

第 8 章 送電系統開発計画

8.1 スリランカ系統の特徴と検討の対象

現状のスリランカの系統は、基幹系統として 220kV 系統が、地方系統として 132kV 系統以下で構成されている。需要の中心は、コロンボとその周辺にあり、全需要の 40%近くを占めている。また、中央部の水力と各地に配置されている小規模の火力発電所から電力を供給している。

220kV 系統、132kV 系統はメッシュ状に形成されているものの、その中には 1 ルートの 1 回線の送電線もある。このため 1 回線事故時(N-1)においては、近傍の送電線事故の影響を大きく受ける場合も多い。

需要の急激な伸びによる大規模な電源開発と再生可能エネルギーの導入を受け、電源送電線とコロンボ市内を中心とした需要側へ供給対応のための地方系送電線の整備が進められている。

電源のポテンシャルについては、第 7 章で述べた通り、ベース電源としての石炭火力、ベースからミドル電源を想定した LNG 火力に加え、再生可能エネルギーとその変動対応としても有効な揚水式水力が計画されている。

電源の開発地点について、北部、南部に再生可能エネルギー、東部に石炭火力発電所、中央部には揚水、コロンボ周辺と南部に LNG 火力発電所が想定されているが、いずれも規模が大きく、開発地点が分散されているため、それぞれの開発計画の協調をはかり系統増強していくことが重要となる。

8.2 現状系統と既計画のレビュー

8.2.1 現状系統

2017 年の送電系統、および夜間ピーク電力需要時の 220kV 系統の電力潮流を、火力発電所の出力が大きい時、および水力発電所の出力が大きい時に分け、図 8-1 および図 8-2 に示す。

コロンボ市内の Kerawalapitiya 火力発電所、および Kelanitissa 火力発電所は、220kV 送電線に接続され、山側に送電を行っている。両火力発電所の出力が大きい時は、山側に 550MW 程度の電力潮流が流れており、Kotmale 等の水力発電所からの電力潮流は 60MW 程度と少ない。一方、水力発電所の出力が大きい時は、Kotmale からコロンボ方面の電力潮流は、500MW 近くに達している。

コロンボ市の南の Pannipitiya 変電所は、220kV 送電系統の末端にあり、ピーク需要時で、300-400MW 程度の電力が供給される。

コロンボの北に Puttalam 火力発電所があり、北部地域およびコロンボ方面の 2 ルートの 220kV 送電線を通して、両方向に合計で約 600MW から 900MW 程度の発電電力を送電している。

- Kerawalapitiya-Port-Wellawatta 間 220kV 地中送電線 1 回線
コロombo市の Kerawalapitiya から市中心部の Port 間の 220kV 地中送電線 1 回線を円借款により建設中である。
- Kirindiwela – Padukka 間 400kV 設計送電線 2 回線
400kV 設計であるが、当初は 220kV で運転する。
- Veyangoda-Kirindiwela 間 220kV 送電線 2 回線
円借款により入札中
- Kotmale- New Polpitiya 間 220kV 送電線 2 回線
円借款により入札中

8.2.3 既計画のレビュー

現在の CEB の系統システムは 220kV と 132kV の送電系統で構成されている。送電線と関連する変電設備の開発と強化は成長する電力需要を満たすために極めて重要であり、お客様の需要を満たすために発電所で発電した大量の電気を変電所に送電することが送電システムの機能である。十分な送電システムのパフォーマンスを維持するために必要な送電システムの強化は、長期送電開発計画の策定過程にて実施される詳細な電力システム解析の結果によって、計画されている。

CEB における最新の長期送電開発計画 (LTDP2015-2024) の計画対象期間は、2015～2024 年の 10 年間で、前回の長期送電開発計画 (LTDP2013-2022) を更新したものであり、長期発電拡大計画 (LTGEP2015-2034) や中電圧配電計画、需要予測などを基に策定している。

具体的には、2015, 2018, 2020, 2022, 2024 年の 5 断面において、それぞれ通常運用状態でも事故時でも電気の品質と信頼性を確保するために、系統計画基準である電圧基準、熱容量基準、N-1 信頼度基準、安定度基準、短絡容量基準をそれぞれ満たすように策定されている。

上記 5 断面での送電開発計画の提案がなされており、この計画が計画通りに実施されれば、電圧・信頼度基準などの計画基準を満たしており、少なくとも 2024 年までは大きな問題はないと考える。

なお、CEB は系統解析用のツールとして、PSS/E を使用しており、このマスタープランの検討においても、JICA 調査団は PSS/E を用いる。

CEB の長期送電開発計画において、2018 年以降の提案されている主な 400kV、220kV 送電設備の増強計画を表 8-1 に示す。

表 8-1 主な 400kV、220kV 送電設備の増強計画

Year	Description
2018	Transmission Lines & Underground Cables Kelanitissa = Port 220kV cable 6.5km Kerawalapitiya = Port 220kV cable 13.5km Port = Port City 2×220kV cable New Polpitiya = Padukka = Pannipitiya 2×220kV transmission line New Habarana = Veyangoda 2×220kV transmission line

	Mannar = New Anuradhapura 2×220kV transmission line 125km Nadukuda = Mannar 2×220kV transmission line 30km New Grid Substations New Habarana 2×250MVA 220/132/33kV New Polpitiya 2×250MVA 220/132kV Mannar 1×45MVA 220/33kV Nadukuda 2×63MVA 220/33kV
2019	Transmission Lines & Underground Cables Kirindiwela = Padukka 2×400kV transmission line(initially 220kV operation) 20km
2020	Transmission Lines & Underground Cables New Polpitiya = Hambantota 2×220kV transmission line Veyangoda = Kirindiwela 2×220kV transmission line Kotmale = New-Polpitiya 2×220kV transmission line Pannipitiya = Wellawatta(SubK) 220kV cable Port = Wellawatta(SubK) 220kV cable Sampoor = New Habarana 2×400kV transmission line(initially 220kV operation) 95km New Grid Substations Kerawalapitiya 2×45MVA 220/33kV Kirindiwela 2×250MVA 220/132/33kV Hambantota 2×250MVA 220/132/33kV
2022	Transmission Lines & Underground Cables Sampoor = New Habarana 2×400kV transmission line(400kV operation) 95km New Grid Substations Sampoor 2×500MVA 400/220kV Grid Augmentations New Habarana 2×800MVA 400/220kV
2034 (reference)	Transmission Lines & Underground Cables Kirindiwela = Padukka 2×400kV transmission line(400kV operation) Padukka = Ambalangoda = Hambantota 2×400kV transmission line

(出典 : LTTDP 2015-2024)

8.3 基幹送電システムの将来構想

一般的に発電所の設置位置と需要地は異なっており、電力需給の地域的な不均衡を解消するために、電力の輸送設備として送電線が必要になる。このため、基幹送電システム開発計画の基本的な考え方は、地域ごとの需給インバランス量を把握し、余剰の電力を不足地域に効率的に輸送する方策を検討することである。ただし、送電線はいったん建設すると 20 年以上の長期にわたって使い続けるため、無駄な二重投資を避けるという意味から、20 年以上先を見越した基幹送電システムの将来構想を作成しておくことが非常に重要となる。このため、検討対象年は電力マスタープランの最終年である 2040 年とした。

8.3.1 系統計画のクライテリア

現在 CEB の計画で用いられているクライテリアは、以下の通り。

- Frequency: 50Hz $\pm$ 1%
- Voltage: 400, 220kV Within $\pm$ 5%
 132kV Within $\pm$ 10%
- Fault current: 40kA (220kV and more)
- Overload: No overloaded at N-1 contingency

また、CEB の送電計画部門との協議で以下を確認している。

- Rating Capacity: Normal Operation 100%
 N-1 Contingency 100%
- 電圧の運用目標: 基準電圧の 0.9~1.1
- Fault Current: 220kV 以上系統で 40kA を超えた場合は 63kA への格上げ
- Dynamic Stability: Permit to generator shedding in case dynamic stability cannot be kept

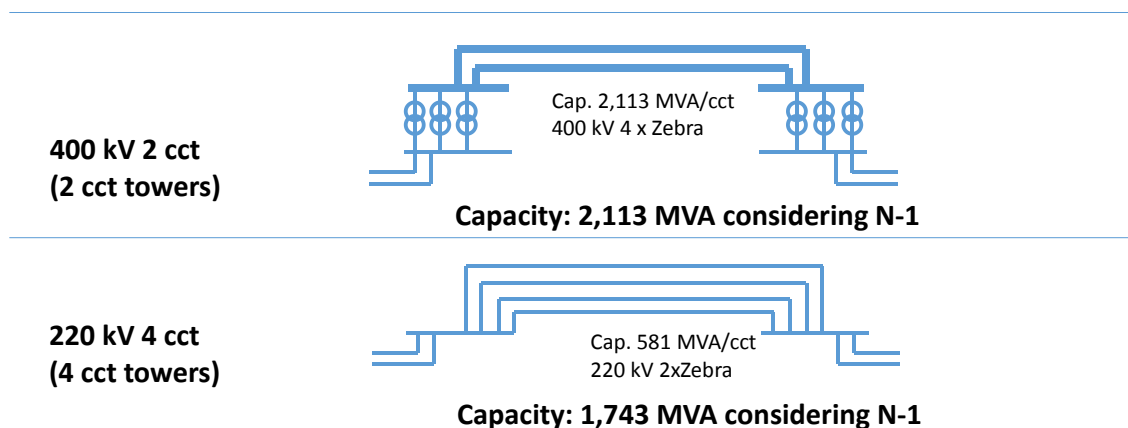
そこで、本検討では、上記を基本に検討を行うこととする。

8.3.2 400kV 送電線の採用

Sampoor に石炭火力発電所を新設する場合に必要な Sampoor – New Habarana 間の送電線の電圧を検討した。

両変電所間の距離は約 100km であり、400kV 2 回線を 2 回線鉄塔で建設したケースと、220kV 4 回線を 4 回線鉄塔で建設したケースを比較した。4 回線鉄塔を採用した理由は、送電線の用地幅をできるだけ少なくとるという、CEB の意見によるものである。

図 8-3 に比較したケースの設備構成を示す。



(出典：JICA 調査団)

図 8-3 400kV および 220kV の比較検討で設定した設備構成

表 8-2 に検討に使用した送電線の抵抗値、送電距離、ロス単価、送電力率等の条件を示す。また、検討に使用した送電線、遮断器、変圧器等のコストを同表に示す。

ロス単価は、価格上昇を見込んで算定した 2030 年の LNG 火力発電所の燃料費と維持管理費を適用し、機器のコストは、CEB から入手したデータに基づいた。4 回線鉄塔を採用した場合の 1 回線あたりのコストは、2 回線鉄塔を採用した場合のコストの 1.125 倍とした。

表 8-2 400kV および 220kV の比較に使用した検討条件

Conditions				
Conductor Resistance at 70°C (Zebra)	0.0700623	ohm/km		
Distance	100	km		
Loss Price	8.93	Usc/kWh		
Power Factor	0.9			
Load Loss Factor (0.85*0.7^2+0.15*0.7)	0.5215			
Equipment Cost	FC(LKR)	LC(LKR)	LKR	million USD
400 4x Zebra, double circuit	109.34	25.44	135	0.88
220 2x Zebra, double circuit	40.47	16.81	57	0.37
400kV Line Bay DB	106.54	11.02	118	0.76
220 kV Line Bay DB	66.53	4.97	72	0.46
400kV TR Bay DB	89.44	9.25	99	0.64
220 kV TR Bay DB	51.99	5.06	57	0.37
Common Items for 400/220/33kV 2x300 MVA (Out do	368.34	192.09	560	3.64
Transformers 400/220kV 800MVA & E.Tr. & Aux. Tr	555.25	64.15	619	4.02
Exchange rate	0.006496	USD		
Cost factor for T/L 4cct towers	1.125			

(出典：JICA 調査団)

結果を表 8-3 に示す。送電電力が 600MW 程度以上であれば、220kV よりも、400kV を採用した方が、送電ロスを含んだコストが小さくなる。このため、100km 程度の送電で、600MW 程度以上の送電電力があれば、400kV を採用する方が経済的である。

Sampoor 火力発電所を設置する案では、出力は 600MW 以上あるので、Sampoor-New Habarana 間は、400kV を採用することとした。

表 8-3 400kV と 220kV 送電の比較結果

	Condition					Loss Calculation				Cost (million USD)							
	Peak P. (MW)	Voltage Class (kV)	cct	No. of 800 MVA Tr. per S/S	R. per phase (ohm)	Amp. per phase (A)	Loss (kW)	Loss (MWh/y)	Loss (million USD/y)	Loss for 10 years	Cost of T/L	Cost of Tr.	Cost of Bays	Common for S/S	Total Cost excl. Loss	Total Cost excl. Loss (4cct)	Total Cost inc. Loss
Cases	600	400	2	2	1.752	481	2,433	11,113	0.992	10	88	8.0	7.1	7.3	110.0	110.0	120.0
	600	220	4		3.503	437	8,042	36,739	3.281	33	74		3.7		78.1	87.9	121.0
	800	400	2	2	1.752	642	4,325	19,757	1.764	18	88	8.0	7.1	7.3	110.0	110.0	128.0
	800	220	4		3.503	583	14,297	65,313	5.832	58	74		3.7		78.1	87.9	146.0
	1000	400	2	3	1.752	802	6,758	30,871	2.757	28	88	12.1	9.1	7.3	116.0	116.0	144.0
	1000	220	4		3.503	729	22,339	102,052	9.113	91	74		3.7		78.1	87.9	179.0
	1200	400	2	3	1.752	962	9,731	44,454	3.970	40	88	12.1	9.1	7.3	116.0	116.0	156.0
	1200	220	4		3.503	875	32,168	146,955	13.123	131	74		3.7		78.1	87.9	219.0
	1500	400	2	3	1.752	1,203	15,204	69,459	6.203	62	88	12.1	9.1	7.3	116.0	116.0	178.0
1500	220	4		3.503	1,093	50,263	229,617	20.505	205	74		3.7		78.1	87.9	293.0	

(出典：JICA 調査団)

8.3.3 配電用変電所の計画と需要想定

(1) 配電用変電所の計画

CEB では、33kV の配電系統に、220kV もしくは 132kV の変電所から電力を供給している。CEB と相談し、220kV/中圧、および 132kV/中圧の既設および新設変電所を以下のように設定した。

表 8-4 既設および新設変電所

Division	Province	Grid Substation	Transformer Capacity (MVA)	Remark
1	CC	Kelanitissa	120	
		Kolonnawa (Indoor)	94.5	
		Sub A (Havelock Town)	94.5	
		Sub A2 (Havelock Town)	90	New
		Sub B (Pettah)	94.5	
		Sub C (Kotahena)	94.5	
		Sub E (Kollupitiya)	90	
		Sub F (Fort)	90	
		Sub I (Maradana)	94.5	
		Sub I2 (Maradana)	90	New
		Sub K (Wellawatta)	135	
		Sub L (Port) L1	90	
		Sub L (Port) L2	90	
		Sub M (Slave Island)	90	
		Sub N (Hunupitiya)	90	
		Sub P (Narahenpita)	135	New
		Sub Q (Town Hall)	135	

Division	Province	Grid Substation	Transformer Capacity (MVA)	Remark
		Sub R (Port City) R1	189	
		Sub R (Port City) R2	189	
		Sub S (Madampitiya)	135	New
	NCP	Anuradhapura	94.5	
		Anuradhapura West	135	New
		Habarana	94.5	
		New Anuradhapura	60	
		Polonnaruwa	94.5	
		Polonnaruwa East	63	New
	NP	Chemmani	94.5	
		Chunnakam	94.5	
		Kilinochchi	94.5	
		Mannar	45	
		Vavuniyawa	63	
2	NWP	Bolawatta	94.5	
		Dummalasuriya	135	New
		Kurunegala	94.5	
		Kurunegala West	135	New
		Madampe	94.5	
		Maho	94.5	
		Pannala	94.5	
		Puttalama	94.5	
		Wariyapola	135	
	CP	Kandy City	94.5	
		Kegalle	94.5	
		Kiribath Kumbura	126	
		Naula	63	
		Nawalapitiya	94.5	
		Nuwara Eliya	94.5	
		Pallekele	63	
		Pallekele East	94.5	New
		Ragala	63	
		Thulhiriya	94.5	
		Thulhiriya East	63	New
		Ukuwela	94.5	
		Wimalasurendra	94.5	
	EP	Ampara	94.5	
		Echalampattu	63	
		Oluvil	63	New
		Kappalthurei	189	
		Kappalthurei North	189	New
		Pottuvil	63	
		Trincomalee	63	

Division	Province	Grid Substation	Transformer Capacity (MVA)	Remark
		Valachchenai	63	
		Vavunathivu	63	
	WPN	Aniyakanda	94.5	
		Biyagama	126	
		Biyagama IPZ	135	New
		Gampaha	135	New
		Katunayaka	94.5	
		Katunayaka 2	135	New
		Kelaniya	63	
		Kerawalapitiya	90	
		Kerawalapitiya North	126	New
		Kirindiwela	94.5	
		Kotugoda	120	
		Kotugoda New	135	
		Meerigama 1	135	New
		Meerigama 2	135	New
		Negombo	135	
		Sapugaskanda	94.5	
		Veyangoda	94.5	
		Yakkala	135	
3	SBP	Balangoda	94.5	
		Embilipitiya	63	
		Kalawana	63	
		Maliboda	63	
		Rathnapura	94.5	
		Wewalwatta	63	
	UP	Badulla	94.5	
		Mahiyanganaya	94.5	
		Monaragala	63	
		Wellawaya	63	
	WPS II	Athurugiriya	94.5	
		Kaduwela	94.5	New
		Battaramulla	135	
		Horana	94.5	
		Horana West 1	135	New
		Horana West 2	135	New
		Kesbewa	94.5	
		Kollonnawa (Outdoor)	63	
		Kosgama	63	
		Oruwala	6.3	
		Padukka	135	
		Pannipitiya	94.5	
		Seethawaka	94.5	
		Sri Jayawardanapura	94.5	

Division	Province	Grid Substation	Transformer Capacity (MVA)	Remark
		Udahamulla	189	
4	SP	Ambalangoda	94.5	
		Baddegama	135	
		Beliatta	63	
		Deniyaya	94.5	
		Galle	94.5	
		Hikkaduwa	135	New
		Hambantota	94.5	
		Hambantota Port	135	
		Hambantota Port 2	189	New
		Hambantota Port 3	189	New
		Matara	94.5	
		Suriyawewa	94.5	
		Tissamaharama	63	
		Weligama	135	
		WPS I	Dehiwala	94.5
	Mathugama		94.5	
	Mathugama West		135	New
	Moratuwa		135	New
	Kalutara		94.5	
	Panadura		94.5	
	Piliyandala		135	New
	Ratmalana		94.5	
Total Demand				

(出典：JICA 調査団)

(2) 変電所の需要想定

CEB から提供を受けた 2037 年の PSSE データにモデル化されている変電所の負荷をベースとし、総需要を 2025 年、2030 年、2035 年、2040 年の値となるように、それぞれ負荷を増減させ、2025 年、2030 年、2035 年、2040 年の 132kV 系統の負荷を想定した。モデル化した変電所の負荷を表 8-5 に示す。

表 8-5 変電所負荷一覧

Bus Number	Bus Name	2037PSSE base		2025				2030				2035				2040			
				Day 3.6GW		Night 3.7GW		Day 4.5GW		Night 4.5GW		Day 5.4GW		Night 5.2GW		Day 6.2GW		Night 5.9GW	
		Pload (MW)	Qload (Mvar)	Pload (MW)	Qload (Mvar)	Pload (MW)	Qload (Mvar)	Pload (MW)	Qload (Mvar)	Pload (MW)	Qload (Mvar)	Pload (MW)	Qload (Mvar)	Pload (MW)	Qload (Mvar)	Pload (MW)	Qload (Mvar)	Pload (MW)	Qload (Mvar)
2027	PS 1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2028	PS 2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2029	PS 3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3010	NEGOMBO-3	110.3	52.1	66.9	31.6	68.6	32.4	82.9	39.1	82.3	38.8	98.7	46.6	95.6	45.1	114.4	54.0	108.7	51.3
3020	MALIBODA-3	6.0	2.8	3.6	1.7	3.7	1.7	4.5	2.1	4.5	2.1	5.4	2.5	5.2	2.4	6.2	2.9	5.9	2.8
3030	WEWALWA-1	17.4	14.1	10.6	8.5	10.8	8.8	13.1	10.6	13.0	10.5	15.6	12.6	15.1	12.2	18.1	14.6	17.2	13.9
3040	MALABE-3	54.6	26.4	33.1	16.0	33.9	16.4	41.0	19.8	40.7	19.7	48.8	23.6	47.3	22.8	56.6	27.4	53.8	26.0
3050	KESBEWA-3	50.2	28.5	30.4	17.3	31.2	17.7	37.7	21.4	37.4	21.2	44.9	25.5	43.5	24.7	52.1	29.5	49.5	28.0
3060	TISSA-3	20.7	4.2	12.5	2.5	12.9	2.6	15.5	3.2	15.4	3.1	18.5	3.8	17.9	3.6	21.5	4.4	20.4	4.1
3120	WIMAL-3	66.0	8.3	40.0	5.0	41.0	5.1	49.6	6.2	49.2	6.2	59.0	7.4	57.2	7.1	68.4	8.6	65.0	8.1
3150	AMPA-3	48.3	46.2	29.3	28.0	30.1	28.7	36.3	34.7	36.0	34.4	43.2	41.3	41.9	40.0	50.1	47.9	47.6	45.5
3155	KALMUNAI-3	18.2	17.2	11.0	10.4	11.3	10.7	13.7	12.9	13.6	12.8	16.3	15.4	15.7	14.9	18.9	17.8	17.9	16.9
3200	UKUWE-3	53.1	20.8	32.2	12.6	33.0	13.0	39.9	15.6	39.6	15.5	47.5	18.6	46.0	18.0	55.1	21.6	52.4	20.5
3220	CHEMMUNI-3	48.4	16.1	29.3	9.8	30.1	10.0	36.3	12.1	36.1	12.0	43.2	14.4	41.9	14.0	50.2	16.7	47.7	15.9
3230	ELUWANKU-3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3240	VAVUN-33	31.6	7.9	19.1	4.8	19.6	4.9	23.7	6.0	23.5	5.9	28.2	7.1	27.3	6.9	32.7	8.2	31.1	7.8
3280	MANNAR	19.8	5.0	12.0	3.0	12.3	3.1	14.9	3.7	14.8	3.7	17.7	4.5	17.2	4.3	20.6	5.2	19.5	4.9
3290	KALUT-3	53.7	30.0	32.5	18.2	33.4	18.7	40.3	22.6	40.0	22.4	48.0	26.9	46.5	26.0	55.7	31.2	52.9	29.6
3301	KELAN-3A	40.4	15.8	24.5	9.6	25.1	9.8	30.4	11.9	30.1	11.8	36.1	14.1	35.0	13.7	41.9	16.4	39.8	15.6
3302	KELAN-3B	40.4	15.8	24.5	9.6	25.1	9.8	30.4	11.9	30.1	11.8	36.1	14.1	35.0	13.7	41.9	16.4	39.8	15.6
3305	KERA-3	129.7	62.8	78.6	38.1	80.6	39.1	97.4	47.2	96.7	46.8	116.0	56.2	112.3	54.4	134.5	65.1	127.8	61.9
3320	NAULA-3	7.1	2.9	4.3	1.7	4.4	1.8	5.3	2.2	5.3	2.1	6.3	2.6	6.1	2.5	7.3	3.0	7.0	2.8
3325	DAMBULLA-3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3330	MONARA-3	19.6	3.8	11.9	2.3	12.2	2.4	14.7	2.9	14.6	2.8	17.5	3.4	16.9	3.3	20.3	4.0	19.3	3.8
3340	BELIAT-3	50.7	24.8	30.7	15.0	31.5	15.4	38.1	18.6	37.8	18.5	45.4	22.2	43.9	21.5	52.6	25.7	50.0	24.4
3370	WARIYA-1	69.0	30.7	41.8	18.6	42.9	19.1	51.8	23.0	51.5	22.9	61.7	27.4	59.8	26.6	71.6	31.8	68.0	30.2
3380	NAWALAP-1	21.1	11.2	12.8	6.8	13.1	7.0	15.8	8.4	15.7	8.4	18.8	10.0	18.2	9.7	21.8	11.6	20.7	11.1
3390	RAGALA-3	3.8	1.1	2.3	0.7	2.4	0.7	2.9	0.8	2.8	0.8	3.4	1.0	3.3	0.9	4.0	1.1	3.8	1.1
3400	HAMBA-33	67.3	28.8	40.8	17.5	41.9	17.9	50.6	21.6	50.2	21.5	60.2	25.7	58.3	24.9	69.8	29.9	66.4	28.4
3405	HAMB PORT	34.5	18.6	20.9	11.3	21.4	11.6	25.9	14.0	25.7	13.9	30.8	16.6	29.8	16.1	35.7	19.3	34.0	18.3
3411	KALAWANA-3	19.8	15.6	12.0	9.4	12.3	9.7	14.9	11.7	14.8	11.6	17.7	13.9	17.2	13.5	20.6	16.1	19.5	15.3
3420	HORANA_3	60.6	26.3	36.7	16.0	37.7	16.4	45.5	19.8	45.2	19.6	54.2	23.5	52.5	22.8	62.9	27.3	59.7	25.9
3440	KATUNA-3	69.8	33.3	42.3	20.2	43.4	20.7	52.4	25.0	52.0	24.8	62.4	29.7	60.4	28.8	72.4	34.5	68.8	32.8
3450	MAHO-3	47.2	13.5	28.6	8.2	29.3	8.4	35.4	10.1	35.2	10.1	42.2	12.1	40.9	11.7	48.9	14.0	46.5	13.3
3460	POLON-3	45.4	20.3	27.5	12.3	28.2	12.6	34.1	15.3	33.8	15.2	40.6	18.2	39.3	17.6	47.1	21.1	44.7	20.0
3470	VAUNAT-3	58.1	20.5	35.2	12.4	36.1	12.7	43.7	15.4	43.3	15.3	52.0	18.3	50.4	17.7	60.3	21.3	57.3	20.2
3480	KAPPAL-3	64.6	15.4	39.2	9.3	40.2	9.6	48.5	11.5	48.2	11.5	57.8	13.7	56.0	13.3	67.0	15.9	63.7	15.1
3490	PALLEK-3	57.0	27.6	34.5	16.8	35.4	17.2	42.8	20.8	42.5	20.6	50.9	24.7	49.3	23.9	59.1	28.7	56.1	27.2
3500	KOSGA-3	38.8	19.9	23.5	12.0	24.2	12.4	29.2	14.9	29.0	14.8	34.7	17.8	33.6	17.2	40.3	20.6	38.3	19.6
3510	SITHA-33	53.3	25.2	32.3	15.3	33.1	15.7	40.0	18.9	39.7	18.8	47.7	22.5	46.2	21.8	55.3	26.1	52.5	24.8
3520	NUWAR-3	22.2	6.6	13.4	4.0	13.8	4.1	16.7	4.9	16.5	4.9	19.8	5.9	19.2	5.7	23.0	6.8	21.9	6.5
3525	WELIMADA-3	2.0	0.6	1.2	0.3	1.2	0.4	1.5	0.4	1.5	0.4	1.8	0.5	1.7	0.5	2.1	0.6	2.0	0.6
3530	THULH-3	71.6	40.0	43.4	24.3	44.5	24.9	53.8	30.1	53.4	29.8	64.0	35.8	62.0	34.7	74.3	41.5	70.6	39.4
3535	KEGA-3	67.1	39.2	40.7	23.7	41.7	24.4	50.4	29.4	50.0	29.2	60.0	35.0	58.1	33.9	69.6	40.6	66.1	38.6
3540	ORUWA-3	6.2	1.3	3.8	0.8	3.9	0.8	4.7	0.9	4.6	0.9	5.6	1.1	5.4	1.1	6.4	1.3	6.1	1.2
3550	KOLON-3A	70.3	31.0	42.6	18.8	43.7	19.3	52.8	23.3	52.4	23.1	62.9	27.8	60.9	26.9	72.9	32.2	69.3	30.6
3551	KOLON-3B	35.7	22.2	21.6	13.4	22.2	13.8	26.8	16.6	26.6	16.5	31.9	19.8	30.9	19.2	37.0	23.0	35.2	21.8
3560	PANNI-3	52.2	40.9	31.6	24.8	32.5	25.9	39.2	30.7	38.9	30.5	46.7	36.6	45.2	35.5	54.1	42.5	51.4	40.3
3571	BIYAG-33-2	73.3	40.1	44.4	24.3	45.6	24.9	55.1	30.1	54.7	29.9	65.6	35.9	63.5	34.7	76.0	41.6	72.2	39.5
3575	BIYAG_ZONE	64.1	42.1	38.9	25.5	39.9	26.2	48.2	31.6	47.8	31.4	57.4	37.6	55.5	36.4	66.5	43.6	63.2	41.5
3581	KOTU_NEW_3	42.3	27.9	25.6	16.9	26.3	17.4	31.8	21.0	31.5	20.8	37.8	25.0	36.6	24.2	43.9	29.0	41.7	27.5
3582	KOTUG-33-3	88.5	55.9	53.6	33.9	55.0	34.7	66.5	42.0	66.0	41.7	79.1	50.0	76.6	48.4	91.8	58.0	87.2	55.1
3590	SAPUG-3A	72.8	48.0	44.1	29.1	45.2	29.9	54.6	36.1	54.2	35.8	65.1	43.0	63.0	41.6	75.5	49.8	71.7	47.3
3600	BOLAW-3	73.4	32.0	44.5	19.4	45.6	19.9	55.1	24.0	54.7	23.8	65.6	28.6	63.6	27.7	76.1	33.1	72.3	31.5
3610	POTTUVIL-3	17.9	16.9	10.8	10.2	11.1	10.5	13.4	12.7	13.3	12.6	16.0	15.1	15.5	14.6	18.6	17.5	17.6	16.7
3620	BADUL-3	27.1	5.3	16.4	3.2	16.9	3.3	20.4	4.0	20.2	3.9	24.2	4.7	23.5	4.6	28.1	5.5	26.7	5.2
3630	BALAN-3	33.0	27.5	20.0	16.7	20.5	17.1	24.8	20.6	24.6	20.5	29.5	24.6	28.6	23.8	34.2	28.5	32.5	27.1
3635	KAHAWATTA	6.0	5.0	3.6	3.0	3.7	3.1	4.5	3.7	4.4	3.7	5.3	4.4	5.2	4.3	6.2	5.1	5.9	4.9
3640	DENIY-3	63.1	22.7	38.2	13.8	39.2	14.1	47.4	17.1	47.0	16.9	56.4	20.3	54.6	19.7	65.4	23.6	62.2	22.4
3650	GALLE-3	62.4	46.4	37.8	28.1	38.8	28.8	46.8	34.8	46.5	34.6	55.8	41.5	54.0	40.2	64.7	48.1	61.5	45.7
3655	WELI-3	64.8	39.7	39.2	24.1	40.3	24.7	48.6	29.8	48.3	29.6	57.9	35.5	56.1	34.4	67.2	41.2	63.8	39.1

スリランカ国 電力マスタープラン策定プロジェクト
ファイナル・レポート

Bus Number	Bus Name	2037PSSE base		2025				2030				2035				2040			
				Day 3.6GW		Night 3.7GW		Day 4.5GW		Night 4.5GW		Day 5.4GW		Night 5.2GW		Day 6.2GW		Night 5.9GW	
		Pload (MW)	Qload (Mvar)	Pload (MW)	Qload (Mvar)	Pload (MW)	Qload (Mvar)	Pload (MW)	Qload (Mvar)	Pload (MW)	Qload (Mvar)	Pload (MW)	Qload (Mvar)	Pload (MW)	Qload (Mvar)	Pload (MW)	Qload (Mvar)	Pload (MW)	Qload (Mvar)
3660	EMBIL-3	47.9	21.3	29.1	12.9	29.8	13.2	36.0	16.0	35.7	15.9	42.9	19.0	41.5	18.4	49.7	22.1	47.2	21.0
3670	MATARA-3	70.8	36.3	42.9	22.0	44.0	22.6	53.2	27.2	52.8	27.0	63.4	32.4	61.4	31.4	73.5	37.6	69.8	35.8
3680	KURUN-3	68.7	31.0	41.6	18.8	42.7	19.3	51.6	23.3	51.2	23.1	61.4	27.8	59.5	26.9	71.2	32.2	67.7	30.6
3690	HABAR-3	62.7	28.3	38.0	17.2	39.0	17.6	47.1	21.3	46.7	21.1	56.0	25.3	54.3	24.5	65.0	29.4	61.7	27.9
3700	ANURA-3A	53.2	13.5	32.2	8.2	33.1	8.4	39.9	10.1	39.6	10.0	47.5	12.0	46.0	11.7	55.1	14.0	52.4	13.3
3705	NEWANU-3	41.9	10.6	25.4	6.4	26.0	6.6	31.5	8.0	31.2	7.9	37.5	9.5	36.3	9.2	43.4	11.0	41.3	10.5
3710	TRINC-3	36.4	8.2	22.0	5.0	22.6	5.1	27.3	6.2	27.1	6.1	32.5	7.4	31.5	7.1	37.7	8.5	35.8	8.1
3711	SERUNUWAR-3	5.0	1.2	3.1	0.7	3.1	0.7	3.8	0.9	3.8	0.9	4.5	1.1	4.4	1.0	5.2	1.2	5.0	1.2
3720	KILINOCH-3	31.8	33.4	19.3	20.3	19.8	20.8	23.9	25.1	23.7	24.9	28.5	29.9	27.6	29.0	33.0	34.7	31.4	32.9
3730	CHUNNAKAM-3	33.4	11.8	20.3	7.1	20.8	7.3	25.1	8.8	24.9	8.8	29.9	10.5	28.9	10.2	34.7	12.2	32.9	11.6
3740	RATNAP-3	28.0	23.3	17.0	14.1	17.4	14.5	21.0	17.5	20.9	17.4	25.0	20.8	24.2	20.2	29.0	24.2	27.6	23.0
3770	KIRIB-3	93.1	50.5	56.4	30.6	57.9	31.4	69.9	38.0	69.4	37.7	83.2	45.2	80.6	43.8	96.5	52.4	91.7	49.8
3780	VALACH-3	54.2	19.1	32.8	11.6	33.7	11.9	40.7	14.3	40.4	14.2	48.4	17.1	46.9	16.5	56.2	19.8	53.4	18.8
3790	RATMA-3A	64.2	33.8	38.9	20.5	39.9	21.0	48.2	25.4	47.9	25.2	57.4	30.2	55.6	29.3	66.6	35.1	63.3	33.3
3800	MATUG-3	47.8	23.4	29.0	14.2	29.7	14.5	35.9	17.5	35.6	17.4	42.7	20.9	41.4	20.2	49.5	24.2	47.1	23.0
3810	PUTTA-3	43.3	19.8	26.3	12.0	26.9	12.3	32.5	14.8	32.3	14.7	38.8	17.7	37.5	17.1	44.9	20.5	42.7	19.5
3820	ATURU-3	70.2	34.0	42.6	20.6	43.7	21.1	52.7	25.5	52.4	25.4	62.8	30.4	60.8	29.5	72.8	35.3	69.2	33.5
3825	KOTADENIY-3	47.2	28.2	28.6	17.1	29.4	17.5	35.5	21.2	35.2	21.0	42.2	25.2	40.9	24.4	49.0	29.3	46.5	27.8
3830	VEYAN-33	70.4	31.2	42.6	18.9	43.8	19.4	52.8	23.4	52.5	23.3	62.9	27.9	60.9	27.0	73.0	32.4	69.3	30.7
3835	MIRIGAMA-3	59.6	26.2	36.1	15.9	37.0	16.3	44.7	19.7	44.4	19.5	53.3	23.4	51.6	22.7	61.8	27.2	58.7	25.8
3840	JPURA-3	60.7	36.1	36.8	21.9	37.8	22.5	45.6	27.1	45.3	26.9	54.3	32.3	52.6	31.3	63.0	37.5	59.8	35.6
3841	UDAHA-33	57.8	39.4	35.1	23.9	36.0	24.5	43.4	29.6	43.1	29.4	51.7	35.3	50.1	34.2	60.0	40.9	57.0	38.9
3850	PANAD-3	65.9	37.0	40.0	22.4	41.0	23.0	49.5	27.8	49.1	27.6	58.9	33.1	57.1	32.0	68.4	38.4	65.0	36.4
3860	MADAM-3	66.0	29.5	40.0	17.9	41.0	18.4	49.6	22.2	49.2	22.0	59.0	26.4	57.2	25.6	68.5	30.6	65.1	29.1
3865	KIRIYANKAL-3	57.6	26.2	34.9	15.9	35.8	16.3	43.2	19.7	42.9	19.5	51.5	23.4	49.9	22.7	59.7	27.1	56.7	25.8
3870	K-NIYA-3	45.4	23.3	27.5	14.1	28.2	14.5	34.1	17.5	33.8	17.4	40.6	20.9	39.3	20.2	47.0	24.2	44.7	23.0
3880	AMBALA-3	45.9	31.2	27.8	18.9	28.5	19.4	34.4	23.4	34.2	23.2	41.0	27.9	39.7	27.0	47.6	32.3	45.2	30.7
3882	BADDE-33	85.2	62.4	51.6	37.8	53.0	38.8	64.0	46.9	63.5	46.5	76.2	55.8	73.8	54.1	88.3	64.7	83.9	61.5
3890	DEHIW-3	56.9	35.0	34.5	21.2	35.4	21.7	42.7	26.3	42.4	26.1	50.9	31.3	49.3	30.3	59.0	36.3	56.1	34.5
3900	PANNAL-3	68.0	41.4	41.2	25.1	42.3	25.7	51.1	31.1	50.7	30.8	60.8	37.0	58.9	35.8	70.5	42.9	67.0	40.7
3910	ANIYA-3	64.0	36.7	38.8	22.2	39.8	22.8	48.1	27.5	47.7	27.3	57.3	32.8	55.5	31.8	66.4	38.0	63.1	36.1
3930	SURIWEWA-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3941	WELLAWA-3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3950	YAKKALA-3	99.9	57.1	60.5	34.6	62.1	35.5	75.0	42.9	74.4	42.5	89.3	51.0	86.5	49.4	103.6	59.2	98.4	56.2
3960	MAHIYA-3	20.7	7.6	12.5	4.6	12.9	4.7	15.5	5.7	15.4	5.7	18.5	6.8	17.9	6.6	21.5	7.9	20.4	7.5
3971	HOMAGAMA-3	90.5	32.9	54.9	19.9	56.3	20.5	68.0	24.7	67.5	24.5	80.9	29.4	78.4	28.5	93.9	34.1	89.2	32.4
3975	MILLEWA-3	21.2	9.0	12.9	5.5	13.2	5.6	15.9	6.8	15.8	6.7	19.0	8.1	18.4	7.8	22.0	9.4	20.9	8.9
3976	MILLANIYA-3	22.9	9.7	13.9	5.9	14.2	6.0	17.2	7.3	17.0	7.2	20.4	8.7	19.8	8.4	23.7	10.1	22.5	9.6
3991	KIRIN-3	68.7	35.3	41.6	21.4	42.7	21.9	51.6	26.5	51.2	26.3	61.4	31.5	59.5	30.5	71.2	36.6	67.7	34.7
4190	COL_K_11	95.9	38.3	58.1	23.2	59.6	23.8	72.0	28.7	71.5	28.5	85.7	34.2	83.0	33.1	99.4	39.7	94.5	37.7
4260	COL-N-11	48.6	21.9	29.5	13.3	30.2	13.6	36.5	16.5	36.2	16.4	43.5	19.6	42.1	19.0	50.4	22.8	47.9	21.6
4270	COL-M-11	56.2	25.2	34.1	15.3	34.9	15.7	42.2	18.9	41.9	18.8	50.2	22.5	48.7	21.8	58.3	26.1	55.4	24.8
4351	COL-L1-11	54.4	33.7	33.0	20.4	33.8	21.0	40.9	25.3	40.6	25.1	48.7	30.2	47.1	29.2	56.4	35.0	53.6	33.2
4352	COL-L2-11	54.4	33.7	33.0	20.4	33.8	21.0	40.9	25.3	40.6	25.1	48.7	30.2	47.1	29.2	56.4	35.0	53.6	33.2
4356	PORT CITY R-1	149.7	80.8	90.7	49.0	93.1	50.2	112.4	60.7	111.6	60.2	133.9	72.3	129.6	70.0	155.3	83.8	147.5	79.6
4357	PORT CITY R-2	149.7	80.8	90.7	49.0	93.1	50.2	112.4	60.7	111.6	60.2	133.9	72.3	129.6	70.0	155.3	83.8	147.5	79.6
4360	COL-Q-11	64.7	27.6	39.2	16.8	40.2	17.2	48.6	20.8	48.2	20.6	57.9	24.7	56.0	23.9	67.1	28.7	63.8	27.2
4365	COL-P-11	98.2	40.7	59.5	24.6	61.1	25.3	73.8	30.5	73.2	30.3	87.8	36.4	85.1	35.2	101.9	42.2	96.8	40.1
4430	COL_I_11	69.4	27.5	42.1	16.7	43.1	17.1	52.1	20.7	51.7	20.5	62.0	24.6	60.1	23.8	72.0	28.5	68.4	27.1
4435	COL_A_11	62.9	25.8	38.1	15.6	39.1	16.0	47.2	19.4	46.9	19.2	56.2	23.0	54.5	22.3	65.2	26.7	62.0	25.4
4445	KATU LECO-1	45.2	21.4	27.4	12.9	28.1	13.3	34.0	16.0	33.7	15.9	40.4	19.1	39.2	18.5	46.9	22.1	44.6	21.0
4750	COL_E-11	67.8	27.0	41.1	16.3	42.1	16.8	50.9	20.2	50.5	20.1	60.6	24.1	58.7	23.4	70.3	28.0	66.8	26.6
4760	COL_F-11	66.3	29.2	40.2	17.7	41.2	18.2	49.8	21.9	49.4	21.8	59.2	26.1	57.4	25.3	68.7	30.3	65.3	28.8
4771	KANDY CIT-1	28.0	14.9	17.0	9.1	17.4	9.3	21.0	11.2	20.9	11.1	25.0	13.4	24.3	12.9	29.0	15.5	27.6	14.7
4845	RAJAGRITY-11	66.8	41.5	40.5	25.1	41.5	25.8	50.1	31.1	49.8	30.9	59.7	37.1	57.8	35.9	69.3	43.0	65.8	40.8
4875	JAELA LECO-1	49.0	31.0	29.7	18.8	30.5	19.3	36.8	23.3	36.6	23.1	43.9	27.7	42.5	26.8	50.9	32.1	48.3	30.5
4920	COL-C-11	60.7	23.9	36.8	14.5	37.8	14.8	45.6	17.9	45.3	17.8	54.3	21.3	52.6	20.7	63.0	24.7	59.9	23.5
4980	COL_B_11	71.7	31.7	43.5	19.2	44.6	19.7	53.9	23.8	53.5	23.6	64.2	28.3	62.1	27.4	74.4	32.9	70.7	31.2
TOTAL		5999	2996	3636	1816	3730	1863	4505	2250	4472	2233	5365	2679	5196	2595	6222	3107	5911	2952

(出典：JICA 調査団)

8.3.4 エリア別の開発電源の特徴

図 8-4 に示す通り、電源開発計画から 8 つのエリアに区分することができ、それぞれのエリアで開発される電源に特徴がある。

北部及び北西部（Mannar、Puttalam）では、風況に恵まれていることから、多くの風力発電プラントなど再生可能エネルギーの発電プラントの開発が期待されている。また、北西部の Puttalam 地区には既に大型の石炭火力が開発されている。北東部では、Sampoor 石炭火力発電所の計画は凍結されているものの、火力発電所候補地としてはポテンシャルが高く有望である。中央部では、既に多くの水力発電所が開発されているとともに、大規模な揚水発電所が開発が見込まれている。南部では、Hambantota の火力発電所開発があるだけでなく、バイオマス発電、太陽光発電等の再生可能エネルギーの発電プラントの開発が期待されている。また、南東部でも太陽光発電の開発が期待されている。コロンボのある西部では、既に多くの石油火力発電所が建設されているが、大規模な LNG 火力発電所が開発計画がある。

それぞれのエリアの電源から、大電力消費地であるコロンボに向けて潮流は流れることになる。

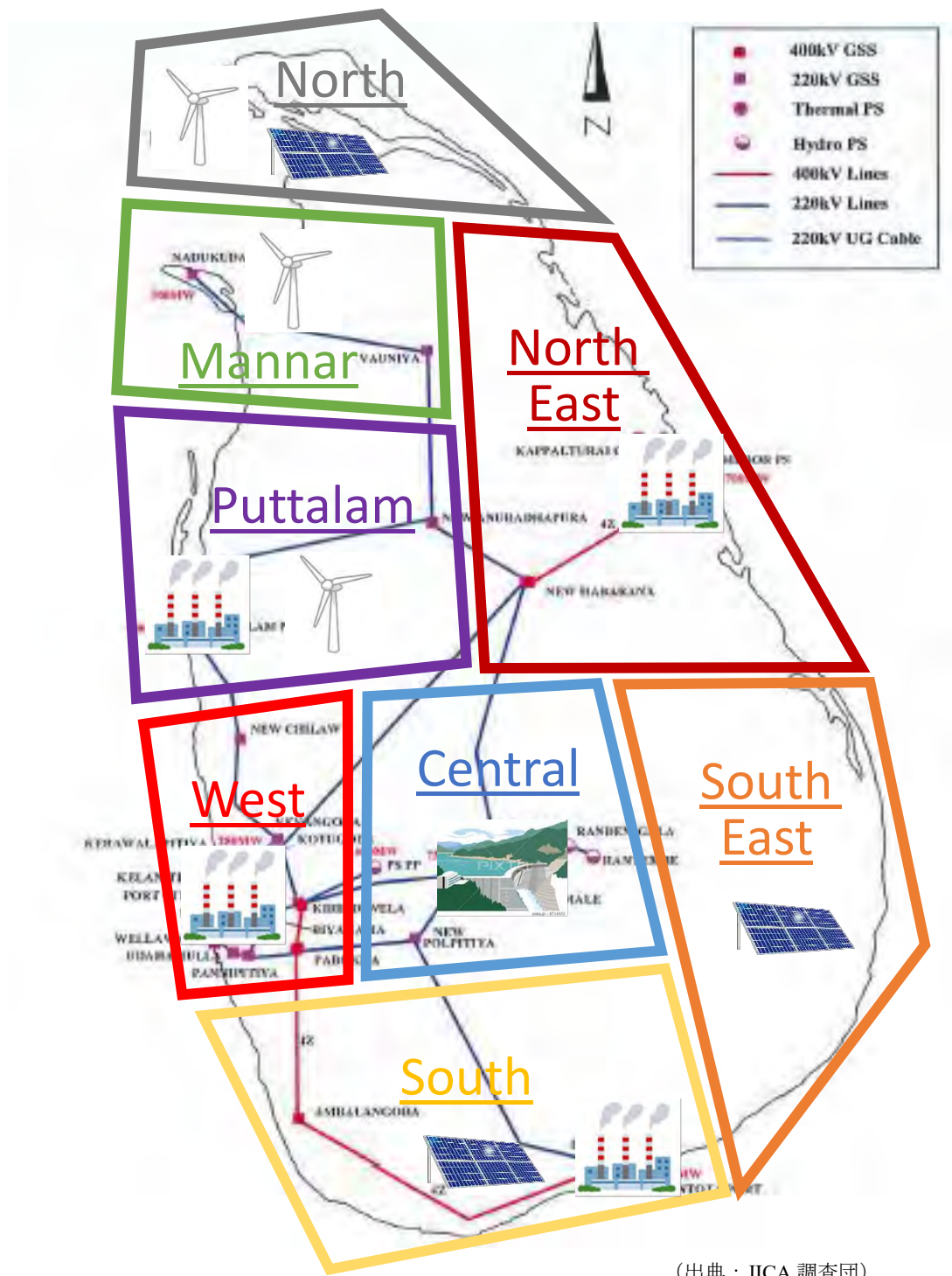


図 8-4 電源開発状況のイメージ図

2025 年と 2040 年における各地区の発電設備量を以下に示す。

表 8-6 各地区の発電設備量 (2025 年)

(Scenario A: 2025)

(MW)

	Coal	LNG	Oil	Hydro	M-Hydro	Wind	Solar	Biomass	Total
North	0	0	26	0	0	84	45	0	155
Mannar	0	0	0	0	0	145	15	4	164
North East	1,200	0	0	0	0	15	30	9	1,253
Puttalam	900	0	0	0	0	158	15	7	1,080
West	0	1,200	105	0	75	0	30	4	1,415
Central	0	0	0	1,539	392	17	30	13	1,991
South	0	0	0	90	35	17	75	4	221
South East	0	0	0	11	0	0	60	2	73
Total	2,100	1,200	131	1,640	503	434	300	44	6,352

(Scenario B: 2025)

(MW)

	Coal	LNG	Oil	Hydro	M-Hydro	Wind	Solar	Biomass	Total
North	0	0	26	0	0	122	75	0	223
Mannar	0	0	0	0	0	360	25	4	389
North East	0	0	0	0	0	34	50	9	93
Puttalam	900	0	0	0	0	246	25	7	1,178
West	0	1,800	105	0	75	0	50	4	2,035
Central	0	0	0	1,539	392	36	50	13	2,031
South	0	300	0	90	35	36	125	4	591
South East	0	0	0	11	0	0	100	2	113
Total	900	2,100	131	1,640	503	834	500	44	6,652

(Scenario C: 2025)

(MW)

	Coal	LNG	Oil	Hydro	M-Hydro	Wind	Solar	Biomass	Total
North	0	0	26	0	0	85	75	0	186
Mannar	0	0	0	0	0	235	25	4	264
North East	900	0	0	0	0	22	50	9	980
Puttalam	900	0	0	0	0	186	25	7	1,118
West	0	1,500	105	0	75	0	50	4	1,735
Central	0	0	0	1,539	392	24	50	13	2,018
South	0	0	0	90	35	24	125	4	278
South East	0	0	0	11	0	0	100	2	113
Total	1,800	1,500	131	1,640	503	574	500	44	6,692

(出典 : JICA 調査団)

表 8-7 各地区の発電設備量 (2040 年)

(Scenario A: 2040)

(MW)

	Coal	LNG	Oil	Hydro	M-Hydro	Wind	Solar	Biomass	Total
North	0	0	0	0	0	172	225	0	397
Mannar	0	0	0	0	0	440	75	10	525
North East	1,800	0	0	0	0	44	150	21	2,015
Puttalam	900	0	0	0	0	276	75	16	1,267
West	0	1,200	105	0	105	0	150	10	1,571
Central	0	0	0	1,539	548	46	150	31	2,315
South	1,200	0	0	90	49	46	375	10	1,771
South East	0	0	0	11	0	0	300	5	316
Total	3,900	1,200	105	1,640	703	1,024	1,500	104	10,176

(Scenario B: 2040)

(MW)

	Coal	LNG	Oil	Hydro	M-Hydro	Wind	Solar	Biomass	Total
North	0	0	0	0	0	602	300	0	902
Mannar	0	0	0	0	0	1,960	100	10	2,070
North East	0	0	0	0	0	194	200	21	415
Puttalam	900	0	0	0	0	886	100	16	1,902
West	0	2,100	105	0	105	0	200	10	2,521
Central	0	0	0	2,139	548	196	200	31	3,115
South	0	1,200	0	90	49	196	500	10	2,046
South East	0	0	0	11	0	0	400	5	416
Total	900	3,300	105	2,240	703	4,034	2,000	104	13,386

(Scenario C: 2040)

(MW)

	Coal	LNG	Oil	Hydro	M-Hydro	Wind	Solar	Biomass	Total
North	0	0	0	0	0	302	300	0	602
Mannar	0	0	0	0	0	960	100	10	1,070
North East	1,200	0	0	0	0	94	200	21	1,515
Puttalam	900	0	0	0	0	476	100	16	1,492
West	0	1,500	105	0	105	0	200	10	1,921
Central	0	0	0	2,139	548	96	200	31	3,015
South	600	300	0	90	49	96	500	10	1,646
South East	0	0	0	11	0	0	400	5	416
Total	2,700	1,800	105	2,240	703	2,024	2,000	104	11,676

(出典：JICA 調査団)

8.3.5 地域別発電量

電源開発計画シナリオについては、第7章で述べたとおりシナリオA～Cの3つのシナリオがあり、それぞれ再生可能エネルギーの発電状況を鑑み、発電量が極端に少ない場合（ほとんど風がない4月の曇天の日）と発電量が極端に多い場合（風が強い8月の晴天の日）の2パターンについて解析を実施した。検討対象年度は、2025年から5年ごとの年度展開を検討した。

各シナリオにおける地域ごとの発電量を以下に示す。

表 8-8 各地区の発電量

(Scenario A)

(MW)

	2025			2030			2035			2040		
	Installed	April	August	Installed	April	August	Installed	April	August	Installed	April	August
North	155	31	116	215	43	164	311	65	241	397	76	318
Mannar	164	15	132	254	24	203	373	37	299	525	53	420
North East	1,133	989	1,015	1,170	1,000	1,044	1,228	1,017	1,091	1,835	1,522	1,468
Puttalam	1,005	760	886	1,050	768	840	1,114	779	891	1,192	791	953
West	1,385	592	623	1,427	766	709	1,445	981	633	1,505	1,191	592
Central	1,991	1,215	781	2,108	1,251	835	2,207	1,282	895	2,315	1,314	962
South	221	100	123	840	609	615	1,508	1,132	1,147	1,651	1,173	1,260
South East	73	27	54	124	43	95	215	71	168	316	102	249
Total	6,127	3,730	3,730	7,187	4,505	4,505	8,401	5,365	5,365	9,735	6,222	6,222

(Scenario B)

(MW)

	2025			2030			2035			2040		
	Installed	April	August	Installed	April	August	Installed	April	August	Installed	April	August
North	223	42	171	448	72	351	673	102	531	902	120	722
Mannar	389	29	312	916	63	733	1,443	97	1,155	2,070	136	1,656
North East	93	24	74	197	44	157	301	65	241	415	86	332
Puttalam	1,103	768	965	1,331	787	817	1,559	807	999	1,827	829	1,214
West	1,981	1,095	1,130	2,048	935	843	1,783	1,122	573	2,419	1,770	652
Central	2,031	1,376	659	2,815	1,902	887	2,960	1,936	830	3,115	1,970	454
South	579	356	329	1,051	630	546	1,807	1,133	785	1,998	1,176	859
South East	113	41	91	214	71	171	315	102	252	416	133	333
Total	6,511	3,730	3,730	9,019	4,505	4,505	10,841	5,365	5,365	13,161	6,222	6,222

(Scenario C)

(MW)

	2025			2030			2035			2040		
	Installed	April	August	Installed	April	August	Installed	April	August	Installed	April	August
North	186	40	141	328	66	242	478	92	362	602	105	482
Mannar	264	23	212	516	43	413	793	65	635	1,070	86	856
North East	890	752	793	967	771	854	1,316	1,034	945	1,395	1,053	1,008
Puttalam	1,043	765	917	1,161	779	846	1,289	794	948	1,417	809	1,051
West	1,693	774	734	1,760	872	723	1,783	1,058	580	1,843	1,268	716
Central	2,018	1,222	649	2,775	1,746	975	2,895	1,779	1,051	3,015	1,812	768
South	278	116	196	435	158	282	860	442	593	1,574	957	1,009
South East	113	39	89	214	70	170	315	101	251	416	132	332
Total	6,485	3,730	3,730	8,155	4,505	4,505	9,729	5,365	5,365	11,331	6,222	6,222

注：火力発電所の設備量は所内消費分を除いた数値である。

(出典：JICA 調査団)

8.3.6 発電計画のシナリオに対応する 2040 年の送電開発計画

CEB から提供を受けた 2037 年の PSSE データを基に、電源計画シナリオ A、B、C に対応した 2040 年の電力系統モデルを設定した。電力潮流計算を実施し、それぞれのシナリオに対する 2040 年までの系統計画を検討した。

(1) シナリオ A（石炭火力優先開発）

シナリオ A における、2040 年の系統と潮流を図 8-5（再生可能エネルギーの発電量が少ない 4 月）、図 8-6（再生可能エネルギーの発電量が多い 8 月）に示す。シナリオ A では、Sampoor 石炭火力の発電電力が大きい。2017 年から 2040 年に向けて 400kV、220kV 系統で必要となる主な送電線は以下である。

- サンプル石炭火力の発電電力を送電するために、Sampoor-New Habarana 間に 400kV 送電線を新設する。
- サンプル石炭火力により電力潮流が増加するために、New Habarana-Kirindiwela 間に 400kV 送電線を新設する。
 - この区間の一部、New Habarana-Kotmale 間は、用地確保が困難であることが予想される。この場合には、既設の 220kV 送電線のルートを利用することも考える。
- Kerawalapitiya 火力発電所の増設により電力潮流が増大するために Kerawalapitiya 火力発電所から、コロombo市内方面に、220kV ケーブル 1 回線を追加する。
- Kerawalapitiya 火力-Kirindiwela 間に 220kV 送電線を新設する。

(2) シナリオ B（再生可能エネルギー優先）

シナリオ B における、2040 年の系統を図 8-7、図 8-8 に示す。シナリオ B では、北部の風力、太陽光の発電電力が大きい。2017 年から 2040 年に向けて 400kV、220kV 系統で必要となる主な送電線は以下である。

- 北部の風力、太陽光の発電電力により電力潮流が増加するために、Vavuniya-New Anuradhapura-New Habarana 間に 220kV 4 回線を追加する。
- New Habarana-Kirindiwela 間に 400kV 送電線を新設する。
- Euwnkurama-Puttalam-New Chulaw-Veyangoda-Kelanitissa に 220kV 2 回線を追加する。
- Kerawalapitiya 火力発電所の増設により電力潮流が増大するために Kerawalapitiya 火力発電所から、コロombo市内方面に、220kV ケーブル 1 回線を追加する。
- Kerawalapitiya 火力発電所-Kirindiwela 間に 400kV もしくは、220kV 送電線を新設する。

(3) シナリオ C（各種エネルギーを組み合わせで開発）

シナリオ C における、2040 年の系統を図 8-9、図 8-10 に示す。2017 年から 2040 年に向けて 400kV、220kV 系統で必要となる主な送電線は以下である。

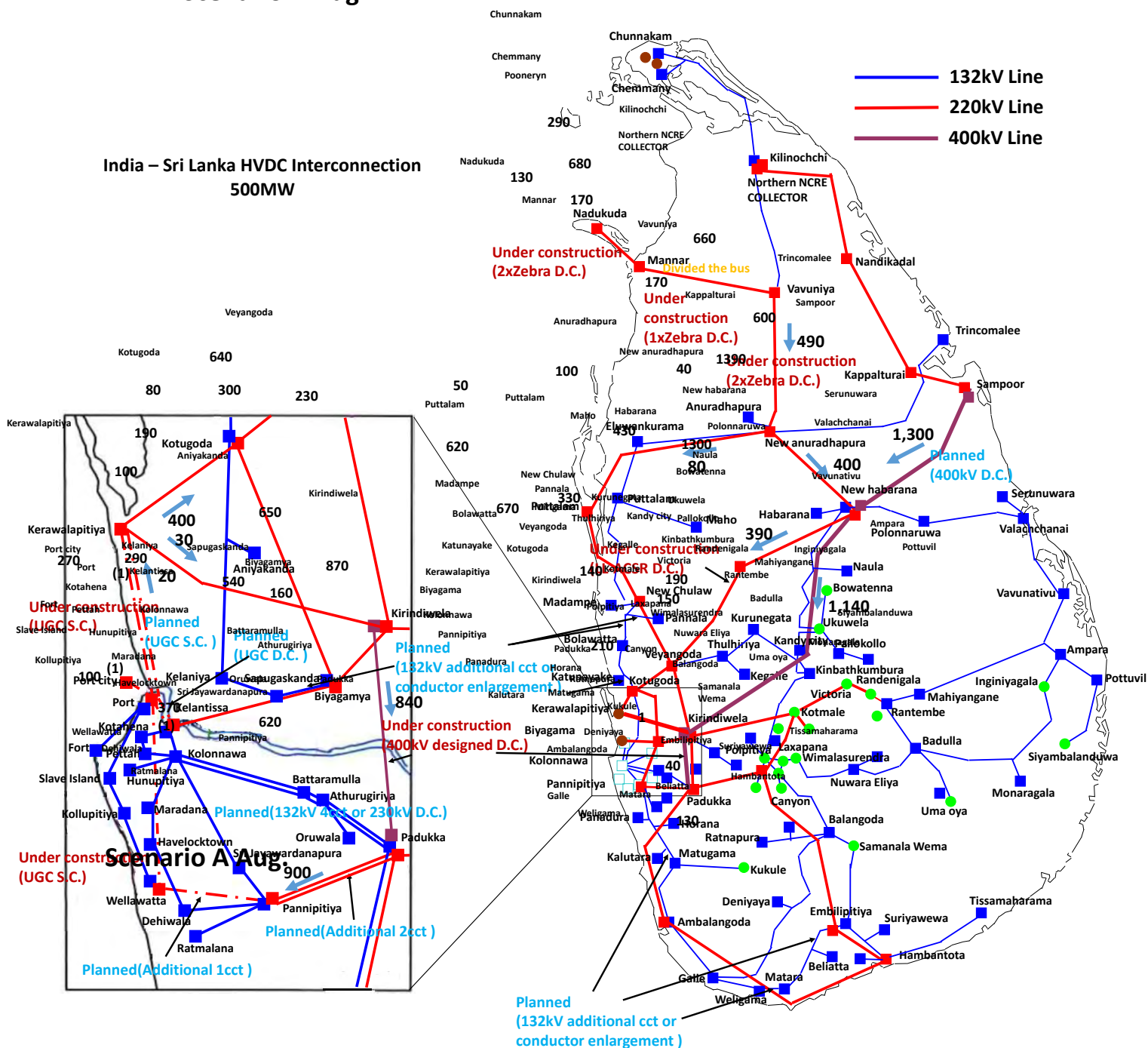
- サンプル石炭火力の発電電力を送電するために、Sampoor-New Habarana 間に 400kV 送電線を新設する。

- サンプル石炭火力の発電電力、および北部の再生可能エネルギーの電力を送電するために、New Habarana-Kirindiwela 間に 400kV 送電線を新設する。
- Kerawalapitiya 火力発電所の増設により電力潮流が増大するために Kerawalapitiya 火力発電所から、コロンボ市内方面に、220kV ケーブル 1 回線を追加する。
- Kerawalapitiya 火力発電所-Kirindiwela 間に 220kV 送電線を新設する。



Scenario A Aug.

India – Sri Lanka HVDC Interconnection
500MW



(出典：JICA 調査団)

図 8-6 2040 年 シナリオ A の系統 (8 月の潮流)

India – Sri Lanka HVDC Interconnection 500MW



図 8-7 2040 年 シナリオ B の系統 (4 月の潮流)



図 8-8 2040 年 シナリオ B の系統 (8 月の潮流)

Scenario C Aug.

