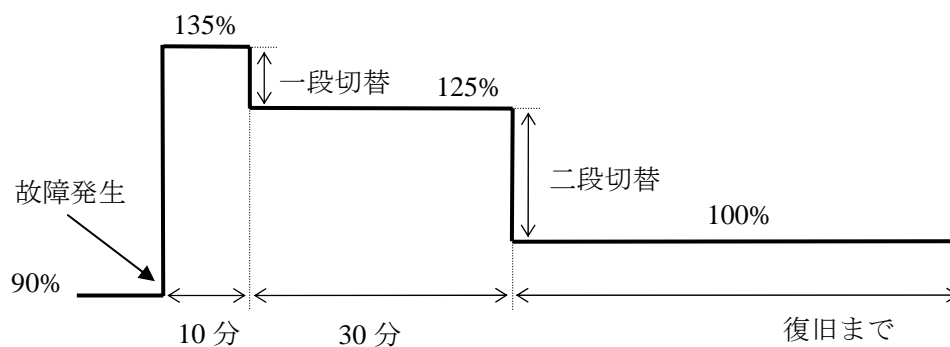


図 7.6.4 提案する過負荷パターン（3 バンク変圧器）

7. 6. 4 過負荷パターン運用にあたっての注意点

特に SCADA が整備されていない系統では電話連絡による運用となるため、系統切替に時間を要す。このため以下の 2 点について、事前に十分確認し、準備しておく必要がある。

- ✓ 系統故障時の連絡体制の確立
- ✓ 負荷切替先および切替可能量の事前検討

7. 7 ケーススタディ

7. 7. 1 プロジェクトの課題

7. 3において述べたように、電力系統構成に大きく影響するプロジェクトは、大規模火力電源開発と、それに伴う首都圏送電対策、そして、内紛によって分断されている北部地域への電力供給対策である。7. 3では、それぞれのプロジェクトにおける系統構築イメージを描いたが、ここでは、実際に系統解析検討を実施したケーススタディを示す。

7. 7. 2 解析・検討内容および前提条件

(1) 大規模石炭火力開発プロジェクトおよび首都圏供給対策

大規模石炭火力電源の送電対策検討は、前述の3地点、Puttalam、Hambamtota、Trincomaleeにおいて、下記の条件を前提とした。検討にあたっては計画通りの開発が行われない場合を考慮して一箇所に電源が集中する偏在ケース検討を行った。また需要地から一番遠く、需給バランスから考慮しても偏在が得策ではない Trincomalee については、需要に見合う電源開発とする。

表 7.7.1 大規模石炭火力電源線および首都圏供給対策前提条件

項 目	前提条件	備 考
検討対象	Puttalam、Hambamtota、Trincomalee の3地点から首都圏（大需要地帯）に向かう、各送電系統	
適用系統断面	2025 年系統	
需要断面	夜間ピーク（システムピーク）	
電源バランス	火力・水力最大	
解析項目	送変電設備過負荷状況 （平常時および N-1 故障時） 電圧 過渡安定度 短絡容量	
付随検討	首都圏供給拠点の増加検討	

(2) 北部地域電力供給対策

(ア) 連系経済比較検討

表 7.7.2 北部連系経済比較前提条件

ケース	北部での電源開発		系統連系
	CEB のみで供給	IPP をバックアップとして期待	
前提条件	投入ユニット数； N-1 を考慮しピーク時の需要をまかなうユニット数+1 供給形態； 電源投入前は IPP。電源導入後は全て CEB。	投入ユニット数； ピーク時の需要をまかなうユニット数 供給形態； 電源導入後も、20%は IPP から供給。80%は CEB で供給	線種； 2025 年需要規模をまかなえる容量を持った Lynx 回線数； N-1 を考慮し 2 回線 供給形態； 電源投入前は IPP。電源導入後は全て CEB。
	新規電源コスト； 35MW Gas Turbine 22.4M US\$ 運転コスト； CEB: 0.1270US \$ / kwh IPP: 0.1611US \$ / kwh		建設コスト； Chunnakam G/S Kilinochchi G/S Vavnia - Chunnakam: Lynx 2cct 15.4M US\$ 運転コスト； CEB: 0.0576US \$ / kwh(CEB Main Grid, 建設コスト含む) 送電ロス；考慮
	経済計算期間：20 年 Discount Rate: 10% (LTGEP ¹⁵⁴ 2003) Conversion Rate: 10.74USD / 1000LKR		

¹⁵⁴ LTGEP: Long Term Generation Expansion Plan

(イ) 系統連系を考慮した北部地域最適開発ステップ検討

表 7.7.3 北部地域最適開発ステップ検討前提条件

項 目	前提条件	備 考
検討対象	Anuradhapura 以北送電線 (既設 Anuradhapura - Vavunia 含む)	
適用系統断面	2010, 2015, 2020, 2025	
需要断面	昼間ピーク、夜間ピーク (システムピーク) システムボトム	
電源バランス	火力・水力最大	2010, 2020 年に Jaffna へ 35MW ずつ GT 追加
解析項目	送変電設備過負荷状況 (平常時および N-1 故障時) 電圧	

(3) 小水力連系検討

表 7.7.4 に示すように、Central Area を中心に現在 39 の小水力 IPP が系統に連系している。これら小水力 IPP は On-line で CEB と情報共有がなされていないため、発電状況・接続状況等を CEB が把握できていない。そればかりでなく、IPP が連系先の系統状況を把握しないまま系統接続・離脱を行っているため、系統に悪影響を与えている。

表 7.7.4 2005 年現在小水力 IPP 状況 (MW)

Number	Sites	Operation starting	Capacity	Total Capacity
1	Balangoda	31-03-1999	2.65	27.5
		01-06-2001	3.2	
		14-08-2001	4.6	
		20-5-2002	2.5	
		02-09-2002	2.3	
		24-04-2004	0.8	
		24-05-2004	8.93	
		13-06-2004	2.52	
2	Deniyaya	9-2-1998	0.76	6.35
		01-08-1998	0.78	
		10-09-2004	4.21	
		01-02-2005	0.6	
3	Kiribathkumbura	23-06-2001	1.2	9.65
		08-10-2002	1.5	
		03-06-2003	3	
		02-12-2003	1.6	
		23-11-2004	2.35	
4	Nuwara Eliya	28-03-1996	0.07	4.41
		01-08-1999	0.11	
		01-06-1999	0.2	
		21-03-2000	2.53	
		18-05-2001	1.5	
5	Ratnapura	14-08-2003	3	15.08
		15-07-2004	2	
		21-07-2004	9.9	
		26-01-2005	0.18	
6	Seethawake	15-06-1999	0.55	7.43
		20-01-2001	1.28	
		17-04-2001	0.64	
		02-12-2003	0.8	
		19-01-2004	0.75	
		13-08-2004	1.01	
		10-09-2004	0.6	
		05-04-2005	1.8	
7	Wimalsurendra	30-04-1996	0.96	5.46
		26-06-1999	2.5	
		14-06-2002	1.3	
		16-03-2004	0.6	
		18-11-2004	0.1	
Ground Total				75.88

このため、系統に与える影響を考慮しながら、小水力系統接続可能量を検討した。検討断面は 2005 年（水力最大）、2010 年（水力・火力最大）とし、小水力 IPP の力率は 0.8 とする。小水力の発電スケジュールは添付 11 を参照。また Off Peak の系統規模は Day Peak の 62% とする（2004 年 9 月日負荷曲線より）。

（４） 風力連系検討

現在 Puttalam 近郊に風力発電設備が連系される計画がある。このため系統連系可能量および系統に与えるインパクトについて検討を実施した。

原則として、風力発電の連系に伴い、特段の系統対策が生じない範囲にとどめることが現実的である。以下、表 7.7.5 に風力発電の特徴および解析ポイントについて集約する。

表 7.7.5 風力発電の特徴および解析ポイント

		内容	系統計画サイドとしての検討事項
利点		エネルギー資源が少ないスリランカには貴重な国産エネルギー バイオマス・太陽光等とならび環境に優しい	
問題点	制度	発電コストが非常に高いため、補助制度・税制上の優遇措置等の支援が必要不可欠	
	周波数変動	風力発電サイドで蓄電池・フライホイールの併設により、出力変動抑制が必要。	出力変動抑制装置考慮せず。
		周波数調整力が不足する OFF Peak 帯(23 時～6 時)に安定した一定運転を行うため、風力発電により発生した電力を蓄電できる容量が必要。 具体的な容量としては、以下が妥当。 連系風力発電定格出力 100%×7 時間	Load Shedding 開始 48.75Hz を判断基準。
	送電線容量	送電線空き容量により制限がかかる。	送電線増強・新設は考慮せず。 N-1 基準により判定

(5) 送電ロス低減対策検討

低損失電線あるいは大規模送電線採用による送電ロス削減効果を確認するため検討を実施した。検討対象は効果の大きい重潮流送電線が理想であるため、今後最初に投入予定の大規模電源 Puttalam 発電所からの基幹電源線とした。また大規模電源は Base 電源とし、Day Peak の潮流が終日一定に流れるという仮定の下検討した。表 7.7.6 に本検討の前提条件を示す。

表 7.7.6 送電ロス低減対策検討前提条件

項 目	前提条件	備 考
検討対象	Puttalam - Chilaw Zebra 4 導体 (400mm ²)	
変更対象電線	大規模サイズ電線 Parrot 4 導体 (760mm ²) 低損失電線 Zebra LL ¹⁵⁵ 4 導体 (400mm ²)	
送電線潮流	終日一定潮流 2011 to 2019: power flow of 2015 2020 to 2024: power flow of 2020 2025 to 2030: power flow of 2025	Day Peak
経済比較要素	経済計算期間：20 年 (2011 年から起算) Discount Rate: 10% (LTGEP2003) Conversion Rate: 10.74USD / 1000LKR	
建設コスト	Puttalam - Chilaw: 1,835.4MLKR ¹⁵⁶ (Zebra 4 導体 2cct) 2,571.1MLKR (Parrot 4 導体 2cct) 2,781.1MLKR (Zebra LL 4 導体 2cct)	
運転コスト	0.05760US \$ / kwh	
物価上昇	考慮せず	

¹⁵⁵ LL: Low Loss

¹⁵⁶ MLKR: Million Lankan Rupee

7. 7. 3 解析・検討結果および評価

(1) 大規模石炭火力開発プロジェクトおよび首都圏供給対策

(ア) 最も経済的な基幹送電線の開発

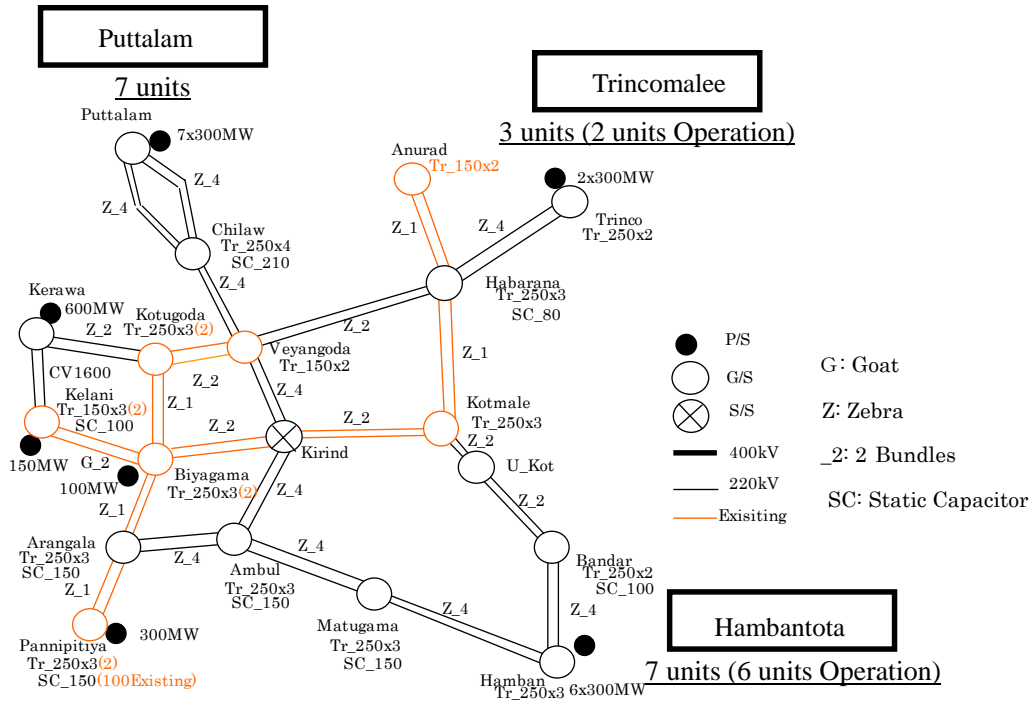


図 7.7.1 最適電源開発と基幹送電系統図（2025 年、Night Peak）

表 7.7.7 最適電源・系統開発時の基幹送電網開発コスト

(コスト単位：MLKR)

Cost		Items	Volume	Cost (MLKR)
	Lines	Chi - Vey	45.km	Zebra_4 2cct 16,434.7
		Put - Chi	140.km	
		Ham - Mat	135.6km	
		Tri - Hab	95.km	
		Ban - Ham	105.km	
		Vey - Kir	14.4km	
		Kir - Amb	22.2km	
		Ara - Amb	11.4km	
		Amb - Mat	58.2km	
		Ham - Vey	145.km	Zebra_2 2cct 4,720.8
		Kot - U_Kot	18.5km	
		U_Kot - Ban	48.km	
	Transformers	U_Kot - Ker	18.km	CV_1600mm2 2cct 2,717.6
		Ker - Kel	14.4km	
	Transformers	220 - 132 - 33 250MVA	30units	6,681.9
		220 - 132 - 33 150MVA	1units	181.4
	G/S	220kV-132kV	11places	4,168.0
	S/S	220kV	1places	369.8
	Phase Modifying Equipment (Trunk System)	SC (20MVR) Chi-210, Hab-80, Ban-100, Amb-150, Ara-150, Kel-100, Mat-150, Pan-50	49.5units	990.0
	Others			
	Total Cost			36,264.3

2025 年において、WASP¹⁵⁷計算上算出された必要石炭火力は 5,100MW(17units x 300MW)である。このうちコロomboを含む西側エリアに配置される電源は 14units である。長距離大容量送電に伴う必要無効電力補償装置を最小限に抑え、最適に開発される電源配置は表 7.7.8 から分かるように Puttalam 7units、Hambantota 7units、Trincomalee 3units である。

表 7.7.8 最適電源開発パターン比較 (2025 年 Night Peak)

候補	Puttalam	Hambantota	備考	判定
1	7units(7units 運転)	7units(6units 運転)	最適	◎
2	7units(6units 運転)	7units(7units 運転)	Matugama に追加調相設備が必要	○
3	6units(5units 運転)	8units(8units 運転)	Matugama に追加調相設備が必要	○

また、必要最小限と考えられる電圧補償装置（調相用コンデンサーと調相設備専用変圧器）の追加で南の Hambantota には 8units まで追加開発ができる。なお、その時にかかる電圧補償用装置コストは約 400MLKR である。しかしながら北の Puttalam には、電圧補償装置のみの追加では電源を追加開発できない。（詳細は添付 5 参照）

（イ）Puttalam 偏在ケース

表 7.7.9 に示すように、安定度限界のため、開閉所採用時、電源開発可能量は 300MW(1unit)しか増加しない。また、220kV よりワンランク上の 400kV 階級投入時、電源開発可能量は 600MW(2unit)しか増加しない。これに対し、開発コストは飛躍的に増大する。特に 400kV 階級の建設コストは 220kV 階級の建設コストの約 3 倍であり、飛躍的なコスト増の割には効果が少ない。これは、400kV 送電線を Puttalam から Hambantota まで第二外輪線を含めすべて構築すれば、各発電機の同期化力が強くなり、効果を発揮するが、Puttalam から Veyangoda まででは、系統全体としてとらえると効果が薄いためである。需要の伸びが著しく、より多くの電源開発が必要になった場合は、北に極端な偏在を行うよりも新規ルート構築による解決の方が望ましい。また Puttalam における 220kV 母線分割による検討も行ったが、電源開発可能量を向上させる結果は得られなかった。

¹⁵⁷ WASP: Wien Automatic System Planning Package

表 7.7.9 北 (Puttalam) 偏在開発可能量 (2025 年 Night Peak)

系統構成		開閉所追加	400kV line 導入
基幹送電線		Puttalam - N_Chilaw 間 Zebra 4 導体 2cct×2 Routes 開閉所 1 箇所×2_Routes N_Chilaw - Veyangoda 間 Zebra 4 導体 2cct×1 Route	Puttalam - N_Chilaw 間 Zebra 4 導体×1 Route 開閉所 1 箇所 Puttalam - N_Chilaw - Veyangoda 間 Zebra 4 導体 2cct×1 Route (400kV)
電 源 開 発 可 能 量	安定度	2,400MW (8units)	2,700MW (9units)
	N-1	2,400MW (8units)	3,000MW (10units)
	短絡容量	単機容量 300MW の場合において 2,700MW(短絡電流 40kA 以下) 50kA 遮断容量を持つ母線・遮断器導入で 3,000MW 以上可能	
コスト		37,600MLKR	49,200MLKR

詳細は巻末付属資料 6 参照

(ウ) Hambantota 偏在ケース

表 7.7.10 に示すように、安定度・N-1 問題のため、開閉所採用時、400kV 階級投入時ともに、電源開発可能量は 300MW(1unit)しか増加しない。これに対し、開発コストは飛躍的に増大する。需要の伸びが著しく、より多くの電源開発が必要になった場合は、北偏在ケースと同じく、南に極端な偏在を行うよりも新規ルート構築による解決の方が望ましい。また Hambantota における 220kV 母線分割による検討も行ったが、電源開発可能量を向上させる結果は得られなかった。

表 7.7.10 南 (Hambantota) 偏在開発可能量 (2025 年 Night Peak)

系統構成		開閉所追加	400kV line 導入
基幹送電線		Hambantota - Matugama 間 Zebra 4 導体 2cct×1 Route Hambantota - Bandarawela 間 Zebra 4 導体 2cct×1 Route	Hambantota - Matugama 間 Zebra 4 導体 2cct×1 Route (400kV) Hambantota - Bandarawela 間 Zebra 4 導体 2cct×1 Route 開閉所 1 箇所
電 源 開 発 可 能 量	安定度	2,700MW (9units)	2,700MW (9units)
	N-1	2,700MW (9units)	3,000MW (10units)
	短絡容量	単機容量 300MW の場合において 2,700MW(短絡電流 40kA 以下) 50kA 遮断容量を持つ母線・遮断器導入で 3,000MW 以上可能	
コスト		37,800MLKR	49,300MLKR

詳細は巻末付属資料 7 参照

(エ) 高速遮断リレー採用ケース

既存の Grid Code に規定されている故障除去時間 120msec を考慮すると、安定度の問題により、過度の偏在を行うには 400kV システム導入、あるいは開閉所の追加等の対策が必要となり、莫大な費用がかかる。この対策として、新規に導入される 220kV 基幹送電線のリレーには高速遮断可能（除去時間 100msec）なものを導入することが望ましい。リレーシステムについては 7. 8. 3 に後述するが、高速遮断といえども 100msec(5 サイクル)は他の途上国でも十分採用されているものであり、世界的に既に汎用化されたものである。このため採用にあたって、コスト増はさほど無いと思われる。表 7.7.11 に偏在可能量の比較検討結果を示す。なおここでの送電系統は、7. 7. 3. (1). (ア) に示した最も経済的に開発したものとする。

表 7.7.11 高速遮断リレー採用時の電源開発可能量

エリア	Puttalam	Hambantota
従来リレー (120msec 遮断)	2,100MW (7units)	2,400MW (8units)
高速リレー (100msec 遮断)	2,400MW N-1 問題 (Chilaw - Veyangoda)	3,000MW 短絡容量問題 (Hambantota の母線・遮断器を 50kA へ取替実施すれば更に開発可能)

詳細は巻末付属資料 8 参照

(2) 北部地域電力供給対策

(ア) 連系経済比較検討

2025 年の北部地域 (Jaffna) の Night Peak 需要は約 70MW、Kilinochchi 以北で考えても 90MW 程度であり非常に少ない。このため熱容量で考慮すると lynx (135MVA: Night Time) で十分である。これを基に経済比較を実施すると表 7.7.12 のとおりとなる。

表 7.7.12 北部連系経済比較結果

ケース	北部での電源開発		系統連系
	CEB のみで供給	IPP をバックアップとして期待	
結果	現在価値(P.V) ; 230.0 M US \$	P.V ; 221.5 M US \$	P.V ; 117.5 M US \$
	初期電源建設投資が大きい。	若干初期投資は抑えられるが、運転費用が高い	初期投資、運転費用ともに抑えられる。
	△	△	○

結果詳細については巻末付属資料 9 として掲載。

(イ) 系統連系を考慮した北部地域最適開発ステップ検討

北部地域単独の開発は、前節での結果から明らかなように不経済である。しかしながら、送電距離が約 200 km (Anuradhapura - Chunnakam) と非常に長いことによる、電圧安定性による送電限界の問題から、北部地域の需要が伸びてくると電力送電が厳しくなる。これは式 7.1 に示したとおり、送電線が長くなるとリアクタンスが大きくなり安定送電電力 P_{max} が減少するためである。

$$P_{max} = \frac{V_s \times V_r}{X} \sin 90 = \frac{V_s \times V_r}{X} \quad \dots \text{式 7.1}$$

V_s : Voltage of Sending End, V_r : Voltage of Receiving End, X : Reactance

これを解消するには、

V_s , V_r を増加させる → 上位電圧階級の導入

X を減少させる → 複導体 (Lynx_2, Lynx_4) あるいは複導体の導体間隔拡張が考えられるが、いずれにしても送電線建設コストが飛躍的に増加する。このため、発電・送電双方のトータル開発コストを考えるとこの案は望ましくない。このため WASP 計算により示された小規模の Peak 対応電源を、北部地域の需要増加に対応して配置していくことで、電源開発を含めた最適開発ステップを検討した。図 7.7.2～7.7.5 に検討結果の最適開発ステップを示す。2025 年において、コスト的には Kilinochchi への引き込みは T 分岐が有効であるが、リレー設定が煩雑になるため、近年 CEB は T 分岐を採用しない傾向にある。この場合、 π 引き込みとすることで対応可能。

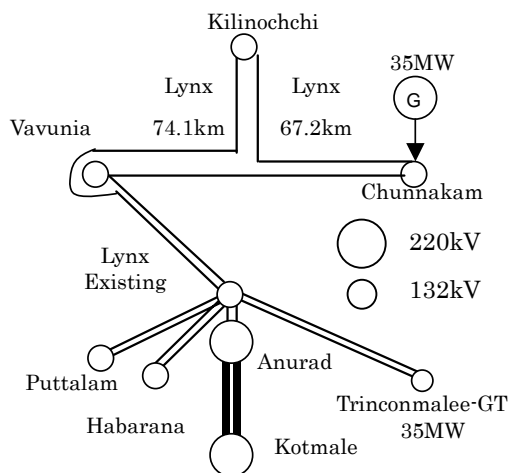


図 7.7.2 2010 年北部地域系統図

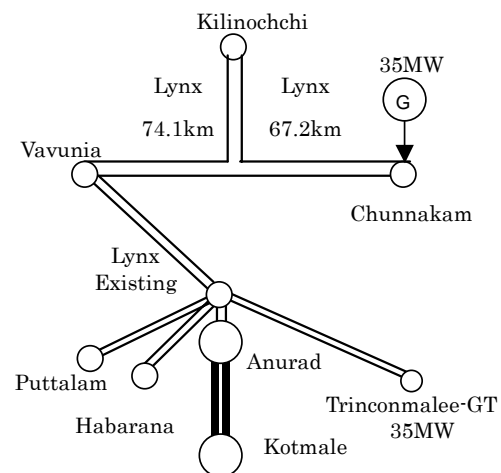


図 7.7.3 2015 年北部地域系統図

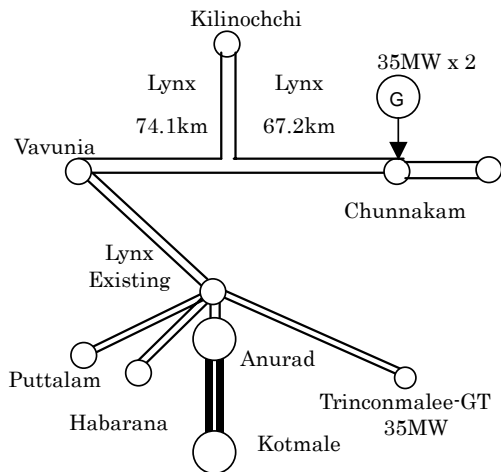


図 7.7.4 2020 年北部地域系統図

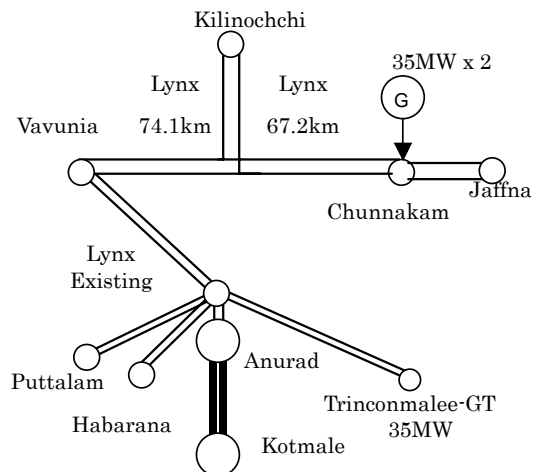


図 7.7.5 2025 年北部地域系統図

詳細は巻末付属資料 10 参照

(3) 小水力連系検討

小水力 IPP が系統に連系することで問題となる点は、連系ポイント周辺の系統が系統連系時また、系統離脱時において、過負荷・電圧変動・周波数変動が発生することである。ここでは過負荷・電圧変動・周波数変動について精査した。

表 7.7.13 に 2005 年における小水力連系による開発可能量を示す。表の値は、既存の小水力設備以外で、どれだけ系統連系できるか調べたものである。周波数については 2005 年現在最大である Balangoda 変電所に連系している小水力 IPP が脱落した場合の変動量を示す。これから明らかにように、Night Time では連系余力があるが、Day Time においては送電線の送電容量が減少するため、連系制限が発生する。特に N-1 状況を考慮すると、現在連系している IPP 以外の開発は送電網の改良無くしては不可能である。具体的には有効電力 61MW のうち 43MW は制限されるべきである。

表 7.7.13 小水力連系による開発可能量 (2005 年現在)

区分		Day Time	Night Time
追加小水力 連系前			
電源 開発 可能 量	定常状 態	44MW (Polpitiya - Kosgama)	309MW (Wimalasuredura Tr)
	N-1	0(-43)MW (Polpitiya - Thulhiriya)	199MW (Wimalasuredura Tr)
	周波数	49.52Hz (問題なし) Off Peak 49.17Hz (Load shedding 無し。問題なし)	49.66Hz (問題なし)

詳細は巻末付属資料 11 参照

表 7.7.14 に 2010 年における小水力連系による開発可能量を示す。表の値は、既存の小水力設備以外で、どれだけ系統連系できるか調べたものである。周波数については 2005 年現在最大である Balangoda 変電所に連系している小水力 IPP が脱落した場合の変動量を示す。Night Time では 2005 年同様連系余力があるが、Day Time においては、連系制限が発生する。特に N-1 状況を考慮すると、現在連系している IPP 以外の開発は送電網の改良無くしては不可能である。具体的には有効電力 61MW のうち 84MW、つまり現存する IPP 全てが、全く連系出来ないという状況である。

ここまでは、N-1 状態を考慮して連系量を評価してきたが、N-0 状態においては、当然送電空き容量は十分ある。つまり N-1 時の系統保護の電制¹⁵⁸装置を全ての水力 IPP に整備していくことで CEB の送電設備を最大限有効活用可能である。この場合、電制設備設置費用と水力 IPP からの安価な電力購入による利益を長期的な経済比較により評価することとなる。

表 7.7.14 小水力連系による開発可能量 (2010 年)

区分		Day Time	Night Time
追加小水力 連系前			
電源 開発 可能 量	定常状 態	13MW (Polpitiya - Kosgama)	487MW (Balangoda Tr)
	N-1	0(-84)MW (Polpitiya - Kosgama)	266MW (Balangoda Tr)
	周波数	49.66Hz (問題なし) Off Peak 49.46Hz (Load shedding 無し。問題なし)	49.76Hz (問題なし)

詳細は巻末付属資料 11 参照

その他、高調波・電圧変動の問題については、基本的に、連系時において問題が発生するか計算し、問題がある場合は連系申込者 (IPP あるいはお客さま) 側の問題として対応していただくべきである。添付 12 に今後、スリランカの制度構築に際し参考となるべく、日本における対応事例を示す。

(4) 風力連系検討

風力 IPP が系統に連系することで問題となる点は、連系ポイント周辺の系統が系統連系時また、系統離脱時において、過負荷・電圧変動・周波数変動・高調波等が発生することである。ここでは過負荷・電圧変動・周波数変動について精査した。

表 7.7.15 に 2005 年における風力連系による開発可能量を示す。周波数については、連系した風力発電設備が急速な風の変化で全て脱落した場合の変動量を示す。これから明らかなように、Puttalam 近郊の送電線は若干の空き容量があるため、ある程度の連系は可能である。連系制限として一番厳しくなるのは、Off Peak の周波数低下であり、それから求まる開発限界値は 41MW である。

¹⁵⁸ 電制：発電制御 (Generation Control)

表 7.7.15 風力連系による開発可能量 (2005 年現在)

区分		Day Time	Night Time
系統図			
電源 開 発 可 能 量	N-1	55MW (Puttalam - Madampe_T - Bolawatta_T - Kotugoda)	210MW (Puttalam - Madampe_T - Bolawatta_T - Kotugoda)
	周波数	49.04Hz (Load shedding 無し)	47.46Hz (Load shedding あり) 100MW (Load shedding が起きない限界値)
		Off Peak 41MW (Load shedding が起きない限界値)	

詳細は巻末付属資料 13 参照

(5) 送電ロス低減対策検討

スリランカにおいては、Night Peak と System Bottom で 2 倍もの需要容量の差があるため、ベースロード用の電源といえども、出力変動を余儀なくされることが予想される。ここでは煩雑な計算を簡略化し、Night Peak の約 70% の潮流 (Day Peak 相当) が終日流れるものとして経済比較した。検討結果を表 7.7.16 に示す。