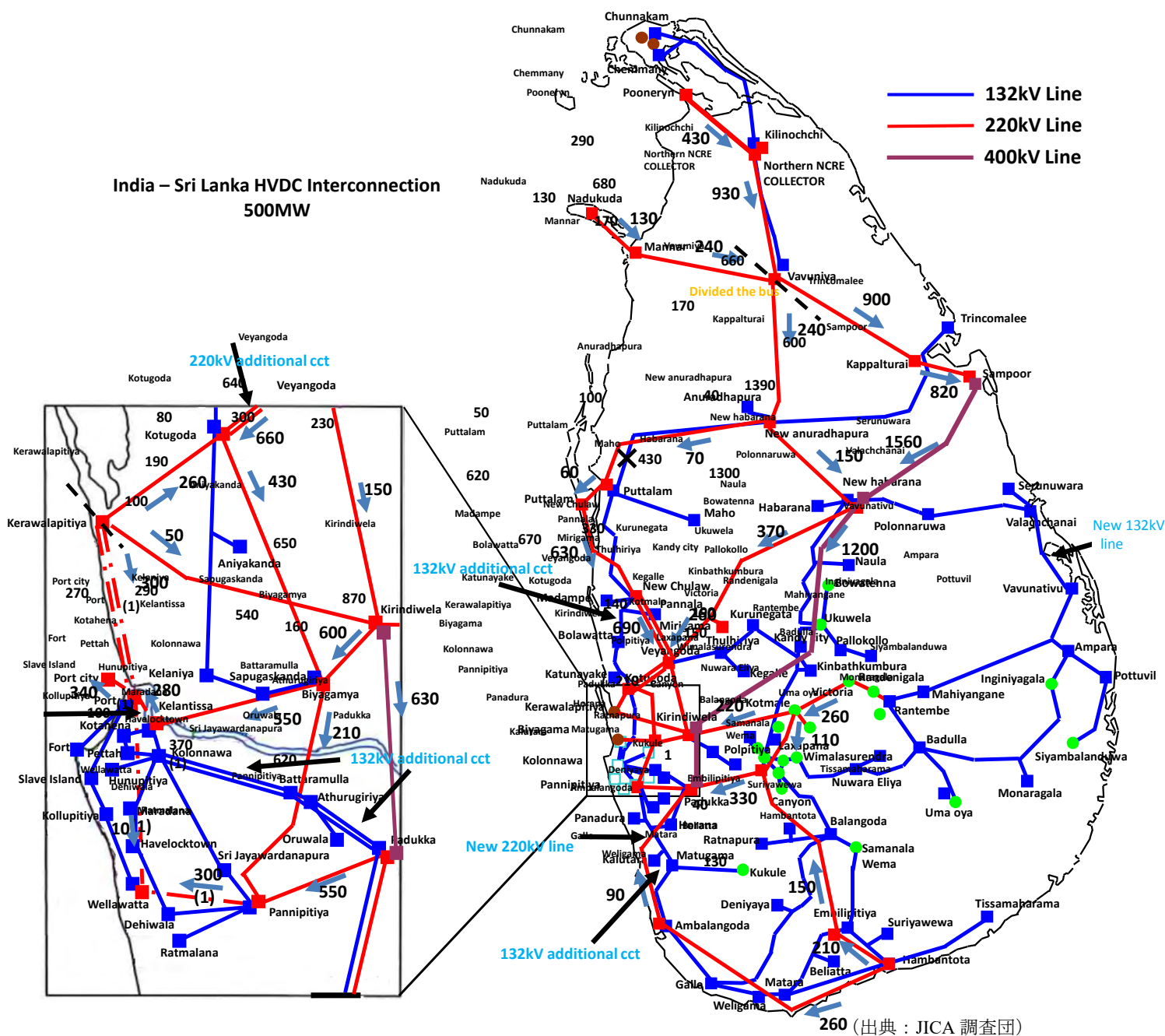


図 8-10 2040 年 シナリオ C の系統 (8 月の潮流)

8.4 送電系統開発計画の基本計画案

CEB との協議により、シナリオ C について、さらに 2025 から 2035 年までの 5 年毎の送電開発のステップを検討した。

大型の火力発電所のユニットは以下のように展開される。なお、試運転期間を考慮して発電運転開始時期の 1 年前に送電線の運転開始が必要としている。

表 8-9 大型火力の開発計画

	Kerawalapitiya	Sampoor	Hambantota
現状	300MW	-	-
2025 年まで	300MW x 3	300MW x 3	-
2030 年まで	-	300MW x 1	-
2035 年まで	300MW x 1	-	300MW x 2
2040 年まで	-	-	300MW x 1

(出典：JICA 調査団)

再生可能エネルギーは、北部の北部 Kilinochchi 方面などに、順次開発されていく。

8.4.1 送電線開発計画の年度展開

(1) 2025 年

- ・ サンプル石炭火力の発電電力を送電するために、Sampoor-New Habarana 間に 400kV 送電線を新設する。
- ・ 北部 Kilinochchi 方面に開発される風力などの再生可能エネルギーの電力を送電するため、Pooneryn-Kilinochchi-Vavuniya 間に大容量の電線を用いた 220kV 送電線を新設する。

(2) 2030 年

- ・ 北部 Kilinochchi 方面に開発される風力などの再生可能エネルギーの電力を、400kV Sampoor-New Habarana 間送電線を經由して送電するため、Vavuniya-Kappalturai 間に大容量の電線を用いた 220kV 送電線を新設する。なお、Mannar 方面の風力開発が多くなる場合には、Mannar-Vavuniya 間の 220kV 送電線の電線張替を検討する必要がある。
- ・ サンプル石炭火力の発電電力、および北部の再生可能エネルギーの電力を送電するために、New Habarana-Kirindiwela 間に 400kV 送電線を新設する。

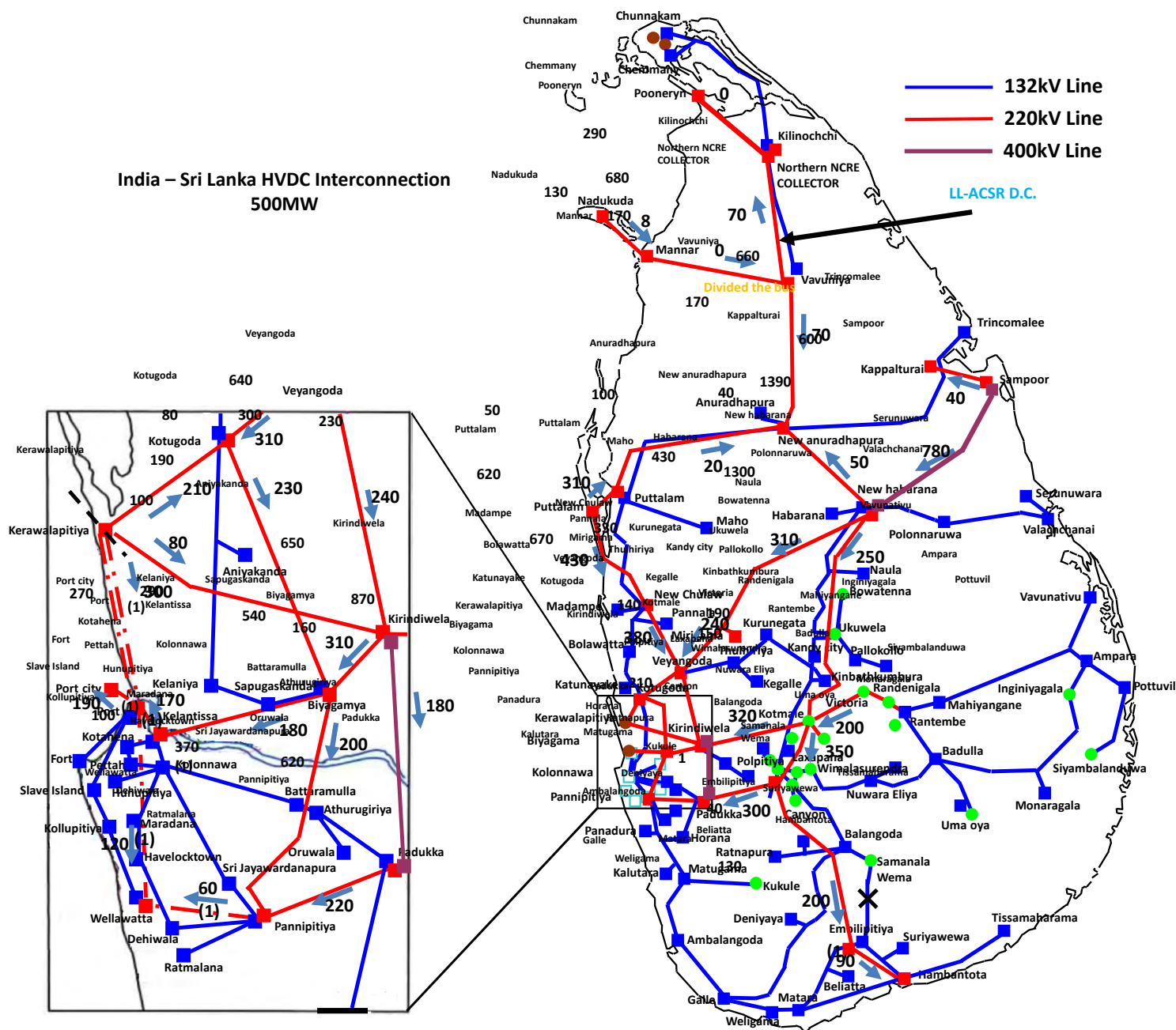
(3) 2035 年

北部 Kilinochchi 方面に開発される風力などの再生可能エネルギーの電力を送電するため、Kappalturai-Sampoor の 220kV 送電線を、電線張替、もしくは建替によって増容量する。

なお、Kilinochchi 方面の再生可能エネルギーからの送電電力の増大による Vavuniya-New Anuradhapura-New Habarana 間の重潮流を回避するために、Vavuniya において母線を分割し、Kilinochchi 方面からの電力潮流を、Sampoor 方面のみに送電する。

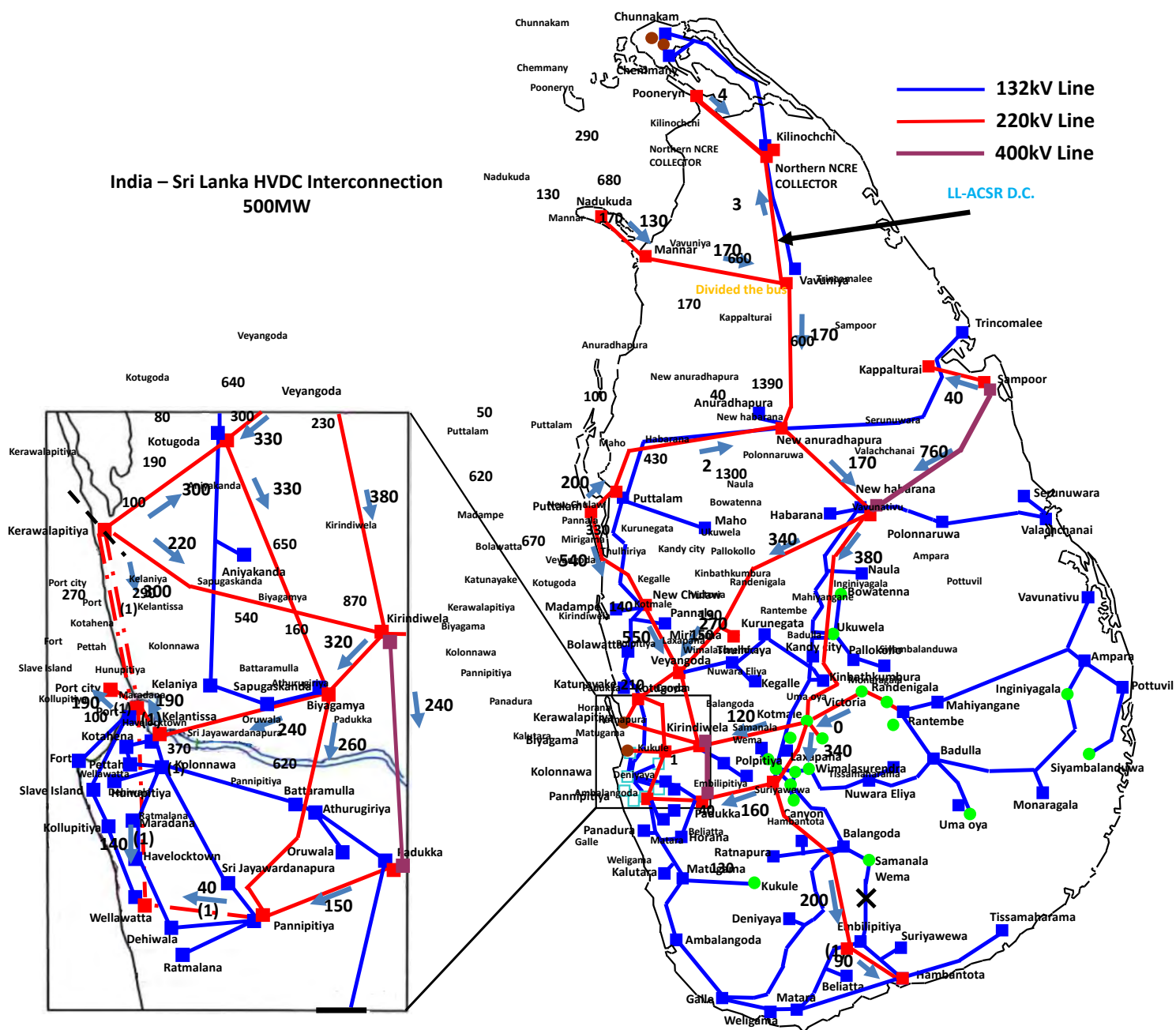
また、Puttalam 火力発電所から、北部方面に供給していた電力潮流が減少し、コロンボ方面への電力潮流が増加するため、この対策として、New Chulaw-Veyangoda 間の 220kV 送電線に、回線を追加する、もしくは、増容量工事を実施する。

なお、Kerawalapitiya 火力発電所の増設によって必要となる送電線については、後述する。



(出典：JICA 調査団)

図 8-11 2025 年 シナリオ C の系統 (4 月の潮流)



(出典：JICA 調査団)

図 8-12 2025 年 シナリオ C の系統 (8 月の潮流)

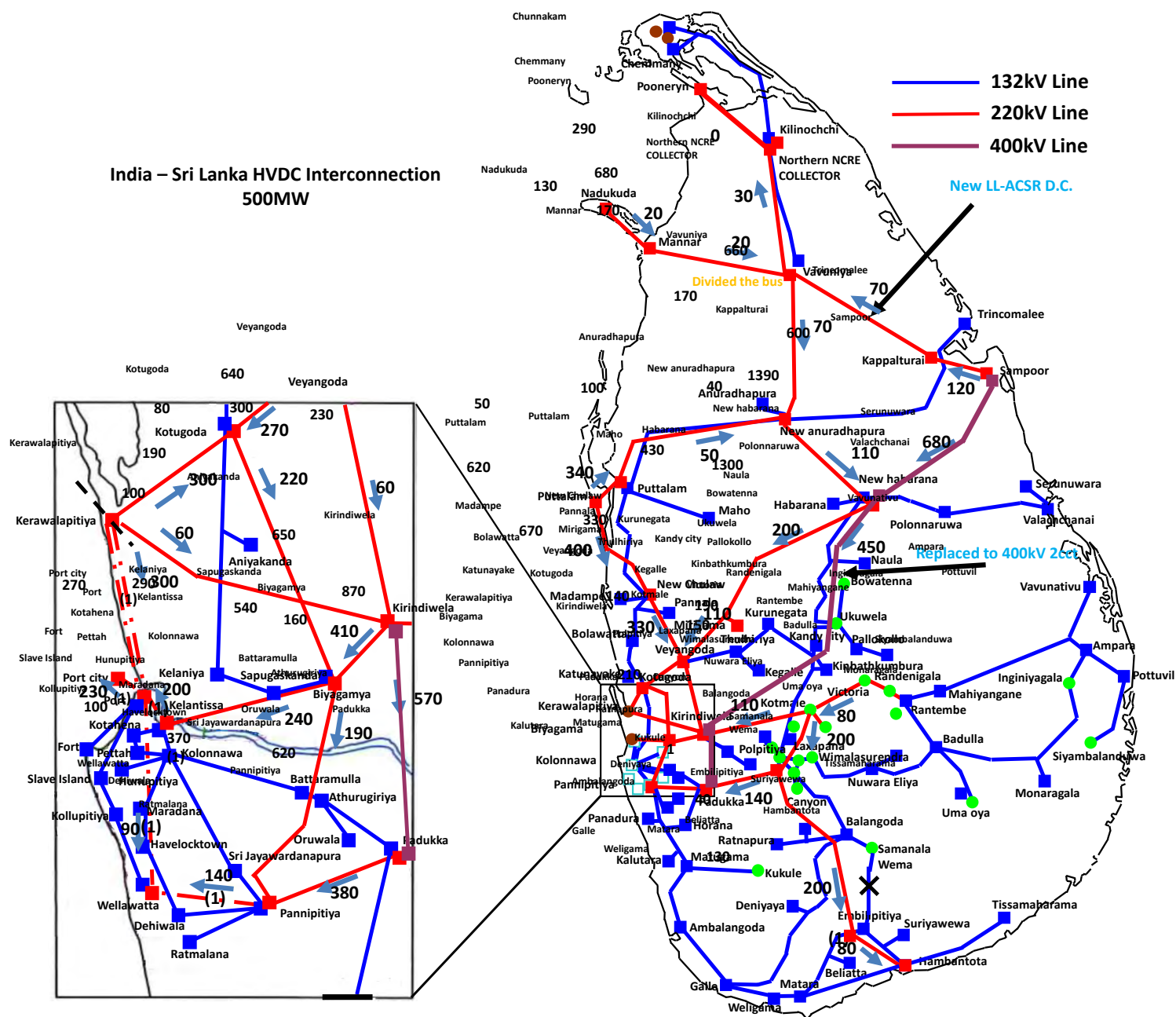


図 8-13 2030 年 シナリオ C の系統 (4 月の潮流)

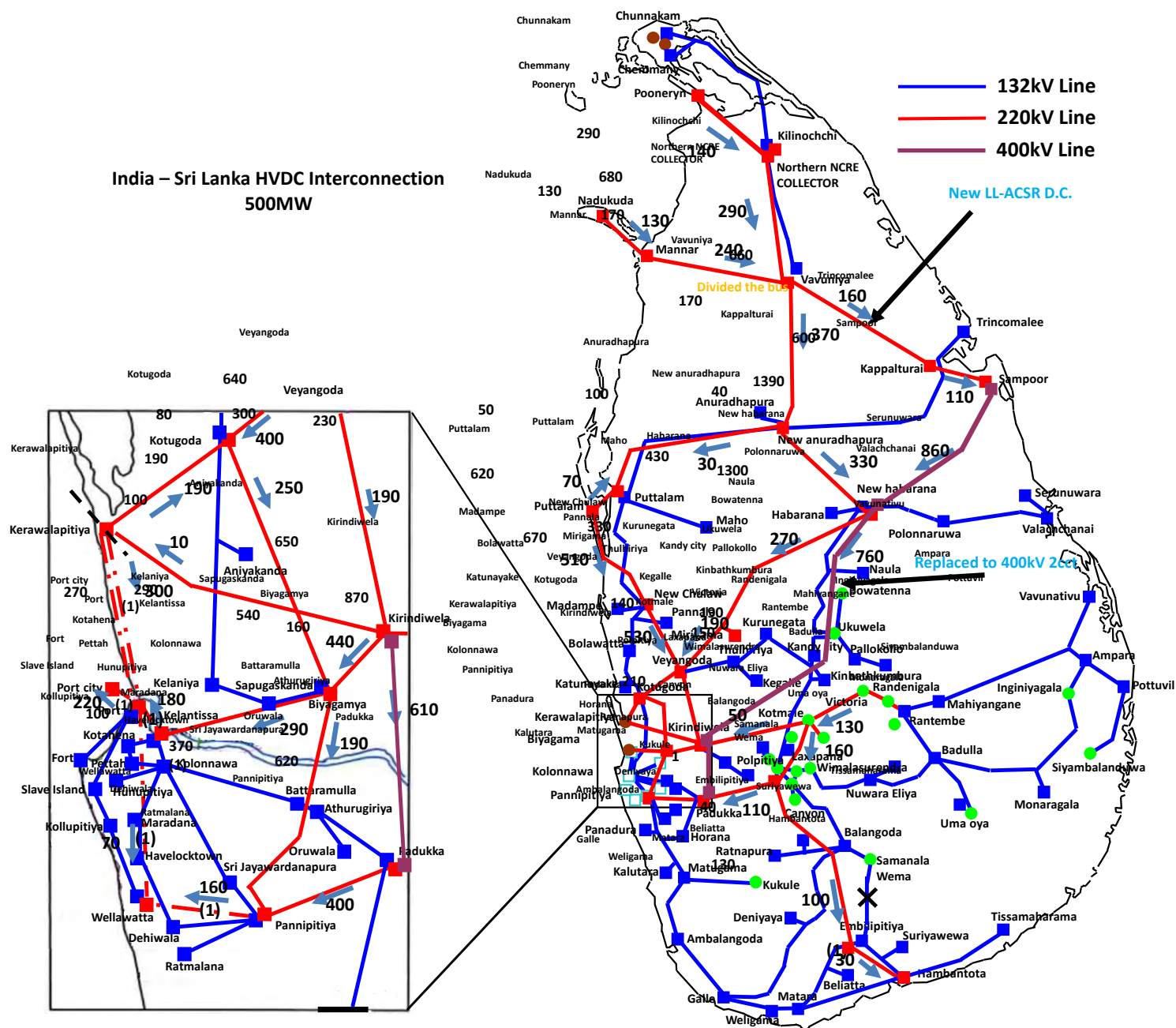


図 8-14 2030 年 シナリオ C の系統 (8 月の潮流)

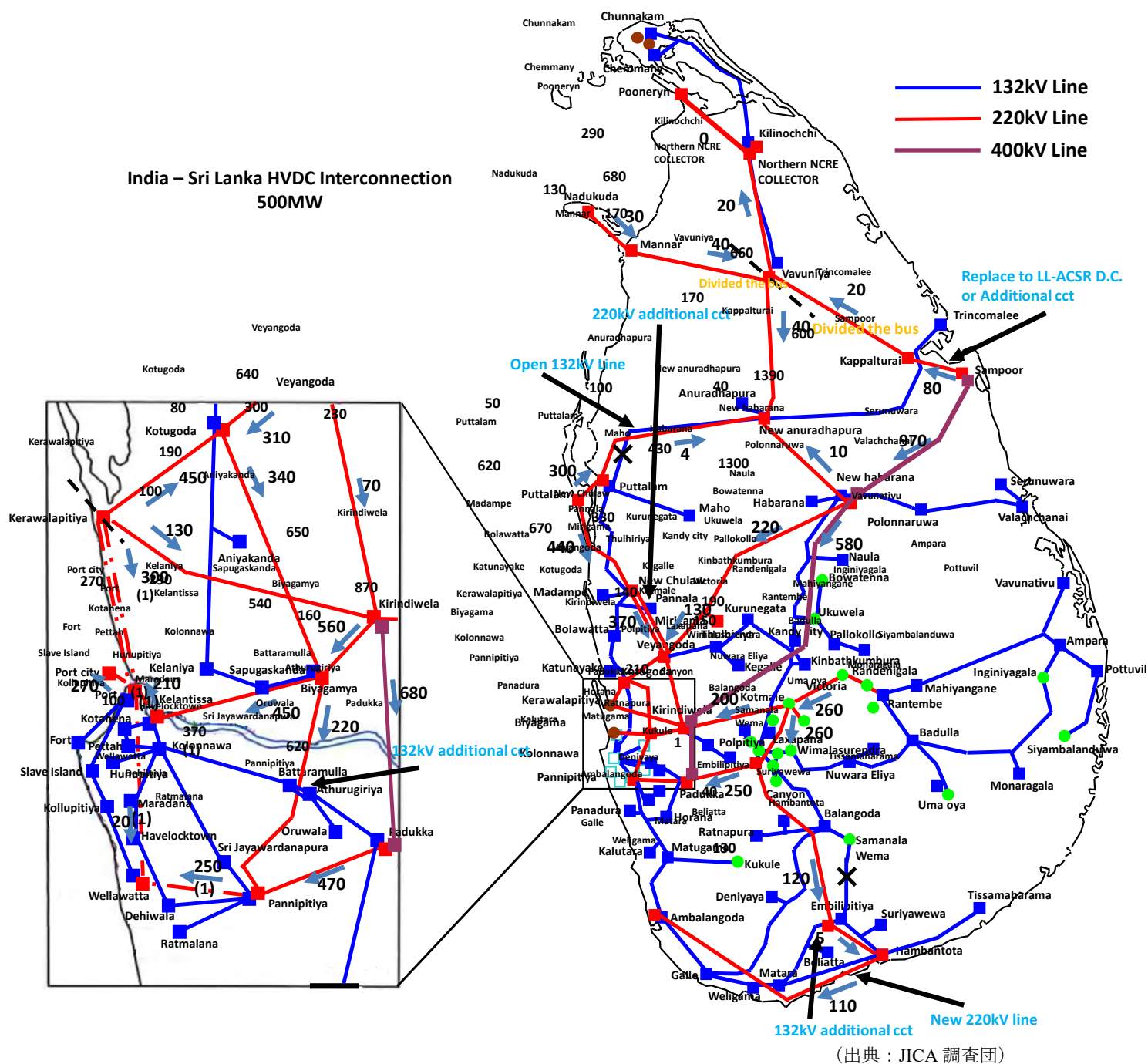
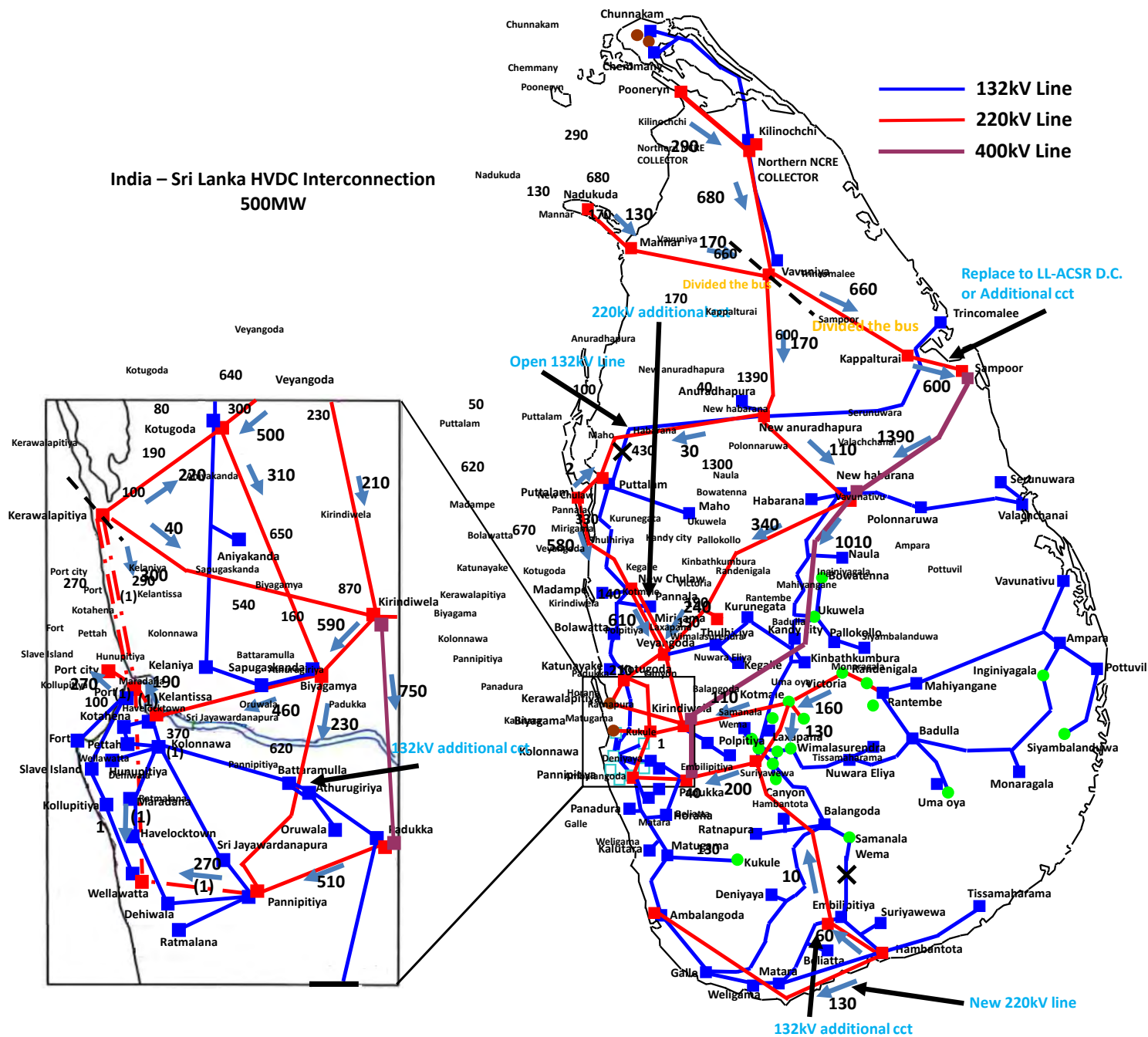


図 8-15 2035 年 シナリオ C の系統 (4 月の潮流)



(出典：JICA 調査団)

図 8-16 2035 年 シナリオ C の系統 (8 月の潮流)

8.4.2 大型発電所の出力が最大の場合の系統状況

Kerawalapitiya, Hambantota, Sampoor の各発電所は、立地点が国土の西、南、東に大きく離れており、それぞれの出力が最大の場合には、他の発電所の出力が抑制され、電力潮流が大きく変化する。したがって、それぞれの場合について、電力潮流が系統全体に与える影響を検討した。

結果を、下表に示す。

表 8-10 大型発電所の出力が最大の場合の系統状況

Impact Study (2040 Aug)

	case1	case2	case3
Kerawalapitiya	1500MW	1100MW	800MW
Puttalam	825MW	550MW	550MW
Hambantota	0MW	800MW	0MW
Sampoor	200MW	0MW	1200MW
overload T/L (normal condition)	Biyagama-Kotugoda (220kV)	Non	Non
overload T/L (n-1 contingency)	Biyagama-Kotugoda Kelantissa-Biyagama (220kV)	Weligama-Matara (132kV)	Kilantissa-Biyagama (220kV)

(出典：JICA 調査団)

常時過負荷が生じる箇所は、Biyagama-Kotugoda 間で、これは後述する Kerawalapitiya 発電所周辺の送電線の検討結果に示すように、将来増容量を実施すれば、対応可能である。また、1 回線事故時には、220kV Kelantissa-Biyagama、および 132kV Weligama-Matara 間が過負荷する。

これらの区間については、増容量、回線の新設により対応するか、もしくは、上記最大出力の制限などによる運用面での対策が必要である。

8.4.3 事故電流

シナリオ C におけるスリランカ電力系統の 400kV および 220kV 母線の三相短絡事故電流を表 8-11 に示す。

以下の条件で計算を実施した。

- PSSE の Automatic sequencing fault calculation の機能を使用した。
- 発電機のインピーダンスは、次過渡リアクタンス X_d'' に設定し、発電機背後電圧を 1PU で計算した。
- 各年に電力系統に設置されている発電機は、全て運転されている状態で計算した。

各年ともに、三相短絡事故電流は、規定の 40 kA 以下に収まっている。

最大値は、2040 年の Kirindiwela 220kV 母線の 39.9 kA で、40 kA をぎりぎり下回っている。しかし、実際には、設置されている発電機がすべて運転をすることはないため、40 kA を十分に下回り、問題はない。

なお、132kV 母線の三相短絡事故電流の最大値は、2030 年の Kolonawa 母線での 27.6 kA であった。

このため、スリランカ系統の事故電流は問題ないレベルにある。

表 8-11 スリランカ電力系統の三相短絡事故電流

Bus Name	Voltage (kV)	Year				Bus Name	Voltage (kV)	Year			
		2025	2030	2035	2040			2025	2030	2035	2040
KIRIND-4	400	10.4	16.7	18.5	19.4	MIRI-D1	220	18.3	21.3	23.0	24.0
NEWHAB	400	9.4	14.8	15.8	16.3	MIRIGAMA-2	220	18.5	21.5	23.2	24.2
PADUKKA	400	10.2	15.3	16.9	17.8	NADUKUDA-2	220	5.1	6.1	6.3	5.8
PSPP400	400	-	15.9	17.1	17.7	NCHILAW-2	220	16.2	21.8	23.4	24.3
SAMPOOR	400	8.8	12.5	14.0	14.2	N-COLLECT	220	5.4	8.4	12.2	11.5
AMBALANGODA	220	-	-	7.3	15.9	NEWANU-2	220	13.6	19.6	21.9	20.4
BIYAG-2	220	23.4	29.6	33.0	34.6	NEW-POLP 2	220	20.5	24.1	26.2	26.7
COL_K_220	220	19.4	23.5	25.4	27.1	NHAB-2	220	18.5	24.7	26.4	26.8
COL-L-2	220	20.2	24.4	26.3	28.6	PADUKKA-2	220	20.4	27.1	29.7	32.7
EMBILIPITIYA	220	6.6	9.9	14.0	15.9	PANNI-2	220	21.1	26.7	29.2	30.9
HAMBA-2	220	5.5	9.3	16.5	19.9	POONERYN	220	4.6	7.0	9.9	10.2
KALLADI	220	17.1	20.1	21.0	21.5	PORT CITY R1	220	19.9	24.0	25.9	28.1
KAPPAL-1	220	6.5	7.3	13.3	11.6	PUTTALAM-PS	220	18.4	21.4	22.3	22.7
KELAN-2	220	21.3	26.0	28.3	29.9	RAGALA_IB-2	220	17.7	19.2	20.1	20.5
KERAWALA_2	220	17.5	20.3	21.5	23.0	RANDE-2	220	13.1	14.2	14.7	15.0
KERAWALA_3	220	18.2	20.5	32.3	33.5	RANTE-2	220	13.2	14.3	14.8	15.1
KILINCHCHI	220	5.4	8.4	12.2	11.5	SAMPOOR-1	220	10.0	12.2	16.0	17.5
KIRIND-2	220	24.0	32.2	38.4	39.9	UDAHA-2	220	19.9	24.5	26.6	28.1
KOTADENIY-2	220	12.9	14.3	15.1	15.5	UPPER-KOTH-2	220	14.9	15.7	16.4	16.5
KOTMA-2	220	23.4	25.6	27.6	28.1	VADAMARA	220	4.3	6.0	7.7	7.4
KOTUG-2	220	22.6	27.2	32.3	35.1	VAUNIYA-2	220	8.7	12.1	16.9	10.2
MANNAR S	220	4.7	5.6	5.8	5.3	VEYAN-2	220	24.0	29.9	33.6	36.0
MANNAR-2	220	5.7	7.1	7.5	6.6	VICTO-2	220	16.7	18.1	18.9	19.2

(出典：JICA 調査団)

8.4.4 主要な送電線事故時の安定度

(1) 電力系統の安定度

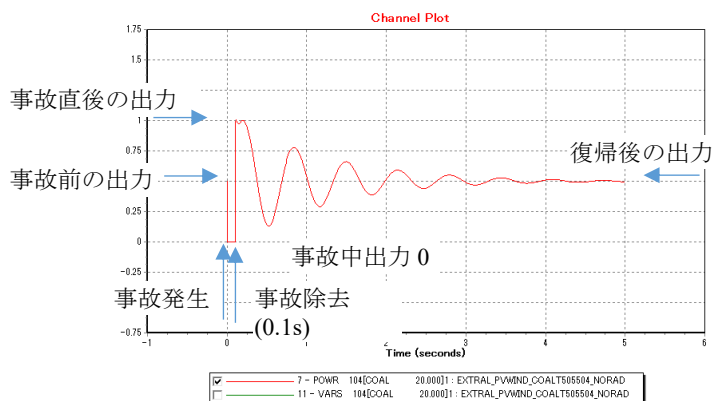
(a) 安定度

電力系統は、送電線事故などの擾乱が系統内に発生しても、安定した電力供給を継続できることが求められる。送電系統では、発電機が同期を保ちながら運転を継続することが要求される。保護リレーにより系統事故が除去された後、擾乱により変動する発電機の出力行・回転数は、通常は、電力系統の同期化力によって、事故前の値に収束していく。しかし、電力潮流に対して、十分な回線数、電圧を持たない長距離の送電線では、送電線に生じるリアクタンスが大きくなり、発電機の内部位相角が広がって同期化力が保たれず、擾乱が収まっても、発電機の同期運転が回復されない場合がある。この場合、発電機は脱調現象を起こし、発電機の保護のため、電力系統から切り離されることとなる。

本節では、この電力系統の安定度を、スリランカの電力系統モデルにおいて計算した。安定度計算は、一般に、送電線 1 回線の三相短絡事故を起こし、規定の時間で、送電線を開放、事故を除去した後、発電機の有効電力出力、内部位相角などの振動が収まるかどうかを、数秒間シミュレーションして実施するものである。

(b) 同期発電機の系統事故時の一般的な応動

発電機の近くの送電線に短絡事故や地絡事故が発生すると、周辺の電圧は瞬時に低下し、接続されている発電機の有効電力出力はほぼゼロとなる。事故継続中は、有効電力出力はゼロであるが、発電機は引き続き供給される一次エネルギーによって加速される。事故が系統の保護リレーにより除去されると、瞬時に系統電圧が回復し、発電機から電力が再び供給される。このとき、発電機の加速によって、発電機内部位相角が広がり、事故前よりも大きい有効電力が出力される。事故除去後、出力の動揺が続くが、発電機、電力系統のもつ同期化力によって、通常は、事故前の出力、回転数に収まっていく。

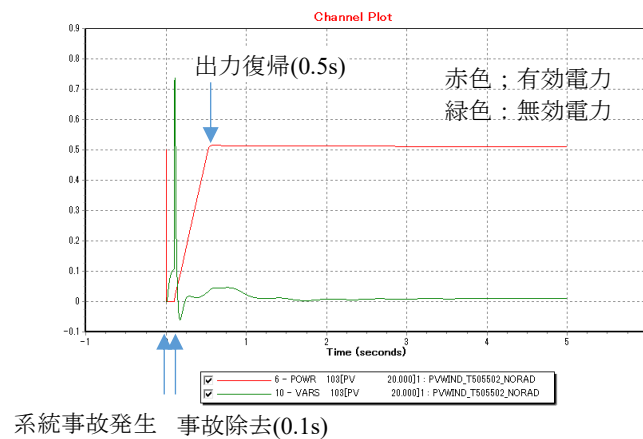


(出典：JICA 調査団)

図 8-17 同期発電機の電力系統事故時の応動

(c) 風力発電機、太陽光発電機の系統事故時の一般的な応動

太陽光発電機は、交直変換器を介して系統に接続され、風力発電機も交直変換器によって接続されることが多い。交直変換器は、接続されている交流側の電圧が、電力系統の事故などによりゼロに近い値まで低下すると、交直変換できずに停止する。しかし、交流側の事故が除去され、電圧が復帰すると、再び運転を開始し、通常は元の運転状態に復帰する。下図に、太陽光発電の有効電力（赤色の線）、無効電力（緑色の線）の系統事故時の変動例を示す。電力の復帰は、交直変換器保護のため、ある程度の時間を経過させて行われる。系統事故直後に、電圧がゼロに近くなり、有効電力出力はゼロとなるが、事故除去後、0.3～0.4 秒程度で、有効電力出力が復帰している。また、無効電力は、通常運転時には、ゼロに近いが、事故除去後、電力系統の電圧が回復した直後に大きな値を示す。



(出典：JICA 調査団)

図 8-18 太陽光発電機の電力系統事故時の応動

(2) スリランカ電力系統の安定度計算の条件

以下の条件で、安定度計算を実施した。

- 検討断面：C 案 2035 年、および 2040 年
- 事故様相：1 回線三相短絡事故
- 事故除去：1 回線区間開放 事故除去時間：0.1 秒 再閉路：なし
- シミュレーション時間：事故発生時から 5 秒程度
- 系統解析ツール：PSS/E ver33.5
- 発電機モデル：CEB から提供された以下の発電機モデル
 - 火力機 同期発電機 円筒機モデル、自動電圧調整装置、ガバナー
 - 水力機 同期発電機 突極機モデル、自動電圧調整装置、ガバナー
 - 風力、太陽光 交直変換器付き発電機

なお、バイオマス火力や、一部発電機モデルが不明な同期発電機については、慣性定数のみを使用する古典的モデルを使用した。

(3) 安定度計算で設定した事故区間

次図に示す 400kV、220kV の送電線の区間において、上記安定度計算の条件で示した事故を設定し、それぞれのケースにおける安定度を評価した。

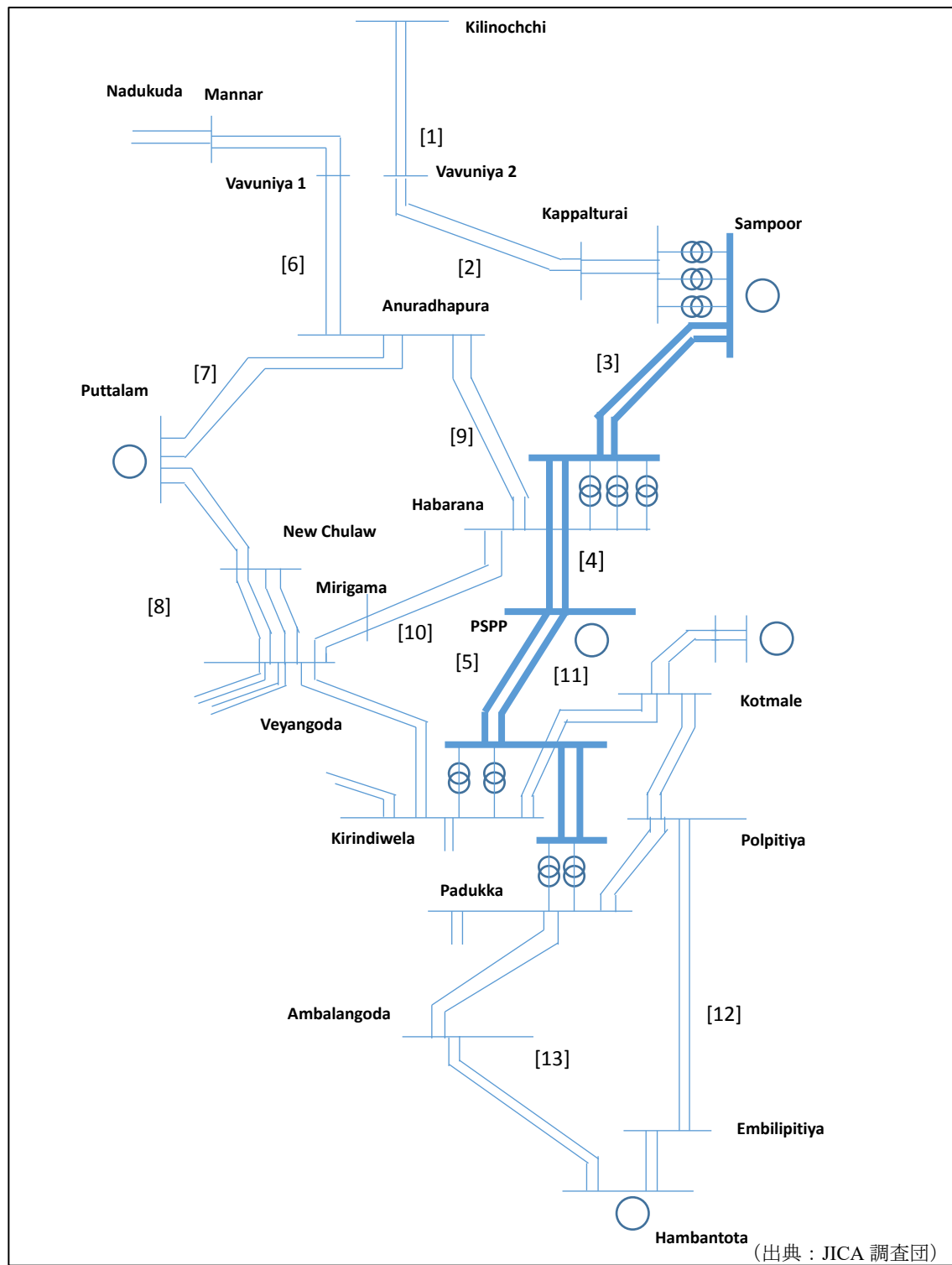


図 8-19 スリランカの 400kV, 220kV 系統構成、および安定度計算で設定した事故区間

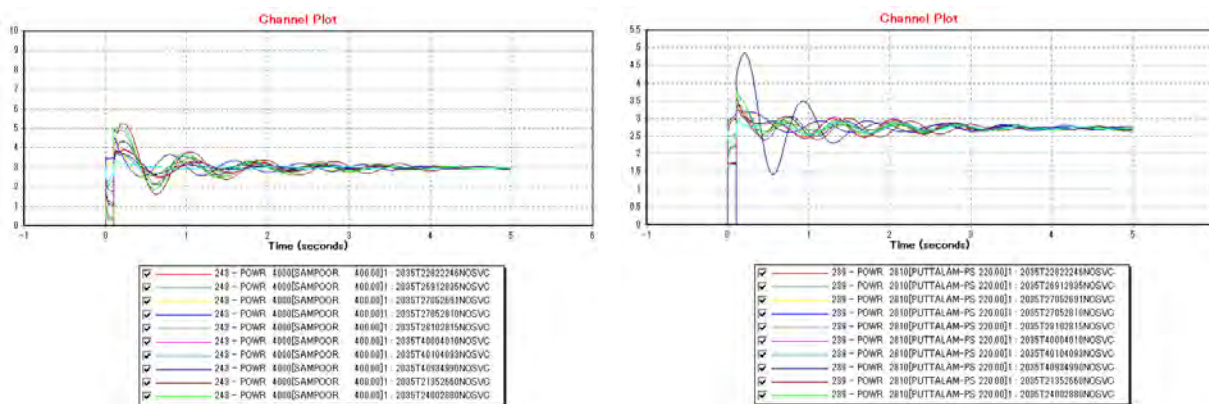
(4) 2035 年の基幹電力系統の安定度

区間[1]～[13]の各 1 回線事故時には、いずれのケースにおいても系統の安定度は維持できる。
安定度計算結果を下表、および図に示す。

表 8-12 2035 年の基幹電力系統の安定度計算結果

番号	電圧	From	To	この区間の 1 回線事故時の安定度
[1]	220	Kilinochchi	Vavuniya 2	安定
[2]	220	Vavuniya 2	Kappalturai	安定
[3]	400	Sampoor	Habarana	安定
[4]	400	Habarana	PSPP	安定
[5]	400	PSPP	Kirindiwela	安定
[6]	220	Vavuniya 1	Anuradhapura	安定
[7]	220	Anuradhapura	Puttalam	安定
[8]	220	Puttalam	New Chulaw	安定
[9]	220	Anuradhapura	Habarana	安定
[10]	220	Habarana	Mirigama	安定
[11]	220	Kotmale	Kirindiwela	安定
[12]	220	Polpitiya	Embilipitiya	安定
[13]	220	Hambantota	Ambalangoda	安定

(出典：JICA 調査団)



(出典：JICA 調査団)

図 8-20 2035 年の区間[1]～[13]の各事故時の安定度（左 Sampoor、右 Puttalam 火力発電機の出力変動）

(5) 2040 年の基幹電力系統の安定度

[1]および[2]の区間の 1 回線事故時には、系統の安定度は維持できない。安定度計算結果を下
表、および下図に示す。

(出典：JICA 調査団)



(出典：JICA 調査団)



(出典：JICA 調査団)

図 8-21 2040 年の区間[1]、[2]の事故時の安定度 (Sampoer 火力 1 号機の出カ)



図 8.22 2040 年の [1]、[2] 以外の区間の事故時の安定度 (Sampeer 火力 1 号機の出カ)

なお、区間[1]、または[2]の1回線を開放して、電圧潮流計算を実施すると、両ケースともに、収束解が得られない。このため、そもそも電圧安定性の面から、区間[1]、または[2]の1回線事故時には、本系統では、送電ができない。

そこで、区間[1]、[2]の安定度対策として、同期調相機を Kilinochchi 132kV 母線に設置した。1,000MVA では、不安定であったが、1,500MVA では、安定となった。同期調相機を Kilinochchi 132kV 母線に 1,500MVA 設置した場合の安定度計算結果を下表に示す。

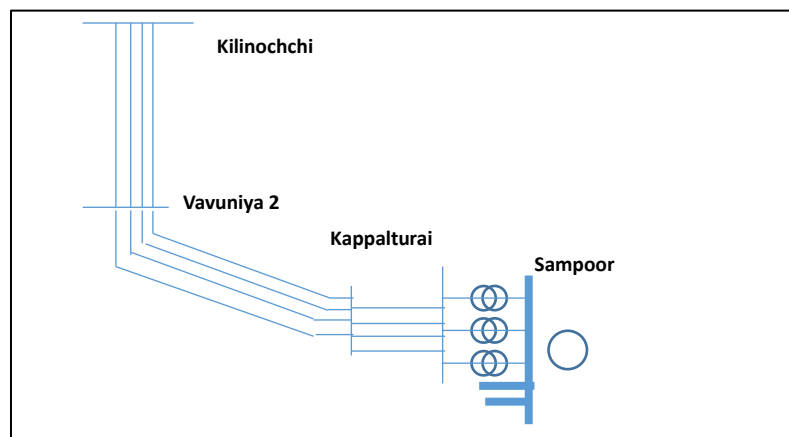
表 8-14 2040 年の基幹電力系統の安定度計算結果（同期調相機 1,500MVA）

番号	電圧	From	To	この区間の1回線事故時の安定度
[1]	220	Kilinochchi	Vavuniya 2	OK
[2]	220	Vavuniya 2	Kappalturai	OK
[3]	400	Sampoor	Habarana	OK
[4]	400	Habarana	PSPP	OK
[5]	400	PSPP	Kirindiwela	OK
[6]	220	Vavuniya 1	Anuradhapura	OK
[7]	220	Anuradhapura	Puttalam	OK
[8]	220	Puttalam	New Chulaw	OK
[9]	220	Anuradhapura	Habarana	OK
[10]	220	Habarana	Mirigama	OK
[11]	220	Kotmale	Kirindiwela	OK
[12]	220	Polpitiya	Embilipitiya	OK
[13]	220	Hambantota	Ambalangoda	OK

（出典：JICA 調査団）

なお、区間[1]、または[2]の1回線を開放して、電圧潮流計算を実施すると、両ケースともに、収束解が得られ、電圧安定性の面からも、区間[1]、または[2]の1回線事故時には、本系統では、送電が可能である。

別の対策として、Kilinochchi - Vavuniya - Kappalturai - Sampoor を4回線にしたケースの安定度を計算した。



（出典：JICA 調査団）

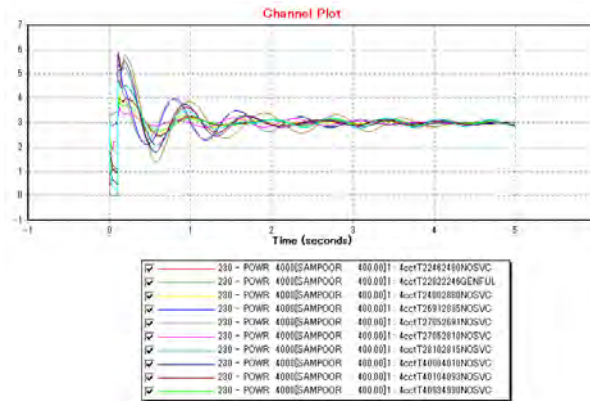
図 8-23 Kilinochchi - Vavuniya - Kappalturai - Sampoor 4 回線系統

安定度計算結果を下表、および下図に示す。[1]～[13]の区間の1回線事故時に安定となった。

表 8-15 2040 年の基幹電力系統の安定度計算結果（Kilinochchi - Vavuniya - Kappalturai - Sampoor 4 回線）

番号	電圧	From	To	この区間の 1 回線 事故時の安定度
[1]	220	Kilinochchi	Vavuniya 2	OK
[2]	220	Vavuniya 2	Kappalturai	OK
[3]	400	Sampoor	Habarana	OK
[4]	400	Habarana	PSPP	OK
[5]	400	PSPP	Kirindiwela	OK
[6]	220	Vavuniya 1	Anuradhapura	OK
[7]	220	Anuradhapura	Puttalam	OK
[8]	220	Puttalam	New Chulaw	OK
[9]	220	Anuradhapura	Habarana	OK
[10]	220	Habarana	Mirigama	OK
[11]	220	Kotmale	Kirindiwela	OK
[12]	220	Polpitiya	Embilipitiya	OK
[13]	220	Hambantota	Ambalangoda	OK

（出典：JICA 調査団）



（出典：JICA 調査団）

図 8-24 2040 年 Kilinochchi - Vavuniya - Kappalturai - Sampoor 4 回線化後の区間[1]～[13]の各事故時の安定度（Sampoor 火力発電機の出力行変動）

なお、区間[1]、または[2]の 1 回線を開放して、電圧潮流計算を実施すると、両ケースともに、収束解が得られ、電圧安定性の面からも、区間[1]、または[2]の 1 回線事故時には、本系統では、送電が可能である。

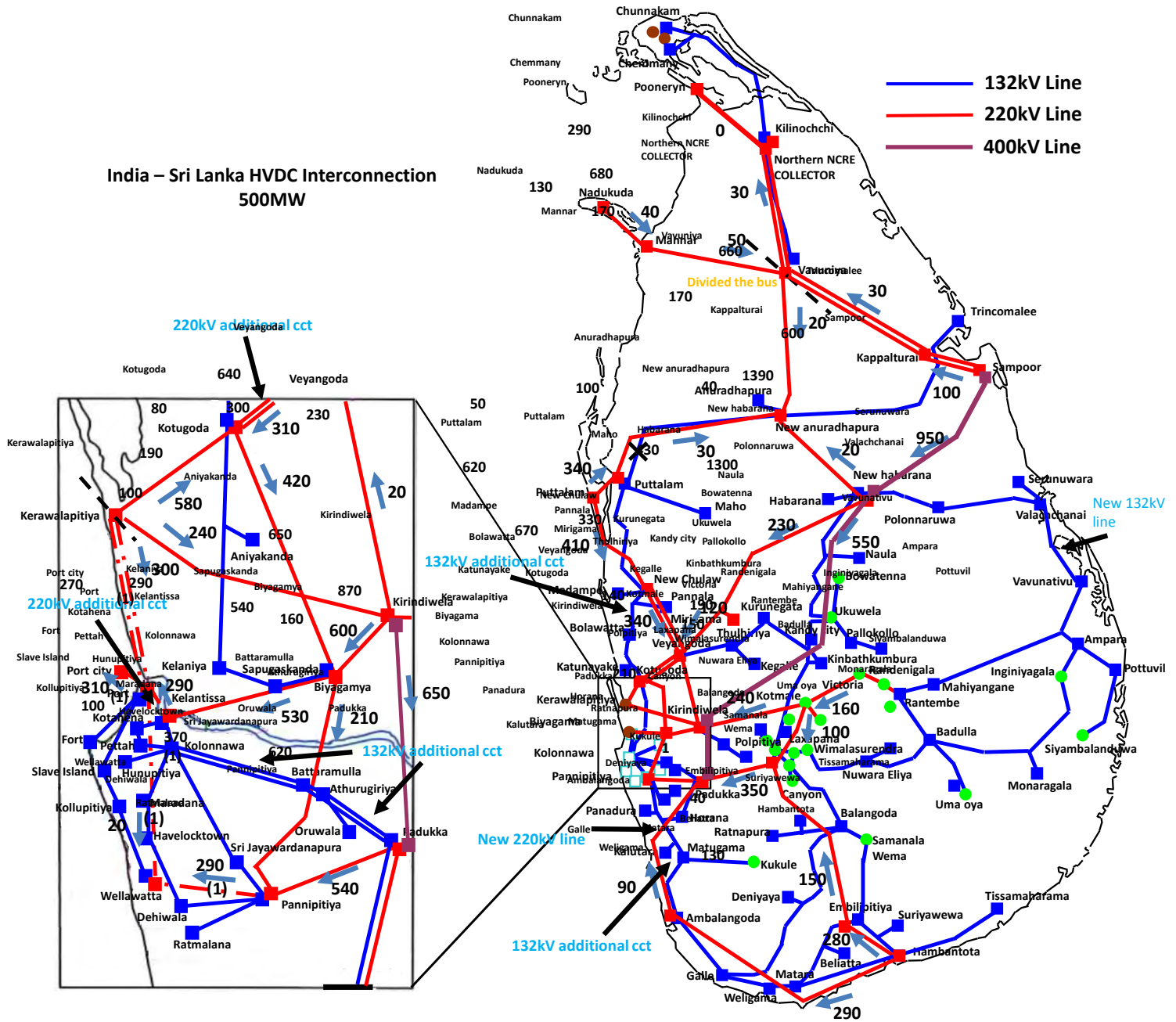
(6) 結論

- 2035 年までの電力系統は、1 回線事故時の安定度が維持される。
- 2040 年の電力系統は、北部の Kilinochchi-Vavuniya 2、Vavuniya 2-Kappalturai 以外の区間では、1 回線事故時の安定度が維持される。
- 2040 年の電力系統は、北部の Kilinochchi 方面からの電力潮流が大きく、Kilinochchi-Vavuniya 2、Vavuniya 2-Kappalturai の 1 回線事故時に不安定となる。

- このため、2040 年の電力系統は、北部の Kilinochchi 方面の安定度対策が必要になり、以下のような案が考えられる。以下のいずれの案においても、2040 年の電力系統は、400kV、220kV 送電線の全ての区間において、1 回線事故時の安定度が維持される。
 - Kilinochchi-Vavuniya 2-Kappalturai-Sampoor 間を 2 ルート化し、4 回線とする。
 - 同期調相機 1,500MVA を Kilinochchi に設置

送電線事故時の系統安定度を考慮して、Kilinochchi-Vavuniya 2-Kappalturai-Sampoor 間を 2 ルート化し、4 回線とする場合のシナリオ C における 2040 年の系統図を以下に示す。

Scenario C Apr.



(出典：JICA 調査団)

図 8-25 系統安定度考慮後のシナリオ C の系統 (4 月の潮流)

8.4.5 必要調相設備量

(1) 検討の目的

調相設備の導入の主な目的は、「適正電圧維持」と「電圧不安定現象の回避」である。

そこで、本検討では、適正電圧維持のための調相量を提示するとともに、P-V カーブにより電圧不安定現象の有無を確認し、電圧不安定現象の可能性がある場合は、追加で調相量を提案する。

(2) 電圧調整の考え方

調相設備の設備計画の基本的な考え方は、適正な電圧を保つために適切な場所に調相設備を設置することであるが、一方で送電ロス低減のため、極力送電線に無効電力を流さないことも重要となる。つまり、無効電力発生源の近くに調相設備を設置することが効果的かつ経済的となる。

そこで、本検討では、電圧維持のため、以下のステップにより調相設備を計画するものとする。

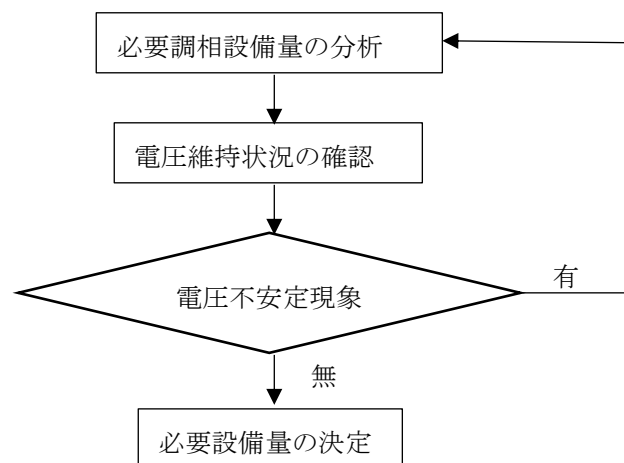
- ① 負荷端に必要量を設置。
- ② 適正電圧が維持できない場合に限り、上位電圧に調相設備を設置

また、電圧調整においては、重負荷による電圧降下はもとより、軽負荷時における電圧上昇も考慮しなければならないことから、軽負荷時についても電圧状況を確認する。

(3) 検討の進め方

上述のとおり、本検討の主な目的は、「適正電圧維持のための必要設備量の提示」と「電圧不安定現象の確認」である。

そこで、本検討では、以下のステップにより検討を進める事とする。



(出典：JICA 調査団)

図 8-27 必要調相設備量の検討フロー

(4) 必要調相設備量

各電圧階級における必要調相設備量と年度展開を以下に示す。

なお、軽負荷断面については、重負荷の 45%程度の需要と想定した。

表 8-16 必要調相設備と年度展開

電圧階級	2025	2030	2035	2040	合計	軽負荷時(2040)
220kV	200(SC) -105(ShR)		560	1,030	1,790	-150(ShR) 100(SC)
132kV	100	240			340	100
33kV	575				575	515
22kV	160				160	60
11kV 以下	345				345	150
合計	1,380	240	560	1,030	3,210	-150(ShR) 925(SC)

(出典：JICA 調査団)

表 8-16 は、2025 年までに系統全体に必要な設備量をベースにその後追加に必要な設備量の年度展開を示している。

表 8-17 変電所別必要調相設備（重負荷）

設置箇所	電圧階級[kV]	2025	2030	2035	2040
COL	220	200	200	360	360
VAUNIYA	220	0	0	0	210
N-COLLECT	220	0	0	0	20
KELAN	220	0	0	200	0
PANNI	220	0	0	0	100
BIYAG	220	0	0	0	450
KOTUG	220	0	0	0	450
PADUKKA	220	0	0	200	200
KOLON	132	0	240	240	240
PANNI	132	100	100	100	100
AMPA	33	30	30	30	30
KERA	33	30	30	30	30
HAMB PORT	33	20	20	20	20
HORANA	33	15	15	15	15
KATUNA	33	20	20	20	20
POLON	33	20	20	20	20
PALLEK	33	20	20	20	20
THULH	33	10	10	10	10
KEGA	33	15	15	15	15
KOLON	33	40	40	40	40
BIYAG-33	33	30	30	30	30
KOTUG	33	50	50	50	50
SAPUG	33	35	35	35	35
BOLAW	33	20	20	20	20
KURUN	33	10	10	10	10
HABAR	33	10	10	10	10
KIRIB	33	20	20	20	20
MATUG	33	20	20	20	20
PUTTA	33	20	20	20	20
ATURU	33	20	20	20	20

設置箇所	電圧階級[kV]	2025	2030	2035	2040
PANAD	33	20	20	20	20
K-NIYA	33	20	20	20	20
AMBALA	33	10	10	10	10
PANNAL	33	20	20	20	20
ANIYA	33	20	20	20	20
GALLE	33	30	30	30	30
PORT CITY R	22	160	160	160	160
COL	11	305	305	305	305
GALLE	5.9	40	40	40	40
合計		1,380	1,620	2,180	3,210

(出典：JICA 調査団)

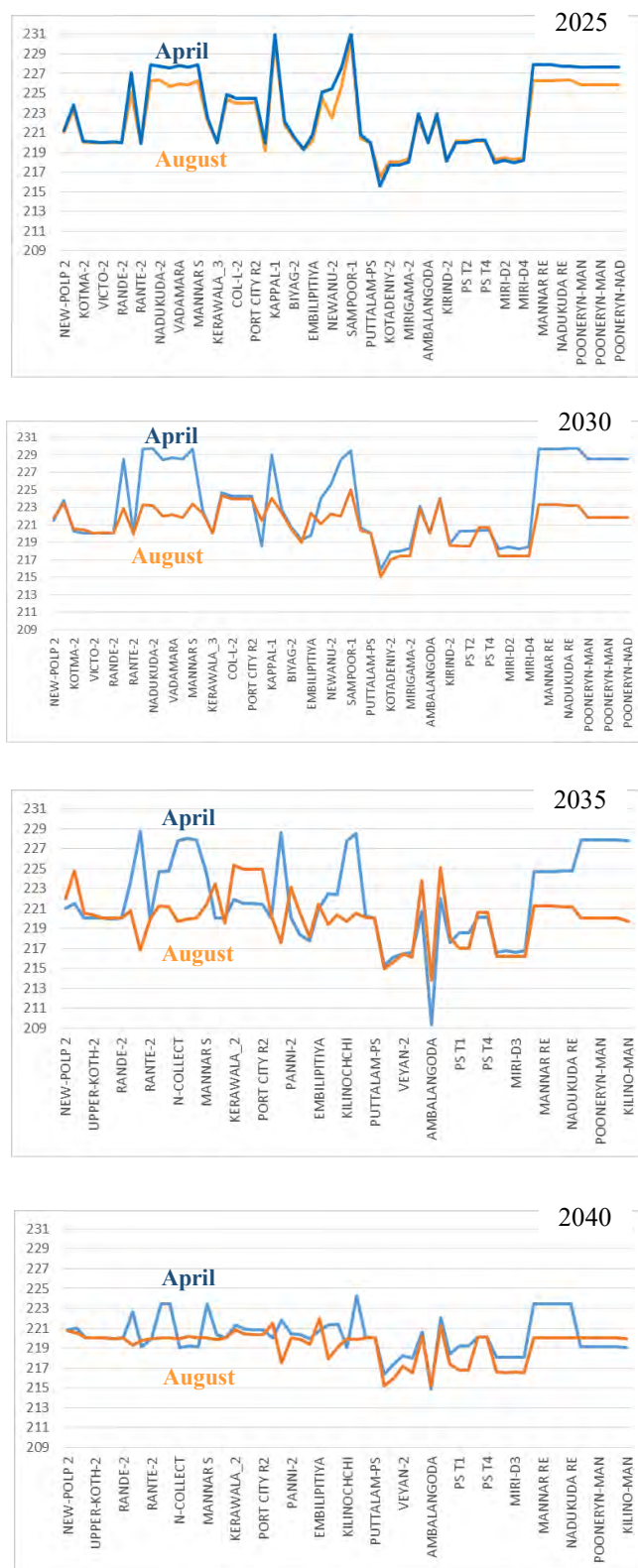
表 8-18 変電所別必要調相設備（軽負荷）

設置箇所	電圧階級[kV]	2040
KOTMA	220	-150
VAUNIYA	220	90
N-COLLECT	220	10
PANNI	132	100
KERA	33	10
HAMB PORT	33	5
THULH	33	10
KURUN	33	10
HABAR	33	10
AMBALA	33	10
HORANA	33	15
POLON	33	15
KEGA	33	15
KATUNA	33	20
PALLEK	33	20
KOLON	33	40
KOTU NEW	33	20
BOLAW	33	20
KIRIB	33	20
MATUG	33	20
PUTTA	33	20
ATURU	33	20
PANAD	33	20
K-NIYA	33	20
PANNAL	33	20
ANIYA	33	20
AMPA	33	25
BIYAG	33	20
KOTUG	33	30
GALLE	33	25
SAPUG	33	35
PORT CITY R1	22	30
PORT CITY R2	22	30
COL	11	150
合計		-150 (ShR), 925 (SC)

(出典：JICA 調査団)

(5) 電圧維持状況の確認

各年度における 220kV、132kV 全変電所母線の電圧状況を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 8-28 220kV 母線における電圧状況



(出典：JICA 調査団)

図 8-29 132kV 母線における電圧状況

(6) 電圧不安定現象の確認

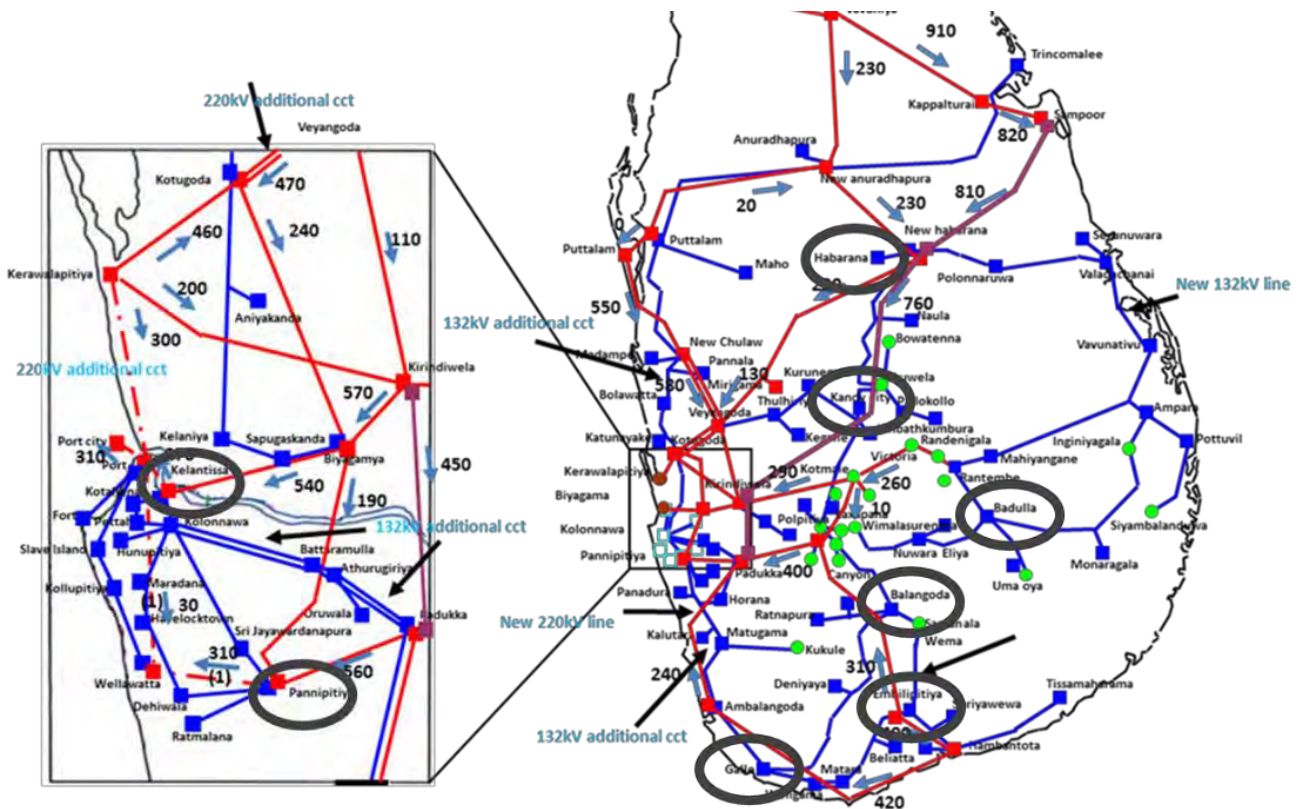
132kV 母線における電圧不安定現象について PV カーブにより分析を行った。PV カーブの作成にあたっては、東京電力で行われている全負荷を一律に増やす手法を用いることとする。

ここでは、コロンボ周辺、南部、中部それぞれの地区の代表的な 132kV 母線を例に取り上げ状況を示す。

電圧不安定現象は、数時間程度の短時間での需要の急激な伸びに対して、十分な調相設備量を有していない場合に起こる現象であり、P マージンによって評価している。

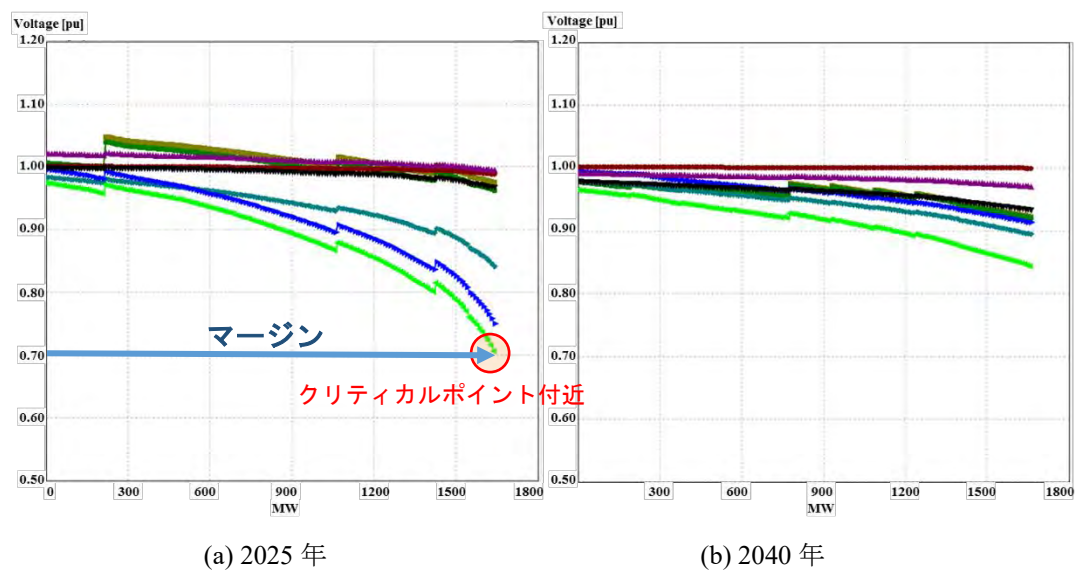
本検討においては、2025 年段階でのマージンが他の断面よりも少ないが、マージンが少ない箇所でも、全体 4GW の需要に対して、1.6GW 程度のマージンを有しており、これは需要の 40%程度となる。

通常数時間程度で最大需要の 40%も伸びることは殆どないと考えてよい。従って、2025 年において十分なマージンを有しており、電圧不安定現象は起こらないと考えてよい。



(出典：JICA 調査団)

図 8-30 代表的な 132kV 母線



(出典：JICA 調査団)

図 8-31 132kV 母線における P-V カーブ

8.4.6 開閉過電圧

(1) 検討の目的

超高圧送電においては、様々な系統現象に柔軟な設備構成が求められる。特に過電圧への対応は機器のスペックを決定する上で重要な要素となることから、商用周波数域における適正電圧の維持の他、過渡現象に対応した数 μ 秒オーダーの時間領域における過電圧への対応についても検討が行われている。

本検討では、代表的な架空送電線とケーブルを用いて CEB から要望のあった開閉過電圧の影響について分析を行い、必要な提言を行うこととする。

(2) 検討対象設備

CEB と協議の上以下の架空送電線と地中送電線を対象に検討を行うこととした。

架空送電線：Hambantota – Ambalangoda 400kV 送電線

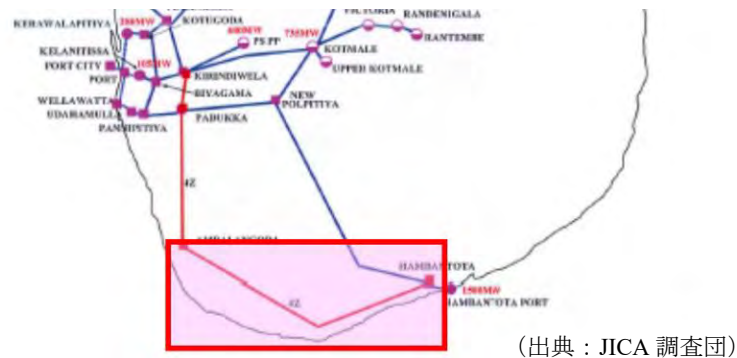


図 8-32 Hambantota – Ambalangoda 400kV 送電線

地中送電線：Kerawalapitiya – Port City 220kV 地中ケーブル

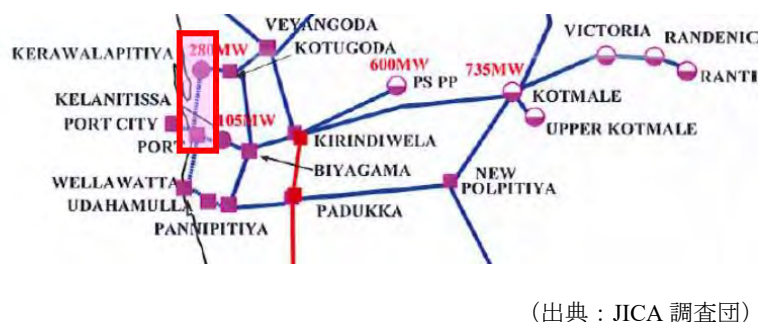


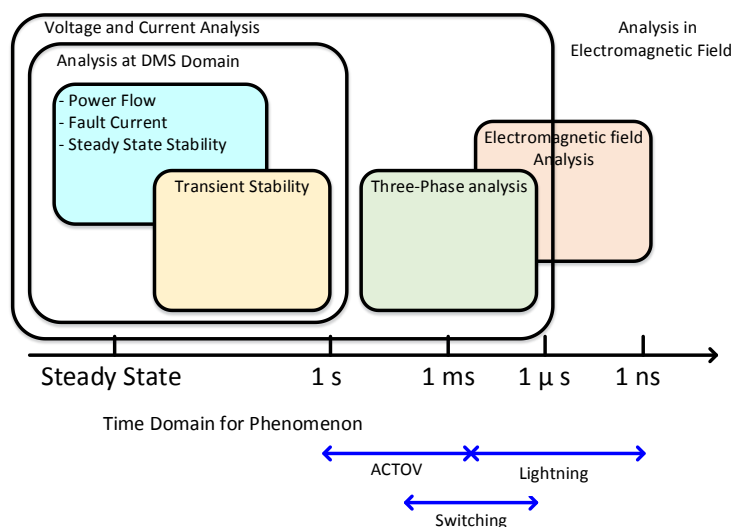
図 8-33 Kerawalapitiya – Port City 220kV 地中ケーブル

(3) 検討の進め方

(a) 解析プログラム

図 8-34 および表 8-19 に示す通り、過電圧検討は時間領域に合わせ、適切な解析を行う必要がある。今回の開閉過電圧の解析については、過渡解析用のプログラムを使う必要がある。

今回の解析では、世界的に広く用いられ、結果の信頼性の高いプログラムである EMTP を用いることとする。



(出典：JICA 調査団)

図 8-34 時間領域別過電圧解析

表 8-19 検討目的別解析プログラム

系統現象	解析手法	解析プログラム
定常状態確認	潮流計算	PSS/E, EMTP, PSCAD
サージ	過電圧解析	EMTP, PSCAD
高調波	高調波解析	EMTP, PSCAD
短時間交流過電圧	短時間交流過電圧解析	EMTP, PSCAD
事故電流	事故電流解析	PSS/E
軸ねじれ現象	軸ねじれ解析	DAMP, EMTP, (PSCAD)
安定度	安定度解析 - 定常状態 - 過渡状態	PSS/E, PSCAD
電圧不安定現象	電圧安定度解析	PSS/E
周波数変動	周波数変動計算	MATLAB

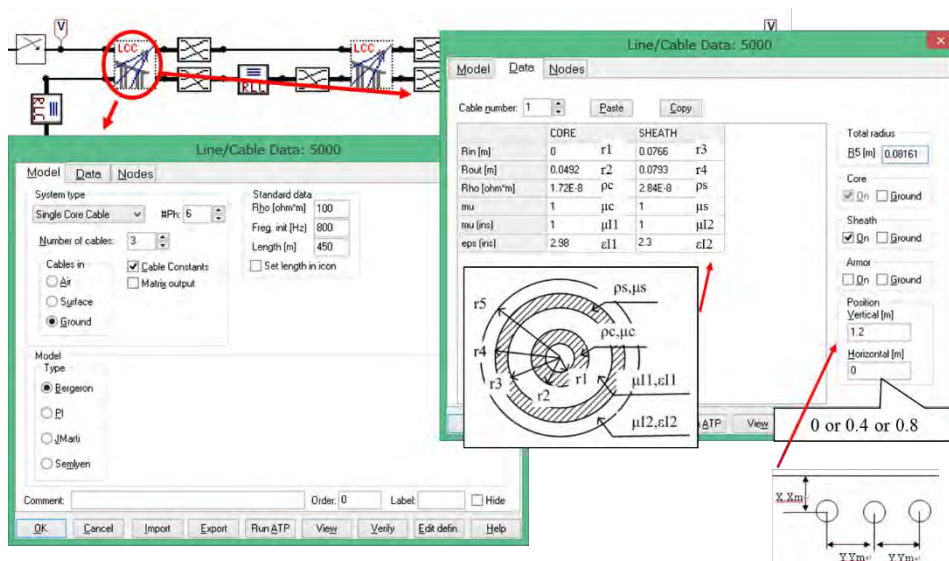
(出典：JICA 調査団)

(b) 検討モデル

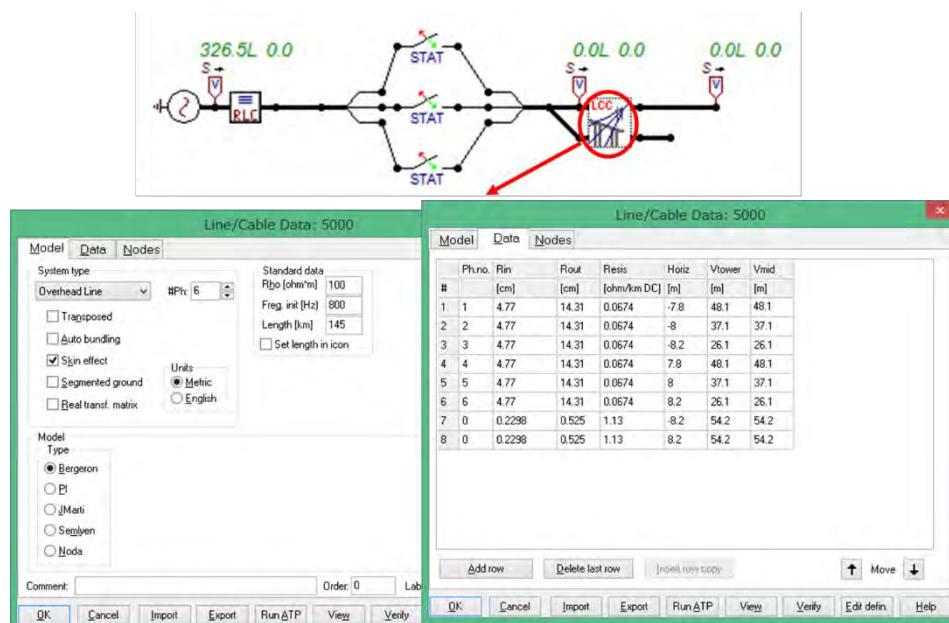
図 8-35 に検討モデルを示す。

400kV 架空送電線、220kV 地中線については CEB から提供されたデータを基に EMTP 計算用モデルを作成した。特に 220kV 地中ケーブルについては、クロスボンド模擬を行った。

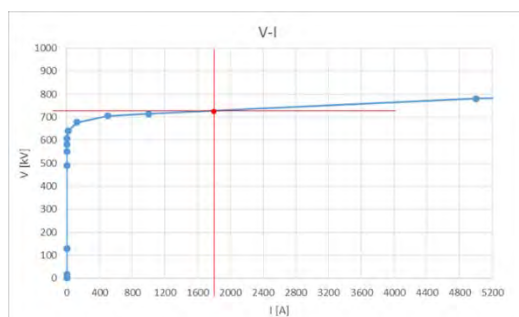
また、400kV 避雷器モデルについては、当社データを基に独自に作成した。



(a) 220kV ケーブルモデル(Kerawalapitiya – Port City)



(b) 400kV 架空送電線モデル(Hambantota – Ambalangoda)



(c)400kV 避雷器特性

(出典：JICA 調査団)

図 8-35 EMTP 計算モデル

(4) 検討結果

統計スイッチにより 100 回のスイッチングを行った。

結果を表 8-20 に示す

表 8-20 開閉過電圧計算結果

220kV 地中ケーブル (Kerawalapitiya – Port City)		400kV 架空送電線 (Hambantota – Ambalangoda)	
発生過電圧[V]	回数	発生電圧 [V]	回数
216,000	0	Less than 963,175	37
225,000	1	979,500	0
234,000	1	995,825	2
243,000	0	1,012,150	0
252,000	0	1,028,475	2
261,000	1	1,044,800	2
270,000	0	1,061,125	1
279,000	1	1,077,450	1
288,000	1	1,093,775	1
297,000	4	1,110,100	3
306,000	1	1,126,425	7
315,000	1	1,142,750	16
324,000	5	1,159,075	10
333,000	4	1,175,400	6
342,000	9	1,191,725	3
351,000	11	1,208,050	0
360,000	26	1,224,375	4
369,000	15	1,240,700	2
378,000	9	1,257,025	1
387,000	4	1,273,350	0
396,000	3	1,289,675	1
405,000	1	1,306,000	0
414,000	2	1,322,325	1