表 7.7.16 送電ロス低減対策検討結果

	通常 Zebra (M US\$)	低損失 Zebra (M US\$)	Parrot (M US\$)
Puttalam - Chilaw: 70km 2 回線 建設コスト (増加分)	19.7	29.9 (10.2)	27.6 (7.9)
送電ロス削減分		6.1	9.7
計		-4.1	1.8

詳細は巻末付属資料 14 参照

(表中数値: 現在価値換算)

この前提では、Parrot の採用において、初期投資は大きいロス分の削減により投資の回収が見込めることが分かった。しかしながら前提条件に記載しているとおり、5 年分を同じ潮流で評価していること、潮流をロードカーブではなく、終日同一値 (Day Peak 値) で評価していること等、概略計算であることから、採用にあたっては発電スケジュールを十分考慮して、詳細に検討する必要がある。特に、計画通りの開発が行われず、Puttalam への短期間での開発が集中するケースなど、

開発スケジュールの前提条件が異なると、大きく結果が変わってくるため注意が必要である。

今回の検討結果では低損失電線 Zebra は十分な効果が得られなかったが、低損失電線は電線外径が、既存の Zebra 電線と同じであり、かつ導体抵抗が 70%程度と小さく、更に送電容量も向上する。この特性を生かすと、潮流の少ない開発当初は Zebra を採用し、開発が十分に進んだ段階で、低損失 Zebra にすることで既設鉄塔を有効利用しつつ、送電ロスの抑制が図れコストダウンが見込まれる。これも同じく採用及び採用時期については発電スケジュールを十分考慮して詳細に検討を行う必要がある。

(6) 電源単機脱落周波数変動検討

(ア) 系統周波数特性定数調査

2005 年現在、スリランカ系統規模は Night Peak (System Peak): 1,700MW、Day Peak: 1,200MW、System Bottom: 700MW である。これに対し、最大の発電単機容量は Kelanitissa コンバインドサイクルの 165MW であり、System Bottom に対する率は 20%以上を占め、非常に大きい。これ以外にも系統規模に比べ非常に大きい単機容量を持つ発電設備が多く、発電機脱落による著しい周波数低下が起きているケースが非常に多い。前述したとおり、5 つの Load Shedding のスキームがあり、これにより周波数低下を抑えているが、需給バランス制御が難しく系統全停となるケースも年に数回発生している。

本調査では CEB 給電制御所から、電源脱落に伴う周波数低下（故障データ）を 30 点以上入手し、系統周波数特性定数” K”を導いた。なお故障データ収集の際は系統の特性を正確に把握するために、Load shedding を実施しているもの・不確かなデータは全て排除した。

$$K(\%MW/Hz) = \frac{dp/p}{df} \quad \dots \text{式 7.2}$$

dp: outage capacity (MW), p: demand (MW) at outage, df: maximum frequency drop at outage (Hz)

K は系統の強さを示しており、周波数が 1 Hz 下がった時の電源脱落率を示している。K が大きいほど電源脱落に対する周波数変動が少ないことになる。この K 値を用いることにより、今後導入が予定されている 300MW 級の大型火力発電設備の系統へのインパクトを評価することが可能となる。

K は式 7.3 に示すとおり発電機と負荷によって変化する。負荷特性でみると、夜間は大半が電灯負荷であるのに対し、昼間は工場負荷等もあるため、負荷の種類が変化する。しかし、スリランカの産業規模が大きいこと、また負荷特性定数は発電機特性定数の 1/3 程度であることから、K は負荷によりさほど影響を受けないと思われる。次に、発電機特性でみると、式 7.4 に示したとおり、速度調停率によって差が出てくる。速度調停率は火力と水力では火力の方が大きく、このため火力と水力の発電比率が夜間と昼間で異なると差が出てくる。

これらのことから、K が時間帯により変化する可能性があることを考慮し、時間帯別に系統周波数特性定数の分析を行った。表 7.7.17 にスリランカにおける系統周波数特性定数解析結果を示す。また図 7.7.6 に終日の系統周波数特性定数解析結果グラフ(最小二乗法により最適化)を示す。

表 7.7.17 系統周波数特性定数解析結果

区分	Day Peak 帯 (6～18)	Night Peak 帯 (18～23)	Off Peak 帯 (23～6)	終日
系統周波数特性定数K (%MW/H z)	4.68	4.41	5.84	4.75

詳細は巻末付属資料 15 参照

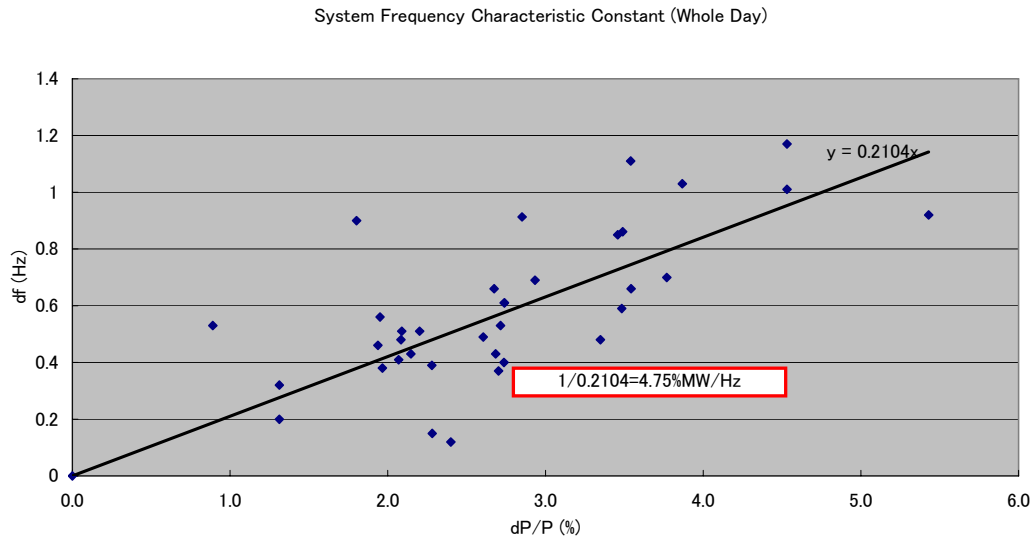


図 7.7.6 系統周波数特性定数（終日）

$$K(\%MW/Hz) = K_G + K_L \quad \dots \text{式 7.3}$$

$$K_G = \frac{100 \times 100}{\varepsilon \times F_N} \quad \dots \text{式 7.4}$$

KG: 発電機特性定数 (%MW/Hz), KL: 負荷特性定数 (%MW/Hz), ε :速度調停率, FN: 定格周波数

夜間と昼間ではK値に大きな違いは無かった。また Off Peak 帯における値が他のデータに比較して大きい、この最大の原因は測定点数が僅かに 4 点しかなく、データとして信頼性が乏しいためである。今後更にデータを収集し検証していく必要がある。

(イ) 単機脱落による周波数変動検討

ここでは、終日の系統周波数特性定数 4.75%MW/Hz を用いて、大型火力単機脱落時の周波数変動を評価した。Load Shedding は経営上、また系統安定性上も好ましくない、周波数下限値を Load Shedding が開始される 48.75Hz として考えると、投入可能単機容量は式 7.5 で表される。

$$CAP_{accept} (MW) = K (\%MW/Hz) \times 1.25 (Hz) \times \text{Day Peak Demand} (MW) \quad \dots \text{式 7.5}$$

周波数変動問題で一番厳しいのは、需要が一番小さくなる Off Peak であるため、この断面での評価が必要となる。表 7.7.18 に計算条件を示す。

表 7.7.18 周波数変動検討条件

項 目	前提条件	備 考
検討対象	2005～2025	1 年毎
需要断面	昼間 Peak (Off Peak)	
単機容量	300MW (180MW)	Heat Rate は定格の 60%以下の運転で急激に劣化する。定格の 60%運転で 96%の Heat Rate を確保できるため、180MW を許容範囲とする

表 7.7.19 に Off Peak を対象とした検討結果を示す。これから明らかなように、2025 年においても 300MW のユニットが導入できるかどうかは微妙である。

表 7.7.19 300MW 投入可能年次検討 (Off Peak ベース)

(Unit : MW)

	Year														
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Night Peak	2,606	2,800	3,010	3,235	3,476	3,736	4,016	4,318	4,642	4,989	5,364	5,767	6,202	6,670	7,174
Day Peak	1,846	1,982	2,128	2,284	2,453	2,634	2,829	3,038	3,263	3,503	3,763	4,043	4,344	4,668	5,017
Off Peak	1,145	1,229	1,319	1,416	1,521	1,633	1,754	1,883	2,023	2,172	2,333	2,507	2,693	2,894	3,110
Acceptable Outage Capacity	68	73	78	84	90	97	104	112	120	129	139	149	160	172	185

さて、Kelanitissa コンバインドサイクルの 165MW に代表されるように、既に現時点でも Off Peak に対しては許容値を満たしていない。このような現状において、新規に投入される火力発電設備のみに制限をかけるのはおかしい。

ここで各時間帯の特徴を整理すると表 7.7.20 のとおりとなる。スリランカ全体でみると負荷カーブは点灯ピーク形態をしているが、産業が集中するコロンボの負荷カーブは昼間ピークとなっている。これは需要の中心であるコロンボの産業発展が著しいためである。これに対し、夜間は主に家庭用点灯負荷である。

継続的な産業発展のためにも、昼間帯の負荷は Load shedding されことなく保護される必要がある。これに対し、CEB とも十分議論を行ったが、深夜から早朝にかけての Off Peak 帯の負荷については、従来通り Load shedding により系統を保護していくことが、スリランカにおける系統の現状から熟考すると、一番良い選択であると思われる。

表 7.7.20 各時間帯の負荷の特性

検討対象	ピーク発生時間帯	負荷の種類
コロンボ及びコロンボ近郊	昼間 Peak	工場・産業・オフィスによる負荷が多い
その他エリア	夜間 Peak	大半は家庭用の点灯負荷

この昼間 Peak 帯の負荷をベースに、投入可能単機容量を計算した結果を表 7.7.21 に示す。2018 年以降に 300MW の導入が可能となる。しかしながら当面フル運転は抑え、2022 年以降 80%運転、2025 年頃フル運転が可能となる。

表 7.7.21 300MW 投入可能年次検討 (Day Peak ベース)

	(Unit : MW)														
	Year														
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Night Peak	2,606	2,800	3,010	3,235	3,476	3,736	4,016	4,318	4,642	4,989	5,364	5,767	6,202	6,670	7,174
Day Peak	1,846	1,982	2,128	2,284	2,453	2,634	2,829	3,038	3,263	3,503	3,763	4,043	4,344	4,668	5,017
Acceptable Outage Capacity	110	118	126	136	146	156	168	180	194	208	223	240	258	277	298

Acceptable

現在 300MW の電源が投入予定である 2011 年から 2017 年の投入電源単機容量については以下の二つの選択肢がある。

表 7.7.22 2011 年以降 2017 年までの電源単機容量

No.	選択肢	コスト	系統へ与える影響	進捗状況
1	150MW x 2 へ 分割して投入	2 に比べ 1unit あたり 17% 建設コスト Up (2030 年までのトータルコ ストでは 4.8%Up)	既設大型電源による周波 数低下問題は残る	
2	Load shedding を併用し、 300MW を投入	安価	フル運転は難しい。 Load shedding のスキ ーム・量について再考が必要	300MW の石炭火力 電源として FS,DD 伴に実施済み

最後に、2005 年現在、Victoria など限られた設備でのみガバナフリー運転を行っているが、今後、大容量のガバナフリーを備えた大型石炭火力発電設備が投入されると、周波数低下に対する耐性が期待でき、系統周波数特性定数も改善されてくると思われる。今回の調査にとどまらず、特に大型電源が投入された後は、系統周波数特性定数を引き続き調査し、その結果を将来の発電単機容量の決定に反映していくことが重要である。

(ウ) 大規模電源投入後の周波数変動（考察）

周波数が変動した場合のガバナフリー運転している発電機出力の変化は、速度調停率 ε および発電機定格容量 P_m によって式 7.6 のように表される。

$$\Delta P_m[pu] = \frac{\Delta f[pu]}{\varepsilon[pu]} \quad \dots \text{式 7.6}$$

また、並列に発電機が連系している場合は、式 7.7 と表される。

$$\Delta f[pu] = \varepsilon_1[pu] \times \Delta P_1[pu] = \varepsilon_1[pu] \times \frac{\Delta P_1}{P_{1n}} = \varepsilon_2[pu] \times \Delta P_2[pu] = \varepsilon_2[pu] \times \frac{\Delta P_2}{P_{2n}}$$

$$\Delta P_m[pu] = \Delta P_1[pu] + \Delta P_2[pu] = \left(\frac{\Delta P_{1n}}{\varepsilon_1[pu]} + \frac{\Delta P_{2n}}{\varepsilon_2[pu]} \right) \times \Delta f[pu]$$

$$\Delta P_1 = \frac{P_{1n} \times \Delta f[pu]}{\varepsilon_1[pu]} = \left(\frac{\frac{P_{1n}}{\varepsilon_1[pu]}}{\frac{P_{1n}}{\varepsilon_1[pu]} + \frac{P_{2n}}{\varepsilon_2[pu]}} \right) \times \Delta P_m \quad \dots \text{式 7.7}$$

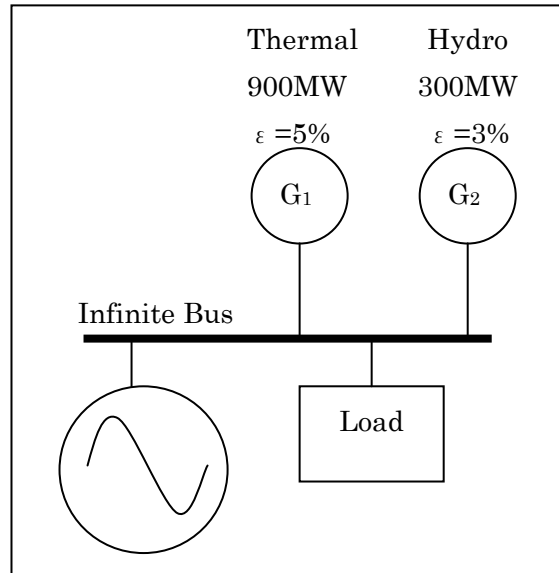
ここでこの現象を具体的に把握するため、簡単な事例で検討してみることとする。

ガバナフリー運転している水力 300MW（速度調停率 3%、既設水力をイメージ）と石炭火力 900MW（速度調停率 5%、新規投入火力をイメージ）が並列されている系統において、

その他電源が 100MW 脱落した場合の各発電機の出力変動は、以下のとおりとなる。

$$\Delta P_1 = \left(\frac{\frac{900}{0.05}}{\frac{900}{0.05} + \frac{300}{0.03}} \right) \times 100 = 64.3MW$$

$$\Delta P_2 = \left(\frac{\frac{300}{0.03}}{\frac{900}{0.05} + \frac{300}{0.03}} \right) \times 100 = 35.7MW$$



これから明らかなように、電源脱落に伴う発電分担は発電機の容量に比例し、速度調停率に反比例する。新規に導入される火力電源は、速度調停率的には水力に劣るが、絶対量が大きいため十分に効果を発揮し、系統周波数特性定数の向上に寄与すると考えられる。

(7) 小型ディーゼル発電機によるカスケードトリッピング問題

(ア) スリランカにおける現状

2005 年現在の Sri Lanka 系統において、最大 165MW のコンバインドサイクル発電をはじめ、単機容量 10MW 以下の小型ディーゼルガスタービンも多数連系している。最大需要規模約 1,700MW (Night Peak) を考慮すると、このような大型ユニットが脱落した場合、Load Shedding は避けられず、また Load shedding を併用した場合でも 48Hz 程度まで周波数が低下する場合は年に数件は発生している。この周波数低下に伴い、小規模のディーゼル発電機器がカスケード的に脱落し、系統安定に悪影響を及ぼす問題が発生している。

(イ) カスケードトリッピングが発生する理由

周波数が変動すると、発電プラントの安定な運転が困難になる。通常ディーゼル発電は車のエンジンとほぼ同じ原理であり、周波数の変動には強いが、発電機において、過負荷に対する制限が厳しい可能性がある。本調査では、カスケードトリッピングの発生時状況、ディーゼル発電機の仕様書等の情報が得られなかったため、何がネックだったのか確定的なことは言及できないが、こうした不具合に対する機器故障を防ぐためディーゼル発電機が解列したのは確かである。更にカスケードトリッピングをおこしたディーゼル発電機の解列ポイントが、Load Shedding が開始される 48.75Hz 以上の周波数に設定されている可能性が高い。

(ウ) カスケードトリッピング防止対策

周波数変動がどの程度まで許容されるかは個々の発電機器により異なることから一般的に示すのは困難である。このため以下のフローに従って詳細調査する必要があると思われる。

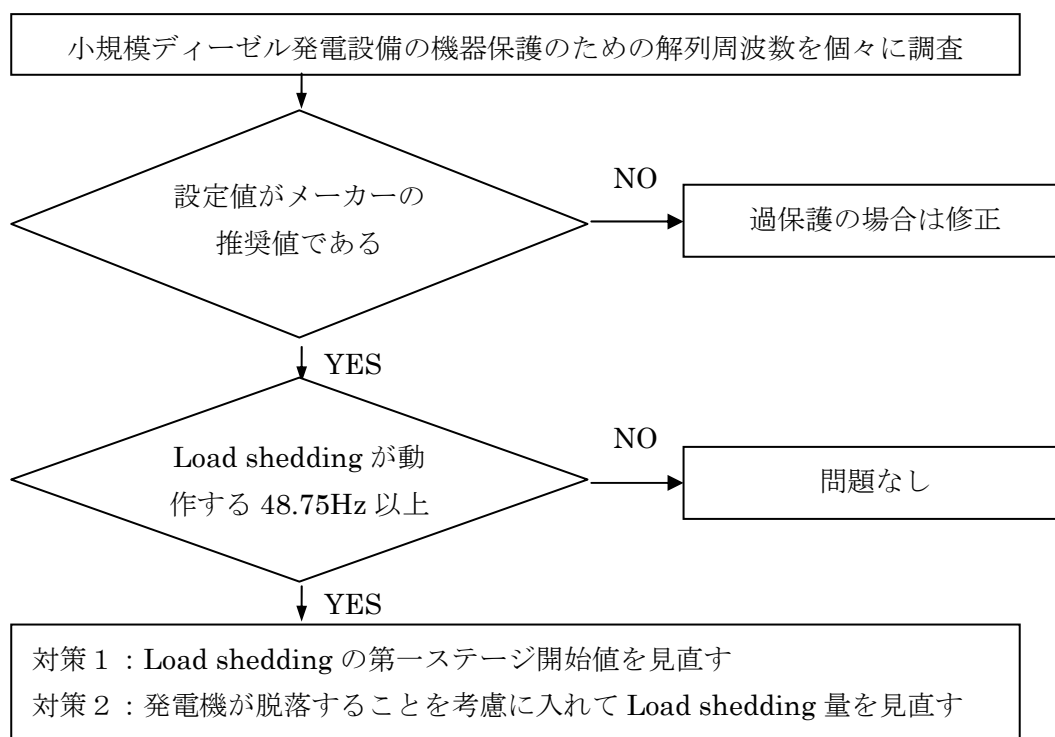


図 7.7.7 カスケードトリッピング防止対策フロー図

(エ) 日本における運用方針

巨大な系統容量をもつ日本においては、周波数が急速に低下していく事態は考えにくいですが、周波数低下に伴う機器故障防止として、表 7.7.23 のように対応をとっている。しかしながら前述にもあるように、特性は機器ごとに異なるため、あくまで目安である。またディーゼルに限らず一般的な機器について記載してある。

表 7.7.23 機器の系統離脱限界周波数

種類	現象	50Hz	60Hz
タービン	動翼の共振	48.5Hz	58.0, 58.5, 59.0Hz
ボイラ	補機能力低下	47.5Hz	57Hz
発電機	過励磁	47.6Hz	57.1Hz
タービン	軸振動	30～43Hz	40～53Hz

(出典：電力中央研究所 電力技術分野テキスト)

(オ) Small Diesel 増加に伴う問題

Small Diesel は規模も小さく初期設備投資も小さいことから、短期電源対策として有効な手段である。しかしながら、系統的にみると、ガバナフリー容量がほとんど無いこと、慣性定数が小さいこと等により、Diesel 以外の大規模電源脱落時の周波数変動抑制に寄与しない。今後のスリランカにおける開発において、大規模火力ではなく、Small Diesel が開発されることとなれば、系統周波数特性定数が小さくなり、大規模電源単機脱落による周波数変動問題は改善されにくい。

また Small Diesel は基本的に配電系統 (33kV system) に投入されると予想される。局所的にかつ集中的に投入されると、短絡容量問題・電圧変動問題・配電線過負荷問題等が懸念される。

(8) 軽負荷時 (System Bottom) の電圧上昇問題

軽負荷時、系統にはほとんど潮流が流れず、線路を充電しているだけの状態になる。このため充電電流によるフェランチ効果で系統の電圧が上昇する問題が発生する。ここで、昼間ピーク需要は夜間ピークの7割程度あるため、負荷で無効電力消費が出来、各変電所の調相用コンデンサを的確に操作することで対処可能である。しかし、軽負荷時は系統内に充満した遅れ無効電力を処理するため発電機による進相運転が不可欠となる。2010年は、北部地域および Victoria を中心とした中部地域の発電設備が進相運転を必要とする。第二外輪線ができた2015年以降ではそれに加えて Hambantota での進相運転が必要となる。更に、2020以降はコロombo近郊で Kerawalapitiya また、Puttalam、Trincomalee で進相運転が必要となる。進相運転できる容量は機器、および系統状況により異なるが、一般に機器容量の40%程度である。

以下に進相運転が必要となった発電設備を列記する。詳細の計算結果は添付17を参照。

表 7.7.24 軽負荷時の進相運転が必要となる発電設備

検討年次	220kV 連系設備	132kV 連系設備
2010	Victoria, Kotmale, Randenigala	Chunnakam, Trincomalee
2015	Victoria, Kotmale, Randenigala, Hambantota	-
2020	Victoria, Kotmale, Hambantota, Puttalam, Trincomalee, Kerawalapitiya	-
2025	Victoria, Hambantota, Puttalam, Trincomalee, Kerawalapitiya	-

7. 8 長期送電網整備計画

7. 8. 1 送電網整備計画（20 年分）の全体像

系統構築における主眼は、N－1 基準の遵守と、地域内での可能な限りの需給バランスの維持、そして系統運用の柔軟性である。これらを考慮した結果が、ここに示す主要変電所計画案であり、主要送電線計画案である。また、添付 16 に送電線経過図案（2010 年、2015 年、2020 年、2025 年断面）を示す。ここで各検討断面における変電所需要および発電スケジュールについては添付 18 に示すとおりである。昼間ピーク帯（14 時頃）、夜間ピーク帯（19 時頃）、夜間オフピーク帯での検討を各断面で実施した。また基本的に系統が最適に構築できる範囲内で水力・火力とも最大運転という前提で検討を実施している。なお、負荷特性は、定電力特性とした。

表 7.8.1 主要変電所計画案（2005～2015）

year				year				year				year			
Grid Stations, Switching Stations 220kV System				Grid Stations, Switching Stations 132kV System				Grid Stations, Switching Stations 220kV System				Grid Stations, Switching Stations 132kV System			
G/S	Size (MVA)	units		G/S	Size (MVA)	units		G/S	Size (MVA)	units		G/S	Size (MVA)	units	
Kotomale	250	1		Horana	31.5	2		Habarana	250	2		Pannipitiya	31.5	1	
				Amara	31.5	1		Kelantissa	150	+1 (3)		Dekadena	31.5	2	
				Havelock Town (Col A)	31.5	2		Pannipitiya	250	+1 (3)		Peliggoda	31.5	2	
				Maradana (Col I)	31.5	2		Matugama	250	2		Kuliyapitiya	31.5	2	
				Sri J Pura	31.5	2		Hambantota	250	2		Pannala	31.5	1	
				Dehiwala	31.5	2		N-CHW	250	2		Valachnai	31.5	2	
				Madampe	31.5	1		Ambuligama (S/S)	250	0		Kalutara	31.5	2	
				Ambalangoda	31.5	2		Arangama (S/S)	250	0		Matara	31.5	1	
				Galle	31.5	3		Kirindiwela (S/S)	250	0		Hambantota	31.5	2	
				Deniyaya	31.5	2						Aniyakanda	31.5	1	
				Aniyakanda	31.5	2						Katana	31.5	1	
				Pannala	31.5	2						Anuradhapura	31.5	1	
				Maho	31.5	1						Ukulela	31.5	1	
				Chunnakam	31.5	2						Horana	31.5	1	
				Kilinochchi	31.5	1						Maho	31.5	1	
				Polonnaruwa	31.5	1						Naula	31.5	1	
				Medagama	31.5	1						Badulla	31.5	1	
				Katana	31.5	2						Colombo Sub B	31.5	2	
				Kotugoda	31.5	2						Kotahena (Col C)	31.5	2	
				Kurunegara	31.5	1						Moratuwa	31.5	2	
				Pallekele	31.5	2						Latpandura	31.5	2	
				Naula	31.5	1						Sri J Pura	31.5	1	
				Havelock Town (Col A)	31.5	1						Sithawakapura	31.5	1	
				Maradana (Col I)	31.5	1						Deniyaya	31.5	1	
				Veyangoda	31.5	1						Kelaniya	31.5	1	
				Vavunia	31.5	2						Polonnaruwa	31.5	1	
				Padirippu	31.5	2						Trincomalee	31.5	1	
				Kosgama	31.5	1						Kandy	31.5	2	
				Kolonawa New	31.5	1						Matale	31.5	2	
				Panadura	31.5	1						Dehiwala	31.5	1	
				Athurigiriya	31.5	1						Embilipitiya	31.5	1	
				Baddegama	31.5	2						Makandura	31.5	2	
				Welligama	31.5	2						Nuwara Eliya	31.5	1	
				Kegalle	31.5	2									
				Kelaniya	31.5	1									
				Puttalam	31.5	1									
				Anuradhapura	31.5	1									
				Habarana	31.5	1									
				Wimalasurendra	31.5	1									

*Note : "+" represents the number of additional lines or units.
The number in parentheses represents total after augmentation.

表 7.8.2 主要変電所計画案（2016～2025）

year	Grid Stations, Switching Stations 220kV System			year	Grid Stations, Switching Stations 132kV System			year	Grid Stations, Switching Stations 220kV System			year	Grid Stations, Switching Stations 132kV System		
	G/S	Size (MVA)	units		G/S	Size (MVA)	units		G/S	Size (MVA)	units		G/S	Size (MVA)	units
2016 - 2020	Rantembe	250	+1 (2)	2016	Bonaduwa	31.5	2	2021	Piliyandula	31.5	2	2021	Piliyandula	31.5	2
	N-CHW	250	+2 (4)		Ambalangoda	31.5	1		Kotugoda	250	+1 (3)		Kamburupitiya	31.5	2
	Kotomale	250	+1 (2)		Baddegama	31.5	1		Kotomale	250	+1 (3)		Hambantota	31.5	1
	Rantembe	250	+1 (3)		Gampaha	31.5	2		Trincomalee	250	+1 (2)		Ratnapura	31.5	1
	Ambulgama	250	+3 (3)		Negombo	31.5	2		Bandarawela	250	2		Hanwella	31.5	2
	Arangama	250	+3 (3)		Mirigama	31.5	2						Ekala	31.5	2
	Matugama	250	+1 (3)		Peligayoda	31.5	1						Andimbala	31.5	2
	Biyagama	250	+1 (3)		Nattandiya	31.5	2						Mirigama	31.5	1
	Hambantota	250	+1 (3)		Minneriya	31.5	2						Kadawatta	31.5	1
	Habarana	250	+1 (3)		Bentota	31.5	2						Chilaw	31.5	2
	Trincomalee	250	1	2017	Welligama	31.5	1						Hettipola	31.5	1
					Kegalle	31.5	1						Kandy	31.5	1
					Anamaduwuwa	31.5	2						Colombo Sub B	31.5	1
					Hettipola	31.5	2						Migahatenna	31.5	2
					Galenbindunnuwewa	31.5	2						Maharagama	31.5	1
					Colombo Sub K	31.5	2						Puwakupitiya	31.5	1
					Puwakupitiya	31.5	2						Waga	31.5	1
					Waga	31.5	2						Ja-Ela	31.5	1
					Badalgama	31.5	2						Gampaha	31.5	1
					Ja-Ela	31.5	2						Nattandiya	31.5	1
				2018	Kadawatta	31.5	2						Nilaveli	31.5	2
					Dekata	31.5	1						Padirippu	31.5	1
					Lindula	31.5	2						Ambulgama	31.5	2
					Pallekele	31.5	1						Arangala	31.5	1
					Kolonawa New 2	31.5	2						Hikaduwa	31.5	1
					Arangala	31.5	2						Badalgama	31.5	1
					Maharagama	31.5	2						Anamaduwuwa	31.5	1
					Kalutara	31.5	1						Kilinochchi	31.5	1
					Latpandura	31.5	1						Matale	31.5	1
					Moratuwa	31.5	1						Lindula	31.5	1
				2019	Dikwella	31.5	2						Kotahena (Col C)	31.5	1
					Hikaduwa	31.5	2						Colombo Sub K	31.5	1
					Kegalle	31.5	1						Piliyandula	31.5	1
					Negombo	31.5	1						Dikwella	31.5	1
					Makandura	31.5	1						Kamburupitiya	31.5	1
					Jaffna	31.5	2						Hanwella	31.5	1
					Valachchanai	31.5	1						Ekala	31.5	1
					Anguruwella	31.5	2						Andimbala	31.5	1
					Badalgama	31.5	1						Chilaw	31.5	1
					Kuliyapitiya	31.5	1						Galenbindunnuwewa	31.5	1
				2020	Maha	31.5	1						Winneriya	31.5	1
					Polonnaruwa	31.5	1								
					Bandarawela	31.5	2								

表 7.8.3 主要送電線計画案（2005～2015）

year	Transmission Lines 220KV System						Transmission Lines 132KV System					
	From	To	kinds	bundles	cct	km	From	To	kinds	bundles	cct	km
2005							Horana	Horana-T	zebra	1	2	20.0
2006							Col. I (Maradana)	Kolonawa	CV1000	1	1	4.8
							Col. A (Havelock Town)	Col. I (Maradana)	CV800	1	1	4.9
							Col. A (Havelock Town)	Dahiwaru	CV800	1	1	7.5
2007							Dehiwaru	Pannipitiya	CV1000	1	1	8.5
							Matugama	Ambalangoda	zebra	1	2	28.0
							Aniyakanda	Aniyakanda-T	zebra	1	2	5.0
							Puttalam	Maha	zebra	1	2	42.0
							Pannala	Pannala-T	zebra	1	2	15.0
							Vavuni	Kilinochchi	Lynx	1	2	74.1
							Kilinochchi	Chunnakam	Lynx	1	2	67.2
							Habarana	Valachchanai	zebra	1	1	99.7
							Kotomale	Kiribathukumbura	zebra	2	2	22.5
							Rantembe	Ampara	zebra	1	2	130.0
2008	Kotugoda	Kerawalapitiya	zebra	2	2	18.0	Ukuwella	Palleke	zebra	1	2	18.0
	Kerawalapitiya	Kelantissa	CV1600	1	2	14.4						
	Kotomale	Anuradhapura	zebra	1	+1 (2)	163.0						
2009							Valachchanai	Paddirippu	zebra	1	2	69.0
2010	Randenigala	Rantembe	zebra	1	+1 (2)	3.1	Ampara	Paddirippu	zebra	1	2	35.0
							Ambalangoda	Baddegama	zebra	1	1	19.2
							Baddegama	Galle	zebra	1	1 (Future 2)	16.8
							Galle	Welligama	zebra	1	1 (Future 2)	19.5
							Matara	Welligama	zebra	1	1 (Future 2)	14.5
							Thulhiliya	Kegalle	zebra	1	2	18.7
							Veyangoda	Thulhiriya	zebra	1	2	25.0
2011							New Chilaw	Bolawata	zebra	1	2	22.6
	Kotmale	Upper Kotmale	zebra	2	2	18.5	Biyagama	Dekata	zebra	1	2	6.0
	Veyangoda	Kirindiwela	zebra	4	2	14.4	Peligayoda	Kelaniya	Lynx	1	2	5.4
	Kirindiwela	Ambulgama	zebra	4	2	22.2	New Chilaw	Kuliyapitiya	zebra	1	2	21.0
	Ambulgama	Arangala	zebra	4	2	11.4	Hambantota	Matara	zebra	1	2	83.4
	Ambulgama	Matugama	zebra	4	2	58.2	Kolonawa (North)	Arangala (North)	zebra	1	2	14.0
	Puttalam	N. Chilaw	zebra	4	2	70.0	Kolonawa (South)	Arangala (South)	zebra	1	2	14.0
	New Chilaw	Veyangoda	zebra	4	2	45.0	Arangala	Ambulgama	zebra	1	2	11.4
							Ambulgama	Kosgama T	zebra	1	2	10.1
							Kosgama T	Kosgama	zebra	1	2	0.5
2012							Kosgama T	Polpitiya	zebra	1	2	34.0
2013	Matugama	Hambantota	zebra	4	2	135.6	Kalutara	Matugama	zebra	1	2	19.2
2014							Col. C (Kotahena)	Kelantissa	CV500	1	1	1.6
							Col. C (Kotahena)	Col. B	CV500	1	1	2.0
							Col. B	Kolonawa	CV500	1	1	4.2
							Moratuwa	Pannipitiya	zebra	1	2	6.0
							Moratuwa	Panadura	zebra	1	2	9.0
							Matugama	Latpandura	Lynx	1	2	13.2
							Kiribathkumbura	Kandy	zebra	1	2	10.8
2015							Kandy	Palleke	zebra	1	2	9.0
							Bolawatta	Makandura	zebra	1	2	16.20
							Makandura	Pannala	zebra	1	2	6.00

*Note : "+" represents the number of additional lines or units.