(出典：JICA 調査団)

計算結果を IEC 基準により評価すると、求められるスペックは 220kV 地中ケーブル、400kV 架空線はそれぞれ 360/850、1,050/1,425 となる（表中黄色部）。

表 8-21 IEC 基準に基づく所望のスペック

(a) 220kV 地中ケーブル (Kerawalapitiya – Port City)

計算結果 kV	IEC Standard	
	Standard rated short-duration power-frequency withstand voltage kV (r.m.s. value)	Standard rated lightning impulse withstand voltage kV (peak value)
414	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

(b) 400kV 架空送電線 (Hambantota – Ambalangoda)

計算結果 kV	IEC Standard	
	Standard rated switching impulse withstand voltage Phase-to-earth kV (peak value)	Standard rated lightning impulse withstand voltage kV (peak value)
1,322	850	1,050
		1,175
	850	1,175
		1,300
	1,050	1,300
		1,425

（出典：IEC60071-1）

ただし本結果は、開閉過電圧解析の結果のみによるものであり、一般的には架空線の場合は雷サージが、対象のケーブルでは、電源線のため短時間交流過電圧が支配的となるなど、様々な系統現象を考慮する必要がある。

従って、実際には、設計段階において多面的な検討を行うことが必要となる。

8.5 流通設備投資

現在、CEB の長期送電開発計画 (Long Term Transmission Development Plan 2015-2024) において、2020 年までに完成予定の 400kV および 220kV 送電線を以下に示す。

- Nadukuda-Mannar-New Anuradhapura 間 220kV 送電線 2 回線
- New Habarana-Veyangoda 間 220kV 送電線 2 回線
- Veyangoda-Kirindiwela 間 220kV 送電線 2 回線
- Kirindiwela-Padukka 間 400kV 設計送電線 2 回線 (当初は 220kV で運用)
- Kotmale-New Polpitiya 間 220kV 送電線 2 回線
- New Polpitiya-Padukka-Pannipitiya 間 220kV 送電線 2 回線
- New Polpitiya-Hambantota 間 220kV 送電線 2 回線
- Kerawalapitiya-Port-Wellawatta 間 220kV 地中送電線 1 回線
- Kelanitissa-Port 間 220kV 地中送電線 1 回線
- Pannipitiya-Wellawatta 間 220kV 地中送電線 1 回線
- Port-Port City 間 220kV 地中送電線 2 回線

上記の送電線はすべての電源開発シナリオにおいて必要な送電線である。これらに加えて、2040 年までに各電源開発シナリオで必要となる送電線を以下に示す。

表 8-22 各電源開発シナリオで必要となる送電線

	Length (km)	Scenario A	Scenario B	Scenario C
400kV Sampoor-New Habarana	95	Y (2 cct)	N	Y (2 cct)
400kV New Habarana-Kirindiwela	165	Y (2 cct)	Y (2 cct)	Y (2 cct)
400kV transmission line (2 cct) total length		260km	165km	260km
220kV Sampoor-New Habarana	95	N	Y (2 cct)	N
220kV Kerawalapitiya-Kirindiwela	30	Y (2 cct)	Y (2 cct)	Y (2 cct)
220kV Pooneryn-Northern NCRE collector	30	N	Y (4 cct)	Y (2 cct)
220kV Northern NCRE collector-Sampoor	180	Y (2 cct)	Y (2 cct)	N
220kV Northern NCRE collector- Vavuniya	75	N	Y (4 cct)	Y (4 cct)
220kV Vavuniya-Sampoor	100	N	N	Y (4 cct)
220kV Vavuniya-New Anuradhapura-New Habarana	105	N	Y (4 cct)	N
220kV New Anuradhapura -Puttalam-New Chulaw	174	N	Y (2 cct)	N
220kV New Chulaw-Veyangoda-Kotugoda	60	N	Y (2 cct)	Y (2 cct)
220kV Biyagama-Kelantissa	12.5	N	Y (2 cct)	N
220kV Padukka-Ambalangoda-Hambantota	220	Y (2 cct)	Y (2 cct)	Y (2 cct)
220kV transmission line (2 cct) total length		430km	1,192km	690km
220kV Kerawalapitiya-Port (UG)	13.5	Y (1 cct)	Y (1 cct)	Y (1 cct)

(出典：JICA 調査団)

シナリオ B の系統では、400kV 送電線の建設距離が 95km 少なく済むが、220kV 送電線の建設距離が 500km 程度多く必要になる。シナリオ B とシナリオ C の送電設備建設工事費の差は 2040 年までの合計で USD 170 million 程度であり、この期間の平均原価の差は 0.04USC/kWh (0.06LKR/kWh) 程度である。

以上のような条件を元に、表 8-23 に示す単価表を用いシナリオごとの設備投資の推移について検討した。

表 8-23 設備投資単価表

設備		建設コスト	
架空送電線	230kV D/C(Twin Conductor)	0.63	百万 USD/km/2 回線
	400kV D/C(Quad Conductor)	0.87	百万 USD/km/2 回線
地中ケーブル	230kV	2	百万 USD/km/1 回線
	400kV	4	百万 USD/km/1 回線
変電所	400kV/230kV(3x750MW,GIS)	80.3	百万 USD/変電所
調相設備	230kV キャパシタ	0.029	百万 USD/Mvar

(出典：アジアの近隣国であるバングラデシュ国の、比較的至近年の調査結果である「バングラデシュ国エネルギーマスタープラン策定プロジェクト 2016 年」を参照した。)

結果を表 8-24、図 8-36 に示す。

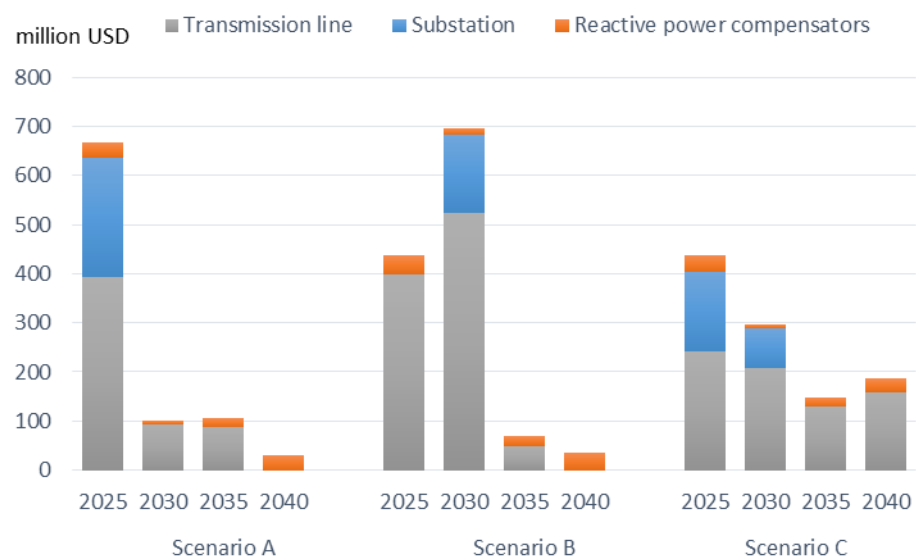
表 8-24 設備投資の推移

	length(km)	Scenario A				Scenario B				Scenario C			
		2025	2030	2035	2040	2025	2030	2035	2040	2025	2030	2035	2040
Substation		273.4	8.4	17.7	29.9	39.0	170.7	21.2	35.8	193.1	88.7	17.7	29.9
Kirindiwela 400kV S/S		80.3					80.3				80.3		
New Habarana 400kV S/S		80.3					80.3				80.3		
Sampoor 400kV S/S		80.3									80.3		
Reactive power compensators		32.5	8.4	17.7	29.9	39.0	10.1	21.2	35.8	32.5	8.4	17.7	29.9
Transmission line		393.6	91.4	86.7	0.0	399.0	522.5	47.3	0.0	242.3	206.6	129.2	157.5
400 Sampoor - New Habarana	95	82.7									82.7		
400 Kirindiwela - New Habarana	165	143.6					143.6				143.6		
220 Sampoor - New Habarana	95					59.9							
Kerawalapitiya - Kirindiwela	30			39.5		39.5				39.5			
Pooneryn - Northern NCRE	30					18.9	18.9			18.9			
Northern NCRE - Sampoor	180	113.4				113.4							
Northern NCRE - Vavuniya	75					47.3	47.3			47.3			47.3
Vavuniya - Sampoor	100										63.0		63.0
Vavuniya - New Habarana	105					66.2	66.2						
New Anuradhapur - New Chulaw	174						109.6						
New Chulaw - Kotugoda	60						37.8					37.8	
Biyagama - Kelantissa	12.5						7.9						
Padukka - Ambalangoda	75			47.3				47.3					47.3
Ambalangoda - Hambantota	145		91.4				91.4					91.4	
Kerawalapitiya - Port (UG)	13.5	54.0				54.0				54.0			
Total (million USD)		667.0	100.0	105.0	30.0	438.0	694.0	69.0	36.0	436.0	296.0	147.0	188.0

(出典：JICA 調査団)

Kirindiwela から Kerawalapitiya までの送電ルートについては、経済性の観点からコロンボ周辺までは架空送電線を使い、コロンボ市内は地中送電線とすることを想定した。

なお、上記のほかに 220/132kV 変電所の変圧器増設、132kV 送電線・変電所の増強が必要となるが、必要時期は地域需要の増加に従うため、各シナリオ共通である。



(出典：JICA 調査団)

図 8-36 流通設備投資の年度推移のイメージ

8.6 Kerawalapitiya 発電所からの送電方法

Kerawalapitiya 発電所には、現在、300MW 1 ユニットのコンバインドサイクル発電機がある。今後、同地点に、発電ユニットを増設する計画があり、その送電方法について検討を行った。

現在、以下の送電線、変圧器がある。

Kerawalapitiya – Kotugoda 220kV 架空送電線 2 cct (既設)

Kerawalapitiya – Port 220kV 地中送電線 1cct (工事中)

Kerawalapitiya 220/33kV 変圧器 200 MVA x1 (工事中)

現在、220kV 地中送電線 1 回線を、Kerawalapitiya から、コロombo市内に向けて建設中である。将来の Kerawalapitiya 発電所の増設に伴い、この区間の潮流が増加し、1 回線事故時の残り回線の容量を超過するため、将来、回線の増設が必要になる。このため、本検討では、Kerawalapitiya から、コロombo市内に向けて敷設する 220kV ケーブルを建設中の 1 回線に加え、2 回線とするケースも検討した。

上記に加えて、更なる地中送電ルートを追加する場合には、建設中の地中送電線ルートとは別のルートを使用し敷設することとなるが、周辺は過密地帯であり、埋設に適切な規模の道路が他にない場合も考えられる。この場合には、港湾の外側の海底を通し、敷設する案も考えられる。実際、最近、本邦企業による同規模の 230kV 交流海底ケーブルの敷設の実績³⁷があり、海底ケーブル案も十分に実現する可能性が高い案であると考えられる。

(1) Kerawalapitiya 300MW x 2 台の場合

2019 年ごろに 1 ユニットが増設され、合計 300MW x 2 台となる。このとき、現在の、工事中の Kerawalapitiya – Port 220kV 地中送電線および Kerawalapitiya 220/33kV 変圧器は完成している。下図のように、Kerawalapitiya – Kotugoda 送電線および Kerawalapitiya – Port 地中送電線を Kerawalapitiya 発電所で接続し併用すると、Kerawalapitiya – Port 220kV 地中送電線 1cct は、常時の潮流により、過負荷する。

³⁷ 同規模の 230kV 海底ケーブルの敷設の例

- 米国 San Francisco 湾 交流 230kV 海底ケーブルプロジェクト
- 全長 13.5km (ルート長 4.5km)
- 2015 年 7 月

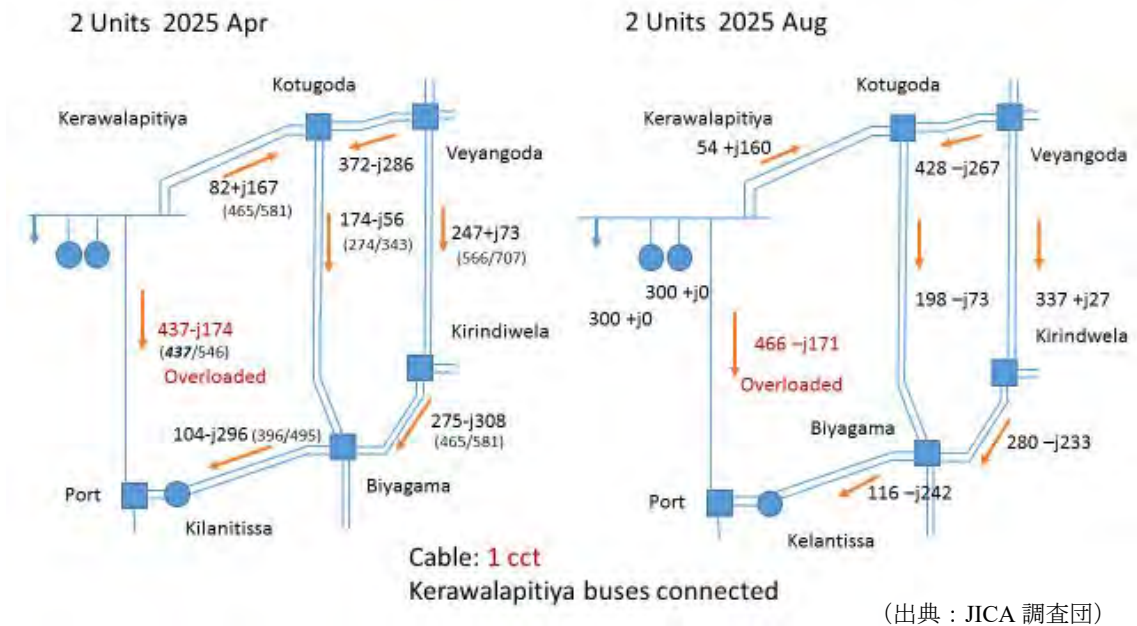


図 8-37 300MW x 2 台時の潮流状況（母線併用の場合）

このため、Kerawalapitiya – Kotugoda 送電線および Kerawalapitiya – Port 地中送電線は、併用できず、それぞれ Kerawalapitiya 発電所母線で分割し、独立して運用することが必要となる。

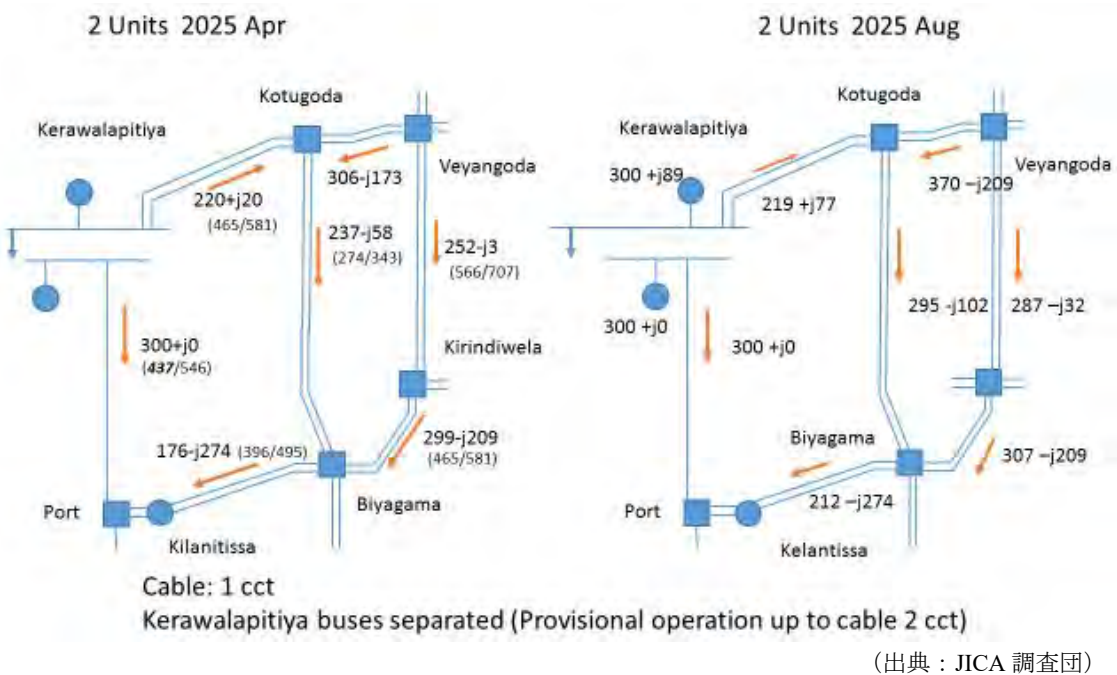


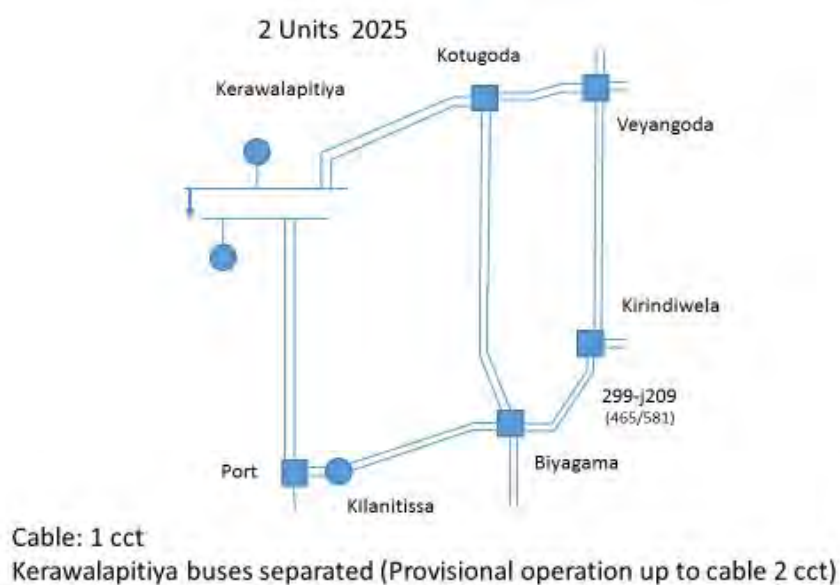
図 8-38 300MW x 2 台時の潮流状況（母線分割の場合）

しかし、Kerawalapitiya – Port 地中送電線が 1 回線しかない場合、本送電線の 1 回線事故時に、Kerawalapitiya – Port 地中送電線に接続されている発電ユニットが脱落する。³⁸

これを防ぐため、新規の送電線が必要となる。

³⁸ CEB では、地中送電線の 2 回線目ができるまでは、地中送電線の 1 回線事故時に、電源脱落は許容するが、これは暫定的な形態と認識している。

Kerawalapitiya – Port 地中送電線を 1 回線追加し、2 回線とした場合の系統を下図に示す。



(出典：JICA 調査団)

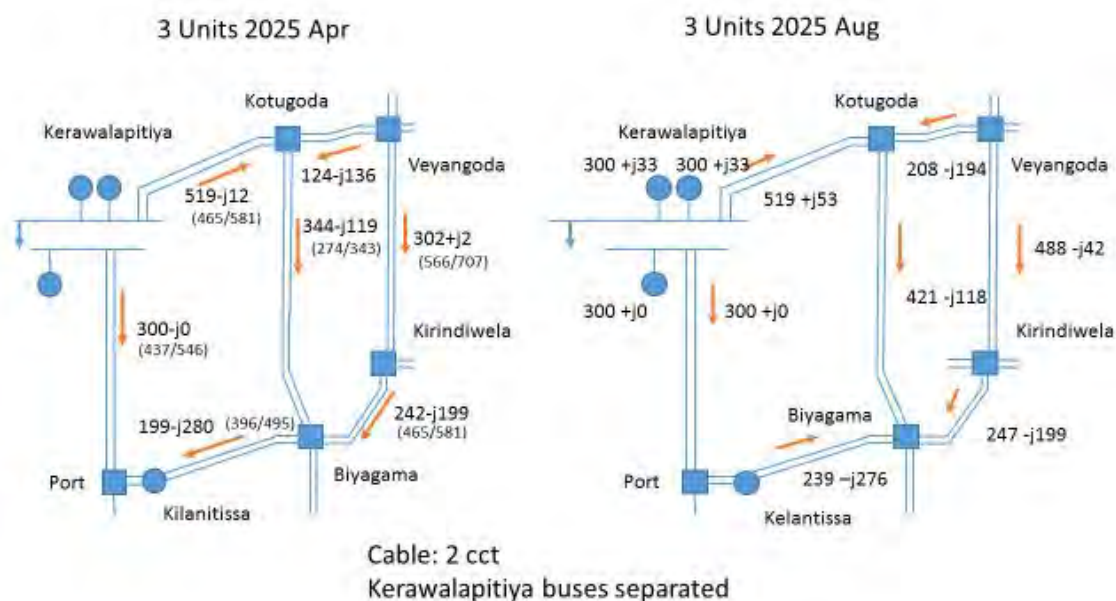
図 8-39 Kerawalapitiya – Port 地中送電線を 2 回線とした場合の系統

2 ユニットになる時期に新設が必要となる送電線は、以下となる。

- Kerawalapitiya – Port 220kV 地中送電線 1cct 新設

(2) Kerawalapitiya 300MW x 3 台の場合

2021 年ごろに 1 ユニットが増設され、合計 300MW x 3 台となる。この場合でも上記の 2 ユニットに対応するための送電系統で対応可能である。

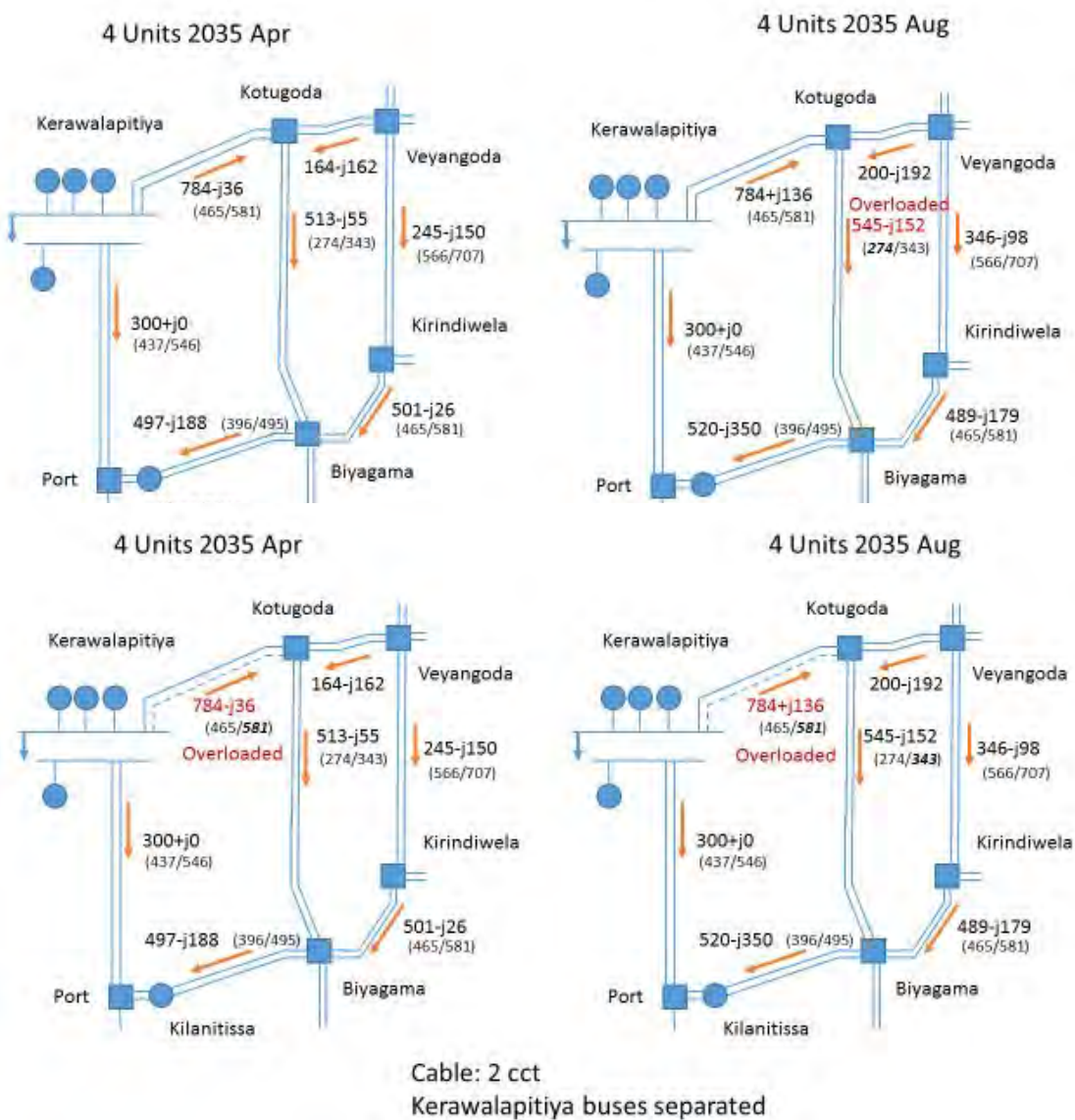


(出典：JICA 調査団)

図 8-40 300MW x 3 台時の潮流状況

(3) Kerawalapitiya 300MW x 4 台の場合

2024 年ごろに 1 ユニットが増設され、合計 300MW x 4 台となる。この場合、Kotugoda-Biyagama 間の送電線の常時潮流が、送電線の容量を超過する。また、Kerawalapitiya-Kotugoda 1 回線事故時に、残り回線の潮流が送電線の容量を超過し、過負荷する。



(出典：JICA 調査団)

図 8-41 300MW x 4 台時の潮流状況

このため、Kerawalapitiya から、新たな送電線が必要になるため、Kerawalapitiya – Kirindiwela 間に 220kV 2 回線を新設する。

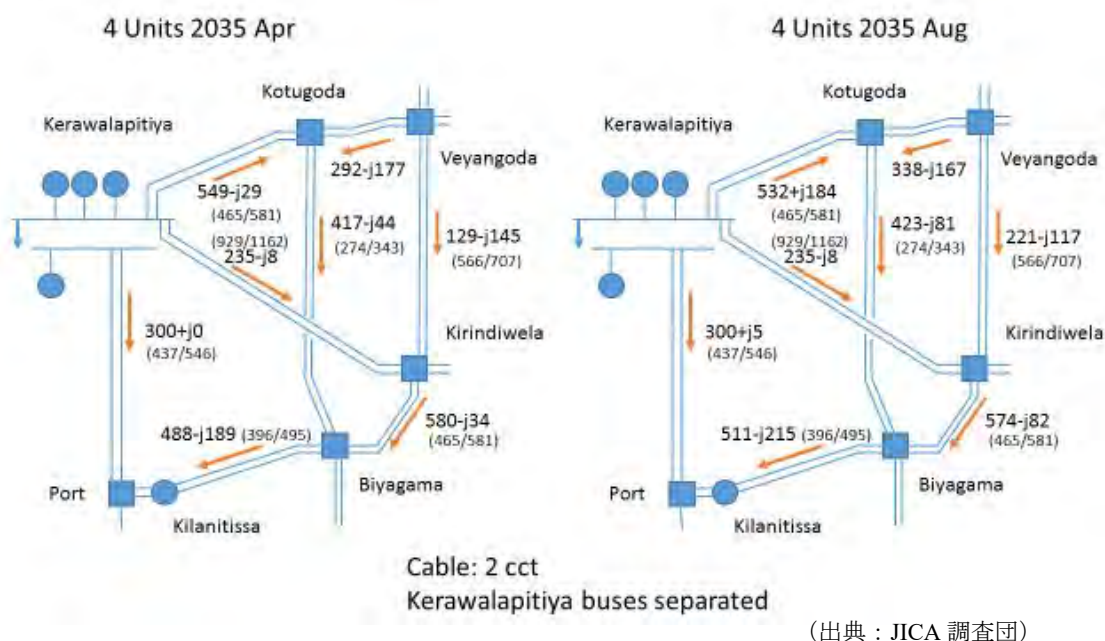


図 8-42 300MW x 4 台時の潮流状況（対策後）

本送電線の新設により、下図のように、Kerawalapitiya 周辺の送電線の潮流は、1 回線事故の場合でも、容量以内に抑えることができる。

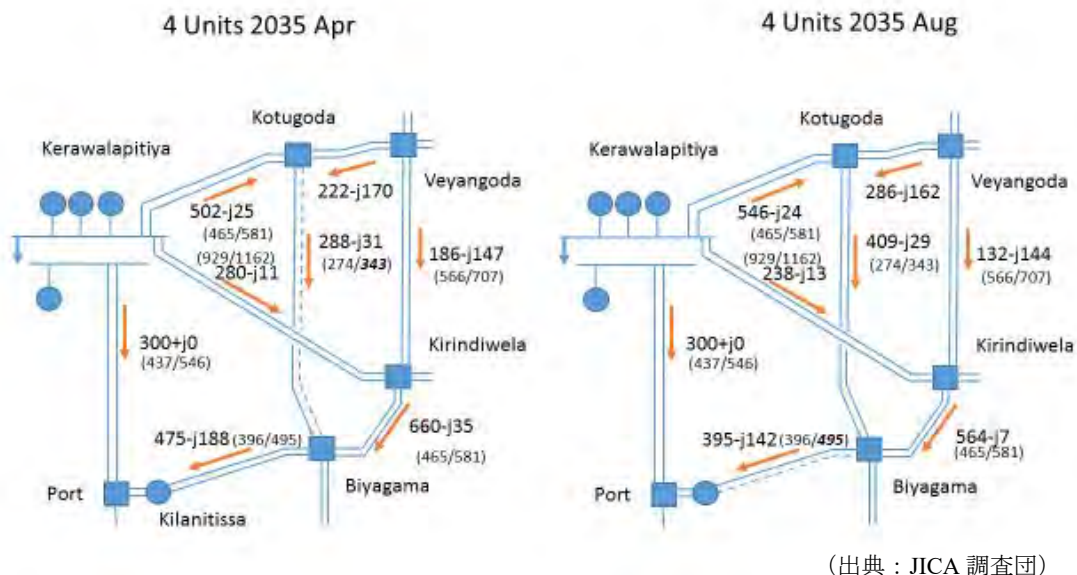


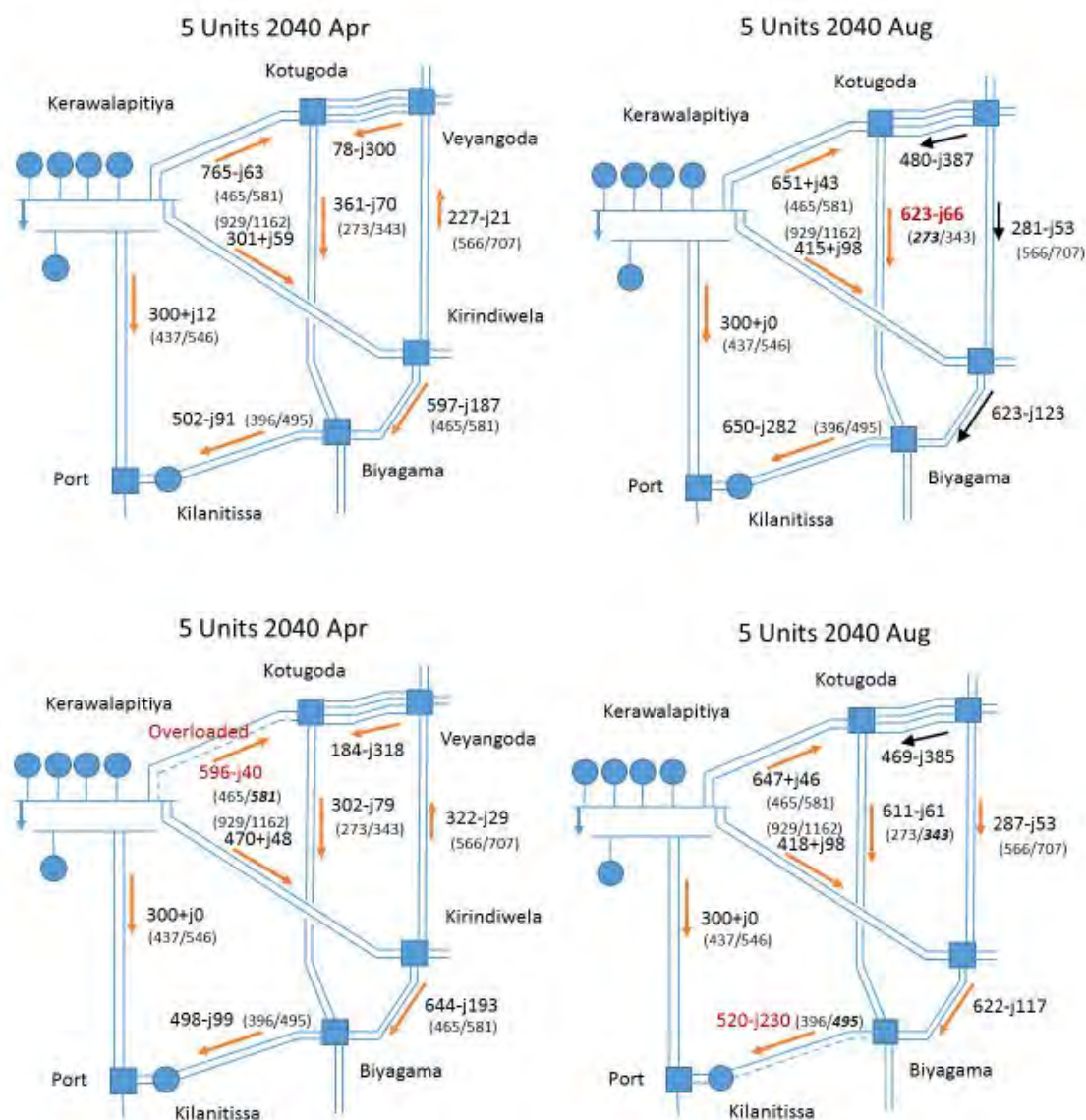
図 8-43 300MW x 4 台時の潮流状況（対策後、1 回線事故時）

したがって、4 ユニットになる時期に新設が必要となる送電線は、以下となる。

- Kerawalapitiya – Kirindiwela 送電線 2cct 新設

(4) Kerawalapitiya 300MW x 5 台の場合

2033 年ごろに 1 ユニットが増設され、合計 300MW x 5 台となる。この場合、Kotugoda-Biyagama 間の送電線の常時潮流が、送電線の容量を超過する。また、Kerawalapitiya-Kotugoda 1 回線事故時に、残り回線の潮流が送電線の容量を超過し、過負荷する。



(出典：JICA 調査団)

図 8-44 300MW x 5 台時の潮流状況

この対策として、

- Kerawalapitiya から、さらに、新規の送電線を建設する。
- もしくは、
- 既設送電線の送電線張替、もしくは建替による増容量を行う。

この段階で、Kerawalapitiya から、既に 3 ルート 6 回線の 220kV 送電線が接続されているため、送電線停止による電線の増容量のための、建替工事、もしくは電線張替工事も十分に可能であると考えられる。

このため、5 ユニット目の時点では、これ以上新規の送電線の建設は行わず、対策が必要な 220kV 送電線 Kerawalapitiya-Kotugoda 間、Biyagama-Kelanitissa 間などの Kerawalapitiya 周辺の送電線について、増容量工事を行うことを提案する。

ただし、Kerawalapitiya-Kotugoda 1 回線事故時に、残り回線の潮流が送電線の容量を超過し、過負荷するケースは、Kerawalapitiya 発電所において、300MW x 5 台のフル出力での発電で、かつ Puttalam 発電所において、全台停止の出力 0MW という稀なケースであるため、上記のような極端な運用を回避するなどの運用面での対策も考えられる。

(5) Kerawalapitiya 300MW x 2 台、500MW x 1 台の場合

仮に、2021 年ごろに 500MW の 1 ユニットが増設される場合には、合計 300MW x 2 台 + 500MW x 1 台となる。全台フル出力をした場合、Kerawalapitiya-Kotugoda 1 回線事故時に、残り回線の潮流が送電線の容量を超過し、過負荷する。

このため、Kerawalapitiya から新たな送電線が必要になり、Kerawalapitiya-Kirindiwela 間に 220kV 2 回線を新設する。

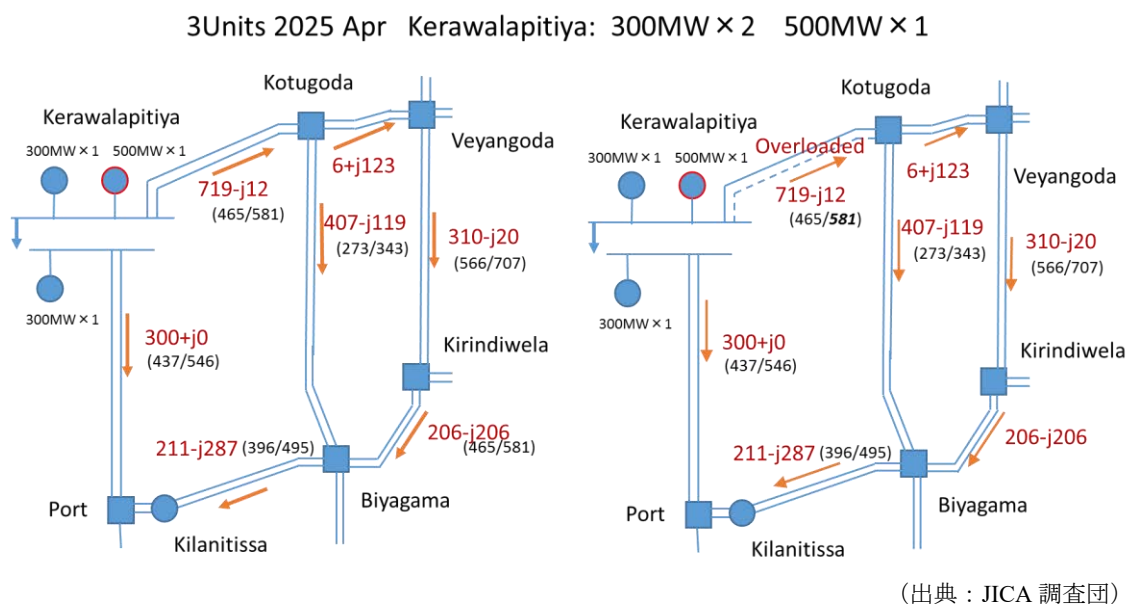
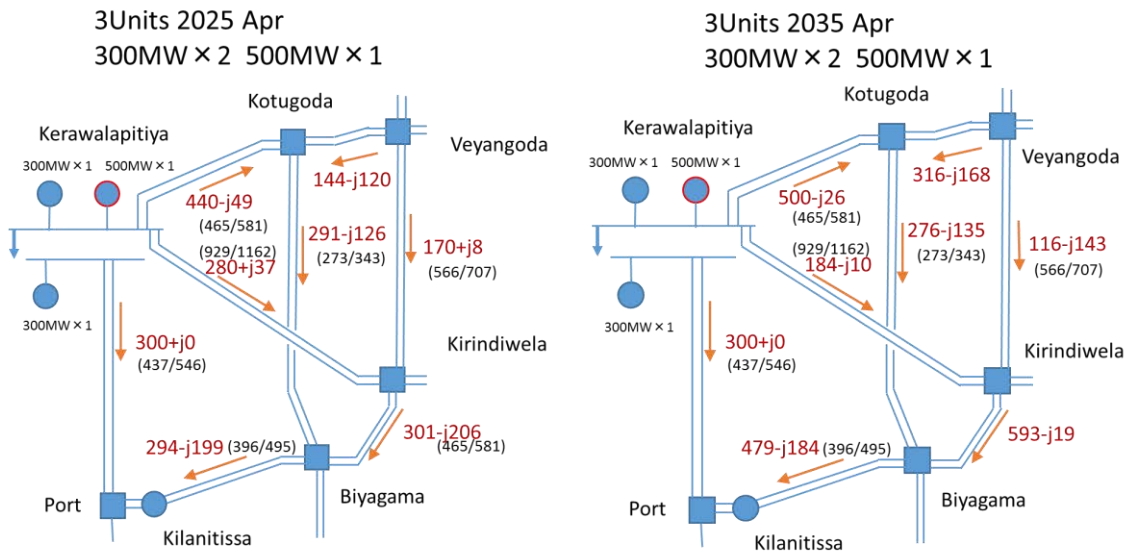


図 8-45 300MW x 2 台 + 500MW x 1 台時の潮流状況

ただし、2021 年の最大系統容量を 3,000MW 程度、最低系統容量を 1,200MW 程度とすると、500MW 機の運転可能な範囲は系統容量の 15% を上限とすると、440MW ~ 180MW となり、多くの時間帯で出力抑制をせざるを得ない状況である。このため、Kerawalapitiya-Kirindiwela 送電線の潮流を 580MVA 程度に制限する運用により、Kerawalapitiya-Kirindiwela 間に 220kV 2 回線を新設する時期を後年度に遅らせることも考えられる。

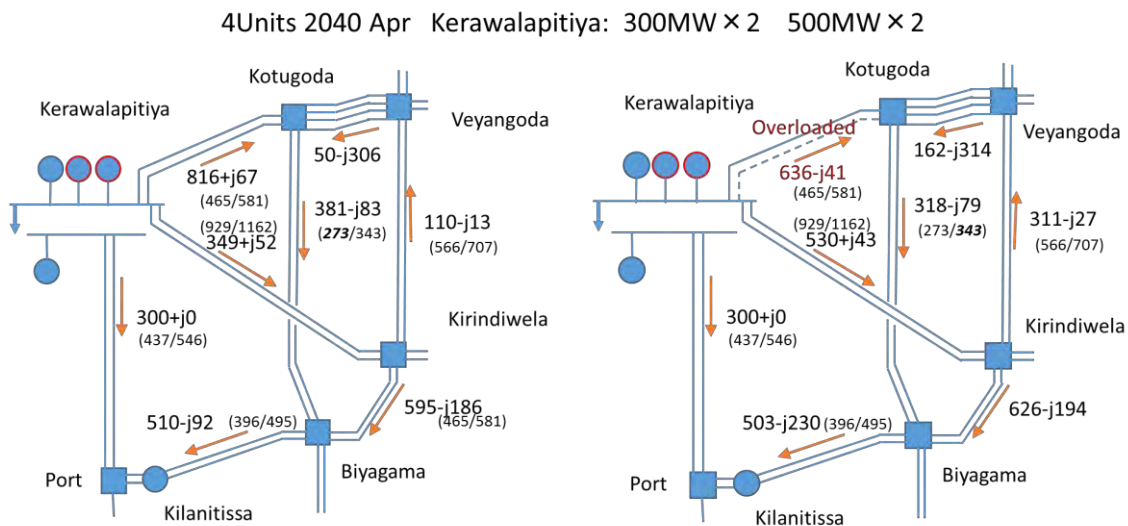


(出典：JICA 調査団)

図 8-46 300MW x 2 台+500MW x 1 台時の潮流状況（出力抑制の場合）

(6) Kerawalapitiya 300MW x 2 台、500MW x 2 の場合

仮に、2033 年ごろに 500MW 1 ユニットが増設され、合計 300MW x 2 台、500MW x 2 台となると、Kotugoda-Biyagama 間の送電線の常時潮流が、送電線の容量を超過する。



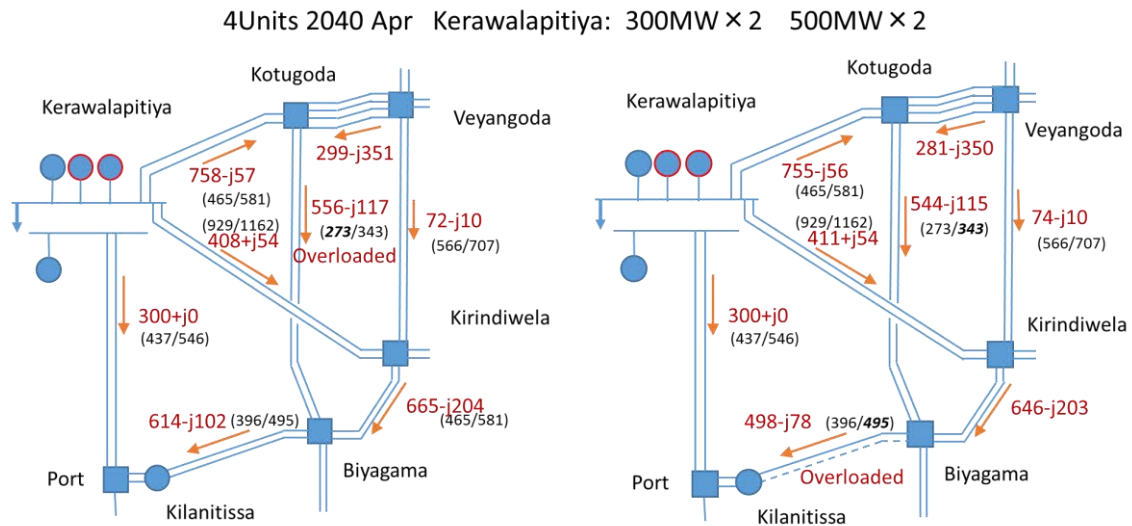
(出典：JICA 調査団)

図 8-47 300MW x 2 台+500MW x 2 台時の潮流状況

Kerawalapitiya 発電所において、300MW x 2 台、500MW x 2 台のフル出力での発電で、かつ Puttalam 発電所においても、275MW x 3 台のフル出力での発電とする下記のケースでは、Kotugoda-Biyagama 間の送電線の常時潮流が、送電線の容量を超過する。また、Kerawalapitiya-

Kotugoda 1 回線事故時に、残り回線の潮流が送電線の容量を超過し、過負荷する。この状況は、Kerawalapitiya 発電所において、300MW x 5 台のフル出力での発電のケースと同様である。

このため、500MW 機 2 ユニット目の時点では、これ以上新規の送電線の建設は行わず、対策が必要な 220kV 送電線 Kerawalapitiya-Kotugoda 間、Biyagama-Kelanitissa 間などの Kerawalapitiya 周辺の送電線について、増容量工事を行うことを提案することとなる。



(出典：JICA 調査団)

図 8-48 300MW x 2 台+500MW x 2 台時の潮流状況（全台フル運転の場合）

ただし、Kerawalapitiya-Kotugoda 1 回線事故時に、残り回線の潮流が送電線の容量を超過し、過負荷するケースは、Kerawalapitiya 発電所において、300MW x 2 台、500MW x 2 台のフル出力での発電で、かつ Puttalam 発電所において、全台停止の出力 0MW という稀なケースであるため、上記のような極端な運用を回避するなどの運用面での対策も考えられる。

8.7 変動負荷の影響

8.7.1 電鉄の変動負荷の影響

現在、スリランカにおいては、電化されている鉄道は全くない。このため、過密な時刻表で混雑した車両を運行している東京のケースを参考として、スリランカにおける電鉄負荷の影響を検証する。

東京電力の 66kV の電力系統に接続されている、J 電鉄の 4 個所の受電所における 1 日の負荷変動のそれぞれの実績を図 8-49 に示す。これによると、最大の負荷変動は 11MW であることがわかる。

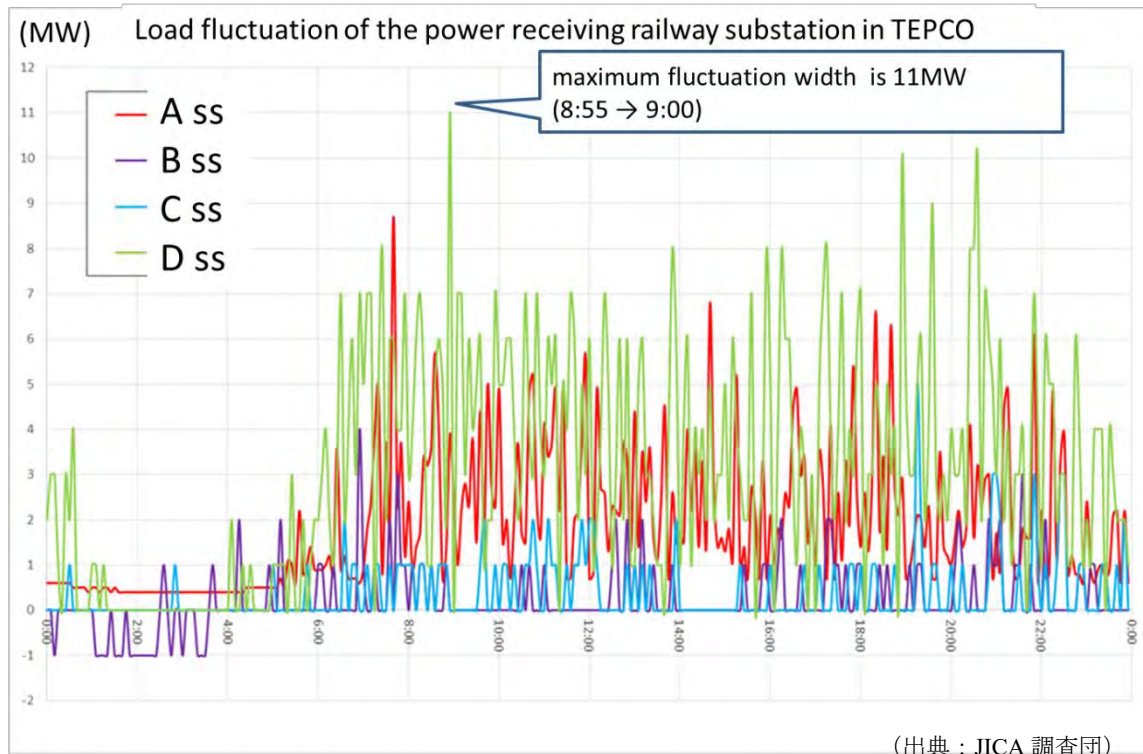


図 8-49 J 電鉄の受電所における 1 日の負荷変動実績

J 電鉄以外の負荷変動の例として、K 電鉄では 10.6MW、O 電鉄では 16MW であり、いずれも力率はほぼ 1.0 である。なお、満員の 10 両編成の最大負荷は、6MW 程度であり、平均では 1 受電所当たり 3 つの駅、および 4～5km ルート距離をカバーしている。

上記の通り、東京の過密な時刻表でかつ非常に混雑した車両を運転している電鉄の受電所における最大変動幅でも、16MW（力率 1.0）程度であり、この負荷変動による問題は発生していない。

スリランカにおいても、最大の負荷変動幅はこの程度と考え、FORT 変電所（COL F-11）において、16MW の負荷の急増があった場合を想定して、電圧の変化をシミュレーションした結果を図 8-50 に示す。

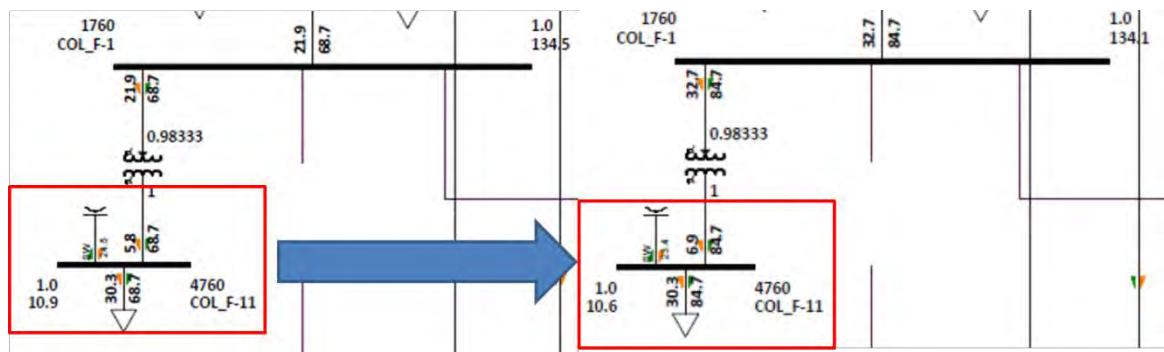


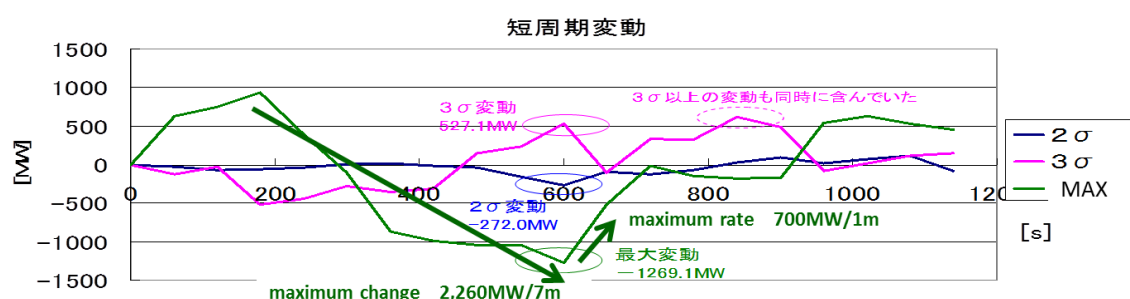
図 8-50 電鉄の負荷変動による影響

電圧の変化は、0.3kV（10.9kV→10.6kV、0.03p.u.）の低下で、大きな問題となるレベルではないと考える。

8.7.2 太陽光発電出力の変動

前節と同様に、スリランカでは太陽光の導入はまだ少量である。このため、既に大量の太陽光が導入されている東京電力のケースを参考として、スリランカにおける太陽光発電出力の変動の影響を検証する。

東京電力において、全太陽光発電の出力を1年間の日射量実績から想定し、その変動状況から、最大偏差が発生した時間を600秒に設定し、その前後の600秒の結果をプロットしたものを図8-51に示す。（この時の太陽光の総発電量は14,200MW）



（出典：JICA 調査団）

図 8-51 太陽光発電出力の変動実績（東京電力の例）

最大変化量は、2,260MW/7分（発電量に対しては16%/7分）で、最大変化率は、700MW/1分（発電量に対して5%/1分）と東京電力の実績から想定される。

スリランカにおいても、同程度の変化があると仮定すると、2040年のシナリオBでの太陽光発電量の最大値は、1,600MWなので、この時の変化量は、256MW/7分（ $=1,600\text{MW} \times 16\%/7\text{分}$ ）と算出できる。

太陽光発電量に対して、5%/1分の変化があった場合、2040年のシナリオBでの太陽光発電の変化量は、80MW/1分（ $=1,600\text{MW} \times 5\%/1\text{分}$ ）となる。太陽光発電がフル出力に近い状況である2040年の日中における系統規模は6,000MW程度である。また、多くの水力発電機が運転しているものと想定されるため、系統定数は10%MW/Hz³⁹と仮定される。このような状況において、1秒以内のごく短時間に80MWの発電量変化が発生した場合でも、周波数の変化は0.13Hz程度（ $=80\text{MW}/6000\text{MW}/10\%\text{MW/Hz}$ ）であり、十分に許容範囲と想定できる。

³⁹ 系統規模の10%に相当する発電機が脱落すると、1Hzの周波数低下を招く。

8.8 インドとの国際連系

2000 年以降、USAID は、エネルギー統合のための南アジア地域イニシアチブ（SARI/EI）プログラムの実施を通じて、南アジア地域（8 カ国：インド、バングラデシュ、ネパール、ブータン、スリランカ、パキスタン、アフガニスタン、モルディブ）における電力輸出入（Cross-Border Energy Trade）の促進を積極的に支援している。その一環として、以下に示すインドスリランカ間の連系線が提案されている。

連系線容量は最終的に 1,000MW であり、送電線距離が海底ケーブル部 50km を含めて 380km 程度である。



（出典：2nd Task Force 2 Meeting on “Advancement of Transmission Systems Interconnections”）

図 8-52 スリランカとインド間の電力連系案

現在は、計画のコンセプトが提案されている段階であり、今後の調査、実施スケジュールを考慮し、2030 年ころの状況を予測して、経済性評価を実施する。

8.8.1 インド Tamil Nadu 州の電力事情

Tamil Nadu Transmission Corporation Limited（TANTRANSCO）の Web site などの情報を基に、Tamil Nadu 州の電力事情を予測する。

(1) 現在の状況

2016 年の最大電力需要は 4 月 29 日に 15,343MW を記録した。年間発電量は、106,582GWh であり、年負荷率は 79.1%であった。（日最大電力量も 4 月 29 日に 345.617GWh を記録し、日負荷率は 93.9%であった。）

最近の電力需要の伸びは、年率 5%～6%で増加している。今後も年率 5%程度で増加していくと、2030 年にはちょうど現在の 2 倍程度の需要になるものと想定される。

2016 年 12 月末における発電所設備状況を以下に示す。

表 8-25 Tamil Nadu 州の電源構成

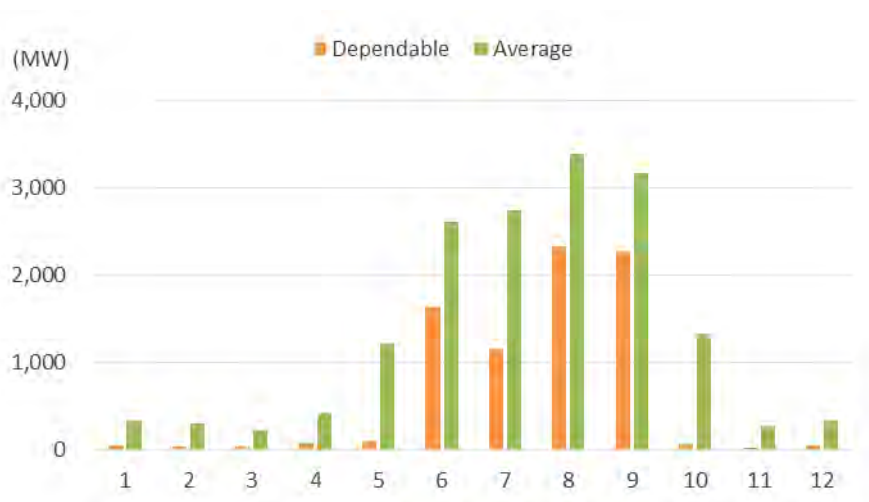
(GW, %)

	State	Private	Central	Total	
Thermal	5.2	3.9	4.3	13.3	48.6%
Coal	4.7	3.0	4.3	11.9	43.4%
Gas	0.5	0.5	0	1.0	3.7%
Diesel	0	0.4	0	0.4	1.5%
Nuclear	0	0	1.7	1.7	6.2%
Hydro	2.3	0	0	2.3	8.4%
NCRE		10.1	0	10.1	36.8%
Co-gen		0.7		0.7	2.4%
Biomass		0.2		0.2	0.8%
Wind		7.7		7.7	28.0%
Solar		1.5		1.5	5.5%
Total	7.5	13.9	6.0	27.4	100%

(出典：TANTRANSCO の Web site の情報を基に調査団作成)

石炭火力の設備量が 11.9GW あり、構成比率で 43%を占めているが、再生可能エネルギーのうち風力の設備量も 7.7GW あり、構成比率で 28%を占めている。

風力の 2016 年における発電実績を以下に示す。



(出典：TANTRANSCO の Web site の情報を基に調査団作成)

図 8-53 Tamil Nadu 州風力の発電実績 (2016 年)

風力の発電量は季節による変動が大きく、5月から10月は大きな供給力として期待できるが、11月から4月は、供給力としてほとんど期待できない。この状況は、スリランカの風力と非常に似ている。

(2) 今後の開発計画

Tamil Nadu 州における今後の開発計画の詳細は不明である。しかしながら Tamil Nadu 州政府が 2014 年 2 月に発表した Vision 2023 によると、以下の内容が謳われている。

- 20,000MW の火力発電所開発
内訳は明記されていないが、基本的には石炭火力（単機容量 600MW 以上の超臨界圧機器も含む）とガス火力（ピーク対応の GT）
- 10,000MW の再生可能エネルギー開発
そのうち 5,000MW は太陽光発電
- 一般水力の計画はほとんどないが、揚水式水力の計画が含まれている。

Vision 2023 の内容を踏まえて、2030 年ころの電源構成を予測すると以下の通りとなる。

図 8-54 2030 年ころの Tamil Nadu 州の電源構成予測

(GW)

	2016	2017 - 2030	2030
Thermal	13.3	16.0	29.3
Coal	11.9	15.0	26.9
Gas	1.0	1.0	2.0
Diesel	0.4		0.4
Nuclear	1.7	1.7	3.4
Hydro	2.3	0.6	2.9
NCRE	10.1	9.2	19.3
Co-gen	0.7		0.7
Biomass	0.2	0.2	0.4
Wind	7.7	4.5	12.2
Solar	1.5	4.5	6.0
Total	27.4	27.5	54.9

（出典：JICA 調査団）

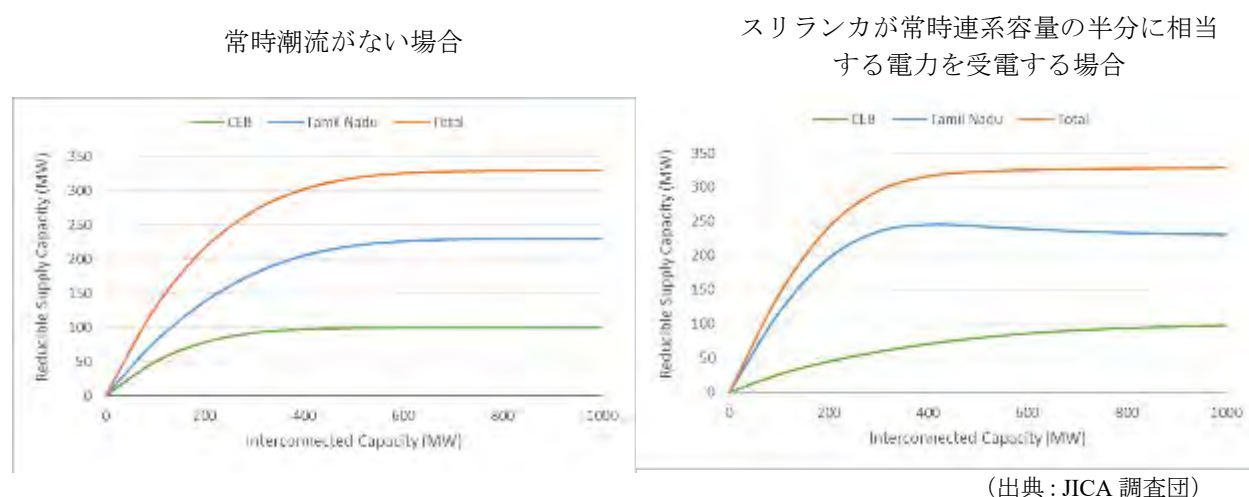
8.8.2 連系の経済性評価

(1) 便益

(a) 相互に連系することによる予備力削減効果

供給信頼度のレベルを向上させれば、それだけ供給支障が発生する確率が低くなるが、設備量が多く必要となり、全体の経費が高くなる。つまり、供給支障の発生量を抑制することと、設備形成に必要な経費を抑制することは、全く相反する命題である。この二つの命題を両立させる一つの案として、系統間を相互に連系する方策が考えられる。

供給信頼度のレベルを向上する方策としては、単純に発電設備量を増加させるというのが、最も効果のある手段であるが、他の系統との間に連系線を建設し、供給予備力の共有化を図れば、比較的少ない投資で両方の系統の供給信頼度レベルを向上させることが可能となる。同一の供給信頼度（LOLE=24 時間）を確保することを前提として、本連系線容量の増加に伴って、どの程度の予備力削減効果があるかを試算した結果を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 8-55 スリランカーインド連系送電線による予備力削減効果

予備力削減効果は、連系容量が 300MW 程度までは両国合計で連系容量とほぼ同量の予備力削減効果が期待できる。しかしながら、その効果は連系容量が 400MW を超えるとほぼ飽和してしまう。各国の削減状況を見ると、系統規模の大きいインド系統により大きな効果があり、スリランカ系統における効果はインド系統の半分程度で、せいぜい 100MW 程度である。

常時潮流がない場合には、連系容量が 500MW の場合の予備力削減効果は両国合計で 318MW である。つまり、2 国間の連系をすることにより、これだけの発電設備を建設しなくても同一の供給信頼度が確保できることになる。この効果を LNG 火力の建設を回避できる便益として評価する。LNG 火力の建設単価は 1108.8 USD/kW であり、年間の経費は表 7-12 に示すように、122.2 USD/kW である。つまり、318MW の LNG 火力の建設を回避できれば、年間 38.9 million USD の便益が得られる。

(b) 経済融通の可能性

スリランカとインドでは電源構成の違いや、ピーク発生時間の違いがあり、各時間のマージナルコストに差が生じている。連系線があれば、連系容量の範囲内で相互に安い電力を受電して高い電力を減少させることにより、相互に燃料費削減のメリットが生じる。本連系線容量の増加に伴って、どの程度の燃料費削減効果があるかを試算した結果を以下に示す。

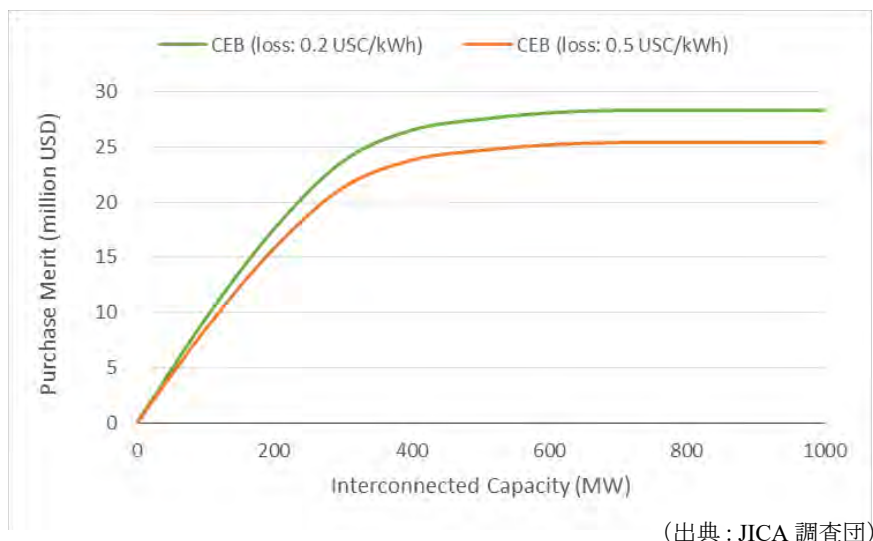


図 8-56 スリランカーインド連系送電線による燃料費削減効果

上記グラフは CEB のみを記載しているが、燃料費削減効果に伴って発生するメリットは、両系統で折半することになっているため、インド側にも同様のメリットが発生している。この効果も予備力削減効果と同様の傾向を示しており、連系容量が 400MW を超えると効果がほぼ飽和してしまう。なお、ロスが大きい場合には、ロス分も考慮した燃料費の差がないと電力融通のメリットが発生しないため、ロスが大きくなると融通量が減少し、メリットも減少する。

連系容量が 500MW 時における電力融通の頻度分布（ロスが 0.2 USC/kWh のケース）を以下に示す。

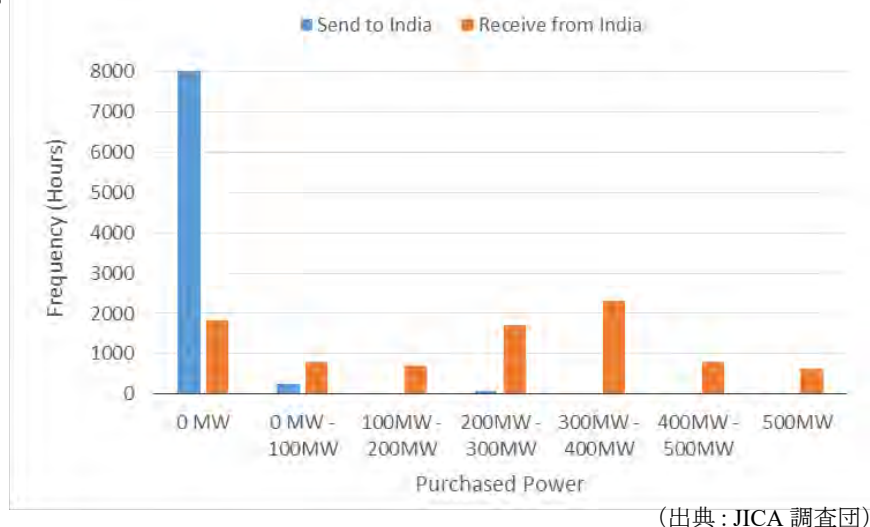
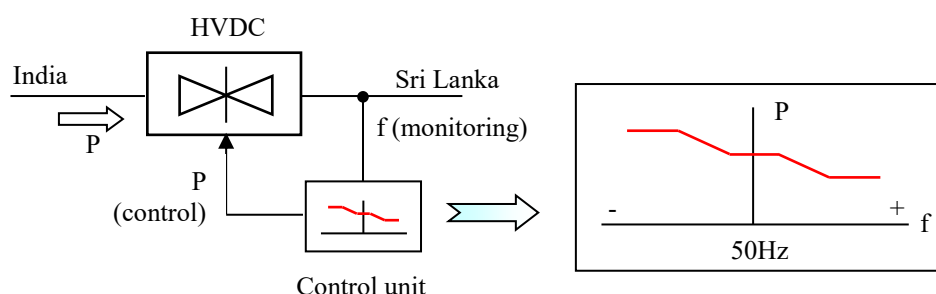


図 8-57 連系容量 500MW 時の電力融通頻度分布

基本的には、インド側のマージナルコストの方がスリランカ側よりも安いいため、インド側に送電する時間帯はわずかであり、多くの時間帯はインド側から電力を購入している。

(c) 周波数調整機能

連系は直流を介して行われるが、交直変換装置は、迅速な潮流制御が容易であるため、片方の系統の周波数を常時計測し、規定値との偏差に応じて潮流を迅速に変化させ、周波数を安定化させることは非常に簡単に実施できる。具体的な制御のイメージを下記に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 8-58 HVDC を活用した周波数調整のイメージ

スリランカ系統の周波数上昇時には、供給力の余剰が発生しているため、インドからの受電量を減少させる。逆に周波数が低下した際には、供給力が不足しているため、インドからの受電量を増加させる。なお、頻繁に受電量に変化することを避けるため不感帯を設定し、周波数が規定値（50Hz）に近い領域にある場合には、受電量を変化させない。

非常に簡易な制御モジュールなので、小額の追加投資で実現可能である。ただし、本制御を適用する場合には、以下の点について配慮が必要である。

- 潮流量の変化に伴い、インド側の周波数の変動を誘発するため、インド側の了解取り付けが必要である。適用可能な条件としては、相手側の系統規模が十分に大きく、潮流の変化により発生する周波数の変動が十分に小さいことである。（インドの南部系統の系統規模はスリランカ系統の 5 倍以上あり、変化量の上限を設定すれば、潮流の変化に伴う周波数の変動量を軽微にすることは可能である。）
- HVDC の許容量以上の電力受電は不可能なので、周波数低下時にインドからの受電量を増加させたい場合には、あらかじめ常時の受電量を許容量以下に抑えておく必要がある。
- 周波数の変動に伴って受電量を変化させた場合には、当初の契約量と異なる受電量となり、違約金を支払う可能性が生じる。違約金の支払いを回避するためには、約定期間内（通常 15 分）において、受電量を契約量に合わせる操作が必要になる。

(d) CO₂ 排出量削減効果

インドから常時電力を受電すれば、スリランカ国における需要電力量あたりの CO₂ 排出量を減少させることが可能となる。例えば、図 7-39 に示す Scenario C 開発案の 2030 年において、

常時 270MW の電力をインドから受電すると、kWh あたりの CO₂ 排出量は、0.44 kg-CO₂/kWh から 0.37 kg-CO₂/kWh に減少する。ただし、インドからの受電分が再生可能エネルギーの余剰分からの電力であれば、世界規模での削減が図れるが、石炭火力からの電力であれば、連系送電線の損失も考慮すれば、世界規模で見ると逆に CO₂ 排出量の増加となる。

(2) 費用

(a) 建設工事費

2nd Task Force 2 Meeting on “Advancement of Transmission Systems Interconnections”の資料によると、500MW 連系時における建設工事費は 554 million USD と見込まれている。この数値の妥当性を下記に示すインドネシア国ジャワ・スマトラ連系送電線プロジェクトの工事費を基に評価する。



図 8-59 ジャワ・スマトラ連系送電線プロジェクト概念図

表 8-26 ジャワ・スマトラ連系送電線概算工事費

Item	Quantity	Construction cost (million USD)
AC/DC convertor station (Muara Enim)	3,000MW	324.0
500/150kV Substation (Muara Enim)	1,000MVA	54.3
500kV DC T/L (Muara Enim – Ketapang)	800km	268.8
500kV Undersea cable (Ketapang - Tanjung Pucut)	80km	352.8
500kV DC T/L (Bogor X - Tanjung Pucut)	220km	77.0
AC/DC convertor station (Bogor X)	3,000MW	726.3
500/150kV Substation (Bogor X)	1,000MVA	
Total		1,803.2

(出典 : RUPTL2011-2020)

上記の工事費を参照して、スリランカ-インド連系送電線の概算工事費を試算すると以下の通りとなる。

表 8-27 スリランカーインド連系送電線概算工事費試算

Item	Unit Construction cost	Quantity	Construction cost (million USD)
AC/DC convertor station	150 USD/kW	500MW x 2	150
400/220kV substation	60 USD/kVA	500MVA x 2	60
500kV DC T/L	0.34 million USD/km	330km	112
500kV Undersea cable	4.4 million USD/km	50km	220
Total			542