The number in parentheses represents total after augmentation.

表 7.8.4 主要送電線計画案（2016～2025）

year	Transmission Lines 220KV System						Transmission Lines 132KV System					
	From	To	kinds	bundles	cct	km	From	To	kinds	bundles	cct	km
2016							Pannala-T	N.Chilaw	zebra	1	2	5.00
							Gampaha	Dekataana	zebra	1	2	15.0
							Kotugoda	Gampaha	zebra	1	2	16.2
							Bolawatta	Negombo	Lynx	1	2	13.2
2017	Trincomalee	N.Habarana	zebra	4	2	95.0	Bentota	Bentota-T	zebra	1	2	12.0
	N.Habarana	Veyangoda	zebra	2	2	145.0	Anamaduwa	Anamaduwa-T	Lynx	1	2	10.8
							Hettipola	Chilaw	zebra	1	2	30.0
							Kolonnawa	Col.K	CV500	1	1	5.0
2018							Col.K	Sri.J.pura	CV500	1	1	5.0
							Sithawaka	Puwakupitiya	Lynx	1	2	4.0
							Kosgama	Waga	Lynx	1	2	4.8
							Katana	Badalgama	zebra	1	2	10.8
2019							Kotugoda	Ja-Ela	zebra	1	2	4.2
							Pannipitiya	Maharagama	zebra	1	2	4.8
							Hikaduwa	Baddegama	Lynx	1	2	10.2
							Jaffna	Chunnakam	Lynx	1	2	10.8
2020	Puttalam	N.Chilaw	zebra	4	2	70.0	Bandarawela	Bandarawela-T	zebra	1	2	18.0
2021	Hambantota	Bandarawela	zebra	4	2	105.0	Kamburupitiya	Kamburupitiya-T	Lynx	1	2	7.5
	Bandarawela	Upper.Kotmale	zebra	2	2	48.0	Thulhiriya	Thulhiriya-T	zebra	1	2	23.9
							Kosgama	Kosgama-T	zebra	1	2	0.5
							Galle	Baddegama	zebra	1	+1 (2)	16.8
2022							Galle	Welligama	zebra	1	+1 (2)	19.5
							Matara	Welligama	zebra	1	+1 (2)	14.5
							Ambulgama	Anguruwela	zebra	1	2	36.0
							Habarana	Minneriya	zebra	1	+1 (2)	19.8
2023							Matugama	Migahatenna	zebra	1	2	16.2
2024							Nilaveli	Trincomalee	Lynx	1	2	15.0
2025												

送電網開発は主に大規模電源が開発されるに伴い随時進捗していく。表 7.8.5 に長期送電網整備計画を 5 年毎に分け、2025 年に至る各開発段階の特徴を列記する。

表 7.8.5 基幹送電線最適開発ステップ

期間	開発の特徴
2005～2010	Kerawarapitiya 発電所導入に伴うコロンボ近郊基幹送電網充実期
2010～2015	Puttalam, Hambantota 発電所導入に伴う基幹電源線構築及び、コロンボ首都圏第二外輪線構築期
2015～2020	Trincomalee 発電所導入に伴う基幹電源線構築期 Puttalam 発電所における更なる電源開発に伴う、基幹電源線強化期
2020～2025	Hambantota 発電所における更なる電源開発に伴う、基幹電源線強化期

7. 8. 2 基幹系統構築（考察）

（１）基幹送電線規模検討

（ア）Puttalam - Chilaw - Veyangoda

本調査の最終断面 2025 年において必要となる電力を送電できることはもちろん、偏在も十分考えられることから、当該線路の規模を検討するにあたっては、Puttalam に最大偏在可能量 2,400MW（高速遮断リレー採用時）が運転した場合の条件を満たすものとする。

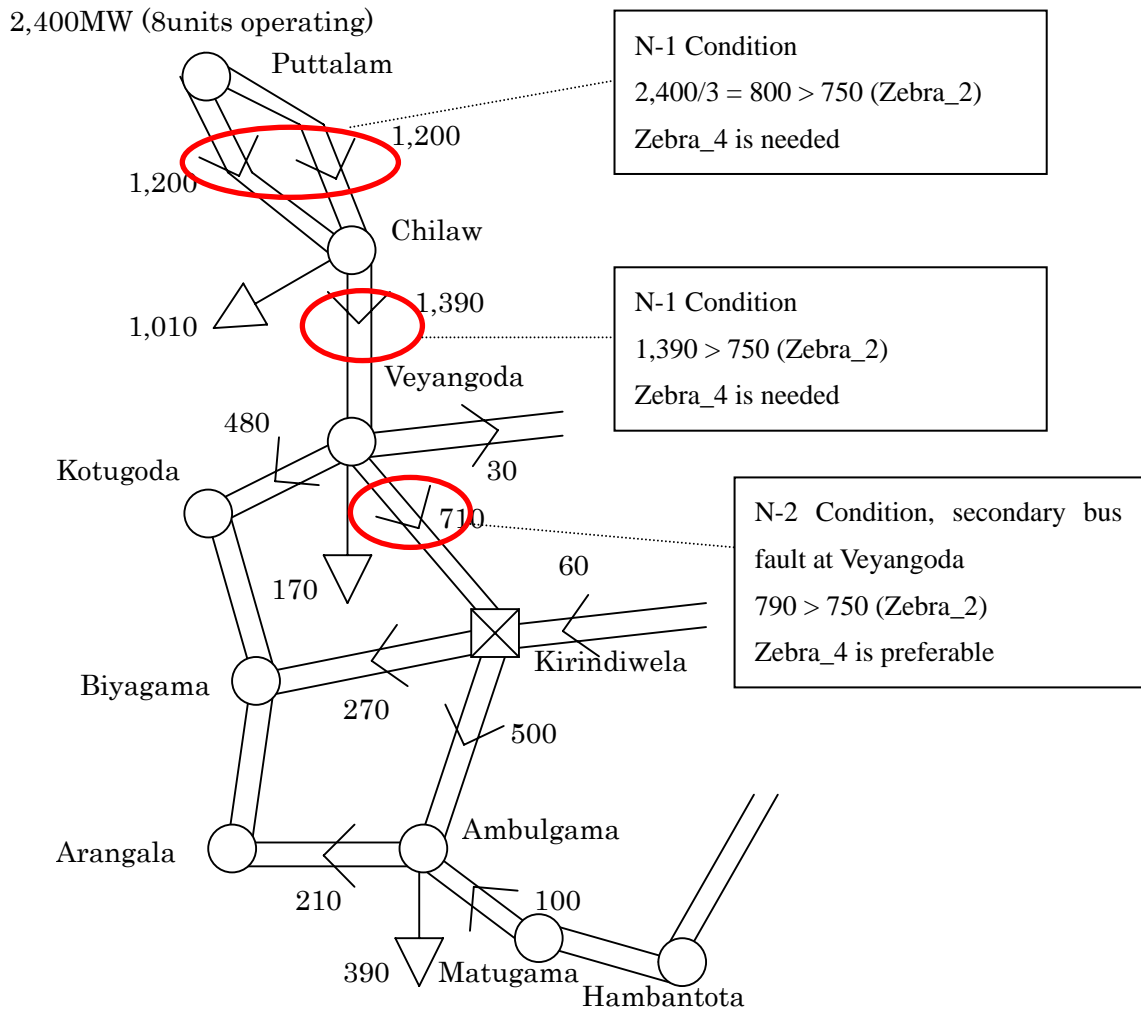


図 7.8.1 基幹送電線規模検討（北部方面）

(イ) Hambantota - Matugama, Hambantota - Bandarawela - Upper_Kotmale

本調査の最終断面 2025 年において必要となる電力を送電できることはもちろん、偏在も十分考えられることから、当該線路の規模を検討するにあたっては、Hambantota に最大偏在可能量 2,700MW（高速遮断リレー採用時）が運転した場合の条件を満たすものとする。

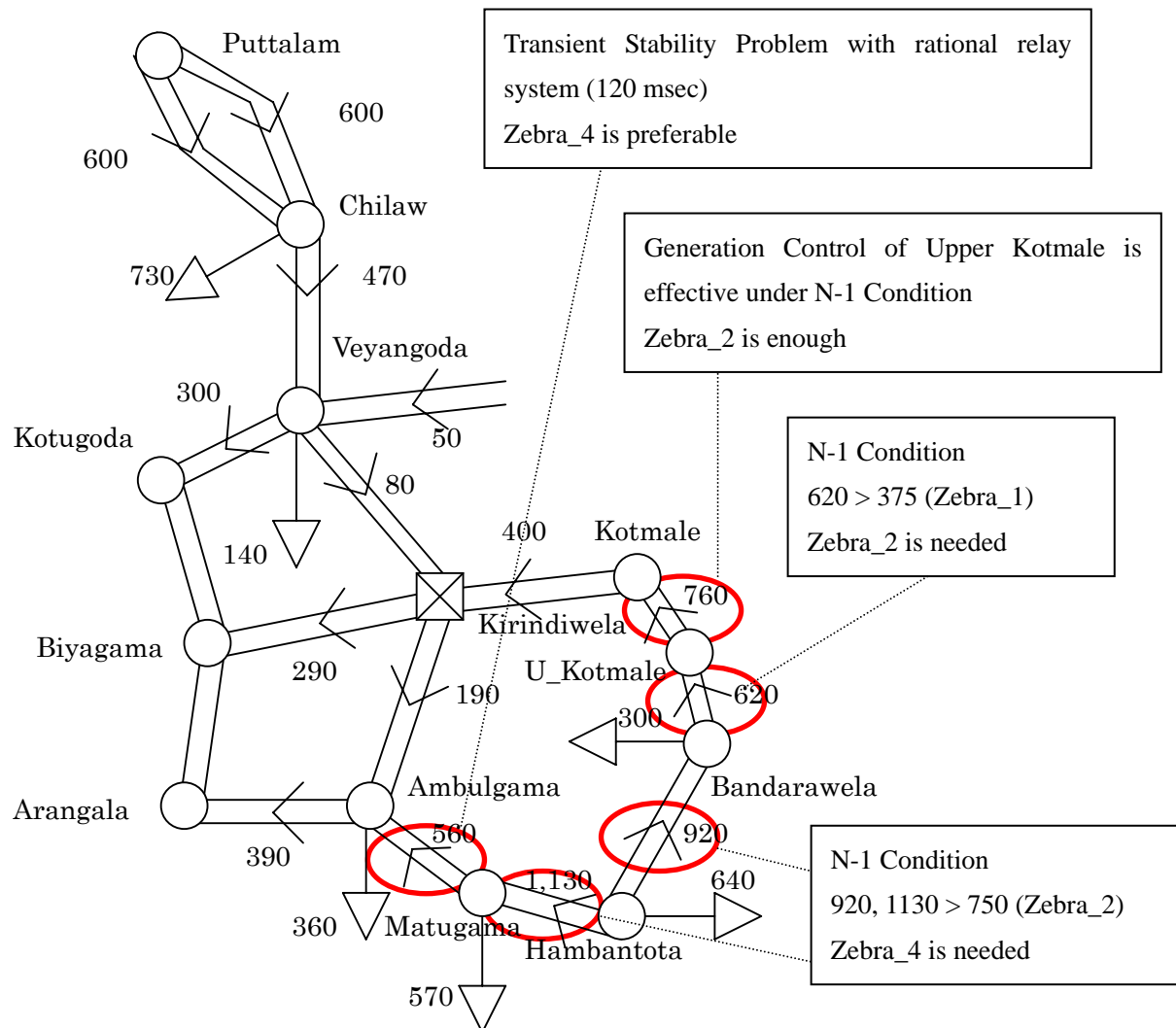


図 7.8.2 基幹送電線規模検討（南部方面）

（ウ）第二外輪線

第二外輪線は連系線であるため、本来潮流は流れないことが望ましい。しかしながら、遠隔地に偏在した電源の同期化力を高めるため、また需要の大きい北西部州、西部州の電力融通をスムーズにするためにも強固なものとするのが望ましい。（ア）からわかるように、北部偏在の場合、Veyangoda - Kirindiwela 間に常時 710MW が流れ、Veyangoda 変電所における二次側母線故障時には 790MW が流れ、Zebra_4 が必要になる可能性がある。将来の電源開発地点・連系ポイント等の不確定要素も加味し外輪線は一貫して電源線と同サイズの Zebra_4 で構築するのが望ましいと思われる。

（２）重要電源線の 2 routes 化

Puttalam、Hambantota からの大規模電源線には重潮流がのるため、Route 故障（2 回線同時故障）が発生すると、大掛かりな load shedding が必要となる。更には、最悪、系統崩壊を引き起こす可能性がある。国際的な系統計画基準である N-1 基準を満たせば、通常は問題ないが、スリランカの場合、供給電力の大半を大規模電源線で供給するという特徴を考慮し、供給信頼度向上のため route 故障対策にも配慮する必要がある。

2 回線 1 route を 2 回線 2 routes に変更するという対策は、信頼度向上面では最適であるが、新規に route を取得する必要がある、基礎・鉄塔もそれぞれ新規に必要なことから建設コストは約 1.6 倍（132kV Zebra ケース）となる。また 2 routes 分の敷地を獲得することは、環境社会配慮的にも適策とは言い難い。表 7.8.6 に世界一般的に考えられる 2 回線 2 routes が検討される要因について示す。信頼度・コスト総合的に判断し、2 回線 2 routes ではなく、表中のような対策をとるケースがほとんどである。CEPCO においても重要線路に対する 2 routes 化が過去検討されたことがあるが、2 routes 化が採用されたのは、豪雪地帯においてのみで、また現在は採用していない。

表 7.8.6 2 回線 2 routes 化検討要因

要因	スリランカにおける発生可能性	対策（2 routes 化以外）
着雪・着氷による鉄塔損壊	無し	着冰雪荷重の見直しにより、支持物強化設計実施
ギャロッピングによる鉄塔損壊	無し	ギャロッピング現象解析により、支持物強化設計実施 （ギャロッピングは着氷した電線が強風に伴い、上下方向に自励振動する現象であるから、スリランカのような熱帯地域には発生しないと思われる。）
ギャロッピングによる短絡故障	無し	線間離隔設計の見直しにより、線間離隔拡大実施
雷による route 故障	可能性あり	絶縁設計見直しにより絶縁強度強化対策実施
地滑りによる鉄塔倒壊	可能性あり	✓ 地滑り発生可能性の高い route 回避 （ボーリング試験、地下水位調査、地盤密度試験、地表面変動計測試験等） ✓ 地滑り対象鉄塔に対策工を実施 （杭工、アンカー工による地滑り防止、薬液注入工による地下水遮断、のり面保護工）

この表から明らかなように、スリランカにおける route 故障の最大の要因は雷故障であるため、絶縁設計を見直し、雷故障に対する強度を高めることが出来れば一番効率的である。以下に有力な2案を示す。但し100%雷故障を防ぐことは不可能であり、限りなく100%近く故障を防ぐこともコストメリットがない。スリランカの電力事情を考慮し、適正な許容故障率により設計を実施すべきである。CEPCO における重要火力電源線では、ある程度の雷故障を許容するが、4LG 故障（2回線同時故障）以上は起こり得ない対雷設計を行っている。

（ア）対雷設計強化

対雷設計強化対策として有効な手段を表 7.8.7 に示す。特にホーン間隔拡大と鉄塔接地抵抗低減は有効な手段である。しかしながら前述したように過度の設計はコストが非常にかかり、不経済となることが多い。このため、スリランカにおける設計の参考となるべく、スリランカの基幹系統 220kV に一番近い電圧階級での CEPCO 事例（275kV System）を示す。

なお 220kV 級の避雷装置は現在まだ開発段階であり、現時点では採用は難しいと思われる。

表 7.8.7 対雷設計強化対策

有効な対策	参考データ CEPCO (275kV System)	備考
ホーン間隔拡大	2,300mm	CEPCO ケース 設計事故率：2.0 件／100km・年 故障実績：1.1 件／100km・年（1973～2001 年実績） 雷撃密度：0～6 回／km ² ・年 1,953 年に実施された WMO ¹⁵⁹ の調査によると、スリランカと日本の雷撃密度はほぼ同じである
鉄塔接地抵抗低減	13 Ω	
遮へい角度低減	0 度（遮へい効率：98%）	
避雷装置設置	CEPCO 採用実績無し （154kV System まで実績あり）	他電力（KEPCO ¹⁶⁰ 等）で開発中。 大型で重量が大きいこと、大型雷にも耐えうる高いスペックが要求されるためコストが高い。

（イ）不平衡絶縁設計

二回線のうち低絶縁側・高絶縁側と絶縁格差を用いる方法で、高絶縁側は低絶縁側の 10%以上の格差を用いることが一般的である。なお、低絶縁側の絶縁レベルは線路に発生する開閉サージに耐えるよう設計することが原則である。

この方法を採用することで、二回線同時故障は減るものの、全事故件数が減少するわけではない。また、低絶縁側の絶縁強度を標準設計より落とすと、当然ながら故障回数は増加し、瞬時電圧低下回数が増加するため、注意が必要である。

¹⁵⁹ WMO: World Meteorological Organization

¹⁶⁰ KEPCO: 関西電力株式会社 (Kansai Electric Power Company)

7. 8. 3 リレーシステム整備計画

(1) 既設水力電源線リレーシステム再構築

(ア) 再構築の方法

前述の通り、既設水力電源送電線（Rantambe - Kotugoda）のリレー改修にはかなり困難な問題が予想されるが、以下の対策で対応可能と考えている。

✓ ケース 1（送電線停止ができない場合）

送電線停止が可能となる系統状態になるまで、リレー取替は実施できない。特に Victoria - Rantambe 間は現在一回線送電であるため、送電線停止は不可能であるが、系統運用上 220kV 系統を東西に分離して運用可能であれば改修可能となる。Victoria 以西、zebra_2 二回線系統も含め、系統運用上、送電線停止が不可能ということであれば、同水力ベース電源に代替できる電源（コロomboを含む負荷側系統に連系するベース負荷供給可能な電源）が作られるまで、現在の状態を維持。故障が起きないように、メンテナンスに力を入れるしかない。

✓ ケース 2（送電線片回線停止が可能な場合）

現在 Kotmale 変電所には 220kV と 132kV を結ぶ変圧器が投入されておらず、開閉所となっている。つまり 220kV 系統と 132kV 系統は分離している。220kV 系統に連系している水力設備は雨期の水力最大で 400MW 程度であり、Victoria 以西、zebra_2 二回線系統において、送電線一回線容量 550MVA(Day Time)以下であるため、基本的に一回線送電可能である。このため片回線停止してのリレー取替を実施することは可能と思われる。但し、取替工事は、アップ潮流が小さい渇水期に実施することが望ましい。

(イ) 再構築機器検討

主幹系統であるため、リレー情報伝達は、デジタル化された PCM¹⁶¹方式への取替が望ましい。この場合、光ケーブルの布設が必須となる。布設は一般に、光ケーブルを既設架空地線に巻き付けることによって行われ、距離に比例してコストは上昇する。

これに対し、コスト削減のための代替案が数点あるが以下の理由により、採用は難しい。

送電線搬送方式(PLC¹⁶²)を使用した通信システムは、変電所毎の端末機器のみの設置となることからコスト削減が見込まれる。しかしながら、伝達できる容量が小さいため差電流継電方式には向かず、主に距離リレーに使用されている。またノイズによる誤動作が PCM 方式に比べ圧倒的に多いことを考慮すると、ループ系統でありかつ、主幹系統であるこの水力電源系統への投入は難しいと思われる。その他、従来のアナログ信号による FM¹⁶³方式も考えられるが、変調誤差等の問題があるため、採用は難しいと思われる。

(2) 新規基幹送電線のリレーシステム

故障除去時間の短縮による系統安定度の飛躍的な向上、新規変電所への SCADA システム導入促進を考慮して、新規基幹送電線には全て OPGW を投入することが望ましい。またリレーは高速遮断等を考慮して、差電流継電方式である、PCM 方式を採用することが望ましい。更に、リレー動作で 2 サイクル (40msec)、遮断器動作で 3 サイクル (60msec) と考えれば、故障発生から遮断器動作まで合計 5 サイクル (100msec) での故障除去は、十分可能と思われる。

¹⁶¹ PCM: Pulse Code Modulation

¹⁶² PLC: Power Line Carrier

¹⁶³ FM: Frequency Modulation

7. 9 送電網計画視点による今後の調査

7. 9. 1 送電設備熱容量の見直し

スリランカにおける送電線熱容量決定に大きく左右する電線許容温度は 75℃である。但し、従来設備においては 54℃設計されたものもあり、現在、線下の離隔検討と合わせて 75℃へ順次見直している状況である。7. 6 で述べたとおり、電線許容温度は電線償却期間後規定の強度・規定の形状を保つことが条件として決定されている。加速度試験において 80℃、36 年間連続運転で 10%の強度劣化（規定範囲内）が見られるが、実際は常にフル送電しているわけではない。このため、日本では過去の実績から 90℃でも問題ないと判断され 90℃を電線許容温度と定めている¹⁶⁴。

環境の違いが日本とスリランカではあるため一概にはいえないが、80℃運転は強度・形状とも補償されているため、電線熱容量向上によるコスト削減のためにも許容温度の見直しを検討してみる必要があると思われる。なお検討にあたっては設計条件（スリランカ気象条件）、加速度強度試験、線下地上高等について、詳細に調査が必要となる。表 7.9.1 に代表送電線による送電容量増加予想量を示す。

表 7.9.1 送電容量増加予想量

種類		75℃設計 許容電流 (A)	80℃設計 増加量 (対 75℃設計)	90℃設計 増加量 (対 75℃設計)
Lynx	Day	464	約 10%	約 25%
	Night	607	約 5%	約 15%
Zebra	Day	726	約 10%	約 30%
	Night	987	約 5%	約 15%

計算条件は過負荷運転パターン算出時と同様

7. 9. 2 老朽設備の有効活用

架空送電線の主な劣化は鉄塔の発錆、導体の発錆がある。スリランカにおいても表 7.9.2 に示すように経年 40 年以上の線路があり、注意が必要である。こうした経年劣化に対しては、通常線路の張り替えあるいは鉄塔建て替えが考えられるが、高コストである。ここで、鋼材の残存厚さを電磁膜圧計により測定したり、サンプル試験により電線の素線状況を調査するなどして、設備の延命化が可能か評価し、適正な設備改良を行うことでコスト削減が見込まれる。

同様なことが変圧器、遮断器等の変電機器についても言及できる。絶縁油の劣化を抽出した絶縁油分析により評価したり、遮断器の絶縁油あるいは絶縁ガスを抽出して評価するなどすることで設備の延命化が可能かどうか評価できる。

どちらの場合においても、診断指標を確立することが今後の設備メンテナンス技術として必要となると思われる。

¹⁶⁴ 電気学会技術報告 第 660 号

表 7.9.2 送電線運開年度一覽

132kV LINEs	YRCOM	220kV LINEs	YRCOM
KOLONNAWA-KOTUGODA	1960	RANDENIGALA PS-RANT	1985
KOTUGODA - BOLAWA	1960	KOTMALE PS-VICTORIA	1985
ORUWALA SPUR	1960	BIYAGAMA - KOTUGODA	1985
POL'YA PS-KOLONNAW	1960	BIYAGAMA - KOTMALE	1985
BADULLA-INGINIYAGA	1963	VICTORIA PS - RANDEN	1985
BOLAWATTA - PUTTAL	1963		
KIRIBATHKUMBURA-KU	1963		
KOLONNAWA-KELANITI	1963		
NEW LAXAPANA-BALAN	1963		
OLD LAXAPANA-WIMAL	1963		
BALANGODA-GALLE	1964		
ANURADHAPURA -TRIN	1971		
KOLONNAWA-PANNIPIT	1971		
OLD LAXAPANA-POLPI	1971		
PANNIPITIYA - RATM	1971		
POL'YA PS-ANURADHA	1971		
POL'YA PS-KOLONNAW	1971		
SAPUGASKANDA SPUR	1971		
THULHIRIYA SPUR	1971		
NEW LAXAPANA-POLPI	1974		
OLD LAXAPANA-NEW L	1974		
NEW LAXAPANA-CANYO	1983		
UKUWELA PS-BOWATEN	1983		
UKUWELA SPUR	1983		
KOTMALE SPUR	1984		
BIYAGAMA - KELANIT	1985		
BIYAGAMA-SAPUGASKA	1985		
PANNIPITIYA - MATU	1985		
BIYAGAMA - PANNITI	1986		
RANTEMBE PS - BADU	1986		
KIRIBATHKUMBURA SP	1989		
BALANGODA-SAMANALA	1992		
SAMANALAWEWA PS-EM	1992		
KIRIBATHKUMBURS SP	1994		
CHILAW SPUR	1995		
HABARANA - VALACHC	1995		
PANADURA SPUR	1995		
POTHUWATAWANA/MADA	1997		

表 7.9.3 変圧器運開年度一覽

No.	Substation	Unit Number	YRCOM
1	Biyagama	1,2	1983
2	Kotugoda	1,2	1981
3	Rantambe	1	No Data
7	Bolawatta	1,2	1986
9	Sapugaskanda-GS	1,2,3	1981
10	Puttalam	1,2	1993
11	Anuradhapura	1	1969
		2	1975
		3	1968
13	Trincomalee	1,2	1978
14	Habarana	1	1969
		2	1968
		3	1968
15	Kiribathkumbura	1,2	1986
16	Kurunegala	1,2	1986
17	Ukuwela-GS**	1,2	1968
19	Thulhiriya	1,2	1989
20	Kelanitissa	1,2	1980
24	Fort (Colombo F)	1,2,3	1984
25	Kollupitiya (Colombo E)	1,2,3	1984
26	Kolonnawa**	1,2	1957
		3	1962
27	Ratmalana	1	No Data
		2	1973
		3	1994
28	Oruwala	1	No Data
29	Pannipitiya	1,2	1982
30	Pannipitiya	3	1994
31	Matugama	1,2	1993
32	Galle	1,2	1980
		3	1987
34	Wimalasurendra	1,2	1989
35	Balangoda	1,2	1963
36	Deniyaya	1	1975
		2	1972
		3	1969
37	Embilipitiya	1	1978
		2	1975
38	Badulla	1	1983
		2	1987
40	Nuwareliya	1,2	No Data
42	Panadura	1	1993
		2	1994

第8章 経済・財務分析

8. 1 CEB の財務諸表分析

CEB においては、現在財務的な危機がたびたび指摘されている。本節においては、CEB のこれまでの財務諸表を分析することで、CEB の置かれた財務状況についての知見を得るものとする。ただし、以下の分析における 2004 年の数字は公式の値が執筆時点では公表されておらず、暫定値を元としている。