(出典：JICA 調査団)

この結果、500MW 連系時における建設工事費として見込まれている 554 million USD はおおむね妥当と考えられる。

この工事費を使用して、毎年の費用を算出すると以下の通りとなる。

表 8-28 スリランカーインド連系送電線概算費用

	Item	Total	Sri Lanka	India
Construction cost (million USD)	AC/DC convertor station	150	75	75
	400/220kV substation	60	30	30
	500kV DC T/L	112	48	64
	500kV Undersea cable	220	110	110
	Total	542	263	279
Annual expense (million USD/year)		62.9	30.5	32.4

注：送変電設備の耐用年数は 30 年、金利 10%、O&M 費は建設工事費の 1%とした

(出典：JICA 調査団)

(3) 費用対効果

500MW 連系時における便益と費用を比較すると以下の通りとなる。

表 8-29 500MW 連系時における便益・費用比較

(単位：million USD/年)

		Sri Lanka	India	Total
便益	予備力削減効果	12.1	26.8	38.9
	燃料費削減効果	24.7	24.7	49.4
	合計	36.8	51.5	88.3
費用		30.5	32.4	62.9
便益－費用		6.3	19.1	25.4

(出典：JICA 調査団)

500MW 連系時における便益は費用よりも大きく、経済的であると言える。しかしながら、連系容量をさらに 500MW 増加して 1000MW 連系とする場合には、増分の便益がほとんど期待できないため、経済的ではない。

一方、スリランカで火力を開発する代替としてインドの安い電力を 450MW 常時受電する目的で連系送電線を建設する場合には、この連系線の送電線費として 2.0 USC/kWh の経費増となる。つまり、損失分も考慮すると、インドにおいて、スリランカにおける発電原価よりも 2.5 USC/kWh 以上安い電源が調達可能であれば、連系容量をさらに 500MW 増加して 1000MW 連系とする場合も経済的となる。具体的には、図 7-41 に示すように 2030 年以降の発電原価は 8.8 USC/kWh 程度であるため、インドにおいて 6.3 USC/kWh 程度の売電価格で電源が確保できることが条件となる。

8.8.3 スリランカ国内の系統増強の必要性

シナリオ C 2035 年において、インドスリランカ連系線が、New Habarana に接続され、500MW をインドから輸入するケースについて、電力潮流を計算し、スリランカの送電網内で必要となる送電線を検討した。

このケースでは、インドからの輸入する電力のため、Kerawalapitiya 火力発電所の出力を減少させている。

結果として、コロombo南部の、132kV の一部区間が、1 回線事故時に過負荷するため対策が必要であるが、それ以外の対策は必要なく、シナリオ C において 2035 年までに必要となる送電線によって、インドからの 500MW の輸入に対応できる。なお、インドからの電力輸入に伴い、Kerawalapitiya 火力発電所の発電量を抑制するため、1 回線事故時に過負荷する事象についても運用面の対策を実施すれば回避可能な見込みである。

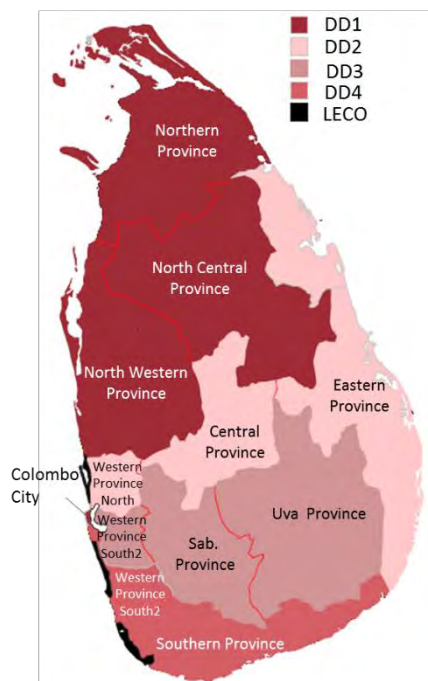
第9章 配電開発計画

9.1 配電事業の概要

配電開発計画については、現状の配電設備の運用実績（SAIFI, SAIDI、ロス率など）を調査するとともに、配電設備形成の基本方針である供給信頼度の向上や配電ロス低減について調査を実施する。その上で、各地区の中圧配電系統 10 ヶ年計画（系統増強・延伸計画）をレビューし、その計画や手法について提言を行う。また、今後のスマートグリッドの導入可能性についても検討を加える。

スリランカの配電事業は CEB 配電部門（DD1～DD4）と CEB の子会社である私营配電会社（LECO）の 5 社体制となっているため、各社とのヒアリング及び現地視察を通して調査を実施した。

各社の供給エリアとその特徴は以下のとおり。



（出典：CEB Annual Report2013）

表 9-1 各社供給エリアの特徴(2015 年末時点)

Province	供給エリア (km ²)	需要密度 (kWh/km ²)	電化率 (%)
DD1	26810	121	92
CC	37	35919	99
NWP	7756	150	95
NCP	10472	42	92
NP	8545	35	79
DD2	17639	204	96
WPN	1387	1377	100
CP	6472	175	98
EP	9780	57	88
DD3	14215	138	96
WPS2	1200	1003	99
Sab	4465	67	99
Uva	8550	53	95
DD4	6870	225	100
WPS1	1230	502	100
SP	5640	165	100
LECO	396	3446	100

（出典：CEB,LECO 資料より JICA 調査団作成）

図 9-1 配電各社の供給エリア

スリランカの電力需要はコロンボ周辺に集中しており、北部・東部は需要密度が小さい。また、近年の電化政策で地方電化に注力してきたため、大部分の地域で電化率は 100%に近づきつつあるが、DD1 の NP や DD2 の EP では、2009 年に終結した内戦の影響で電化率が低い状況にある。

DD1 から DD4 は広範囲にわたり供給しているのに対し、LECO は南西部の需要密度が高い海岸沿いのエリアにのみ供給をしており、電化率も高い状況にある。

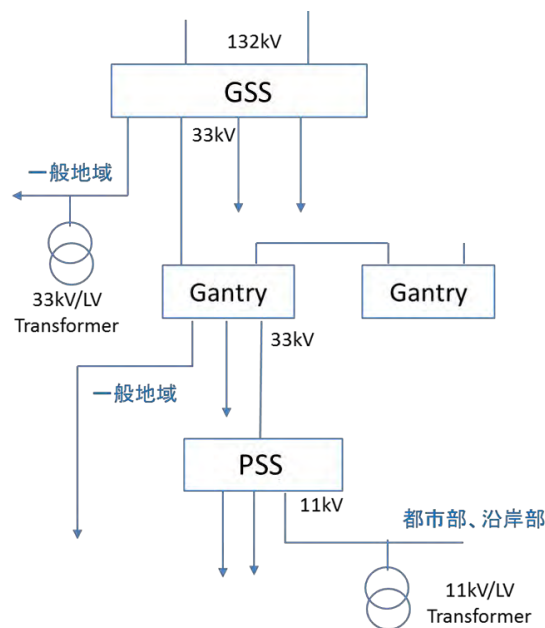
各社の保有設備は以下のとおり。

表 9-2 各社保有設備の状況

設備	単位	DD1	DD2	DD3	DD4	LECO
33kV 架空配電線	km	8,390	8,489	6,447	4,529	0
11kV 架空配電線	km	762	650	40	293	1,017
11kV 地中配電線	km	620	112	4	22	66
33/11kV 変電所	No	31	42	14	33	0
230/400V 架空配電線	km	31,734	34,162	26,824	23,117	3,336
230/400V 地中配電線	km	562	63	0	3	
配電用変圧器	No	8,345	7,950	4,889	4,268	3,590
需要家数(×1000)	No	1,432	1,808	1,063	908	538

(出典：CEB Annual Report2013, LECO Statistical Digest 2015 より JICA 調査団作成)

配電線は 33kV または 11kV の中圧配電線と 230/400V の低圧配電線で構成される。中圧配電線には、主に 33kV を使用しており、都市部や沿岸部の塩害地区には 11kV を使用している。DD1 供給エリアのコロンボ市内は全て地中化されており、リングメインユニットによるループ系統を構成しているが、その他大部分のエリアは架空の放射状系統を基本としている。以下、一般的な架空系統の構成を示す。



(出典：CEB 提供資料より、JICA 調査団作成)

図 9-2 標準的な架空配電系統の構成

GSS から引き出された 33kV 配電線は、直接供給エリアに配電されるか、Gantry(開閉所)を経て配電される。11kV 供給エリアには、PSS により 33kV から 11kV に降圧され、供給される。工業団地や重要施設については、Gantry 間の連系線新設や本線予備線方式による高信頼度の供給を行っている。

架空配電線は中圧・低圧ともに裸電線を基本にしていたが、樹木接触による停電事故削減のため、各配電会社は低圧裸電線の被覆化を進めている。また、近年の急激な地方電化により、遠隔地では GSS が少ないために、33kV 配電線と低圧配電線が長距離化する傾向にある。

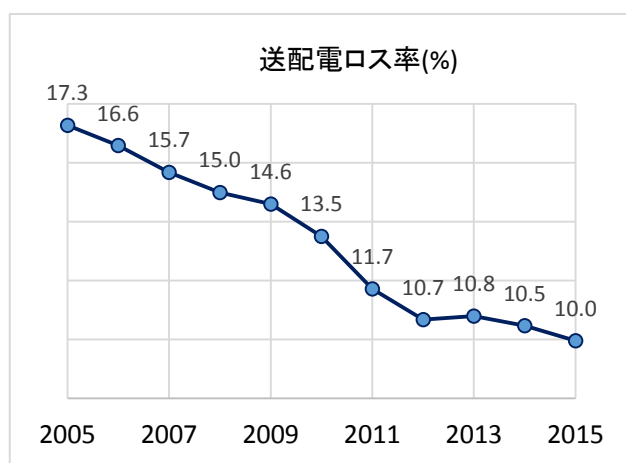
一方、LECO は PSS より供給を受けているため、中圧配電線は 11kV を使用している。南西部の海岸地区が主な供給エリアのため、近年のリゾート開発の活性化に伴い PSS の高負荷化の課題はあるものの、配電線の長距離化といった問題は発生していない。

9.2 配電増強の基本方針

配電設備の運用実績 (SAIFI, SAIDI、ロス率など) を調査するとともに、配電設備形成の基本方針 (特に供給信頼度確保策、損失低減策) について調査した。

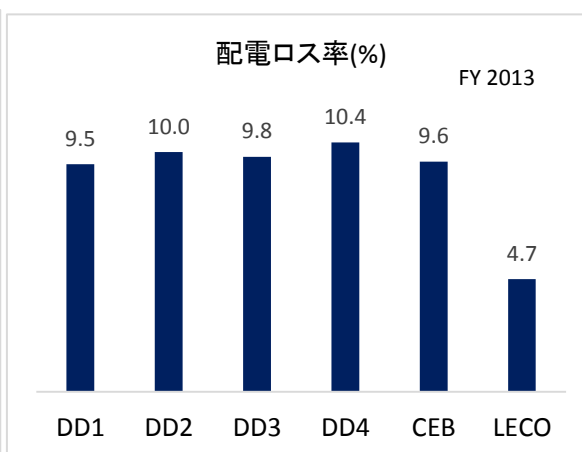
9.2.1 配電損失の低減策

CEB の送配電ロスの推移と各社の配電ロスの運用実績は以下のとおり。



(出典：CEB Statistical Digest 2005-2015)

図 9-3 CEB の送配電ロスの推移



(出典：各社データより JICA 調査団作成)

図 9-4 配電各社の配電ロス

図 9-3 で示された通り、至近 10 年で送配電ロスは大幅に削減されている (2005-2015 で約 4 割減)。また、2013 年でみると、10.8%の送配電ロスのうち、配電ロスが 9.6%と大半を占めている状況にある。中圧配電線のロスは系統解析ソフト (SynerGee または PSS/ADPT) で解析されており、各社ともおよそ 2%程度となっている。残りのロスは低圧配電ロスとノンテクニカルロスが占めているが、配電各社は定量的な数値を把握していない。後述の配電各社に対するヒアリングでロスの割合を確認したもの、あくまで定性的な数値だと思われる。

以下に配電各社のヒアリングより入手した各社の対策を列記する。

<DD1>

- 配電ロス全体は約 9%(2015 年実績)あり、そのうち中圧系統 (33kV、11kV) のロスが 2%程度、低圧系統のロスが 5%程度、ノンテクニカルロスが 2%程度となっている。
- 低圧系統のロス低減策としてシステムによる電圧降下やロスの解析はしていない。
- ノンテクニカルロス対策として、大口需要家は通信機能付きメーターによる自動検針を行い、定期的なメーターの点検も行っている。また、ADB の資金で、配電用変圧器(DT)の 2 次側に同様のメーターをつけ、ノンテクニカルロスを測定する計画がある。
- NP、NCP では中圧および低圧配電線が長距離になるため電圧降下が大きい。これらの地域では、自動電圧調整器 (SVR) による電圧改善を行っている。ただし、DD1 全体で 3 カ所のみで、このうち 1 台は、まだ運用していない。
- 都市部周辺では、11kV 配電線の昇圧によるロス低減を計画している。

<DD2>

- 配電ロス全体は 11%(2015 年実績)あり、そのうちテクニカルロスは中圧配電線で 2%、低圧配電線で 5%あり、ノンテクニカルロスは 4%程度。ノンテクニカルロスのうち、盗電の割合は 1%程度で、それほど高く無いと考えている。
- 低圧配電線のロス低減として、単相低圧電線の三相化と変圧器の新設による長距離配電線の解消を計画しているが、予算不足で十分実施できていない。
- 低圧配電線は系統解析ソフトによる検討を行っていないため、現在中圧系統で利用している SynerGEE を使う方針。
- 都市部周辺や需要が伸びているエリアの 11kV 系統は、ロス改善のために 11kV から 33kV への昇圧を行う方針。

<DD3>

- 配電ロス全体は 8%程度まで改善されてきている。そのうち 2.3%が中圧配電線、約 3%が低圧配電線のテクニカルロス、約 3%がノンテクニカルロスとなっている。
- テクニカルロスの対策としては、GSS および PSS の新增設や、過負荷柱上変圧器の増容量、分割新設を行うとともに、電線の太線化なども計画しており、低圧配電線の長距離配電ロスも変圧器の適切配置などで適宜対応してく計画がある。
- ノンテクニカルロスは Energy Management Team が対応しており、大口需要家に通信機能付きのメーターを設置し、計器の状態や使用量のチェックをして不正の有無を確認している。
- 柱上変圧器の負荷管理とロス低減を目的として、全ての DT2 次側に通信機能付きのメーターをつける計画がある。

<DD4>

- 配電ロスは 2014 年の実績は 9.2%であり、10 年間で 6%まで削減する目標がある。ロスのうち、中圧系統ロスは 2%、低圧およびノンテクニカルロスで 7%となる。7%の内訳は把握していない。

- ロス削減対策として、テクニカルロスに対しては低圧単相配電線の三相化、変電所の新設を計画しており、ノンテクニカルロスに対しては、大口需要家の自動検針、メーターの定期検査、また盗電防止の封印などを行っている。
- 配電用変圧器の負荷管理によるロス低減のため、2~3 カ所で試験的に DT 用メーターの設置を開始した。なお、メーターは通信機能を持たない。



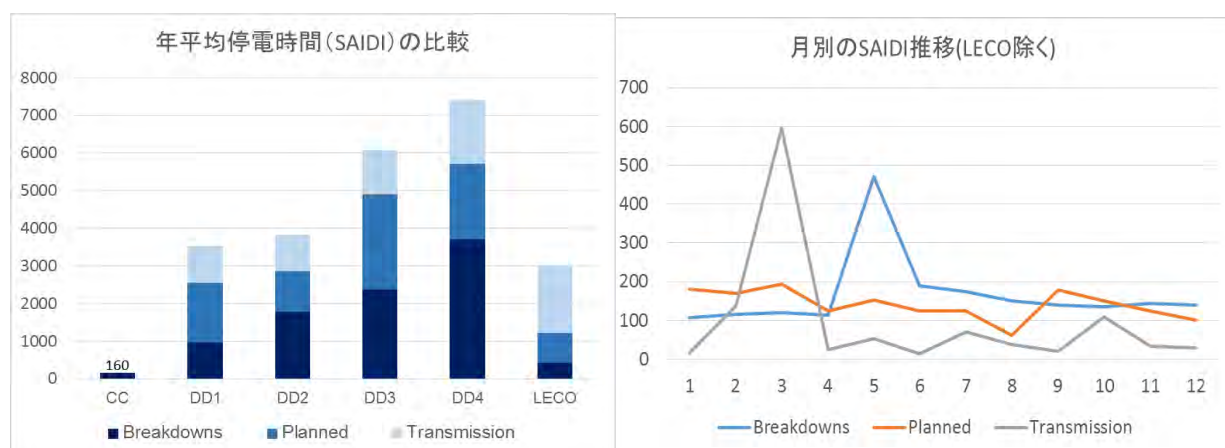
図 9-5 配電変圧器用メーター

<LECO>

- LECO の配電ロスは 3.76%(2015)であり、他 DD と比較してロスは小さい。
- 配電ロス改善策として配電用変圧器にメーターを取り付ける事で、ロスを算出して、大きい場合は各需要家のメーターの確認を行うことで、盗電やメーターの不具合を見つける事ができるようになった。
- 中圧配電線を 11kV から 33kV に昇圧して送電ロスを減らしたいが、CEB からの受電電圧が決まっているため、実現できていない。
- 配電用変圧器の稼働率が 65%を超えると対策を検討しており、規制当局(PUCSL)が定める 80%より厳しい条件で管理している。これは、ロス低減を目的としている。

9.2.2 供給信頼度の向上策

各社の供給信頼度に係る運用実績を評価するための指標である SAIDI（需要家一軒当たりの停電時間：分）を用いる。CEB では 2016 年の 1 月より SAIDI の統計を取り始めており、年間の指標が整備されたのは今回が初めてである。一方、LECO は数年前から SAIDI の統計を取っている。各社の年間運用実績は下図の通り。



(出典：CEB の 2016 実績、LECO の 2015 実績より JICA 調査団作成)

図 9-6 配電会社の年平均停電時間

図 9-7 CEB の月別停電時間の推移(2016 年)

停電時間は原因別に、設備トラブルによる停電、メンテナンス・工事による停電、送電系統の停電と分類されている。ただし、LECO は CEB より供給される 33kV 以上の系統を送電系統とした。各社の指標をみると、DD1、DD2、LECO は比較的信頼度が高いのに対し、DD3、DD4 では信頼度は低い事が分かる。ここで、LECO は 6 割程度が送電系統起因である事を考慮すると、最も信頼度が高い運用を行っていると言える。また、コロンボ市は DD1 エリアだが、他エリアの平均と比較してかなり信頼度が高い運用をしている。これは、配電線を全て地中化してループ系統を構成し、SCADA による監視制御を行っている結果である。図 9-7 をみると、3 月の送電系統の停電、5 月の設備トラブルにより大きな影響を受けている事が分かる。3 月の停電では、送電系統に全系停電が 2 件発生しており、配電各社は大きな影響を受けている。また、5 月には DD2 と DD4 を中心に自然災害の影響で大規模な停電が発生している。

停電時間を減らすには、ターゲットとする要因毎の対策が必要である。例えば、設備トラブルの停電時間を減らすには、事故の早期復旧に繋がる配電自動化、事故表示器や設備故障を減らす機器面の改善が有効である。メンテナンス停電を減らすには、停電箇所を縮小化する系統の分割連系が有効である。

以下、ヒアリングを通して入手した各社の対策状況を列記する。

<DD1>

- 低圧裸電線の被覆化は、現時点で約 10%は張り替え完了しており、新設は全て被覆電線を使用している。

- 架空系統は放射状を基本としているが、工業団地では需要家要請により専用回線による供給や、本線予備線供給を行っている。この際の必要経費は需要家が負担する。
- 33kV の配電線にはリクローザー(事故電流の自動遮断、自動再投入が可能な開閉装置)が Gantry および配電線に設置してある。リクローザーと GSS の遮断器は保護協調がとれており、配電線事故が発生した際には、事故点の電源側のリクローザーが開放して事故点が切り離される。リクローザーの設置数は3つ以上になると保護協調をとるのが難しくなる。



図 9-8 Gantry に設置されたリクローザー

- 架空配電線には電柱設置タイプの事故電流通過表示器(FI: Fault Indicator)が取り付けられている。しかし、低圧線や変圧器からの磁界の影響を受けやすく、検出精度は低い。
- 配電線事故点の発見方法は、カスタマーコールおよび FI で区間を特定したのち、架空は巡視、地中は事故点探査装置 (SebaKMT、ドイツ) を使用している。
- 上記の探査装置は、事故ケーブルにサージ電圧を印加し、サージにより発生する磁界と事故点のアーク音の時間差に基づいて事故点を約 1m の誤差で検出するものだが、日中は街中の騒音が大きくアーク音の検出に障害が出るため、事故点探査は深夜に行われる。
- 配電線事故は、全 30 エリアにエリア毎 1 人の担当エンジニアがおり、事故原因を 17 種類にカテゴライズ (樹木接触、導体焼損、悪天候、経年劣化など) して集計をしているが、故障の詳細分析と対策の立案は行っていない。
- 海岸地区の塩害対策として 33kV 用の碍子で 11kV 配電を行っているが、根本的な解決ではないと認識している。このため、耐塩碍子への取り替え、定期的な碍子の洗浄、特殊塗装などの対策を計画的に行っている。
- 工事停電を削減するため、33kV 鉄塔のメンテナンス作業に限り、ホットスティックを利用した活線作業を導入している (工具は米国の A.B.Chance 社製)。

<DD2>

- 現在、架空中圧系統は全て放射状の系統だが、供給エリアの重要度に応じてループ系統に増強する方針がある。重要箇所としては、工業団地等の産業用や主要都市を検討しており、エリアに応じて信頼度を決めている。
- リクローザーは、架空中圧配電線に設置しており、1 フィーダーあたり最大で 2 つ設置している。
- 配電線の事故点は、多くの場合は需要家からの停電連絡により認識される。コールセンターは 24 時間体制で運営しており、停電の連絡が入った後に当該営業所に連絡し、各営業所に配置している復旧班が対応する流れとなる。
- 事故点の発見は、目視による巡視で行われ、事故点を発見した際は、事故点の電源側にある負荷開閉器で事故区間を切り離し、健全区間の送電を行う。配電線の長さによっては、事故点発見に長時間を要する。
- 架空配電線の 15~20% で FI (Nortrol 製、ノルウェー) が設置しており、導体設置型と電柱設置型が混在している。一部の FI は通信機能があり、遠隔で状態監視をすることができる。



図 9-9 架空配電線用の事故電流表示器（導体設置型・電柱設置型）

<DD3>

- 供給信頼度の向上策として、FI やリクローザーなどの新設・増設を計画している。FI は導体設置型を利用しており、一部の FI は通信機能があり、遠隔で状態監視をすることができる。
- リクローザーは変電所 CB との保護協調が必要なため 1 Feeder に通常 1 カ所(Gantry)、長距離 Feeder は最大で 2 カ所(Gantry+配電線内)設置している。
- 低圧配電線を計画的に被覆電線に張り替えており、新設は全て被覆電線を使用している。
- FI は、樹木接触が多い箇所、配電線の距離が長い箇所を優先的に設置している。

- 事故原因については、裸電線への樹木接触が一番で、その後ヒューズ切れや悪天候（5月から9月のモンスーンによる豪雨、強風や年間を通して中央山岳部での雷による設備故障）などがある。
- 雷害対策としては、各変圧器の1次側や大口需要家の引き込み柱にアレスターを設置しているが、雷強度 IKL : 100 という強雷により故障に至るケースもある。



図 9-10 柱上変圧器とアレスター

- 信頼度向上のため、Vegetation Management（樹木伐採）を行っており、樹木の成長に応じて通常年3回程度実施している。樹木との離隔は低圧で5 feet、中圧で15 feetとしている。
- 一部の工場など大口需要家では、需要家要請により2回線での本線予備線供給で供給信頼度を上げている場所もある。
- DD3ではホットスティックによる直接活線工事は導入していないため、メンテナンスや新規の供給工事の際は全て配電線を停止して工事を行っている。

<DD4>

- 配電線事故の際に、対象の配電線はカスタマーコールにより判別しており、対象地区の営業所に連絡されたのちに、復旧班は目視の巡視で事故点を特定する。
- 配電線事故の主な原因は樹木接触であり、特に田舎の配電線亘長が長いエリアで問題となっている。このため、PUCSLの巡視規定に準じて、年に2回から4回の樹木巡視を行っている。
- 樹木起因の停電を減らすために、低圧裸電線の被覆化に取り組んでおり、5年間で全てを被覆電線に取り替える計画がある。
- 配電線の連系線新設による系統側の増強対策は高コストとなるため行っておらず、主にリクローザーや手動の区分開閉器設置による機器側の対策を行っている。これらの機器は通信機能を持たず、スタンドアロンの運用をしている。
- リクローザーの設置箇所は配電線のこう長や事故の発生状況により決めており、最大で

Gantry(開閉所)に1つ、配電線に1つの合計2つが設置される。GSSのリレーと保護協調をとるため、設置数は最大で2つに制限される。

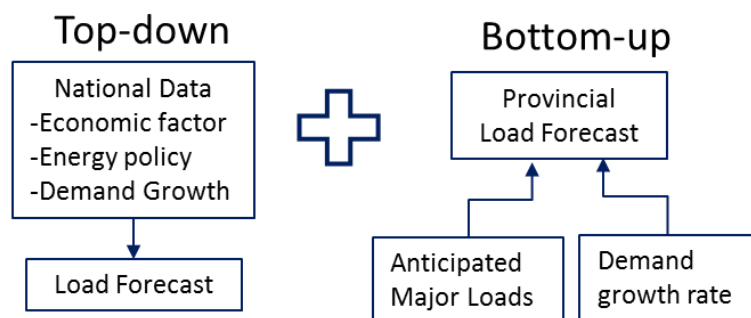
<LECO>

- SAIDI/SAIFIの統計は整備されており、2015年実績でSAIDIが50.55h、SAIFIが91回となっている。このうち、約60%はCEB系統に起因する停電となっている。
- 架空の配電系統は他の配電線と連系点をもつオープンループ系統となっており、稼働率を50%で運用してループ運用を行っている。しかし、上位系統の稼働率が大きく、負荷の切り替えができない場合がある。
- 配電線のこう長は一般に3km程度であり、1km毎に手動のLBSが設置してあり、配電線当たり3~6個設置している。停電が発生した場合は、事故区間を切り離し、健全区間の送電を行っている。また、リクローザーはGantryに設置しているが、配電線には設置していない。
- 配電線にはFIがあり、無線通信で情報をコントロールセンターに送っている。
- 配電線事故はカスタマーコールにより判明し、FIと目視巡視により事故点を探している。配電線が短いため事故点は判明しやすいが、緊急車両の取り扱いが無いため交通渋滞に巻き込まれ、事故点まで移動するのに時間がかかってしまうことが問題となっている。
- 配電線事故時の主な要因は車両衝突、第三者起因（建設現場の重機接触など）、動物、樹木接触となる。

9.3 各地区の配電増強・延伸計画のレビュー

配電各社は中圧配電系統の10ヶ年計画(Medium Voltage Distribution System Development Plan)を策定しており、2年毎の見直しを行うローリングプランとなっている。配電系統解析ソフト(SynerGEE ver3.7/3.8, DNVGL 社製)を使用して中圧配電系統のモデルを行い、地区ごとの需要トレンドと大口需要家の供給計画をもとに、将来の需要を想定し、それをもとに将来の電圧降下や過負荷による対策必要箇所を特定し、対策工事を計画している。

Demand Forecast Approach



(出典：CEB 提供資料)

図 9-11 配電計画における需要想定手法

需要想定については、スリランカ全体のマクロ経済指標およびエネルギー政策を踏まえた今後の需要の伸びに加え、各エリアの大口需要や地域負荷特性を的確に織り込んだ望ましい手法が取られている。

対策工事は、電線の張替、系統の変更といった小規模なものから、配電線の新設、変電所の増強といった大規模なものまで複数検討され、対策案の中から最もコストが安い工事が選定されており、過剰な投資を避ける仕組みとなっている。

電圧降下については、下表のとおり常時±6%、事故時±10%となっている。これらの数値は、PUCSL によって定められている。

表 9-3 Voltage Criteria

Nominal/Maximum Working Voltages	Normal		Contingency	
	Min	Max	Min	Max
	%	%	%	%
33kV/36kV	- 6%	+ 6%	- 10%	+ 10%
11kV/12kV	- 6%	+ 6%	- 10%	+ 10%
230V/400V	- 6%	+ 6%	- 10%	+ 10%

(出典：CEB 提供資料)

また、各設備の過負荷の判断は、下表のとおり PUCSL によって定められている。

表 9-4 Equipment Loading Criteria

ITEM	CRITERIA
Distribution Lines	Economic Loading, 70% of thermal rating Emergency Loading, 125% of thermal capacity
Primary Substation	Firm capacity with 25% Overloading
Distribution Substation	80% of transformer capacity

(出典：CEB 提供資料)

一方、供給信頼度については、PUCSL による規定/公表はされていない。

表 9-5 Reliability Criteria

Index	Norm
SAIDI	yet to be decided/published by PUCSL
SAIFI	yet to be decided/published by PUCSL
CAIDI	yet to be decided/published by PUCSL

(出典：CEB 提供資料により JICA 調査団作成)

増強コストの試算は各社とも実施しており、金額に応じて短期（自己資本）、中期長期（ファンド資本）としている。また、低圧系統の計画は含まれておらず、現時点では再エネ増加に関する増強工事は含まれていない。

各社の配電開発計画のレビュー及び各社からのヒアリングに基づいて、配電各社の抱える課題を整理すると概ね次のとおりとなる。

＜配電各社の課題＞

① 変電所・配電線の過負荷

各 DD の供給エリアでは過負荷の配電設備を抱えており、余力のない系統運用を行っている。安定した電力供給のため必要な設備は繰り延べされることなく適正年度に増強されることが最善である。

② 配電電圧の低下

配電電圧の低下は、33kV 配電線および低圧配電線が地域によっては長距離に及ぶことと、その配電系統の途中に電圧補償装置などが設置されていないことに起因する。スリランカ国の電力政策として、これまで地方電化を進め電化率 100%を概ね達成してきた段階であることから、今後は、配電ロス低減や顧客サービスの向上にも資する Gantry の新增設や、必要に応じた SVR やコンデンサの設置、LV ロスの低減に注力し電力品質の改善を図ることが必要である。

③ 配電 SCADA の導入

コロンボは地中配電系統で構成され、2012 年に遠隔監視制御が可能な Colombo City Control Center が運用を開始しているが、同様の Control Center は全域で 5 カ所のみであり、大半のエリアは遠隔監視制御が導入されていない。そのため停電情報はコールセンターへの連絡により情報入手し復旧対応を行っている。今後は配電 SCADA の開発・導入計画に沿った円滑な実施運用が望まれる。



図 9-12 LECO 社 Control Center

④ 樹木接触による配電事故と故障個所の早期発見

配電線事故の主な原因は樹木接触であり、特に田舎の配電線亘長が長いエリアで問題となっている。定期的な巡視による樹木伐採管理や、求められる供給信頼度に応じて被覆化など設備面での対策が必要である。また、現状は故障個所を作業員の巡視により特定しているため、長距離配電線では特定に時間がかかる状況にある。そのため、事故時のより効果的な捜査手法や装置の導入が望ましい。

⑤ 低圧系統のロスとノンテクニカルロスの解明

各社は中圧系統の解析は既に行っているものの、低圧系統のロスは解析されておらず、低圧系統のどこに大きなロスが発生しているかは、明確になっていない。低圧配電系統のロスを把握するために、DT 用のメーターについては配電各社にて予算を付け試験的に導入を進めているが、電力量の監視機能強化や電力ロスの特定、加えて停電発生時の停電エリアの早期把握にも資するため、自動検針機能を持った DT 用メーターの設置が必要と考える。

9.4 配電計画における提言

9.4.1 配電損失の低減策

配電損失には、中圧および低圧系統の潮流で発生するテクニカルロスと、盗電やメーター故障などにより発生するノンテクニカルロスがある。このため、それぞれの損失について、これまでのレビューおよびヒアリング結果より、対策を述べる。

(1) テクニカルロス

中圧配電ロスの低減策としては、配電用変電所の新設、配電線の負荷平均化などがあるが、これについては、CEB で実施している。中圧系統の配電計画については、解析ソフトを利用して十分実施している。一方、低圧配電系統のロス低減には、低圧系統のモデル化による電圧降下箇所や過負荷箇所の特定が行われておらず、対策が必要である。単相配電線の三相化、配電用変圧器の分割新設が有効である。

(2) ノンテクニカルロス

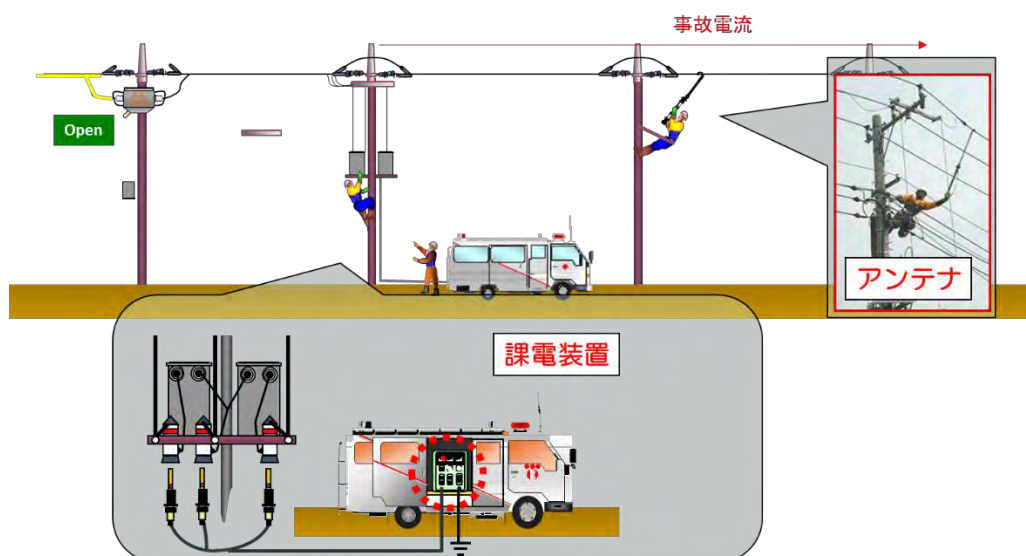
ノンテクニカルロス箇所を特定するには、変圧器へのメーター取り付けによるロス発生個所の特定が有効である。これについては、一部の DD で実証を行い効果の確認を進めている。電力量の監視機能強化やノンテクニカルロスの特定、加えて停電発生時の停電エリアの早期把握にも資するため、自動検針機能を持ったメーターの設置は有効と考える。試験実施で有効性を十分確認した上で、スリランカ全土での計画的な展開を図ることが望ましい。

9.4.2 供給信頼度向上策

供給信頼の向上策に関しては、これまでのレビューおよびヒアリング結果より、中間報告として下記の内容が挙げられる。

(1) 架空線の事故点探査による事故の早期復旧

短期的には、今後の配電線事故時の早期復旧による信頼度の向上が挙げられる。現状では FI の設置と巡視による事故点の探査方法が主となるため、配電線亘長が比較的長い架空配電系統では、日本式の課電探査方式は事故点の早期発見に貢献できる。探査手法は下図の通りとなる。



(出典：JICA 調査団)

図 9-13 事故点探査の仕組み

この方式では、停電した配電線に対し、課電装置で最大 DC15kV を印加して事故電流を発生させ、高感度な電流計を内蔵したアンテナを用いて事故電流の有無を確認し、高圧線 3 線のうち事故のある電線を特定し、事故点の方向を把握する事が出来る。これにより、目視では確認が難しいがいし破損やアレスターの内部故障を特定する事が可能となる。

事故点がアンテナより先にある場合は、アンテナが反応するが、アンテナより手前にある場合には、反応しない。このように、故障点の方向を特定する。

この方式は CEB での関心も高かったため、2017 年 1 月から 2 月の調査時に CEB と LECO の研修設備で模擬装柱を活用したデモンストレーションを実施した。

当日は、机上講習による動作原理を説明した後に、訓練電柱に故障点を模擬的に作成し、実際の装置を用いて事故点探査のデモンストレーションを行った。



図 9-14 講義風景



図 9-15 デモンストレーションの風景

尚、当デモにおいて、課電装置と合わせて、日本の過電流表示器、密閉型カットアウトについても技術紹介を行い、参加者に対してアンケートを行ったところ以下の結果となった。尚、セミナー参加者は各配電会社の計画開発部門の技術者であった。

表 9-6 Workshop のアンケート結果

質問	装置	評価
Q.1 紹介した技術にどの程度興味を持ちましたか？ (関心度合いに応じて 5 段階で評価)	事故点探査装置	4.0 点
	過電流表示器	3.7 点
	密閉型カットアウト	4.3 点
Q.2 最も印象的な技術はどれですか？	事故点探査装置	14 名
	密閉型カットアウト	10 名
Q.3 事故点探査方法は十分理解出来ましたか？ (1：不十分、5：十分理解した)		4.2 点
Q.4 事故点探査はスリランカで導入可能ですか？ (1：可能性低い、5：可能性高い)		3.8 点

参加者：58 名、有効回答数：38 名

(出典：JICA 調査団)

表 9-6 のとおり、参加者からは事故点探査と密閉型カットアウトについて高い関心を得ており、事故点探査の普及可能性の質問についても、十分高い評価を得た。但し、紹介した事故探査の機材は最大電圧が DC15kV であったため、同国の 33kV 配電線に導入するには、最適な印加電圧を検討する必要があるとの意見も頂いた。この点も含め、今後の導入に向けては、実線路において以下のような技術的課題を検証する必要がある。

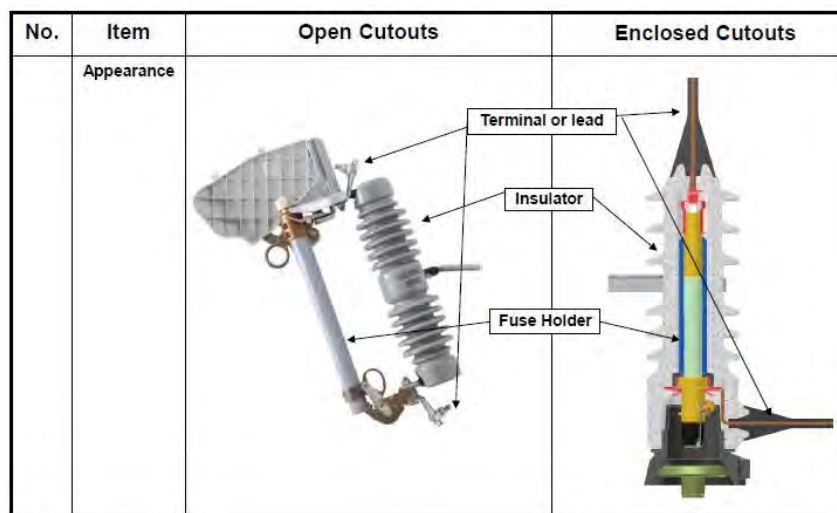
第一に、実線路に対する印加電圧を検証する必要がある。一般に、事故点探査の対象となる配電線故障は、電線路と対地間の経路が構築された完全地絡である。この場合、印加電圧と事故点の抵抗により事故電流が発生するため、探査装置の検出能力は配電線の電圧とは関係無く、事故様相（樹木接触、機器故障、塩分付着など）に依存する。従って、33kV 配電線における完全地絡も本機器が適用できる可能性が高いが、実線路の適用に向けては検証が必要である。

第二に、課電装置の検出範囲と同国配電線こう長の適用性である。本装置の印課点から事故点までの検出距離は、架空配電線路で最大で 30km とされているが、地方の配電線は 100km を超える箇所もあるためである。こうした場合は、配電線を 30km 以下に分割する、または過電流表示器などを別途設置する等の対策が有効である。第三に、印課時における安全対策である。これは、印課時に配電用変圧器を介して低圧側に電圧が発生する点を、CEB から懸念されたものである。この点については、電圧がパルスである点、印課時間が 10ms - 500ms と短時間である点、変圧器の内部インピーダンスによって二次側に発生する電流がとても小さい点により、日本では安全上問題は無いと認識されている。

この機材を導入するためには、実線路における実証活動を通して適切な電圧、検出範囲、安全対策などを検討し、最終的には費用対効果に基づいて検討する事が必要である。

(2) 密閉型カットアウトの導入

一般に、配電用変圧器を中圧配電線路から切り離すため、変圧器一次側にカットアウトを設置する。スリランカではカットアウトに開放型を採用しており、ヒューズホルダーが露出した構造となっている。一方、日本では密閉型カットアウトを採用しており、ヒューズホルダーが碍子で隠蔽された構造となっている。これにより、飛来物による接触や塩害による機器故障を防ぐ事が出来るため、配電線の信頼度向上につながる。また、機材の延命化が可能となるため、コストダウンにもつながる。以上の理由より、スリランカでも密閉型カットアウトの導入を提案したい。ただし、現在 33kV 向けの製品は製造されていないため、11kV 配電線が対象となる。機器の導入に当たっては、CEB と共同で機器の設置、メンテナンス、運用に関する詳細検討が必要である他、ポリマータイプの開放型カットアウトなどの他製品との比較検討も必要である。



(出典：JICA 調査団)

図 9-16 カットアウトの構造比較

(3) 時限順送方式と多分割多連系の導入による停電区間の縮小化

信頼度向上策として、欧米式のリクローザー方式に合わせて、日本の時限順送方式の導入が望ましいと考えられる。これは、自動開閉器が以下のロジックを元に、制御する方式である。

- (a) 電源が喪失した場合、開閉器を自動開放する
- (b) 停電後に送電された場合、7 秒間カウントして開閉器を自動投入する
- (c) (b)の後に 5 秒間カウントし、再度事故が発生した場合はロック状態にする

この方式では、保護協調が時間設定のみでよりシンプルな点と、複数の自動開閉器を直列につなげる点で優れており、長距離配電線への拡張性も高い。ただし、既に大部分の Gantry にリクローザーが設置されているため、この負荷側で適用する事で、既存の設備を生かした設備構築となる。また、リクローザーの負荷側で適用することで、変電所遮断器の動作回数は導入前と変わらないため、遮断器の寿命に影響を与える事はない。

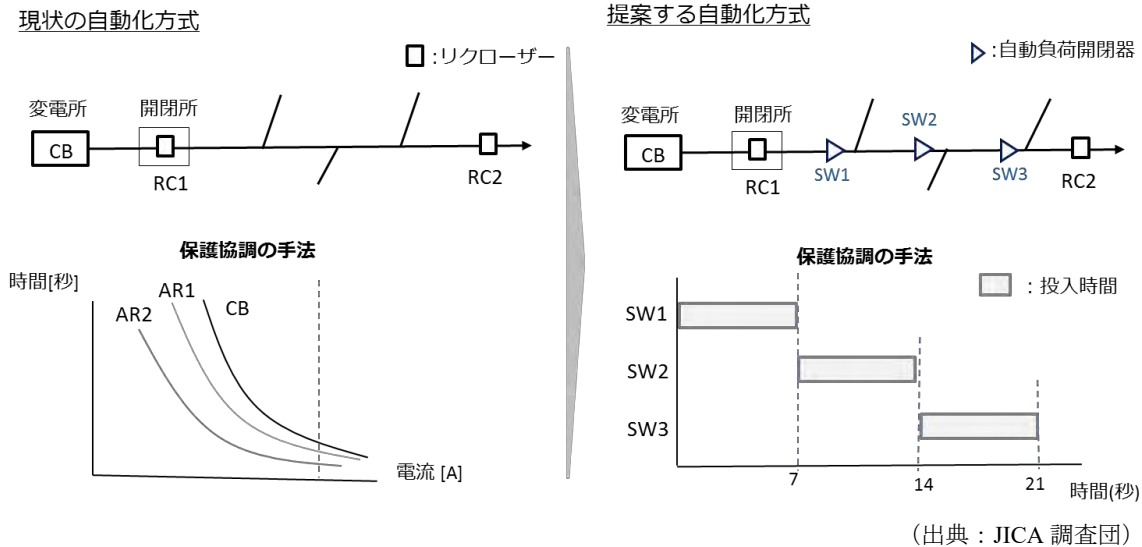


図 9-17 CEB の系統保護の課題と日本の時限順送方式

CEB 配電線への適用に当たっては、配電線の互長に応じた時限の制定や適正動作などの効果検証も必要となる。変電所における配電系統の保護リレーと時限順送方式の保護協調も、実適用に向けては動作確認検証が重要となる。

(4) 多分割多連系の配電系統への増強

CEB の配電系統は放射状を基本としており、配電線を手動 LBS で一部連系しているが、ループ運用はしていない。供給信頼度を向上するには、放射状系統からループ系統の増強が有効だが、フィーダー稼働率を 50%以下に押さえる必要があるため、稼働率低下の課題がある。この解決策として、日本では 3 分割 3 連系の系統を構築して稼働率を 75%で運用し、信頼度向上を図りつつ投資効率を高めている点が CEB の今後の設備形成ニーズにも合致する。

(5) 中圧配電線の被覆化（樹木エリアなど事故頻発箇所に対して）

低圧配電線については各社とも被覆化の計画を立て年度展開しているが、今後は樹木接触や隔離確保による公衆安全確保の観点から、必要箇所に限っての中圧配電線の被覆化も有効と考えられる。すでに、国立公園などでは樹木伐採の許可がおりないこともあり、中圧配電線路の被覆化も一部着手している。ただし、導入に際しては以下のような技術的課題も検討する必要がある。

第一に、スリランカでは被覆電線に ABC を利用しており、電圧相 3 線とワイヤーのより線となるため、接続材料や施工方法が特殊になり、普及が進まないという懸念がある。日本では、1 線ごとに分かれた被覆電線を利用しており、施工や材料も裸電線と大差が無いため、この方法が有効である。第二に、被覆電線により配電線の絶縁レベルがあがり、落雷により断線する可能性が高い点である。対策としては、線路に避雷器や放電クランプがいし等の耐雷機器の導入が必要となる。第三に、絶縁電線が沿岸部に設置された場合、塩害により断線する可能性が高い点である。これは、導体で使用するアルミと鋼が塩分を含む雨水によりイオン化して腐食する事が要因である。この対策としては、アルミ導体と鋼芯の接触を防ぐ耐塩型絶縁電線を導入する必要がある。



図 9-18 日本における典型的な高圧配電線路

(6) 配電工事における無停電間接活線工法の導入（将来課題）

供給信頼の向上については、事故停電の削減とならび配電工事に伴う計画停電の削減も将来的には課題となる。作業者の安全確保を大前提として、工事による停電を回避する方策として日本では無停電工法による工事も現在では一般的となっている。スリランカでは、工事停電を回避するために 33kV 鉄塔における間接活線工法を適用している会社もあるが、これらの工法は今後社会のニーズに応じて拡大する必要性も生じてくると思われる。そのため、11kV、33kV 架空配電工事のホットスティックによる工具類や、無停電工法に必要な工事用変圧器や工事用開閉器の導入が必要である。さらに、無停電工事の設計や工事工法の標準化を図るとともに、安全基準や工具類の点検基準を取り纏めたマニュアルの整備も必要となる。

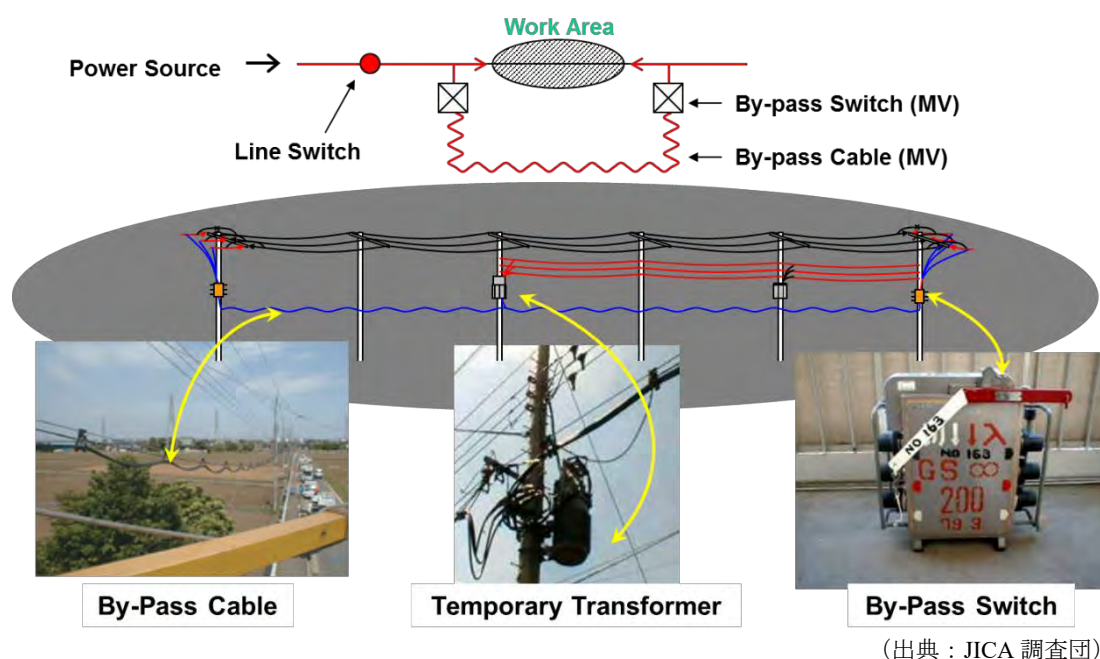


図 9-19 日本における無停電工法の一例

9.4.3 スマートグリッド導入の可能性

スマートグリッド技術として、本調査では SCADA、スマートメーター、EMS (Energy Management System) に注目し、それぞれの導入状況と今後の導入可能性について検討を加える。尚、SCADA、スマートメーターの開発については、CEB として技術面・財政面で他国に協力を要請しており、現在は AFD (フランス開発機構) に協力を打診している状況にある。将来、CEB より技術支援要請があれば対応するのが望ましい。

(1) SCADA

◇現状

スリランカでは、配電機器の遠隔監視制御が可能な SCADA の導入が 2009 年より開始されている。最初に導入されたものは DD1 の北部 3 州であり、NortRoll 社の micro-SCADA である。このシステムは制御所間のシステム連携は無く、汎用性の低いプロトコル (Lontalk Protocol) を使用しているため、Enstro 社 (フランス) の自動開閉器しか SCADA に連携出来ていないという欠点がある。このため、上記プロトコルをサポートしていない自動開閉器は、スタンドアロンの運用をしている。他方、近年導入されたコロンボとキャンディでは、汎用性が高い設計となっている。複数ベンダーの開閉器が SCADA に連携可能なオープンプラットフォームを採用しているため、開閉器、事故電流表示器などの全ての機器がシステムに連携し、事故時や定常時の遠隔監視を効率的に行う事が可能となっている。各配電会社の制御所・SCADA の導入状況は下表のとおり。

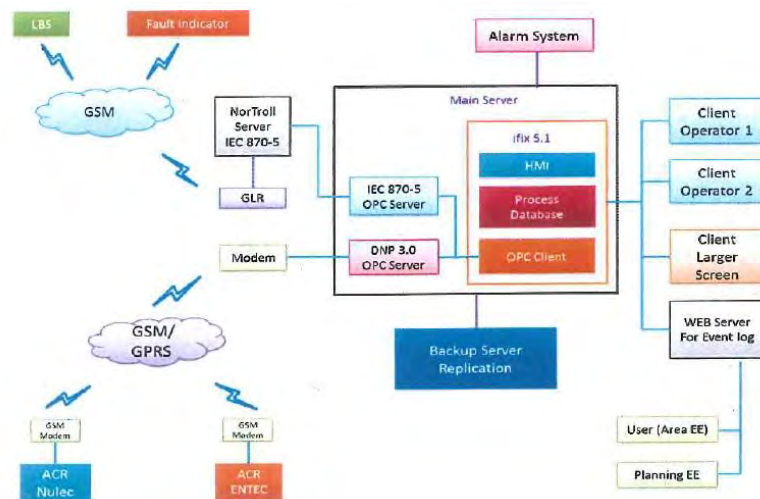
表 9-7 エリア毎の配電制御所の状況

配電会社	エリア	制御所の開発状況	SCADA システム
DD1	NWP	100%完成	NortRoll, micro-SCADA
	NCP	100%完成	//
	NP	100%完成	//
	CC	100%完成	Siemens, Spectrum Power4.5
DD2	WPN	100%完成	ICONICS, Genisis64
	CP	100%完成 (Kandy) 開発段階 (その他)	GE, ifix
	EP	設計段階	ICONICS, Genisis64
DD3	WPS2	100%完成	GE, ifix
	Sab	100%完成	NortRoll, micro-SCADA
	Uva	設計段階	GE, ifix
DD4	WPS1	設計段階	
	SP	検討段階	
LECO		開発段階	

(出典：CEB 提供資料)

◇提言

表 9-7 のとおり、配電会社毎に異なるメーカーの SCADA システムが導入されている状況にあり、システムの機能や拡張性が様々である。例えば、DD3 の WPS2 では ifix で拡張性の高いシステムを構築しており、複数のプロトコルに対応したシステムとなっている。他方、DD2 の EP では現在、特定ベンダーの開閉器のみをサポートする WSOS5 を導入している。WPS2 における SCADA システムの構成は以下の通りとなる。



(出典：CEB 提供資料)

図 9-20 オープンプラットフォームによる SCADA システム

以上より、スリランカでは配電各社のシステムを横断的にみたく、最適な SCADA システムや通信方式、自動機器の調査が必要であり、今後の課題となる。新たなシステムを検討する上では、以下 2 点について十分留意が必要である。

- ・汎用性の低い既存プロトコルのリプレイス
- ・複数ベンダーの機器連携が可能な Open Platform Communication によるシステム構築

(2) スマートメーター

◇現状

配電各社は大口需要家に対して携帯方式による通信機能付きメーターを導入しており、自動検針や不正使用の防止のために取り入れている。今後は、一般需要家のメーターについても同様のメーターに取り替える計画があるが、CEB と LECO では開発は大きく異なる。

CEB では現在 DD2 と DD4 で一般需要家に向けた実証を行っている。DD2 では、約 2,000 個のスマートメーター（中国、HEXING 社）を設置し、無線マルチホップ方式で通信を行っている。DD4 の実証では、合計 25,000 個の単相メーターをスマートメーターにする内容となる。いずれにしても、スマートメーターの開発は未だ実証段階にある。

一方 LECO では、2009 年より一部の需要家に携帯通信（GPRS）によるメーターを導入しており、2014 年より無線マルチホップ方式（Zigbee）のメーター100 台で実証している。メーター調達に関しては、本体は海外企業から調達しているものの、内蔵ソフトや付属品は自社開発している状況にある。さらに、2017 年 1 月には子会社の ANTE LECO Metering Company（中国企業：Ante Meter Company Ltd.との合弁会社、出資比率は LECO が 70%）がメーター製造工場を運営しており、年間製造台数は 100 万台を見込んでいる。製造メーターは同社エリアの需要家用のみならず、CEB や海外企業に向けて販売する方針としている。スマートメーターの開発状況については、非常に進んでいる。

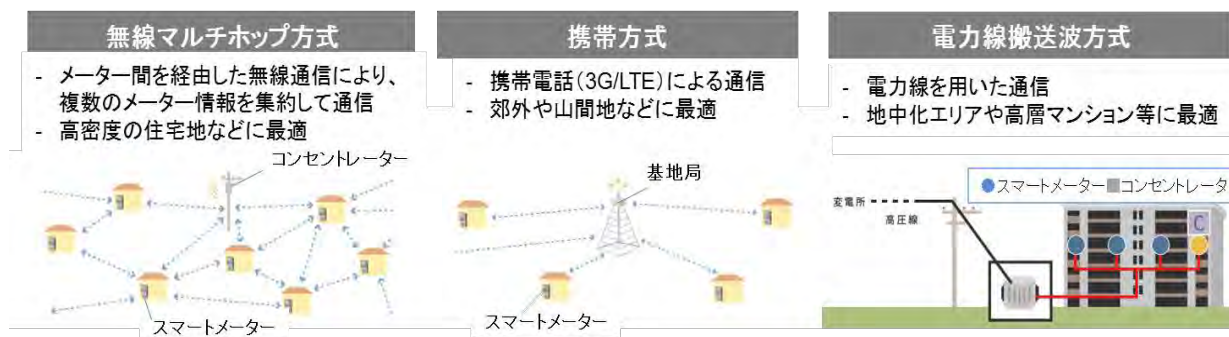


図 9-21 Ante-LECO メーター工場

◇提言

スマートメーターの技術的課題としては、通信方式と機能がある。TEPCO では 2014 年にスマートメーターの設置を開始し、2020 年までに 2,700 万世帯にスマートメーターを設置する計画である。メーターの通信方式は設置環境に応じて適材適所の方式を選定しており、無線マルチ

ホップ方式、携帯方式、PLC 方式を適材適所で組み合わせる事で、高いリカバリー率と早期のエリア展開を実現する事としている。各通信方式の特徴は以下の通りとなる。



(出典：TEPCO PG 資料)

図 9-22 スマートメーターの通信方式とその特徴

最も一般的に利用しているのは、無線マルチホップ方式であり、メーター間の無線通信により複数のメーター情報をコンセントレーターに集約した後に、データセンターに通信する。この方式の利点は、データを最大 100 カ所程度集約する事ができ、通信ポイントを削減出来るため、通信コストを削減する点である。次に利用しているのは携帯方式であり、郊外や山間部に適用している。この方式は通信状況が良いものの、1 対 1 の通信となるため通信ポイントが多くなり、通信コストは高くなる。調査団の聞き取り結果によると、無線マルチホップ方式（Zigbee）の場合は初期費用が約 6,000LKR、月額利用料が約 0.5LKR に対して、携帯方式の場合は初期費用が約 3,000LKR、月額利用料が約 5LKR との事であった。このため、初期コストは無線方式の方が高いものの、5 年が経過すると総額は携帯方式の方が高くなる。電力線搬送方式は現時点でスリランカに導入されていないが、高層マンションのように複数のスマートメーターが集結する場所は、この方式が有効となる。現在、コロンボ周辺エリアを中心に高層マンションの建設が進んでいるため、こうしたエリアでは、この方式の適用が有効である。

スマートメーターの機能としては、以下の 3 点が有効である。

- ・ 定期的な電力量の計量値をサーバーに送信
- ・ 開閉器を内蔵し、遠隔操作および契約容量に応じた使用量の制限
- ・ 電圧、電流、開閉器状態の監視

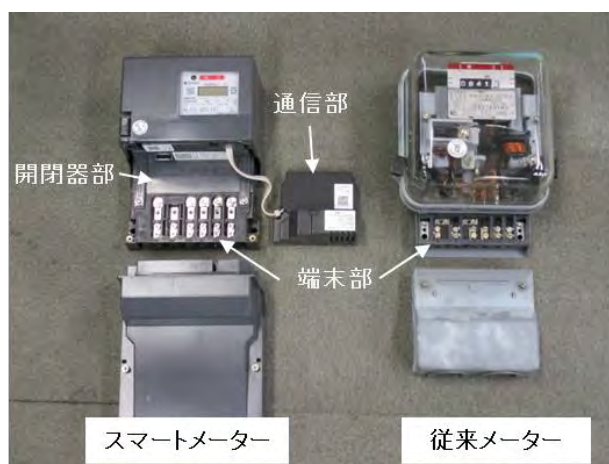


図 9-23 スマートメーターと従来メーター

(3) EMS

◇現状

系統容量に対して高い比率で再生可能エネルギーが接続されると、再エネの出力変動により系統全体の周波数が変動し、電力品質が低下する問題が発生する。EMS は風力・太陽光発電と蓄電池の制御により、電力品質を保ちつつ、再エネ出力を最大化するシステムである。

スリランカ政府は 2040 年までに再エネ 100%による電源構成を目指しており、今後配電系統に NCRE（小水力、太陽光、バイオマス、風力等）の大量導入が見込まれている。CEB では 10MW 以下の再エネが 33kV の配電系統に接続されるが、現状は小水力が大部分を占めており、現時点で問題は発生していない。しかし、より出力変動の大きい風力や太陽光が系統に増加すると、EMS が必要となる。

現在、DD1 ではスリランカ北部の Jaffna 州の Eluvaitive 島で、簡易な EMS（バッテリーインバーターシステム、SMA 社製、ドイツ）を用いた離島マイクログリッドの実証を、ADB 資金で 2016 年の 4 月より行っている。実証フェーズ後は、その有効性を評価し、同様のシステムを周辺島嶼に展開する予定である。ただし、システムの機能は各発電機の出力監視にとどまっている。

表 9-8 離島マイクログリッドシステム（ジャフナ州）

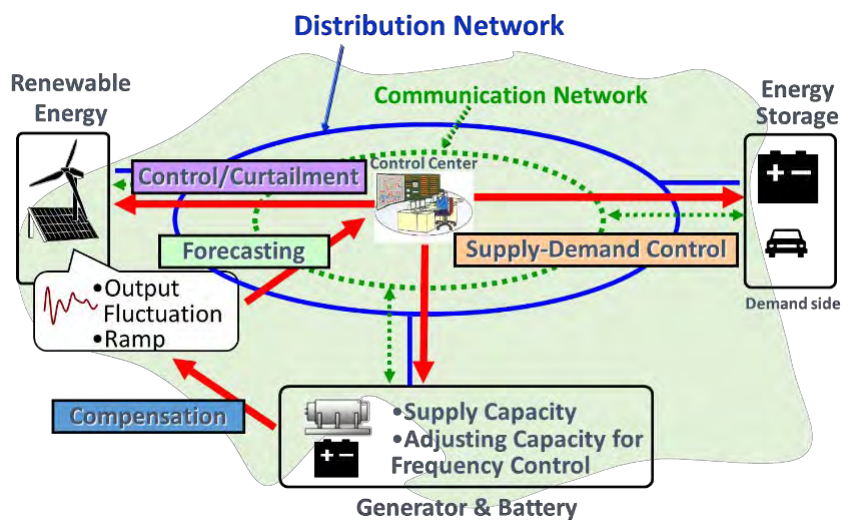
Number of Customers	800 persons
Wind Turbines	20kW
Solar PV system	46kW
Battery system	110kWh/52kW
Diesel generator	30kW

（出典：JICA 調査団）

現状スリランカに商用の EMS はまだ導入されていないが、各社とのヒアリングでは高い関心を確認した。

◇提言

日本では、島嶼地域で EMS を用いた独立系統の実証が行われている。現在、新島で行われている実証システムの概要を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 9-24 日本の離島での EMS 実証システム

スリランカには島嶼エリアが少ないため、上記システムをそのまま適用することの需要は少ないと想定されるが、一部の需要家に対してマイクログリッド構築による信頼度向上の需要はある。これは、スリランカの供給信頼度は未だ低品質にあるものの、軍事施設、病院、大型商業施設などには高信頼度の電力供給が必要とされている。

他方、近年、政府の再エネ政策により太陽光発電が需要家側に急増している。このため、系統停電時に再エネを活用した独立系統の運転システムが必要となる。

第 10 章 系統運用

10.1 系統運用業務の現状

CEB 所属の給電所（System Control Center）を訪れ、資料提供およびインタビューを通じて、系統運用の現状確認を行った。以下は、給電所の写真である。

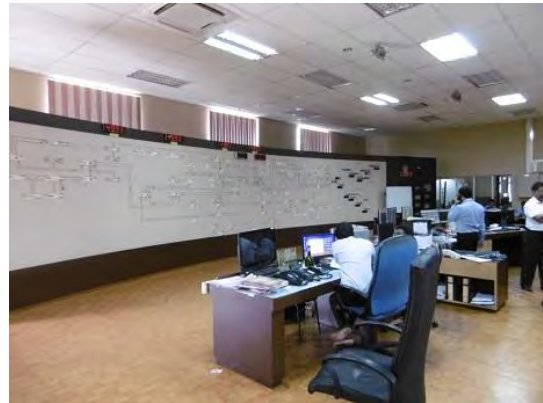


図 10-1 給電所の建物外観および指令室

10.1.1 需給運用

(1) 需要実績

至近 3 年の最大需要を、以下に示す。いずれも点灯時間帯でピーク需要を迎えている。

表 10-1 至近 3 年の最大需要および発生日時

Year	Month	Date	Time	Total
2013	April	8th	19:00	2164.2 MW
2014	May	19th	19:30	2151.7 MW
2015	September	22th	19:00	2283.4 MW

（出典：CEB 提供資料）

昨年の最大需要発生日における負荷曲線を図 10-2 に示す。

典型的な 1 日の需要変動の特徴は、以下の通りである。

- 3 時頃 最少需要となる。
- 4 時 30 分～6 時 立ち上がりが比較的急峻であり、6 時頃、朝のピークを迎える。
- 11 時 30 分 午前中のピークを迎える。
- 12 時～13 時 昼休みで需要が下がった後、需要が午前ピーク程度まで戻る。
- 16 時～16 時 30 分 仕事が終わりと、需要が一時的に下がる。
- 19 時～19 時 30 分 1 日のピークを点灯需要で迎える。
- 20 時頃 急峻に需要が減少に向かう。



(出典：CEB 提供資料)

図 10-2 2015 年最大需要発生日(2015/9/22)の負荷曲線

(2) 周波数実績

昨年の最大需要発生時間帯付近の周波数実績を以下に示す。18～22 時において、需要が 1700MW から 2300MW、そして 1500MW となるように大きく変動する時間帯における周波数実績である。



(出典：CEB 提供資料)

図 10-3 2015 年最大需要発生時間帯 (2015/9/22 18-22 時) の周波数実績

周波数は、ほとんどの時間帯で、 $\pm 0.2\text{Hz}$ 以内に収まっており、 $\pm 0.5\text{Hz}$ 以内に十分余裕を持って滞在している。

ちなみに、周波数に関するクライテリアは、以下である。

- 法定のクライテリアは、 $\pm 0.5\text{Hz}$ (50Hz の 1%)であるため、 $49.5\text{Hz} \sim 50.5\text{Hz}$

他のアジア諸国と比較しても非常に周波数の品質は高い状態に維持されていると言えるが、その理由は、以下と考えられる。

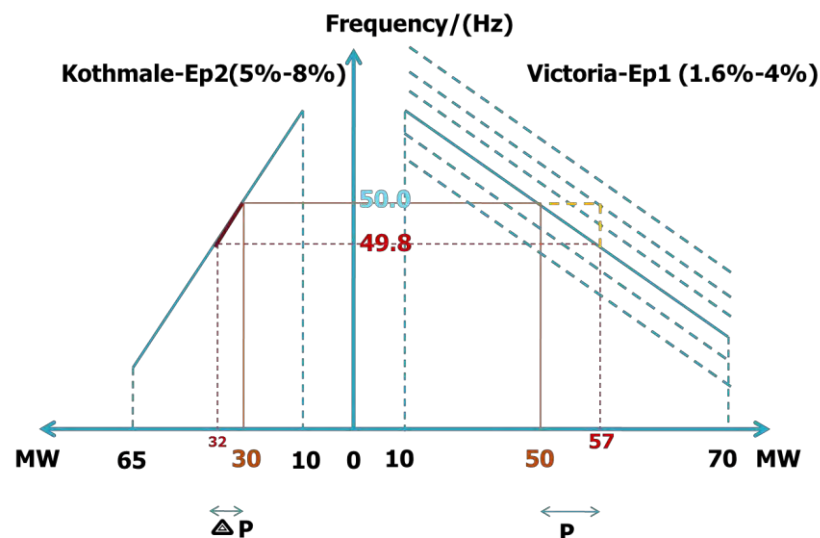
- スケジュール運転している IPP 発電機（火力機）は全容量の 10%程度であり、90%程度は CEB の発電機である。そのため、給電所からの出力調整の指令に協力的に応じる状況であること。
- 周波数調整能力の高い水力機を多く持っていること。

(3) 周波数調整

6 カ所の発電所 Victoria, New Laxapana, Samanalawewa, Kotmale, Upper Kotmale, KPS (Kelanitissa) にて、周波数調整を担っている。以下に速度調定率（ドループ）特性を示すが、それらのうち、1 台を Ep1（実質的な周波数調整箇所）の整定とし、その他は全て Ep2（緩やかな調整箇所）もしくは手動調整（補助的な調整箇所）としている。基本的には、水力機の 3 台をドループモード（Ep1 もしくは Ep2）とし、その他を一定出力（手動調整）としている。

加えて、ほとんどの発電機において、ガバナーフリーを使っている。

ただし、現状、発電所とは全て電話指令を行っており、SCADA からの出力指令は行っていない。



(出典：CEB 提供資料)

図 10-4 周波数調整箇所における速度調定率

(4) 発電機

需給運用、周波数調整に影響する発電機に関する事項を以下に記す。

- 特別な祝祭日を除く常時、運転中の最大プラントの出力が、総需要の 30%以下となるよう、必要により出力抑制を行う。実際には、Lakvijaya 石炭火力（300MW×3）が現状の最大プラントであるので、需要が 1,000MW を下回った際は、300MW 機は出力抑制が必要となる。
- 水力機は、乾期・雨期の出力変動が非常に大きい。雨期の水力出力は大きいため、その分、火力機を停止せざるを得ない。
- 水の利用は灌漑等の利用が優先され、電力用に利用することに関しては制限がある。
- 再生可能エネルギー電源として、小水力・風力があるが、現状、運転状態はオンラインでは確認できないため、電話で確認し、システムへ入力している。

(5) 周波数低下保護リレー（UFLS）

大容量発電機トリップ時など、周波数が著しく低下した場合に、緊急的に自動で負荷遮断を行い、全系的な停電を防止するよう、周波数低下保護リレー（UFLS）を設置している。スリランカにおいては、常時は高い周波数品質が維持されているが、総需要がそれほど大きくないため、比較的大きい容量の発電機がトリップした際、周波数変動の影響が大きく、全系停電につながるリスクが非常に高い。

UFLS に関する事項を箇条書きにする。

- UFLS の整定は、2 つの方式を採用している。1 つは、5 段階の周波数による動作方式であり、もう 1 つは、周波数変動率（ df/dt ）による動作方式の 2 方式である。
- それぞれの整定値を、以下に示す。
- Stage1-5 で 47%、 df/dt で 18%、計 60.5%（=47+18-4.5 4.5%は、どちらの方式からも制御対象）の需要を制御対象としている。
- 多くの需要が集中しているため、主にコロombo 周辺の変電所に設置している。

表 10-2 周波数低下保護リレー（UFLS）の整定値

Stage	Load Shedding Criteria	Load per Stage	Reconnection Criteria	Reconnecting Load
I	48.75 Hz + 100 ms	7.50%		
II	48.50 Hz + 500 ms	7.50%		
III	48.25 Hz + 500ms	11%	51 Hz + 500 ms AND $df/dt > 0.2$ Hz/s	2%
IV	48.00 Hz + 500mss	11%	51 Hz + 500 ms AND $df/dt > 0.2$ Hz/s	2%
V	47.5 Hz instantaneous	5.50%		
	47.5 Hz instantaneous OR 49 Hz AND $df/dt > -0.85$ Hz/s + 100 ms	4.50%		
df/dt	49 Hz AND $df/dt > -0.85$ s/Hz + 100 ms	13.5 % and 4.5% embedded in V		
Total	df/dt	18 % (4.5 % embedded with V)		
	Fre only	42.50%		

（出典：CEB 提供資料）

(6) SCADA

SCADA に関する事項を以下に記す。

- 発電所とは全て電話指令を行っており、SCADA からの出力指令は行っていない。
- オンライン監視ができているのは、以下の通り。
65 変電所のうち 40 カ所、29 発電所のうち 18 カ所。
- 現在、新しい SCADA の導入準備中である。Alstom 製から、GE 製に変更となる。給電所は、Sri Jayawardenapura の、国会のすぐ近くに移転する。遅くとも半年以内には移る見込みである。LED Screen となり、変電所の遠隔制御も可能となる。

10.1.2 系統運用

現在の系統図を示す。以下には、系統運用上のネック箇所を中心に記載する。

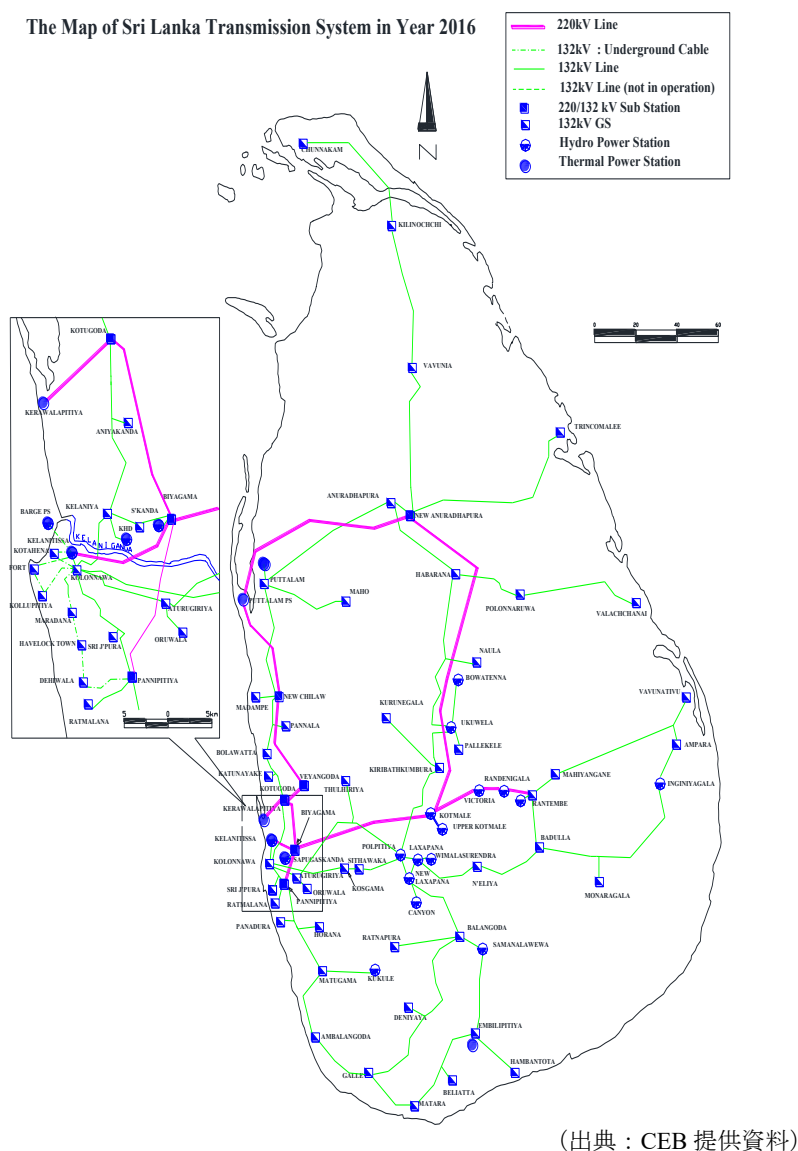


図 10-5 2016 年のスリランカの電力系統図

(1) 系統運用のクライテリア

基本方針、クライテリアに関する事項を記す。

- 系統運用に関する優先順位は、以下に基づく。

- ① 人身安全
- ② 設備保全
- ③ 安定供給
- ④ 電力品質
- ⑤ 経済性

- 電圧に関するクライテリアは、以下の通り。

常時の運用	220kV 系統は $\pm 10\%$	198kV – 242kV
	132kV 系統は $\pm 10\%$	118.8kV – 145.2kV
	33kV 変電所母線は $\pm 2\%$	32.34kV – 33.66kV

緊急時の運用（値は常時の運用と同様）

220kV 系統は $\pm 10\%$	198kV – 242kV
132kV 系統は $\pm 10\%$	118.8kV – 145.2kV

- 系統構成は、以下の考え方にに基づく。

原則的には、ループ運用をする。ただし、発電機の運転台数が多い箇所や送電線容量が小さいところは、N-1 事故時の過負荷対策で、132kV 系統を開放することがある。

また、132kV 送電線の N-1 事故時に系統分離が起きる事故ケースがある。そのため、系統盤には、4 変電所の周波数計が設置されている。

(2) 132kV 送電線の過負荷

- 南部地域の 132kV 送電線 Matugama – Pannipitiya , Balangoda – New Laxapana はともに容量が少ない送電線である。過負荷対策で、Galle の Ambalangoda 側を開放している。状況により、自流水水力の Kukule、Embilipitiya(ACE)の火力、Samanalawewa の水力が必要になる。
- コロンボ周辺 132kV 送電線 Biya – Sapugaskanda – Kelaniya – Kolonnawa - Panp は、Laxapana complex および Kukule の水力が運転していないと、N-1 で過負荷となる。乾期には、非常に厳しい。状況により、KPS(Kelanitissa)の高い費用の GT 運転が必要になる。
- 132kV 送電線 Polpitiya – Kiribatkubura、New Anuradhapura-Old Anuradhapura の N-1 事故時のカスケード防止のため、Ukuwela (Habarana 側)で CB 開放をしている。そのため、ループではなく、放射状送電となっているため、その送電線事故時には、4 変電所 (Kiribatkubura, Kurunegala, Ukuwela, Pallekele) もしくは 5 変電所 (Habarana, Polonnaruwa, Valachchenam, Naula and Ukuwela) が全停止となる。Ukuwela, Bowatenna は主に灌漑用の水力機。
- 220kV 系統にたくさんの水力が接続されている。Kotmale, Upper Kotmale, Victoria, Randenigala, Rantembe で計 820MW 現状の水力の流れは、以下の通り。
220 Kotmale – 220 Biyagama – 132 Biya – 132 Kolonnawa – 132 Polpitiya – 132 Kiribatkubura

一方、132kV 系には、水力機が非常に少ない。もし、220kV Kotmale と 132kV Kiribatkubura (非常に近い距離、1km ほど)を接続することができれば、多くの問題が解決する。

- 132kV 送電線 New Anuradhapura – Anuradhapura も N-1 送電線事故で過負荷となる。
- LPS(Lakvijaya 900MW)が運転中は、Katunayake(Kotugoda 側)で CB 開放をする。132kV 1 回線送電線事故時、他回線が過負荷となる。送電容量は、80MWX2cct

(3) 電圧低下

- 需要の大きいコロombo周辺の電圧低下対策が必須である。
- 最も過酷な状況は、雨期にコロombo周辺の火力機を停止していて、そこからの無効電力供給がないときに、電圧低下が非常に大きい。
- 220kV 系統で 198kV、132kV 系統で 115kV 程度にまで下がることがある。
- 無効電力調整は、発電機からの供給が主である。
- コロombo周辺には、SC (進相コンデンサ、Shunt Capacitor) が設置されているが、さらに、負荷周辺だけでなく、132, 220kV 送電系統により多くの SC 設置が必要である。
- キャパシターバンクが南東部の産業都市 Ampara に設置されているが、実際にあまり役に立っていない。一方、電圧低下対策が実際に必要なコロombo近郊の Biya、Kolonnawa、Panp、Sapugaskanda、Kosgawa、Ratmalana 等には設置されていない。
- キャパシターバンクは、自動では、電圧調整のためでなく、力率改善のためにしか動かない。電圧低下対策では動作しないため、当直員が手動操作で対応をしている。自動での電圧調整モードが必要とされる。

(4) 電圧上昇

- 北部の 132kV 送電線 New Anuradhapura – Vavuniya – Kilinochchi – Chunnakam は、長距離送電区間で軽負荷時には、全ての変電所で電圧上昇が発生する。New Anuradhapura には電圧上昇対策が必須である。現状少なくとも、Shunt Reactor 100MVar が必要であり、5MVar ステップの刻みも必要である。Chunnakam には 24MW 発電所があり、電圧上昇時には手動で停止されてしまう。
- LPS が運転していないときの軽負荷時、New Chulaw 周辺の電圧上昇が発生する。

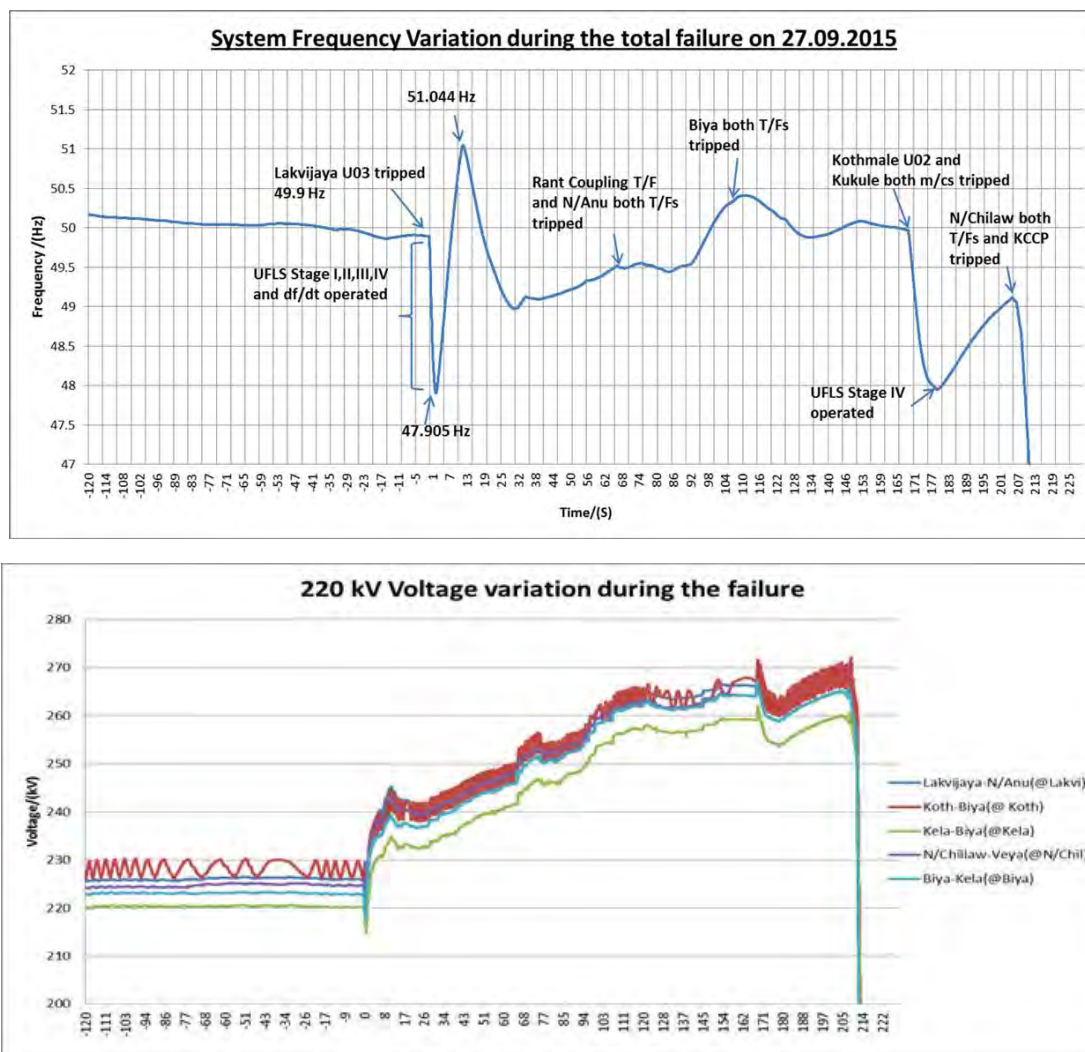
(5) 220/132kV 変圧器の過負荷

- Pannipitiya Tr の N-1 事故が発生すると、残バンクが過負荷となり、自流式の Kukule 水力の運転が必要となる。ただし、乾期には、運転ができない。
- Rantambe 220/132kV Tr は、常時 1 台(105MW)しかない。夜間ピーク負荷時、常時過負荷が発生する。そのため、当直対応にて、Badulla – Old Laxapana の CB 開放をする。Rantambe に 50MW(25MWX2 台)の主に灌漑用の水力機がある。

(6) 全系停電

現在のスリランカの系統における最大のリスクは、全系停電の発生の可能性が高いことである。

- 全系停電は、発電機トリップもしくは送電線トリップに伴う発電機停止が起因である。
- 発電機トリップの際、周波数変動については、UFLS による負荷遮断で一時的に落ち着くところとなるが、発電機からの無効電力供給不足による電圧上昇が発生し、全系停電に至る事象が発生している。
- そのような事例のひとつとして、2015/9/27 の全系停電事故時の実績を以下に示す。



(出典：CEB 提供資料)

図 10-6 全系停電に至る事故時の周波数実績および 220kV 系統の電圧実績(2015/9/27)

- 対策として、SVC 設置を検討中である。
- 最近では、2015/9/27, 2016/2/25, 2016/3/13, 2016/3/27 にいずれも全系停電 (Total System Failure) に至る事故を経験している。
- 全系停電に対しては、マニュアルが整備されている。実際に経験も多く、対応にはたけている。3 時間以内に、全送電が可能である。
- 試送電機は、以下である。月に 1 度動作試験をしており、事故後、15 分で立ち上げが可能である。

1. Kelanitissa GT 16MWX4
2. New Laxapana
3. Victoria, Kotmale, Mahaweli
4. Samanalawewa

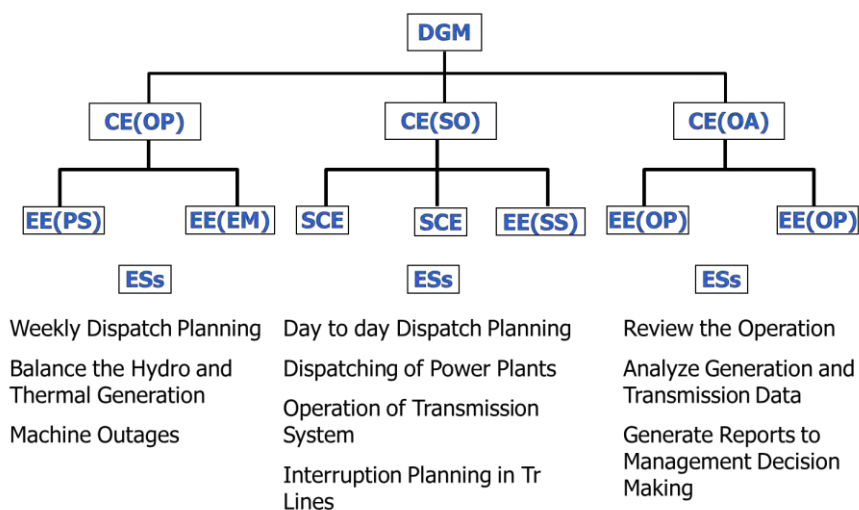
10.1.3 給電所の要員

給電所の組織・要員は、DGM (Deputy General Manager)を筆頭に、以下の3つの課に分かれていて、それぞれの担当業務を記す。それぞれの組織に、CE (Chief Engineer) 1名およびEE (Electrical Engineer) 2～3名がいる。当直員が16名を含め、合計で25名の組織である。

- 運用計画課 (Operations Planning Group)
週間需給計画作成
- 系統運用課 (System Operations Group)
前日および当日の需給計画作成
作業停止計画など系統運用全般
当日の需給・系統運用（給電所当直員もこの課に属する）
- 運用監査課 (Operation Audit Group)
運用実績のレビュー
発電・送電データの分析
経営に資するものを含む各種報告書作成

給電所当直員は、2名のElectrical Engineerと2名の補助員の計4名で、1つの班を構成している。計5班あり、3交代勤務を行っている。Electrical Engineerは計10名、補助員は欠員もあり計6名いる。

給電所の組織図を以下に示す。



(出典：CEB 提供資料)

図 10-7 給電所 (System Control Center) の組織図

10.2 系統運用業務の改善提案

以上の情報収集結果より、系統運用業務の現状についての評価を、以下に記す。

- 周波数品質においては、他のアジア諸国と比較して、非常に高い状態に維持されている。
- 電圧調整は、コロンボ周辺における電圧低下、北部の長距離送電系統における電圧上昇などの問題が顕在化している。運転中の発電機からの無効電力供給に依存しているため、停止時には非常に厳しい状態となる。最悪の際は、発電機トリップ時に全系停電に至る事象が発生している。
- 送電線の回線数、また、変圧器の台数が少なく、設備容量も小さいため、常時及び N-1 事故発生時の過負荷発生の可能性が非常に高い。
- 事故時の停電復旧対応は、迅速、的確な系統運用ができており、十分なレベルにある。
- 最大のリスクは、設備過負荷および電圧調整の能力限界により、全系停電が発生してしまうことである。

給電所とのインタビュー、要望確認結果についても考慮した上で、上記の問題に対する抜本的な観点からの改善提案は、以下の通りである。

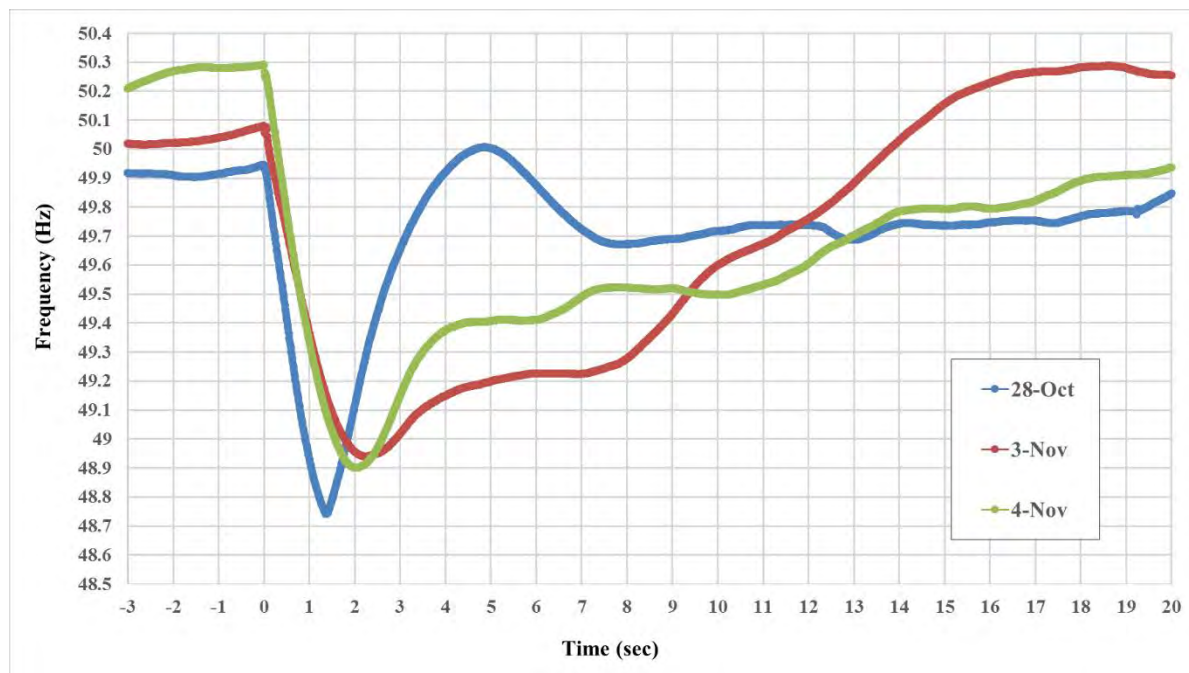
- 送電計画として、送電線、変圧器の増設を、今後の需要増加を見越した上で適切に行う。
- 電圧調整を発電機に依存しないよう、送電計画の中で、適切な検討の下、調相設備を導入し、機器による電圧調整対応を実施する。

これらについては、8 章 送電系統開発計画の中で、反映した検討を実施した。

10.3 発電機単機出力の最大値

(1) 系統定数の算出

単一電源脱落による大きな周波数変動記録を元に、系統定数の算出を行う。UFLS による負荷遮断が伴う場合は、応動が複雑化するため、一機の発電機脱落時の実績を採用した。提供された周波数実績について、以下の 3 ケースを元に算出を行った。



(出典：CEB 提供資料)

図 10-8 System Frequency Variation of One Unit Trip on Oct. and Nov. 2016

- 2016 年 10 月 28 日 23 時 30 分頃
 事故前の総需要 1,265MW
 Kelanitissa GT7 号機 80MW 発電機トリップ 49.946 → 48.741Hz
 系統定数の算出を行うと、 $K1 = 80 / 1265 / (49.946 - 48.741) = \underline{5.248 \%MW/Hz}$

- 2016 年 11 月 3 日 17 時 00 分頃
 事故前の総需要 1,741MW
 Kelanitissa GT8 号機 100MW 発電機トリップ 50.080 → 48.941Hz
 系統定数の算出を行うと、 $K1 = 100 / 1741 / (50.080 - 48.941) = \underline{5.043 \%MW/Hz}$

- 2016 年 11 月 4 日 8 時 30 分頃
 事故前の総需要 1,500MW
 Kelanitissa GT7 号機 115MW 発電機トリップ 50.292 → 48.901Hz
 系統定数の算出を行うと、 $K1 = 115 / 1500 / (50.292 - 48.901) = \underline{5.512 \%MW/Hz}$

現在の系統定数は、上記の 3 ケースの平均をとり、5.3%MW/Hz 程度である。

将来の検討にあたっては、以下の理由を考慮し、10%MW/Hz を採用することとする。

- ・今後インバータ機器の導入等、負荷の特性が変わっていくことが想定される。
- ・日本における事例では、50Hz 系統で 8%MW/Hz であり、先進国では、10%MW/Hz 前後の数値であること。

(2) 許容電源脱落量の算出

スリランカのグリッドコードには、以下の記載がある。

49.5Hz ～ 50.5Hz	常時の運用範囲
47.5Hz ～ 52.5Hz	緊急時に、周波数が変化しうる可能性のある範囲

通常、発電機の周波数に対する耐量（TEPCO の系統連系技術要件より）は、以下である。

48.5Hz ～ 50.5Hz	連続運転可能
47.5Hz ～ 51.5Hz	運転可能
48.5Hz	10 分程度以上、運転可能
48.0Hz	1 分程度以上、運転可能
47.5Hz	機器保護の理由で発電機運転ができない周波数。この値となると、即時に発電機が解列されるため、全系停電に至る。

上記より、電源脱落時における周波数変動幅として、48.5Hz を維持できるよう、1.5Hz を許容する範囲と考える。安全側のマージンを考え、それ以上の周波数低下は回避する。なお、低い需要の際には、事故前の周波数は、50Hz 以上で運転している可能性が高いことを考慮した。

系統定数 10%MW/Hz、周波数変動幅 1.5Hz とした場合、許容される電源脱落量は、総需要の 15%と算出される。

(3) 単機最大出力の算出

許容される電源脱落量、すなわち単機最大出力が、総需要の 15%として算出される。スリランカにおける将来の需要想定は、2040 年の最大出力として、6.2GW 程度である。最小出力は、その 4 割程度であることから、2.5GW 程度である。よって、単機最大出力は、2.5GW の 15%として、370MW である。

表 10-3 発電機単機最大出力

項目	値
2040 年の最大出力	6.2GW
2040 年の最小出力	2.5GW
2040 年時点の発電機単機最大出力	370MW

(出典：JICA 調査団)

ただし、軽負荷時に系統容量の 15%以下となるまで出力を低下させる運用をすることで、370MW 以上の発電機導入をする可能性は考えられる。

また、例えば、600MW の発電機を導入し、運転する際には、あわせて、230MW 以上の揚水発電機の運転と組み合わせることで、系統への影響がなく、導入が可能となる。仮に、600MW 運転中に電源脱落した場合には、保護リレーにより、瞬時に揚水モードで運転中の揚水機を遮断することで、周波数低下への影響を回避できる。

第 11 章 長期投資計画

11.1 資金調達の前提

スリランカの電力事業が必要とする投資は発電、送配電分野に大別される。

電力セクターに大きな改革がなく、今後も CEB が現在の業態で行くことを前提とすれば、送配電の設備投資は CEB 本体が行わなければならないことになる。米国の一部州、地域のような系統システムオペレータを取り入れることはしない前提とする。

一方、発電設備は CEB、IPP、JV など選択肢があり得る。事業形態や資金調達先のそれぞれのメリット、デメリットを比較検討する。

PUCSL もその基本方針として、電力事業の政策方針を示す General Guideline に、「発電部門は IPP を歓迎する。送配電部門は政府による調達で、海外の援助機関からの借入に頼る。主要な水力は政府資金による。」としている。水力発電については、大規模なダムは発電用途のみならず、灌漑、森林保全など多目的に利用される前提とされる。

11.1.1 送配電設備

(1) 送電設備

送電については、CEB の送電部門による 1 社独占体制であり、送電設備への投資は CEB が自ら行わなければならない。資産、運用管理を自ら行うことから、送電設備は 100% CEB が保有することになる。CEB の現在の財務体質では自己資金による設備投資が難しいことから、財源の多くをスリランカ政府の国家予算や援助機関からの支援に負うことになると考えられる。既に ADB や JICA が援助している。なお、CEB としては、送電設備のメンテナンスや改修は自己資金で行うが、新規送電網の建設などはドナーに依存することになる。

LTDP2015-2024（以降 LTDP と省略する）は外貨、内貨別に 2015 年以降の送電部門への必要投資額を示している。この資金の大部分は海外ドナーからの借入に依存することになる。

(2) 配電設備

配電については、CEB の配電部門 DD1～DD4 と子会社 LECO が保有、管理している。配電設備投資は送電同様、CEB（あるいは LECO）が自ら行うことになる。LECO は独立した子会社として独立採算を行い、必要な設備投資は自らの資金で行う。一方、CEB の配電部門は短期で小規模な改修などは自己資金で対応するものの、配電自動化など中長期・大規模な設備投資は、現在の財務体質では自己資金で実施することが難しく、スリランカ政府の国家予算や援助機関からの支援に負うことになると考えられる。PUCSL も、General Guideline において「送配電システムの強化は技術、財政面でドナー機関の支援を期待したい」としている。

現在は電化率が実質的に 100%に達し、新しい配電線建設プロジェクトはなくなり、改修や増強が中心となっている。

低圧配電線の設備投資費用は CEB 内部の割り当てによる。必要資金の 20%程度しか割り当てられず、後手後手になっているのが実情である。中圧の設備投資費用はプロジェクトごとにドナーのファンドがつくことが多い。現在ではもっぱら ADB の援助に依存している。

11.1.2 発電設備

送配電設備に対し、発電設備については、PUCSL が「発電部門は IPP を歓迎する。水力（揚水）は、政府資金による。」としているとおり、極力 CEB の設備投資資金を使わない調達を検討することとなる。

なお、大規模水力のダムは多目的であり、また、揚水発電設備はピーク対応、負荷調整の機能を持つため、IPP としては経済的に見合わない上、CEB が自ら所有・管理する必要があることから、政府資金によってまかなうこととなる。なお、FIT の対象から外れる 10MW を超える再生可能エネルギープロジェクトは発電コスト次第で民間事業者が採算に合うと判断するものは IPP として事業投資が行われる。

また、ミニ水力はバイオマス、風力、太陽光発電同様に再生可能エネルギー発電設備として扱い、買取制（Feed-in-Tariff: FIT）の対象となる。

発電容量が相対的に大きく、設備投資額も大きくなる火力発電については、CEB 自身の設備投資、IPP、JV、さらにはこれらをミックスした PPP といった選択肢が考えられる。

11.2 他ドナーの支援状況

CEB が発電設備、送配電設備を所有・運営する場合、日本（JICA、JBIC）、世界銀行、アジア開発銀行が主なドナーとなっている。2013 年の実績（単位：百万ドル）は、日本 323、IDAs（主に世銀）174、ADB スペシャルファンド 109、韓国 52、米国 49、EU 諸機関 41、豪州 40 などである。

11.2.1 ADB

(1) 政策支援

政策支援については、5 年間の Country Partnership Strategy (CPS) をローリングしているが、インフラ整備（送配電）から、①クリーン＋持続的な発電（renewable）、②Energy Efficiency（省エネ、スマートメーターの導入など）にシフトしてきている。

2014 年に TA で、“Renewable Energy Master Plan”の作成を支援したが、政権交代のため、未だ承認されておらず、公開はしていない。

(2) 配電設備

配電については、現在 98%の電化率を 100%にするための支援（Electricity Supply Reliability Improvement Project）を行っており、2016 年 7 月、1.15 億ドルを直接 CEB に貸し付けた。その際にスリランカ政府の保証を求めている。また、CEB の財務体質が悪化していることから、ファイ

ナンシャル・コブナントにおいて以下に示す財務ターゲットを求めた。また、スリランカ財務省が CEB の借入額に上限を設定するとしている。

表 11-1 アジア開発銀行が設定した財務目標

指標	目標値
流動比率	2018 年：90%、2019 年：95%、2020 年：100%
負債比率	100%

(出典：ADB 提供資料)

9.4.3 節に記載の通り、スリランカ北部の Jaffna 州の Eluvaitive 島で、簡易な EMS（バッテリーインバーターシステム、SMA 社製、ドイツ）を用いた離島マイクログリッドの実証を、2016 年の 4 月より行っている。この実証研究は無償資金協力であったが、次のステップとして、周辺の 3 島（Delft, Analaitivu, Nainativu）においても同様に風力、太陽光、バッテリー、ディーゼルのハイブリッドシステムを導入する予定である。その資金のうち、2 百万ドルは JFPR（Japan Fund for Poverty Reduction）の無償資金であるが、4 百万ドルは借款である。

(3) 発電設備

再生可能エネルギー支援として、マナー・ウィンドファームへの融資を行っている。マナー・ウィンドファームは総出力 375MW の計画で、275MW 分は民間資本に委ねることもあるとされるが、CEB は第 1 期の 100MW を自己所有とすることを ADB に伝えた。ADB の融資合意額は総額 200 百万ドル。25MW x 4 ブロックで、キャップ付き feed-in-tariff 方式（12 cents/kWh を上限）。

ただし、ADB は、商業性のある発電プロジェクトへの支援は行わないとしており、今回のマナー風力プロジェクトへの貸し付け支援は初の大規模再生エネルギーであることから例外的なものである。（ADB は、100MW の大規模プロジェクトで CEB がコストをどこまで吸収できるか見極めたいとしている。）

なお、将来の LNG 火力への融資は、基本的に実施しないが、燃料供給設備や既設石油火力の燃料転換については、融資する可能性はある。

(4) スリランカーインド間国際連系線

本プロジェクトの詳細設計に対して、10 百万ドルを融資することでスリランカ政府、インド政府と合意している。この融資はスリランカ政府が全額借金して実施するが、建設時には、両国に融資する予定である。スリランカ側のカウンターパートは MPRE、インド側は Power Grid である。現在は、まだコンサルタントの調達前の段階であり、2018 年に調達を始める予定である。詳細設計実施後は、大きな問題がなければ、両国に対して建設費を融資する予定である。

(5) 貸し付け条件

ADB の貸し付け条件は原資の出所により条件が異なる。一つは通常の借款で LIBOR + 40bps + 10bps で、5 年間据え置きの後、20～5 年で返済するもの。もう一つは Special Fund を活用するも

ので、2%固定、25年返済というもの。現在、6ヶ月の円、米ドル LIBOR はそれぞれ、約 0.01%、約 1.29%で推移していることから、前者のほうが有利となる。

ADB の借款は優遇された借入条件であるが、CEB に直接貸し付けるものについては、政府保証が必要としてきた。

11.2.2 WB

世界銀行はスリランカの LTGEP2015-2034 の評価を行うなど、電力セクターの政策支援を行ってきた。その一環として、WASP に代わる電源計画検討ツールである OPTGEN について、要員のスキルアップを図る研修プログラムを実施している。

スリランカに対しては、個別のプロジェクトへの直接の融資は原則として行わない。しかしながら、CEB としては、南東部の Siyambalanduwa に計画している Solar Farm (100MW) の整備費用（土地造成、アクセス送電線の建設など）への融資を期待している。

11.3 発電設備の所有・事業運営形態

スリランカの電力事業は CEB 1 社によるシングルパイヤーモデルとなっているが、発電部門そのものは自由化されており、中核的電気事業者である CEB の他、IPP による発電も認められている。また、会社が設立された段階ではあるが、CEB が他企業と共同出資する JV も始まっている。

11.3.1 CEB 本体

CEB が発電設備を自ら建設、所有、運営する形態で、これまでほとんどの発電設備は CEB が所有してきた。

最大の課題は、CEB に建設資金がなく、政府補助に頼らざるを得ないこと、また、政府としても国家予算で調達するには、他国の ODA ドナーに依存せざるを得ないことである。政府からの転貸を含めて CEB 本体への貸し付けが発生し、CEB のバランスシート上、負債が増える。ODA ローンは民間金融からの借入に比べて有利な借入条件ではあるが、CEB の財政上の負担は大きい。このため、PUCSL は、水力発電など民間事業者 IPP に委ねられない設備投資を国の責任で行い、IPP に委ねても問題の少ない火力発電は極力 IPP に委ねたいとしている。

ODA ローン以外に、輸出信用機関（ECA）の輸出信用を活用する手法もあり、ODA に比べて金利面では不利になるものの、早期の決断が可能となる。

なお、「CEB が自分で建設すると高いものを調達する」との批判が一部見られるが、ODA ローンの場合等でコンサルタントを起用すれば、彼らが適正に設計、入札、工事監理をチェックするため、不当に高いものにはならない。

11.3.2 独立発電事業者 (Independent Power Producer: IPP)

PUCSL が「火力発電は IPP を歓迎する」としているように、IPP は今後増える、あるいは主要形態となる事業パターンである。IPP は事業実施、資金調達ともに民間事業者が行うことから、CEB は電力買取料金を負担するのみである。

CEB はこれまでに 11 の IPP 発電プロジェクトと買電契約を締結してきた。（うち 1 件は契約期間 2 年、出力 15MW のディーゼル発電。）これまでに買電契約を終了した 7 プロジェクトは主に年間の最低引取保証量（MGEA）を定める買電契約のパターンで、CEB の運転指令による実際の発電量が契約量に満たなくても CEB はその契約量の価格を支払わなければならない。おもに 15MW までの小型ユニットが多く、そのアベイラビリティも 80% 程度を想定して最低引取量を決めている。一方、現在も契約が続いている 4 プロジェクトのうち最近契約締結された 3 プロジェクトは MGEA を決めずアベイラビリティに基づいて契約するタイプの買電契約である。アベイラビリティは運転できる状態を保つ契約であるため、キャパシティチャージが MGEA 型に比べて高く設定される。単機容量が比較的大きな CCGT に適用され、ベースロード電源となることが多い。アベイラビリティは通常 90% に設定される。CEB は、今後は容量の大きなアベイラビリティに基づく契約が中心となるとしている。

表 11-2 スリランカの IPP プロジェクト

	Lakdhanavi	ASIA Power	Colombo Power (Note 2)	ACE Matara	ACE Horana	ACE Embilipitiya (Note 3)
Commercial Operation Date	Nov. 1997	Jun 1998	Jul 2000	Mar 2002	Dec 2002	Apr 2016
End Date	Nov. 2012	Jun 2018	Jul 2015	Mar 2012	Dec 2012	Apr 2017
Contract Period (years)	15	20	15	12	10	1
Location	Sapugaskanda	Sapugaskanda	Colombo Port	Matara	Horana	Embilipitiya
Free Start/Stops per Contract Year	No Start/Stop charge	240 Starts	80 Start/Stops	160 Stops	160 Stops	200 Stops
Guaranteed/Installed Capacity (MW)	22.5	51	60	20	20	100
MGEA (per year) (GWh)	156	330	420	167	167	698
Efficiency	37.30%	37.3%	38.9%	37.1%	37.3%	38.0%
Fuel	HFO	HFO	HFO	HFO	HFO	HFO
Plant Factor (%) (Reference) (Note 1)	79%	74%	80%	95%	95%	80%

	Haladhanavi	Northern Power (Note 4)	AES	West Coast	Aggreko
Commercial Operation Date	Dec 2004	Dec 2007	Oct 2003	May 2010	Jan 2010
End Date	Dec 2014	Dec 2019	Oct 2023	May 2035	Dec 2012
Contract Period (years)	10	10	20	25	2
Location	Puttalam	Chunnakam	Kelanitissa	Kerawalapitiya	Chunnakam
Free Start/Stops per Contract Year	50 Stops	No Start/Stop charge	No	No	n.a.
Guaranteed/Installed Capacity (MW)	100	6.5	163.5	270	15
MGEA (per year) (GWh)	698	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Efficiency	42.1%		45.2%	41.7%	
Fuel	HFO	HFO	Auto Diesel	HFO	Auto Diesel
Plant Factor (%) (Reference) (Note 1)	80%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Note 1: Plant Factor = MGEA (GWh)/Generating Capacity (MW) x 8760hrs

(出典：CEB 提供資料)

Note 2: CEB acquired the plant after PPA ended.

Note 3: Original contract was from April 2005 to April 2015 (10 years).

Note 4: Operation was suspended under a court order in September 2016.

今後建設予定の電源設備のうち、2019 年（1 月）に運転開始とされる、「1 x 300MW Natural Gas Fired Combined Cycle Power Plant (Western Region)」について、2016 年 11 月 15 日、電力・再生可能エネルギー省（MPRE）が入札公示を公表した。当面は重油を燃料とする CCGT とし、LNG 設備が整った段階で天然ガス（LNG）に燃料を転換する予定である。

一般に、IPP からの買電価格を抑えたい場合には、入札段階でプライスカップかけるか、複数事業者による、真に競争が働く競争入札とすることである。

CEB にとっての IPP のメリットは、巨額の初期投資を行わなくて済むことである。資産を増やすこともなく、貸借対照表に影響を与えない。

一方、買電価格を定期的（毎月）に払わなければならない。民間の IPP 事業者が取る事業リスクは政府資本が取ることでできる事業リスクとは異なる。このため、民間資本の事業リスク分を織り込んだ買電価格で長期間にわたって買電しなければならいため、PPA の契約条件によっては高くつくこともありうる。

今後、容量の大きな火力発電所を IPP に委ねる場合、アベイラビリティに基づく買電契約が中心となるが、シナリオ B のように、再生可能エネルギーが普及し、高稼働するようになれば、IPP の発電量が抑えられることになり、ベースロードとして期待した IPP のメリットが生かせず、高い買電価格の割に発電量が少なくなることが予想される。

なお、再生可能エネルギーも今後は IPP による開発が主流となる。こうした再生可能エネルギーからの買電については、標準電力購入契約が PUCSL によってエネルギー源別に定められているが、発電事業者には有利な価格での長期買取保証となっている。

11.3.3 官民共同出資 (Joint Venture: JV)

2009 年電力法第 9 条が発電ライセンスについて、「25MW を超える発電免許は CEB、地方自治体、会社法による企業以外には与えられない。会社法による企業については、政府または政府系機関が財務次官 (Secretary to the Treasury) の定めるシェアを保有しなければならない」と定めている。(ちなみに政府機関の出資比率がゼロなのが IPP である。) JV は CEB が民間企業と共同で設立する特別目的会社 (SPC) であり、CEB の説明によれば、CEB がマイノリティを取っても発電事業運営上のメリットがないことから、実際には少なくとも 50% 以上の出資比率をもつことになる。

電力部門の JV の唯一の例としては、トリンコマレー発電会社 (TPC) があげられる。これは、インド火力発電公社 NTPC と CEB が 50% ずつ出資して特別目的会社 SPC を設立し、トリンコマレー湾のサンプルに 2021 年、2022 年にそれぞれ 250MW x 1 基の石炭火力発電所を建設するものであった。計画では資本金は 30% (すなわち CEB と NTPC は全費用の 15% ずつ出資)、残り 70% は借入とする。インド政府とスリランカ政府の合意により、CEB が供出すべき 15% 分はインド政府が借款で貸し付けることになっている。なお、同プロジェクトはサンプル石炭火力建設中止の決定により、現時点で先行きが不明となっている。

CEB は、今後の JV についても TPC と同じパターンにすることを期待している。すなわち、CEB が出資する分はドナー国が援助する。さらに、機器納入マニファクチャラーや建設請負など EPC に参画する企業がそれぞれにファイナンススキームを持ち込むことを期待している。(たとえば、日本の製造業者が参画する場合には当該 JV のために JBIC のバイヤーズクレジットを手配するなど。) これにより、純然たる ODA は使えなくても、ECA 機関のソフトローンを活用できる。

JV は出資者の組成こそスリランカ政府機関と民間 (外国) 企業の組み合わせとなるが、運営会社は発電のための SPC となり、当該 SPC の事業採算がとれるような売電を行っていくことになり、構造上は IPP と変わらない。すなわち、電源タイプごとに稼働率に基づく Fixed Charge と発電 (燃料使用) に基づく Energy Charge の 2 本立ての買電契約 (Power Purchase Agreement: PPA) を CEB と締結することになる。

ノン/リミテッドリコースのプロジェクトファイナンスにより当該 SPC を運営するため、CEB 本体へのバランスシートへの影響は回避される。(発電資産の計上はないが、SPC への出資としてバランスシートに現れる。)

なお、電力卸売りにおいて、CEB が売り手と買い手の双方に介在することになる。IPP からの買電価格が高いと CEB は考えているが、JV からの買電価格がどうなるかは発電プロジェクトの

燃料、稼働状況次第となろう。詳細は先行例がなく、TPC の契約詳細も入手できないために不明であるが、TPC は CEB への売電収入で借入金を返済することになる。さらに、インド政府からの資本金部分の借款も返済する必要があるが、この部分は配当から支払われることになると考えられる。いずれにしろ、JV 形式の IPP という位置づけになるため、IPP のメリット、デメリットがそのまま当てはまることになると考えられる。

11.3.4 官民連携 (Public Private Partnership: PPP)

PPP は官民が連携して公共性の高い事業をより効率的・効果的に行うことを目指すスキームで、民間事業者の資金やノウハウを活用して社会資本を整備し、公共サービスの充実を進めていくものである。(公共施設等の設計、建設、運営に民間の資金とノウハウを活用し、公共サービスの提供を民間主導で行う Private Finance Initiative (PFI) も PPP の代表的な手法の 1 つである。このほか公設民営 (DBO) 方式、包括的民間委託なども含まれる。)

スリランカでは財政委員会 (Finance Commission: 国や地方自治体の財政を監理する国の独立委員会) も「PPP アプローチ・理論と実務」(“Public Private Partnership: Theory and Practice”)という文書において、PPP を類型化しており、IPP や BOT、BOO も国や国家機関 (CEB) が必要とする電力を民間が開発し、CEB に売電するという意味合いから、PPP の一種としている他、上記の官民共同出資 (JV) も官である CEB と民間企業が連携するという意味で PPP であるとしている。

こうした発電事業のほか、発電事業関連では複数の発電事業者に共通する基盤インフラの開発も PPP となる。例えば、複数の LNG 火力を複数の事業者 (民間、CEB 等) が運転するに当たり、これらのプロジェクトが共通して利用するような、基礎となる LNG 受入基地 (受入設備、タンク、ガス化装置、パイプラインなど) や港湾設備を PPP で行うという構想が考えられる。その場合、この PPP の当事者は発電会社の他、CEB も参画することになるが、LNG の輸入を一手に引き受けるセイロン石油公社 (CPC) が中核となるものと考えられる。

具体的にはコロombo 周辺に複数の LNG ガス火力発電所 (当面は重油焚きのコンバインドサイクル火力発電所だが、LNG が導入された時点でガス火力に燃料転換する) が計画されており、発電所自体は IPP あるいは JV あるいは CEB が所有・運用するが、コロombo 港の受入設備やガス化施設、さらには、各発電所へのガスパイプラインは PPP 会社が運営することになる。そこには裨益者である発電会社 (IPP や JV の SPC、あるいは CEB) が資本参加するほか、LNG 輸入会社である国営石油会社 CPC も出資することになる。

発電事業者にとって、個別に LNG 受入設備を持たなくて済むメリットがある。(そもそも、既設の発電事業者は燃料転換の基礎インフラの費用負担まで求めるのは合理的でない。)

ODA 供与機関は、PPP を活用したインフラ整備を促進する支援プログラムを検討するようになってきた。例えば、JICA は円借款による包括的支援として VGF 円借款、信用補完スタンド・バイ借款、エクイティ・バック・ファイナンスといった支援プログラムを行っている。この中でもとくに、エクイティ・バック・ファイナンスは、開発途上国政府・国営企業等が出資する PPP インフラ事業に対して、日本企業も事業運営主体に参画する場合、相手国の公共事業を担う SPC

に対する相手国側の出資部分に対してエクイティ・バック・ファイナンス円借款を供与するものである。

例えば、スリランカ向けに円借款が供与されるためには、

- 日本企業が出資するインフラ事業であり、スリランカ政府、政府機関が出資すること、
- スリランカのカントリーリスクの問題等で、一般の金融機関の貸付などによるバックファイナンスが成立しないこと

が条件となる。金利、返済猶予期間などの貸付条件は一般的な円借款と同じルールが適用される。

11.4 (CEB にとっての) 資金調達方法の比較

CEB が発電設備や送電設備を建設・所有・運営する場合、自己資金がないため、スリランカ政府からの補助金に頼ることになるが、スリランカ政府もその資金源を他国ドナーからの借款に依存せざるをえない。その場合には、ODA 機関のローンを活用する、あるいは、輸出信用機関(ECA)の信用スキームを活用するといった選択肢がある。

11.3 節で述べた事業形態によって適用される ODA の選択肢も異なるが、主なものは以下の通りである。なお、こうした援助は発電分野だけでなく、CEB／スリランカ政府が建設する送電設備投資の資金源としても適用されるものである。

11.4.1 ODA 供与機関からの借り入れの利用

ODA 供与機関には世界銀行や ADB のような国際機関と、日本の JICA のような DAC 諸国の援助機関がある。

スリランカのこれまでの借款実績で中心的なものは 2 国間援助である。特に電力分野は円借款に依存するところが大きかった。将来の電力設備投資の資金調達先としても引き続き日本からの借款への期待が大きいと考えられる。こうした ODA ローンは、スリランカ政府から日本政府への要請が上がり、そのうえで、交換公文を締結し、供与機関と受け手であるスリランカ財務省との間にローンアグリーメントが結ばれてから供与が開始される。

2 国間 ODA ローンの一例として、仮に将来の発電設備の資金源を日本からの円借款に依存する場合、その主な条件は、2017 年 3 月時点の「円借款供与条件表」の一般条件では以下のとおりである。

- ・ 借款の金額：プロジェクト総費用（外貨分）の 85%まで、残りは CEB 負担
- ・ 金利：固定金利の場合 1.40%、変動金利の場合 円 LIBOR+15bp
- ・ 通貨：日本円
- ・ 償還期間：固定金利の場合 25 年（据置期間 7 年）、変動金利の場合 30 年（据置期間 10 年）
- ・ 返済方法：元本均等払い（6 か月ごと）
- ・ 調達条件：アンタイド

なお、過去の電力案件では (1) 全国送配電整備・効率化計画（H27 年度、249.3 億円）、(2) 大コロンボ送配電損失率改善計画（H24 年度、159.41 億円）、(3) ハバラナ・ヴェヤンゴダ送電線建設計画（H23 年度、95.73 億円）などがあげられるが、この 3 件については、いずれも金利は 0.3%、償還期間 40 年、据置期間 10 年となっており、JICA が公表している「円借款供与条件表」の優先条件が適用されている。

円借款は、仮に優先条件が適用されず一般条件となっても、スリランカの市中銀行からのローン（2017 年 6 月時点で金利は約 12%）など他の財源に比べて優遇された借入条件である。

なお、円借款はスリランカ政府が借り入れ、CEB に転貸することになる。その際に、転貸条件として金利が上乗せされることもあり得るが、現在は CEB の財務状況が悪化していることから転貸金利が加えられることはない。

このような ODA ローンを適用する際の問題としては、次のようなことがあげられる。

- ・ スリランカ政府の方針として対外債務を最小限にしたいとしている。このため、スリランカ政府の借入限度額が制約条件となる。
- ・ CEB の場合、送電設備投資資金を優先して譲許性の高い ODA ローンにより調達したいとしており、発電プロジェクトへの適用は優先度が下がる。（PUCSL は「発電設備は IPP で調達させたい。」としている。）
- ・ 石炭火力については、（ECA 機関のバイヤーズクレジットの適用条件である）OECD アレンジメントでスリランカの場合 300MW 以下については亜臨界圧も可としているが、ドナー国が高効率でない石炭火力発電技術にローンを供与したとらない可能性がある。
- ・ ODA ローンは供与・被供与国家間の合意が必要であり、スリランカ政府からドナー国（円借款なら日本政府）への要請があり、日本国内の審査を経て、交換公文、ローンアグリーメントが締結され、ODA 実施機関（JICA）からスリランカ政府に貸し付けが行われることになる。仮にフィージビリティ・スタディ（FS）が存在しない場合、協力準備調査により FS を作成する期間、さらに借入国政府の要請から借款契約の調印までの時間を踏まえると、2 年程度を要する可能性があり、建設に先立って十分な準備期間を見ておく必要がある。

11.4.2 輸出信用機関（ECA）の金融支援の活用

ODA ローンを待てない場合、あるいは何らかの理由で ODA ローンが受けられない場合には、輸出信用機関の輸出金融を活用する方法もある。CEB がある国（たとえば、日本）の製造業者の発電機器を輸入する場合には、当該国の ECA（たとえば JBIC）の輸出金融を得ることができる。

この輸出金融の条件（金利、適格性）は OECD 加盟国であれば、OECD 公的輸出信用アレンジメントに基づいて支援するため、どの国の ECA（米国の USEXIM 等）でも同じ条件となる。ただし、OECD に加盟していない中国輸出入銀行の条件は別である。

日本の場合を例にとれば、JBIC の輸出金融であるバイヤーズクレジットの供与条件は次のとおりである。なお、バイヤーズクレジットを出す際には、借入事業者（ここでは CEB）が日本の貿易保険である NEXI の貿易代金貸し付け保険を同時に付保しなければならない。また、JBIC は必ず民間金融と協調融資を行い、単独で貸し付けることはない。これらの前提条件も OECD 諸国であれば同じである。（ただし、民間金融の貸付金利は各国、各銀行まちまちであり、最終的な金利は多少異なる。）

ここでは、日本の ECA 機関である JBIC と貿易保険機関である NEXI の貸付条件を示す。概要は以下の通り。

(1) JBIC の輸出金融（バイヤーズクレジット）：

- ・ 対象：外国の輸入者（CEB）が日本からの設備等の輸入に必要な資金を直接融資する。必ず市中銀行との協調融資の形態を取る。
- ・ 融資形態：民間銀行との協調融資。JBIC の融資比率は 60%以下。

- ・ 融資金額：輸出契約金額の範囲内で、頭金を除いた金額。JBIC の融資割合の上限は 60%。
- ・ 融資条件：OECD 公的輸出信用アレンジメントに基づき決定される。
- ・ 金利：5.70%（米ドルベースの市場貸出基準金利 3.11%と、国分類やバイヤーの分類等の条件により JBIC リスクプレミアム試算ソフトで計算されるリスクプレミアム 2.59%の合計、2017 年 6 月）
- ・ 融資通貨：日本円、米ドル
- ・ 前払い金：民間銀行ローン額の 2～2.5%
- ・ コマーシャルフィー：民間銀行ローン額の 0.5%
- ・ 償還期間：12 年（ただし、スリランカの場合、亜臨界圧の石炭火力は 10 年）
- ・ 償還方法：元本均等払い（6 か月ごと）
- ・ その他の条件：スリランカの場合、スリランカ政府による政府保証を求める。民間銀行のローン額について、外国の輸入者（CEB）は NEXI のバイヤーズクレジット保険に加入する。

(2) NEXI のバイヤーズクレジット保険：

- ・ 保険金額：政治リスクは民間銀行融資額の 97.5%。商業リスクは同 95%。ただし、スリランカ政府保証が付いていれば政治リスクは 100%カバー。
- ・ 保険料：民間銀行融資額の 13.107%。【2017 年 6 月時点。NEXI プレミアムレート計算 URL】
- ・ 保険料の支払い：最初に全額一括支払い。

JBIC の輸出金融はスリランカ政府の政府保証が付き、貿易保険の条件が整い、民間銀行との協調融資が整えば、ODA 借款に比べて短期間で成立する。

11.5 発電設備に関する資金調達方法の比較

11.5.1 比較検討ケース

火力発電設備は、今後、民間事業者である IPP が所有して CEB に売電する形態が主流となると想定されている。しかしながら、IPP だけに期待していると、CEB が供給力を必要とする時期に必ず発電設備が建設されるという保証がないため、供給力が不足する事態を招く懸念がある。このため、CEB が主体的に石炭火力発電設備を建設する場合も考慮して、以下のケースについて、CEB の費用負担の比較を実施した。

表 11-3 資金調達方法の比較検討ケース

案	条件
Case 1	CEB が実施主体となって建設する。 建設費全額を市中銀行から借り入れる。
(参考)	建設費の 85%について、譲許性の高い ODA ローン等を活用する。
Case 2	JV として CEB が 50%出資する SPC を設立し、SPC が実施主体となって建設する。 CEB は運転開始後 20 年間 SPC に capacity charge を支払う。 建設費全額の 15%を CEB が出資する。出資金は全額借り入れる。 Capacity charge の額は SPC が IRR 11.5% ⁴⁰ を得られるレベルとする。 BOT 契約として、運転期間が 20 年経過後には CEB に移譲する。
(参考)	上記のうち、CEB の出資分について Equity Back Finance を活用する。
Case 3	IPP が実施主体となって建設する。 CEB は運転開始後 20 年間 IPP に capacity charge を支払う。 Capacity charge の額は IPP が IRR 11.5%を得られるレベルとする。 BOT 契約として、運転期間が 20 年経過後には CEB に移譲する。

(出典：JICA 調査団)

11.5.2 検討の条件

以下に示す石炭火力 300MW を建設する。

表 11-4 検討の条件

建設工事費	536.4 million USD	建設単価 1,788 USD/kW
建設期間	4 年	1 年目 20%、2 年目 30%、3 年目 30%、4 年目 20%
運転可能年数	30 年	

(出典：JICA 調査団)

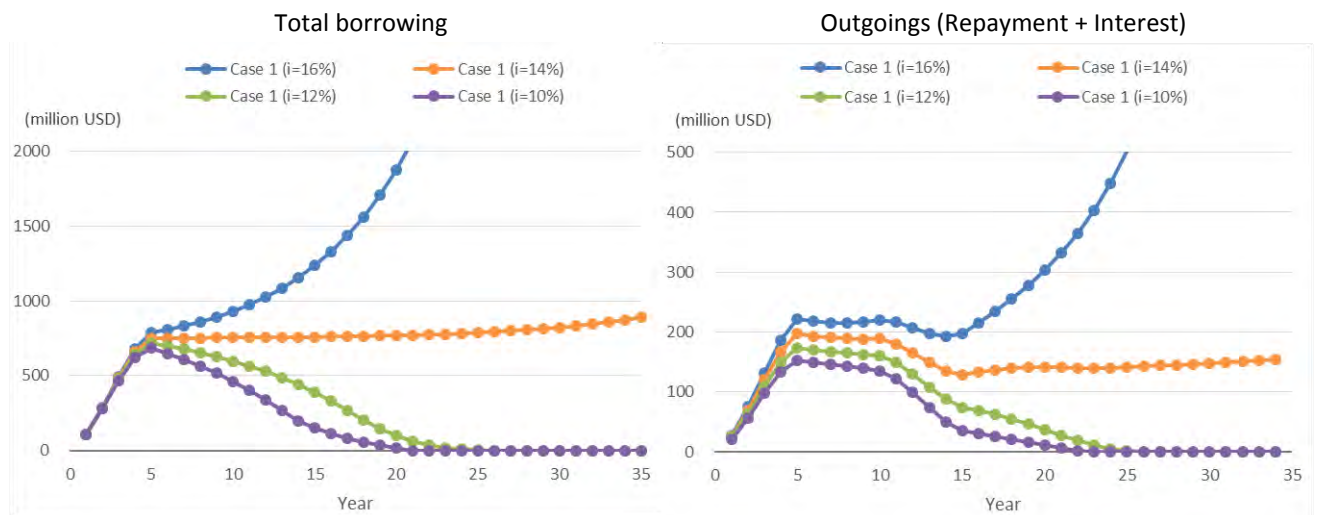
⁴⁰ Average Weighted Prime Lending Rate の 2017 年 1 月～3 月の平均値 (Central Bank of Sri Lanka)

11.5.3 検討結果

(1) CEB が実施主体となって建設するケース（Case 1）

CEB が市中銀行などから全額借金をして発電所を建設する。工事期間中の 4 年間は収入が全くないため、その間の金利及び返済金については、すべて同率の金利で借金を追加する。発電所が運転開始する 5 年目以降は、発電所の運転による収入が見込めるが、その収入額は、IPP への支払額（ただしリターン分を除く）と同額（毎年 104.8 million USD）とした。このため、5 年目以降において収入額が支出額を上回る場合には、追加の借金は不要であるが、支出額が収入額を上回る場合には、その差分はすべて同率の金利で借金を追加する。

借入金利が 16%, 14%, 12%, 10% の場合について、各年の総借入金と支出額（金利＋返済金）の推移を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 11-1 各年の総借入金と支出額（金利＋返済金）の推移（Case 1）

借入金利が 16% の場合には、金利負担が大きく、借入金が増え続けていき、完全に事業として破たんする。借入金利が 14% の場合には、借入金は横ばいのまま減らすことができず、事業として破たんする。借入金利が 12% の場合には、運転開始後 17 年、借入金利が 10% の場合には、運転開始後 13 年で、借入金の返済が完了する。

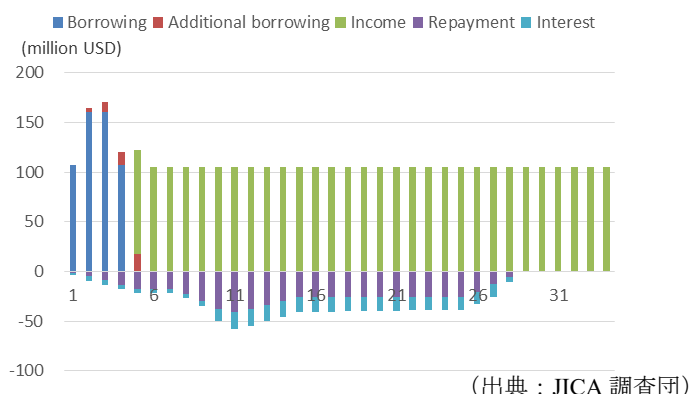
各ケースのキャッシュフロー比較を以下に示す。プラス側が収入（キャッシュイン）、マイナス側が支出（キャッシュアウト）である。



(出典：JICA 調査団)

図 11-2 キャッシュフローの比較 (Case 1)

参考までに、建設費の 85%について、譲許性の高い ODA ローン等（金利 2%、償還期間 25 年、返済猶予期間 7 年）を活用する場合におけるキャッシュフローを以下に示す。なお、建設費の残りの 15%は市中銀行から金利 16%で借り入れることにしている。



(出典：JICA 調査団)

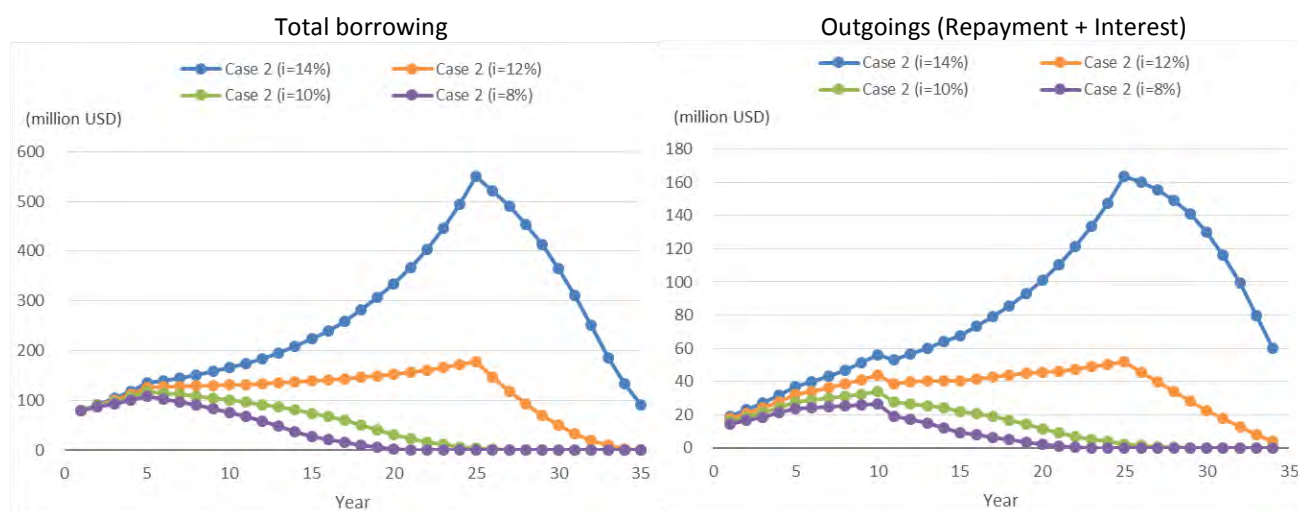
図 11-3 キャッシュフロー (Case 1：ODA ローンの場合)

金利が低いことと、返済猶予期間 7 年あることで、建設費の残りの 15%を市中銀行から金利 16%で借り入れたとしても、借入金の返済は容易である。

(2) CEB と他企業が SPC を立ち上げ、SPC が実施主体となって建設するケース (Case 2)

CEB と他企業が SPC を立ち上げ、SPC が実施主体となって発電所を建設する。SPC 立ち上げの際に、CEB は資本（全体の 30%）の半分を市中銀行などから全額借金をして出資する。工事期間中の 4 年間は収入が全くないため、その間の金利及び返済金については、すべて同率の金利で借金を追加する。発電所が運転開始する 5 年目以降は、SPC も IPP と同様に扱い、SPC に対して電力購入費（毎年 133.7 million USD）を支払う。その際のリターン額は、建設費に対して 5.4%とする。（ROI=5.4%、30%出資の場合には ROE=18%）なお、出資金に対するリターンは CEB の収入となる。運転期間が 20 年を経過すると、設備は CEB に移管され、CEB の所有となる。

出資金の借入金利が 14%、12%、10%、8% の場合について、各年の総借入金と支出額（金利＋返済金）の推移を以下に示す。

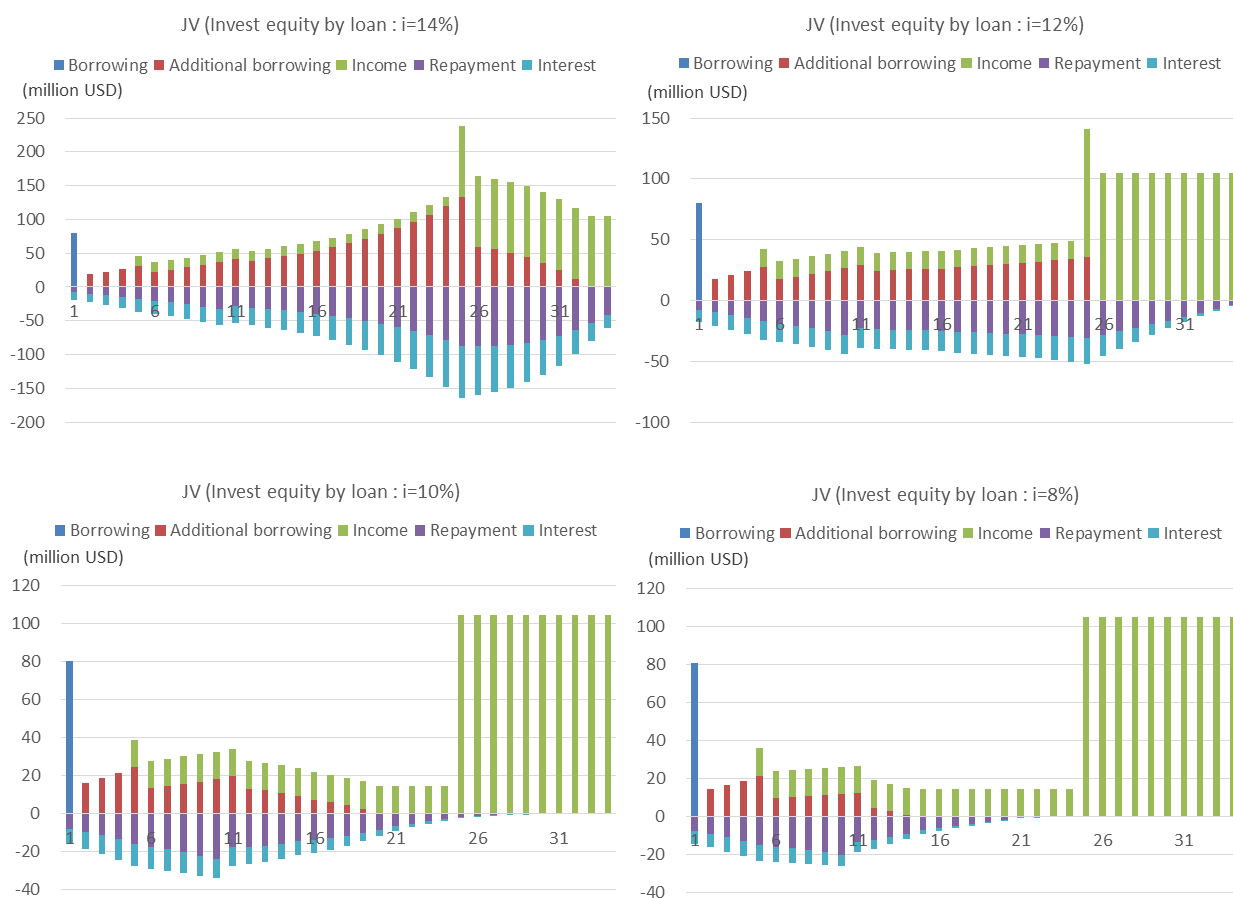


(出典：JICA 調査団)

図 11-4 各年の総借入金と支出額（金利＋返済金）の推移（Case 2）

借入金利が 14% の場合には、運転終了時でも借入金が返せない。借入金利が 12% の場合には、運転開始後 30 年、借入金利が 10% の場合には、運転開始後 19 年、借入金利が 8% の場合には、運転開始後 14 年で、借入金の返済が完了する。

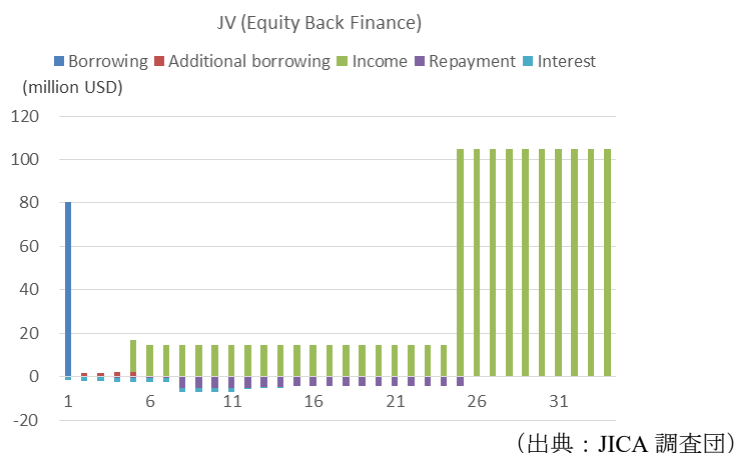
各ケースのキャッシュフロー比較を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 11-5 キャッシュフローの比較 (Case 2)

参考までに、SPC への投資資金について、譲許性の高い Equity Back Finance (EBF、金利 2%、償還期間 25 年、返済猶予期間 7 年) を活用する場合におけるキャッシュフローを以下に示す。EBF を受ける条件としては、少なくとも SPC への共同出資者は日本企業であることが求められる。



(出典：JICA 調査団)

図 11-6 キャッシュフロー (Case 2 : EBF の場合)

金利が低いことと、返済猶予期間 7 年あることで、借入金の返済は容易である。

(3) IPP から電力を購入するケース (Case 3)

発電所が運転開始する 5 年目以降、IPP に対して電力購入費（毎年 133.7 million USD）を支払う。電力購入費は、IPP が IRR=11.5%を確保するのに必要な額（毎年 104.8 million USD）に、適切なリターン額（毎年 28.9 million USD：建設費に対して 5.4%、30%出資の場合には ROE=18%）を加えた額とする。運転期間が 20 年を経過すると、設備は CEB に移管され、CEB の所有となる。ケース 1, 2 と同様に各年のキャッシュフロー推移を以下に示す。

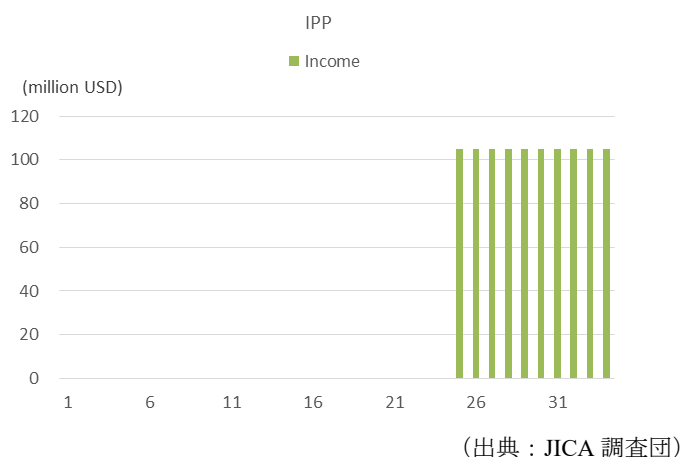


図 11-7 キャッシュフロー (Case 3)

この場合には、借入金が必要であるため、金利や返済金がなく、キャッシュアウトフローが生じない。25 年目以降は、CEB の所有となるため、キャッシュインが発生する。

(4) 利益比較

各ケースの利益（収益と費用の差）比較を以下に示す。費用は利子+減価償却（設備を所有している場合）であり、収益は、売電収入（設備を所有している場合）+配当収入（SPC に出資している場合）である。

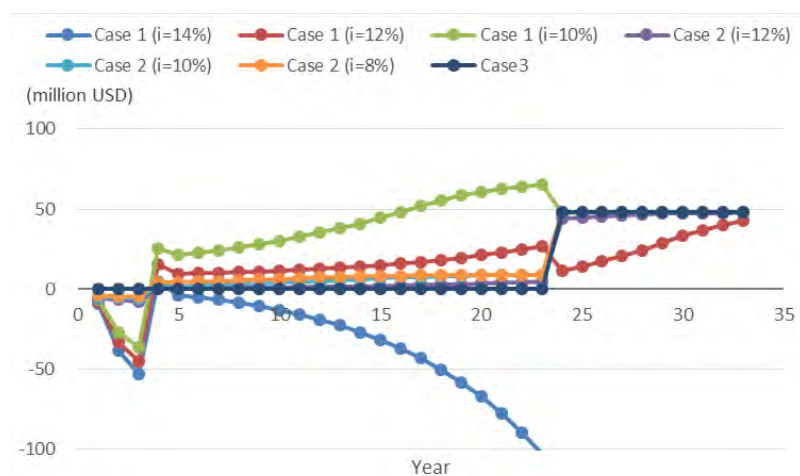


図 11-8 各ケースの利益比較

各ケースの利益の現在価値を以下に示す。

表 11-5 利益の現在価値比較 (million USD)

Discount rate		10%	5%	0%
Case 1 (i=14%)	CEB	-120	-152	-311
Case 1 (i=12%)	CEB	242	693	2,098
Case 1 (i=10%)	CEB	394	936	2,523
Case 1 (ODA)	CEB	652	1,254	2,882
Case 2 (i=12%)	JV	1	122	684
Case 2 (i=10%)	JV	58	241	980
Case 2 (i=8%)	JV	86	287	1,061
Case 2 (EBF)	JV	127	343	1,140
Case 3	IPP	54	208	869

(出典：JICA 調査団)

最も多くの利益を得られるのは、Case 1 の ODA による融資を受けた場合だが、現状では ODA の適用が非常に難しいことを考慮すると、金利 10%程度で調達することが可能であれば、CEB が自分で建設するケースが最も有利である。

(5) 発電原価比較

発電所を利用率 80%で運転した場合の発電原価を以下に示す。なお、いずれのケースにおいても、2030 年における燃料費 3.3 USC/kWh と O&M 費 1.4 USC/kWh が含まれている。

表 11-6 発電原価比較 (USC/kWh)

Discount rate		10%	5%	0%
Case 1 (i=14%)	CEB	11.7	11.3	11.0
Case 1 (i=12%)	CEB	9.1	8.1	7.2
Case 1 (i=10%)	CEB	7.9	7.2	6.5
Case 1 (ODA)	CEB	6.1	6.0	5.9
Case 2 (i=12%)	JV	10.8	10.3	9.4
Case 2 (i=10%)	JV	10.4	9.8	9.0
Case 2 (i=8%)	JV	10.2	9.6	8.8
Case 2 (EBF)	JV	9.9	9.4	8.7
Case 3	IPP	10.4	9.9	9.1

(出典：JICA 調査団)

Case 1 の ODA による融資を受けた場合を除くと、最も安い原価となるのは、CEB が建設工事費を金利 10%程度で調達して、自分で建設するケースである。しかしながら、Case 2 及び Case 3 においては、すべてのケースについて、SPC または IPP から IRR=11.5%に相当する原価に、利益 (ROI=5.4%) を上乗せした価格で購入することになっている。このため、SPC または IPP が JBIC 資金などの比較的有利な資金を借りて、原価額を引き下げることができれば、CEB としては購入単価を下げる事が可能である。例えば、原価を IRR=10%に相当するレベルに引き下げることができれば、発電原価は 0.6 USC/kWh 程度低下する。

CEB が自分で建設するケースにおいても、JBIC のバイヤーズクレジットを活用するケースも考えられる。JBIC のバイヤーズクレジットは、11.4.2 節で示した通りの条件である。主要点を再

掲すると、金利は 5.7%程度であるが、全体投資額の 50%程度にしか適用できない。また、償還期間は 10 年であり、返済猶予期間はない。さらに民間融資額の 13.1%程度に相当する保険金を最初に支払う必要がある。このため、バイヤーズクレジットで調達できる資金以外の資金をどの程度の金利で調達できるにより、発電原価は大きく異なる。例えば、12%の金利で借りられる場合には 8.6 USC/kWh となり、バイヤーズクレジットを使わないケースよりも 0.5 USC/kWh 程度低下する。

(参考) LNG 火力における試算

LNG 火力においても同様の検討を実施した。LNG 火力の建設工事費は 332.6 million USD、建設期間が 3 年である。発電所利用率 80%で運転した場合の発電原価を以下に示す。なお、いずれのケースにおいても、2030 年における燃料費 8.4 USC/kWh と O&M 費 0.6 USC/kWh が含まれている。

表 11-7 発電原価比較 (LNG 火力の場合)

		(USC/kWh)		
Discount rate		10%	5%	0%
Case 1 (i=14%)	CEB	15.0	16.0	17.6
Case 1 (i=12%)	CEB	12.3	12.0	11.6
Case 1 (i=10%)	CEB	11.2	10.8	10.4
Case 1 (ODA)	CEB	9.7	9.7	9.6
Case 2 (i=12%)	JV	12.4	12.1	11.6
Case 2 (i=10%)	JV	12.2	11.9	11.4
Case 2 (i=8%)	JV	12.1	11.8	11.4
Case 2 (EBF)	JV	12.0	11.7	11.3
Case 3	IPP	12.3	12.1	11.6