8. 1. 1 損益計算書

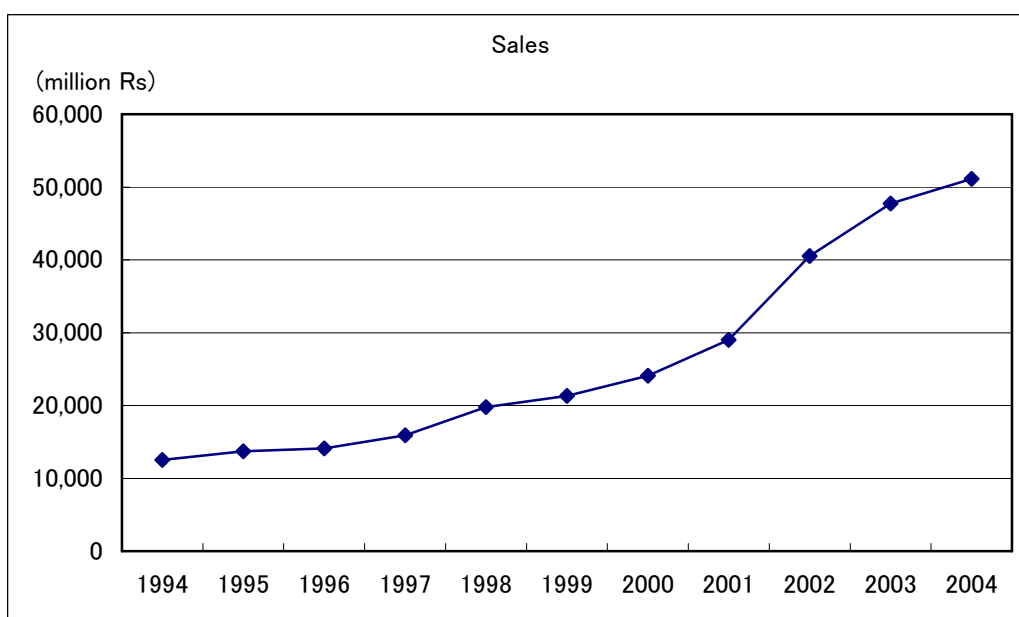
表 8.1.1 に、CEB の損益計算書を示す。

表 8.1.1 CEB の損益計算書
(million Rs)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Sales	12,533	13,709	14,100	15,932	19,787	21,304	24,086	29,029	40,544	47,719	51,114
Fuel	912	987	3,950	5,534	2,553					11,023	17,386
GenHire			562	1,309	104					4,725	5,193
PowerPurchase			1,206	1,228	2,475					14,636	19,738
Generation Cost	912	987	5,718	8,071	5,132	0	0	0	0	30,383	42,318
Trans/Dist Cost	1,389	1,574	1,982	2,515	2,836	0	0	0	0	7,854	7,165
Administration	905	818	1,039	1,298	1,754					2,350	819
Other expenses	843	953	1,518	716	1,359					2,461	2,529
Depreciation	3,362	3,694	4,223	4,815	5,078					7,662	9,346
Operationg Profi	5,122	5,683	-379	-1,483	3,628	4,880	-6,507	-6,112	-4,771	-2,991	-11,063
Interest Charges	2,741	2,324	2,360	2,464	2,806	1,905	2,425	4,822	6,552	5,969	6,437
Other Income	1,408	1,868	2,834	1,858	1,331	1,260	2,209	1,734	3,837	5,210	2,310
Net Profit	3,789	5,227	96	-2,089	2,153	4,235	-6,723	-9,200	-7,486	-3,750	-15,189

Source: CEB

売り上げは、きわめて順調なのびを示している。販売電力量 (kWh) が年率 7%-8%で増加するのに伴い、売り上げは料金引き上げの影響もあって、年率 15%という高い水準で増加を続けている。高い需要のため、料金引き上げに対する不満は高いにもかかわらず需要は衰えを見せていない。ただし 2004 年になって売り上げの伸びが 7%と鈍り、需要の価格弾性が見られるようになったのではないかと指摘されている。



Source: CEB

図 8.1.1 CEB の売り上げ推移

これに対するコスト構造は、大幅な変動を見せている。10 年前の 1994 年には売り上げのわずか 7%を占めるに過ぎなかった燃料コストが、2004 年には売り上げの 34%を占めるに到った。また、1996 年以降に発生した買電コストは急激な増加を見せ、2004 年には売り上げの 39%を占めるようになっている。

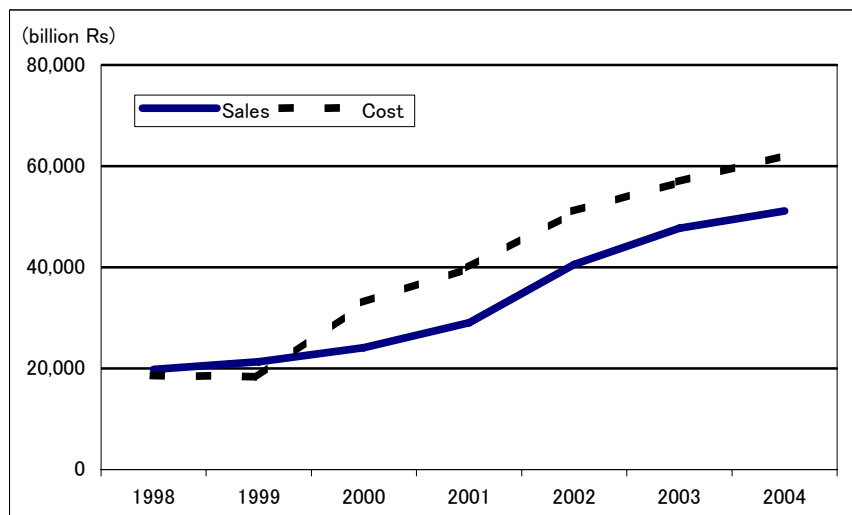
また売り上げの増加に伴って、送配電コストも徐々に増加を示している。これは 1994 年以来、年率 18%ほどののびとなっており、売り上げの増加より少し多い程度の増加率である。送配電コストは、総売上の 12%程度で推移しており、コスト比率としても妥当な水準であり、また比較的しっかりしたコスト管理が行われていることがうかがえる。

さらに各種管理費は、きわめて低い水準に抑えられており、2003 年までを見ると年率 11%程度ののびでしかない。2004 年の水準が異様に低く 1994 年すら下回っている理由は不明である。10 年前には売り上げの 7%でしかなく、さらにその伸びは売り上げの伸びに比べて極めて低く抑えられているため、2003 年には売り上げのわずか 5%となっている。こちらもコスト管理が適正に行われていることが理解できる。その他コストについても、年率 11%ののびであり、ほぼ管理費と同じ水準で推移している。

減価償却は、10 年前に比べて約 3 倍の水準となっており、年率 10%ののびである。本来であれば新規の発電投資が行われることでこの水準は大幅に増えてもおかしくないはずであるが、発電所建設が諸般の事情で大規模に行われていないために、投資額もそこそこであり、減価償却もあまり大きくは増えていない。

全体として見ると、発電コストの急激な増加が CEB の財務にとって決定的な影響を与えているのは確実である。10 年前には CEB の営業粗利益率は 40%を上回っていたが、発電コストが売り上げの 7%から 34%にはねあがるに伴い、2004 年の営業粗利益率はマイナス 20%の赤字である。営業赤字は 110 億ルピーに達しており、減価償却費の 93 億ルピーより多いため、現金収支的にも純赤字となっていることがわかる。

金利支払いは比較的ゆっくりした増加となっており、年率 9%ののびにとどまる。細かく見ると、1994-2000 年まではほぼ 20 億ルピー程度と一定だが 2000 年に大規模な投資が行われたために、2001 年と 2002 年に利払いが倍増している。本来であればさらなる設備投資を受けて、減価償却とともに利払いも増加してしかるべきであるが、2002 年以降は大規模投資が行われず、利払いも横ばいとなっている。



Source: CEB

図 8.1.2 売り上げとコストの推移

全体としてみると、電力供給コストは 2000 年以来一貫して料金収入を上回っており、経常的な赤字が続いている状態となっている。最終的な利益は、2000 年以降一貫して赤字が続いている。2000 年以降は赤字額が少しずつ減少を見せてはいたものの、これは料金引き上げに伴う売り上げ増の影響であり、それですら赤字解消には到っていない。2004 年にはこれまでにない大幅な赤字を計上することとなっている。すでに述べた通り、この原因は発電コスト、特に燃料と買電の増加である。その他のコストはもともとあまり大きくない上、増加も売り上げに見合った形以下で抑えられており、大きな問題は見あたらない。したがって発電コストの問題をどう解消するかが CEB にとっての最大の課題となる。高価な買電への依存を減らすとともに、燃料構成を見直すことで安価な電力が得られるようにすることが CEB にとっては急務となる。

8. 1. 2 バランスシート

総資産は1999年以来徐々に増加を見せているものの、大規模な設備投資が少ないためにその勢いはあまり大きくない。特に発電設備はほとんど新規の開発がなく、その多くを買電に頼っているため、自前の設備があまり増えていない。このため資産もそれほど増加しない。2003年から2004年を見ても、設備類は2割弱の増加にとどまり、建設中の資産は逆に減っている状態となっている。

また、短期資産としては売掛金が大幅に増加していることがわかる。2003年の110億ルピーが2004年には130億ルピーと20億も増加している。売掛金の水準は、総売上の25%にも達している。売り上げの増大は30億ルピーだが、その増大分の2/3が実際には回収が遅れて手持ち現金増加につながっていないことがわかる。

一方、エクイティの部分では、増資による資本増加が行われているものの、内部留保の形をとった累積赤字によってそれが食われてしまっている。エクイティに相当するCapital & reserveは増加を見せてはいるが、これはほとんどが資産再評価によるものであり、帳簿上の処理である。

長期負債はもっぱら借入れ増加によって増えている。一方、短期負債では買掛金が大幅に増えていることがうかがえる。これにより、1999年には負債比率が28%程度だったのが、現在は43%にまで増加し、かなり高まっている。しかも短期負債が長期負債に近い水準にまでふくれあがっており、その短期負債の大半が買掛金として支払いを遅らせることでなんとか財務をまわしているという不健全な状態がうかがえる。

表 8.1.2 CEB バランスシート
(million Rs)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Balance Sheet						
Fixed Assett					239,007	263,615
plant&Equipment					211,927	242,937
Work in Progress					24,528	17,993
Subsidiary					725	725
Insurance Reserve					1,827	1,960
Current Asset					18,027	19,451
Inventories					5,983	5,562
Accounts Recieivable					10,999	13,001
Cash					1,046	888
Total Assets	184,216	204,887	231,224	246,826	257,033	283,067
Equity&Liabilities						
Capital and Reserve	130,920	144,940	146,388	149,874	152,370	161,538
Contributed Capital					16,176	17,536
Capital Reserve					17,613	17,613
Revaluation Reserve					140,279	163,384
Depreciation Reserve					23	23
Self Insurance Reserve					2,051	2,307
Retained Earnings					-23,772	-39,325
Non-Current Liabilities	43,520	47,789	55,800	65,282	66,368	70,385
Borrowing					43,171	45,159
Benefit Plan					1,648	1,466
Consumer Deposit					3,409	3,767
Deferred Income					18,140	19,993
Current Liabilities	9,775	12,158	29,036	31,670	38,295	51,144
Borrowings					7,597	8,885
Accounts Payables					30,010	41,507
Deferred Incomes					688	752
Total Liabilities	53,295	59,947	84,836	96,952	104,663	121,529
Total Equity&Liabilities	184,215	204,887	231,224	246,826	257,033	283,067

Source: CEB

8. 1. 3 キャッシュフロー

キャッシュフローの状況はもともとよいとはいえず、2003 年から 2004 年にかけてそれがさらに悪化している。売掛金を見ると、総売り上げの 25%というきわめて高い水準となっており、また 2003 年から 2004 年にかけてこれが 20 億ルピーも増加している。売り上げの増加は 30 億ルピーほどであるが、実際の現金収入はほとんどが増えていなかった計算となる。2004 年の営業純現金収支は 12.68 億ルピーの黒字であるが、この内訳を見ると、2004 年度の営業純現金収支が黒字だったのは、各種の支払いを遅らせて買掛金を増やしたことでかろうじて実現されていたことがわかる。

投資金額は、2003 年の 124.7 億ルピーに対して 161.6 億ルピーと多少は増えているものの、小規模にとどまる。またファイナンスからの現金は、2003 年は借入れに大きく便り、それがなかった 2004 年は増資、実質的に政府からの補助金 13.6 億ルピーが主要な財源となっていることがわかる。

最終的なキャッシュポジションは、2003 年期首時点ですでにマイナスとなっていたが、2003 年、2004 年ともにマイナスがさらに深まっている。財務的には、資金ショートを起こしている状態となっている。手持ち現金と銀行預金をはるかに上回る、60 億ルピーにのぼる過剰引き出しが行われている。

8. 1. 4 津波の影響について

2004 年末に発生した津波の影響は CEB の財務にもある程度影響を与えている。2004 年の支出に含まれた津波関連の支出は、226 万ルピーであり、比較的少ない。これはもちろん、津波の被害が 2004 年の年末ぎりぎりに発生したためである。

被害および関連支出のほとんどは 2005 年の勘定となる。現時点では、総額で 7.1 億ルピーの支出が見込まれており、そのほとんどは南部の復興のための支出となる。

これらが CEB の財務に与える影響は、小さくはないものの本質的とはいえない。2004 年現在、税引き前の純益が 152 億ルピー程度であり、これに対して 7 億ルピー程度の支出は決定的に事態を変えるものではない。ただし、こうした追加の支出が、ただでさえ苦しい CEB の財務をさらに圧迫する結果となるのも事実ではある。

表 8.1.3 CEB キャッシュフロー
(million Rs)

Cash Flow		2003	2004
Net Profit before tax		-3,750	-15,190
adjustment for	Depreciation	7,662	9,346
	Consumer contribution	-676	-752
	Government Grant	-12	-12
	Damages charged against self insurance	0	-147
	Loss(profit) in sales of fixed asset	-9	32
	Provision for gratuity	572	-102
	interest expenses	6,199	6,644
	interest income	-230	-208
Operating Porfit before Working Capital		9,756	-389
	Increase in payables	875	11,053
	Changes in current account	0	-720
	Increase in receivables	826	-2,372
	Increase in Inventories	-493	421
Cash from Operations		10,964	7,992
	interest paid	-6,199	-6,644
	Gratuity paid	-80	-80
Net Cash flows from operation		4,685	1,268
Cash flow from investment			
	Insurance reserve	-88	238
	purchase of property, plants & Equipment	-12,471	-16,162
	Investment in non-cap. Work in progress	0	6,535
	Sales of fixed assets	206	82
	interest	230	208
Net CF from investment		-12,123	-9,099
CF from financing			
	Contrbuted capital	337	1,360
	Consumer contributions	2,278	2,681
	Long term borrowing	4,014	1,896
	Consumer deposits	334	358
NetCF fromn financing		6,963	6,295
Net (decrease)/increase in cash		-475	-1,537
Cash at year beginning		-3,145	-3,621
Cash at year end		-3,621	-5,157

Source: CEB

8. 2 コストと料金

2004 年現在、電力の供給コストは 10.27Rs/kWh となっている。これに対して、料金収入は 7.67Rs/kWh にとどまっている。すでに述べたように、CEB は大幅な営業赤字に直面しているが、料金がコストに追いついていないのがその赤字の大きな理由となっている。

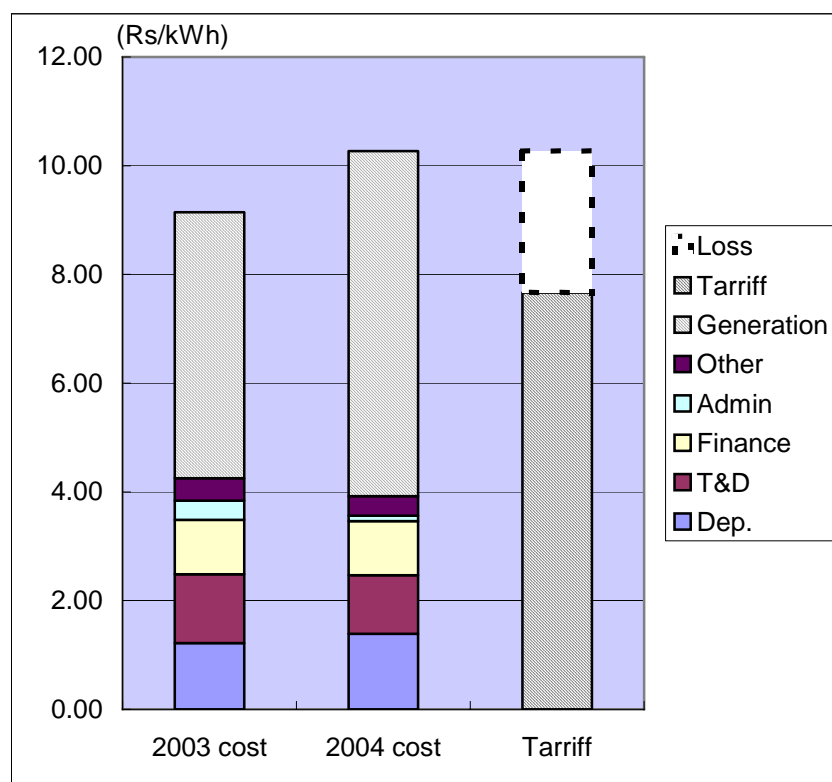
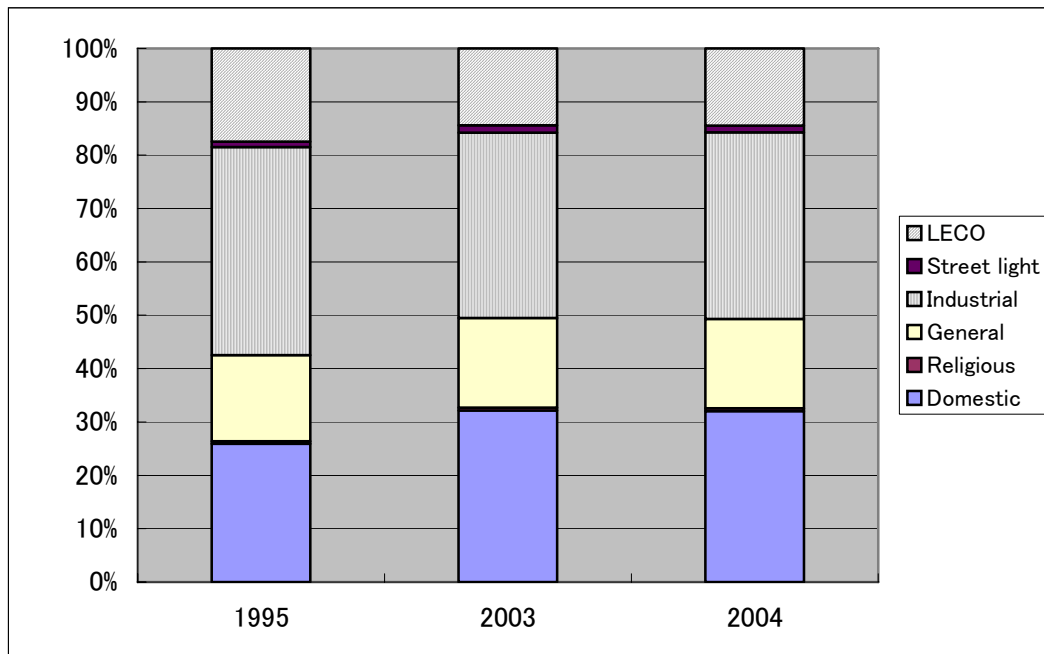


図 8.2.1 供給コストと料金

世界の多くの電力公社、たとえばタイの EGAT 等では、買電コストや燃料コスト上昇分をそのまま料金に転嫁できるような料金決定式を持っており、こうした問題が発生しないようになっている。ただし CEB の場合、現在の高いコストは本来非常用電源として設定された高コストの電源をベース電源として使っているというゆがんだ状況からくるものである。このため、単純なコスト転嫁による料金増大が理解を得られるかどうかは明らかではない。

また、需要家別の GWh ベースの需要構成を以下の図に示す。1995 年に比べて家庭用需要の比率が高まっていることがわかる。収入でみても、1995 年には工業需要からの収入は家庭用の三倍程度であったのが、現在では二倍程度となっている。家庭用の需要は産業需要ほど価格弾性がないため、Demand management における料金使用にも限界がある一方で、大幅な料金引き上げも社会的な理解を得ることが困難となる。その一方で、産業需要についてもかなりの料金引き上げを行ってきており、産業の国際競争力的な観点や投資誘致の点からも、これ以上の引き上げについては懸念が提出されている。



Source: CEB

図 8.2.2 需要家別の需要構成 (GWh ベース)

8. 3 CEB 財務の現状

以上で見たように、CEB の財務は決してよい状態にあるとは言い難い。きわめて高い電力と燃料コストのために、発電コストだけで料金収入がほぼ消える構造となっており、2000 年以来 CEB は恒常的な赤字に直面している。また料金引き上げにともない売掛金が急増しており、現金収入が思うように増加していない。一方その現金の不足を補うため、買掛金が大きく増加しており、各種の支払いを遅らせることでなんとか帳尻を合わせている構造が見て取れる。

需要は堅調に推移しているものの、供給コストが料金を大きく上回る逆ざや構造となっているため、需要がのびればのびるほど CEB は損失を計上することになってしまう。すでに 2005 年の電力需要は 2004 年に比べても高い水準で推移しているが、このままでは財務状況がさらに悪化することになってしまう。すでに手持ち現金がマイナスの状態での数年間推移しており、破綻に近い状況といえる。

ただし重要な点として、CEB の財務上の問題は短期の資金需給であるということを理解する必要がある。現在の CEB の総資産に対する負債比率は 43%程度と低く、それ自体は決して問題ではない。諸外国においては、設備依存型の発電事業はもっと負債比率が高くなるのが通常であり、総資産に対する負債比率 70%を超えることも珍しくない。特に CEB の長期負債は、総資産に対してきわめて低い水準となっており、長期負債であれば借り入れ余力はある。

現在の CEB における財務上の問題点は、むしろ短期的な負債にある。大規模な設備投資が行われないために長期負債は増えない一方で、経常収支の赤字分を補うために、資金需要のすべてを短期負債、それも特に買掛金の増大に頼っている。このため、短期負債と長期負債がほぼ同額という状態になっている。経常収支が黒字になり返済の見通しが確実となれば、長期融資を得て投資を行うことは十分可能となる。

8. 4 長期投資計画

(1) 長期投資計画

マスタープランの実現にあたっては、発電設備およびそれに伴う送変電設備開発の面で非常に大規模の投資が継続的に必要となる。マスタープランにおける長期的な投資計画（ベースケース）を表 8.4.1 に示す。

表 8.4.1 長期投資計画

年	発電電力量 (GWh)	投資額 (億スリランカルピー)			
		発 電	送変電	その他	計
2005	8,549	0	59	100	159
2006	9,105	0	76	100	176
2007	9,732	0	50	100	150
2008	10,464	0	30	100	130
2009	11,291	106	54	100	260
2010	12,168	122	82	100	304
2011	13,115	658	37	100	795
2012	14,125	329	48	100	477
2013	15,214	329	45	100	474
2014	16,390	329	29	100	457
2015	17,684	329	50	100	479
2016	19,068	329	76	100	505
2017	20,551	329	53	100	481
2018	22,140	329	44	100	473
2019	23,839	329	50	100	479
2020	25,653	372	68	100	539
2021	27,594	372	32	100	504
2022	29,676	414	21	100	535
2023	31,903	500	18	100	618
2024	34,287	435	9	100	544
2025	36,837	658	1	100	759
計		6,268	932	2,100	9,300

なお、発電設備および送変電設備の開発に必要な投資額は前述開発計画（ベースケース）に基づくものである。また、その他の部分の投資は、現状の投資水準より推測し、それが今後も続くものと想定している。

2005 年から 2025 年までに電力セクター全体として必要となる投資は総額 9,300 億ルピーとなる。年額で見ると、今後十年以上にわたり平均で年間 443 億ルピー/4.4 億ドルという高い水準、2012 年以降だとほぼ年額 500 億ルピー程度となる。ほぼ毎年、300MW 級の発電設備を継続的に建設する必要があり、送電設備もそれに合わせたため、この投資額はやむを得ない状況ではある。

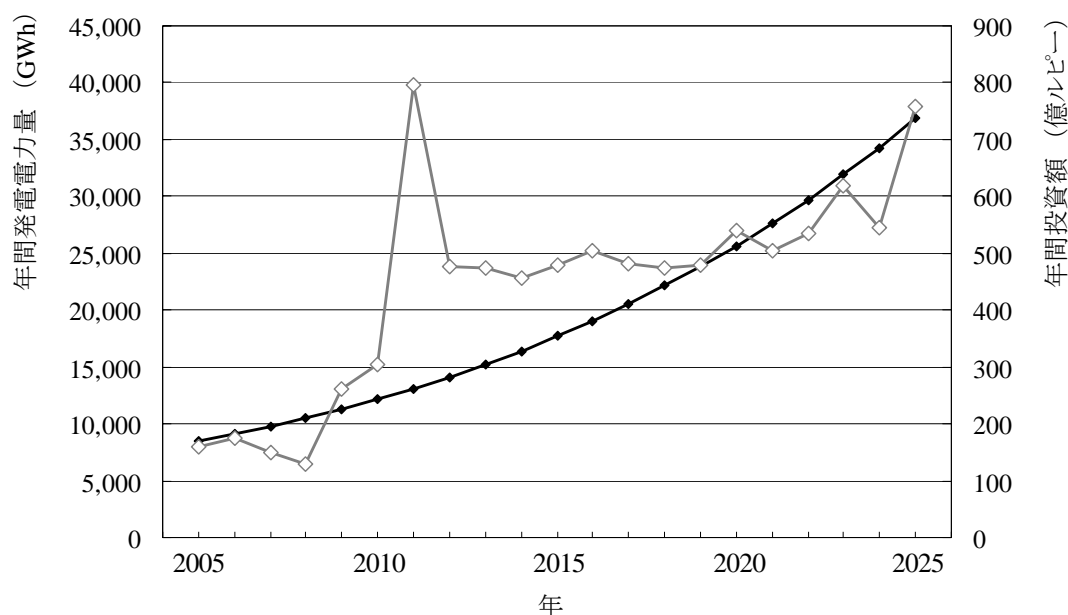


図 8.4.1 年間発電電力量と年間総投資額の推移

発電電力量との比較で、2011 年に投資の急激なピークが見られるのは、この年に 600MW の発電設備の建設が行われるためである。

現在の CEB の年間投資額は 160 億ルピー程度となっている。したがって、今後の投資需要は、現在のほぼ 2.8 倍となる。

この投資水準をだれが負担するかというのは、構造改革の進展と関わる大きな問題となってくる。たとえば発電設備についてはすべて IPP に負担させることにすれば、CEB（つまり公的な電力セクター）の投資は送電その他分のみですむ。この場合、CEB の投資は年額 150～160 億ルピー程度となり、現状とほとんど変わらない水準を維持できる。

しかしこの場合、その IPP への支払いが問題となる。現在すでに、IPP に対する支払いの負担はきわめて高いものとなっており、これが現在の電力供給コストを押し上げる大きな要因となっていることはすでに述べたとおりである。特にベース供給力をこのような IPP 発電設備に大幅に頼ることは、その買電契約の中身にもよるが、安価なベース供給力を確保することで電力供給コストを下げるという狙いが実現できなくなる見込みが高い。

また同時に、既存の IPP 業者に対するヒアリングより、300MW の石炭火力といった大規模な投資を負担するのは、独立事業者としてはリスクが高すぎるとの見解を得た。民間事業者のリスク許容度は一定ではないため、今後の環境変化次第ではそうした事業者が出てこないとも限らないが、当分は期待できそうにない。このため、ここで想定される発電設備がすべて IPP により整備されるという想定は非現実的である。

したがって、最もコスト効率の高い大規模石炭火力を使うためには、公的な電力セクターが新規の発電設備の相当部分を負担することが現実的である。諸外国の構造改革を見ても、水力や一部のベース電源については公的電力セクターで保有し、それ以外の変動部分についてのみ IPP に任せる例は見られる。

8. 5 マスタープランによる料金/単価の将来推移

本マスタープランにおける投資案をもとに将来的な電力供給単価の推移を予測する。

ここでは、大型石炭火力を導入した場合と、ディーゼルに頼った電力供給を続けた場合とで比較を行う。比較されているのは、(1) マスタープランに従い大型火力を導入した場合、(2) 大型火力が導入されず、ディーゼルに頼った場合である。さらにディーゼルは、(2)・I：現在スリランカに多く導入されている中速ユニットを導入した場合と、(2)・II：低速の国際的な平均水準のものを導入した場合とにわかれる。

さらに、シミュレーションの条件を簡便にするため、以下のような仮定を行った。

(1) ここでは融資条件の差などの影響を除くため、すべての投資は単年度ですべて料金転嫁されるものと仮定する。また、IPP などの利益上乗せ分についてもここでは考えない。

(2) 送配電コスト、および販管費等オーバーヘッドは、売電量に比例するものと想定している。金利および借入金返済は、2004 年の水準がそのまま続くものと想定している。実際には、多くの融資はこの期間中に完済されるため、この想定はコストを高めめに想定するものとなる。