(出典：JICA 調査団)

石炭火力の場合と同様の傾向であり、Case 1 の ODA による融資を受けた場合を除くと、最も安い原価となるのは、CEB が建設工事費を金利 10%程度で調達して、自分で建設するケースである。

11.6 長期投資計画

本節では、設備投資の要素として送電、配電、発電に分け、それぞれについて試算する。これを合計したものが 11.6.4 節に示すシナリオごとの長期投資計画の年次展開となる。なお、水力及び Back-up ガスタービン以外の発電設備については、IPP による建設・事業運営となり、基本的には CEB が設備投資を負担することはない。

11.6.1 送電計画

送電設備の増強のための設備投資は、電力需要の増加に伴って増強する設備投資と個別の検討により必要となる設備投資に分けて分析する必要がある。

PUCSL によれば、送電設備の設備投資資金は ODA ローンに依存する計画であり、それらは送電プロジェクトごとに ADB や JICA などとローン契約を締結することになるが、ここでは、年度ごとにかかる費用を年度ごとに支払が必要な金額として用いる。

(1) 電力需要の増加に伴って増強する設備投資

132kV 以下の送変電設備の設備投資額は、需要増加量に比例すると考えられる。LTTDP 2015-2024 に記載されている送変電設備の設備投資額の中から、220kV 以上の送変電設備の投資額を除き、その間の電力需要の伸びを考慮して需要増加量当たりの設備投資額を算定すると、0.29 million USD/MW となる。これに、第 5 章で示される最大需要（表 5-15）の毎年の増加分を乗じることにより毎年の設備投資額を推定する。最大電力需要の毎年の伸びとそれに基づく毎年の設備投資額は表 11-8 の通りである。

表 11-8 送電設備投資必要額

Year	Peak Demand (MW)	Annual Demand Increase (MW)	Annual Investment Requirement (MUSD)
2016	2,369	---	
2017	2,491	122	35
2018	2,639	148	43
2019	2,798	159	46
2020	2,955	157	46
2021	3,112	157	46
2022	3,267	155	45
2023	3,422	155	45
2024	3,577	155	45
2025	3,730	153	44
2026	3,883	153	44
2027	4,035	152	44
2028	4,187	152	44
2029	4,333	146	42
2030	4,505	172	50
2031	4,677	172	50
2032	4,849	172	50
2033	5,021	172	50
2034	5,193	172	50
2035	5,365	172	50

2036	5,536	171	50
2037	5,708	172	50
2038	5,879	171	50
2039	6,051	172	50
2040	6,222	171	50
	TOTAL	3,853	1,117

(出典：JICA 調査団)

(2) 個別の検討により必要となる設備投資

個別の検討により必要となる設備投資額は、表 8-18 において、シナリオごとに 2021 年以降に運用を開始する変電所、調相設備、送電線を検討している。変電設備と送電線は建設期間 3 年間で配分し、調相設備は 5 年間で均等配分することで毎年の設備投資額を推定した。これらの個別プロジェクトの設備投資額は表 11-9 に示すとおりである。

表 11-9 送電個別プロジェクトの設備投資額

(in MUSD)

Scenario A		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Total
[SUBSTATIONS]																										
Kirindiwala 400kV S/S	2025							16	56	8																80
New Habarana 400kV S/S	2021			16	56	8																				80
Sampoor 400kV S/S	2021			16	56	8																				80
[REACTIVE POWER COMPENSATORS]																										
[TRANSMISSION LINES]																										
400kV Sampoor-New Habarana	2021			12	42	6																				60
400kV New Habarana-Kirindiwala	2025							21	73	10																104
220kV Kerawalapitiya-Kirindiwala	2032														8	28	4									39
220kV Northern NCRE collector-Sampoor	2025							23	79	11																113
220kV Padukka-Ambalangoda	2035																9	33	5							47
220kV Ambalangoda-Hambantota	2030										18	64	9													91
220kV Kerawalapitiya-Port (UG)	2020		5	19	3																					27
[ADJUSTMENT WITH LTDP2015-2024]		220	141	141	95	48																				646
[TOTAL]		220	146	204	252	77	6	66	215	36	2	2	20	66	19	31	7	13	37	8	6	6	6	6	6	1,457

Scenario B		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Total
[SUBSTATIONS]																										
Kirindiwala 400kV S/S	2030												16	56	8											80
New Habarana 400kV S/S	2030												16	56	8											80
[REACTIVE POWER COMPENSATORS]																										
[TRANSMISSION LINES]																										
400kV New Habarana-Kirindiwala	2030												29	100	14											144
220kV Sampoor-New Habarana	2025							12	42	6																60
220kV Kerawalapitiya-Kirindiwala	2021			8	28	4																				39
220kV Pooneryn-Northern NCRE collector	2025							4	13	2																19
220kV Pooneryn-Northern NCRE collector	2030											4	13	2												19
220kV Northern NCRE collector-Sampoor	2025							23	79	11																113
220kV Northern NCRE collector- Vavuniya	2025							9	33	5																47
220kV Northern NCRE collector- Vavuniya	2030											9	33	5												47
220kV Vavuniya-New Anuradhapura-New Habaran	2025							13	46	7																66
220kV Vavuniya-New Anuradhapura-New Habaran	2030											13	46	7												66
220kV New Anuradhapura -Puttalam-New Chulaw	2030											22	77	11												110
220kV New Chulaw-Veyangoda-Kotugoda	2030											8	26	4												38
220kV Biyagama-Kelantissa	2030											2	6	1												8
220kV Padukka-Ambalangoda	2035																9	33	5							47
220kV Ambalangoda-Hambantota	2030										18	64	9													91
220kV Kerawalapitiya-Port (UG)	2020		5	19	3																					27
[ADJUSTMENT WITH LTDP2015-2024]		220	141	141	95	47																				644
[TOTAL]		220	146	168	125	59	8	69	222	38	2	2	139	480	70	4	4	14	37	9	7	7	7	7	7	1,853

Scenario C		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Total
[SUBSTATIONS]																										
Kirindiwala 400kV S/S	2030												16	56	8											80
New Habarana 400kV S/S	2022				16	56	8																			80
Sampoor 400kV S/S	2022				16	56	8																			80
[REACTIVE POWER COMPENSATORS]																										
[TRANSMISSION LINES]																										
400kV Sampoor-New Habarana	2021			17	58	8																				83
400kV New Habarana-Kirindiwala	2030												29	100	14											144
220kV Kerawalapitiya-Kirindiwala	2021				8	28	4																			39
220kV Pooneryn-Northern NCRE collector	2025							4	13	2																19
220kV Northern NCRE collector- Vavuniya	2025							9	33	5																47
220kV Northern NCRE collector- Vavuniya	2040																					9	33	5		47
220kV Vavuniya-Sampoor	2030												13	44	6											63
220kV Vavuniya-Sampoor	2040																					13	44	6		63
220kV New Chulaw-Veyangoda-Kotugoda	2035																8	26	4							38
220kV Padukka-Ambalangoda	2040																					9	33	5		47
220kV Ambalangoda-Hambantota	2035																18	64	9							91
220kV Kerawalapitiya-Port (UG)	2020		5	19	3																					27
[ADJUSTMENT WITH LTDP2015-2024]		220	141	141	95	48																				646
[TOTAL]		220	146	177	188	183	50	24	53	13	2	2	59	202	30	4	4	29	94	16	6	6	37	116	22	1,683

(出典：JICA 調査団)

11.6.2 配電計画

CEB 全体の配電設備投資については、DD-1 の過去の設備投資額から推測する。DD1 の 2014 年~2016 年の設備投資額のうち、自己資金と外部資金分は下表のとおりである。

表 11-10 DD1 の設備投資額

(単位：百万 LKR)

費目	2016	2015	2014
[CEB 自己資金]			
AREP 地方電化	0	0	9
SYA 設備増強	1,461	1,299	1,009
MV 中圧プロジェクト	670	338	92
Other-ABC 低圧の被覆化	485	243	0
SMC-SYA 供給と増強	10	0	0
[外部資金]			
SUB J	176	96	167
Uthuru Wasanthaya NP 州の系統増強	750	2,276	5,439
IRAN イラン資金	1,090	1,396	2,119
Lighting Sri Lanka/System Province	89	723	1,295
Other (ADB, SIDA, DK)	643	1,150	576
[Total]	5,374	7,521	10,705

(出典：DD1 内部資料)

DD1 が CEB 全体に占める割合は、買電量で 31.0%、販売電力量で 31.4%、販売電力収入で 35.9% である。全体としてはこれらを平均した 32.8%とみなせる。これらから、3 年平均の全体投資単価とその平均が下表の通り導かれる。

表 11-11 3 か年平均の全体投資額単価

	DD1 投資額 (MLKR)	全体投資額 (MLKR)	最大電力 (MW)	単価 (MLKR/MW)
2014	10,705	32,668	2,269	14.4
2015	7,521	22,952	2,294	10.0
2016	5,374	16,400	2,453	6.7
Average				10.4

(出典：JICA 調査団)

平均単価である 10.4 MLKR/MW に全体需要規模を乗じ、1USD=133.37 LKR の為替レートで換算すると、以下のとおり、配電部門の年間投資額が推定できる。

表 11-12 配電設備投資

Year	Peak Demand (MW)	Annual Investment (MLKR)	Annual Investment (MUSD)
2016	2,369	---	
2017	2,491	25,817	194
2018	2,639	27,351	205
2019	2,798	28,999	217
2020	2,955	30,626	230
2021	3,112	32,253	242
2022	3,267	33,859	254
2023	3,422	35,466	266

2024	3,577	37,072	278
2025	3,730	38,658	290
2026	3,883	40,244	302
2027	4,035	41,819	314
2028	4,187	43,394	325
2029	4,333	44,908	337
2030	4,505	46,690	350
2031	4,677	48,473	363
2032	4,849	50,255	377
2033	5,021	52,038	390
2034	5,193	53,821	404
2035	5,365	55,603	417
2036	5,536	57,376	430
2037	5,708	59,158	444
2038	5,879	60,930	457
2039	6,051	62,713	470
2040	6,222	64,485	484
	TOTAL	1,072,010	8,038

(出典：JICA 調査団)

11.6.3 発電所建設計画

石炭火力、LNG 火力、Back-up ガスタービン、揚水式水力及び再生可能エネルギーの建設単価と LNG 基地の建設費を以下に示す。

表 11-13 発電設備投資算定の根拠

	Construction cost	Share of construction cost						Remarks
		-1 yr	-2 yrs	-3 yrs	-4 yrs	-5 yrs	-6 yrs	
Coal-fired TPP	1,788 USD/kW	20%	30%	30%	20%			表 7-9
LNG-fired TPP	1,109 USD/kW	10%	70%	20%				表 7-9
LNG Facility	484 million USD	20%	30%	30%	20%			表 4-14
Back-Up GT	501 USD/kW	100%						表 7-9
PSPP	1,063 USD/kW	10%	20%	20%	20%	20%	10%	7.2.1 節
Hydro	2,000 USD/kW	10%	70%	20%				
Mini-hydro	2,000 USD/kW	100%						
Wind	1,820 USD/kW	100%						表 7-14
Solar	700 USD/kW	100%						表 7-14
Biomass	1,685 USD/kW	100%						LTGEP

(出典：JICA 調査団)

電源開発計画を基に発電設備投資を積算すると以下の通りとなる。

表 11-14 発電設備投資

Scenario A	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Total
Coal-fired TPP	0	107	268	429	536	429	375	268	268	161	215	268	322	268	215	161	268	268	161	215	161	268	268	268	6,169
LNG-fired TPP	299	266	33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	67	233	33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	932
LNG Facility	98	146	146	98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	488
Back-Up GT	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0	50	0	50	0	50	0	50	0	268
PSPP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydro	37	21	31	99	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	203
Mini-hydro	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	740
Wind	91	91	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	91	91	91	91	91	91	91	91	1,674
Solar	14	14	14	28	28	28	28	28	35	35	35	35	35	35	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	1,092
Biomass	0	0	0	0	0	0	0	34	0	0	0	0	34	0	0	0	0	34	0	0	0	0	34	0	135
[TOTAL]	597	686	588	749	673	552	498	425	398	398	291	344	432	498	696	392	392	483	499	342	446	342	533	449	11,700

Scenario B	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Total
Coal-fired TPP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LNG-fired TPP	299	266	100	299	266	100	299	266	33	0	0	0	0	67	299	266	100	233	33	67	233	100	233	100	3,660
LNG Facility	98	146	146	98	98	146	146	98	0	0	0	0	0	0	0	98	146	146	98	0	0	0	0	0	1,464
Back-Up GT	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0	50	0	50	0	50	0	50	0	50	0	50	0	368
PSPP	0	0	0	0	21	64	106	128	128	106	64	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	638
Hydro	37	21	31	99	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	203
Mini-hydro	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	740
Wind	91	91	127	182	182	182	182	182	364	364	364	364	364	364	364	364	364	364	364	364	364	546	546	546	7,589
Solar	35	35	35	35	35	35	42	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	1,442
Biomass	0	0	0	0	0	0	0	34	0	0	0	0	34	0	0	0	0	34	0	0	0	0	34	0	135
[TOTAL]	618	600	480	753	656	567	816	817	635	580	588	495	558	521	804	818	750	867	635	521	737	736	953	736	16,239

Scenario C	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Total
Coal-fired TPP	0	107	268	322	375	268	161	107	0	0	107	161	268	268	161	107	0	107	161	161	107	0	107	161	3,487
LNG-fired TPP	299	266	33	0	67	233	33	0	0	0	0	0	0	67	233	33	67	233	33	0	0	67	233	33	1,930
LNG Facility	98	146	146	98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	98	146	146	98	0	0	0	0	0	976
Back-Up GT	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0	50	0	50	0	50	0	50	0	50	0	50	0	368
PSPP	0	0	0	0	21	64	106	128	128	106	64	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	638
Hydro	37	21	31	99	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	203
Mini-hydro	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	740
Wind	55	91	91	91	91	91	91	91	91	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	3,513
Solar	35	35	35	35	35	35	35	35	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	1,400
Biomass	0	0	0	0	0	0	0	34	0	0	0	0	34	0	0	0	0	34	0	0	0	0	34	0	135
[TOTAL]	581	600	377	363	268	463	306	327	329	398	406	313	376	339	555	403	535	685	453	272	322	339	589	305	9,902

(出典：JICA 調査団)

11.6.4 長期投資計画の全体像

前節では設備投資額を 2040 年まで、発電・送電・配電別に試算した。以下では、これを合計し、A～C のシナリオごとに示す。

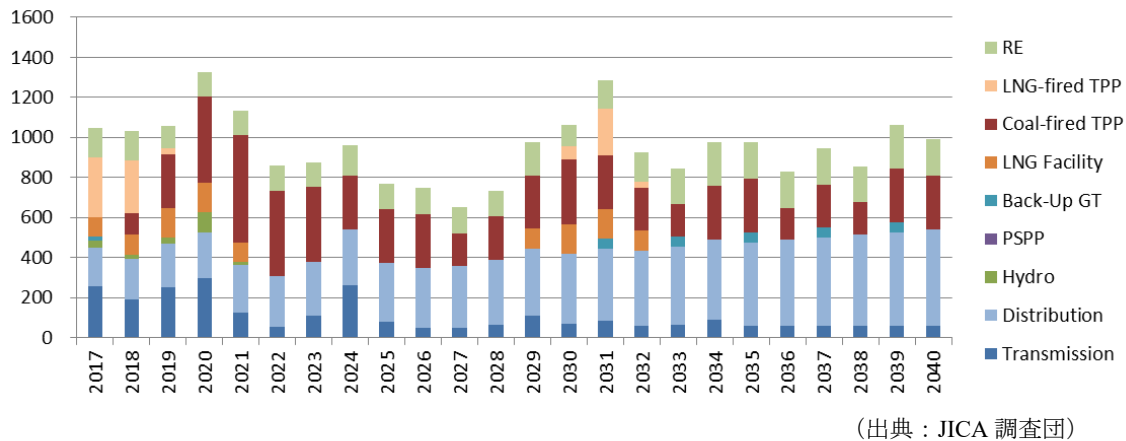


図 11-9 シナリオ A に基づく設備投資額

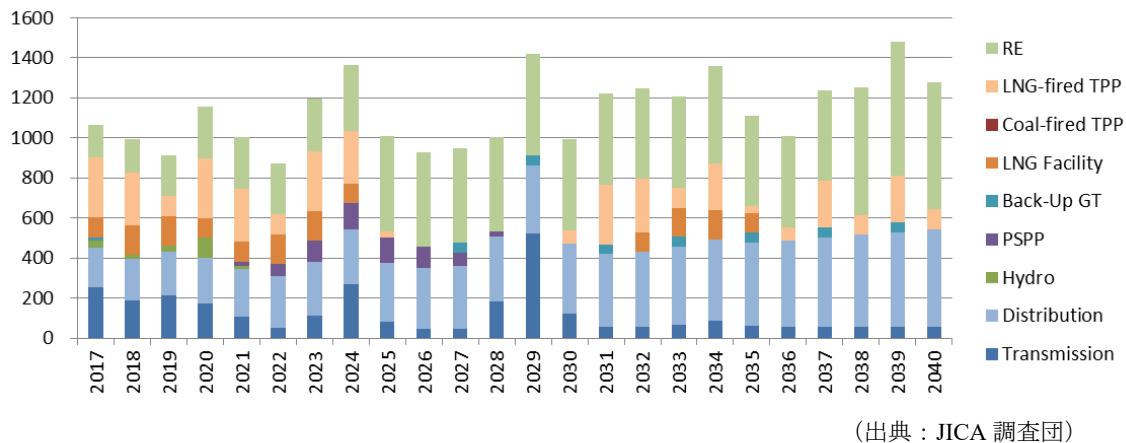


図 11-10 シナリオ B に基づく設備投資額

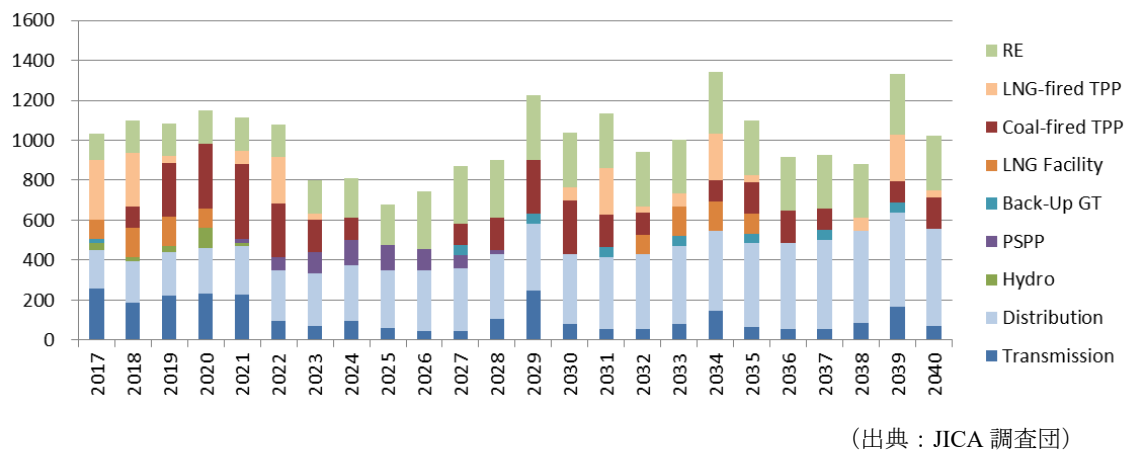


図 11-11 シナリオ C に基づく設備投資額

ここに示した設備投資額展開は、スリランカの電力セクター全体として負担すべき設備投資計画である。シナリオ B は再生可能エネルギーの投資額が大きいため、2017 年から 2040 年の投資額合計が他のシナリオに比較して 10%程度大きい。

再生可能エネルギーや火力の建設は IPP が事業主体となるため、CEB の設備投資には含まれないが、CEB としてはその後これらの発電設備から PPA に基づき買電しなければならないため、電力購入料が長期にわたって発生する。

CEB が費用負担すべき設備投資計画は、送電設備、配電設備、揚水式水力、Back-up ガスタービンであり、全体額の半分程度である。なお、シナリオによる差はほとんどない。

第 12 章 経済財務分析

12.1 CEB の財務状況のレビュー

過去 (2008 年～直近) の財務諸表のデータに基づき、CEB の財務状況をレビューする。レビューの項目は以下の通り。

- バランスシート(B/S) の分析：財務安定性（流動性、自己資本比率、負債比率、債務負担能力、など）
- 損益計算書 (P/L) の分析：収益性（現状の収入および電力供給費用の規模、単位当たり (kWh) の現状の電力供給コストとのバランス、内部留保（将来の投資に備えた利益の確保）を含む）

スリランカでは、2012 年からスリランカ財務報告基準（SLFRS : Sri Lanka Financial Reporting Standards）が、国際財務報告基準（IFRS: International Financial Reporting Standards）に準拠するものに転換されたことから、2012 年 1 月 1 日以降に開始される事業年度の財務諸表は新たな SLFRS が適用されることとなった。そのため、2012 年以降の CEB の財務諸表も IFRS に準拠する SLFRS を適用した財務諸表が作成され、2011 年以前と 2012 年以降の財務諸表のデータと厳密な比較はできない。ただし、2011 年の数値は、SLFRS の適用要請に従って再計算されたものである。2011 年に初めて適用されることになったため、資産については、評価額によること、車両等の資産については、「自動車」として記録し、それ以外の資産については「みなし費用 (deemed cost)」とすること、という適用除外を受けた。従前に行われていたインデックスによる再評価は停止され、資産 (property)、建物 (plant) 及び機材 (equipment) は 2012 年以降費用ベースで計上されている。また、従業員の福利厚生費を規定するスリランカ会計基準 (LKAS : Sri Lanka Accounting Standards)19 の要件と借入費用を規定する LKAS23 が適用された。したがって、2008～2015 年の財務状況について一定の傾向は見ることは可能である。

2008 年から 2015 年の CEB 単体の収益状況を、損益計算書のデータから見る（表 12-1）。電力販売量の伸びに合わせて、電力料金収入が伸びていることから、2014 年までは CEB の収入は増加傾向にある。他方、電力供給コストからなる販売原価は、発電に係る燃料費の変動により年ごとに変動している。2014 年までは、収入が販売原価を下回っていることがほとんどであり、営業損益及び金融損益を加えた税引前利益もほとんどの年で赤字となっている。2013 年は、燃料費負担が大幅に低下したことと、電力料金の改定が行われたことにより、黒字が確保された。

表 12-1 CEB（単体）の収益状況

(百万ルピー)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015*
収入	111,287	110,518	121,862	132,460	163,513	194,147	202,645	188,684
販売原価	-145,712	-118,186	-116,168	-151,448	-222,419	-165,509	-213,646	-168,308
粗利益	-34,425	-7,668	5,694	-18,988	-58,906	28,638	-11,001	20,376
管理費	-1,487	-2,870	-1,851	-1,636	-2,997	-2,556	-3,146	-4,202
その他収入	3,580	3,412	3,062	3,810	4,225	5,107	5,870	8,292
営業利益	-32,332	-7,126	6,905	-16,814	-57,678	31,189	-8,277	24,466
金融損益	-1,537	-2,212	-2,047	-3,371	-3,769	-8,924	-6,726	-4,700
税引前利益	-33,869	-9,338	4,858	-20,185	-61,447	22,265	-15,003	19,766

(出典：CEB, “Annual Report” (2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013), CEB 提供資料)

(注) 2015 年の数値は暫定値。(承認前であるので取扱注意)

表 12-2 は 2008 年～2015 年の CEB の財務状況を示している。CEB の総資産の大部分を占めるのは固定資産であり、これは電力供給設備が主である。電力需要が増加する中、発電所を中心とする設備投資が進められ、固定資産が年々増加している。設備投資は、ドナーや国内商業銀行からの長期借入金と自己資金（資本金）で賄われている。しかし、最終損益が赤字であるため、設備投資に回す資本金の積み増し（内部留保）を行うことは難しく、実際には必要な設備投資を行うために政府予算からの資本注入が行われている⁴¹。また、CEB の債務負担軽減のため、2014 年には債務の資本化（Debt Equity Swap: DES）が行われ、合計 161,707 百万ルピーの債務が資本化され、実質的には政府が肩代わりする形となっている。

表 12-2 CEB 貸借対照表

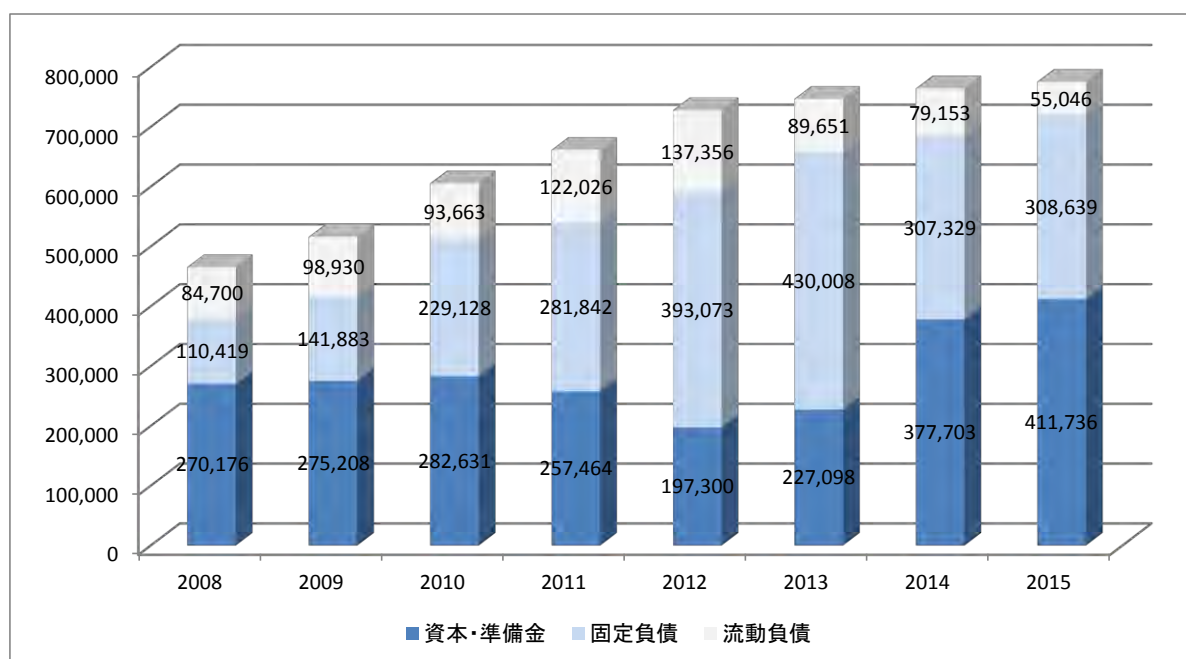
(百万ルピー)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015*
総資産	465,296	516,021	605,422	661,333	727,728	746,759	764,185	775,420
固定資産	409,193	462,919	496,047	550,520	627,695	654,315	690,998	706,489
流動資産	56,102	53,337	109,319	110,812	101,295	91,423	72,163	67,906
現金	774	585	1,547	1,479	2,571	2,043	1,543	675
固定負債	110,419	141,883	229,128	281,842	393,073	430,008	307,329	308,639
流動負債	84,700	98,930	93,663	122,026	137,356	89,651	79,153	55,046
資本・準備金	270,176	275,208	282,631	257,464	197,300	227,098	377,703	411,736

(出典：CEB, “Annual Report” (2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013), CEB 提供資料)

(注) 2015 年の数値は暫定値。(承認前であるので取扱注意)

⁴¹ 2016 年予算では、合計で政府予算からの資本注入は 1,063 百万ルピー。



(出典：CEB 提供資料)

図 12-1 CEB の資産・負債構成

12.2 CEB の財務・投資戦略の検討

長期投資計画の CEB の財務構造に与える影響 (B/S および P/L) を分析し、また、(c)の財務持続性分析の結果も踏まえ、CEB 単体での財務的健全性 (収益性、財務的安定性) を確保した CEB の中長期的な財務・投資戦略として、以下の提案を行うための検討を行った。

- 電力供給コスト (将来の設備投資、長期限界費用を含む) を踏まえた、電力料金水準の設定による収益性
- 流動性、債務返済能力、収益性、に関する中長期の財務指標
- 長期的財務的安定性を踏まえた債務 (debt) と自己資本 (equity) のバランス

12.2.1 電力供給コストと電力料金水準の比較

2011 年から 2016 年 6 月時点の部門別電力供給コストと、CEB 全体の平均電力収入の比較分析を行った。表 12-3 は、電力供給コストと電力料金水準の比較を示したものである。電力供給コストの内訳は、発電が 70%以上を占めている。送電は 3%程度、配電が 17%前後、システムロスによるコスト (機会費用) が 8%程度である。

発電コストは、火力発電の割合と燃料費の変動等の影響を受け、年ごとに変動している。2011 年 12 月にスリランカで第 1 号の石炭火力発電所 (Lakvijaya) が運転を開始し、ベースロードとして発電を行っているが、渇水等により水力発電等での電力需要が賄えない場合には、独立電力事業者 (IPP) が所有する燃料費の高い火力 (ディーゼル) 発電所から電力購入をせざるを得ず、発

電コストの上昇につながっている。他方、十分な降雨量があり、既存の水力発電所により十分な発電電力量が確保できている場合には、1kWh 当たりの発電コストは 10～11 ルピー程度の水準に収まっている。

他方、電力料金の設定は、CEB の発電、送電、配電（4 部門）の各部門のコストに基づいた電力料金申請を行い、それを PUCSL による審査・承認を受けて行われる。しかしながら、電力供給コストの実績値は、平均電力収入を上回っている年が多く、CEB の電力事業は実質赤字となっている。

表 12-3 電力供給コストと電力料金水準の比較（2011 年～2016 年 11 月現在）

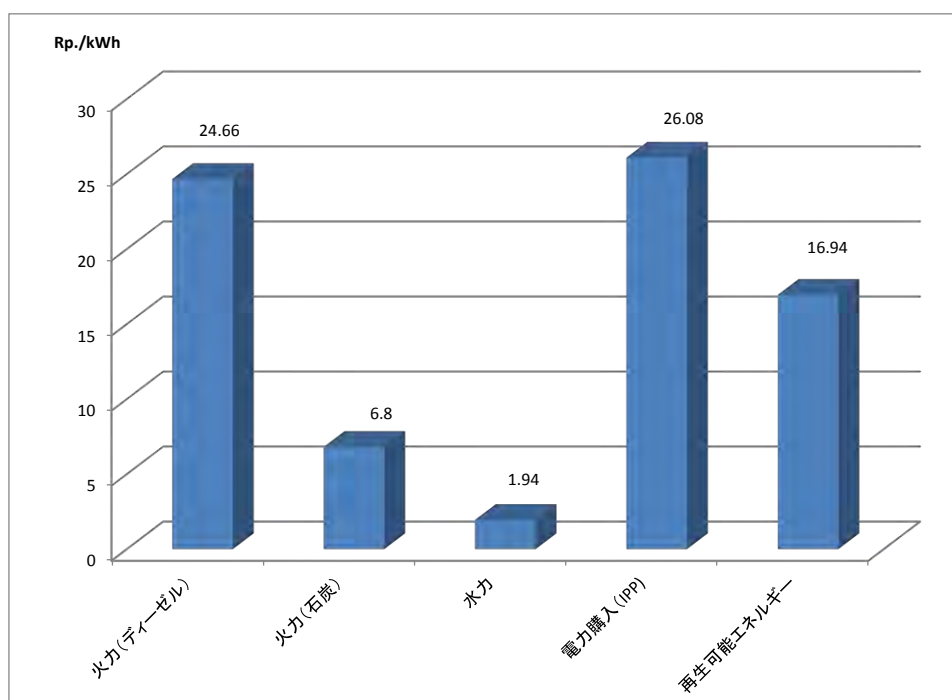
Rs/kWh	2011	2012	2013	2014	2015	2016.11
a)発電	11.32 (80%)	16.28 (76%)	11.38 (70%)	14.78 (74%)	10.30 (68%)	11.76 (72%)
b)送電	0.41 (3%)	0.63 (3%)	0.59 (4%)	0.50 (2%)	0.50 (3%)	0.44 (3%)
c)配電	2.40 (15%)	2.62 (12%)	2.80 (17%)	2.93 (15%)	3.08 (20%)	2.95 (17%)
d)システム ロス	1.55 (10%)	2.01 (9%)	1.41 (9%)	1.77 (9%)	1.18 (8%)	1.36 (8%)
電力供給 コスト*	15.68 (100%)	21.54 (100%)	16.19 (100%)	19.98 (100%)	15.07 (100%)	16.92 (100%)
平均電力 収入	13.40	15.61	18.27	18.32	16.01	
差分	-2.28	-5.93	2.09	-1.66	094	

（出典：CEB 提供資料）

（注 1）（ ）内の数値は電力供給コストに占める割合（%）

（注 2）*電力供給コストは、a)発電コスト、b)送電コスト、c)配電コスト、d)システムロスの合計

電力供給コストの 70%以上を占める発電コストを電源別にみると、電力購入（IPP）が、1kWh 当たり 26.08 ルピー、火力発電（ディーゼル）が 24.66 ルピーと高くなっている。IPP もディーゼル発電を行っており、ディーゼル発電のコストが高いといえる。他方、燃料費を必要としない水力発電のコストは 1.94 ルピーと最も低く、次いで、石炭火力発電のコストが 6.8 ルピーとなっている。発電量に占める電源別のシェアは年ごとに変動しているが、2016 年 12 月時点のシェアを見ると、CEB 及び IPP のディーゼル発電所によるシェアは合計で 40%を超えており、これが CEB の収益を圧迫している主要因となっていることは明らかである。最もコストの安い水力発電による発電電力量の確保が発電コストの低減・安定化に重要であるが、既存の水力発電所による発電電力量も降雨量に左右される上、飲料水や灌漑用水などの他の水利用に劣後する。また、水力発電の容量を拡大する実現性のある計画はないことから、今後水力発電のシェアの拡大は望めない。したがって、安価な石炭火力発電の導入と再生可能エネルギーによる発電コストの低減をいかに図るか、ということが発電コストの安定化と低減を図る上で課題となっている。

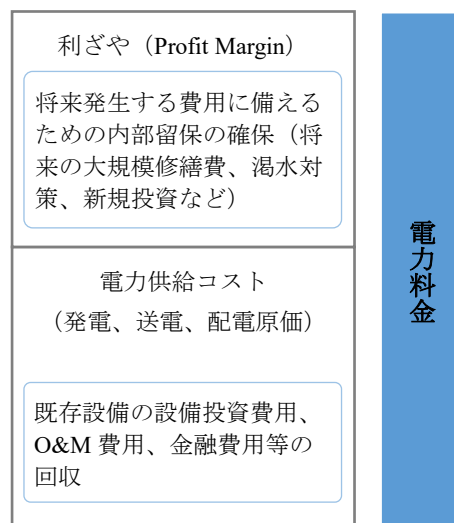


(出典：CEB 提供資料)

図 12-2 電源別発電コスト

これまでの電力供給コストと電力料金水準の実績に基づき、将来の設備投資も加味した今後の電力供給コストのシミュレーションを行い、適正な収益性を確保するための財務戦略（電力供給コストの平準化と利ざや（profit margin）の設定）の検討を行った。ここでは、設備投資に係る資金コストと将来の投資に備えた利ざやを考慮した。資金コストについては、第 11 章で想定した資金調達計画に基づき算定した。以下に、シナリオごとの電力供給原価のシミュレーション結果と資金コスト及び利ざやを考慮した電力供給コストのシミュレーション結果は以下の通り。

シミュレーションの結果、いずれのシナリオについても、推定電力供給コスト（資金コストと利ざやを除く）は 2020 年まで低減しない見込みであり、シナリオ間でコスト水準に大きな差は見られない。シミュレーションでは、電力供給コストは、2020 年まで 16～17USC/kWh で高止まりするものと推定される。新規石炭火力発電所の建設を含まないシナリオ B のシミュレーション結果では、2021 年に 9.3USC/kWh 程度に低下するものの、その後 10.5～11.5USC/kWh に若干上昇する見込みである。新規石炭火力発電所の建設を含むシナリオ A 及び C のシミュレーション結果では、2022 年に 10USC/kWh 未満に低下し、その後は 10～11USC/kWh 程度が維持される見込みである。



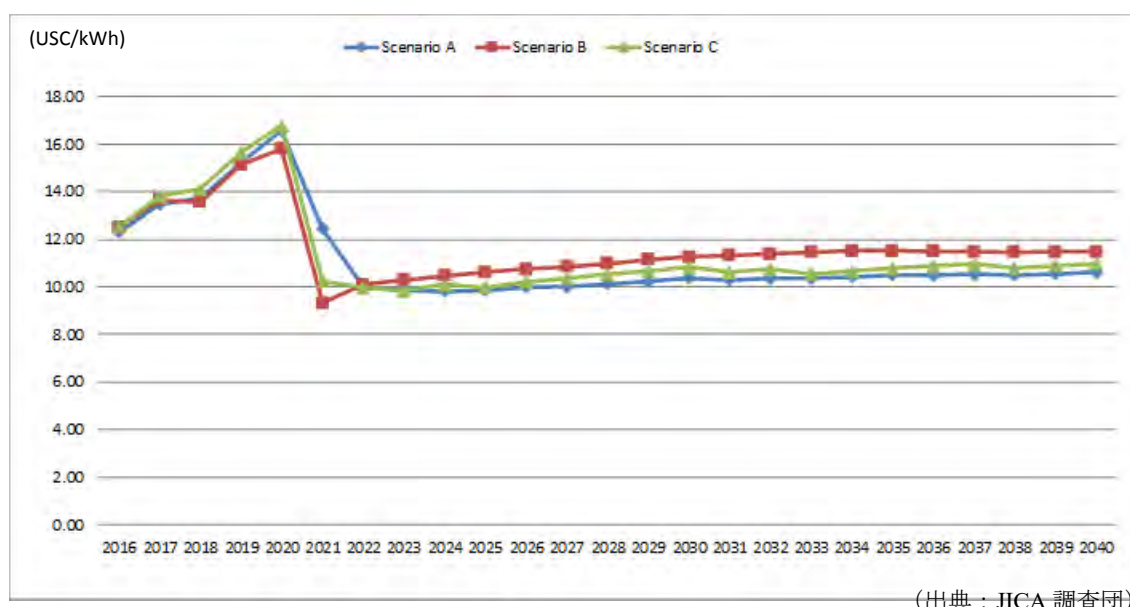


図 12-3 シナリオによる電力供給コスト（資金コスト及び利ざやを除く）のシミュレーション結果

しかしながら、発電用に利用可能な水量が限定的となった場合、発電コストが安価な水力発電が減少し、発電コストがおおよそ 30USC/kWh と非常に割高な石油火力発電を増加させることになるため、干ばつが発生すると電力供給コストが大幅に上昇することになる。本調査団では、シナリオ C に基づき、干ばつによる CEB の財務状況への影響をシミュレーションした。図 12-4 は、干ばつが 3 年ごとに起きると想定した場合の、電力供給コストと電力料金の変動を示している。干ばつのインパクトは、よりコストの低い電源が整備される 2020 年までは非常に大きい。平均電力供給コストは、おおよそ 26USC/kWh に上昇するものと予測される。

他方、PUCSL の料金算定式では、過去の電力供給コストと計画される投資コストに基づき 6 カ月ごとに見直されるが、干ばつによる予期しない電力供給コストの上昇は、タイムリーに反映することができない。すなわち、干ばつによる電力供給コストの電力料金の改訂への反映は遅行するため、CEB による電力供給において損失が発生させることになる。（図 12-5）

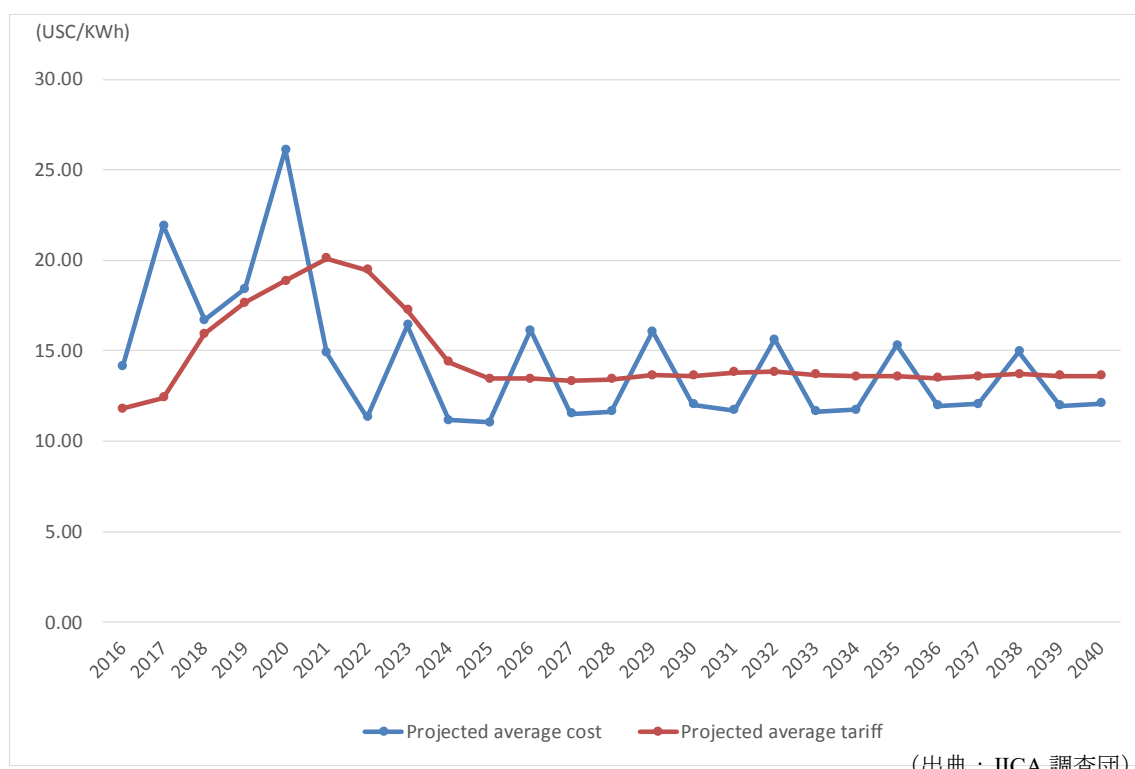


図 12-4 電力供給コスト及び電力料金への想定される干ばつの影響（シナリオ C の場合）

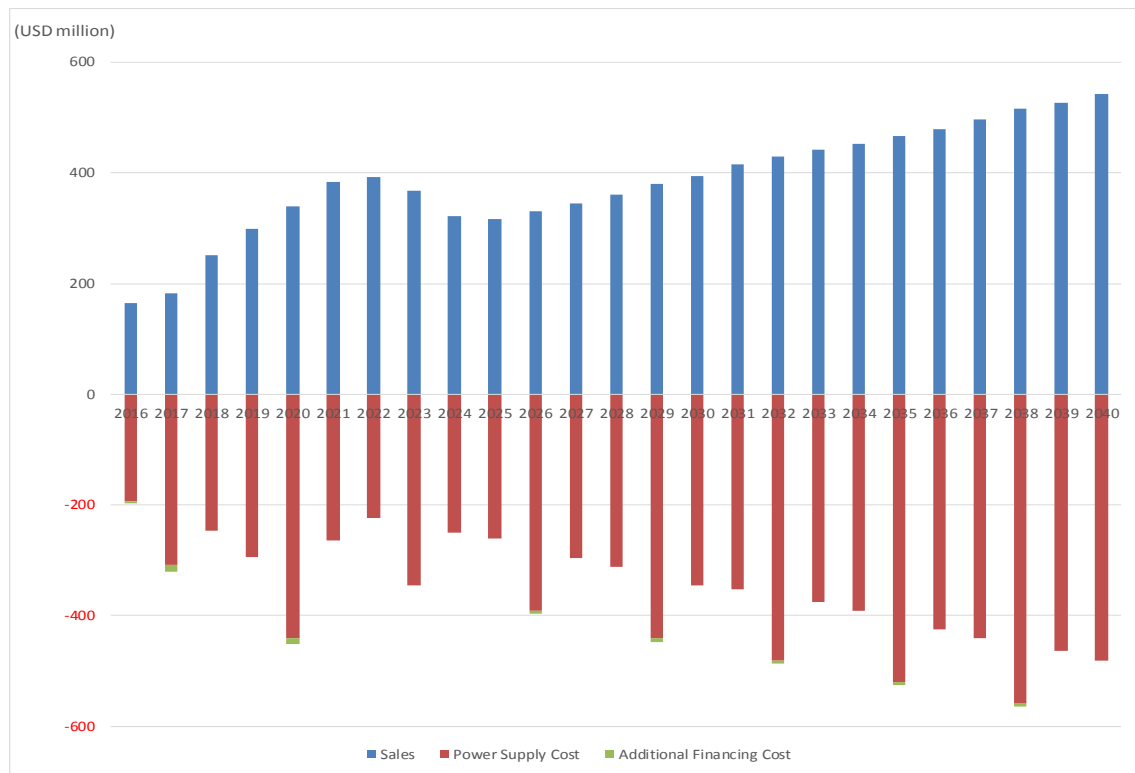


図 12-5 干ばつが生じた場合の想定される CEB のキャッシュフロー（シナリオ C の場合）



(出典：JICA 調査団)

図 12-6 干ばつが生じた場合の CEB の損益と必要となる運転資金（シナリオ C の場合）

損失の発生による資金ショートを補うため、CEB はコスト高となる商業銀行からの融資により運転資金を調達する必要が生じる。特に、2021 年までの期間は、短期借入金により調達すべき運転資金額は、電力供給事業による損失と資金コスト（金利）を賄うため増加することになる。2017 年と 2020 年に干ばつが発生すると想定する場合、運転資金のための短期借入金は、2020 年にはおよそ 3 億ドルに上ると見込まれる。

12.2.2 電力料金回収の現状

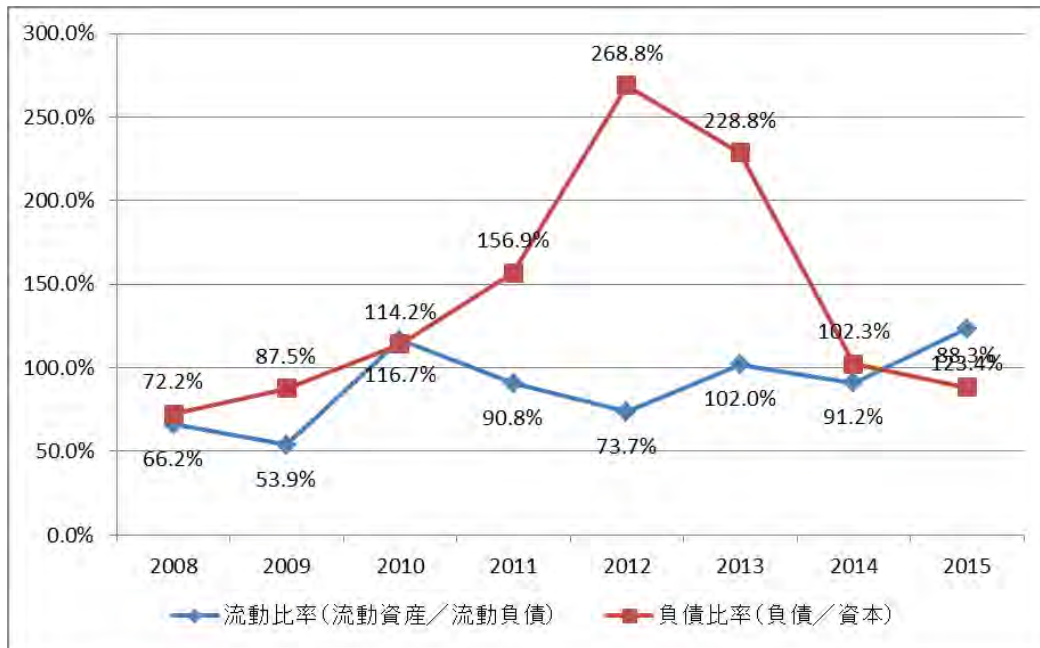
2016 年 5 月時点で電力料金回収率は 96.3%に達しており、かなり高い水準となっている。回収率 100%を目指し、さらなる改善は求められるが、CEB の財務状況に与える電力料金回収の問題は深刻なものではないと判断される。

12.2.3 CEB の財務健全性

流動比率は、支払い能力を見る指標の一つで、短期的債務に対し、どのくらいの返済能力（流動資産、すなわちすぐに返済に回せる現金や換金できる資産）があるかを判断する際の指針となる。一般に 200%が望ましいといわれている（すなわち、短期的債務の 2 倍の流動資産がある）。CEB の場合、改善傾向にはあるが、良いときで 100%を若干上回る水準であり、健全な水準にあるとは言えないレベルである。

自己資本比率及び負債比率は、長期的債務も含めた、負債に対する安全度を見る指標である。債務に対して、どの程度自己資本による返済能力があるかを見る。いずれの指標も 2012 年までは、

悪化傾向にあった。これは、2010 年以降急激に長期債務が増加したことが要因であった。負債比率は 2012 年には 268.8%に達し、その後、上述の通り、2014 年に債務の資本化が行われたことから長期債務が削減され、2015 年には 88.3%まで改善した。他方、自己資本比率は、2012 年には 27.1%にまで低下したが、2014 年の債務の資本化により自己資本が増強されたことにより、2015 年には 53.1%にまで回復している。



(出典：CEB 提供資料)

図 12-7 流動比率及び負債比率の推移



(出典：CEB 提供資料)

図 12-8 自己資本比率の推移

なお、アジア開発銀行は、2016 年 7 月に承認した、“Supporting Electricity Supply Reliability Improvement”では、CEB に対する直接貸付とし、その条件として、CEB に対する財務目標を設定し、貸付契約の中に含めた。（表 11-1 参照）

12.3 CEB の財務持続性分析

12.3.1 長期限界費用（LRMC）算出

ピーク時の需要増加に対応するための追加的に必要な発電、送電、配電設備の建設費、一単位当たりの追加的な発電に必要な燃料費＋O&M 費用、送電・配電ロス（発電時のエネルギー費に上乘せ）により算出した。ピーク時の需要増加への対応であるため、シナリオによる差はないものと考えられ、長期限界費用は 44.87USC/kWh と推定される。

スリランカにおいては、ピーク時の需要増加への対応は、石油またはガス火力発電により行っているが、現行ではこれらの発電所は IPP により運営されていることから、発電に係る追加費用は IPP からの電力購入が最も大きな割合を占めており、将来的にも基本的にはこうした状況は変わらないものと想定されることから、ピーク需要への対応は IPP からの電力購入と想定し、追加的に必要となる送配電コストをこれに加えて算出した。

表 12-4 長期限界費用の算出

				算出根拠
発電	IPP からの電力購入	44.41	USC/kWh	燃料費 30.86USC/kWh キャパシティチャージ 13.50USC/kWh
送電	送電設備建設費	0.24	USC/kWh	予定総投資額 595 百万ドルとし、1kWh 当たりのコストを推定
	O&M 費	0.28	USC/kWh	2016 年までの実績値より推定
配電	配電設備建設費	0.89	USC/kWh	DD1 の 2013 年の投資実績 (4,420 百万ルピー) と配電電力量 (2,928GWh) より推定
	O&M 費	1.48	USC/kWh	2016 年までの実績値より推定
システムロス		0.87	USC/kWh	2016 年までの実績値より推定
合計		48.12	USC/kWh	

（出典：JICA 調査団）

12.3.2 送電網への資本投資のインパクト

本調査では、スリランカで単独の送電事業者である CEB の財務諸表への資本投資のインパクトをシミュレーションした。シミュレーションでは、シナリオ C における、電力設備への資本投資による資産（不動産、施設、設備等の有形固定資産）及び資本投資による固定負債の変動、送電コストに追加されるコストの変動、送電網事業におけるキャッシュフローの変動を示している。

電力需要の伸びに対応するため、設備更新に係る投資の他、送電網を拡大するための資本投資を増加させる必要がある。送電網に係る有形固定資産は、35～40 年という長期にわたり減価償却されることから、資本投資を借入金により調達することによる固定負債の増加よりも、資産の増加が上回ることになる。

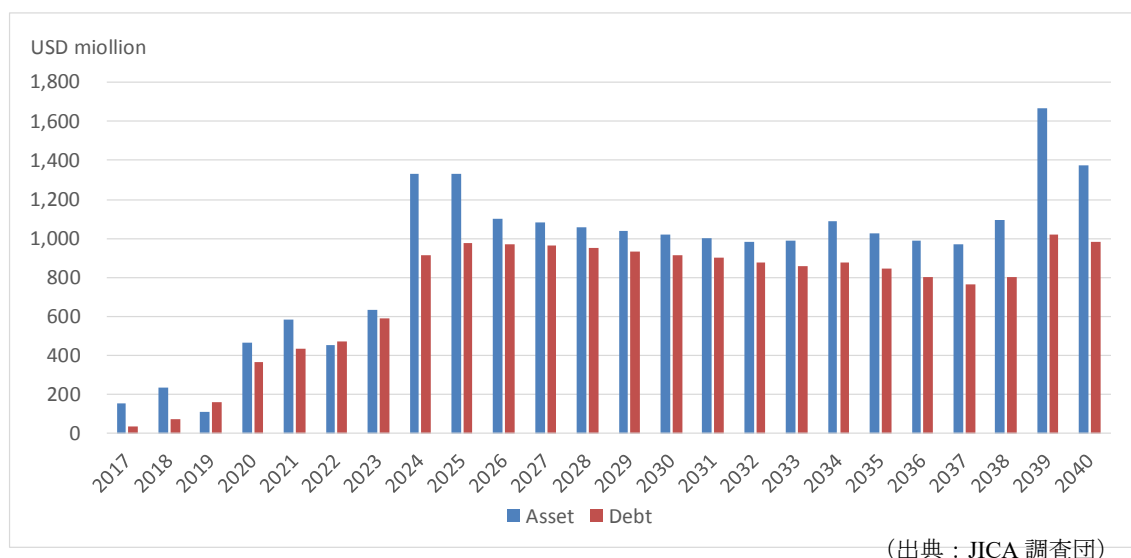
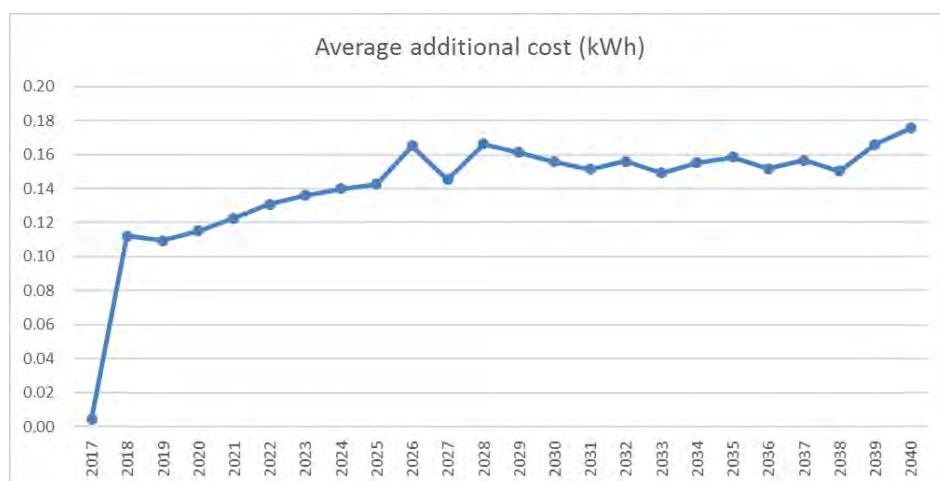


図 12-9 送電網への資本投資の CEB の資産・負債へのインパクト（シナリオ C）

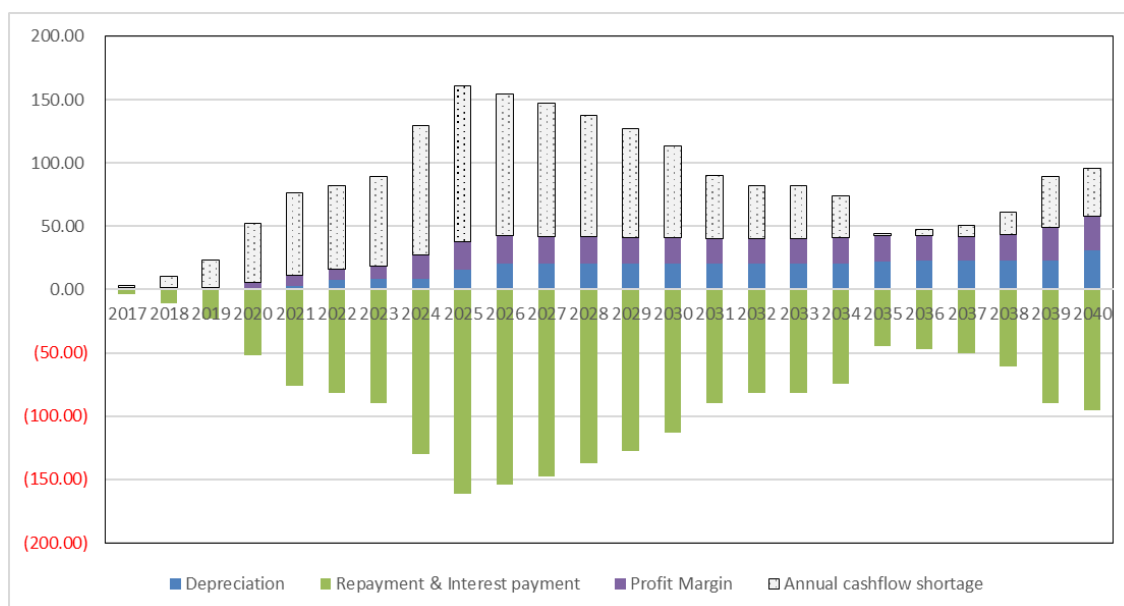
しかしながら、資本投資のための借入金による資金調達は、借入金の利払いが必要となるため、送電コストの追加的な費用となる。特に、商業銀行の借入金を利用した場合、各銀行により条件は異なるものの、資金調達コストは 10～16%と非常に高い。そのため、資金調達に伴う追加的なコストは、2018～2021 年までは 0.11～0.12USC/kWh となり、2026～2040 年の期間は 0.14～0.17USC/kWh となることが見込まれる。



(出典：JICA 調査団)

図 12-10 送電網への資本投資の追加で必要となる費用へのインパクト

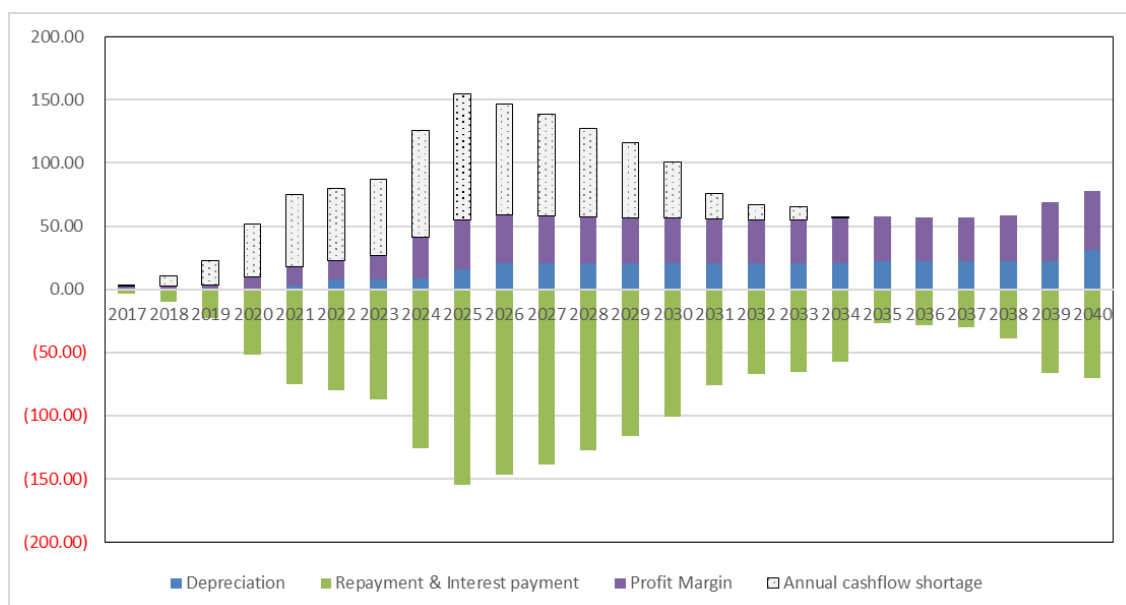
借入金による資金調達は、2017～2024 年までの間長期借入金が拡大した場合、元本の返済及び利払いの金額が年々累積的に増加する一方で、減価償却額や利ざやはわずかであるため、マイナスのキャッシュフローを生じさせることになる。上述の通り、送電設備に係る設備投資の年間の減価償却費は償却期間が長い場合、相対的に低めとなっている。他方、長期借入金の返済期間は、ODA 借款で 25 年程度、商業銀行による融資で 10 年程度と短い。マイナスのキャッシュフローは、元本返済と利払いを行うための運転資金調達のためのコストも生じさせることになる。現行の送電に係る事業資産の 2% という利ざやは、年間平均で 16.5 百万ドル程度となり、年間平均で必要となる設備更新に必要な資本コストおよそ 47 百万ドルの一部を賄うにとどまり、常に年間のキャッシュフローの不足に見舞われることが予測される。



(出典：JICA 調査団)

図 12-11 送電網への資本投資のキャッシュフローへのインパクト（事業資産に対する利益率を 2%とした場合）（シナリオ C の場合）

図 12-12 は、CEB が自己資金により資本投資を行うのに必要な利益のシミュレーションを行ったものである。このシミュレーションでは、事業資産利益率を 3.5% として得られる利益を想定した。この場合、2017～2024 年の最初の 8 年間、CEB は、事業資産利益率を 2% から 3.5% に引き上げても、電力需要の伸びに対応するための送電網への資本投資を行うには、長期借入金の元利払いの負担が増加する。しかしながら、それ以降については、減価償却と利益によるキャッシュ・インフローにより、キャッシュフローの余剰が出るが見込まれ、キャッシュフローの余剰により CEB は設備更新のための資本投資により多くの自己資金を充当できるようになる。これにより、借入金による資金調達と資金調達コストを削減することができる。2026 年以降は、元利払いの負担は減少することが見込まれ、年間のキャッシュフローの不足は生じなくなるものと見られる。すなわち、CEB は、借入金による資金調達の削減により、財務状況を改善することが可能となる。



(出典：JICA 調査団)

図 12-12 自己資金による資本投資を行うために必要な利益

12.3.3 投資計画及び財務計画への提案

上記の分析に基づき、本調査団は、財務状況を改善し、財務的持続性を向上させるための、CEB にとっての選択肢を提案する。なお、提案は電気料金の値上げを伴うことから、事業資産利益率や電気料金の水準を決定している PUCSL との協議が不可欠である。

(1) 事業資産利益率の増加による送電部門における自己資金の拡大

発電部門は、今後の開発量の多くを IPP に委ねることにより、CEB としては当面の資金調達を回避することが可能であるが、送電部門は、今後も CEB が設備投資を実施していくため、そのための資金を確保する必要がある。現在は、JICA や ADB などの譲許的資金により投資が行われ

ており、金利負担が大きくないため、現行の事業資産利益率 2%でも大きな問題とはなっていない。しかしながら、今後は JICA や ADB などの ODA による資金調達が難しくなってくるのが想定される。また、発電所の建設に合わせて、適切な時期に送変電設備の建設を進めていく必要がある。このため、CEB の送電部門は適切な時期に自己資金または一般市中銀行からの融資による資金により、設備投資を実施していくことが求められる。

CEB は、電力需要の増加に伴い送電設備への資本投資を拡大することが求められている。しかしながら、変電所や送電線を含む、送電設備への資本投資に係る借入金による資金調達の増加は、CEB の財務負担を増加させることになるため、CEB は高コストとなる借入金以外の財源を確保する必要がある。但し、現行の事業資産利益率 2%では、設備増強に係る資本投資を賄うのに十分なレベルではないため、自己資金を積み増す必要がある。

自己資金により設備更新に係る資本投資を賄うため、CEB は送電料金に対する適正な利ざやによる自己資金を積み増すことが求められる。上記のシミュレーションに基づく、事業資産利益率を 3.5%とした場合、設備更新向けの投資を概ね賄うことができ、資本投資のための借入金による資金調達を削減することが可能となる。事業資産利益率を 5%とした場合には、2026 年以降、CEB は自己資金による資本投資を行うことが可能となる。なお、事業資産利益率を 3.5%とするためには現状よりも電力料金を 0.06LKR/kWh 程度上昇させる必要があり、事業資産利益率を 5%とするためには、0.12LKR/kWh 程度上昇させる必要がある。ただし、事業資産利益率を増加させて自己資金を拡大した場合には、当面の電気料金は上昇するが、将来は投資資金の金利負担が減少するため、電気料金の低減が期待できる。

(2) 渇水により高騰する電力供給コストに対応するための資金の確保

上述の通り、CEB の収益性は、水力発電向けの水不足が生じた際に、高コストの石油火力発電を焚き増すことにより、電力供給コストが高騰する。急激な発電コストの上昇と電力料金の見直しのタイミングにはずれがあり、増加した発電コストを 100%電気料金に反映することは難しいため、CEB は、電力料金と実際の電力供給コストの差分を埋めるための財務上の課題を抱えている。CEB は、実際の電力供給コストが電力料金を上回った場合、事業損失をカバーするための短期借入を行う必要がある。

電力供給コストの高騰、特に、発電用の水不足によるインパクトを回避あるいは軽減するため、渇水によるコストの上昇への対応を行うための利ざやを設定することが求められる。こうした利ざやを確保することで、干ばつが発生した際のコストと電力料金の差によって生じる損失を補てんすることが可能となる。干ばつによる財務へのマイナスの影響を最小化するため、2018~2021 年の期間は 7.5%、それ以降は 3%の利ざやを確保することが望ましい。

ただし、事業資産利益率を増加させる場合には、用途が限定されないため渇水以外への対応資金としても使えてしまうことになる。この点を適正に処理するために、年金引当金などと同様に用途を限定した渇水準備引当金として費用化して積み立て、渇水年において積立金を取り崩す方法も考えられる。

第13章 アクションプランとロードマップ

本 MP は以前の MP と大きく異なり、供給コストの最小化を目指しつつも、全世界的な課題である CO₂ 排出量の削減を含めた環境社会面や、電力の安定供給面にも配慮し、各種電源の長所を活かして、それぞれを組み合わせた開発計画を提案している。そのため、これまであまり配慮されてこなかった再生可能エネルギーの大量導入に向けた対応や、LNG 火力の導入に向けた対応など新たにに取り組むべき課題が顕在化してきている。今後、本 MP を進めていくにあたり、直面すると想定される課題について、取り組むべきアクションプランとロードマップを提案する。

13.1 アクションプラン

13.1.1 電源開発計画の方向性確認

本 MP においては、供給コストの低減（経済性）、環境負荷の低減（環境性）、エネルギーセキュリティの確保（供給安定性）の三つの柱について、すべての柱の重要度を同程度と考え、各種電源をバランス良く組み合わせた案が最適案であるとして提案している。しかしながら、上記三つの柱については、各柱への重要度を変化させることにより、異なった結論が導かれる。一般的には、各柱の重要度は国の政策を考慮して決定するものである。現政権では、環境性に重要度を置いており、再生可能エネルギーの開発を積極的に進めようとしている。

再生可能エネルギーの価格は大幅に低下してきており、太陽光や風力は kWh 当たりの供給原価は石炭火力よりも安くなってきつつある。しかしながら、再生可能エネルギーは出力の安定性に欠けるため、再生可能エネルギーが供給力として期待できない時間の供給力を追加で確保する必要がある。2040 年において、設備量で風力 3GW、太陽光 4GW とする場合には、追加供給力のコスト負担分も考慮すると、全体の供給原価は各種電源をバランス良く組み合わせた案よりも 0.8 USC/kWh 程度高くなる。このコスト増分は、電力の使用者である国民が負担することになるため、再生可能エネルギーの開発を積極的に進める政策は、このコスト増加に対する国民のコンセンサスを得たうえで選択されるべきである。また、さらに多くの再生可能エネルギーを開発することは可能と考えられるが、揚水式水力やバッテリーなどの電力貯蔵設備を強化する必要がある、国民にさらなるコスト負担を強いることになる。

13.1.2 再生可能エネルギーの大量導入に向けた条件整備

再生可能エネルギーのうち特に太陽光発電と風力発電は発電量が気象条件に左右され、急激な出力変動を伴うため、系統運用者から見ると扱いにくい発電設備である。系統内への導入量が少ない状況であれば系統全体の変動対応力で吸収可能なため、大きな問題とはならない。しかしながら、本 MP においては国産エネルギーの推進という観点を踏まえて、今後再生可能エネルギーを大量に導入することを提案している。再生可能エネルギーの大量導入に伴って、多くの課題が顕在化してくるため、それを踏まえた条件整備が必要になってくる。

(1) 変動対応力の強化

太陽光発電所と風力発電所は、自然条件により出力が急激に変動する。個々の発電所で見ると、地域の気象条件により、1分以内に出力が50%以上変動することは頻繁に発生する。このような変動に対応して水力発電所や火力発電所の出力を変化させ、需要と供給力を常にバランスさせて周波数を一定に保つことが必要になる。周波数調整用設備としては、出力変動幅が広く、変化速度が速い発電設備が求められる。

太陽光発電所は、昼間のみの発電であるため、対応可能な水力発電所や火力発電所が運転をしており、一般的にはあまり大きな問題とはならない。しかしながら、風力発電所は1日中運転しており、オフピーク時には、多くの貯水池式水力が停止しているため、周波数調整能力が不足し、周波数が不安定となり、電力の供給品質を著しく低下させる懸念がある。このようなリスクを回避する策として、オフピーク時にも貯水池式水力の運転を行うことも一つの方策であるが、非常に不経済な運転であるとともに、余剰供給力が増加する可能性がある。他の方策としては、揚水式水力やバッテリーなどの電力貯蔵設備を導入して、余剰供給力を吸収しつつ周波数調整を実施することが考えられる。

電力貯蔵設備の中では、現状の技術の中ではバッテリーは大容量化と高いコストに課題があり、揚水式水力が最も実現性が高い。このため、風力発電設備の構成比率が増加し、オフピーク時の周波数調整能力の不足が懸念されるような事態が想定される場合には、揚水式水力（特に揚水時にも周波数調整が可能な可変速揚水機）を導入することが望まれる。

なお、バッテリーは、現状ではコストが非常に高いが、将来的には大幅なコストダウンが期待できる。バッテリーは揚水式水力と異なり、小容量であるが分散配置が可能であり、配電線レベルでの負荷変動抑制効果が期待できる。バッテリーは、短期間での設置が可能であるため、将来の再生可能エネルギーの大量導入に備えて、既に太陽光の設置が進んでいる Hambantota エリアにおいて小容量のバッテリーを導入し、バッテリーによる負荷変動抑制効果などの変動対応力を確認しておくことも重要である。

(2) 供給力余剰発生時における出力抑制

再生可能エネルギーの大量導入を実現するためには、供給力余剰が発生した場合には、系統運用者が発電事業者に対して、出力抑制（または遮断）を要請することが必要である。出力を抑制すると当然のことながら発電量が減少し、発電事業者の収入が減少する。この収入減少分による損失をどのように補償するかは、契約の段階で決めておく必要がある。本来、系統を安定的に運用するための措置であるため、発電事業者は系統運用者の指示に従う義務があるが、出力抑制の確実性を担保するためには、きちんと罰則を設けるか、ある程度の金額を補償するのが望ましい。また、系統運用者が無制限に出力抑制を要請するようだと、発電事業者として収益性の見通しがつけられないため、契約時点で出力抑制の上限値（頻度または回数）を決めておく必要がある。なお、出力抑制の予測量が発電量の10%を上回るような状況においては、出力抑制を要請する頻度と量が増加し、発電事業者として収益性の確保が難しくなるとともに安定的な系統運用が難しくなってくるため、新規の開発を制限する必要がある。

(3) 買い取り価格制度の見直し

10MW 以下の再生可能エネルギーについては、再生可能エネルギーの開発を促進する目的で、実勢価格よりも高い価格を提示して、他の電源よりも高い価格で買い取っている。その分の追加負担額は、電気料金に直接反映されることになっており、国民に負担を強いている。太陽光と風力は実勢価格が大幅に低下し、火力と十分競争できるレベルになってきており、早急に買い取り価格制度の見直しが必要である。具体的には、買い取り価格制度の対象範囲を 1MW 以下程度の小規模に限定するとともに、買い取り価格も実勢価格を踏まえた価格に改定することが望ましい。

(4) 自由な参入を可能とする制度設計

10MW を超える大規模な再生可能エネルギーについては、入札制度により開発事業者を選定することにしている。現在 CEB が考えている入札制度は、開発エリアを限定して、送電設備を CEB が CEB の負担で整備し、その送電可能量に見合った量の再生可能エネルギーを公募し、提示価格の安い順に落札事業者を決定する方式を考えている。一方、発電事業者は自社が所有する土地などの資産を活用して発電事業を実施しようと考えており、必ずしも CEB が公募する対象エリアに選ばれず、何時まで経っても開発できないという状況が生じる。

このような点を考慮し、発電事業者が CEB に対して自由に申し込みができる制度を入札制度とは別に導入することが望ましい。この際、入札の手続きがないため、CEB が価格動向を踏まえて買取り予定価格を提示しておく必要がある。申し込みを受けると CEB は接続費用を検討し、その結果を発電事業者に提示する。発電事業者は、提示された接続費用を自社で負担し、CEB が提示した価格で売電しても収益性があると判断すれば、開発を進める。

(5) 接続の可否を検討する組織の構築と要員の育成

前項で示したように、発電事業者が自由に再生可能エネルギーの開発プロジェクトを申し込めるように変更すると、接続費用を検討する業務量が劇的に増加することが想定される。無秩序な検討依頼を避けるために、検討に要する費用を事業者に課金するとしても、1 地点の規模がそれほど大きくないので、検討件数はかなり多くの量に及ぶものと想定される。また、接続は主として 33kV 配電線での対応となるため、設備を管理している配電事業所が申し込みを受けて接続費用を検討する。その際に、それぞれの事業所が、独自の検討項目や判断に基づいて回答をしていくと、地域によって異なる判断が下され、発電事業者側の不信感を招くことになるため、マニュアル化を図って、検討項目や判断方法を統一することが望ましい。接続費用の検討は、配電事業所にとって全く新規の業務であるため、各配電会社になたな組織を構築するとともに、検討要員の育成を進める必要がある。

(6) 紛争を処理する組織の構築

発電事業者は可能な限り高い価格で売電しようとする一方、シングルバイヤーである CEB は可能な限り安い価格で買電しようとする。また、系統運用者である CEB は、安定供給確保の観点から、発電量が過剰な状況において発電事業者に対し出力の抑制を要請する必要があるが、発電事業者は可能な限り多く発電して多くの収入を得ようとするため、出力抑制の要求を無視する

ことも考えられる。このように、発電事業者と CEB は利害が完全に相反するため、当事者同士の話し合いでは解決できず、第三者の裁定が必要となる事例が多く発現することが想定される。

現状の組織体制の中では、PUCSL が電力に関する紛争処理の機能も担っているが、このような紛争の処理に当たっては、高度な電気工学の知識が必要となる事例も考えられるため、PUCSL 内に専門の組織を構築することが望ましい。

(7) 環境アセスメント

50MW 以下の再生可能エネルギーの開発においては、基本的には環境アセスメントの手続きは不要である。このため、環境社会面における配慮は、開発事業者の自主性に任されている。しかしながら、風力においてはバードストライクや騒音、太陽光については、広大な土地の改変などの問題がある。また、再生可能エネルギーの開発事業者は、小規模の事業者が多く、事業終了後の廃棄物の処理に手が回らず、そのまま放置しておく可能性が考えられる。

このような点を考慮し、再生可能エネルギーの開発事業認可にあたって、環境社会配慮の項目をチェックし、非常に簡易な環境アセスメントを事業者に義務付ける制度を構築するのが望ましい。また、事業終了後の廃棄物の処理を担保させるような制度の構築が望まれる。

(8) 正確な気象予報に基づく発電量予測

太陽光と風力は、天候により出力が変化する。このため、系統運用者にとっては非常に扱い難い発電設備である。しかしながら、その発電量は天候との相関が非常に大きいため、正確な気象予測が可能であれば、かなりの精度で発電量の予測が可能となる。

例えば、比較的狭いエリアの数時間後の天候予測が可能になれば、精度の高い再生可能エネルギーの発電量予測が可能になり、事前に他の発電機の運転または停止を準備しておくことが可能となる。このように、狭いエリアにおける正確な気象予測は、系統運用者にとって再生可能エネルギー大量導入時においても品質の高い電力供給を実施するための切り札であり、気象予測技術の向上が望まれる。

具体的には、スリランカ近傍の気象衛星画像を入手し、衛星画像における雲の変化と実際の気象の変化の相関を求めることにより、数時間後の雲の挙動を予測することで、精度の高いピンポイントの気象予測が可能となる。しかしながら、気象衛星画像を入手すればすぐに気象予測が可能となるわけではなく、多くのデータを蓄積し、それらの蓄積したデータを解析することにより、精度の高い気象予測が可能となる。

(9) 小水力の発電量情報の吸い上げによる正確な電力需要実績の把握

現在、小水力はお客様に供給している配電線に直接連系しており、変電所で取得している毎時間のデータは純粋な電力需要から水力発電量を控除した数値になっている。各小水力発電所は、毎時間の発電実績は記録していないため、毎時間の純粋な電力需要を把握することは不可能な状況である。需要の動向を正確に把握することは、将来の需要予測をする上で非常に重要であり、すべての小水力について、毎時間の発電量を記録して報告するシステムに変更することが望ましい。

13.1.3 経済性と環境性に優れた揚水式水力地点の発掘

本 MP においては、最適案として提案している石炭火力を含めた各種電源をバランス良く組み合わせる案において、主としてオフピーク時における負荷変動対応力として、2030 年までに 600MW 程度の揚水式水力の開発を推奨している。また、今後、全く石炭火力を開発しない場合でも、再生可能エネルギーの開発を一層推進する政策を実施していくのであれば、再生可能エネルギーにより発生する余剰電力吸収用として、揚水式水力またはバッテリーの開発が不可欠となってくる。バッテリーの電力貯蔵コストは、現時点では 500～1,000 USD/kWh 程度で、揚水式水力の 3～5 倍程度高く、また、耐用年数も 20 年以下で揚水式水力の半分以下である。今後、量産効果や技術革新で、バッテリーのコスト低下が見込めるが、2030 年ころの見通しでは、まだバッテリーの均等化発電原価（LCOE）は揚水式水力よりもかなり高いものと見込まれている。

揚水式水力は、地点調査、詳細設計、建設工事の期間を考慮すると、意思決定から運転開始までに 10 年程度の期間が必要である。このため、2030 年ころの運転開始を目指そうとすると、そろそろ開発計画の本格調査（Feasibility Study）に向けた行動を開始する必要がある。

本 MP 調査の中で、既存レポート（「ピーク需要対応型電源最適化計画調査（JICA, 2015 年 2 月）」）において最有望揚水地点に選定されている Maha 3 地点の開発可能性をチェックした結果、建設工事費が高い（USD 1,063/kW）こと、100 人以上の住民移転が必要になることなど、解決すべき課題が多く残されており、開発に向けたハードルが非常に高いことが想定される。この課題を解決する一つの方策として、経済性と環境性に優れた新規揚水式水力地点を発掘することが必要になってくる。

なお、既存レポートでは、系統運用上の観点から単機容量の最大値を 200MW に設定して絞り込みを図っているため、機器製造上の制限により高落差のサイトが絞り込みの段階で対象地点から除外されている。本 MP 調査の中で、2040 年においては単機容量の最大値は 400MW 程度まで対応可能との結論を得ており、機器製造上の制限により最初の段階で対象地点から外されたサイトの中にも経済性と環境性の両面で優れた有望地点が残されている可能性がある。（Appendix-1 参照）

13.1.4 LNG 火力の導入促進

IEA が WEO2016 において発表している New Policies Scenario の 2040 年における燃料価格予測によると、石油の価格は 2015 年比で 2.4 倍に上昇する。一方、LNG の価格は 2015 年比で 1.2 倍になると想定している。つまり、300MW 石油コンバインドサイクルの燃料費は、現状でも 16 USC/kWh 程度と高めであるが、2040 年には 38 USC/kWh 程度まで上昇すると想定されている。一方、300MW LNG コンバインドサイクルの燃料費は、現状で 10 USC/kWh 程度であるが、2040 年には 12 USC/kWh 程度になる。このため、現状では 6 USC/kWh 程度の差であるが、2040 年における燃料費を比較すると 26 USC/kWh 程度の非常に大きな差になる。

本 MP の中でも、経済性の観点から石油に代わる電源として LNG 火力を導入するとともに、一部の既設石油火力は LNG 焚きに燃料転換することを提案している。現状でも石油の価格は高いため、供給原価の低減を図るために可能な限り早く LNG の導入を進めることが必要である。

(1) 燃料供給設備の建設

天然ガスは常温において気体であるため、大量に輸送及び貯蔵するためには液化して LNG にする必要がある。LNG は、 -162°C 以下の極低温の環境下で輸送、貯蔵する必要がある、以下の課題がある。

- 燃料供給設備（輸送船、備蓄タンクなど）は石油と比較して非常に高価である。
- 長期の備蓄が難しいため、定期的に燃料受け入れが必要である。
- 燃料受け入れ基地の建設に時間がかかる。

長期的な方策としては、コロンボ周辺に専用港湾、LNG 基地を建設するのが最も望ましいと考えられるが、専用港湾の建設には時間がかかるため、可能な限り早く LNG の導入を進めるためには、コロンボ港内に FSRU（Floating Storage Regasification Unit）を設置する方策も短期的な方策として考えられる。

どちらの方式を採用するかを早期に決定し、燃料供給設備の建設を開始することが重要であるが、最終的な方式決定は、今後の LNG の必要量、必要時期、調達期間に加え、国産天然ガスの可採埋蔵量や導入可能時期なども含めて、総合的に判断する必要がある。

(2) 国産天然ガスの開発見通し

現在確認されている国産天然ガスの可採埋蔵量は、Dorado ガス田の 0.3 TCF (Trillion cubic feet) である。なお、Dorado ガス田に隣接する Barracuda ガス田も含めた 2 か所のガス田の合計埋蔵量は約 2 TCF と推定されている。この埋蔵量は、単機容量 300MW のコンバインドが利用率 50% で運転した場合、240 年間稼働可能な量に匹敵する。

PRDS の試算によると、国産ガス田の供給コストは 16.5 USD/MMBTU と見込まれている。一方、輸入 LNG 価格は 13.7 USD/MMBTU（2015 年 at Colombo CIF、LNG 供給に係るコストを含まない。）と想定されており、LNG 供給に係るコストを含めてもまだ LNG の方が若干安い想定である。しかしながら、国産ガスは価格安定性や供給安定性のセキュリティ面における優位性があり、その点も考慮すると、ほとんど同程度の価値があると考えられる。

このように、国産ガスは必要十分な埋蔵量が推定される上、LNG とほぼ同等の価値があると考えられるため、国内資源の有効活用という観点から、国産ガスの商業運転に向けた活動を早期に開始するのが望ましい。また、早期に石油燃料からの脱却を図るため、建設に係るリードタイムの短い FSRU を導入し、国産ガスの供給見通しが得られた段階で、FSRU から国産ガスにシフトするのが得策である。

(3) 燃料の調達

LNG 火力は需給の調整機能を担うため、LNG 燃料の消費量は、電力の需給状況に大きく左右される。LNG 燃料の契約において、輸入国を限定して 10 年以上の長期契約を行うと、安定的な

燃料の調達が可能となる。しかしながら、LNG 燃料は発電以外の用途が非常に限定され、燃料の余剰が発生しても引き取り先がないため、毎年の燃料輸入量が固定されていると、安い燃料の石炭火力の出力を抑制してまで、優先的に LNG 燃料を消費せざるを得ないという不経済な運用を強いられる事態が発生する。このような事態を回避するために、LNG 燃料の調達には弾力性を持たせておく必要がある。具体的には 10 年以上の長期契約のみに限定せずに、消費量の半分程度はスポット契約で調達することが望ましい。

なお、スリランカ国内において、LNG 燃料供給設備を運営する組織は、建設コストに係る費用の回収のために、発電事業者に対して一定量以上の消費量を要求する可能性が高い。すべての LNG 火力が燃料面から運用上の制限をかけられてしまうと、需給の調整機能を担うことが非常に難しくなってくる。このため、LNG 燃料供給設備は完全な私企業に委ねることなく、CPC または CEB が運営に関与することが望ましい。

(4) 環境社会配慮

LNG 火力は、一般的には石炭火力や石油火力と比較すると大気汚染物質や温排水の排出は非常に少ない。このため、比較的都市部に近い場所に立地される可能性が高い。このような観点から、自然環境への影響は軽微と考えられるが、特に工事実施時において、社会活動への影響（例えば交通渋滞など）が懸念される。また、都市部は周辺工場や車両からの排気ガス等により、既に大気汚染物質濃度が平均よりも高くなっている地域であることが予想される。このため、事前に周辺環境の状況をチェックし、既存排出源も含めた総量での抑制を図るとともに、発電所運転開始後のモニタリングを定期的実施することが求められる。

13.1.5 環境面に十分配慮した石炭火力の導入

CO₂ 排出量については、現状の技術レベルでは、排出量を抑制することは難しいため、kWh 当たりの排出量で見ると石炭火力は LNG 火力の 2 倍程度である。2015 年の実績では、kWh 当たりの CO₂ 排出量は、全発電設備平均で 0.45kg/kWh であり、先進国と同レベルの低い水準である。本 MP で推奨しているシナリオ C では、LNG 火力の開発だけでなく石炭火力の開発も実施するが、再生可能エネルギーの開発も同時に実施することから、kWh 当たりの CO₂ 排出量は、現状とほぼ同レベルの水準で推移する。

今後石炭火力の導入を進めていくためには、現実に環境への影響を与えている既設の Norocholai 発電所の灰捨て場について、早急に飛散防止用のフェンスを設置するなどの飛散防止対策を取ることが求められる。現状発生している問題への必要な対策を取り、また、石炭火力発電所であっても、環境対策を適正に導入することで、CO₂ 以外の環境への負の影響をガス火力発電と遜色ないレベルまで低減することが可能であることを関係者に説明することで、石炭火力発電への負のイメージを払拭し、次期ローリングプランである LTGEP 2020-2039（2019 年 4 月 30 日までに提出する予定）の中で、重要な電源の一つとして位置付けることが求められる。

13.1.6 Kerawalapitiya 発電所送電計画の確実な実行

本 MP の中で、Kerawalapitiya 地区に大量の発電機を設置した場合の送電方法について検討した。Kerawalapitiya 地区に 300MW 機 4 台設置時において、220kV Kerawalapitiya - Kirindiwala 間の送電線増強が必要であるという結果となった。この条件を踏まえると、本 MP において最適案として提案しているシナリオ C においては、当該送電線は 2023 年ころまでに必要となってくる。

しかしながら、コロンボ市内はすでに民家が密集しており、環境社会への影響を考慮すると送電線ルートはコロンボ市の郊外を大きく迂回することになると想定されるが、それでも架空線ルートの確保が非常に困難な状況である。このため、以下の方策について検討し、早めに対応策を決定し、当該区間の実行可能性調査を実施する必要がある。

- 既設送電線のルートを活用して 220kV 架空送電線のルートを確保する。
- 高速道路開発など新規開発プロジェクトと協調してルートを確保する。

13.1.7 スリランカーインド間連系送電線の調査

本 MP の中で、スリランカーインド間連系送電線の概略経済性評価を実施した。その結果、500MW までの連系であれば経済的との結果となった。しかしながら、この検討は相手国の情報を Web サイトなどの公開されている情報から推測したもので、非常にラフな検討である。他国との連系は、再生可能エネルギーの大量導入時における系統の安定運用面からも有効な手段であるため、詳細な経済性評価を実施するとともに、具体的な計画策定に向けた動きを始めることが望まれる。

13.1.8 配電 SCADA の全国展開およびシステム統合の検討

配電 SCADA については、9 章で述べた通り、配電各社が独立してシステム開発を進めた結果、複数メーカーのシステムが混在しており、機能や拡張性が統一されていないため非効率となっている実態にある。今後、スリランカ全土に配電網高度化を図る上で、配電 SCADA をどのように仕様制定し構築していくかは大変重要であり、DD 各社の現状を踏まえ、全社横断的な最適システムの構築に向けた検討は喫緊の課題となっている。

13.1.9 配電系統の信頼度向上

CEB の配電各社では、2016 年 1 月から供給信頼度に係る運用実績を評価するための指標である SAIDI の統計を取り始めた。この指標は、需要家一軒当たりの停電時間を示しており、停電時間の低減に向けた取り組みが求められている。この対策としては、事故発生頻度の抑制、事故発生個所の早期発見・早期復旧、無停電による工事の実施などが考えられる。

このうち、少ない投資額で停電時間を減少させる方法としては、事故発生個所の早期発見が、最も効果的である。事故発生区間を早期に発見し、事故区間を分離するシステムは CEB でもすでに導入している。しかし、分離される区間が広範囲なうえ、事故発生個所は主として目視により発見しているため、多くの時間がかかっている。このような現状を踏まえて、より細分化して事

故発生区間を区分するシステムを導入するとともに、事故発生個所を早期に発見する機材を配電事業所に配備するのが望ましい。

第 9 章に、日本において採用しているシステムや機材の説明を記載している。日本における経験を踏まえると、これらを導入する効果は非常に高いと考えられるが、スリランカの配電系統における効果は判然としないため、まずは地域を限定してパイロットプロジェクトとして導入し、効果が確認できた段階で、全国に展開するのが望ましい。

13.2 ロードマップ

前節で示したアクションプランについて、実施時期と実施担当者を示したロードマップを以下に示す。

表 13-1 ロードマップ

			2018					2019					2020					2021					2022					備考	
			1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11			
[長期電源開発計画]																													
1	LTGEP	電源開発計画の方向性決定	MPRE, CEB, PUCSL																									特に再生可能エネルギーの開発目標を設定	
[再生可能エネルギー]																													
1	RE	供給力余剰発生時における出力抑制制度の導入	PUCSL																									必要になる時期は2030年以降であるが、不公平感を是正するために早期のルール化が必要	
2	RE	再生可能エネルギー促進用買い取り料金制度の見直し	PUCSL																									1MW以下の小規模設備に限定適用	
3	RE	自由な参入を可能とする制度設計	PUCSL, SEA, CEB																									接続の可否を検討する組織の構築後	
4	RE	接続の可否を検討する組織の構築	CEB																									CEB職員に対する技術的教育が必要	
5	RE	紛争を処理する組織の構築	PUCSL																									開発事業者とCEB間の紛争処理	
6	RE	再生可能エネルギーの環境影響評価	SEA																									乱開発の防止。事業終了後の廃棄物処理を担保する仕組み	
7	RE	バッテリーの変動対応力の確認	CEB, SEA																									Hambantota地区にパイロットプロジェクトを設置 小容量バッテリーの作製に1年程度必要	
[揚水式水力発電所]																													
1	PSPF	揚水式水力の必要性確認	CEB Consultant																									電源構成によるが、多くの再生可能エネルギーを導入する場合には必要	
2	PSPF	実行可能性調査(地点選定、環境影響評価を含む)	CEB Consultant																									経済性と環境性に優れた揚水式水力地点の再調査	
3	PSPF	詳細設計	CEB Consultant																									詳細設計完了後に、建設期間として5～6年必要	
[LNG燃料供給設備]																													
1	LNG	燃料供給方式の選定	MPRE, MPRD CEB, CPC																									国産ガスの埋蔵量を考慮すると、FSRUの方が望ましい。	
2	LNG	燃料供給運営組織(LNG MO)の選定	MPRE, MPRD CEB, CPC																									LNG火力には需給調整機能に期待しているため、CPCまたはCEBが運営するのが望ましい。	
3	LNG	実行可能性調査(環境影響評価を含む)	LNG MO Consultant																										
4	LNG	詳細設計、工事業者の選定	LNG MO Consultant																										
5	LNG	建設(FSRU式の場合)	LNG MO Contractor																									陸上基地の場合には4～5年必要	
6	LNG	国産ガス商業運転の早期開始を目指した活動の加速化	PRDS																									国産ガスの供給見通しが得られた段階で、LNGから国産ガスにシフト	
[石炭火力発電所]																													
1	Coal	既設石炭火力の環境対策	CEB																									既設Norocholia発電所における灰の飛散防止対策など	
2	Coal	石炭火力開発に向けた合意形成	MPRE, CEB																									次期LTGEP(2019年4月)への反映	
3	Coal	開発枠組みの決定	MPRE, CEB																									IPP、IVなどを比較評価	
[Kerawalapitiya発電所の送電計画]																													
1	T/L	220kV Kerawalapitiya - Kirindivela送電線のルート選定	CEB																									ルート確保が難しい場合には、地中線も考慮	
2	T/L	実行可能性調査(環境影響評価を含む)	CEB																										
[スリランカー・インド関連送電線]																													
1	T/L	両国間の合意形成	MPRE, CEB																										
2	T/L	概略実行可能性調査	CEB																									タミルナドゥ州での調査も含む	
[配電設備]																													
1	D/L	配電SCADAの全国展開およびシステム統合の検討	CEB																										
2	D/L	事故点発見システムの導入・検証(パイロットプロジェクト)	CEB, LECO																									コロンボ近郊の配電用変電所の供給区域をパイロットプロジェクト地区に選定	
3	D/L	事故点発見システムの本格導入	CEB, LECO																									パイロットプロジェクトでの検証結果による。	

(出典：JICA 調査団)

第 14 章 JICA 電力セクター協力プログラムに係る提案

14.1 再生可能エネルギーの大量導入に向けた人材育成

(1) 背景、目的

現時点では、小水力を除く再生可能エネルギーの開発量はわずかであるが、太陽光や風力は価格が低下してきており、近い将来急激に増加することが想定されている。しかしながら、再生可能エネルギーのうち特に太陽光発電と風力発電は発電量が気象条件に左右され、想定外に出力が変動するため、系統運用者から見ると扱いにくい発電設備である。系統内への導入量が少ない状況であれば系統全体の変動対応力で吸収可能なため、大きな問題とはならないが、今後再生可能エネルギーの大量導入に伴って、多くの課題が顕在化してくることが予想されるため、それを踏まえた条件整備が必要になってくる。特に、再生可能エネルギーの大量導入時における系統への影響や個別発電所の系統への接続時における系統増強方策の検討を実施できる要員を育成する必要がある。このような検討は、将来的に CEB が独自に実施していかなければならない業務であり、既に再生可能エネルギーが大量に導入されつつある日本の検討ノウハウを技術移転して、CEB 技術者の人材育成を図る。

再生可能エネルギーの大量導入をスムーズに進めるために、再生可能エネルギーの特性を踏まえた制度の変更が必要になってくる。この変更は、スリランカの独自の政策に基づいて実施されるものと考えられるが、必要に応じて、日本における制度構築の経緯を紹介するとともに、制度設計の支援を行う。また、再生可能エネルギーの導入に伴って、システムオペレータである CEB としては、再生可能エネルギーの出力変動を吸収して、周波数変動の安定化を図り、品質の高い電力を供給するための設備が必要になってくる。しかしながら、これらの設備投資に必要な財源が確保されていないため、必要な設備が必要な時期に建設できず、安定供給に支障をきたす可能性がある。このような点を踏まえて、系統安定化に資する設備の財源確保策についての検討を行う。

なお、局所的に発生する短時間で大きな出力変動を抑制する方法として、太陽光や風力と蓄電池を組み合わせた方式が提案されているが、蓄電池のコストが非常に高いため、離島での適用や研究用など限定的な導入にとどまっている。将来的には蓄電池のコストが低減すると想定されており、パイロットプロジェクトとして蓄電池を設置し、太陽光や風力と蓄電池を組み合わせた方式の負荷変動抑制効果やピークシフト効果の検証を実施し、揚水式水力を含めた蓄電システムの有効性を確認する。

(2) 目標値

再生可能エネルギーの大量導入時において発生すると予測される課題を未然に防止する。

(3) 業務内容

(a) CEB 技術者の人材育成

再生可能エネルギーの導入時における系統への影響予測や個別発電所の系統への接続時における系統増強方策及び正確な気象予報に基づく発電量予測方法について、日本の検討ノウハウを技術移転する。

(b) 制度設計の支援

日本における制度構築（供給力余剰発生時における出力抑制制度の導入、自由な参入を可能とする制度設計、再生可能エネルギーの環境影響評価など）の経緯を紹介するとともに、必要に応じて、制度設計の支援を行う。また、系統安定化に資する設備の財源確保策についての検討を行う。

(c) 蓄電システムの有効性確認

太陽光や風力と蓄電池を組み合わせた方式の負荷変動抑制効果やピークシフト効果の検証を実施するために、パイロットプロジェクトを実施し、蓄電システムの有効性を確認する。

具体的なパイロットプロジェクトエリアとしては、近年太陽光発電設備の開発が活発に行われている Hambantota 地区の配電用変電所または太陽光発電所近隣エリアを選定して負荷変動抑制用の蓄電池 1～2MW（1 時間程度の貯蔵容量）を導入し、負荷変動抑制効果などの変動対応力の確認を行う。

(4) 実施スケジュール

表 14-1 実施スケジュール案（再生可能エネルギー）

	1Y				2Y			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
CEB 技術者の人材育成								
系統への影響予測方法の研修	■							
系統増強検討要員の育成	■	■						
気象予測情報の提供	■							
発電量予測方法の研修	■	■						
制度設計の支援	■	■						
系統安定化設備の財源確保策	■	■						
蓄電システムの有効性確認								
設置場所、方式等の選定	■							
蓄電池の設置		■	■	■				
蓄電システムの有効性確認					■	■	■	■

（出典：JICA 調査団）

(5) 必要投入量

(a) 専門家派遣：23.0MM

系統への影響予測研修：2.0MM

系統増強検討要員育成：3.0MM

気象データベース作成：2.0MM

発電量予測研修：2.0MM

制度設計支援：3.0MM

系統安定化設備の財源確保策検討：3.0MM

蓄電池システム：8.0MM（現地での設置工事の監理は含まない。）

(b) 資機材

気象予測情報（気象衛星画像）の提供（データベースの作成も含む）

蓄電池システムの設置（パイロットプロジェクト）

(c) 本邦受け入れ研修

10 名程度×1 週間

14.2 揚水式水力の開発妥当性の再確認と実行可能性調査

(1) 背景、目的

揚水式水力については、すでに 2015 年 2 月に JICA が実施した調査（「ピーク需要対応型電源最適化計画調査」）において、最有望揚水地点として Maha 3 地点（200MW×3 基）が選定されている。しかしながら、2015 年 2 月時点以降スリランカの電源開発政策が石炭火力中心から再生可能エネルギー中心に大幅に修正されており、揚水式水力の開発妥当性の再確認が必要になってきている。また、既存レポートでは、系統運用上の観点から単機容量の最大値を 200MW に設定して絞り込みを図っているため、機器製造上の制限により高落差のサイトが絞り込みの段階で対象地点から除外されている。本 MP 調査の中で、2040 年においては単機容量の最大値は 370MW 程度まで対応可能との結論を得ており、機器製造上の制限により最初の段階で対象地点から外されたサイトの中にも経済性と環境性の両面で優れた有望地点が残されている可能性がある。

本 MP においては、最適案として提案している石炭火力を含めた各種電源をバランス良く組み合わせた案において、主にオフピーク時における負荷変動対応力として、2030 年までに 600MW 程度の揚水式水力の開発を推奨している。また、今後、全く石炭火力を開発しない場合でも、再生可能エネルギーの開発を一層推進する政策を実施していくのであれば、再生可能エネルギーにより発生する余剰電力吸収用として、揚水式水力またはバッテリーの開発が不可欠となってくる。バッテリーの電力貯蔵コストは、現時点では 500～1,000 USD/kWh 程度で、揚水式水力の 3～5 倍程度高く、また、耐用年数も 20 年以下で揚水式水力の半分以下である。今後、量産効果や技術革新で、バッテリーのコスト低下が見込めるが、2030 年ころの見通しでは、まだバッテリーの均等化発電原価（LCOE）は揚水式水力よりもかなり高いものと見込まれている。

揚水式水力は、地点調査、詳細設計、建設工事の期間を考慮すると、意思決定から運転開始までに 10 年程度の期間が必要である。このため、2030 年ころの運転開始を目指そうとすると、早々に開発計画の本格調査（Feasibility Study）に向けた行動を開始する必要がある。

これらの点を踏まえて、新しい電源開発政策に基づいて揚水式水力の開発妥当性の再確認を行うとともに、開発妥当性が確認されれば、再度有望地点の絞り込みを行い、選定された最有望揚水地点について、実行可能性調査を実施する。

(2) 目標値

5 年後には詳細設計が完了し、新規揚水地点の建設工事が開始する。（最速では、2027 年初号機運転開始）

(3) 業務内容

(a) 開発妥当性の再確認

電源開発政策の変更、需要形状の変化など 2015 年 2 月以降の変化を踏まえて、揚水式水力の開発妥当性、開発必要時期、必要池容量の再確認を実施する。また、バッテリーとの比較も実施する。

(b) 有望地点の絞り込み

新たな評価基準（高落差、大容量地点を含む）により、有望揚水地点を複数抽出するとともに、環境性、経済性等の面から優先度評価を行い、最有望地点を選定する。

(c) 実行可能性調査

最有望揚水地点において、地形・地質調査（ボーリング調査等を含む）、環境影響調査（EIA）を実施し、基本設計ならびに施工計画・積算を行い、その実行可能性を評価する。

(4) 実施スケジュール

開発妥当性は本 MP の中で概略確認済みであり、開発妥当性の再確認と有望地点の絞り込みは同時に実施することとし、全体スケジュールは約 2 年間である。

表 14-2 実施スケジュール案（揚水式水力）

	1Y				2Y			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
開発妥当性の再確認								
最有望地点の選定								
実行可能性調査								
地形・地質調査								
環境影響調査								
設計、施工計画・積算								
経済財務分析								

（出典：JICA 調査団）

(5) 必要投入量

(a) 専門家派遣：54.0MM

電源開発計画：4.0MM

水力土木（設計、施工計画・積算、水文など）：18.0MM

地形地質：6MM

水力電気・機械：2.0MM

系統計画・系統解析：2.0MM

系統運用：2.0MM

送電、変電：3.0MM

経済財務、投資計画：3.0MM

組織体制：2.0MM

環境社会配慮（自然、社会）：12.0MM

(b) ローカルコンサルタントへの委託

地形・地質調査（ボーリング調査、弾性波探査等）

環境影響調査（環境影響調査報告書の作成を含む）

(c) 本邦受け入れ研修

10 名程度×1 週間

14.3 LNG 火力導入に向けた人材育成

(1) 背景、目的

スリランカでは、近い将来 LNG 火力の導入を計画している。LNG 燃料供給設備の建設は国外の技術者に任せるとしても、LNG 燃料の取扱いおよび運営は CPC または CEB が関与することになると想定される。しかしながら、現時点では、スリランカには LNG 火力発電所は全くないため、LNG 燃料の取扱いに関する知識は非常に乏しい。LNG 燃料は、石油燃料と同様に可燃性、引火性が高い危険物であり、慎重に取り扱わないと重大な事故を招く恐れがある。また、石油とは全く異なる性質を持っているため、石油の取扱いによって得られたノウハウをそのまま適用するわけにはいかず、取扱い技術者に対して十分な教育が必要となる。このような点を踏まえ、既に LNG 燃料を大量に輸入している日本の取扱いノウハウを技術移転して、スリランカ人技術者の人材育成を図る。

(2) 目標値

LNG 導入時に LNG 設備の運営会社が、設備を安全に運用できる。

(3) 業務内容

(a) LNG 取扱い技術者に対する安全教育と取扱いマニュアルの整備

LNG 燃料は石油とは全く異なる性質を持っており、LNG 燃料の持つ危険性を十分に認識し、慎重な対応が求められる。将来、LNG 設備の運用を実施するスリランカ技術者に対して、日本の取扱いノウハウを踏まえて、LNG 燃料の持つ危険性を紹介するとともに、平常時及び非常時において安全に取り扱うための研修を実施する。また、日本の取扱いノウハウを参考にして、取扱いマニュアルを整備する。

(b) LNG 取扱い研修

スリランカ技術者が単独で LNG 燃料を取り扱う場合には、上記の安全教育だけでは不十分である。このため、将来 LNG 取扱いの中心人物となるスリランカ技術者 3 名程度を本邦に招聘し、日本の LNG 基地において 3 か月程度日本の技術者とともに LNG 設備の実運用を行うことにより、具体的な取扱い方法を習得する。

LNG 設備の運用開始後 1 年間程度、LNG の取扱い経験が豊富な日本人技術者をスリランカに常駐させ、スリランカ技術者が単独で LNG 燃料を取り扱うのを支援し、OJT によりスリランカ技術者の能力強化を実施する。

(4) 実施スケジュール

表 14-3 実施スケジュール案 (LNG 火力)

	1Y				2Y			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
LNG 設備実運用開始				▲				
安全教育とマニュアルの整備								
安全教育	■							
取扱いマニュアルの整備	■	■						
LNG 取扱い研修								
本邦研修			■					
専門家駐在 (OJT 研修)				■	■	■	■	■

(出典：JICA 調査団)

(5) 必要投入量

(a) 専門家派遣：35.0MM

安全教育：2.0MM

マニュアル整備：3.0MM

本邦研修対応：6.0MM (2 名×3 ヶ月、国内のみ)

専門家現地駐在 (OJT 研修)：24.0MM (2 名×12 か月)

(b) 本邦受け入れ研修

3 名程度×3 ヶ月

(6) その他

本調査は、LNG 燃料供給設備建設時の付帯条件とし、建設工事の受注者に業務を実施してもらうことも可能である。

14.4 既設石炭火力の環境対策

(1) 背景、目的

基本的には、火力発電所を建設する際には、大気汚染物質や水質汚濁物質の排出量を規制値よりも十分に低いレベルに低減し、環境へのダメージを極力緩和する対策を実施することが前提となる。特に、石炭火力の開発にあたっては、環境対策として、最新鋭の脱硫装置、脱硝装置、集塵装置を設置するとともに、高い煙突を設置して排出物の拡散を図り、着地濃度の低減を図る。また、管理型の貯炭場、灰捨て場を発電所エリア内に設け、屋内式または周囲をフェンスで囲うなどして石炭粉塵や灰の周辺への拡散を防止する対策を実施する。こうした適正な対策を施せば、CO₂ 以外の排出量については、周辺環境へのダメージは LNG 火力と遜色ないレベル（周辺環境に対して目立った影響がないレベル）まで低減可能である。

しかしながら、既設の Norocholai 石炭火力発電所においては、貯炭場、灰捨て場からの石炭粉塵や灰の周辺への拡散により、周辺環境へ直接的なダメージを与えており、そのため、石炭火力発電所は環境面で劣悪な発電所であるというイメージが国民の意識の中に醸成されてきてしまっている。

今後石炭火力を重要電源の一つとして位置づけて開発を進めていくためには、現実環境への負の影響を与えている既設の Norocholai 発電所について、現状発生している問題を的確に把握して必要な対策を取り、石炭火力発電所であっても、環境対策を適正に導入することで、CO₂ 以外の環境への負の影響を目立った影響がないレベルまで低減することが可能であることを関係者に説明し、石炭火力発電への負のイメージを払拭することが求められる。

(2) 目標値

Norocholai 石炭火力発電所から排出される物質による周辺環境へのダメージを、目立った影響がないレベルまで低減する。

(3) 業務内容

(a) 排出量の現状把握と対応策の検討

発電所構内外において大気質、水質、騒音などの現状実態を調査し、環境汚染物質の発電所構外への排出量の現状を把握し、周辺環境へのダメージを目立った影響がないレベルまで低減するための各種対策案（機器の取り替え、追加設備の設置など）を提案する。また、それらの数値について継続的に測定するモニタリング方法や測定値が悪化した際の対応策についても提案する。

(b) オピニオンリーダーの日本招聘

石炭火力発電への負のイメージを払拭するために、スリランカにおけるオピニオンリーダー（賛成派、反対派を問わず）を本邦に招聘し、日本の石炭火力において採用している環境汚染物質の発電所構外への排出量抑制対策を紹介し、石炭火力における環境面の実態について正しい理解を促す。

(4) 実施スケジュール

表 14-4 実施スケジュール案（石炭火力）

	1Y				2Y			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
環境調査								
対策案の提案								
本邦研修								

（出典：JICA 調査団）

(5) 必要投入量

(a) 専門家派遣：6.0MM

火力環境（大気質）：2.0MM

火力環境（水質、灰処理）：2.0MM

環境社会配慮：2.0MM

(b) ローカルコンサルタントへの委託

環境調査（雨季、乾季）

(c) 本邦受け入れ研修

10 名程度×1 週間

14.5 Kerawalapitiya 発電所送電計画の実行可能性調査と系統解析技術の向上

(1) 背景、目的

本 MP の中で、Kerawalapitiya 地区に大量の発電機を設置した場合の送電方法について検討し、220kV 系統のコロンボ市内導入を提案している。その計画に基づいて、220kV 系統のコロンボ市内導入の実行可能性調査を実施する。

現在 CEB では、PSS/E を系統解析用ツールとして使用している。PSS/E は潮流解析、事故電流解析、安定度解析は可能であるが、過渡現象解析、雷サージなどによる絶縁設計、交直変換装置を含んだ系統解析、高調波の影響評価などの高度な解析を実施する場合には、PSS/E だけでは不十分であり、EMTP (Electro Magnetic Transient Program) や PSCAD/EMTDC などのツールを使う必要がある。しかしながら、CEB では PSCAD/EMTDC を所有しているが、データが整備されていないため使用した実績がない。

このような高度な解析は、具体的なプロジェクトの詳細設計時において、機器の仕様を決定する際に実施するものであるが、今後、ADB がスリランカーインド間連系送電線の詳細設計を実施する予定になっており、近い将来スリランカ系統の中に直流系統が含まれてくる可能性があるため、PSCAD/EMTDC などを使用した高度な解析が必要になってくる。このような状況において、すべての系統解析を詳細設計を実施するコンサルタントに任せて、コンサルタントが実施した検討結果を鵜呑みにして設計を承認してしまうと、系統解析の不備により生じた機器のオーバースペックや事故の責任を CEB も負わざるを得なくなり、大きな損失を生じることになる。

このような点を踏まえて、Kerawalapitiya 発電所送電計画の実行可能性調査の一環として、CEB の系統解析技術者に対して、EMTP や PSCAD/EMTDC を使用した系統解析技術の向上を目指した研修を実施する。

(2) 目標値

Kerawalapitiya 発電所の建設計画に合わせて、必要な送電線の建設が開始できる。

CEB の技術者が、コンサルタントが実施する系統解析について、必要な解析項目が含まれているかを審査し、コンサルタントが実施した解析結果の妥当性を評価できるレベルに到達する。

(3) 業務内容

(a) Kerawalapitiya 発電所送電計画の実行可能性調査

Kerawalapitiya 発電所の周辺はすでに民家が密集しており、環境社会への影響を考慮すると架空送電線ルートはコロンボ市の郊外を大きく迂回することになると想定されるが、それでもルートの確保が非常に困難な状況である。この点を踏まえ、ルート調査を実施し、架空線ルートまたは地中線ルートを選定し、実行可能性を調査する。

(b) 高度な系統解析技術の研修

CEB の系統解析技術者に対して、EMTP や PSCAD/EMTDC を使用した系統解析技術の向上を目指した研修を実施する。

(4) 実施スケジュール

表 14-5 実施スケジュール案（送電設備）

	1Y				2Y			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
実行可能性調査								
ルート調査								
環境影響調査（必要に応じ）								
設計、施工計画・積算								
経済財務分析								
高度な系統解析技術の研修								
データ整備								
系統解析技術研修								

（出典：JICA 調査団）

(5) 必要投入量

(a) 専門家派遣：23.0MM

系統計画：6.0MM

系統解析（2名）：8.0MM

送電、変電：5.0MM

経済財務：1.0MM

環境社会配慮（自然、社会）：3.0MM

(b) ローカルコンサルタントへの委託（架空線ルートの場合）

環境影響調査（環境影響調査報告書の作成を含む）

14.6 配電系統の供給信頼度向上

(1) 背景、目的

CEB の配電各社では、2016 年 1 月から供給信頼度に係る運用実績を評価するための指標である SAIDI の統計を取り始めた。この指標は、需要家一軒当たりの停電時間を示しており、停電時間の低減に向けた取り組みが求められている。この対策としては、事故発生頻度の抑制、事故発生個所の早期発見・早期復旧、無停電による工事の実施などが考えられる。

このうち、少ない投資額で停電時間を減少させる方法としては、事故発生個所の早期発見が、最も効果的である。事故発生区間を早期に発見し、事故区間を分離するシステムは CEB でもすでに導入している。しかし、分離される区間が広範囲なうえ、事故発生個所は主として目視により発見しているため、多くの時間がかかっている。このような現状を踏まえて、より細分化して事故発生区間を区分する時限順送方式を導入するとともに、事故発生個所を早期に発見する機材を配電事業所に配備するのが望ましい。これらの機器は、日本における経験を踏まえると、導入する効果は非常に高いと考えられるが、スリランカの配電系統における効果は判然としないため、一部の地域をパイロットプロジェクトエリアとして選定し、対象機器を導入して効果の確認を図り、効果が確認できれば徐々に導入を拡大していく。

また、配電自動化により供給信頼度向上に寄与する配電 SCADA システムについては、配電各社が独立してシステム開発を進めた結果、複数メーカーのシステムが混在しており、機能や拡張性が統一されていないため非効率となっている実態にある。このため、配電 SCADA システムの統一仕様を制定し、拡張性に優れた配電網高度化システムを提案する。合わせて、停電時間の少ない配電自動化システム（SCADA/DMS）の提案も行う。

(2) 目標値

全国的に時限順送方式を導入するとともに、事故発生個所を早期に発見する機材を配電事業所に配備することにより、5 年後には事故発生個所の特定に要する時間を現状の半分以下にする。また、SAIDI を現状の 1/3 以下にする。（プロジェクト開始後 5 年間、SAIDI を前年比 20%低減を図ることにより現状の 1/3 以下にすることは実現可能である。）

(3) 業務内容

(a) 供給信頼度向上を目指した配電マスタープランの策定

配電事業会社（DD）を 1 社選択し、供給信頼度向上に向けた方策及び再生可能エネルギー導入量増加に向けた対応策の提案、及び配電網高度化システムなどの対応も含めた設備投資額の積算を実施する。

(b) 拡張性に優れた配電網高度化システムの提案

配電 SCADA については、配電各社が独立してシステム開発を進めた結果、複数メーカーのシステムが混在しており、機能や拡張性が統一されていないため非効率となっている実態にある。今後、スリランカ全土において配電網高度化を図る上で、配電 SCADA の仕様をどのよう

に決定し構築していくかは大変重要であり、DD 各社の現状を踏まえ、スリランカ全土に配電網高度化を図る上での課題を整理し、拡張性に優れた配電網高度化システムの検討を実施する。

(c) 時限順送方式パイロットプロジェクトの実施と全国展開方法の提案

配電線の事故発生時に事故区間を容易に発見する方式として、現行の Recloser 方式に付加する形で、時限順送方式の導入が有効であり、配電線を細かく区分することが可能となるため、長距離配電線に適用するとより効果的である。

具体的なパイロットプロジェクトエリアとしては、コロンボ近郊で都市部にも地方部にも供給している配電用変電所を 1 か所選定し、その変電所が供給している 1～2 本の配電線について時限順送方式の機器を導入する。併せて、事故発生個所を早期に発見する機材をその配電線を管理している配電事業所に 2 台配備し、事故発生時における効果の確認を行う。具体的な実施事項は以下のとおりである。

- パイロットエリアの選定
- 供給信頼度面の現状（事故発生個所の特定に要する時間、SAIDI など）の把握
- パイロットエリアへの時限順送方式の設置
- 事故発生個所を早期に発見する機材の配備
- 導入する資機材の使用方法的の研修
- パイロットエリアにおける効果の確認
- 効果が確認できれば、全国展開方法の提案

(4) 実施スケジュール

2 年間かけて時限順送方式の全国展開方法の提案を行い、その後 3 年間程度で時限順送方式の全国展開を図る。

表 14-6 実施スケジュール案（配電設備）

	1Y				2Y			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
配電マスタープランの策定								
配電網高度化システムの提案								
課題把握、課題整理								
基本計画策定								
パイロットプロジェクト実施								
実施変電所の選定								
時限順送方式の設置								
使用方法的の研修								
効果の確認								
全国展開方法の提案								

（出典：JICA 調査団）

(5) 必要投入量

(a) 専門家派遣：26.0MM

配電計画（3名）：15.0MM

配電技術：3.0MM

事故点捜査（2名）：3.0MM

配電工事（2名）：3.0MM（現地での設置工事の監理は含まない。）

配電 SCADA：2.0MM

(b) 資機材

パイロットプロジェクト（時限順送方式の設置）

事故発生個所を早期に発見する機材の配備（パイロット事業所のみ）

(c) 本邦受け入れ研修

10名程度×2週間

第 15 章 Appendix

15.1 Appendix-1: 新規揚水開発候補地点の計画概要

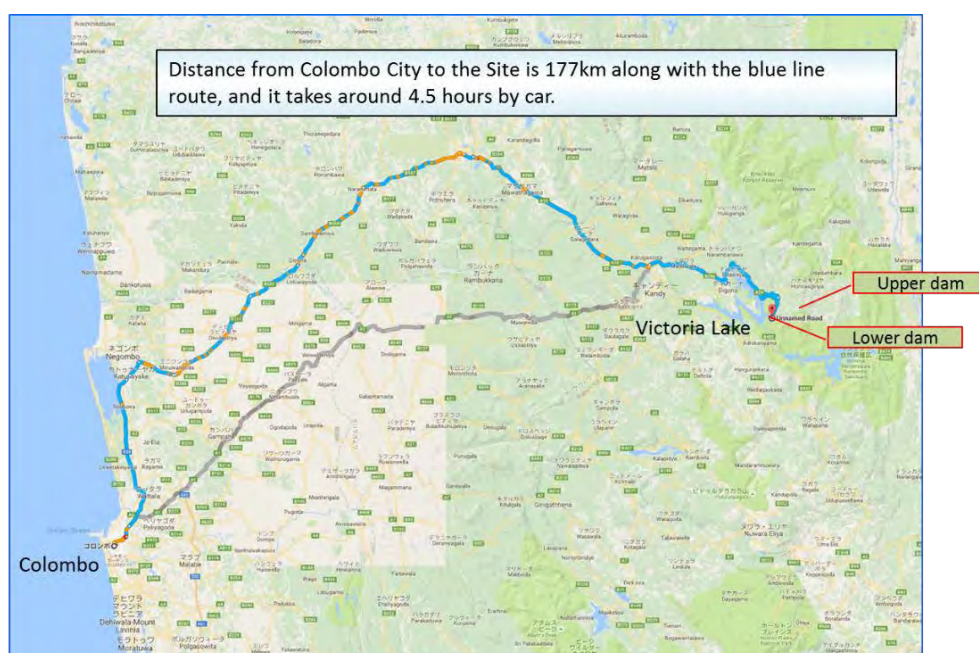
7.2.1 節で述べたように、既存レポートで最有望地点に選定されている Maha 3 地点には解決されるべき多くの課題が残されている。そのため、本調査で課題解決のための代替案として新規に以下の開発候補地点を抽出した。

15.1.1 新規揚水地点の計画概要

(1) 地点概要

本地点は、既設 Victoria 貯水池を下池とし、その東部にある既設灌漑ダムを拡張して上池を設置し、その間に得られる基準落差 686m、最大使用水量 240m³/s、基準出力 1,400MW の揚水発電計画である。単機容量は水車の制作限界である 300MW 超を考慮し、350MW とした。

計画地点の放水口地点までコロombo市内から下図のブルーラインルート沿いに 177km の道のりであり、車で 4.5 時間かかる。また、上池まで道幅 2m 程度の車道があり、車でアプローチすることが可能である。



(出典：JICA 調査団)

図 15-1 新規揚水開発候補地点位置

計画諸元は表 15-1 に示すとおりであり、ピーク継続時間は途上国で一般的な 6 時間としている。

なお、本地点の地形・地質特性から発電規模を最大 1,400MW とすることが可能であることから、スケールメリットによる経済性の向上ならびに系統への投入必要時期を考慮し、2 段階開発計画を基本とした。

表 15-1 新規揚水開発候補地点の計画諸元

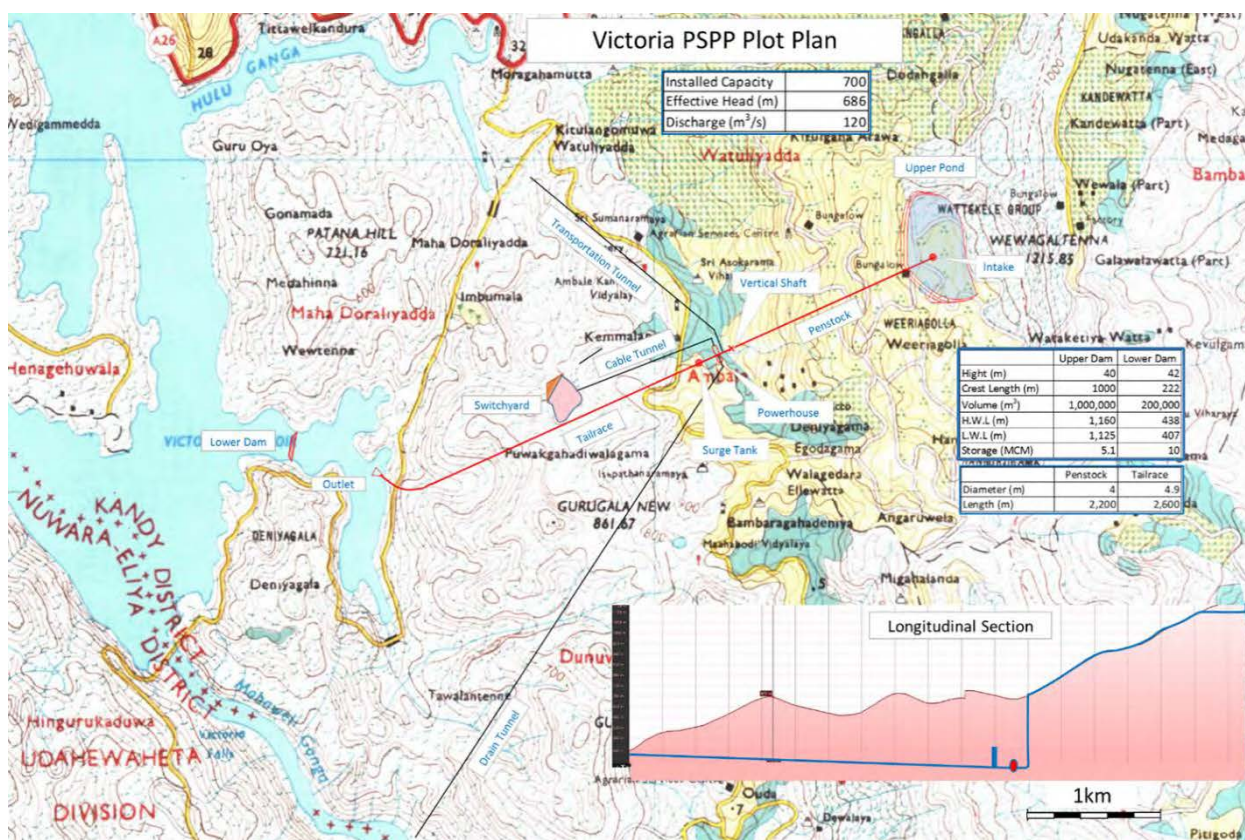
	Upper Reservoir Upper dam	Lower Reservoir Lower dam
Coordinate	7° 15' 49.02" N 80° 50' 19.39" E	7° 15' 12.37" N 80° 47' 42.14" E
Name of River	Wewathenna	Mahaweli Ganga River System
Catchment area	0.3km ²	6.7km ²
HWL	EL. 1160 m	EL. 438 m
LWL	EL. 1125 m	EL. 407 m
Available drawdown	35 m	31 m
Gross storage capacity	5.5*10 ⁶ m ³	10.0*10 ⁶ m ³
Effective storage capacity	5.1*10 ⁶ m ³	5.1*10 ⁶ m ³
Reservoir area	0.17km ²	0.3km ²

	Generation	Pumping up
Output (Input)	1400MW	1571MW
Discharge	240 m ³ /s	188 m ³ /s
Gross head	727 m	—
Effective head	686 m	—
Max. pumping head	—	754 m
Min. pumping head	—	687 m
Peak duration time	6.0 hr	

(出典：JICA 調査団)

(2) 主要構造物のレイアウト

主要構造物の平面レイアウト（1/50,000 およびグーグルアース）、ならびに水路縦断図をそれぞれ図 15-2、図 15-3、図 15-4 に示す。



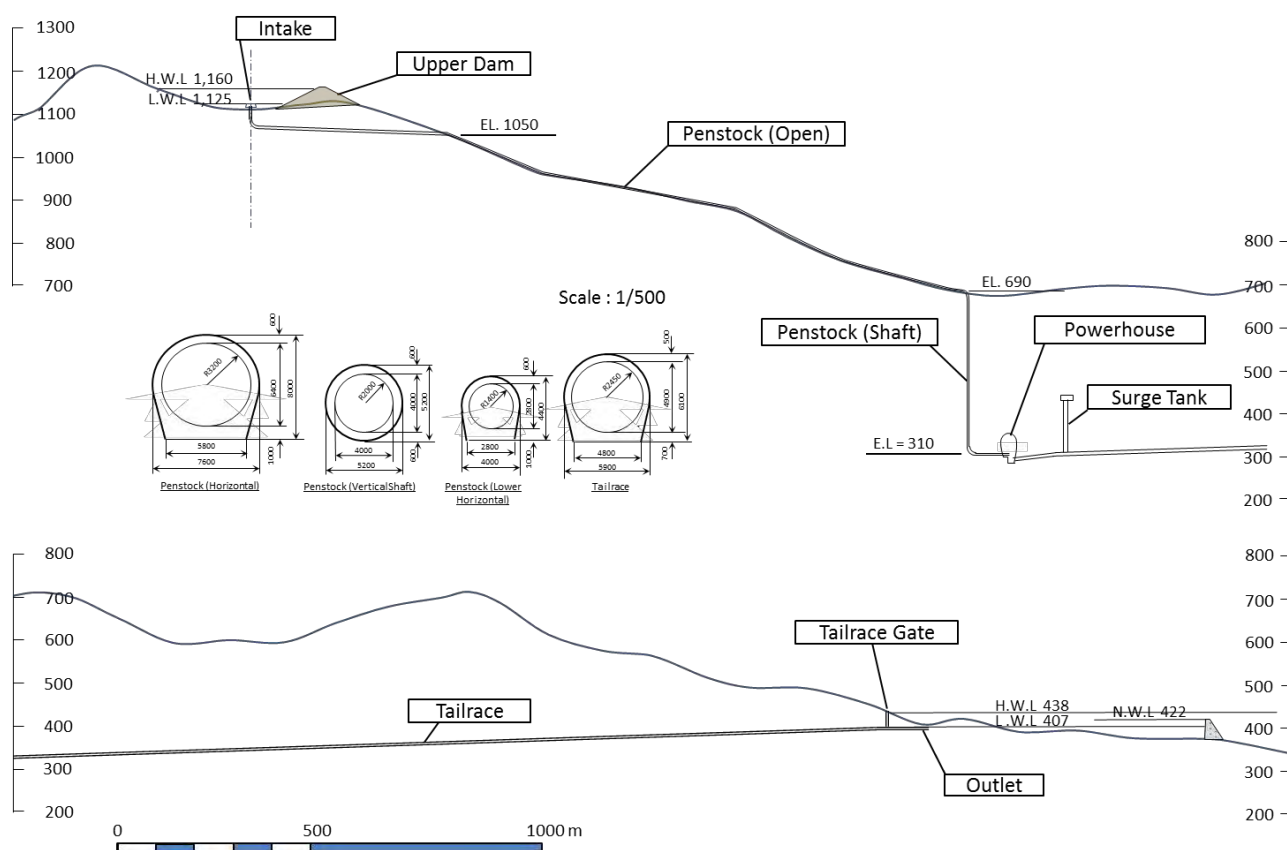
(出典：JICA 調査団)

図 15-2 レイアウト平面図 (1/50,000 地形図)



(出典：JICA 調査団)

図 15-3 レイアウト平面図 (Google Earth)



(出典：JICA 調査団)

図 15-4 水路縦断面図

(3) 上部ダムの計画

上池の左岸側（東側）は標高 1,200m の山脈が連なっているが、右岸側（西側）は 標高 1,140m と低い ため、上部ダムは既設ダムを嵩上げするとともに、右岸尾根沿いに調整池末端まで延伸する。なお、ダム軸の線形が外側に凸形状となるため、水圧による引張変形に追従できるアスファルトフェーシングタイプを採用する。上部調整池の平面レイアウト、ならびにダム標準断面を図 15-5 に示す。

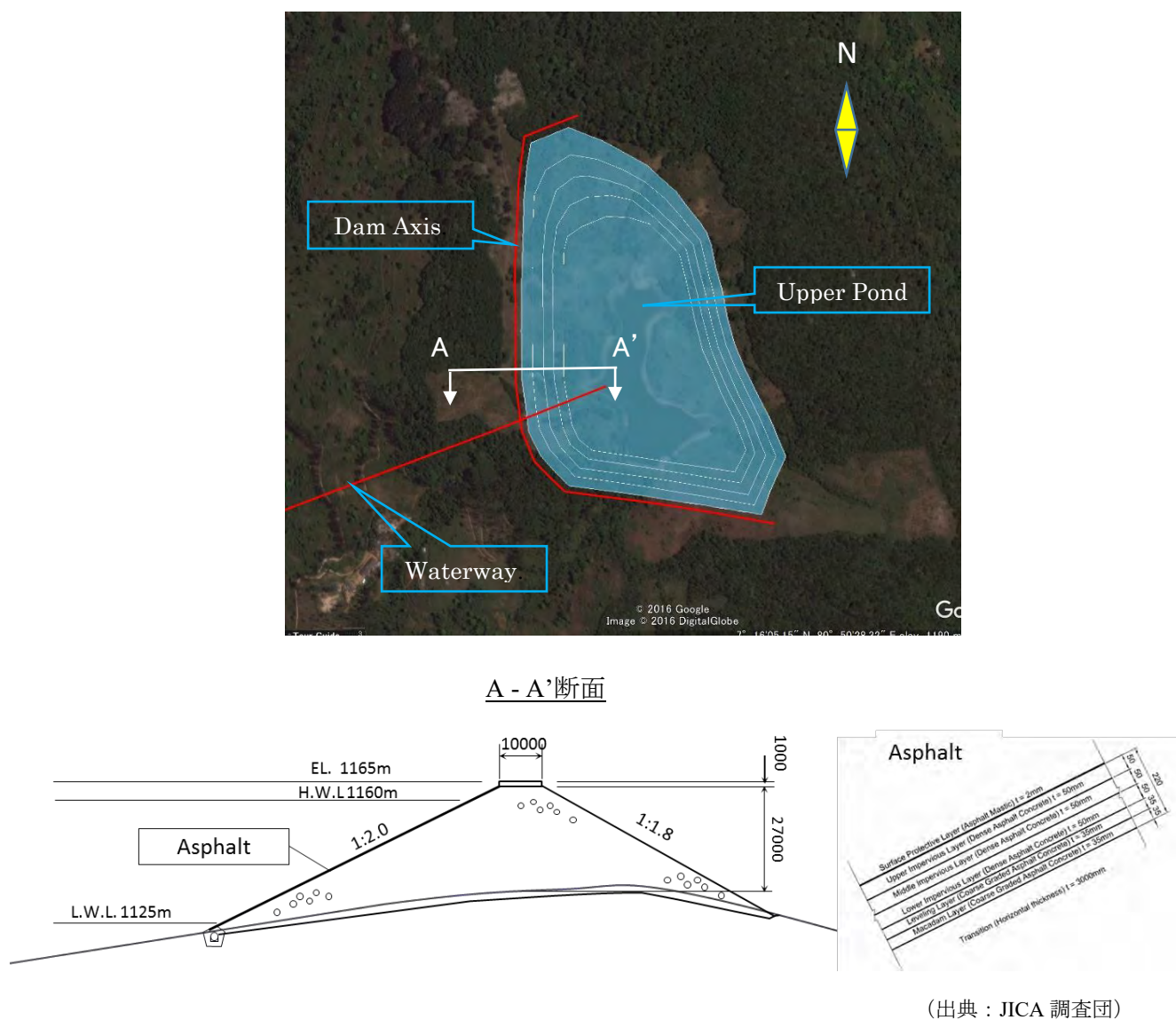
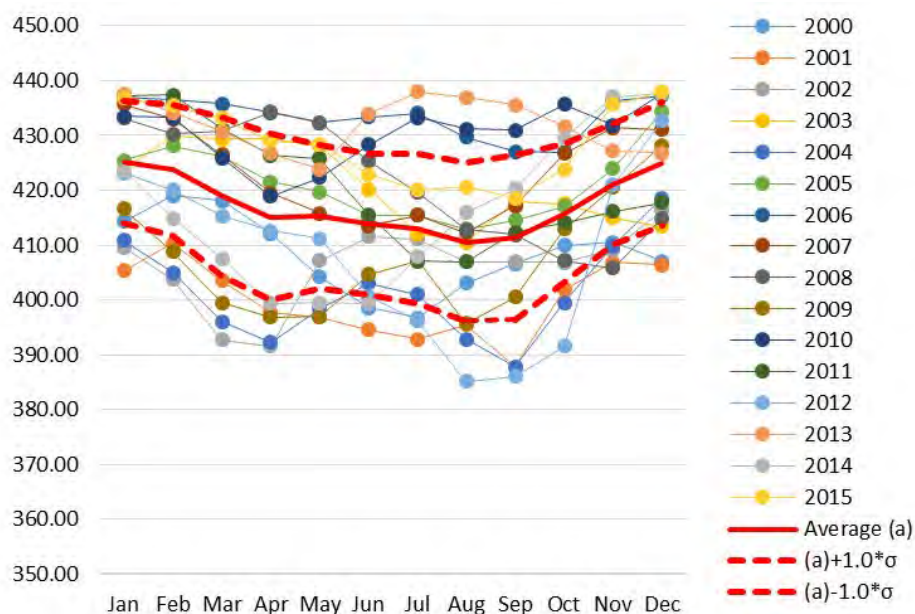


図 15-5 上部調整池レイアウトおよびダム標準断面図

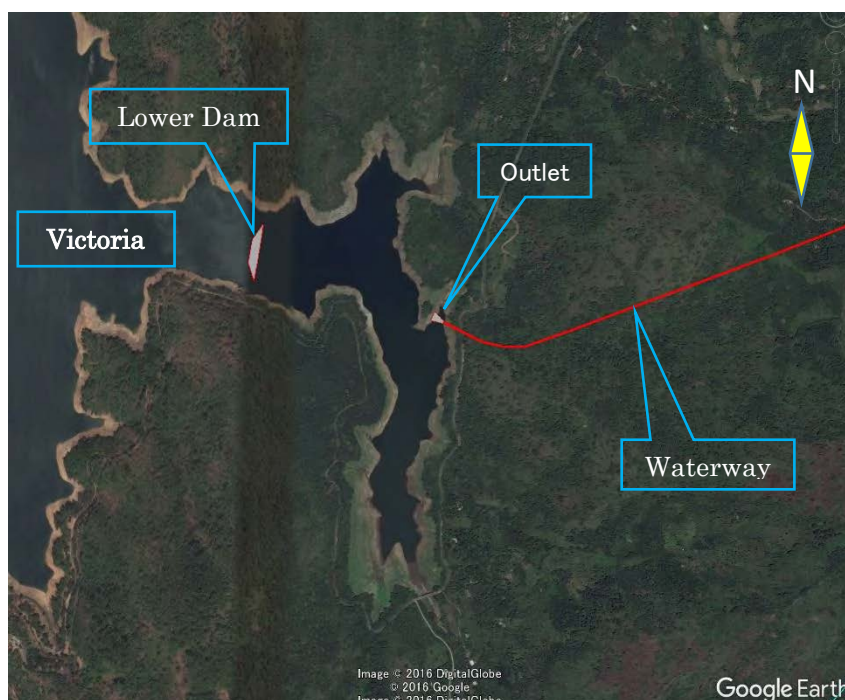
(4) 下部ダムの計画

下池は既設 Victoria Lake (有効容量：688MCM) を使用する。しかし、Victoria 貯水池は EL. 370m ~ EL. 438m (利用水深 68m) で運用されており、図 15-6 に示すとおり、過去 16 年間の水位変動は年および季節によって大きく変動し、4 月-10 月の平均水位は 416m 以下である。従って、渇水年および乾季に揚水発電用の容量を確保するため、揚水専用ダムとして潜り堰 (Submerged Dam) を設置する。図 15-7 に下部ダムならびに放水口の平面レイアウトを示す。



(出典：CEB データに基づき JICA 調査団作成)

図 15-6 Victoria 貯水池運用実績 (2000 – 2015)

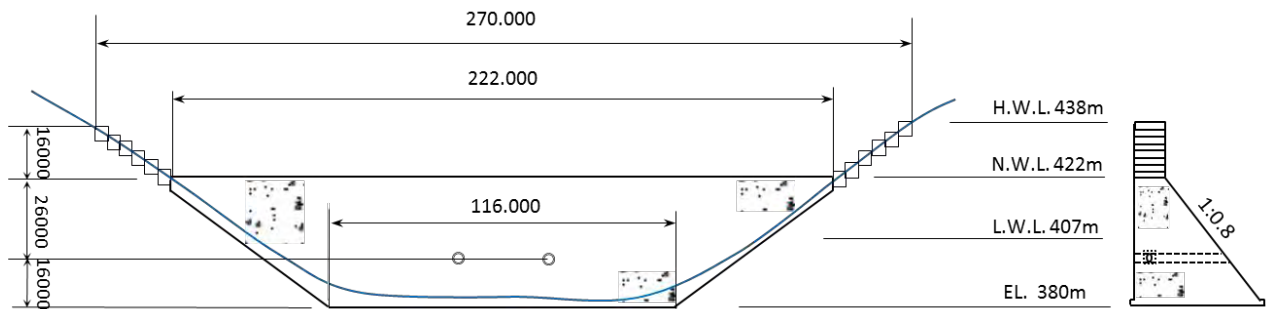


(出典：JICA 調査団)

図 15-7 下部ダム (潜り堰) および放水口レイアウト

なお、Victoria 貯水池の水運用は灌漑が第 1 目的であるため、必要最小限の揚水専用容量（総貯水容量 10MCM 以下）を確保できるように下ダムの高さを極力低く設定する。また、2000 年以降の貯水池運用実績における最低水位は 386m（2012 年 8 月）であり、L.W.L. 370m まで下がった経験はないが、放流要請に応えられるように、さらに、上流から下ダムへの流入水はそのまま Victoria

貯水池に入るように下部ダムに放流設備を2箇所設置することとする。図 15-8 に下部ダムの正面図および断面図を示す。なお、各水位は 1/5000 の地形図を基に精査して決定するものとする。



(出典：JICA 調査団)

図 15-8 下部ダム（潜り堰）正面ならびに断面図

(5) 各主要構造物の計画諸元

概念設計を行った結果に基づく各主要構造物の計画諸元を表 15-2 に示す。

表 15-2 各主要構造物の計画諸元

	Name	Upper dam	Lower dam
	Type	Asphalt Facing Rock Fill Dam	Concrete Gravity Dam
Dam	Height	40.0 m	42.0 m
	Crest length	1000.0 m	222.0 m
	Crest width	10 m	10 m
	Slope	Upstream surface 1: 2.0 Downstream surface 1: 1.8	Upstream surface 1: 0.0 Downstream surface 1: 0.8
	Volume	1000*10 ³ m ³	200*10 ³ m ³
Intake	Type	Morning-glory type , made of RC	
	Entrance shape	H: 5.5m*W: 11.3m*8 mouths	
Headrace	Type	Pressure tunnel with Circular cross section	
	Internal diameter	6.4 m	
	Length	432 m	
Penstock	Type	Welded steel pipe (Open & Embedded type)	
	Internal diameter	6.4-2.0 m	
	Length	1 branch : 432 m 2 branches : #1,2=1680 m , #3,4=1680 m 4 branches : #1,2=90.0m, #3,4=90.0m,	
Tailbay	Type	Pressure tunnel with Circular cross section	
	Internal diameter	3.5-4.9m	
	Length	4 branches : #1=81.7m, #2=81.7m 2 branches : #1,2=10.0 m , #3,4=10.0 m	
Tailrace	Type	Pressure tunnel with Circular cross section	
	Internal diameter	4.9 m	
	Length	2590.0 m	
Tailrace Surge Tank	Type	Restricted orifice surge tank with Upper chamber	
	Upper chamber	W: 10.0m*H: 12.0m*L: 55.0m	
	Shaft	Internal diameter : 8.0 m , Height : 122.0 m	
	Orifice (Port)	Internal Diameter 3.3 m	
Outlet	Type	Lateral type, RC structure	
	Entrance shape	H: 4.9m*W: 24.1m	
Power house	Type	Underground type, RC structure	
	Height	57.5 m	
	Width	34.0 m	
	Length	218.0 m	
Pump-Turbine	Type	Single stage Francis type with vertical shaft, Reversible	
	Number of units	4 units	
	capacity	#1,#2 : 360MW/410MW #3,#4 : 360MW/410MW	
Generator-Motor	Type	Adjustable speed generator motor	
	Number of units	4 units	
	Capacity	#1,#2 : 415MVA #3,#4 : 415MVA	

(出典 : JICA 調査団)

15.1.2 地形・地質

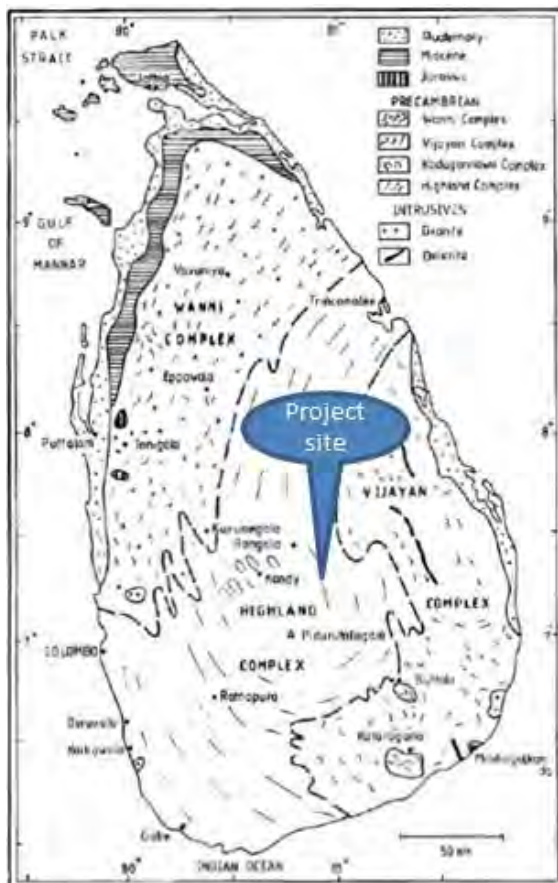
(1) 地質概要

スリランカの地質の殆どの部分は 20 億年以上の年代を持つ堆積岩起源の変成岩で構成されるクラトン⁴²に属する。

先カンブリア界は北—北東方向に配置し、計画地が属するハイランド (2-3 Ga)、ビジャヤンおよびワンニ (1-2 Ga) の主要 3 地質帯と、最北部にありこれらより新しいカドゥガンナワ複合岩体 (0.9-1 Ga) に区分される (図 15-9 参照)。

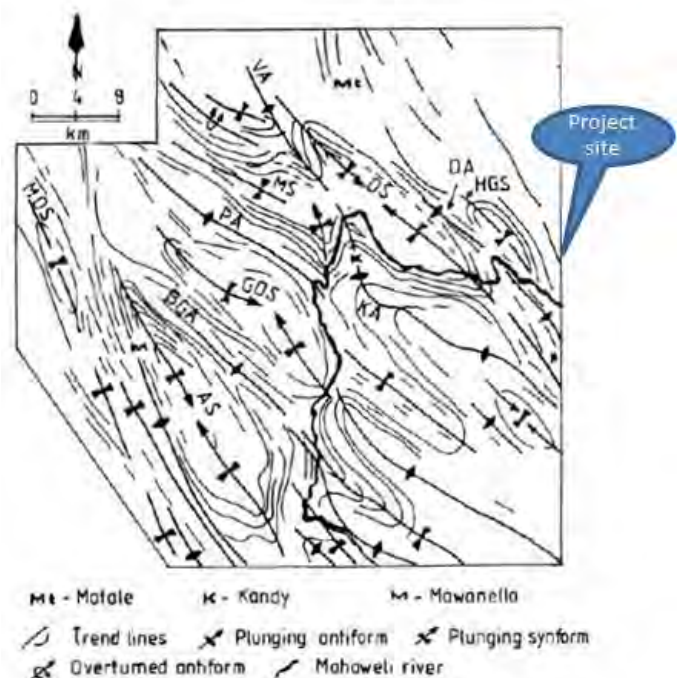
スリランカの中央部を占めるハイランド複合岩体は、グラニュライト相変石英質石、変炭酸塩岩、変泥質片麻岩等で構成される。

サイト周辺の地層は、著しく褶曲し変形しているものの (図 15-10 参照)、その他の変堆積岩相と互いに並行に分布する。本計画で下池の候補地であるビクトリア湖岸には新鮮で硬質な地層の露頭が多く認められるが、上池を計画している山頂部付近の岩石は風化度合いが大きい。



(出典：Encyclopedia of European and Asian regional geology; Chapman & Hall, 1997)

図 15-9 スリランカの概略地質図



(出典：Encyclopedia of European and Asian regional geology; Chapman & Hall, 1997)