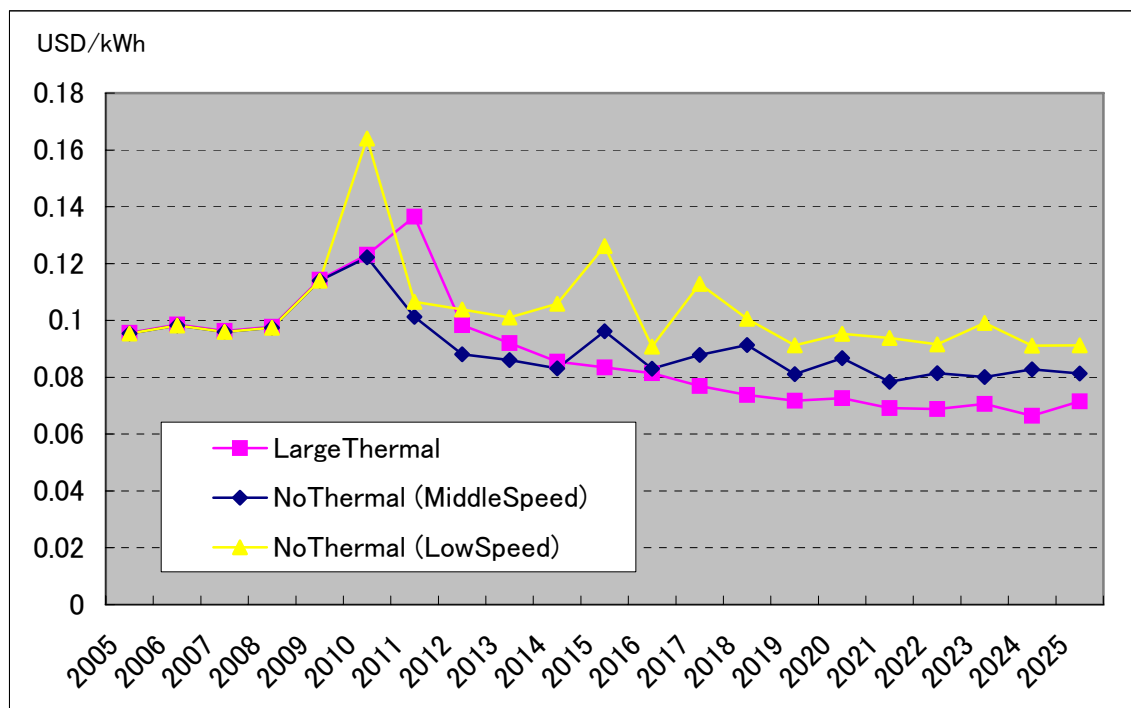


図 8.5.1 投資をすべて単年度で負担した場合の料金推移比較

表 8.5.1 投資をすべて単年度で負担した場合の料金推移比較

	(Uscent/kWh)								
year	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025
LargeThermal	9.6	9.9	9.6	9.8	11.4	12.3	8.3	7.3	7.2
NoThermal (LowSpeed)	9.5	9.8	9.6	9.7	11.4	16.4	12.6	9.5	9.1
NoThermal (MiddleSpeed)	9.5	9.8	9.6	9.7	11.4	12.2	9.6	8.7	8.1

大規模石炭火力を導入した場合もしない場合も、2009 年から数年は電気需要の増大を高価な買電や予備電源に頼らざるを得ない。このため、単価はどうしても上昇に転じることになる。

大規模火力を導入した場合には、ここでの仮定から、その投資の年には単価が急激に上がる。しかしながら、低コストの電力が供給されることでその後は急速に単価が下がることとなる。本マスタープラン通り、300MW 級の大型火力をほぼ毎年連続して建設できれば、きわめて妥当な水準まで電気料金まで引き下げることが可能となる。ここに示したのは収支を均衡させた単価水準であるが、これに CEB および各種発電企業の利益分をのせたとしても、アジアの他の諸国とまったく遜色ない水準が実現できるであろう。

一方、大型火力なしで、安価な中速小型ディーゼルに依存した場合には、今後数年の料金上昇は同じだが、その後も大幅に電力料金が低下することはない。今後のディーゼルが、現在のスリランカにおける最安価なものでそろったとしても、需要が全体として増えるため、新規の投資分がならされて多少の料金低下が見られるのみである。

さらに、もっと現実的な数字として、ディーゼル発電設備が低速の国際水準での投資となった場合には、料金はまったく下がらず、むしろ大きめの投資があるときには現在より上がる結果となってしまう。これは単純に原価だけを考えての数字である。

現状の料金水準は 7 セント程度となっており、逆ざや状態であることはすでに述べた通りである。現状ではこの水準でもかなり不満が出ているものの、これは国際的に見た水準と比較して必ずしも高いものではない。しかしながら逆ざや状態を今後長期的に続けることは不可能であるため、実際のコストを料金並に引き下げることが急務となる。

大規模火力の導入は、明らかにそれを可能とする。その一方で、ディーゼルに依存した場合には、逆ざや状態が解消することはいずれ得ず、料金をさらに引き上げることは急務となる。さらに関係者の多くは、高い電力コストが産業の競争力や投資誘致に与える影響についても懸念している。ディーゼル依存の電力では、その懸念を払拭することは不可能であることがわかる。

料金は長期的には供給コストによって決まってくる。供給コストよりも料金が低く、また追加の補助金等の収入がない場合には、その差額は借り入れによって補うしかなく、これを長期的に維持することは不可能である。

財務分析結果が示すように、2000 年以降コストと収入との乖離（赤字）は拡大してきたものの、送電および配電コストは、売り上げの増加より少し多い程度の増加であり、コスト管理という面での CEB の自助努力は認められる。他方、赤字を増大させた最大の原因は緊急ディーゼル電源からの買電価格の上昇であり、とりわけ近年の著しい石油燃料の価格上昇が大きな要因となっている。

結果として現在の料金水準は供給コストをはるかに下回るものとなっている。このため、CEB の負債は増大している。

ただし前述したとおり、この負債は短期負債である。大規模な設備投資が行われないために長期負債は増えない一方で、経常収支の赤字分を補うために、資金需要のすべてを短期負債、それも特に買掛金の増大に頼っている。このため、短期負債と長期負債がほぼ同額という状態になっている。経常収支が黒字になり返済の見通しが確実となれば、大規模投資用の長期債務については借り入れ余力があるといえる。

したがって料金を考えるにあたっては、損益計算書上の利益が目に見えるものとなり、将来的な収益性と融資可能性が明らかになる必要がある。このために料金について以下の方策が求められる。

- ・ 短期的な 25% 程度の料金引き上げ（おおむね 2012 年頃まで）
- ・ 将来的に、大規模石炭火力発電所の建設とあわせた料金引き下げの約束
- ・ 燃料コスト、IPP 買電コストのパススルー条項の導入

短期的な料金引き上げにより、現行の赤字体質は改善される。国民の理解を得るため、将来的な料金引き下げ方針を明示しておくことが望ましい。将来的な引き下げを大型火力発電所の建設と連動させることで、発電所建設への理解を得ることもある程度容易になると考えられる。

また、近年の原油価格高騰に伴う燃料コストと買電コストの上昇については、CEB の力の及ばない部分であり、その変動について CEB が損失をかぶるのは望ましい状況とはいえない。さらにこれは、近年みられたような予想外の損失にもつながってしまう。これについては、料金にこうした原価のパススルー制を含んだ調整式を設けることで避けることができる。なお、現状の高い原油価格は、中長期的には低下が見込まれるため、この公式を導入することで短期的にはむしろ料金が下がる可能性のほうが高い。燃料価格が下がった時を見計らい、燃料コスト低下を迅速に反映させるための措置として導入することで、導入時の反発は避けやすくなると考えられる。

また、現在の電力料金設定は、基本料金および従量制の組み合わせとなっているが、現在の電力不足の状況では、できる限り力率を高め、有効電力を増やすことが非常に重要である。料金設定においても、これを実現するような方策を含めることが可能である。日本の例では、力率 85 パーセントを基準としてそれを上回るか下回るかで、基本料金の割引および割り増しを行っており、顧客による力率改善のためのコンデンサ設置をうながしている。スリランカにおいても料金設定においてこうした方策を加味することで、電力のさらなる有効利用が図れるものと考えられる。

8. 6 マスタープラン導入後の CEB 財務について

今後、電力セクターの改革の進行によって CEB またはその分社後の組織の持つ財務は大きく変化する。これらについては、分社化の全体像が明らかになるまで明確な財務諸表を作成することは不可能であるため、ここでは行わない。

しかしながら、すでに見た通り、発電コストが大きく下がることで、電力セクター全体としては現在の赤字体質から脱却し、現在のような債務増大からは逃れることができる。同時に、新規の需要は既存の需要を大きく上回るものとなるため、従来の赤字の原因となっていた買電が続いたと想定しても、それを補うだけの収入は得られるようになる。

また、大規模火力の場合、比較的有利な条件での公的な開発援助を導入し、投資コストを長期にわたって均等化することが可能となる。ある大型マルチドナーの典型的な融資条件（1.25%、25年、据え置き5年）が初期の数年分の案件に適用されたと想定した場合、発電単価は図 8.5.1 のとおりとなる。

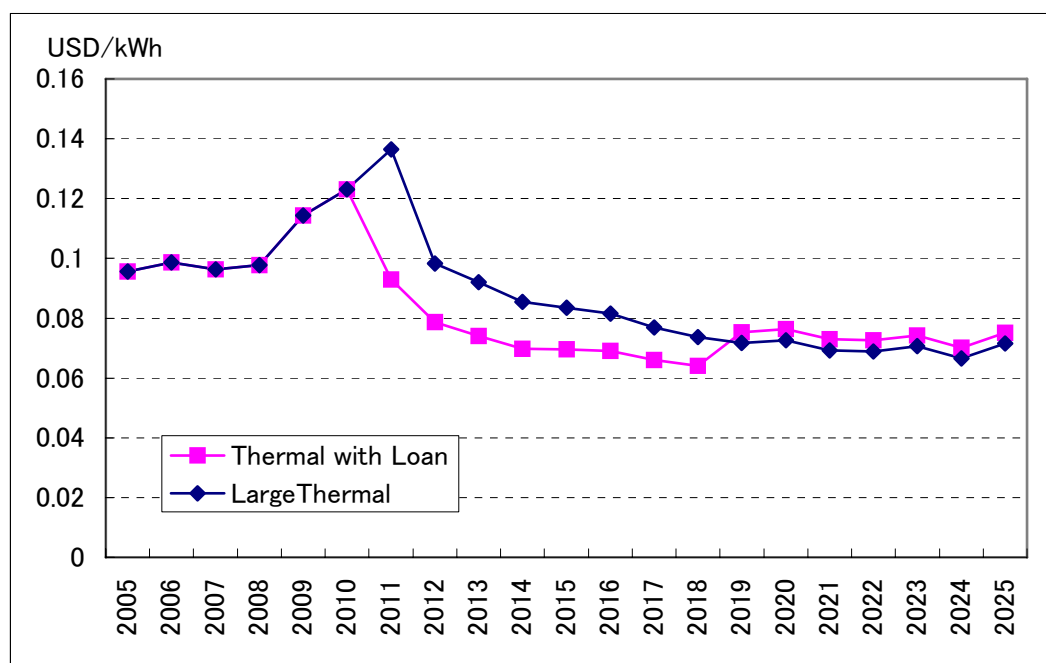


図 8.6.1 大型マルチドナーの典型的な融資条件が適用されたと想定した場合の発電単価の推移

投資が 20 年以上に渡って均らされ、さらに金利もきわめて低い水準であり、さらには据え置き期間の影響もあって、さきほどの単価推移で見られた 2012 年のピークは全くなり、大型火力稼働と同時に電力料金は大幅に低下することとなる。ただし、現在の CEB の財務状況で、こうした大型の融資を次々に受けることは困難である可能性が高い。これは構造改革に伴う分社化等の措置を通じた、財務体質改善の対応が必要となる。

ディーゼルを中心とした開発の場合でも、融資の利用によって投資を均等化すれば、単価はある程度低下すると予想される。しかしながら大型火力の場合のような有利な条件を持った、長期の公的な融資は考えにくい。したがって、単価の下落効果も限定的なものとなる。

8. 7 CEB 財務分析のまとめ

現在の電気料金はすでに国民的に大きな不満のタネとなっている。これまでの建設の遅れのため、今後数年はディーゼルに頼らざるを得ず、料金はさらに高騰するか、さもないと CEB の赤字が拡大することが避けられない¹⁶⁵。しかしその後はこの計画にしたがって大規模火力発電所を建設することで、長期的に大幅な料金低下が実現されることがわかる。また、低利で長期の開発援助融資を利用できれば、このメリットは短期的にも実現できることとなる。

これが実現されない場合、高価なディーゼル発電に今後も頼らざるを得ない。この場合、料金は長期にわたり最低でも現状なみ、また発電設備が民間による場合には、その利益分も含めてさらに高い電気料金を課さざるを得ないことになる。これは政治的にも受け入れられにくいと思われる。したがって本マスタープランに従った大型火力発電の建設、および長期の公的な融資の導入は、電力セクターにとって必須である。

同時に、短期的には料金値上げも検討し、短期的な財務改善も検討する必要がある。CEB の現状の財務の問題点は、短期負債によるものだからである。短期の財務問題が解決できれば、長期債務の借り入れ余力は CEB にはあるため、マスタープランの実現は決して困難なことではない。

¹⁶⁵ 実際には、料金を上げないことも考えられる。しかしながらその場合、CEB はさらに赤字を増やさざるを得なくなる。これは現在の CEB の財務状況から見て、きわめて困難となる。

第9章 環境社会配慮

9. 1 環境社会配慮のための法的枠組み

(1) スリランカの環境社会配慮の法的枠組み

当調査の環境社会配慮に関係する主要な法令、法規、指針、政策、戦略には、次のようなものがある。

- (a) 国家環境法
- (b) 環境影響評価指針 (EIA ガイドライン)
- (c) 沿岸保全法
- (d) 動植物保護法
- (e) 環境基準 (改定基準、提案基準)
- (f) 国家環境政策
- (g) 土地収用法
- (h) 非自発的住民移転に関する法
- (i) 電力セクター環境政策
- (j) 電力セクターの環境戦略に関する活動計画

(2) EIA ガイドライン

EIA の実施を要求する根本規定は、「国家環境法 1980 年法律第 47 号 (NEA) のための改定法 1988 年第 56 号」にある。1988 年の法律第 56 号を含む NEA に、「プロジェクトの承認」という法令があり、その第 IV 項 C に、EIA 条項が含まれている。

同法令のセクション 23Z は、「(環境分野を管轄する¹⁶⁶) 大臣は、……承認が必要な事業 (プロジェクト) や企業を決定する……」と述べている。同セクションの各条項により、環境影響評価 (EIA) のプロセスは、環境大臣により特定された「所定事業」にのみ適用され、かつ指定された事業承認機関 (PAA) の下で実施される。

本件調査はマスタープラン調査であり、スリランカの EIA プロセスは、本調査には適用されない。

(a) 所定事業

電力セクターの開発事業に関係する可能性がある「所定事業¹⁶⁷」には、次のような事業が含まれている。

1. 小規模灌漑工事を除く全ての河川流域開発と灌漑事業 (灌漑条例の第 453 章に規定)
2. 4 ヘクタール以上の土地造成、湿地帯の埋立て

¹⁶⁶ NEA で「大臣(The Minister)」という用語には定義が与えられていない。同語の語義は、特別の定義がなされていないものは、文脈で規定されている。

¹⁶⁷ 「中央環境庁・EIA プロセス実施のための指針(通称 EIA ガイドライン) 1998 年第 3 版 (Guidance for implementing the environmental impact assessment (EIA) process, Central Environmental Authority, Third Edition 1998) の補遺 4 に一覧がある。

3. 5 ヘクタール以上の森林の切り出し
4. 1 ヘクタール以上の林地の他用途（森林としての利用以外）への転換
5. 50 ヘクタール以上の土地の開墾
6. 鉱石・鉱物資源の採取

8. 港湾・埠頭開発
9. 発電電
 - ◆ 50MW 以上の水力発電所建設
 - ◆ 1 箇所で 25MW 以上の発電設備容量をもつ火力発電所建設、または既存発電所の 25MW 以上の設備容量の拡張
 - ◆ 原子力発電所の建設
 - ◆ 50MW 以上の全ての再生可能エネルギー型発電所の建設
10. 送電線
 - ◆ 10 km 以上の延長距離をもち、50 KV 以上の電圧の地上送電線の敷設

12. 住民移転
 - ◆ 緊急事態による移転の場合を除き、100 世帯以上の非自発的住民移転
13. 水供給
 - ◆ 1 日あたり 50 万立米 ($0.5 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{day}$) 以上の地下水の揚水事業
 - ◆ 50 万立米 ($0.5 \times 10^6 \text{ m}^3$) 以上の排水処理施設の建設
14. パイプライン
 - ◆ 1 km 以上の延長距離のガス・液体（水以外）輸送用パイプラインの敷設

17. 全てのトンネル事業
18. 廃棄物の処分
 - ◆ 1 日あたり 100 トン以上の処理能力を持つ全ての固形廃棄物処分施設の建設
 - ◆ 有毒・有害廃棄物の処理場建設
19. 10 ヘクタール以上の全ての工業団地の開発

31. 国家安全保障上の理由を除き、原子力エネルギー機関法 1969 年第 19 号（Atomic Energy Authority Act, No.19, 1969）に規定された放射性物質、または爆発物法 1956 年第 21 号（Explosive Act, No.21, 1956）に規定された爆発物の、製造、貯蔵、使用に関する産業

上記リストに加えて、沿岸保全法と動植物法に基づき、次の 2 種の事業が EIA の実施を要求されている。

- 沿岸保全法に規定される「沿岸域（海岸線を含む带状域）」に事業区域の一部をもつ事業
- 動植物法に規定される国立保護区（National Reserve）境界から 1 マイル以内で行われる事業

(b) 事業承認機関

特別官報第 859/14 号(1995 年 2 月 23 日)に示された事業承認機関 (PAA : Project Approving Agencies) ¹⁶⁸ の中で、電力セクターに関連する機関には次のような機関がある。

1) 以下の課題が賦与された所轄省：

(C) エネルギー¹⁶⁹

- 2) 沿岸保全局 (DCC)
- 3) 野生生物保護局 (DWC)
- 4) 都市開発庁 (UDA)
- 5) 国家環境法 (NEA、1980 年第 47 号) により設置された中央環境庁 (CEA)
- 8) マハベリ流域管理局 (The Mahaweli Authority)
- 9) スリランカ投資委員会 (BOI)

その後、次の機関が事業承認機関に加わった。

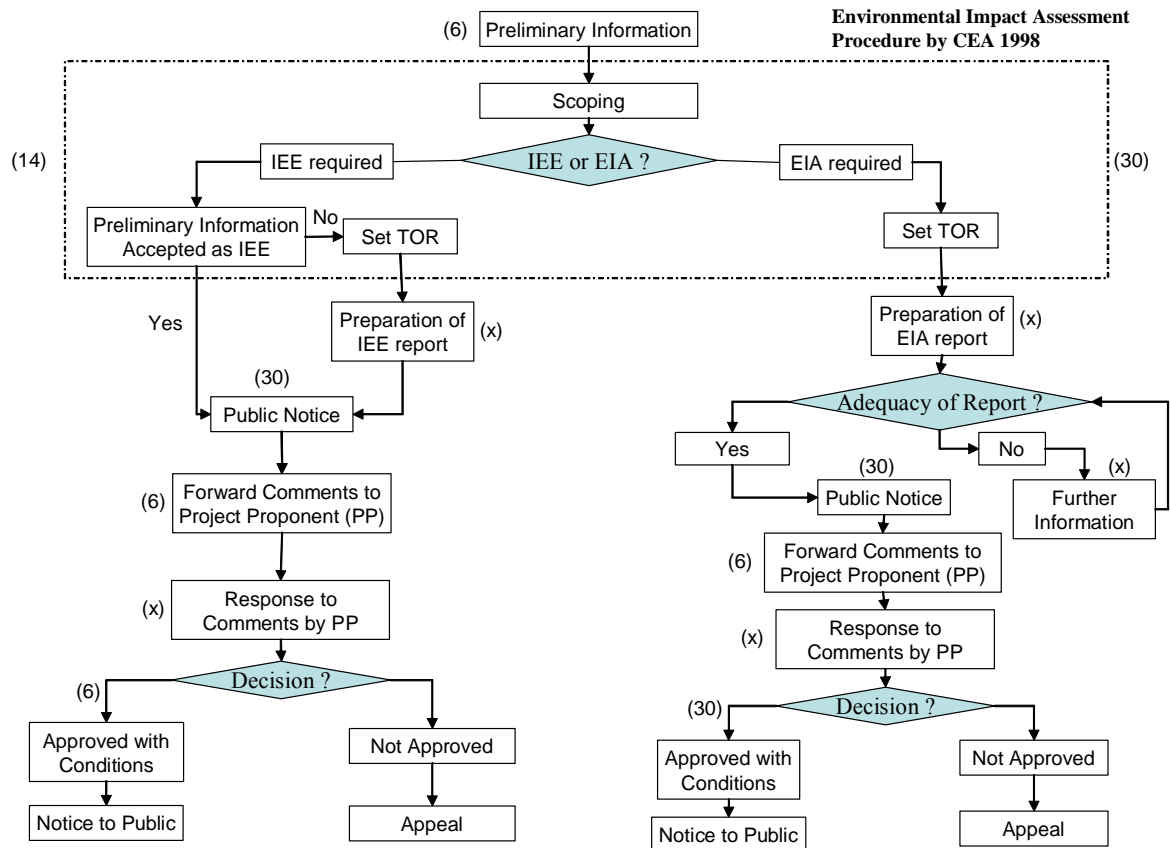
- 地質調査・鉱物局
- 観光局

¹⁶⁸ Appendix 6 of the EIA Guidelines

¹⁶⁹ スリランカでは、電力エネルギー省 (MPE) にあたる。

(c) EIA の標準的な手続きの流れ

スリランカでのEIAの標準的な手続きの流れは、EIA ガイドライン第1巻の最終ページに、次のようなフローチャート図で示されている。



(3) 保護区

(a) 保護区には以下の6分類が見られる。

- 厳正自然保護区 (Strict Natural Reserve)
調査目的で承認のある場合を除き、何人も立ち入り禁止
- 国立公園 (National Park)
教育・観光目的で許可を得た訪問客以外は、何人も立ち入り禁止
- 自然保護区 (Nature Reserve)
環境破壊を引き起こさない、釣りのような限られた伝統的活動は許可される
- ジングル回廊
野生動物の通り道。しかし、法律上はまだ保護区に指定されていない。
- バッファゾーン
保護区の周囲。しかし、法律上はまだ保護区に指定されていない。
- サンクチュアリ (Sanctuary)
同区域の中の私有地では伝統的な活動は認められる。しかし、国の保有するサンクチュアリでは、これらも認められない。

法律で指定された保護区は以下の通り：

分類	数	面積 (ha)
国立公園 National Parks	16	5,061.13
自然保護区 Nature Reserves	2	479.52
サンクチュアリ Sanctuaries	54	2,785.74
厳正自然保護区 Strict Natural Reserves	3	315.73
総 計	75	8,642.12

(野生生物保護局、2003 年 12 月)

(b) 海洋保護区

現在、2つの海洋保護区がある、ヒカドゥワ港と帯状さんご礁海域。この地域では、さんご、砂、海洋資源の収集、建設活動、廃棄物の投棄、繁殖地の攪乱などの行為を含む漁業活動が禁じられている。

(c) 漁業管理区域 (FMA)

以下に示す漁業管理区域では、漁業活動の手法・時期・場所が限定されている。各地域での法規制は、官報 1038/16 号 (1998 年 7 月 30 日) に漁業と海洋の保護法 (1996 年) 改定として記述されている。

- ネゴンボ・ラグーン (Negombo Lagoon)
- ラカワ・ラグーン (Rekawa Lagoon : Matara と Hambantota 間)
- ウドゥキリワラ保護区 (Udukiriwala Reservoir : Hambantota, Weeraketiya の近傍)
- バティカロア・ラグーン (Batticaloa Lagoon)
- ボロゴダ保護区 (Bolgoda Reservoir : Moratuwa-Panadula 間)
- ヤラ沖 (Off Yala)
- ムルサウエラ保護区 (Muruthawela Reservoir : Hambantota)
- パラクラマ・サムドラ (Parakurama Samudra : Polonnaruwa)
- リディヤガマ保護区 (Ridiyagama Reservoir : Hambantota)
- キリバンウェバ保護区 (Kiriibbanweva Reservoir : Moneragala)
- ウルシタウェバ保護区 (Urusitawevea Reservoir : Moneragala)
- マディハポルヘナ (Madihapolhena : Matara)
- ソタムラギニガスムラ (Thotamuraginigasmulla : Matara)

(d) 水鳥の生息などに関係する湿地帯

ラムサール条約に登録された水鳥などの生息に関係する湿地帯が 2 つある。ブンダラ湿地帯 (Bundala) とアナウィルダワ湿地帯 (Anawirudawa) である。

(e) 考古学的に重要な地域

環境影響評価 (EIA) に加えて、考古学局の指定した考古学的に重要な地域に何らかの施設が建設される場合は考古学的影響評価が必要となる。

(4) 環境基準

項目	基準値	法規	モニタリング 機関	監督 機関
排出基準 (提案値) (熱容量 > 73MW) オイル燃料、オイル/ 木	<ul style="list-style-type: none"> NOx: 130mg/MJ SOx: 340mg/MJ TSP : 40mg/MJ 透過率 : 20% 	「改定・提案環境基準」 に挙げられたもの	中央環境庁 (CEA) と CEB のプロジ ェクト事務所	CEA
排出基準 (提案値) (熱容量 > 73MW) 石炭燃料、石炭/ 木	<ul style="list-style-type: none"> NOx: 300mg/MJ SOx: 520mg/MJ TSP : 40mg/MJ 透過率 : 20% 	「改定・提案環境基準」 に挙げられたもの		
海水中に廃棄される 液体廃棄物	<ul style="list-style-type: none"> Temperature : 45℃ 総浮遊物 (TSS): 150mg l⁻¹ BOD (5 日法) : 100mg l⁻¹ pH: 6 - 8 	官報 第 595/16 号 1999.02.02	CEA と CEB のプロジ ェクト事務所	CEA
騒音 (工業地域)	70dB (昼間) 60dB (夜間)	官報 第 924/12 号 1996.05.23	CEA と CEB のプロジ ェクト事務所	CEA 警察

注： 固形・液体廃棄物の処分と騒音に関する基準はあるが、排ガスに関する法規は、まだ検討中である。

9. 2 計画概要

(1) 協力事業の名称と事業実施機関名、コンサルタント名

<事業名> スリランカ国電力セクターマスタープラン調査 (送電システム開発計画)

<事業機関> セイロン電力庁 (CEB)

<コンサルタント> 中部電力株式会社、野村総合研究所株式会社

(2) 計画概要

本件調査は、北部地域・東部地域を含むスリランカ全国に対する、発電・送電システムの増強について、今後 20 年間の包括的マスタープランを開発することを目的としている。

マスタープラン (調査) の内容には、以下の項目が含まれる。

- ① 需要予測
- ② 最小費用での電力増強計画
- ③ 送電システム開発計画
- ④ 長期投資計画
- ⑤ 電力料金研究
- ⑥ 経済財務分析
- ⑦ 環境社会配慮 (ESC)
- ⑧ 電力セクターの開発政策研究

既存電力設備の総容量：2294 MW (2004 年 7 月時、IPP を含む)

2015 年のピーク需要は 3,400-4,000 MW、2025 年のピーク需要は 6,600-9,100 MW と予想されている。2015 年と 2025 年までに、それぞれ約 2,800MW (280 万 kW) と 7,200MW (720 万 kW) が新たに開発されなければならない。

本件調査は、単一プロジェクトに関するものではなく、複数の発電設備開発の組み合わせを最適化しようとするものである。関連プロジェクトの所在地は全国に及ぶ。稼動規模は、小規模な再生可能型エネルギー（数千 kW か、それ以下）から、15 万 kW の水力発電、300MW のユニットで 3 基で構成される 900MW の大規模石炭火力発電に及ぶ。

理論的には、需要予測やセクター政策の代替政策案を含むマスタープランの全体に戦略的環境アセスメント（SEA）を適用することができるが、国家経済政策やエネルギーセクターの政策は本件調査のスコープを超える。実際的には、開発サイトや設備タイプの選択などの、発電設備開発事業の最適化に対して SEA を適用した。

いくつかの大規模優先プロジェクトに対して、初期環境評価（IEE）のレベルで環境社会配慮（ESC）を実施した。これは、既存の資料情報のレビューと簡易な現地踏査に基づいてアセスメントを実施したという意味である。

<該当する計画事業>

- (上部コトマレ水力発電計画事業 150 MW) JBIC が支援実施決定、入札完了。
- (CEB ノロチッチョレ（プッタラム）石炭火力発電所建設事業 300 MW)
F/S と EIA (1998 年)、D/D (2000 年 1 月)、土地収用に関する合意済み
- ノロチッチョレ（プッタラム）石炭火力拡張事業 300 MW x 2 units
- トリンコマレ石炭火力建設事業 300 MW x 3 units: CEB F/S、EIA 調査実施 1988
- ハンバントッタ石炭火力建設事業 300 MW x 3 units: USTDA 地点選定調査 2001
- ケラワラピティヤ コンバインドサイクル火力発電所事業
150MW x 2 units: JICA FS 調査 1999
- 他の候補事業
(ブロードランド水力発電事業 35 MW) JICA FS、EIA 調査実施 2003
ウマオヤ流域間導水による水力発電事業 150 MW と他のウマオヤ流域事業
ギンガンガ水力発電事業 49 MW
ジャフナ火力発電所 20 – 30 MW (短期対策)、50 – 100 MW (中期)

注：灰色塗りの事業は、EIA の法的承認、FS、またはドナーの支援決定（上部コトマレ）を終了しているので、本件調査の ESC 対象からは外れた。

9. 3 環境社会配慮（ESC）の目的と方法

（１）目的（ESC の仕様）

本件調査事業には、戦略的環境アセスメント（SEA）の適用が要求されている。その仕様は、CEB 担当者と JICA 予備調査団により、以下のようなものが提起された。

- （a）電力セクターの環境社会配慮について既存の政策、法規、指針、戦略を検討する。現在の、それらの実施状況と問題点を調べる。
- （b）マスタープランの中の発電計画について、SEA を実施する¹⁷⁰。
 - ◆地点が決定もしくは提案されている候補電源事業に、環境スコーピングを実施し、予備チェックリストを使用して主要な環境社会影響を判定する。
 - ◆火力発電所の場合は、タイプにより異なる環境社会影響を分析・評価する。
- （c）CEB の環境社会配慮能力の強化を図る。
 - ◆いくつかの過去の調査事例を検討し、ステークホルダーからのヒアリングを実施することにより、CEB の環境管理と環境社会配慮の体制に関する現状と課題を調べる。
 - ◆CEB が ESC を適切なレベルで実施するために必要な技術的能力、人材、組織的配置について提言する。
 - ◆上の提言を実施するための実際的な方策を提言する。これら方策には、NGO や一般市民を含むセミナーやワークショップを開催する、CEB 担当者を支援して、現存する環境管理ガイドライン案の開発を促進するなど、提起された。

（２）EIA の要求事項

スリランカでは、マスタープランの段階では EIA の実施は求められない。同国には、SEA を要求する法制度もない。しかし、2004 年 4 月に施行された JICA 環境社会配慮ガイドラインの方針に立って、JICA はこの調査の TOR で SEA の実施を求めている。IEE レベルの ESC 調査も、JICA ガイドラインに沿って要求されるところである。

（３）調査対象地域

北部・東部州を含むスリランカ全土が調査対象になっている。

（４）調査期間

2004 年 12 月から、2006 年 2 月までの期間で実施される。

IC/R 2004.2 It/R 2005.7 DF/R 2005.12 F/R 2006.2

（５）調査範囲

- （a）データ収集
- （b）需要予測
- （c）最小費用での電力増強計画
- （d）送電システム開発計画
- （e）長期投資計画
- （f）電力料金研究

¹⁷⁰ 送電システム計画についても SEA の視点を適用することが、インセプション時に CEB と調査団が確認した。

- (g) 財務分析
- (h) 環境社会配慮 (ESC)
- (i) 電力セクターの開発政策研究
- (j) マスタープランの作成

(6) 情報公開と住民参加

マスタープランでは、情報公開を促進し、住民参加を推進する必要性が認められており、計画者が調査により得た計画に関する認識をステークホルダーと共有し、マスタープラン案を基本的に受け入れてもらうための基盤作りをする機会が重要になる。

調査団への調査仕様では以下の課題があった。

- (a) 中央・地方政府の職員、NGO、知識人などのステークホルダーに対するマスタープランに関するセミナーの実施を支援する。
- (b) メディアなどを利用して、マスタープラン調査について、情報を提供していく。

注：

- 「マスタープラン・セミナー」は、マスタープランの期間中に、インセプション時、インテリム時、ドラフトファイナル時の3回開いた。
- CEB がセミナーを主催し、調査団・JICA スリランカ事務所、駐スリランカ日本大使館が、セミナー/ワークショップの実施を支援した。

＜セミナーとステークホルダー・ミーティングの計画＞

現地調査	主な調査内容	セミナー・ミーティングの計画
1次調査(2月)	調査内容の説明、協議。データ収集と分析。	第1回セミナー：調査目的・計画の説明
2次調査(4月)	計画策定手法の見直し、現場調査	ステークホルダーミーティングの準備会合
3次調査(7月)	マスタープラン概要案作成	第2回セミナー/第1回ステークホルダーミーティング 1) 全体の課題に係る説明 2) 個別テーマをめぐる分科会式ワークショップ 3) 全体会合（個別技術的検討結果の説明）
4次調査(10月)	包括的マスタープラン策定	
5次調査(12月)	ドラフトファイナル・マスタープランの説明、協議	第3回セミナー/第2回ステークホルダーミーティング ドラフトファイナルの内容を中心に情報公開・合意形成支援

9. 4 影響の評価（SEA とマスタープラン段階での IEE）

9. 4. 1 ステークホルダー

（１）ステークホルダーの範囲

本件電力セクターのマスタープランが関係するステークホルダーの範囲として、以下のような関係者を見出した。

関係行政機関	電力エネルギー省（MPE）、公共事業委員会（Public Utilities Commission） 国家計画局（Dep. National Planning）、対外関係局（Dep. External Resources） 天然資源環境省（MENR）： 中央環境庁 CEA、環境管理評価局 EMA、森林局 Forest Dep、野生生物保護局 Wildlife Dep、 沿岸保全局（Coastal Conservation Dep.）、灌漑局（Irrigation Dep.） マハベリ流域管理庁（Mahaweli Authority）、北西州環境庁（NWEA） エネルギー保全基金（Energy Conservation Fund）、国営石油会社(CPC) 復興・移住・融和省（MRRR）、国家地雷問題委員会（NSCMA）、国家復興タスクフォース（TAFREN） 国家水資源事務局（NWRS）、都市開発庁(UDA)、国土省（MOL）、港湾庁（Ports Authority） 投資委員会（BOI）
地方機関	9 省の行政府、紛争地域リハビリ計画(Conflict Affected Area Rehabilitation Program) CAARP 東部事務局長（Eastern Province Divisional Secretary of CAARP for Trinco & Jaffna） ジャフナ政務官（Government Agent of Jaffna）
一般国民	重要プロジェクト関係者、技師、学生、宗教家（Buddhism, Hindu, Christian, Muslim）
経済・実業界	商工会議所（Chamber of Commerce、Chamber of Industries）、投資家（Investors）、 民間電力事業者（Private and Small Power Producers）
NGO	Energy Forum, Sri Lanka Energy Managers Association, Green Movement of Sri Lanka, Environmental Foundation Limited, Energy Journals, Praja Mula Organization, IUCN (International Union for Conservation of Nature and Natural Resources) and others
学識経験者	Univ. of Moratuwa, Univ. of Peradeniya, Univ. of Ruhuna, Univ. of Colombo, Open University Expert on Engineering/ Energy Economics, Sociology, and others
ドナー	日本大使館、JICA、JBIC、WB、ADB、USAid、KfW、Others

（２）ステークホルダー・ミーティング

（a）第 1 回セミナー（インセプション時）

開催日：2005 年 2 月 11 日 9:30 – 13:00 (半日セミナー)

場所：Taj Samudra Hotel

本件調査の目的や計画の技術的側面、環境社会配慮面、制度的側面について、プレゼンテーションと質疑応答によるセミナーを実施した。参加者は総計 74 人で、11 人が関係行政機関、3NGO、1 ドナーの参加があった。残りは、CEB から 7 人のカウンターパートを含め 39 人の参加があり、日本側関係者 9 人、調査団 11 人だった。

内容が技術的な側面に偏り、CEB 以外からの参加者には、少し内容が分かりにくいものとなった。主催機関である CEB の参加者数に対して、一般ステークホルダーの人数が相対的に少なかった点などが反省点である。

質疑内容では、電気料金の高さ、民間事業者からの高い売電コストへの懸念に関するものが多かった。また、計画内容がもっと一般のステークホルダーに分かりやすいものとなるように、対話の時間をじっくりと持ち、行政機関、NGO、IPP 業者などと意見交換を促進してほしいという要望もあった。

(b) 第 2 回セミナーのための準備会合

開催日：2005 年 5 月 2 日

場所：CEB 本部事務所ビル

16 人の参加者があり、第 2 回セミナーの望ましい形態、通知方法、資料素材、参加者の範囲、日程などについて協議した。16 人のうち、5 人が行政機関と NGO からの参加者で、5 人が CEB、2 人が JICA、4 人が調査団からの参加だった。

次回のセミナーと主題について、参加者の準備ができるよう参加者への事前情報を求める要望があった。ある参加者は、スリランカの現状について、様々な利害グループから偏った情報が公衆や村人に流されていると問題提起した。別の参加者は、電力セクターの実情について一般市民の意識を高める努力を期待したいと述べた。

(c) 第 2 回セミナー/ 第 1 回ステークホルダー・ミーティング（インテリム時）

開催日：2005 年 7 月 12 日 9:10 – 16:30（全日セミナー/ワークショップ）

場所：Colombo Plaza Hotel

午前中は、マスタープランの概要計画時点に立って、スリランカ電力セクター全体に関する調査団の現状と将来の方向性に関する認識を発表・説明した。午後は、電力供給・電源設備の技術的な側面を議論するグループと、投資環境・再生可能エネルギー・環境社会配慮など制度的側面を議論するグループに分かれて、参加型のワークショップ形式を取り入れたワークショップを実施した。CEB・調査団双方から各グループにファシリテーターを配し、テーマ設定・問題選択・カードを利用した意見交換、発表などの要素を取り入れたディスカッションを進めた。最後に、再度サブグループでの議論の内容を全体会合で、振り返った。

一般市民の参加者は新聞広告（シンハリ語、タミール語、英語の 3 言語で 4 度の広告）により招待した。参加者は、最終登録者が 150 人に上り、実際の参加者は 111 人だった。内 CEB から 7 人のカウンターパートを含み 36 人、調査団 11 人が含まれる。従って、外部から、行政官、地方関係者、ドナー、一般、NGO、学識者、ビジネス関係者を合わせて、64 名の参加実績だった。

会合の形式、内容については、好意的な反応が多かったと思われる。反省点では、地方政府からの参加者を十分招くまでに到らなかった点である。学識者も工学系に偏りがあり、社会配慮などの専門家は1人の招待にとどまった。

質疑では、電力需要の予測法への質問、代替電源の検討、代替エネルギーの可能性、環境コスト・外部コストの取り扱いに関する質問、システムロスの問題、情報公開など、多様な問題に質問が及んだ。広く参加者の関心の受け皿となりえたという点で、第1回セミナー時と比べて、この点は好ましい点だったと考えられる。

(d) 第3回セミナー/ 第2回ステークホルダー・ミーティング（ドラフト・ファイナル時）

開催日：2005年12月8日 9:10-13:30（半日セミナー/ワークショップ）

場所：Trans Asia Hotel

調査の背景、電力開発計画の分析・評価・提言、環境社会配慮、財政問題、政策・制度の問題などの話題を含むマスタープランの最終ドラフト案について、調査団から説明した。

全体で122人が参加した。電力エネルギー省の次官も含まれた。その内、7人のカウンターパートを含めて39人がCEB、8人が調査団員である。外部からの参加者は全部で75人、その内、行政機関から14人、地方政府や地方関係者が4人、ドナーが12人、一般市民が25人、NGOが3人、大学関係者が3人、企業関係者が14人参加した。

質疑の時間では、バイオマス・エネルギー（木の皮利用）や風力発電など、水力以外の再生可能エネルギーの推進可能性について多くの意見が出た。CEBは、小規模電源として実際にそれらを研究していると応えた。しかし、それらが小規模な発電能力しか持たないことから主要電源とはなりえないという基本的な認識についても、CEBと調査団から説明した。他に、高い電気料金やマスタープランに対する政治的干渉への方策などに参加者の関心が示された。

9. 4. 2 スコーピング

本件マスタープラン調査は、既存・今後の多くのプロジェクト計画に及ぶ。そのため、マスタープラン全体について、「時間空間的な広がり」の範囲や「評価すべき影響の範囲」が単一の範囲として記述するのは難しい。異なるプロジェクトはプロジェクトの段階も異なり、その範囲がそれぞれに異なるからである。そのような範囲は、重要なプロジェクトについて、それぞれ別個のスコーピングで記述されるべきである。しかし、電力セクター開発の上流段階での計画作りにあわせて、環境社会影響に関する予備チェックリストを用意した。このチェックリストは、マスタープラン段階で電源種別によるスコーピングと個別候補プロジェクトをスコーピングするのに役立てた。

スコーピングは、電力設備のタイプ別に実施したものと、候補事業の計画サイト別に実施した

ものがある。前者は、それぞれのタイプの標準的な設備が開発された場合に、どの程度の環境社会的影響を及ぼす可能性があるかについて、その影響レベルを評価した。後者は、現在開発の可能性が検討されている候補事業について、特にその立地サイトの状況に留意しながら、既存の環境アセスメント関連調査資料と短い現地視察に基づき環境社会的影響の可能性を評価した。

表 9.4.1 が、スコーピング項目評価基準表、表 9.4.2 は設備タイプ別スコーピング表、表 9.4.3 が計画サイト別のスコーピング結果を示す。

代替シナリオに対するスコーピング結果の適用

1. スコーピング項目評価基準を利用して、各電源種別のスコーピングを実施する(表 9.4.1)。
2. 表 9.4.2 は各電源種別のスコーピング結果を示している。(表 9.4.2)。
3. 表 9.4.2 のスコーピング評定 (A、B、C) を表 9.4.5.の換算率<A→3、B→1、C→0.1>を使用して、数値換算する。A は大規模で深刻な影響、B は中程度または現在は不確定な影響、C は無視できる程度の影響に対応すると想定している。
4. スコーピング項目 (表 9.4.2 の左側の列) は、関係する社会 (本件調査ではスリランカ) での各項目の価値を反映して重み付けをした。重み付け A、B、C は、スリランカ社会に当てはまると想定される価値の度合いを示しており、A はとても重要な価値、B はある程度重視される価値、C は特に重要でない価値に対応する。重み付けの A、B、C は、表 9.4.4.の換算率<A→3、B→2、C→1>を使用して、数値化した。重み付けの度合いは、調査団が技術的にアドバイスしながら、原則として地元の専門家である CEB の各分野のカウンターパートが決定した。時間が許すならば、地元のステークホルダーの広範な議論によって重み付けを決めることも可能である。表 9.4.7 (スコーピング素点) は、表 9.4.2 の生の評定点に表 9.4.4.の重みを乗じて得られた。
5. 水力発電設備では、影響の度合いは主に設備の建設が左右すると見られる。しかし、火力発電所では、いくつかの項目の影響度合いは、プラントファクターと呼ばれる発電所の稼働時間に依存する。表 9.4.6 がそのような項目を示している。
6. 表 9.4.8 はベースケース・シナリオの影響度に関する基礎得点表である。水力発電所については、表 9.4.3.に基づき、個別プロジェクトに対する値を使用している。
7. 稼働量に依存する項目の得点 (表 9.4.8 上での灰色セル) は、該当する設備のプラントファクターを乗じたものである。この稼働率の数値は、各代替案に対する WASPIVシミュレーションにより得られた。例えば、冷却塔のない石炭火力発電所の場合の「地球温暖化」は、表 9.4.7.では 6、表 9.4.8 では 8.674 となっている。これは、50%の稼働率 (種別スコーピングをする時の仮定) に対するシミュレーションにより得た稼働率(72.3%)の比を、6 に乗じた結果が 8.674 ということである。表 9.4.8 はベース・シナリオの影響に関する評点を示している。
8. 最後に、表 9.4.8 上の各電源種別の総得点に、それぞれの代替案の下で開発される各該当設備の数を乗じる。こうして、すべての電源種別の総得点を互いに加算すると、それぞれの代替案での環境影響総点が導き出される。

表 9.4.1 (a) コーピング項目評価基準表 (1/3)

分類	環境項目	チェック事項	対象設備			
			水力発電	火力発電	地熱発電	送電
社会環境	非自発的住民移転	(1) プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転が生じる可能性があるか。もし生じる可能性がある場合には、移転による影響を最小限にすることは可能か。	X	X	X	X
		(2) 移転する住民に対し、移転前に移転・補償に関する適切な説明が行われる可能性はあるか。	X	X	X	X
		(3) 住民移転のための調査が行われる可能性はあるか。また、正当な補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が策定される可能性はあるか。	X	X	X	X
		(4) 移転住民のうち特に女性、子供、老人、貧困層、少数民族、先住民族等の社会的弱者に適切な配慮がなされる移転計画を策定することは可能か。	X	X	X	X
		(5) 移転住民について移転前の合意が得られる可能性はあるか。	X	X	X	X
	少数民族・社会的弱者	(6) 住民移転を適切に実施するための体制が整えられる可能性があるか。また、そのための十分な実施能力を有し、適切な予算措置が講じられる可能性があるか。	X	X	X	X
		(1) プロジェクトによる住民の生活への悪影響はないか。必要な場合は影響を緩和するように配慮することは可能か。	X	X	X	X
		(2) プロジェクトの実施により必要となる社会基盤の整備は十分か(病院・学校、道路等)。不十分な場合、整備計画が策定され実施される可能性はあるか。	X	X	X	X
		(4) 少数民族、先住民族の文化、生活様式への影響を軽減することは可能か。	X	X	X	X
		(5) 送電線ルート上に少数民族、先住民族が生活している場合、少数民族、先住民族の文化、生活様式への影響を軽減するように配慮することは可能か。				X
	被害と便益の偏在、地域内の利害対立	(1) プロジェクトの利益が公平に分配されないことや環境への影響が一部に集中するなどの可能性はないか。	X	X	X	X
		(2) プロジェクトにより社会の利害の摩擦が起きる可能性はないか。	X	X	X	X
	文化遺産	プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なわないか。また、法律上定められた措置が考慮される可能性があるか。	X	X	X	X
		景観への悪影響はないか。その場合、必要な対策が取られる可能性はあるか。	X	X	X	X
	経済活動 (地域または地方)	(1) 下流域の土地利用に悪影響が生じないか。特に肥沃な土壌が下流に供給されなくなること、農業生産等に悪影響を及ぼす恐れはないか。	X			
		(2) ダムの存在によって船舶運航等の水上交通や住民の水域利用に影響はないか。	X			
	水利用	(1) 下流の水利用維持のための最低流量は供給されるか。	X			
		(2) 下流水の流量の変化、あるいは海水浸入により、下流の水利用や土地利用に影響が生じないか。	X			
	感染症・伝染病	(3) プロジェクトによる取水(地表水、地下水)や温排水の放流が、既存の水利用、水域利用(特に漁業)に影響を及ぼさないか。		X		
		(4) プロジェクトによる取水(地表水、地下水)や排水の放流が、既存の水利用、水域利用に影響を及ぼさないか。			X	
	事故	(1) プロジェクト活動に伴う作業員等の流入により、病気の発生(HIV等の感染症を含む)の危険はないか。必要に応じて公衆衛生への適切な配慮が可能か。	X	X	X	X
		(2) 水の原因とする、もしくは水に関係する疾病(住血虫症、マラリア、糸状虫症等)は発生する可能性はプロジェクトに伴う大型車両等の運行によって周辺の道路交通に影響はないか。必要に応じて交通への影響を緩和することは可能か。	X	X	X	X

表 9.4.1 (b) スコアピンピング項目評価基準表 (2/3)

分類	環境項目	チェック事項	対象設備			
			水力発電	火力発電	地熱発電	送電
自然環境	環境保護地区 地形・地質	サイトは法律・国際条約等に定められた保護区内に立地していないか。プロジェクトの活動が保護区に影響を与えないか。	X	X	X	X
		(1) プロジェクトにより計画地周辺の地形・地質構造が大幅に改変されないか。	X		X	
		(2) 送電線ルート上に土砂崩壊や地滑りが生じそうな地質の悪い場所はないか。悪い場合は工法等で適切な処置が可能か。				X
		(3) 盛土、切土等の土木作業によって、土砂崩壊や地滑りは生じないか。土砂崩壊や地滑りを防ぐための適切な対策が考慮されるか。	X	X	X	X
	低質(堆砂)・水文	(4) 盛土部、切土部、土捨て場、土砂採取場からの土壌流出は生じないか。土砂流出を防ぐための適切な対策がなされるか。	X	X	X	X
		(1) ダム湖による土砂等の捕捉により、下流域への土砂流入量が減少し、河床低下、土壌侵食等が生じないか。また、ダム湖への土砂の堆積による貯水池の容量減少、上流域の河床上昇、土壌堆積が生じないか。これらの可能性について調査され、必要な対策が講じられる可能性はあるか。	X			
		(2) 堰等の構造物の設置による水系の変化に伴い、地表水・地下水の流れに悪影響を及ぼさないか。	X			
		(特に流れ込み式水力発電の場合)				
	生態系・野生生物	(3) 地熱発電所による蒸気の採取によって、地下水構造に影響を与え、周辺の地下水利用に影響を与える可能性はないか。			X	
		(1) サイトは原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地(珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等)を含まないか。	X	X	X	X
汚染・公共被害	地球温暖化 大気汚染	(2) サイトは法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含まないか。	X	X	X	X
		(3) 下流域の水生生物、動植物および生態系への悪影響はないか。生態系への影響を減らす対策はなされる可能性はあるか。	X			
		(4) ダム等の構造物により迴河性魚類(産卵のため河川と海の間を移動する種)の移動を妨げないか。これらの種への影響を減らす対策は可能か。	X			
		(5) 生態系への重大な影響が懸念されるか。その場合、生態系への影響を減らす対策は可能か。	X	X	X	X
	大気汚染	(6) プロジェクトによる取水(地表水、地下水)が、河川等の水域環境に影響を及ぼさないか。水生生物等への影響を減らす対策は可能か。	X	X	X	
		(7) 温排水の放流や冷却水の大量の取水、浸出水の排出が周辺水域の生態系に悪影響を与える恐れはないか。		X		
		(8) 野生生物及び家畜の移動経路の遮断、生息地の分断等に対する対策は可能か。				X
		(9) 開発に伴う森林破壊や密猟、砂漠化、湿原の乾燥等は生じないか。外来種(従来その地域に生息していなかった種)、病害虫等が移入し、生態系が乱されないか。これらに対する対策は可能か。	X	X	X	X
	大気汚染	(10) 未開発地域に建設する場合、新たな地域開発に伴い自然環境が大きく損なわれないか。	X	X	X	X
		発電所は多量の地球温暖化ガスを排出しないか。		X		
		(1) 発電所運転に伴って排出される硫黄酸化物(SOx)、窒素酸化物(NOx)、煤塵等の大気汚染物質は、排出基準を満足するか。また、排出により環境基準を満足しない区域が生じる恐れはないか。		X		
		(2) 石炭火力発電所の場合、貯灰場や石炭搬送施設からの飛散灰塵、石炭灰処分場からの粉塵が大気汚染を生じることはないか。汚染防止のための対策は可能か。		X		
		(3) 地熱発電所から排出される硫化水素等の大気汚染物質は、基準を満足するか。硫化水素による周辺植生等への影響が生じる恐れはないか。			X	

表 9.4.1 (c) スコーピング項目評価基準表 (3/3)

分類	環境項目	チェック事項	対象設備			
			水力発電	火力発電	地熱発電	送電
汚染・公共被害	水質汚濁	(1) ダム湖/貯水池の水質は環境基準を満足するか。動植物プランクトンの異常発生が生じる可能性はないか。	X			
		(2) ダム(貯水池)からの放流水の水質は環境基準を満足するか。	X			
		(3) 湛水前の樹木の伐採などダム湖/貯水池の水質悪化防止のための対策が計画される可能性はあるか。	X			
		(4) 下流の河川流量が低下することで、水質が悪化し、環境基準を下回る区間が生じないか。	X			
		(5) 温排水を含む発電所からの排水は排出基準を満足するか。また、排出により環境基準を満足しない区域や高温の水域が生じないか。		X		
		(6) 石炭火力発電所の場合、貯炭場、石炭灰処分場からの浸出水は排出基準を満足するか。		X		
		(7) 排水が表流水、土壌・地下水、海洋等を汚染しない対策を実施することは可能か。		X		
		(8) 地熱発電の場合、地熱利用に起因するヒ素、水銀等の水質汚染は生じないか。汚染の可能性がある場合、対策は可能か。			X	
	土壌汚染	(9) 盛土部、切土部等の表土露出部からの土壌流出によって周辺河川下流水域の水質が悪化しないか。水質悪化が生じる恐れがある場合、対策は可能か。	X	X	X	X
		サイトの土壌は、過去に汚染されたことがないか。また、土壌を汚染しない対策は可能か。	X	X	X	X
		(1) 掘削により発生した土砂は基準に従って適切に処理・処分される可能性はあるか。	X	X	X	X
	廃棄物	(2) 貯水池、特に取水口やダムにおいて、発生するゴミや流木などの廃棄物は、基準に従って適切に処理・処分される可能性はあるか。	X			
		(3) 発電所運用に伴って発生する廃棄物(廃油、廃薬品)または石炭灰、排煙脱硫の副生石膏等の廃棄物は基準に従って適切に処理・処分される可能性はあるか。		X		
	騒音・振動	(1) 発電所運転に伴う騒音、振動は環境基準、労働安全基準を満足するか。	X	X	X	X
		(2) 石炭火力発電所の場合、揚炭設備、貯炭場、運搬設備は騒音を低減するよう計画される可能性はあるか。	X	X	X	X
	その他 (地盤沈下) (悪臭) (電波障害)	地盤沈下: (1) 大量の地下水汲み上げを行う場合、地盤沈下は生じないか。		X		
		地盤沈下: (2) 大量の地下水汲み上げ、または地熱発電における蒸気の採取により地盤沈下は生じないか。			X	
		悪臭: 悪臭源はないか。悪臭防止の対策がとられる可能性はあるか。	X	X	X	X
		鉄塔等による電波障害は生じないか。著しい電波障害が予想される場合は、適切な対策が取られる可能性はあるか。				X
		(1) ダムからの放水時における下流部への警報体制は整備される可能性はあるか。	X			
		(2) ガス火力の場合、ガス導管の爆発の可能性はないか。		X		
事故		(3) 石油火力の場合、大型輸送船の座礁、衝突などによる漏油の恐れはないか		X		
		(4) 石炭火力の場合、貯炭場の自然発火を防止するよう計画される可能性はあるか(散水設備等)。		X		
		(5) 地熱発電の場合、蒸気配管の爆発の可能性はないか。			X	
		(6) 送電線の場合、垂れ下がったり切れた送電線に接触して感電事故を起こさないか。				X

表 9.4.2 設備タイプ別スコーピング表

項目	項目の 重要度	水力発電			火力発電										地熱発電	送電線 変電所
		ダム／ 貯水池式	流れ込み 式	小水力 (ミニ・ マイクロ)	蒸気タービン			コンバインド・サイクル			ガスタービン		ディーゼル			
					石炭*	ガス* (LNG)	石油* (Furnace Oil)	ガス* (LNG)	石油* (Auto Diesel)	ガス (LNG)	石油 (A.D.)***	石油 (F.O.)***	石油 (R.O.)***			
社会環境	非自発的住民移転	A	B	C	B	B	B	B	B	B	B	C	C	C	B	B
	社会的少数者・ 社会的弱者	C	C		B	B	B	B	B	B	B	C	C	C	B	C
	正負の環境影響の偏 在・地域社会の分断	B	A	C	B	B	B	B	B	B	B	C	C	C	B	C
	文化遺産	A	A	C	B	B	B	B	B	B	B	C	C	C	B	C
	地域景観	A	A	C	A	A	A	A	A	A	A	C	C	C	A	A
	経済活動 (地域または地方)	C	A	C	A	A	A	A	A	A	A	B	B	B	B	C
	水利用	B	A	B	A	A	C	A	C	C	C	C	C	C	C	C
	感染症・伝染病	C	B	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
	事故	C	B	C	B	B	B	B	B	B	B	C	C	C	B	C
	環境保護区	A	A	C	A	A	A	A	A	A	A	B	B	B	A	A
自然環境	地形・地質	B	B	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
	堆積・水文	C	A	B	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	A	C
	生態系・野生生物	A	A	C	A	C	A	C	A	C	C	C	C	C	B	C
	地球温暖化	B	C	C	A	A	A	A	A	A	B	B	B	B	C	C
	大気汚染	A	C	C	A	A	A	A	A	B	B	C	A	A	B	C
公害・人為的災害	水質汚濁	A	A	C	A	B	A	A	B	A	C	C	C	C	A	C
	土壌汚染	C	C	C	B	B	B	B	B	B	C	C	C	C	B	C
	廃棄物	B	A	C	A	C	B	B	B	B	C	C	B	B	C	C
	騒音・振動	B	B	C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	C
	その他	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	B
	事故	B	A	B	B	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B	A

注 (1): 「インパクト評価」のABC、A = 広範囲・重大な影響、B = 中程度または情報不十分で判定困難な影響、C = 無視できる程度の影響
 注 (2): ここに示されたインパクト評価は、影響の可能性を包含するものであり、ミテイク・エフェクトを想定したものではない。(ただし極めて一般的にとられる対策行為は想定範囲に含める)
 注 (3): 「インパクト評価」のABCは、「項目の重要度」のABCとは異なるカテゴリーを示す。後者はスリランカ社会で、その項目がどの程度重要とみなされているかの価値判断を示したものであり、重要性の高い方から、A、B、Cの順で示している。
 注 (4): * 右列は冷却塔による排水冷却方式の火力発電所に適用する。
 注 (5): ** A.O. は「Auto Diesel」でA重油にあたる。F.O. は「Furnace Oil」でB重油にあたる。R.O. は「Residual Oil」でC重油にあたる。

表 9.4.3 サイト別スコアピニング表

項目	項目の 重要度	Norochcholai (Puttalam)																Hambantota		Kerawala- pitiya		Jaffna South Chnkn		Gin Ganga		Umaoya (Inbasin)		Umaoya (Transbasin)		Moragolla		Upper Kotmale		Broadland		Kotmale		New Laxapana		Polpitiya		Victoria		Samanala- wewa																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
		CS		石炭 蒸気タービン		CS		石炭 蒸気タービン		CS		石炭 蒸気タービン		CS		石炭 蒸気タービン		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS		CS			

注 (1): A = 広範囲・重大な影響, B = 中程度または情報不十分で判定困難な影響, C = 無視できる程度の影響, CS = 候補地, OP = 通行中のプロジェクト, EP = 既存施設の拡張計画
 注 (2): ここに記されたインパクト評価は、影響の可能性を包摂するものであり、ミティゲーションを想定したものではない。(ただし極めて一般的にとられる対策行為は想定範囲に含める)
 注 (3): 「インパクト評価」のABCとは異なる「項目の重要度」のABCは、「項目がどの程度重要とみなされているかの価値判断を示したものであり、重要性の高い方から、A、B、Cの順で示している。」
 注 (4): * 住民移転はないが、行政施設・建物(軍事基地)の移転が必要である。施設の立地候補地点は、航空管制法による規制区域内にある。

表 9.4.4 スコアリング項目の重み付け

Item	Weight for Item	Weight
Involuntary Resettlement	A	3.0
Minority or weak people of society	C	1.0
Inequality and separation in society	B	2.0
Cultural heritage	A	3.0
Local landscape	A	3.0
Economic activities (regional or local)	C	1.0
Water Usage	B	2.0
Contagious or Infectious disease	C	1.0
Accidents	C	1.0
Social Environment		
Protected Area	A	3.0
Geographical /Geological Features	B	2.0
Sediment & Hydrology	C	1.0
Ecosystems/ Wildlife	A	3.0
Global warming	B	2.0
Natural Environment		
Air Pollution	A	3.0
Water Pollution	A	3.0
Soil Contamination	C	1.0
Wastes	B	2.0
Noise & Vibration	B	2.0
Others	C	1.0
Accidents	B	2.0
Pollutions & Public Hazards		

Weight Grade	Weight
A	3.0
B	2.0
C	1.0

表 9.4.6 稼動量に依存する項目

Item	Category	
	Hydro	Thermal
Social Environment	Facility	Facility
	Facility	Facility
	Facility	Facility
	Facility	Facility
	Facility	Facility
	Facility	Facility
	Facility	Facility
	Facility	Facility
	Facility	Facility
	Facility	Facility
Natural Environment	Facility	Facility
	Facility	Facility
	Facility	Facility
	Facility	Facility
	Facility	Facility
	Facility	Facility
	Facility	Facility
	Facility	Facility
	Facility	Facility
	Facility	Facility
Pollutions & Public Hazards	Operation	Operation
	Operation	Operation
	Facility	Facility
	Facility	Facility
	Facility	Facility
	Operation	Operation
	Operation	Operation
	Facility	Facility
	Facility	Facility
	Facility	Facility

表 9.4.5 スコアリング評価の点数

Scoping Grade	Score
A	3
B	1
C	0.1

表 9.4.7 設備タイプ別のスコアピニング素点

Item	Weight for Item	Hydro Power			Thermal Power										Geo-thermal	Trans-mission & Sub-station				
		Dam/Re-servoir	Run-of-river	Mini/Micro hydro	Steam Turbine			Combined Cycle			Gas Turbine		Diesel							
					Coal**	Gas* (LNG)	Oil* (Furnace Oil)	Gas* (LNG)	Oil* (Auto Diesel)	Gas (LNG)	Oil (A.D.)**	Oil (F.O.)**	Oil (R.O.)**							
Social Environment	Involuntary Resettlement	A	9	3	0.3	3	3	3	3	3	3	3	0.3	0.3	3	3				
	Minority or weak people of society	C	3	0.1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.1	0.1	1	0.1				
	Inequality and separation in society	B	6	2	0.2	2	2	2	2	2	2	2	0.2	0.2	2	0.2				
	Cultural heritage	A	9	3	0.3	3	3	3	3	3	3	3	0.3	0.3	3	0.3				
	Local landscape	A	9	3	0.3	9	9	9	9	9	9	9	0.3	0.3	9	9				
	Economic activities (regional or local)	C	3	1	0.1	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	0.1				
	Water Usage	B	6	6	2	6	0.2	6	0.2	6	0.2	6	0.2	0.2	0.2	0.2				
	Contagious or Infectious disease	C	1	1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1				
	Accidents	C	1	1	0.1	1	1	1	1	1	1	1	0.1	0.1	1	0.1				
	Protected Area	A	9	9	0.3	9	9	9	9	9	9	9	3	3	9	9				
Natural Environment	Geographical /Geological Features	B	2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2				
	Sediment & Hydrology	C	3	1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	3	0.1				
	Ecosystems/ Wildlife	A	9	9	0.3	9	0.3	9	0.3	9	0.3	9	0.3	0.3	3	0.3				
	Global warming	B	0.2	0.2	0.2	6	6	6	6	6	6	6	2	2	2	0.2				
Pollutions & Public Hazards	Air Pollution	A	0.3	0.3	0.3	9	9	9	9	9	9	9	0.3	3	9	0.3				
	Water Pollution	A	9	3	0.3	9	3	9	3	9	3	9	0.3	0.3	9	0.3				
	Soil Contamination	C	0.1	0.1	0.1	1	1	1	1	1	1	1	0.1	0.1	1	0.1				
	Wastes	B	6	2	0.2	6	0.2	2	2	2	2	2	2	2	0.2	0.2				
	Noise & Vibration	B	2	2	0.2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	0.2				
	Others	C	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1				
	Accidents	B	6	2	0.2	2	6	6	6	6	6	6	6	6	2	6				
	Total Score		93.7	49.0	6.0	85.5	65.0	77.7	57.2	85.5	65.0	77.7	57.2	85.5	65.0	21.2	25.7	31.7	31.7	57.0

*: Right side row is applied to thermal power plants with cooling tower system for condenser cooling water.

表 9.4.8 設備 1 ユニットの影響の基礎点表 (ベースケース・シナリオ)

Item	Hydro Power					Thermal Power											Geo-thermal	Trans-mission & Sub-station		
	Moragolla	Gin Ganga	Broad -lands	Uma Oya	Upper Kotmale	New Steam Turbine			New Combined Cycle			Gas Turbine		Diesel						
						Coal*	Gas*	Oil*	Kerawala -plitya	Gas*	Oil*	Gas	Oil							
Social Environment	3	9	3	3	9	3	3	3	3	3	3	3	3	0.3	0.3	3	3			
	0.1	1	0.1	1	1	1	1	1	0.1	1	1	1	1	0.1	0.1	1	0.1			
	2	2	2	6	2	2	2	2	0.2	2	2	2	2	0.2	0.2	2	0.2			
	0.3	0.3	0.3	0.3	9	3	3	3	3	3	3	3	3	0.3	0.3	3	0.3			
	3	9	3	3	9	9	9	9	0.3	9	9	9	9	0.3	0.3	9	9			
	0.1	1	1	1	3	3	3	3	0.1	3	3	3	3	1	1	1	0.1			
	6	6	6	6	6	6	6	0.2	2	6	0.2	6	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2			
	1	1	1	1	1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1			
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.1	0.1	1	0.1			
	0.3	9	3	0.3	0.3	9	9	9	9	0.3	9	9	9	0.3	0.3	3	9			
Natural Environment	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	8.674	6	6	6	6	1.078	6	6	1.078	6	2	0.144	2	0.2	
	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	13.01	9	3	9	9	0.539	3	3	1.617	9	0.3	0.217	9	3	0.3
	3	3	3	3	3	9	3	9	3	9	9	9	9	3	9	0.3	0.3	9	0.3	
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.1	0.1	1	0.1	
	Wastes	2	2	2	6	2	8.674	6	0.2	0.2	0.2	0.359	0.2	0.2	0.359	2	0.2	0.144	2	0.2
Pollutons & Public Hazards	2	2	2	0.2	0.2	8.674	6	6	6	6	0.359	6	6	1.078	6	6	0.433	6	6	0.2
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1
	6	2	2	6	2	2	2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	2	6
	Total Score	32.0	63.0	34.3	50.5	61.2	97.5	65.0	77.7	57.2	85.5	65.0	24.6	77.7	57.2	66.6	65.0	21.2	13.6	31.7

*: Right side row is applied to thermal power plants with cooling tower system for condenser cooling water.

9.4.1 9. 4. 3 提案する計画と代替案（計画が実施されない場合を含む）

（１）プロジェクトを実施しないケースを含む代替案

本件調査で考察された代替案を以下に示す。

1) ゼロオプション・シナリオ

このマスタープランがなければ、将来どうなるか？

（マスタープランによらず、スリランカ電力セクターの現状のままの推移を想定すると、下記代替シナリオの②に条件が類似する。）

2) 代替シナリオ

- ① 大規模火力電源の開発ができるシナリオ
- ② 大規模火力電源の開発がないシナリオ（単機設備容量 150MW 以下）
- ③ 水力開発促進シナリオ
- ④ 天然ガス火力発電の導入シナリオ

表 9.4.9 電源開発の代替シナリオの比較

開発シナリオ	2025年までの 総コスト*1	系統運用面	財務面	環境インパクト スコア	その他
大規模火力開発	5,921 MUSD	適正な運用が可能	財務改善が期待できる	1,954 point	
大規模火力開発ゼロ	7,316 MUSD*2	深刻な供給停止の可能性あり	財務悪化の可能性あり	2,428 point	
水力開発促進	6,025 MUSD	適正な運用が可能	財務改善が期待できる	2,036 point	
天然ガス供給	5,907 MUSD	適正な運用が可能	財務改善が期待できる	1,950 point	天然ガス導入の具体性に乏しい

*1：2005年現在価値

*2：低速ユニット開発時

（２）提案計画とスコーピング結果の総括

代替案の比較

上のような代替案に対して、「9.4.2 項の 8」の作業により、表 9.4.9 の環境インパクト・スコアが得られた。石炭火力の開発を進めることになる大規模火力開発シナリオは、天然ガス供給シナリオに次いで、環境社会影響が抑えられる。逆に大規模火力の開発がないシナリオで、最も影響が大きくなる。

その理由として、火力発電設備については石炭火力発電設備（300MW 級）の開発による環境社会影響は少なくないものの、その代替ユニットである小規模なディーゼル発電機で需要をまかなった場合、著しく開発ユニット数が増加する結果、環境社会影響が更に大きくなると判断されるからである。また、水力発電設備については、火力発電設備と比較し、開発設備規模の小ささに比べ設備の開発が環境と社会に与える影響が大きいと見られる。

提案計画

スリランカでは、2004 年末時点の人口が 1900 万人で、電化率が 65%、全人口の約 3 分の 2 が電力供給による裨益を受けている。紅茶プランテーションなどの軽産業を主とする産業構造の変

化や産業発展の余地を生むためには、産業用電力需要の伸びも予想しなくてはならない。このように、民生用、産業用の電力需要の伸びに対応するための電源開発が必要になる(第4章を参照)。

ゼロオプション、つまりマスタープランで大規模発電設備の提案がなされなかった場合、将来の電力供給状況は現在の不安定な電力供給体制が更に逼迫し、上記代替シナリオ②の状況に類似すると考えられる(6.4.1項参照)。その場合、安価で安定的な電力供給は難しくなる。

ゼロオプション・シナリオをたどった場合、大規模停電、電気料金の高騰、頻繁な供給停止などの可能性が高まり、人々の生活への打撃、産業発展の阻害を余儀なくされると予想される。ゼロオプション・シナリオは、実はこのような国民生活の根幹に関わる部分への打撃をもたらすと見なければならない。

以上のようなゼロオプション・シナリオとの比較、環境社会面での比較評価に加え、開発コスト、系統運用面での信頼性、財務評価などを合わせて総合的に代替シナリオを比較した結果、大規模火力開発シナリオをマスタープランのベースケースとして提案した(詳しくは6.4.1項を参照)。

今後も継続して CEB 内においてスコーピング評価について議論を行い、今後の情勢をふまえて必要に応じ評価を更新していくべきである。定期的にステークホルダーとの意見交換を行うことも、今後の円滑な電源立地のために有効である。また、マスタープランでの環境社会影響に対する評価(SEA)により、今後の個別事業での環境影響評価(EIA)の実施責任が免じられたわけではない。個別事業に進む場合は、適切に EIA の実施手続きをとり、ステークホルダー・ミーティングを適切に実行して透明な意思決定プロセスを今後も継続する必要がある。

(3) 候補プロジェクトのプロフィール

石炭火力発電所候補地

ノロチッチョレ (Norochhole in Puttalam) <300MW x 3>

- F/S 1998 年、EIA 1998 年、D/D 2000 年 1 月
- 住民移転・補償基本計画 1998 年 10 月
- EIA 承認後も、社会的政治的反対があり、計画延期中。
- EIA の有効期間が切れていることから、更新作業が必要である。(サイトに変更がない場合は、新規の EIA ではない)

トリンコマレ (Trincomalee) <300MW x 3>

- F/S 1988 年、
- 石炭の輸送・荷揚げには最適の場所
- しかし、候補サイトは、現存する空港に関して、航空管制法に抵触することになる(滑走路周囲の建物の高さ制限に触れる)。この空港は、空軍の基地として使用中。

ハンバントッタ (Hambantota) <300MW x 3>

- サイト選定調査 2001 年
- 水供給、石炭灰処理、貯炭場、製塩業、住民移転に関して F/S、EIA、D/D 調査が必要で

ある。

他の火力発電所候補地

ケラワラピティヤ (Kerawalapitiya) <300MW>

(韓国企業がコンバインドサイクル発電所建設を提示)

- 入札委員会から CEB に決定通知は届いていない。
- 工業団地計画用地に建設予定 (都市開発庁管轄)
- 海岸から 500m 内陸へ入ったところ
- 温排水の排水路確保の問題がある

ジャフナ (Jaffna) (ディーゼルの候補地点) <30MW?>

- チュナカム (Chunnakam) /南部海岸 (South-Pannai Beach) /北部ポイントペドロ (North-Point Pedro) の 3 地点
- チュナカムは CEB の既存変電所のある場所。CEB 所有の十分な土地がある。内陸部なので、重機と設備の搬入時に困難が伴う。
- 他の 2 地点は沿岸部にある。南部地点はアプローチが浅瀬になっており、北部の方は水深があるだろう。しかし、安全管理区域 (Security Zone) の問題を両者とも解決する必要がある。同区域内にあるため、住民移転問題はあまり発生しないと見られる。結論を導くには、更に調査が必要。

水力発電候補地

ウマオヤ (流域内)-UMAO 021<31.4MW>, 042<41.8MW> (マハベリ流域)

- 貯水池の湛水予定地は、小規模農家、イスラム系住民の村、野菜栽培 (茶、タバコ、キャベツ、ポテト、唐辛子、豆)、牧畜、疎林・低木林を特徴とする。
- 流域保全のために、MENR/ADB の共同事業による上部水源域管理計画 (Upper Catchment Management Program) が実施されている。→ 陸地は疎林帯なので土壌浸食が懸念されている。
- 住民移転: 021 地点はほとんどない。042 地点は、約 1500 人 と仮定されている

ウマオヤ (流域変更) <150MW> (マハベリ流域 → キリンディオヤ流域へ)

- 19 km のトンネル。地下発電所。ウマオヤとマハトティラオヤ (Mahatotilaoya) の貯水池の水を利用する。
- 灌漑セクターとの調整 (キリンディオヤ流域で) が主たる課題。
- タミル住民、モスリム住民の村が放水域にある。

モラゴラ <コトマレダムによる取水を考慮すると 27MW> (マハベリ流域)

- 貯水池湛水区域: 茶畑、ポテト栽培、河川内に地域住民の日光浴用の場所が点在、森林はない。

- 住民移転:貯水池より 100 m 内の定住禁止というマハベリ流域の規則があり、約 30 世帯、150 人の移転が見込まれる。

ギンガンガ <48.9MW> (ギン流域)

- 1980 年末期の GTZ マスタープラン調査が GING074 地点を見つけた。
- シンハラジャ林地 (Sinharaja Forest: 原生林国家遺産特別法に唯一指定された森林であり、世界遺産にも登録されている) が、ギンガンガ川の右岸に広がる。高い生物多様性が想定される。
- 住民移転も約 1,600 人と見積もられる。

進行中の水力発電プロジェクト地点

ブロードランド <35MW, 流れ込み式発電所> (ケラニ流域)

- 住民移転: 水路上で 16 家屋、17-20 世帯・商店 (約 80 人程度) の移転が算定されている。
- 森林・庭地・林産物の喪失、急流ボートくだりの損失、天然林の自然景観への影響、発電所近傍に森林保護区がある。

アッパー・コトマレ (Upper Kotmale) <150MW, Run-of-River type> (マハベリ流域)

- JICA F/S 1985 年、D/D 1995 年、JBIC SAPROF と EIA の承認 2000 年、改定住民移転活動計画 2004 年 (住民移転 498 世帯、約 50 の建物)
- 最初の EIA 調査 1993-1994 年。2000 年 3 月の EIA の最終承認までに長期間の紛争と法廷闘争。現在も、当事業に関する閣議決定が連続している (約 20 の決定)
- 国家環境規則 2003 年法規第 1 号(上部コトマレ水力発電所モニタリング)
- デボン (Devon)、セントクレア (St.Clair) の 2 滝を含む 6 支流で、それぞれ滝がある。
→ 最近の閣議決定で、1 支流・セントクレア滝のみの利用案が指示された。.
- 旅行者: 年間観光客は 4-5 ヶ月訪れ、シーズンには 1 日 100 人から 200 人訪れる。4-5 mon/yr
* 100-200/day → 12,000 – 15,000 people/yr

水力発電増強計画のある地点

ビクトリア (Victoria) <140 MW> (マハベリ流域)

- 発電は灌漑用水の要求があり、制限される。

コトマレ <20 MW?, 現存能力の 20 %> (マハベリ流域)

- 灌漑要求で発電用に利用できる水の制限がある。
- 森林保護区 (Reserved forest)、鹿 (spotted deer)、山猫、イノシシ

ニューラクサパーナ <72.5MW> (ケラニ流域)

- 灌漑や他用途の水利用はない。
- 既設の構造内で漏水、水質の悪化

ポルピティヤ <47.9 MW> (ケラニ流域)

- 灌漑や他用途の水利用はない。

サマナラウェワ <120 MW> (ウェラウェ流域)

- 既設では 2500 世帯に灌漑、850ha の水田灌漑
- 400 人の移転、900 ha の湛水、100 ha 森林伐採、ダムサイト~水漏れ

民間電力事業者による既存のミニ水力発電プロジェクト (参考)

カロリナ・ミニ水力発電所 (Carolina) <2.7 MW> (ニューラクサパーナ近く)

- オーナー: Mark Mareni Services Pv. 運転は 1999 年開始
- 最大流量 Q 3.8 m³/sec
- 乾季は取水河川に 15 L/ 秒の維持流量確保。
- 建設費: 2 億 3000 万 Rp.
- 所長 1、アシスタント 3、オペレーター 3、労働者 22 (6 x 2 交代 + 10 警備担当)

ウェイ・ガンガ発電所 (Way-Ganga) <9MW> (サマナラウェワ近傍)

- スリランカ人オーナー: 金融・ホテル・発電事業
- 運転開始 2000 年
- 1 取水堰、3.7 km 水路 (max depth- 8m, width- 3.7 m)
- 建設費: 10 億 Rp.
- 1999 年、1 年間の IEE 調査 (初期環境調査)
- 8 世帯移転

9. 4. 4 同定された主要な環境影響とミティゲーション

本件マスタープラン調査の段階で想定できる将来の開発計画を考慮した場合、異なる電源種別による典型的な影響として、本項に述べるようなものが考えられる。事業が実施されるようになった場合、それに伴うミティゲーション策が講じられねばならない。

「計画がもたらす影響」については、スコーピング表に示すように、マスタープランの代替シナリオを比較する上で、戦略的環境アセスメントの視点で考察した。提案計画が大規模火力開発シナリオである点を考慮し、蓄積的影響についても考察した。

マスタープラン後に候補事業が実施されることになった場合には、「ミティゲーション」対策を取らなければならない。その内容については、ここでは教育目的で記述した。

(1) 設備種別ごとに生じる可能性のある影響とそれに応じて要求されるミティゲーション

石炭火力発電所 (主要な影響)

- 石炭火力では、硫黄酸化物 (SO_x)、窒素酸化物 (NO_x)、煤塵などの大気汚染、貯炭場や

灰捨て場からの漏出などの水質汚濁、石炭灰など廃棄物処理・処分に伴う問題などの影響が生じることがある。

- その他に考えられる影響として、復水器冷却水の取水・放水が既存の水利用にもたらす影響、温排水の生態系・野生生物への影響、騒音・振動の問題などがある。
- 環境保護地区への直接的・間接的影響、地域景観への影響、火力発電所が河口部や沿岸部に建設される場合の農業や水産業など経済活動への影響についても考慮が必要である。

石炭火力発電所（ミティゲーション）

- 計画・意思決定過程の情報公開をしっかりと行う。
(不当な政治的介入や権力の濫用をさせないためには、計画の初期段階からステークホルダーの適切な代表による透明性のある議論が大切である。)
- 住民移転などが避けられない場合は、適切な住民移転・補償計画を準備し、住民の合意を得て、適切に実施する。
- 発電所施設の配置計画、形、色彩に対する慎重な配慮をする。
- 適切な品質の燃料を使用する。
- 高効率発電設備を採用する。
- 高い煙突を使用する。
- 電気集塵機を設置する。
- 排煙脱硫装置（と排煙脱硝装置）を採用する。
- 温排水対策を実施する。
- 石炭灰などの廃棄物管理を徹底し、再利用を促進する。

コンバインドサイクル火力発電所（主要な影響とミティゲーション）

- 大気汚染については、石炭火力発電所の場合とよく似た影響が見られる。
- 影響には以下のようなものがある。
 - ・ 立地場所により、窒素酸化物などによる大気汚染の問題
 - ・ 温排水の放出による水質への影響
 - ・ 復水器冷却水の取水・放水が既存の水利用にもたらす影響
 - ・ 温排水の生態系・野生生物への影響
 - ・ 騒音・振動の問題
 - ・ 環境保護地区、地域景観、経済活動への影響
- 上のような影響から、必要になるミティゲーション策は、石炭灰処理が不要なこと、電気集塵機の必要度も低いこと以外は石炭火力によく似ている。

ガスタービン火力発電所（主要な影響とミティゲーション）

- ガスタービン火力発電所は、単機容量が小さいために、他のタイプの火力発電所と比べると影響は少ない。小さな敷地面積でどこにでも建設しやすいので、社会環境に対する影響を回避しやすいということもある。
- しかし、需要地である都市部の住居に近接して立地することが想定されるので、騒音・振

動問題や、ガス導管もしくは燃料貯蔵タンクの安全性確保に注意する必要がある。

- 多くのガスタービン火力が1か所に集中して立地する場合は、燃料が同じコンバインドサイクル火力などの大規模火力発電所と同様の環境配慮が必要になる。

ディーゼル発電所（主要な影響とミティゲーション）

- ディーゼル発電所は都市部に立地することが多い。そのため、騒音・振動の問題、大気汚染への影響などに慎重に配慮することが求められる。
- 特に、重油など有害物質を多く含む燃料を使用する場合には、大気汚染への影響に特別な注意を払う必要がある。
- 硫黄酸化物と窒素酸化物の排出量は、単位発電エネルギーあたりで見ると、他のタイプの火力発電所より多い。単位発電エネルギーあたりの、煤塵の排出量は石炭火力に次いで多く、二酸化炭素排出量は他の火力発電所と同等である。
- そのため、多くのディーゼル発電所が集中して蓄積的な影響が懸念される場合、他のタイプの火力発電所と比べると、総発電量に対する影響はより大きくなることが考えられる。

水力発電所（主要な影響とミティゲーション）

水力発電所の場合、次のような影響に配慮しなければならない。

- 減水区間の水利用へ影響、生態系・野生生物への影響、環境保護地区近傍に立地する場合、特に慎重な配慮が要求される。
- (ダム・貯水池式水力発電所の場合) 大規模貯水池の出現により、非自発的住民移転の発生、生活手段の変化などによる社会的少数者・弱者への影響、物理的な分断などによる地域社会への影響、水没による文化遺産の消失、地域景観の変化などに注意しなければならない。
- 貯水池の堆砂や下流の河岸浸食の問題、流入廃棄物による貯水池の富栄養化・濁水の長期化などの水質汚濁の問題もあり、
- 貯水池の出現・水位変動に伴う貯水池周辺の斜面崩壊・地滑りの問題、ダムや発電所放水口からの放流に関する下流の安全性、ダム決壊に対する安全性の確保なども問われる。
- (流れ込み式水力発電所の場合) 計画によっては住民移転を伴うことがあり十分配慮する必要がある。

送電線（主要な影響とミティゲーション）

- 環境保護地区や文化遺産の分布を確認し、極力このような地域を通過しないように送電ルートを選定することが重要になる。
- 計画、設計、建設時を通じて、以下の点には特に配慮が要求される。
 - 幹線ルート沿いの土地利用の調査
 - 架線下の安全対策
- 送電線の電磁界(EMF)による影響については、公的機関は数多くの研究を総合的に評価し、電磁界は人体に有害な影響を及ぼさないとの見解を示している。ここに述べた、それら公的機関には、世界保健機関（WHO）、国際非電離放射線防護委員会（ICNIRP）、アメリカ

物理学会 (APS)、アメリカ科学アカデミー (NAS)、アメリカ環境健康科学研究所 (NIEHS)、イギリス放射線防護局 (NRPB)、日本の経済産業省 (METI)、日本の環境省(MOE)などがある。

変電所（主要な影響とミティゲーション）

- 送電線は発電所と変電所を繋いでおり、多くの送電線が集中する変電所周辺では、送電線が輻輳する場合がある。
- このような場合、周辺の景観を損なったり、都市周辺の人口密集地では変電所建設に対する住民合意が得られなかったりするおそれがある。
- 多くの送電線が集中し輻輳する可能性のある変電所については、地域景観に影響を与えにくい場所や周辺に住民の少ない場所を予め選定して立地するなどの配慮が有効である。既設変電所に将来さらに送電線を増やす計画がある場合は、変電所位置を変更し新規の変電所を設けることも一つの対策である。

（２）提案計画による石炭灰の蓄積的影響とミティゲーション

ベースケース・シナリオに基づく提案計画では、全体で 510 万 kW の石炭火力発電所の開発が予定されている。これだけの規模で石炭火力発電所を開発すると、操業時に廃棄物として生じる石炭灰は相当な量となる。石炭灰の発生量は、設備規模（発電ユニットの大きさ）、設備稼働率（プラントファクター）、使用石炭の種類、設備状況によって大きく左右されるので、正確な予測は難しい。しかし、マスタープラン段階で、既存の施設との簡単な比較により大まかな予測をしておくことも有用であろう。

国際的にも通常の仮定として、30 万 kW の石炭火力発電ユニットでは年間 50 万トンの石炭を使用し、石炭火力発電所の平均耐用年数（寿命）は 30 年程度であると見るのが一般的である。石炭灰の重量は、使用される石炭の重量の 10 分の 1 に減少し、石炭灰はフライアッシュで 1 立米あたり約 2 トンの比重になる。

そこで、ベースケース・シナリオに従えば、発生する石炭灰の総量（容積）は、以下の数式の値に凡そ等しくなる。

$$\begin{aligned} & 1/10 \times (500,000 \text{ [ton /year]} / 300 \text{ [MW]}) / 5100 \text{ [MW]} \times 30 \text{ [years]} / 2 \text{ [ton/ m}^3\text{]} \\ & = 12.75 \text{ million m}^3 \quad (=1275 \text{ 万立米}) \end{aligned}$$

比較のために、もうひとつの事例を参照する。日本の碧南火力発電所は 410 万 kW の出力容量を持ち、3 機の 70 万 kW ユニット、2 機の 100 万 kW ユニットの抱えている。石炭の年間消費量は約 1,000 万トン、石炭灰の年間発生量は約 100 万トンに上る。この発電所では、発生する石炭灰の約 10%を灰捨地に埋めることにしており、残りの 90%はコンクリート混和剤や土壌改良材として再利用する計画にしている。ただし、この再利用率は最新鋭の発電設備と高品質な瀝青炭の使用により可能な数字であることに留意しておく必要がある。碧南火力発電所の稼働率は、ベース電源として使用されており、80%という高い稼働率となっている。

発生する石炭灰量（容積）の概数は、次の式から与えられる。

$$1 \text{ [million ton/ year]} / 4100 \text{ [MW]} / 5100 \text{ [MW]} \times 30 \text{ [years]} / 2 \text{ [ton/ m}^3\text{]} \\ = 18.66 \text{ million m}^3 \quad (=1866 \text{ 万立米})$$

以上から、提案されたベースケース・シナリオによる石炭火力発電所の開発によって、廃棄物として発生する石炭灰は、総計で 1200 万から 1900 万立米になる、と言えよう。100 万立米とは、1 辺 100 m の立方体であることに留意すると、そのような立方体 12 個から 19 個分の用地空間が灰捨て地として確保される必要が生じることになる。ただし、石炭灰の再利用を促進すれば、それだけ埋め立てに必要な空間を減らすことができる。

9. 4. 5 モニタリング

CEB は、「モニタリング活動」を、通常業務での定期的な環境管理活動として実施することが望ましい。現在は、CEB が随時に発行する業務指示書（TOR）に従い、請負の地元コンサルタントが各発電所単位で「モニタリング」を実施している。ケラニティッサ（Kelanitissa）とサブガスカンダ（Sapugaskanda）の両火力発電所のモニタリング報告書を見ると、大気質（SPM、SO₂、NO₂ の濃度）¹⁷¹と、水質（pH 値、COD、BOD、SS 量）¹⁷²と、騒音・振動の測定が実施されている。これらモニタリングの測定項目については、暫定的に定められた環境基準にある項目の種類を満たしているが、上記報告書では以下の点などがより明示されるように、改善を求めたい。

- 発電所サイト周辺の有効な地図を報告書に添付し、ガス排出・排水口の地点とサンプリング地点、予想される被影響区域との位置関係を明示すること
- サンプルを 1 地点でなく、複数の地点で採取すること

今後の環境モニタリング活動については、次の表を参考にして、より広い視点で実施されるようになることを提案する。

大気汚染	水質汚濁
<ul style="list-style-type: none"> ■ 硫黄酸化物（SO_x） ■ 窒素酸化物（NO_x） ■ 煤塵 ■ 二酸化炭素（CO₂）、一酸化炭素（CO） ■ オゾン（O₃） ■ 石炭灰の管理状況（飛散粉塵など） ■ 硫化水素（地熱利用発電） ■ 炭化水素 ■ 微量金属類 	<ul style="list-style-type: none"> ■ ダム湖などの汚濁指標 COD/ 水草/ 動物プランクトン/ 一般ごみ浮遊量 周辺環境の変化（観光・養殖など） ■ 河川・放水域の水質指標 有機汚濁/ BOD/ COD/ 温排水（水温）など ■ 貯炭場・石炭灰処分場の浸出水 ■ 燃料廃棄物や油分などの排水処理・漏出 ■ 土壌流出による汚濁
土壌汚染	その他

¹⁷¹ 浮遊粒子上物質(SPM)、二酸化硫黄(SO₂)、二酸化窒素(NO₂)

¹⁷² 水素イオン濃度/ ペーハー(pH)、化学的酸素要求量(COD)、生物化学的酸素要求量(BOD)、浮遊物(SS)

<ul style="list-style-type: none"> ■ ダム湖などの低質（廃棄物、腐植樹木） ■ 河川低質土（流量減少区間） ■ 浸出水による汚染 ■ 切土・盛土部の有害土砂の露出 ■ 砒素・水銀（地熱利用発電） 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 廃油・廃薬・石炭灰・副生石膏などの廃棄物 ■ 騒音、振動 ■ 地下水位の低下・地盤沈下 ■ 悪臭 ■ 電波障害
安全対策	
<ul style="list-style-type: none"> ■ 放水時の連絡・警報体制 ■ ガスパイプラインの安全性 ■ 燃料輸送ルート上の運輸・輸送の安全状況 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 引火性・発火性燃料や物質の管理状況 ■ 高圧電線の保守・点検、線下状況の観察

9. 4. 6 CEB による環境管理

「環境管理」は、プロジェクトのライフサイクルの中での重要事項のひとつである。発電・送電プロジェクトでは、環境影響評価（EIA）を実施し、負の影響を回避・軽減・抑止するために必要なミティゲーション策を取る。環境影響評価の成果物には、該当プロジェクトの実施と運用段階で行う環境活動を管理するために、影響評価書に環境管理・モニタリング計画書を添付するのが常である。この形での環境管理は、特定事業の一生（計画開始から設備運用の終了まで）に対する環境社会配慮全体の不可欠な要素のひとつである。

しかし、「環境管理」には、もうひとつの意味もある。環境問題は、個別の事業の中で管理されるだけでなく、企業体としての事業活動全体について管理されるべきことでもある。このような意味での環境管理は、現代の洗練された企業活動には不可欠な要素と言える。そのような環境管理活動で、一般に基本的な要求事項とされるものを以下に挙げた。

- ① 企業活動に関する全般的な環境管理に対する企業方針・宣言文を出す。
- ② 環境管理に関する事柄について、適切な権限と能力を持つ部署を組織する。
- ③ 環境保護と保全に関する企業目標を立て、環境活動計画を策定する。
- ④ 環境管理にかかる費用と成果の収支バランスに関する記録簿をつける（環境会計を継続して、企業会計の全体に組み込む）
- ⑤ 社会とのコミュニケーションや社会参画を得る機会を継続的に実施して、地域環境との調和を維持する。
- ⑥ 主な企業活動を実施している現場の環境状況を把握するための環境モニタリングを定期的の実施し、定期報告を行い、問題が見つかった場合は対策をとる。
- ⑦ 環境アセスメント、環境モニタリング、環境会計に関する情報を環境部に集め、それらの情報についての優れたデータベースを維持する。
- ⑧ 地球環境問題や動向を知る
- ⑨ 職員の環境意識と環境管理能力を高めるための環境教育を実践する。
- ⑩ 企業外の第三者・機関の意見を取り入れるとともに、彼らによる評価を受ける。

CEB の環境方針は、「2003 年度 CEB 年報」に見ることができる。次のステップとして、年報とは独立した一文として、企業環境管理に対する正式な宣言文を定め、その方針を、明確な目標と環境活動計画に落としていく作業に入ることを提案する。まず初めに、CEB の環境活動の現状に

関するアセスメントをしてみるのもよい。(上記の、①と③に関連する)

CEB では、10 年前に「送電設計・環境部」の中に、環境ユニットが設置された。環境ユニットは、上記活動①と③の調整役となること、④と⑦の中心的な担い手になることが求められるが、同ユニットの現在の人員構成は、上級技師 (Class II) 1 人とアシスタントが 1 人に過ぎない。この人員では、上のような業務課題に応えるのは難しい。これらの課題に関わる広範な分野に対応するには、下記のように、3 人から 4 人の適切な技師を配置する必要がある。(上記の①、②、③、④、⑦に関連する)

- 火力発電所、水力発電所、代替エネルギー源など広い範囲にわたる、環境配慮・環境モニタリング・環境管理 (1 人、もしくは 2 人)
- 社会配慮とパブリック・コンサルテーション (一般市民の参画) (1 人)
- 環境会計 (1 人)

CEB では、環境モニタリングは、発電担当副社長 (Generation A.G.M.¹⁷³) の下で「環境・建造物維持管理・ダム安全部」と各発電事務所により実施されてきた。他方、環境ユニットは、送電担当副社長 (Transmission A.G.M) の下に置かれている。現在の組織構成では、環境アセスメントやモニタリングの情報は、環境ユニットへ体系的に、定期的に集まってこない。環境モニタリング活動の範囲・方法・日程は、地方現場の各発電事務所に任されているように映る。環境モニタリングの実施は、もちろん、現場レベルでなされるべきではあるが、品質管理を向上させるには、環境ユニットが CEB の環境モニタリング活動の作業仕様 (TOR) と対策検討について管理できる (適切な範囲で確認し、調整する) ことが必要になる。同様の状況が、上記活動の④についても観察できる。このような点を考慮すると、環境ユニットの機能として、以下の点が強化されなければならない。(上記の④、⑤、⑥、⑦に関連する)

- 環境調査・環境モニタリング・環境会計情報の環境ユニットへの統合
- 環境ユニットが、CEB 企業内の関連活動と規則的なコミュニケーションがとれる体制の強化
- 社会との共同作業機会の増進と、地域環境との調和を育む機会の促進

最後に、スリランカの社会状況、過去のプロジェクト、投資環境、環境社会配慮・管理に関する国際標準やガイドラインなどを考えると、地域社会・ステークホルダー・第三者機関とのコミュニケーションがとても重要であることに疑いはない。スリランカの過去の電力開発プロジェクトでは、時に激しい社会的反発や政治的対立を経験してきた。援助国や国際機関の環境社会配慮に関するガイドラインは、環境影響評価プロセスでの社会配慮やパブリック・コンサルテーション (市民・住民参画) にますます重きを置くようになっている。国際社会は今、地球規模で、地球温暖化、人間活動による蓄積的・複合的影響、環境の劣化・災害・社会の不安定化といった問題に対する議論を強めている。このような問題を絶えず受け止め、対応するために、企業活動の透明性を保ち、周囲の社会との双方向のコミュニケーションを継続することが、CEB に求められている。これらの目

¹⁷³ = Additional General Manager

標を実現するために、以下の活動を提案する。(上記の⑤、⑧、⑨、⑩に関連する)

- CEB の活動について、環境年報を発行する。
- 広範なステークホルダーや第三者グループからなる、市民連絡ネットワークや環境ユニットへの環境諮問委員会を立ち上げる。もちろん、これは環境ユニットの人員強化が前提になる。
- 地球環境問題や事例に関する公開セミナーや内部研修会合を開催する。
- CEB 職員の環境意識調査を実施する。
- CEB の環境社会配慮活動について、社外の第三者機関による評価・提言を受け、環境年報に載せる。

Attachment

A.1 Environmental Strategies and Their Action Plan on Power Sector

1. Environmental Strategies on Power Sector

The environment-related strategies for the energy sector stated by the Ministry of Environment and Natural Resources are as follows:

- (1) Ensure that adequate attention is paid to safeguard environmental and cultural values, including conserving landscapes of high recreational value and preserving Sri Lanka's natural beauty when developing hydro-power resources and planning power distribution.
- (2) Pay adequate attention to controlling air pollution caused by fuels and particulate substances within safe limits by using high quality fuels and adopting appropriate pollution abatement technologies when developing thermal generation; and avoid discharge of heated water if that would cause serious environmental damages.
- (3) Reduce excessive loss of electricity during transmission and distribution.
- (4) Promote conservation in the use of electricity and other forms of energy.
- (5) Pursue a systematic program for using new and renewable sources of energy for power generation, where feasible.
- (6) Test the feasibility of using biomass fuel for power generation, and promote it if feasible.

2. Action Plan for Environmental Strategies on the Power Sector

The Action Plan for Environmental Strategies on the power sector under the strategies is as follows:

- (1) Gazette regulations under the National Environmental Act specifying maximum gaseous and particulate emissions from thermal plants in line with internationally accepted norms, and enforce regulations once gazetted. (Priority: immediate)
- (2) Take suitable safeguard to minimize environmental pollution from thermal generation of electricity by the use of appropriate fuels and technologies to reduce particulate emissions and NO_x, and SO_x, and by ensuring that thermal effluents damage and are in accordance with the relevant standards. (Immediate)
- (3) Incorporate social and environmental costs, i.e., cost of mitigating damages, when working out the lowest cost of electricity generation in assessing different options. (Immediate)

- (4) In developing further hydro-power generation schemes, pay adequate attention to safeguarding the environment, taking into account impacts, inter alia, on ecology, land degradation, biodiversity and scenic attractions. (Immediate)
- (5) Study the introduction of aerial bundled conductors and extend their use where feasible. (Short term)
- (6) Investigate the causes for excessive power loss during transmission and distribution, and take corrective action to minimize it. (Immediate)
- (7) Continue and expand trials on the feasibility of growing biomass fuel and using it for power generation, and progressively implement power generation by biofuel if feasible. (Immediate)

第 10 章 電力組織・制度面における課題整理と検討

10.1 スリランカの電力開発が抱える問題点の整理

電力開発計画のみに焦点を絞れば、現在の CEB¹⁷⁷にとって当面の課題は、新規の大型電源開発プロジェクト、とりわけこれまで遅延が続いた石炭火力発電所の建設をいかに早急に着手するかである。しかし、この石炭火力プロジェクトの遅れは表面に現れた問題の一つにすぎず、CEB を含む電力部門が抱える問題はもっと構造的であり、根が深い。

石炭プロジェクトの着手が遅れている原因の一つが反対運動を含めた立地上の問題であることは紛れもない事実であるが、立地問題さえ解決できれば、全てが収まるわけではない。現在の電力部門が抱える構造問題、すなわち CEB が抱える負債の処理、コストを賄えない電気料金体系の改正、CEB の経営自立といった様々な問題を解決しない限り、将来の電源開発投資を進め、持続的な電力産業の発展を望むことは叶わない。

とりわけ CEB の経営が財務的に成り立たなくなっていることは、本マスタープランの財務分析結果からも自明である。また、現在のスリランカにとって、電力産業と CEB はほぼ同義語と言えるものであり、この電力構造問題を解決しない限り、CEB のみならずスリランカの電力産業そのものの持続的な発展はあり得ない。

プットラム¹⁷⁸のノロチョリ石炭火力発電プロジェクト¹⁷⁹の融資問題で様々な障害が現れているのは、まさにその結果である。例え、ノロチョリ石炭火力の融資に目処が付いたとしても、現在の電力構造問題が解決しない限り、それ以降のプロジェクトでも同様な資金問題を繰り返すだけである。問題点をプットラム石炭火力の資金問題に矮小化するならば、それは真に解決しなければならない根本的な問題の解決を先延ばしにするだけである。

この点で、将来の電源開発を持続可能なものとするためには、政府は現在の構造改革問題の核心となる次の点について急ぎ明確な決断を行い、現在、進行が止まっている構造改革を完成させなければならない。

- CEB の分割の詳細な姿と新しい産業構造の構築に向けた工程¹⁸⁰を提示する。その中で、CEB が抱える累積負債の処理方法とそのための財源を明示する。
- 長期電力開発計画における CEB 分割子会社と民間事業者との役割を明確化する。とりわけ、火力発電所の建設プロジェクトの実施について、CEB 分割子会社と IPP¹⁸¹がどのように関与するのか、両者の関係をもう一度整理し直す。
- 緊急電源として導入したディーゼル IPP からの買電コストを回収する必要があり、電気料金体系を急ぎ改訂する。

¹⁷⁷ Ceylon Electricity Board

¹⁷⁸ Puttalam

¹⁷⁹ Norochocholai Coal-fired Power Project

¹⁸⁰ Schedule

¹⁸¹ Independent Power Producer

10. 1. 1 CEB の分割問題

CEB の分割が求められている最大の理由は、現状の CEB の経営問題には様々な点で政治的な介入があり、CEB に企業として自立的な経営が出来なくなっている点である。その結果、CEB は外部から経営の非効率性を非難され、しかも、今後の経営を維持することが困難なほどの債務が累積した。

政治が強く関与してきたものに料金問題がある。料金の値上げには政治的な配慮が働き、これを改訂することが遅れてきた。CEB が自らの努力でコスト削減を進め、赤字の削減を図ることはもちろん必要であるが、2000 年以降急速に拡大した赤字の原因は、外部要因によるコスト上昇が回収できない料金体系にある。

本来経営問題として議論しなければならないはずの問題に、政治が介入してきたことで問題の解決をさらに難しくしてきた。CEB の経営から政治の介入を断ち切るためにも、政府所有の独占的垂直統合型¹⁸²の CEB の組織を機能別に分割し、発電、送電、配電部門を完全に独立させることで事業ごとのコスト構造を明確化し、経営責任を明確にし、そして事業効率の向上を通してコストを削減するという、企業として本来あるべき姿を整えることが求められる。

現在、スリランカ政府と融資機関（ADB¹⁸³および JBIC¹⁸⁴）との間で合意出来ていない最大の論点は CEB 分割の姿である。7 月に政府の構造改革委員会¹⁸⁵が発表した概念報告書¹⁸⁶が示した案は、CEB が株主となり、発電、送電、配電の機能を子会社に移管するというものである。子会社として一つの発電会社、一つの送電会社（シングルバイヤー¹⁸⁷を兼ねる）、二社またはそれ以上の配電会社を設立し、CEB はその株主となる。しかし、この報告書では、CEB 分割会社の経営の独立性という点から見て、まだ曖昧さがあり、次の点で将来問題を引き起こす可能性を含んでいる。

- 組合問題が強く表面に出でてきており、労働組合による役員の推薦、民営化を阻止するための対策などがかなり細かく記載されている半面、CEB 分割後の各社の組織構造、CEB と子会社の責任と権限の分担、そして CEB 分割に至る工程が全く示されていない。
- 例えば、分割子会社の組織についても、発電会社は一社としているが、火力と水力のように全く異なるコスト構造を持つものを一つにすることが望ましいかどうかといった検討結果も示されていない。
- 組合による経営への関与がかなり強くなっているが、これが果たして正しいことであるのかどうか、様々な点から検討する必要がある。スリランカの現状を考えれば、組合問題は政治問題に置き換わる可能性が高く、新会社の経営問題が政治問題に置き換わる可能性は否定できない。
- 従業員の雇用を守ることは重要であるが、それは経営側と従業員を代表する組合が対等の立場で話し合うべきものであり、経営そのものに組合が強く関与することは両者の利害相反を招くことにもなりかねない。

¹⁸² Vertically Integrated Monopolistic

¹⁸³ Asian Development Bank

¹⁸⁴ Japan Bank for International Cooperation

¹⁸⁵ Committee on Power Sector Reforms

¹⁸⁶ Concept Paper

¹⁸⁷ Single-buyer

10. 1. 2 料金問題

現状の CEB の赤字の原因には経営効率低さがあるという指摘は依然として強い。経営収支の改善にはまず 18.2%¹⁸⁸という総合損失¹⁸⁹の低減が先であるという意見はその最たるものである。確かに、このような経営上の問題点は指摘できるが、本調査の財務分析結果に示したように、2000 年以降コストと収入との乖離（赤字）は拡大してきたものの、送電と配電コストは低減しており、CEB の自助努力は認められる。他方、赤字を増加させた最大の原因は緊急ディーゼル電源¹⁹⁰からの買電価格の上昇であり、とりわけ近年著しい石油燃料の価格上昇が大きな要因となっている。

IPP（緊急ディーゼル電源）からの買電契約では、オフテーカー¹⁹¹である CEB が燃料価格の上昇、投資に要した外貨の為替変動といったリスクを取っており、このような外部要因によるコスト上昇は CEB の経営責任を超えている。

一方、現在の料金体系では、燃料費の急速な上昇、為替変動による損失、IPP によって転嫁されるコスト上昇を料金にすぐに反映する仕組みがなく、このことがここ数年 CEB の財務の悪化を招く結果をもたらした。

10. 1. 3 発電投資の促進

現在の政府の政策は、火力発電プロジェクト実施は、原則として BOT/BOO¹⁹²による民間投資に任せることを明確にうたっている。しかし、本調査で分析したように、今後の電力需要の伸びを賄うためには、毎年 30 万 kW 級の火力発電所を建設し続けなければならないが、これを全て IPP で賄うことが現実的な方策とはとても思えない。

翻って、民間投資家から見たスリランカでの電力投資リスクはまだかなり高い¹⁹³。民間投資家の立場からは、BOT/BOO の枠組みでプロジェクトを進めるならば、スリランカ政府の完全保証が付かない限り、投資のリスクを取ることは出来ないと考えるべきであろう。

このような投資環境を考えるならば、民間投資だけに頼って火力電源の開発を進めることはまず不可能である。この点で現在の政府の政策を見直す必要がある。むしろ今後求められる対応は、将来の分割子会社を含む CEB と民間部門が協調して資金調達を図る仕組みを作ることであることである。

¹⁸⁸ 2004 年実績。この数字は他の途上国と比べて著しく低いと言うものではないが、CEB はそのビジネスプランの中で総合損失を 14%程度に改善することを目標としている。（東南アジア諸国の総合損失は、インドネシアが 12%、ベトナムが 15%。）

¹⁸⁹ Total System Loss

¹⁹⁰ Emergency Diesel Power Generators

¹⁹¹ Off-taker

¹⁹² Build-Operate-and-Transfer / Build-Own -and-Operate

¹⁹³ Moody's と Standard & Poor's とともにソブリンリスクの格付けを与えていない。

10.2 構造改革の推進に当たっての政策提言

10.2.1 CEB 分割と子会社の設立に関する詳細な工程の提示

政府は CEB 分割の詳細な姿とその工程を提示し、早急に構造改革を完成すべきである。

2005 年 7 月に政府が承認した構造改革の報告書には、CEB 分割と子会社の設立を柱とする新しい電力産業構造の詳細な姿が描かれていない。また、それを実施するための工程も示されていない。電力改革法が通過してすでに三年が過ぎようとしていることを考えれば、これまでの改革の進捗は遅々としていたと言わざるを得ない。

融資機関¹⁹⁴からの融資を再開するためには、改革の姿と工程を明確にすることが前提条件である。融資の目処が付かないまま大型火力プロジェクトの遅延を放置すれば、電力供給に重大な支障を及ぼすことは目に見えている。他方、この大型火力の遅れをさらなる緊急ディーゼル発電の導入で補えば、CEB の財務的な破綻は明らかであり、これ以上の問題の先送りは許されない。

10.2.2 CEB 累積債務の処理

政府は CEB が負っている累積債務をどのように処理するのか、その方策を明確にしなければならない。CEB¹⁹⁵と分割子会社が、今後、自立的かつ安定的な事業を行うためには、累積債務を切り離し、これを別途処理するための方策を準備することが必要である。

フィリピンの国営電力公社¹⁹⁶の破綻処理や、日本の国有鉄道の負債処理に見られるように、別途、負債処理のための組織を設立し、そこに累積負債を移転することは一つの考え方となろう。ただし、問題はその負債をどのように返済、あるいは償却するかである。そのためには財源が必要であり、それを国家財政で賄うのか、新たに累積負債償却のための特別税を導入するのか、さらには返済期間を長期に引き延ばし、CEB と子会社の利益から少しずつ返済するのか、その間の金利負担を誰が行うのか、といった点を考えなければならない。

10.2.3 役員決定に関わる監視諮問委員会（MAC¹⁹⁷）の関与（経営独立性の担保）

CEB と分割子会社の役員の決定については、CEB の監督官庁である MPE¹⁹⁸の恣意的な判断を避けるために、電力改革法¹⁹⁹で定められた MAC を関与させ、経営陣の人選に公正性を担保すべきである。

¹⁹⁴ Lenders

¹⁹⁵ CEB Holding

¹⁹⁶ National Power Corporation

¹⁹⁷ Monitoring and Advisory Committee

¹⁹⁸ Ministry of Power & Energy

¹⁹⁹ Electricity Reform Act

10. 2. 4 CEB と分割子会社間の経営の独立性

概念報告書にうたわれているように、CEB 分割子会社の経営独立性の担保は新しい電力産業構造の柱となるものである。

CEB は、新しい産業構造の下で子会社の持株組織として存続するものの、電力開発、設備投資計画に関わる一切の権限は子会社に移転しなければならない。これは設備の運転という日常の業務だけを指すものではなく、電源開発計画や送電計画の策定についても、関連する一切の仕事が子会社である発電会社²⁰⁰と送電会社²⁰¹の役割とならねばならない。加えて、長期の需要想定や電力開発計画はシングルバイヤーを兼ねる送電会社の仕事であり、当然、CEB の権限とすべきではない。CEB の立場はあくまでも株主であり、子会社の事業計画作りに直接関与してはならない。

シングルバイヤーが公表する長期計画およびそれに基づいた発電プロジェクトの募集を通して、発電子会社あるいは民間の IPP が発電設備投資を行うことが原則である。このような作業に、株主である CEB が関与することは各社の経営の自立性を損なうばかりでなく、電力取引の公正性をも損なうことになる。

10. 2. 5 新規開発される発電所の別会社化

CEB の発電子会社は、既存の水力と火力設備の全てを所有するものと見られるが、将来公的資金を投入して新規に建設される発電所（例えば、ノロチョリ石炭火力プロジェクトやアップーコトマレー・プロジェクト²⁰²）については、この発電子会社と別の組織とすべきである。

その理由は、シングルバイヤーの構造のもと、IPP を含めた発電会社間の競争を通してコスト削減を図ることが求められる半面、CEB 子会社だけを優遇して拡大することは市場を歪めることになりかねないからである。市場で独占的なシェアを握る発電会社を作ることは、構造改革の目的に沿わない。

10. 2. 6 料金体系への自動調整項目の導入

現在の料金収入と電力供給コストの逆ざやを解消するため、外部要因によるコスト上昇が反映できるように料金制度の改訂を早急に実施すべきである。

政府の構造改革の報告書にも記載されているように、料金体系は新しい電力産業構造を踏まえて改訂する必要がある。また、その新しい料金体系を構築し、認可するのは PUC の役割である。

構造改革後の電力取引の形態については、シングルバイヤーである送電会社が買電契約に基づいて卸電力を買い上げ、それに送電会社と配電会社のコストを上乗せする形で最終消費者に電気を供給する。この取引の流れの中で、発電コストは、発電会社から送電会社、配電会社へと転嫁され、最終的には最終消費者が支払う電気料金に転嫁されなければならない。

²⁰⁰ Generation Company (Genco)

²⁰¹ Transmission Company (Transco)

²⁰² Upper Kotomare Hydro-power Project

とりわけ解決が急がれるのは、現状の CEB の財務が燃料費と IPP からの買電価格の上昇を転嫁できないでいる状況にある点である。現行の CEB の料金体系についても、燃料価格、為替レートの変動、そして発電会社とオフテーカーである CEB との間に結ぶ買電契約に基づいた買電価格の変動については、自動調整項目²⁰³を導入し、速やかに（四半期毎が望ましい）最終消費者に価格転嫁することが求められる。このような価格自動調整項目の導入は、他の国でも見られ、東南アジアではタイやインドネシアがレートベースの料金体系にこの補正項目を加えている。また日本においても、四半期ごとに燃料費と為替の変動を料金の中で調整している。

なおこの電気料金体系の改訂に当たっては、構造改革の完成以前の段階であっても、その作業には、透明性を担保するために PUC²⁰⁴のチェックを入れるべきである。

10. 2. 7 火力発電プロジェクトに対する政策の変更

前述のとおり、2000 年代後半から 2010 年以降建設が必要となる火力発電所の建設を民間資金だけに依存することは、スリランカの投資環境から見て現実的ではない。この点で、現在の電力政策を変更して、火力発電プロジェクトについても公的資金と民間資金の両方の利用を模索すべきである。

現状のスリランカの電力開発で求められるものは、公共と民間の役割を完全に分離することではなく、両者の協力に基づいた PPP²⁰⁵の仕組みを使うことである。

さらに、民間投資についても BOO/BOT を想定するばかりでなく、設備の建設と所有は民間投資家が行うが、その運営は CEB の発電子会社が行う BL²⁰⁶、PT²⁰⁷と言った仕組みを柔軟に活用することが必要である。

10. 2. 8 CEB 発電会社と外資系 IPP とのイコールフーティング

新しい電力産業の構造の下では、新規の発電プロジェクトではシングルバイヤーの公募に応じて CEB 発電子会社および IPP がその建設をそれぞれに提案し、その中で最も望ましいものが選定されることが原則である。すなわち、この点で CEB の発電会社と民間の IPP とは競争的な環境でプロジェクト提案を争わなければならない。

しかし、現在の制度では CEB はソフトローンを使うことができるものの、CEB は政府に対して上乗せした金利を払っており、ソフトローンの低金利をそのまま享受しているわけではない。さらに機器類の調達に当たっては輸入関税を払っている。他方、外資系の IPP には、輸入関税の免除、事業所得税の減免、設備の加速度償却²⁰⁸といった様々な投資優遇策が適用されており、CEB とは必ずしも平等な条件下にはない。

²⁰³ Automatic Price Adjustment Formula

²⁰⁴ Public Utilities Commission

²⁰⁵ Public and Private Partnership

²⁰⁶ Build and Lease

²⁰⁷ Build and Transfer

²⁰⁸ Accelerated Depreciation

CEB 分割を柱とする電力構造改革が破綻寸前とも言える現在の電力部門を立て直し、現在直面している電力危機を打開するための抜本的な対策であることを前提とすれば、CEB と IPP がイコールフーティングとなるような条件も整備すべきである。確かに CEB 子会社に外資優遇策を適用することには無理があるが、ソフトローンを使う際の金利の上乗せ、あるいは設備投資に対する輸入機器類の輸入関税の低減といった措置を考える必要がある。

10.3 その他の項目

10.3.1 地方電化の推進

地方電化問題は、今後のスリランカの電化率の向上を図る上で重要な政策課題の一つである。配電線の延長による電化、すなわちオングリッド電化については、今後、設立される配電子会社の事業戦略の中で進めるべき課題である。

一方、再生可能エネルギーを使ったオフグリッド電化の推進については、すでに 1990 年代後半から実施してきた ESD プロジェクト、それを引き継いだ RERED プロジェクトの実効が上がってきている。政府も地方電化政策のなかで、オフグリッド電化については、民間企業、NGO、地元の組合をなど、様々な担い手を活用すべきであることを明確にしている。

このような形でオフグリッド電化を進めるためには、電力構造改革と並行して、出来る限り市場のメカニズムを通して民間企業、NGO などによる事業を促進することが望ましい。そのような市場の活動を支援するために、政府は国際機関が提供する資金を動員し、それを投資家に流すとともに、規制面からは、政府は事業者の認可制度の簡素化、事業者が投資を回収できる料金体系の認可といった、投資環境の整備に力を入れるべきである。

10.3.2 政府の役割（政策立案と規制の完全分離）

将来の電力開発が着実に進展するか否かは、まさに電力構造改革の完成にかかっている。この点で政府は新しい電力産業構造をいち早く完成しなければならない。

新しい産業構造の下では、規制権限は MPE から PUC に全て移管される。この点で、将来の MPE の役割は政策官庁として機能することである。

一方、PUC はすでに組織が設立されたものの、電力改革法が完成しない限り、機能しないというのが現状である（依然として MPE の権限である）。しかし、今現在の段階で CEB の財務問題を解決するためには早急に料金の改定は必要であり、その見直し作業についても、今の段階から PUC を関与させるべきである。

第 1 1 章 今後の電力セクターの発展への提言

1 1. 1 電力開発計画に関する提言

(1) Kerawalapitiya コンバインドサイクルプロジェクトの早期実施

CEB が開発を見込んでいる Kerawalapitiya コンバインドサイクルプロジェクトは至近年における電力供給の重要な鍵を握る。仮にプロジェクトが実施されない、または遅延することとなれば近い将来における需給状況は危機的なものとなるため、開発工程を考慮すると、2009 年中旬の運転開始のためには、2006 年当初までに資金調達の見通しを立てなければならない。

(2) 進行中の大規模石炭火力発電プロジェクトの早急かつ確実な実施

将来における電力系統の経済的な運用を実現するためには、大規模石炭火力発電設備の開発が必要不可欠である。過去より開発にあたっての立地問題や環境問題に関する反対運動が行われてきた経緯もあり、現在進行中の Norochcholai 石炭火力プロジェクトの成否がスリランカにおける今後の大規模石炭火力開発に与える影響は大きく、このプロジェクトを早急かつ確実に実施するべきである。

(3) 大規模石炭火力開発地点の新規発掘とプライオリティ評価

将来開発が求められる大規模石炭火力発電設備容量に対し、信頼性のある調査が実施されている開発候補地点の数が圧倒的に少ないことが問題である。開発地点の選択肢を広げ、より経済的な地点での開発を行うためにも、スリランカ全土にわたる開発候補地点の発掘調査を早期に実施し、既存調査地点を含め候補地点の開発プライオリティ評価を行うべきである。

(4) 石炭火力電源開発後におけるエネルギー源多様化の重要性

将来における電源構成は石炭火力電源に強く依存したものとなる。そのため、エネルギーセキュリティの観点から、国内資源である水力および再生可能エネルギーを利用した発電設備の開発を行う必要性は高く、今後とも開発のための取り組みを継続していくべきである。

新たな燃料オプションの一つである天然ガスの導入は、エネルギー資源の多様化や負荷追従性の高いコンバインドサイクル発電設備の開発を促進するなど、メリットは多く、将来において廉価な供給が可能となれば、石炭火力導入後のエネルギー源として有望なものとなる。

(5) 基幹系統の拡充の重要性

2025 年までの送変電開発においては、需要密集地であるコロンボ周辺における 220kV 第二外輪基幹送電線や、大規模火力発電設備からの 220kV 送変電設備の開発など、基幹系統の拡充に重点を置くべきである。

(6) 北部地域の系統連系の必要性

経済的な電力設備の拡充および電力供給信頼度の両面から、北部地域は基幹系統と連系されるべきである。そのため、進行中の送電線再構築プロジェクトが予定どおり実施されることが望まれる。

1 1. 2 電力組織および制度に関する提言

(1) 電力セクター構造改革の完成

今後の発電部門への投資促進および電力産業全体の効率化のために電力セクターの抜本的改革は必要不可欠であり、そのために政府は CEB 分割の詳細な姿とその行程を提示し、進行が止まっている構造改革を早急に完成させなければならない。

(2) CEB 累積債務の処理方法の明確化

分割後の CEB と分割子会社が自立的かつ安定的な事業を行うためには、負債処理のための組織を設立するなど、分割される会社から累積債務を切り離すことが必要である。

今後の課題はその負債の返済または償却の方法を明確にすることであり、負債処理のための財源の決定や財源確保の方法、返済方法といった具体的な検討が行われなければならない。

(3) CEB と分割子会社間の経営独立性の確保

新しい産業構造のもとで分割子会社の持株組織となる CEB は、改革後の電力取引の公正さおよび各分割会社の経営の独立性を確保するために、子会社が策定する電力開発計画などの事業計画策定に直接関与すべきではない。

(4) 火力発電プロジェクトに対する政策の変更

今後の需要の伸びを賄うために必要となる火力発電設備の建設を民間資金だけに依存することは、現時点のスリランカの投資環境から見て現実的ではない。火力発電プロジェクトについては現在の電力政策を変更し、公共と民間の協力に基づいた PPP²⁰⁶の仕組みを用いるべきである。

(5) 公的資金により開発される発電所の別会社化

公的資金により今後開発される発電所を CEB 子会社を含めることは市場において特定の発電子会社を優遇・拡大化させ、市場を歪めることになりかねない。そのため、これら公的資金により開発される発電所は、CEB 子会社とは独立した別組織とすべきである。

(6) 政府の役割の明確化（政策立案と規制の完全分離）

構造改革後の電力セクターにおける規制権限は MPE から PUC にすべて移管されるため、このような状況下では MPE は政策官庁としての役割を果たすべきである。

また、今現在の段階で CEB の財務問題を解決するためには早急な電力料金の改定が必要であり、今の段階から PUC はその見直し作業に関与するべきである。

(7) 料金体系への自動調整項目の導入

燃料価格、為替レートの変動、そして発電会社とシングルバイヤーとの間で結ぶ買電契約に基づいた買電価格の変動について自動調整項目を導入し、速やかに最終消費者に価格転嫁する電気料金体系に改訂すべきである。また、この改訂にあたっては構造改革の完成以前の段階であっても、その作業の透明性を担保するために PUC によるチェックがなされるべきである。

²⁰⁶ Public and Private Partnership