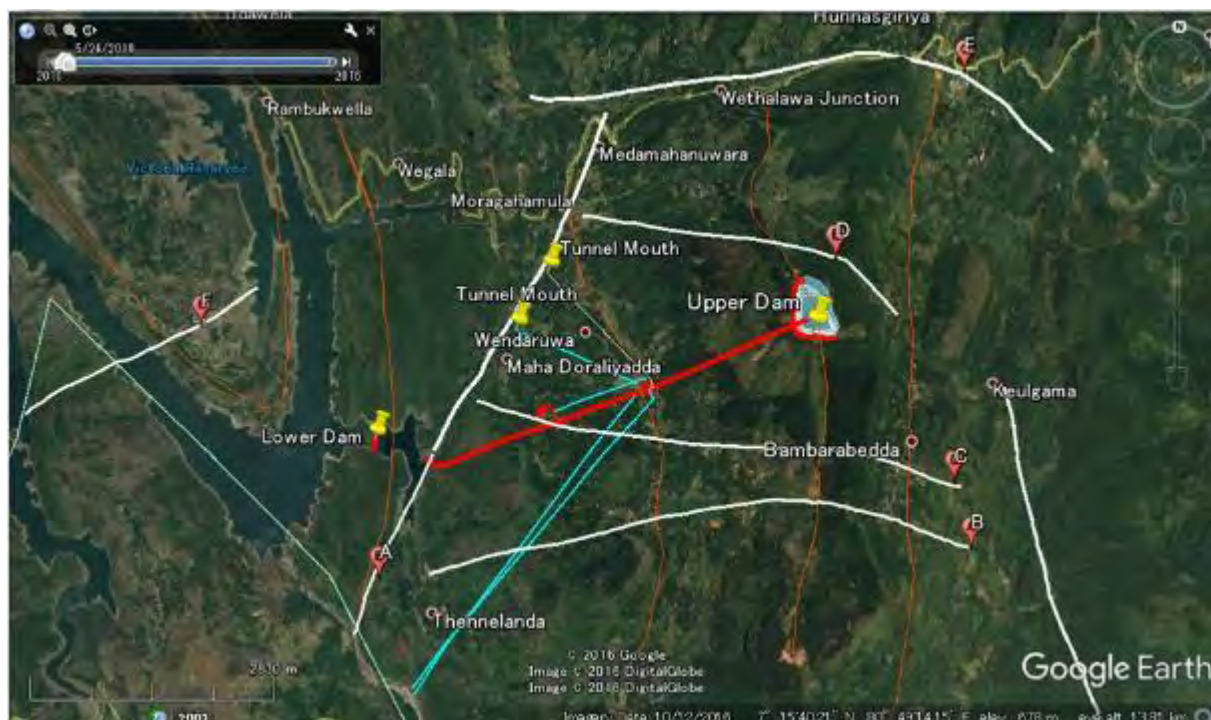
図 15-10 計画地周辺の褶曲構造

⁴² 地殻の比較的安定な部分 (地学辞典；平凡社)

(2) リニアメント⁴³

本計画のレイアウトと計画地周辺に認められるリニアメントを描いたものを図 15-11 に示す。放水口計画地点付近を NNE 走向の約 6km の長さのリニアメント (A) が認められる。そしてその東側には EW 系の 4 本のリニアメント (B-E) が見いだされ、その内の 1 本 (C) は放水路と斜交する。

当地域にはこれまで、顕著な破碎帯が分布する可能性は指摘されていないが、リニアメントの存在は地表あるいはその地下に浸食に対して弱い地質構造が伏在する可能性を示唆するものである。したがって FS 段階ではリニアメント-C に対して物理探査をはじめとする地質調査により地質工学的特性を明らかにする必要がある。



(出典：JICA調査団)

図 15-11 新規揚水開発候補地点周辺のリニアメント

(3) 特異地形

上池の上下部斜面には地滑りを想定させる特異地形が Google Earth 画像上に見いだされる (図 15-12 参照)。山頂部の凹地形に池が存在する場合、地滑りの頂部滑落崖に水が溜まってできるケースが多い。

⁴³ おもに地質構造に起因していると判断される、広域的な直線状あるいは緩い弧状に配列した地形的特徴 (地形学辞典；二宮書店)

当地域の場合は、凹地形の成因は南北方向に伸びる地質構造に依存する差別地形⁴⁴の可能性が高いが、地滑りの可能性を指摘したブロックはこれとは異なる方向の東から西への土塊の移動に見える。

地表地質概査を実施した結果からは、活動性の地滑りである可能性を指摘する十分な証拠は全く得られなかったものの、過去に滑って現在は安定しているものであっても、湛水時に不安定化する可能性を有しているので、FS 段階ではその安定性を確認する必要がある。



(出典：JICA調査団)

図 15-12 上池周辺の地滑りの可能性のある特異地形

(4) 総合評価

地表地質概査のみの総合評価であるが、既設 Victoria 貯水池の一部を下池とする本プロジェクトは、上述の 2 項目の地質的課題を抱えるものの基本的には問題の少ない計画と判断できる。

しかし、FS 段階では、上述した地質的課題をはじめとする必要な項目に対して適切な調査を実施し、適正に開発可能性を評価する必要がある。

⁴⁴ 風化・侵食に対する抵抗性に差異のある 2 種以上の岩石物質が併存するとき、それらの間で侵食が不均等に進み、その結果、岩石物質の配列・構造を反映した地形を生じること（地形学辞典；二宮書店）

15.1.3 環境社会配慮

(1) 自然環境条件

Victoria 湖およびその東側は、保護区域(Victoria Randenigala Rantembe Sanctuary)に指定されているが、揚水開発候補地点の各構造物（下ダムおよび放水口以外）は当該指定区域外であり（図 15-13 参照）、その他の地域は森林を皆伐して造成された開墾地や人工林で占められている。主な植生は下記の通りであるが、国内外の保護基準に基づき、その絶対的な保護を図らなければならない植生等は、生育しないものと推測される（調査団ヒアリング）。但し、計画地上空に、猛禽類の飛翔が頻繁に確認されていることから、本地域は、これらの鳥類の採餌場であることが推察されるので、事業化に際しては、詳細な環境調査が必要である。上池、下池及び中間帯（水路経過地）の主な植生は、下記の通りである。

- 1) 上池・・・既設の池周辺は、樹高 30m 超のマツ類（カリビアマツ、メキシカンパイン）の並木、伐採跡地に中径木のホルトノキ、モッコク等、及び、伐採跡地に野芝が繁茂する草地がみられるが、いずれも人工的に植林された樹木等である。なお、池の後背地の山稜の一部には、ナンヨウスギ科の樹木、ユーカリ、マツの人工林に接してマホガニーの天然林が確認されが、プロジェクトが、これらの植生へ及ぼす影響は、想定されない。
- 2) 下池・・・河畔には、マツ類、グリリシディア属（ニセアカシア）が生育するが、何れも人工的に植栽、あるいは、自然更新されたものである。既設 Victoria 湖内に建設されるので、これらの植生への影響は想定されない。



（出典：CEB資料を基にJICA調査団作成）

図 15-13 揚水開発候補地点と Victoria Randenigala Rantembe Sanctuary の関係

3) 水路経過地

- ・・・計画予定地の大半は、緩斜面を利用して開墾された水田・畑地である。畑地には、キャベツ、胡椒、コーヒーが植栽されている。しかし、水圧管路上部以外の水路ならびに発電所は地下に設置されるため、水田・畑地への影響はない。また、その他の敷地は、ユーカリ、マツ類の人工林である。地表部に予定されている水圧管路上部はこの人工林のみである。森林省が指定する Sanctuary 域外となっている。

(2) 社会環境条件

上池予定地の下流側付近に 36～37 世帯（約 260 人）の、主に周辺の森林管理や紅茶農園での就労を生計手段とする集落があるが、プロジェクトの直接的な影響は想定されない。但し、本集落は、既設灌漑用調整池（上池）の水を灌漑用水として利用（7 月～9 月の 3 ヶ月のみ利用）しているので、工事期間中ならびに運転開始後も水利用に影響を与えないように施工方法および水運用方法を検討する必要がある。

(3) 総合評価

本プロジェクトにおける第 6 章で述べた影響度評価基準を用いた自然環境、社会環境に与える影響度は、第 6 章の既存の揚水発電計画の指数（総合指数 -0.90）とは異なり、それぞれ指数 -0.50、指数 -0.50、総合指数 -0.50 である。

また、一部（下ダムおよび放水口）が保護区域内であるが、スリランカ国では、保護区域内の、開発行為は環境保護法（1980 年、2000 年改訂）に基づき、環境法所管大臣の承認を得ることが明記（「第 IVC 章、プロジェクトの承認」、第 24C,24D 項）されており、承認が得られれば、開発行為は可能である。なお、過去に Broadland 水力発電所地点が保護区内に位置していたが、隣辺部であることから、EIA が承認され、建設された事例がある。

以上の予測・評価の結果、本プロジェクトが地域全体の環境に与える影響は、軽微であると推量される。

15.1.4 経済性

(1) 概算工事費

概算工事費は上記主要構造物の計画諸元に基づき、土木関係工事数量を求め、「ピーク需要対応型電源最適化計画調査」において採用された下表に示す土木工事単価を乗じて算出した。

表 15-3 土木工事単価

Item	Unit	Price	Remarks
Excavation			
Common	US\$/m ³	15	for Open excavation
Rock	US\$/m ³	25	for Open excavation
Tunnel	US\$/m ³	80	for Horizontal Tunnel
Penstock	US\$/m ³	220	for Inclined Tunnel, Surge Shaft
Underground	US\$/m ³	115	for Powerhouse Cavern
Embankment			for fill type dams
Rock	US\$/m ³	18	
Core	US\$/m ³	23	
Concrete			
Mass	US\$/m ³	150	for RCC Dam
Open	US\$/m ³	220	for Structure (Intake, Outlet, etc.)
Lining	US\$/m ³	220	for Tunnel
Lining	US\$/m ³	275	for Vertical shaft (Surge tank)
Filling Concrete	US\$/m ³	100	for Around Steel Liner (Inclined or vertical shaft)
Powerhouse	US\$/m ³	220	for Sub-structure in Powerhouse
Reinforcing Bar	US\$/ton	1,150	
Hydro-Mechanical			
Gate	US\$/ton	3,825	
Penstock	US\$/ton	5,500	
Trash rack	US\$/ton	2,200	

(出典：ピーク需要対応型電源最適化計画調査)

表 15-4 に新規揚水開発候補地点の概算工事費を示す。

表 15-4 新規揚水開発候補地点の概算工事費

Item / Project	Stage I 350MW×2 ×10 ³ USD	Stage II 350MW×2 ×10 ³ USD	Total 350MW×4 ×10 ³ USD	Maha3 200MW×3 ×10 ³ USD	Remarks
1. Preparation and Land Acquisition	5,050	1,087	6,138	4,888	
(1) Access Roads					
(2) Compensation & Resettlement					
(3) Camp & Facilities	5,050	1,087	6,138	4,888	3. Civil Works × 2%
2. Environmental Mitigation Cost	2,525	544	3,069	7,332	3. Civil Works × 1%
3. Civil Works	252,518	54,368	306,886	244,385	
4. Hydromechanical Works	72,243	59,508	131,751	56,516	
5. Electro-Mechanical Equipment	138,450	138,450	276,900	193,400	
6. Transmission Line	1,000	1,000	2,000	3,900	
Direct Cost	471,786	254,957	726,743	510,421	
7. Administration and Engineering Services	70,768	38,244	109,011	76,563	Direct Cost × 15%
8. Contingency	47,179	25,496	72,674	51,042	Direct Cost × 10%
9. Interest During Construction	0	0	0	0	Σ (1,2,3,...,8)*0.4*i*T
Total Cost	589,732	318,696	908,428	638,026	
Installed Capacity	700	700	1400	600	
USD per kW	842	455	649	1,063	

(出典：JICA 調査団)

15.2 Appendix-2: 電源開発計画シミュレーション結果

スリランカ国 電力マスタープラン策定プロジェクト
ファイナル・レポート

		--- Environmental evaluation ---										20 USC/kWh										30 hours										0.730304										39805 GWh										CO2										3.666667										80%										20%										5										20%												10												0.001																288																270																200																0.002																0.001																100																1%																60%																0.8																1009																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
--	--	----------------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	----------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	----------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-----------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	----------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Scenario A: Summary

Demand (MW)	Demand (GWh)	Year	LOLE	Capacity (MW)						Energy (GWh)				LNG (kton)	kWh (%)			Generation cost				CO2 emission	
				LNG	Coal	Wind	Solar	Back-up GT	PSPP	LNG	Coal	PSPP	Surplus		LNG	Coal	Surplus	Fixed cost	Fuel cost	Total	Cost USC/kWh	kton-CO2	kg/kWh
2369	13912	2016	16.87	0	825	124	0		0	0	5540	0	0	0	0.0%	39.8%	0.0%	52095	85696	137791	9.9	6755	0.486
2491	14782	2017	12.45	0	825	134	40		0	0	5577	0	0	0	0.0%	37.7%	0.0%	54263	103207	157470	10.7	7172	0.485
2639	15811	2018	24.71	0	825	184	60		0	0	5576	0	0	0	0.0%	35.3%	0.0%	57322	114328	171650	10.9	7293	0.461
2798	16911	2019	16.42	0	825	234	80		0	0	5578	0	0	0	0.0%	33.0%	0.0%	61615	143279	204894	12.1	7701	0.455
2955	18010	2020	9.03	0	825	264	100		0	0	5578	0	0	0	0.0%	31.0%	0.0%	66398	171071	237469	13.2	8105	0.450
3112	19108	2021	26.41	576	825	294	140		0	3961	5578	0	0	550	20.7%	29.2%	0.0%	66398	130862	197260	10.3	8136	0.426
3267	20205	2022	23.38	1007	1095	324	180		0	4421	7571	0	0	642	21.9%	37.5%	0.0%	72834	97143	169977	8.4	8976	0.444
3422	21302	2023	21.52	1170	1365	354	220		0	3466	9402	0	0	515	16.3%	44.1%	0.0%	78081	100561	178642	8.4	10209	0.479
3577	22397	2024	11.80	1170	1635	384	260		0	2666	11073	0	0	401	11.9%	49.4%	0.0%	84651	103901	188552	8.4	11355	0.507
3730	23492	2025	9.45	1170	1905	414	300		0	1947	12571	0	16	315	8.3%	53.5%	0.1%	90742	109179	199921	8.5	12447	0.530
3883	24586	2026	26.42	1170	1905	444	350		0	2519	12835	0	1	383	10.2%	52.2%	0.0%	90742	116966	207708	8.4	12877	0.524
4035	25679	2027	13.25	1170	2175	474	400		0	1909	14322	0	15	311	7.4%	55.8%	0.1%	97313	121966	219279	8.5	14003	0.545
4187	26771	2028	15.43	1170	2175	504	450		0	2421	14646	0	1	372	9.0%	54.7%	0.0%	97313	129755	227068	8.5	14459	0.540
4333	27862	2029	6.15	1170	2445	534	500		0	1784	16147	0	6	296	6.4%	58.0%	0.0%	103883	134621	238504	8.6	15583	0.559
4505	28952	2030	11.36	1170	2445	564	550		0	2217	16447	0	1	348	7.7%	56.8%	0.0%	104307	143002	247309	8.5	15991	0.552
4677	30041	2031	25.26	1170	2445	594	600		0	2557	16970	0	0	388	8.5%	56.5%	0.0%	104307	149646	253953	8.5	16555	0.551
4849	31130	2032	8.93	1170	2715	624	700	100	0	1868	18503	0	2	307	6.0%	59.4%	0.0%	111529	153829	265358	8.5	17687	0.568
5021	32217	2033	5.79	1134	2985	654	800	100	0	1426	19772	0	14	255	4.4%	61.4%	0.0%	120068	158647	278715	8.7	18680	0.580
5193	33304	2034	11.07	1134	2985	704	900	200	0	1691	20229	0	4	286	5.1%	60.7%	0.0%	120720	165636	286356	8.6	19166	0.575
5365	34390	2035	18.08	1134	2985	754	1000	200	0	2007	20526	0	2	324	5.8%	59.7%	0.0%	121143	173378	294521	8.6	19536	0.568
5536	35475	2036	8.40	1134	3255	804	1100	300	0	1511	21814	0	12	265	4.3%	61.5%	0.0%	128365	178200	306565	8.6	20523	0.579
5708	36559	2037	15.18	1134	3255	854	1200	300	0	1814	22231	0	5	301	5.0%	60.8%	0.0%	128365	185344	313709	8.6	20990	0.574
5879	37642	2038	7.33	1134	3525	904	1300	400	0	1409	23385	0	27	253	3.7%	62.1%	0.1%	135588	190645	326233	8.7	21901	0.582
6051	38724	2039	12.73	1134	3525	954	1400	400	0	1663	23888	0	11	283	4.3%	61.7%	0.0%	135256	197518	332774	8.6	22419	0.579
6222	39805	2040	23.47	1134	3525	1004	1500	500	0	1945	24215	0	6	316	4.9%	60.8%	0.0%	136332	205221	341553	8.6	22799	0.573

Scenario A: Capacity (kW) balance

(MW)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Hydro	1374	1374	1529	1529	1544	1544	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640
Conventional	1374	1374	1529	1529	1544	1544	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640
PSPP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Thermal	1906	2076	2030	2283	2541	2541	2641	2761	3031	3206	3206	3476	3476	3746	3746	3746	4116	4350	4450	4450	4820	4820	5190	5164	5264
Oil	1081	1251	1205	1458	1716	1140	539	226	226	131	131	131	131	131	131	131	231	231	331	331	431	431	531	505	605
small GT	65	65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sapugaskanda	140	140	140	70	70	70	70	35	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GT No.7	115	115	115	115	115	115	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Asia Power	51	51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
KPS CC	161	161	161	161	161	161	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AES CC	163	163	163	163	163	163	163	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
West coast CC	270	270	270	270	270	270	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Northern power	30	30	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Uthurujanani	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	0
CEB Barge power	60	60	60	60	60	60	60	60	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Furnace oil	0	170	170	170	170	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
New GT	0	0	70	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
New CC	0	0	0	288	576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Back-up GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	200	200	300	300	400	400	500
LNG	0	0	0	0	0	576	1007	1170	1170	1170	1170	1170	1170	1170	1170	1170	1170	1134	1134	1134	1134	1134	1134	1134	1134
KPS CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	0	0	0	0	0	0	0	0
KPS-2 CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	0	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	0	0	0	0	0	0	0	0
West coast CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
New LNG	0	0	0	0	0	576	576	576	576	576	576	576	576	576	576	576	576	864	864	864	864	864	864	864	864
Coal	825	825	825	825	825	825	1095	1365	1635	1905	1905	2175	2175	2445	2445	2445	2715	2985	2985	2985	3255	3255	3525	3525	3525
Puttalam	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825
New Coal	0	0	0	0	0	0	270	540	810	1080	1080	1350	1350	1620	1620	1620	1890	2160	2160	2160	2430	2430	2700	2700	2700
NCRE	471	541	631	721	791	881	971	1061	1151	1261	1361	1461	1561	1661	1781	1871	2011	2151	2311	2491	2651	2811	2971	3131	3311
M-hydro	323	343	363	383	403	423	443	463	483	503	523	543	563	583	603	613	623	633	643	653	663	673	683	693	703
Wind	124	134	184	234	264	294	324	354	384	414	444	474	504	534	564	594	624	654	704	754	804	854	904	954	1004
Solar	0	40	60	80	100	140	180	220	260	300	350	400	450	500	550	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500
Biomass	24	24	24	24	24	24	24	24	24	44	44	44	44	44	64	64	64	64	84	84	84	84	84	84	104
Total	3751	3991	4190	4533	4876	4966	5252	5462	5822	6107	6207	6577	6677	7047	7167	7257	7767	8141	8401	8581	9111	9271	9801	9935	10215
(GW)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Coal	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	1.1	1.4	1.6	1.9	1.9	2.2	2.2	2.4	2.4	2.4	2.7	3.0	3.0	3.0	3.3	3.3	3.5	3.5	3.5
LNG (Gas)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	1.0	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Oil	1.1	1.3	1.2	1.5	1.7	1.1	0.5	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6
PSPP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Hydro	1.7	1.7	1.9	1.9	1.9	2.0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
Wind	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0
Solar	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5
Biomass	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Total	3.8	4.0	4.2	4.5	4.9	5.0	5.3	5.5	5.8	6.1	6.2	6.6	6.7	7.0	7.2	7.3	7.8	8.1	8.4	8.6	9.1	9.3	9.8	9.9	10.2
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Coal	22.0%	20.7%	19.7%	18.2%	16.9%	16.6%	20.8%	25.0%	28.1%	31.2%	30.7%	33.1%	32.6%	34.7%	34.1%	33.7%	35.0%	36.7%	35.5%	34.8%	35.7%	35.1%	36.0%	35.5%	34.5%
LNG (Gas)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	11.6%	19.2%	21.4%	20.1%	19.2%	18.8%	17.8%	17.5%	16.6%	16.3%	16.1%	15.1%	13.9%	13.5%	13.2%	12.4%	12.2%	11.6%	11.4%	11.1%
Oil	28.8%	31.3%	28.8%	32.2%	35.2%	23.0%	10.3%	4.1%	3.9%	2.1%	2.1%	2.0%	2.0%	1.9%	1.8%	1.8%	3.0%	2.8%	3.9%	3.9%	4.7%	4.6%	5.4%	5.1%	5.9%
PSPP	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Hydro	45.2%	43.0%	45.2%	42.2%	39.9%	39.6%	39.7%	38.5%	36.5%	35.1%	34.8%	33.2%	33.0%	31.5%	31.3%	31.0%	29.1%	27.9%	27.2%	26.7%	25.3%	24.9%	23.7%	23.5%	22.9%
Wind	3.3%	3.4%	4.4%	5.2%	5.4%	5.9%	6.2%	6.5%	6.6%	6.8%	7.2%	7.2%	7.5%	7.6%	7.9%	8.2%	8.0%	8.0%	8.4%	8.8%	9.2%	9.2%	9.6%	9.6%	9.8%
Solar	0.0%	1.0%	1.4%	1.8%	2.1%	2.8%	3.4%	4.0%	4.5%	4.9%	5.6%	6.1%	6.7%	7.1%	7.7%	8.3%	9.0%	9.8%	10.7%	11.7%	12.1%	12.9%	13.3%	14.1%	14.7%
Biomass	0.6%	0.6%	0.6%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.4%	0.4%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.6%	0.9%	0.9%	0.8%	0.8%	0.8%	1.0%	0.9%	0.9%	0.9%	0.8%	1.0%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Scenario A: Energy (kWh) balance

(million kWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Hydro	4330	4330	4902	4902	4954	4954	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307
Conventional	4330	4330	4902	4902	4954	4954	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307
PSPP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Thermal	8008	8715	8895	9714	10565	11451	11994	12868	13739	14518	15354	16231	17067	17931	18664	19527	20374	21201	21926	22539	23334	24054	24806	25563	26175
Oil	2468	3138	3319	4136	4987	1912	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	6	6	9	9	12	12	15
small GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sapugaskanda	428	477	518	393	272	319	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GT No.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Asia Power	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
KPS CC	878	1079	1098	958	960	748	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AES CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
West coast CC	1152	1429	1451	956	159	824	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Northern power	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Uthurujanani	8	51	68	6	35	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEB Barge power	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Furnace oil	0	102	182	15	39	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
New GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
New CC	0	0	0	1808	3522	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Back-up GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	6	6	9	9	12	12	15
LNG	0	0	0	0	0	3961	4421	3466	2666	1947	2519	1909	2421	1784	2217	2557	1868	1426	1691	2007	1511	1814	1409	1663	1945
KPS CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	246	191	33	9	27	18	26	9	30	22	23	0	0	0	0	0	0	0	0
KPS-2 CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
West coast CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	706	357	18	0	18	0	18	0	8	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0
New LNG	0	0	0	0	0	3961	3469	2918	2615	1938	2474	1891	2377	1775	2179	2507	1845	1426	1691	2007	1511	1814	1409	1663	1945
Coal	5540	5577	5576	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578
Puttalam	5540	5577	5576	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578	5578
New Coal	0	0	0	0	0	0	2011	3991	5789	7425	7605	9208	9457	11068	11307	11700	13361	14893	15176	15351	16895	17160	18554	18920	19129
NCRE	1575	1737	2016	2295	2491	2703	2905	3127	3350	3682	3924	4156	4398	4630	4982	5185	5455	5725	6082	6549	6856	7213	7569	7876	8343
M-Hydro	1074	1141	1207	1273	1340	1406	1473	1539	1606	1672	1738	1805	1871	1938	2004	2038	2071	2104	2138	2171	2204	2238	2271	2304	2337
Wind	341	378	563	748	849	951	1052	1154	1255	1356	1458	1559	1661	1762	1864	1965	2067	2168	2269	2370	2471	2572	2673	2774	2875
Solar	0	55	83	110	138	193	248	303	358	413	487	551	624	689	762	827	965	1103	1240	1378	1516	1654	1792	1929	2067
Biomass	160	163	163	164	164	153	132	131	131	241	241	241	241	241	352	355	352	350	351	462	460	460	460	460	571
Total	13913	14782	15813	16911	18010	19108	20206	21302	22396	23507	24585	25694	26772	27868	28953	30019	31136	32233	33315	34395	35497	36574	37682	38746	39825
Surplus	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	1	15	1	6	1	0	2	14	4	2	12	5	27	11	6
Shortage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(22)	(1)	0	0	(3)	0	0	0	0	(1)
Pumping-up	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(TWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Coal	5.5	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	7.6	9.4	11.1	12.6	12.8	14.3	14.6	16.1	16.4	17.0	18.5	19.8	20.2	20.5	21.8	22.2	23.4	23.9	24.2
LNG (Gas)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0	4.4	3.5	2.7	1.9	2.5	1.9	2.4	1.8	2.2	2.6	1.9	1.4	1.7	2.0	1.5	1.8	1.4	1.7	1.9
Oil	2.5	3.1	3.3	4.1	5.0	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PSPP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Hydro	5.4	5.5	6.1	6.2	6.3	6.4	6.8	6.8	6.9	7.0	7.0	7.1	7.2	7.2	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.5	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6
Wind	0.3	0.4	0.6	0.7	0.8	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2	2.4	2.5	2.7	2.9	3.0	3.2	3.4
Solar	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	1.0	1.1	1.2	1.4	1.5	1.7	1.8	1.9	2.1
Biomass	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6
Total	13.9	14.8	15.8	16.9	18.0	19.1	20.2	21.3	22.4	23.5	24.6	25.7	26.8	27.9	29.0	30.0	31.1	32.2	33.3	34.4	35.5	36.6	37.7	38.7	39.8
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Coal	39.8%	37.7%	35.3%	33.0%	31.0%	29.2%	37.5%	44.1%	49.4%	53.5%	52.2%	55.7%	54.7%	57.9%	56.8%	56.5%	59.4%	61.3%	60.7%	59.7%	61.5%	60.8%	62.1%	61.7%	60.8%
LNG (Gas)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	20.7%	21.9%	16.3%	11.9%	8.3%	10.2%	7.4%	9.0%	6.4%	7.7%	8.5%	6.0%	4.4%	5.1%	5.8%	4.3%	5.0%	3.7%	4.3%	4.9%
Oil	17.7%	21.2%	21.0%	24.5%	27.7%	10.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
PSPP	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Hydro	38.8%	37.0%	38.6%	36.5%	34.9%	33.3%	33.6%	32.1%	30.9%	29.7%	28.7%	27.7%	26.8%	26.0%	25.3%	24.5%	23.7%	23.0%	22.3%	21.7%	21.2%	20.6%	20.1%	19.6%	19.2%
Wind	2.5%	2.6%	3.6%	4.4%	4.7%	5.0%	5.2%	5.4%	5.6%	5.8%	5.9%	6.1%	6.2%	6.3%	6.4%	6.5%	6.6%	6.7%	7.1%	7.4%	7.5%	7.8%	8.1%	8.2%	8.5%
Solar	0.0%	0.4%	0.5%	0.7%	0.8%	1.0%	1.2%	1.4%	1.6%	1.8%	2.0%	2.1%	2.3%	2.5%	2.6%	2.8%	3.1%	3.4%	3.7%	4.0%	4.3%	4.5%	4.8%	5.0%	5.2%
Biomass	1.2%	1.1%	1.0%	1.0%	0.9%	0.8%	0.7%	0.6%	0.6%	1.0%	1.0%	0.9%	0.9%	0.9%	1.2%	1.2%	1.1%	1.1%	1.1%	1.3%	1.3%	1.2%	1.2%	1.2%	1.4%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Scenario A: Fuel balance

(million US\$)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Thermal	67952	84344	93448	120373	146767	105081	69978	71833	73609	76269	82382	85762	91874	95124	100766	106007	108395	111402	115953	120193	122942	127644	130511	135296	139501
Oil	44300	60208	68971	95544	121593	49815	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120	120	180	180	240	240	300
small GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sapugaskanda	6461	7910	9402	7582	5636	6932	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GT No.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Asia Power	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
KPS CC	13648	18358	20309	19055	20543	16895	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AES CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
West coast CC	24034	31163	34296	26032	4800	25488	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Northern power	26	0	31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Uthurujanani	131	913	1314	135	794	114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEB Barge power	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Furnace oil	0	1864	3619	313	896	386	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
New GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
New CC	0	0	0	42427	88924	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Back-up GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	60	120	120	180	180	240	240	300
LNG	0	0	0	0	0	29867	35642	29230	23190	18615	23096	19112	23273	18900	22597	25300	20084	16745	18886	21464	17629	20129	16941	19073	21389
KPS CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	2060	1674	296	87	251	172	247	88	301	220	231	0	0	0	0	0	0	0	0
KPS-2 CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
West coast CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	6252	3290	169	0	176	0	176	0	84	283	0	0	0	0	0	0	0	0	0
New LNG	0	0	0	0	0	29867	27330	24266	22725	18528	22669	18940	22850	18812	22212	24797	19853	16745	18886	21464	17629	20129	16941	19073	21389
Coal	23652	24136	24477	24829	25174	25399	34291	42603	50419	57654	59286	66650	68601	76224	78169	80707	88251	94597	96947	98609	105133	107335	113330	115983	117812
Puttalam	23652	24136	24477	24829	25174	25399	25557	25111	24756	24338	24947	24619	25179	24868	25375	26075	25544	24350	25274	25938	24778	25591	24499	25245	25894
New Coal	0	0	0	0	0	0	8734	17492	25663	33316	34339	42031	43422	51356	52794	54632	62707	70247	71673	72671	80355	81744	88831	90738	91918
NCRE	18508	19639	21656	23689	25087	26496	27764	29315	30879	33997	35670	37292	38979	40585	43826	45249	47026	48819	51271	55276	57334	59773	62211	64297	68303
M-hydro	11467	11950	12433	12916	13399	13882	14365	14848	15331	15814	16297	16780	17263	17746	18229	18471	18713	18956	19198	19440	19682	19925	20167	20409	20652
Wind	4782	5056	6425	7795	8545	9296	10047	10798	11548	12299	13050	13801	14552	15302	16053	16804	17555	18306	19675	21044	22061	23430	24799	25816	27185
Solar	0	331	496	662	827	1158	1488	1819	2150	2481	2920	3308	3747	4134	4574	4961	5788	6615	7442	8269	9096	9923	10750	11577	12403
Biomass	2259	2302	2302	2316	2316	2160	1864	1850	1850	3403	3403	3403	3417	3403	4970	5013	4970	4942	4956	6523	6495	6495	6495	8063	8063
Total	86460	103983	115104	144062	171854	131577	97742	101148	104488	110266	118052	123054	130853	135709	144592	151256	155421	160221	167224	175469	180276	187417	192722	199593	207804
(US\$/kWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Thermal	8.5	9.7	10.5	12.4	13.9	9.2	5.8	5.6	5.4	5.3	5.4	5.3	5.4	5.3	5.4	5.4	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3
Oil	17.9	19.2	20.8	23.1	24.4	26.1	22.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
small GT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sapugaskanda	15.1	16.6	18.2	19.3	20.7	21.7	22.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GT No.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Asia Power	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KPS CC	15.5	17.0	18.5	19.9	21.4	22.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AES CC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
West coast CC	20.9	21.8	23.6	27.2	30.2	30.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Northern power	13.0	0.0	15.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Uthurujanani	16.4	17.9	19.3	22.5	22.7	22.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CEB Barge power	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Furnace oil	0.0	18.3	19.9	20.9	23.0	24.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
New GT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
New CC	0.0	0.0	0.0	23.5	25.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LNG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.5	8.1	8.4	8.7	9.6	9.2	10.0	9.6	10.6	10.2	9.9	10.8	11.7	11.2	10.7	11.7	11.1	12.0	11.5	11.0
KPS CC (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.4	8.8	9.0	9.7	9.3	9.6	9.5	9.8	10.0	10.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KPS-2 CC (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
West coast CC (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.9	9.2	9.4	0.0	9.8	0.0	9.8	0.0	10.5	10.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
New LNG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.5	7.9	8.3	8.7	9.6	9.2	10.0	9.6	10.6	10.2	9.9	10.8	11.7	11.2	10.7	11.7	11.1	12.0	11.5	11.0
Coal	4.3	4.3	4.4	4.5	4.5	4.6	4.5	4.5	4.6	4.6	4.6	4.7	4.7	4.7	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.9	4.9
Puttalam	4.3	4.3	4.4	4.5	4.5	4.6	4.6	4.6	4.7	4.7	4.8	4.8	4.9	4.9	4.9	4.9	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.1	5.1	5.1	5.1
New Coal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.3	4.4	4.4	4.5	4.5	4.6	4.6	4.6	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.8	4.8	4.8	4.8
NCRE	11.8	11.3	10.7	10.3	10.1	9.8	9.6	9.4	9.2	9.2	9.1	9.0	8.9	8.8	8.8	8.7	8.6	8.5	8.4	8.4	8.4	8.3	8.2	8.2	8.2
M-hydro	10.7	10.5	10.3	10.1	10.0	9.9	9.8	9.6	9.5	9.5	9.4	9.3	9.2	9.2	9.1	9.1	9.0	9.0	9.0	9.0	8.9	8.9	8.9	8.9	8.8
Wind	14.0	13.4	11.4	10.4	10.1	9.8	9.6	9.4	9.2	9.1	9.0	8.9	8.8	8.7											

Scenario B: Summary

Demand (MW)	Demand (GWh)	Year	LOLE	Capacity (MW)					PSPP	Energy (GWh)				LNG (kton)	kWh (%)			Generation cost			CO2 emission		
				LNG	Coal	Wind	Solar	Back-up GT		LNG	Coal	PSPP	Surplus		LNG	Coal	Surplus	Fixed cost	Fuel cost	Total	Cost USC/kWh	kton-CO2	kg/kWh
2369	13912	2016	16.87	0	825	124	0		0	0	5540	0	0	0	0.0%	39.8%	0.0%	52095	85696	137791	9.9	6755	0.486
2491	14782	2017	12.45	0	825	134	40		0	0	5577	0	0	0	0.0%	37.7%	0.0%	54263	103207	157470	10.7	7172	0.485
2639	15811	2018	24.27	0	825	184	90		0	0	5578	0	0	0	0.0%	35.3%	0.0%	57322	113571	170893	10.8	7264	0.459
2798	16911	2019	15.36	0	825	234	140		0	0	5578	0	0	0	0.0%	33.0%	0.0%	61615	142133	203748	12.0	7654	0.453
2955	18010	2020	8.04	0	825	304	190		0	0	5578	0	0	0	0.0%	31.0%	0.0%	66398	166163	232561	12.9	7930	0.440
3112	19108	2021	19.18	576	825	404	240		0	3864	5578	0	0	538	20.2%	29.2%	0.0%	66398	121964	188362	9.9	7842	0.410
3267	20205	2022	17.19	1295	825	504	290		0	5648	5577	0	0	806	28.0%	27.6%	0.0%	71111	103001	174112	8.6	7709	0.382
3422	21302	2023	15.25	1746	825	604	340		0	6277	5577	0	0	887	29.5%	26.2%	0.0%	74636	112184	186820	8.8	7956	0.373
3577	22397	2024	36.96	1746	825	704	400		0	6881	5577	0	0	971	30.7%	24.9%	0.0%	74636	121798	196434	8.8	8212	0.367
3730	23492	2025	24.49	2034	825	804	500		0	7323	5577	0	0	1036	31.2%	23.7%	0.0%	77676	131857	209533	8.9	8411	0.358
3883	24586	2026	11.10	2322	825	1004	600		0	7536	5577	0	0	1065	30.7%	22.7%	0.0%	81195	141434	222629	9.1	8499	0.346
4035	25679	2027	13.82	2322	825	1204	700		200	7748	5577	1	0	1099	30.2%	21.7%	0.0%	83446	151305	234751	9.1	8603	0.335
4187	26771	2028	6.81	2322	825	1404	800	100	400	7961	5577	5	0	1128	29.7%	20.8%	0.0%	86024	161014	247038	9.2	8691	0.325
4333	27862	2029	7.88	2322	825	1604	900	100	600	8175	5577	9	0	1153	29.3%	20.0%	0.0%	88275	170518	258793	9.3	8768	0.315
4505	28952	2030	12.62	2322	825	1804	1000	200	600	8283	5575	25	0	1168	28.6%	19.3%	0.0%	89025	180474	269499	9.3	8811	0.304
4677	30041	2031	16.15	2322	825	2004	1100	200	600	8531	5576	47	0	1202	28.4%	18.6%	0.0%	89025	189172	278197	9.3	8917	0.297
4849	31130	2032	23.86	2322	825	2204	1200	300	600	8782	5574	71	0	1239	28.2%	17.9%	0.0%	89351	198163	287514	9.2	9028	0.290
5021	32217	2033	41.74	2286	825	2404	1300	300	600	9035	5572	90	0	1277	28.0%	17.3%	0.0%	89990	207130	297120	9.2	9141	0.284
5193	33304	2034	19.15	2574	825	2604	1400	400	600	9276	5574	108	0	1308	27.9%	16.7%	0.0%	93835	215750	309585	9.3	9238	0.277
5365	34390	2035	25.34	2574	825	2804	1500	400	600	9418	5572	138	0	1330	27.4%	16.2%	0.0%	94259	224746	319005	9.3	9303	0.271
5536	35475	2036	9.92	2862	825	3004	1600	500	600	9679	5567	176	0	1363	27.3%	15.7%	0.0%	98104	233439	331543	9.3	9398	0.265
5708	36559	2037	17.15	2862	825	3204	1700	500	600	9936	5555	201	1	1400	27.2%	15.2%	0.0%	98104	242430	340534	9.3	9501	0.260
5879	37642	2038	26.78	2862	825	3404	1800	600	600	10195	5551	217	11	1438	27.1%	14.7%	0.0%	98430	251497	349927	9.3	9613	0.255
6051	38724	2039	13.58	3150	825	3704	1900	600	600	10228	5472	221	66	1443	26.4%	14.1%	0.2%	101617	260496	362113	9.4	9558	0.247
6222	39805	2040	17.28	3150	825	4004	2000	700	600	10220	5432	159	261	1442	25.7%	13.6%	0.7%	102367	270393	372760	9.4	9518	0.239

Scenario B: Capacity (kW) balance

(MW)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Hydro	1374	1374	1529	1529	1544	1544	1640	1640	1640	1640	1640	1840	2040	2240	2240	2240	2240	2240	2240	2240	2240	2240	2240	2240	2240
Conventional	1374	1374	1529	1529	1544	1544	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640
PSPP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	400	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Thermal	1906	2076	2030	2283	2541	2541	2659	2797	2797	2990	3278	3278	3378	3378	3478	3478	3578	3542	3930	3930	4318	4318	4418	4680	4780
Oil	1081	1251	1205	1458	1716	1140	539	226	226	131	131	131	231	231	331	331	431	431	531	531	631	631	731	705	805
small GT	65	65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sapugaskanda	140	140	140	70	70	70	70	35	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GT No.7	115	115	115	115	115	115	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Asia Power	51	51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
KPS CC	161	161	161	161	161	161	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AES CC	163	163	163	163	163	163	163	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
West coast CC	270	270	270	270	270	270	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Northern power	30	30	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Uthurjanani	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	0	0
CEB Barge power	60	60	60	60	60	60	60	60	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Furnace oil	0	170	170	170	170	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
New GT	0	0	70	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
New CC	0	0	0	288	576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Back-up GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	200	200	300	300	400	400	500	500	600	600	700
LNG	0	0	0	0	0	576	1295	1746	1746	2034	2322	2322	2322	2322	2322	2322	2322	2286	2574	2574	2862	2862	2862	3150	3150
KPS CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	0	0	0	0	0	0	0	0
KPS-2 CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	0	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	0	0	0	0	0	0	0	0
West coast CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
New LNG	0	0	0	0	0	576	864	1152	1152	1440	1728	1728	1728	1728	1728	1728	1728	2016	2304	2592	2592	2592	2880	2880	2880
Coal	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825
Puttalam	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825
New Coal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NCRE	471	541	661	781	921	1091	1261	1431	1611	1851	2171	2491	2811	3131	3471	3781	4091	4401	4711	5041	5351	5661	5971	6381	6811
M-hydro	323	343	363	383	403	423	443	463	483	503	523	543	563	583	603	613	623	633	643	653	663	673	683	693	703
Wind	124	134	184	234	304	404	504	604	704	804	1004	1204	1404	1604	1804	2004	2204	2404	2604	2804	3004	3204	3404	3704	4004
Solar	0	40	90	140	190	240	290	340	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000
Biomass	24	24	24	24	24	24	24	24	24	44	44	44	44	44	64	64	64	64	84	84	84	84	84	84	104
Total	3751	3991	4220	4593	5006	5176	5560	5868	6048	6481	7089	7609	8229	8749	9189	9499	9909	10183	10881	11211	11909	12219	12629	13301	13831
(GW)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Coal	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
LNG (Gas)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	1.3	1.7	1.7	2.0	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.6	2.6	2.9	2.9	2.9	3.2	3.2
Oil	1.1	1.3	1.2	1.5	1.7	1.1	0.5	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8
PSPP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Hydro	1.7	1.7	1.9	1.9	1.9	2.0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
Wind	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8	3.0	3.2	3.4	3.7	4.0
Solar	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
Biomass	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Total	3.8	4.0	4.2	4.6	5.0	5.2	5.6	5.9	6.0	6.5	7.1	7.6	8.2	8.7	9.2	9.5	9.9	10.2	10.9	11.2	11.9	12.2	12.6	13.3	13.8
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Coal	22.0%	20.7%	19.5%	18.0%	16.5%	15.9%	14.8%	14.1%	13.6%	12.7%	11.6%	10.8%	10.0%	9.4%	9.0%	8.7%	8.3%	8.1%	7.6%	7.4%	6.9%	6.8%	6.5%	6.2%	6.0%
LNG (Gas)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	11.1%	23.3%	29.8%	28.9%	31.4%	32.8%	30.5%	28.2%	26.5%	25.3%	24.4%	23.4%	22.4%	23.7%	23.0%	24.0%	23.4%	22.7%	23.7%	22.8%
Oil	28.8%	31.3%	28.6%	31.7%	34.3%	22.0%	9.7%	3.9%	3.7%	2.0%	1.8%	1.7%	2.8%	2.6%	3.6%	3.5%	4.3%	4.2%	4.9%	4.7%	5.3%	5.2%	5.8%	5.3%	5.8%
PSPP	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.6%	4.9%	6.9%	6.5%	6.3%	6.1%	5.9%	5.5%	5.4%	5.0%	4.9%	4.8%	4.5%	4.3%
Hydro	45.2%	43.0%	44.8%	41.6%	38.9%	38.0%	37.5%	35.8%	35.1%	33.1%	30.5%	28.7%	26.8%	25.4%	24.4%	23.7%	22.8%	22.3%	21.0%	20.5%	19.3%	18.9%	18.4%	17.5%	16.9%
Wind	3.3%	3.4%	4.4%	5.1%	6.1%	7.8%	9.1%	10.3%	11.6%	12.4%	14.2%	15.8%	17.1%	18.3%	19.6%	21.1%	22.2%	23.6%	23.9%	25.0%	25.2%	26.2%	27.0%	27.8%	28.9%
Solar	0.0%	1.0%	2.1%	3.0%	3.8%	4.6%	5.2%	5.8%	6.6%	7.7%	8.5%	9.2%	9.7%	10.3%	10.9%	11.6%	12.1%	12.8%	12.9%	13.4%	13.4%	13.9%	14.3%	14.3%	14.5%
Biomass	0.6%	0.6%	0.6%	0.5%	0.5%	0.5%	0.4%	0.4%	0.4%	0.7%	0.6%	0.6%	0.5%	0.5%	0.7%	0.7%	0.6%	0.6%	0.6%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.6%	0.8%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Scenario B: Energy (kWh) balance

(million kWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Hydro	4330	4330	4902	4902	4954	4954	5307	5307	5307	5307	5307	5308	5312	5316	5332	5354	5378	5397	5415	5445	5483	5508	5524	5528	5466	
Conventional	4330	4330	4902	4902	4954	4954	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	
PSPP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	5	9	25	47	71	90	108	138	176	201	217	221	159	
Thermal	8008	8715	8848	9631	10297	10938	11225	11854	12458	12900	13113	13325	13541	13755	13864	14113	14365	14616	14862	15002	15261	15506	15764	15718	15673	
Oil	2468	3138	3270	4053	4719	1496	0	0	0	0	0	0	3	3	6	6	9	9	12	12	15	15	18	18	21	
small GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sapugaskanda	428	477	516	400	168	314	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GT No.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Asia Power	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
KPS CC	878	1079	1091	891	944	613	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
AES CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
West coast CC	1152	1429	1425	950	69	496	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Northern power	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Uthurujanani	8	51	70	5	14	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEB Barge power	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Furnace oil	0	102	166	13	26	49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
New GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
New CC	0	0	0	1794	3498	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Back-up GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	6	6	9	9	12	12	15	15	18	18	21	
LNG	0	0	0	0	0	3864	5648	6277	6881	7323	7536	7748	7961	8175	8283	8531	8782	9035	9276	9418	9679	9936	10195	10228	10220	
KPS CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	156	28	150	16	0	10	14	14	60	66	89	0	0	0	0	0	0	0	0	
KPS-2 CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
West coast CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	410	73	138	9	0	0	0	23	21	31	103	20	8	17	0	0	8	0	0	
New LNG	0	0	0	0	0	3864	5082	6176	6593	7298	7536	7738	7947	8138	8202	8434	8590	9015	9268	9401	9679	9936	10187	10228	10220	
Coal	5540	5577	5578	5578	5578	5578	5577	5577	5577	5577	5577	5577	5577	5577	5575	5576	5574	5572	5574	5572	5567	5555	5551	5472	5432	
Puttalam	5540	5577	5578	5578	5578	5578	5577	5577	5577	5577	5577	5577	5577	5577	5575	5576	5574	5572	5574	5572	5567	5555	5551	5472	5432	
New Coal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
NCRE	1575	1737	2062	2378	2758	3216	3673	4142	4634	5284	6166	7047	7928	8808	9798	10647	11497	12342	13193	14153	14996	15848	16692	17876	19175	
M-hydro	1074	1141	1207	1273	1340	1406	1473	1539	1606	1672	1738	1805	1871	1938	2004	2038	2071	2104	2138	2171	2204	2238	2271	2304	2337	
Wind	341	378	563	748	988	1326	1664	2003	2341	2679	3356	4032	4709	5385	6062	6738	7415	8092	8768	9445	10121	10798	11474	12489	13504	
Solar	0	55	128	193	266	331	404	469	555	692	830	968	1106	1244	1382	1519	1657	1795	1933	2071	2208	2346	2484	2622	2760	
Biomass	160	163	164	164	164	153	132	131	132	241	242	242	242	241	350	352	354	351	354	466	463	466	463	461	574	
Total	13913	14782	15812	16911	18009	19108	20205	21303	22399	23491	24586	25680	26781	27879	28994	30114	31240	32355	33470	34600	35740	36862	37980	39122	40314	
Surplus	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	11	66	261	
Shortage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Pumping-up	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(1)	(6)	(13)	(36)	(67)	(100)	(128)	(154)	(197)	(251)	(286)	(308)	(315)	(227)
(TWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Coal	5.5	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.5	5.4		
LNG (Gas)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	5.6	6.3	6.9	7.3	7.5	7.7	8.0	8.2	8.3	8.5	8.8	9.0	9.3	9.4	9.7	9.9	10.2	10.2	10.2	
Oil	2.5	3.1	3.3	4.1	4.7	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
PSPP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
Hydro	5.4	5.5	6.1	6.2	6.3	6.4	6.8	6.8	6.9	7.0	7.0	7.1	7.2	7.2	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.5	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	
Wind	0.3	0.4	0.6	0.7	1.0	1.3	1.7	2.0	2.3	2.7	3.4	4.0	4.7	5.4	6.1	6.7	7.4	8.1	8.8	9.4	10.1	10.8	11.5	12.5	13.5	
Solar	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.1	1.2	1.4	1.5	1.7	1.8	1.9	2.1	2.2	2.3	2.5	2.6	2.8	
Biomass	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	
Total	13.9	14.8	15.8	16.9	18.0	19.1	20.2	21.3	22.4	23.5	24.6	25.7	26.8	27.9	29.0	30.1	31.2	32.4	33.5	34.6	35.7	36.9	38.0	39.1	40.3	
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Coal	39.8%	37.7%	35.3%	33.0%	31.0%	29.2%	27.6%	26.2%	24.9%	23.7%	22.7%	21.7%	20.8%	20.0%	19.2%	18.5%	17.8%	17.2%	16.7%	16.1%	15.6%	15.1%	14.6%	14.0%	13.5%	
LNG (Gas)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	20.2%	28.0%	29.5%	30.7%	31.2%	30.7%	30.2%	29.7%	29.3%	28.6%	28.3%	28.1%	27.9%	27.7%	27.2%	27.1%	27.0%	26.8%	26.1%	25.4%	
Oil	17.7%	21.2%	20.7%	24.0%	26.2%	7.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	
PSPP	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.2%	0.2%	0.3%	0.3%	0.4%	0.5%	0.5%	0.6%	0.6%	0.4%	
Hydro	38.8%	37.0%	38.6%	36.5%	34.9%	33.3%	33.6%	32.1%	30.9%	29.7%	28.7%	27.7%	26.8%	26.0%	25.2%	24.4%	23.6%	22.9%	22.2%	21.6%	21.0%	20.5%	20.0%	19.5%	19.0%	
Wind	2.5%	2.6%	3.6%	4.4%	5.5%	6.9%	8.2%	9.4%	10.5%	11.4%	13.7%	15.7%	17.6%	19.3%	20.9%	22.4%	23.7%	25.0%	26.2%	27.3%	28.3%	29.3%	30.2%	31.9%	33.5%	
Solar	0.0%	0.4%	0.8%	1.1%	1.5%	1.7%	2.0%	2.2%	2.5%	2.9%	3.4%	3.8%	4.1%	4.5%	4.8%											

Scenario B: Fuel balance

(million US\$)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Thermal	67952	84344	92410	118732	140063	92579	70371	76183	82291	87486	90739	94289	97686	100881	103471	106081	108977	111892	114414	116266	118907	121795	124813	125245	125485	
Oil	44300	60208	67927	93903	114889	37928	0	0	0	0	0	0	0	60	60	120	120	180	180	240	240	300	300	360	360	420
small GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sapugaskanda	6461	7910	9361	7725	3493	6835	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GT No.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Asia Power	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
KPS CC	13648	18358	20178	17731	20198	13888	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AES CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
West coast CC	24034	31163	33717	25917	2061	15460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Northern power	26	0	31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Uthurujanani	131	913	1345	97	318	566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEB Barge power	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Furnace oil	0	1864	3295	272	614	1179	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
New GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
New CC	0	0	0	42161	88205	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Back-up GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	60	120	120	180	180	240	240	300	300	360	360	420
LNG	0	0	0	0	0	29252	44736	50323	56207	61176	64190	67515	70627	73599	75898	78423	81178	84022	86379	88162	90677	93541	96430	97167	97467	
KPS CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	1333	245	1322	144	0	91	132	138	607	675	903	0	0	0	0	0	0	0	0	0
KPS-2 CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
West coast CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	3671	668	1279	83	0	0	0	223	209	319	1086	205	89	183	0	0	0	92	0	0
New LNG	0	0	0	0	0	29252	39732	49410	53606	60949	64190	67424	70495	73238	75082	77429	79189	83817	86290	87979	90677	93541	96338	97167	97467	
Coal	23652	24136	24483	24829	25174	25399	25635	25860	26084	26310	26549	26774	26999	27222	27453	27538	27619	27690	27795	27864	27930	27954	28023	27718	27598	
Puttalam	23652	24136	24483	24829	25174	25399	25635	25860	26084	26310	26549	26774	26999	27222	27453	27538	27619	27690	27795	27864	27930	27954	28023	27718	27598	
New Coal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NCRE	18508	19639	21944	24185	26883	30101	33230	36589	40107	45459	51789	58106	64422	70725	78579	84683	90786	96821	102938	110596	116629	122748	128782	137331	147506	
M-hydro	11467	11950	12433	12916	13399	13882	14365	14848	15331	15814	16297	16780	17263	17746	18229	18471	18713	18956	19198	19440	19682	19925	20167	20409	20652	
Wind	4782	5056	6425	7795	9571	12074	14577	17080	19584	22087	27093	32100	37106	42113	47119	52126	57132	62139	67145	72152	77158	82165	87172	94681	102191	
Solar	0	331	770	1158	1597	1985	2424	2811	3328	4155	4982	5809	6636	7463	8289	9116	9943	10770	11597	12424	13251	14078	14905	15732	16558	
Biomass	2259	2302	2316	2316	2160	1864	1864	1850	1864	3403	3417	3417	3417	3403	4942	4970	4998	4956	4998	6580	6538	6538	6538	6509	8105	
Total	86460	103983	114354	142917	166946	122680	103601	112772	122398	132945	142528	152395	162108	171606	182050	190764	199763	208713	217352	226862	235536	244543	253595	262576	272991	
(US\$/kWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Thermal	8.5	9.7	10.4	12.3	13.6	8.5	6.3	6.4	6.6	6.8	6.9	7.1	7.2	7.3	7.5	7.5	7.6	7.7	7.7	7.8	7.8	7.9	7.9	8.0	8.0	
Oil	17.9	19.2	20.8	23.2	24.3	25.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	
small GT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Sapugaskanda	15.1	16.6	18.1	19.3	20.8	21.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
GT No.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Asia Power	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
KPS CC	15.5	17.0	18.5	19.9	21.4	22.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
AES CC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
West coast CC	20.9	21.8	23.7	27.3	29.9	31.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Northern power	13.0	0.0	15.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Uthurujanani	16.4	17.9	19.2	19.4	22.7	23.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
CEB Barge power	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Furnace oil	0.0	18.3	19.9	20.9	23.6	24.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
New GT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
New CC	0.0	0.0	0.0	23.5	25.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
LNG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.6	7.9	8.0	8.2	8.4	8.5	8.7	8.9	9.0	9.2	9.2	9.2	9.3	9.3	9.4	9.4	9.4	9.5	9.5	9.5	
KPS CC (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.5	8.8	8.8	9.0	9.1	9.4	9.9	10.1	10.2	10.1	10.1	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	
KPS-2 CC (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
West coast CC (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	9.2	9.3	9.2	0.0	0.0	0.0	9.7	10.0	10.3	10.5	10.3	11.1	10.8	10.0	0.0	11.5	0.0	0.0	
New LNG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.6	7.8	8.0	8.1	8.4	8.5	8.7	8.9	9.0	9.2	9.2	9.3	9.3	9.4	9.4	9.4	9.5	9.5	9.5	9.5	
Coal	4.3	4.3	4.4	4.5	4.5	4.6	4.6	4.6	4.7	4.7	4.8	4.8	4.8	4.9	4.9	4.9	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.1	5.1	
Puttalam	4.3	4.3	4.4	4.5	4.5	4.6	4.6	4.6	4.7	4.7	4.8	4.8	4.8	4.9	4.9	4.9	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.1	5.1	
New Coal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
NCRE	11.8	11.3	10.6	10.2	9.7	9.4	9.0	8.8	8.7	8.6	8.4	8.2	8.1	8.0	8.0	8.0	7.9	7.8	7.8	7.8	7.8	7.7	7.7	7.7	7.7	
M-hydro	10.7	10.5	10.3	10.1	10.0	9.9	9.8	9.6	9.5	9.5	9.4	9.3	9.2	9.2	9.1	9.1	9.0	9.0	9.							

Scenario C: Summary

Demand (MW)	Demand (GWh)	Year	LOLE	Capacity (MW)						Energy (GWh)				LNG (kton)	kWh (%)			Generation cost				CO2 emission	
				LNG	Coal	Wind	Solar	Back-up GT	PSPP	LNG	Coal	PSPP	Surplus		LNG	Coal	Surplus	Fixed cost	Fuel cost	Total	Cost USC/kWh	kton-CO2	kg/kWh
2369	13912	2016	16.87	0	825	124	0		0	0	5540	0	0	0	0.0%	39.8%	0.0%	52095	85696	137791	9.9	6755	0.486
2491	14782	2017	12.45	0	825	134	40		0	0	5577	0	0	0	0.0%	37.7%	0.0%	54263	103207	157470	10.7	7172	0.485
2639	15811	2018	24.27	0	825	184	90		0	0	5578	0	0	0	0.0%	35.3%	0.0%	57322	113571	170893	10.8	7264	0.459
2798	16911	2019	15.36	0	825	234	140		0	0	5578	0	0	0	0.0%	33.0%	0.0%	61615	142133	203748	12.0	7654	0.453
2955	18010	2020	8.04	0	825	304	190		0	0	5578	0	0	0	0.0%	31.0%	0.0%	66398	166163	232561	12.9	7930	0.440
3112	19108	2021	20.28	576	825	354	240		0	3910	5578	0	0	0	20.5%	29.2%	0.0%	66398	124721	191119	10.0	7963	0.417
3267	20205	2022	17.38	1007	1095	404	290		0	4052	7528	0	0	0	20.1%	37.3%	0.0%	72834	97066	169900	8.4	8790	0.435
3422	21302	2023	17.09	1170	1365	454	340		0	3073	9288	0	0	0	14.4%	43.6%	0.0%	78081	100288	178369	8.4	9935	0.466
3577	22397	2024	9.46	1458	1365	504	400		0	3747	9419	0	0	0	16.7%	42.1%	0.0%	82929	109115	192044	8.6	10331	0.461
3730	23492	2025	6.80	1458	1635	554	500		0	2718	11048	0	6	0	11.6%	47.0%	0.0%	89020	112799	201819	8.6	11356	0.483
3883	24586	2026	17.60	1458	1635	604	600		0	3312	11203	0	0	0	13.5%	45.6%	0.0%	89020	121835	210855	8.6	11745	0.478
4035	25679	2027	27.50	1458	1635	704	700		200	3680	11427	100	0	0	14.3%	44.5%	0.0%	91271	130629	221900	8.6	12086	0.471
4187	26771	2028	11.51	1458	1635	804	800	100	400	4145	11509	94	0	0	15.5%	43.0%	0.0%	93849	139899	233748	8.7	12348	0.461
4333	27862	2029	14.64	1458	1635	904	900	100	600	4632	11559	78	0	0	16.6%	41.5%	0.0%	96100	149487	245587	8.8	12601	0.452
4505	28952	2030	23.48	1458	1635	1004	1000	200	600	5056	11560	62	0	0	17.5%	39.9%	0.0%	96850	159399	256249	8.9	12775	0.441
4677	30041	2031	9.11	1458	1905	1104	1100	200	600	3717	13521	143	0	0	12.4%	45.0%	0.0%	103420	160509	263929	8.8	13960	0.465
4849	31130	2032	15.66	1458	1905	1204	1200	300	600	4252	13568	151	0	0	13.7%	43.6%	0.0%	103746	169273	273019	8.8	14213	0.457
5021	32217	2033	9.74	1422	2175	1304	1300	300	600	3053	15350	158	0	0	9.5%	47.6%	0.0%	112285	171525	283810	8.8	15333	0.476
5193	33304	2034	17.03	1422	2175	1404	1400	400	600	3550	15441	185	0	0	10.7%	46.4%	0.0%	112611	180050	292661	8.8	15599	0.468
5365	34390	2035	23.60	1422	2175	1504	1500	400	600	3959	15510	212	0	0	11.5%	45.1%	0.0%	113034	189108	302142	8.8	15835	0.460
5536	35475	2036	10.15	1710	2175	1604	1600	500	600	4483	15566	224	0	0	12.6%	43.9%	0.0%	116879	198047	314926	8.9	16096	0.454
5708	36559	2037	15.55	1710	2175	1704	1700	500	600	5016	15598	201	0	0	13.7%	42.7%	0.0%	116879	207212	324091	8.9	16358	0.447
5879	37642	2038	7.92	1710	2445	1804	1800	600	600	3876	17296	160	0	0	10.3%	45.9%	0.0%	123776	209281	333057	8.8	17413	0.463
6051	38724	2039	17.19	1710	2445	1904	1900	600	600	4346	17425	233	0	0	11.2%	45.0%	0.0%	123444	217946	341390	8.8	17707	0.457
6222	39805	2040	22.84	1710	2445	2004	2000	700	600	4735	17511	258	0	0	11.9%	44.0%	0.0%	124194	227283	351477	8.8	17956	0.451

Scenario C: Capacity (kW) balance

(MW)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Hydro	1374	1374	1529	1529	1544	1544	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640
Conventional	1374	1374	1529	1529	1544	1544	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640
PSPP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	400	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Thermal	1906	2076	2030	2283	2541	2541	2641	2761	3049	3224	3224	3224	3324	3324	3424	3694	3794	4028	4128	4128	4516	4516	4886	4860	4960
Oil	1081	1251	1205	1458	1716	1140	539	226	226	131	131	131	231	231	331	331	431	431	531	531	631	631	731	705	805
small GT	65	65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sapugaskanda	140	140	140	70	70	70	70	35	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GT No.7	115	115	115	115	115	115	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Asia Power	51	51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
KPS CC	161	161	161	161	161	161	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AES CC	163	163	163	163	163	163	163	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
West coast CC	270	270	270	270	270	270	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Northern power	30	30	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Uthurujanani	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	0	0
CEB Barge power	60	60	60	60	60	60	60	60	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Furnace oil	0	170	170	170	170	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
New GT	0	0	70	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
New CC	0	0	0	288	576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Back-up GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	200	200	300	300	400	400	500	500	600	600	700
LNG	0	0	0	0	0	576	1007	1170	1458	1458	1458	1458	1458	1458	1458	1458	1458	1422	1422	1422	1710	1710	1710	1710	1710
KPS CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	0	0	0	0	0	0	0	0
KPS-2 CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	0	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	0	0	0	0	0	0	0	0
West coast CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
New LNG	0	0	0	0	0	576	576	576	864	864	864	864	864	864	864	864	864	1152	1152	1440	1440	1440	1440	1440	1440
Coal	825	825	825	825	825	825	1095	1365	1365	1635	1635	1635	1635	1635	1635	1635	1905	1905	2175	2175	2175	2175	2445	2445	2445
Puttalam	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825
New Coal	0	0	0	0	0	0	270	540	540	810	810	810	810	810	810	1080	1080	1350	1350	1350	1350	1620	1620	1620	1620
NCRE	471	541	661	781	921	1041	1161	1281	1411	1601	1771	1991	2211	2431	2671	2881	3091	3301	3511	3741	3951	4161	4371	4581	4811
M-hydro	323	343	363	383	403	423	443	463	483	503	523	543	563	583	603	613	623	633	643	653	663	673	683	693	703
Wind	124	134	184	234	304	354	404	454	504	554	604	704	804	904	1004	1104	1204	1304	1404	1504	1604	1704	1804	1904	2004
Solar	0	40	90	140	190	240	290	340	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000
Biomass	24	24	24	24	24	24	24	24	24	44	44	44	44	44	64	64	64	64	64	84	84	84	84	84	104
Total	3751	3991	4220	4593	5006	5126	5442	5682	6100	6465	6635	7055	7575	7995	8335	8815	9125	9569	9879	10109	10707	10917	11497	11681	12011
(GW)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Coal	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	1.1	1.4	1.4	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.9	1.9	2.2	2.2	2.2	2.2	2.4	2.4	2.4	2.4
LNG (Gas)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	1.0	1.2	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
Oil	1.1	1.3	1.2	1.5	1.7	1.1	0.5	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8
PSPP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Hydro	1.7	1.7	1.9	1.9	1.9	2.0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
Wind	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
Solar	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
Biomass	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Total	3.8	4.0	4.2	4.6	5.0	5.1	5.4	5.7	6.1	6.5	6.6	7.1	7.6	8.0	8.3	8.8	9.1	9.6	9.9	10.1	10.7	10.9	11.5	11.7	12.0
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Coal	22.0%	20.7%	19.5%	18.0%	16.5%	16.1%	20.1%	24.0%	22.4%	25.3%	24.6%	23.2%	21.6%	20.5%	19.6%	21.6%	20.9%	22.7%	22.0%	21.5%	20.3%	19.9%	21.3%	20.9%	20.4%
LNG (Gas)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	11.2%	18.5%	20.6%	23.9%	22.6%	22.0%	20.7%	19.2%	18.2%	17.5%	16.5%	16.0%	14.9%	14.4%	14.1%	16.0%	15.7%	14.9%	14.6%	14.2%
Oil	28.8%	31.3%	28.6%	31.7%	34.3%	22.2%	9.9%	4.0%	3.7%	2.0%	2.0%	1.9%	3.0%	2.9%	4.0%	3.8%	4.7%	4.5%	5.4%	5.3%	5.9%	5.8%	6.4%	6.0%	6.7%
PSPP	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.8%	5.3%	7.5%	7.2%	6.8%	6.6%	6.3%	6.1%	5.9%	5.6%	5.5%	5.2%	5.1%	5.0%
Hydro	45.2%	43.0%	44.8%	41.6%	38.9%	38.4%	38.3%	37.0%	34.8%	33.1%	32.6%	30.9%	29.1%	27.8%	26.9%	25.6%	24.8%	23.8%	23.1%	22.7%	21.5%	21.2%	20.2%	20.0%	19.5%
Wind	3.3%	3.4%	4.4%	5.1%	6.1%	6.9%	7.4%	8.0%	8.3%	8.6%	9.1%	10.0%	10.6%	11.3%	12.0%	12.5%	13.2%	13.6%	14.2%	14.9%	15.0%	15.6%	15.7%	16.3%	16.7%
Solar	0.0%	1.0%	2.1%	3.0%	3.8%	4.7%	5.3%	6.0%	6.6%	7.7%	9.0%	9.9%	10.6%	11.3%	12.0%	12.5%	13.2%	13.6%	14.2%	14.8%	14.9%	15.6%	15.7%	16.3%	16.7%
Biomass	0.6%	0.6%	0.6%	0.5%	0.5%	0.5%	0.4%	0.4%	0.4%	0.7%	0.7%	0.6%	0.6%	0.6%	0.8%	0.7%	0.7%	0.7%	0.6%	0.8%	0.8%	0.8%	0.7%	0.7%	0.9%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Scenario C: Energy (kWh) balance

(million kWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Hydro	4330	4330	4902	4902	4954	4954	5307	5307	5307	5307	5307	5407	5401	5385	5369	5450	5458	5465	5492	5519	5531	5508	5467	5540	5565	
Conventional	4330	4330	4902	4902	4954	4954	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	5307	
PSPP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	94	78	62	143	151	158	185	212	224	201	160	233	258	
Thermal	8008	8715	8848	9631	10297	11138	11580	12361	13166	13766	14515	15107	15657	16194	16622	17244	17829	18412	19003	19481	20064	20629	21190	21789	22267	
Oil	2468	3138	3270	4053	4719	1650	0	0	0	0	0	0	3	3	6	6	9	9	12	12	15	15	18	18	21	
small GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sapugaskanda	428	477	516	400	168	314	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GT No.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Asia Power	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
KPS CC	878	1079	1091	891	944	720	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
AES CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
West coast CC	1152	1429	1425	950	69	520	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Northern power	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Uthurujanani	8	51	70	5	14	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEB Barge power	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Furnace oil	0	102	166	13	26	78	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
New GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
New CC	0	0	0	1794	3498	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Back-up GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	6	6	9	9	12	12	15	15	18	18	21	
LNG	0	0	0	0	0	3910	4052	3073	3747	2718	3312	3680	4145	4632	5056	3717	4252	3053	3550	3959	4483	5016	3876	4346	4735	
KPS CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	226	74	21	0	19	26	43	189	174	15	165	0	0	0	0	0	0	0	0	
KPS-2 CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
West coast CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	587	179	0	0	0	18	103	139	309	91	62	0	10	34	0	23	0	15	23	
New LNG	0	0	0	0	0	3910	3239	2820	3726	2718	3293	3636	3999	4304	4562	3611	4025	3053	3540	3925	4483	4993	3876	4331	4712	
Coal	5540	5577	5578	5578	5578	5578	5517	5365	5429	5290	5340	5459	5504	5530	5530	5504	5531	5422	5447	5484	5516	5542	5428	5455	5488	
Puttalam	5540	5577	5578	5578	5578	5578	5517	5365	5429	5290	5340	5459	5504	5530	5530	5504	5531	5422	5447	5484	5516	5542	5428	5455	5488	
New Coal	0	0	0	0	0	0	2011	3923	3990	5758	5863	5968	6005	6029	6030	8017	8037	9928	9994	10026	10050	10056	11868	11970	12023	
NCRE	1575	1737	2062	2378	2758	3016	3318	3634	3924	4426	4764	5307	5850	6397	7052	7556	8067	8573	9084	9704	10213	10722	11231	11743	12361	
M-hydro	1074	1141	1207	1273	1340	1406	1473	1539	1606	1672	1738	1805	1871	1938	2004	2038	2071	2104	2138	2171	2204	2238	2271	2304	2337	
Wind	341	378	563	748	988	1125	1310	1495	1632	1818	1955	2293	2631	2970	3308	3646	3985	4323	4661	4999	5338	5676	6014	6352	6691	
Solar	0	55	128	193	266	331	404	469	555	692	830	968	1106	1244	1382	1519	1657	1795	1933	2071	2208	2346	2484	2622	2760	
Biomass	160	163	164	164	164	154	131	131	131	244	241	241	242	245	358	353	354	351	352	463	463	462	462	465	573	
Total	13913	14782	15812	16911	18009	19108	20205	21302	22397	23499	24586	25821	26908	27976	29043	30250	31354	32450	33579	34704	35808	36859	37888	39072	40193	
Surplus	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Shortage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Pumping-up	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(143)	(135)	(111)	(86)	(203)	(214)	(224)	(263)	(301)	(318)	(285)	(228)	(331)	(366)
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Coal	5.5	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	7.5	9.3	9.4	11.0	11.2	11.4	11.5	11.6	11.6	13.5	13.6	15.4	15.4	15.5	15.6	17.3	17.4	17.5		
LNG (Gas)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	4.1	3.1	3.7	2.7	3.3	3.7	4.1	4.6	5.1	3.7	4.3	3.1	3.6	4.0	4.5	5.0	3.9	4.3	4.7	
Oil	2.5	3.1	3.3	4.1	4.7	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
PSPP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	
Hydro	5.4	5.5	6.1	6.2	6.3	6.4	6.8	6.8	6.9	7.0	7.0	7.1	7.2	7.2	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.5	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	
Wind	0.3	0.4	0.6	0.7	1.0	1.1	1.3	1.5	1.6	1.8	2.0	2.3	2.6	3.0	3.3	3.6	4.0	4.3	4.7	5.0	5.3	5.7	6.0	6.4	6.7	
Solar	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.1	1.2	1.4	1.5	1.7	1.8	1.9	2.1	2.2	2.3	2.5	2.6	2.8	
Biomass	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	
Total	13.9	14.8	15.8	16.9	18.0	19.1	20.2	21.3	22.4	23.5	24.6	25.8	26.9	28.0	29.0	30.3	31.4	32.5	33.6	34.7	35.8	36.9	37.9	39.1	40.2	
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Coal	39.8%	37.7%	35.3%	33.0%	31.0%	29.2%	37.3%	43.6%	42.1%	47.0%	45.6%	44.3%	42.8%	41.3%	39.8%	44.7%	43.3%	47.3%	46.0%	44.7%	43.5%	42.3%	45.7%	44.6%	43.6%	
LNG (Gas)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	20.5%	20.1%	14.4%	16.7%	11.6%	13.5%	14.3%	15.4%	16.6%	17.4%	12.3%	13.6%	9.4%	10.6%	11.4%	12.5%	13.6%	10.2%	11.1%	11.8%	
Oil	17.7%	21.2%	20.7%	24.0%	26.2%	8.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	
PSPP	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%	0.3%	0.3%	0.2%	0.5%	0.5%	0.6%	0.6%	0.6%	0.5%	0.4%	0.6%	0.6%	0.6%	
Hydro	38.8%	37.0%	38.6%	36.5%	34.9%	33.3%	33.6%	32.1%	30.9%	29.7%	28.7%	27.5%	26.7%	25.9%	25.2%	24.3%	23.5%	22.8%	22.2%	21.5%	21.0%	20.5%	20.0%	19.5%	19.0%	
Wind	2.5%	2.6%	3.6%	4.4%	5.5%	5.9%	6.5%	7.0%	7.3%	7.7%	8.0%	8.9%	9.8%	10.6%	11.4%	12.1%	12.7%	13.3%	13.9%	14.4%	14.9%	15.4%	15.9%	16.3%	16.6	

Scenario C: Fuel balance

(million USC)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Thermal	67952	84344	92410	118732	140063	96821	67058	68039	74852	74782	81513	86492	91946	97691	102710	100289	105477	104177	109120	113547	118915	124512	123008	128079	132805
Oil	44300	60208	67927	93903	114889	41877	0	0	0	0	0	0	60	60	120	120	180	180	240	240	300	300	360	360	420
small GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sapugaskanda	6461	7910	9361	7725	3493	6823	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GT No.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Asia Power	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
KPS CC	13648	18358	20178	17731	20198	16363	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AES CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
West coast CC	24034	31163	33717	25917	2061	16408	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Northern power	26	0	31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Uthurujanani	131	913	1345	97	318	411	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEB Barge power	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Furnace oil	0	1864	3295	272	614	1872	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
New GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
New CC	0	0	0	42161	88205	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Back-up GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	60	120	120	180	180	240	240	300	300	360	360	420
LNG	0	0	0	0	0	29545	32959	25916	31799	24027	29650	33208	37788	42850	47343	35619	40316	30451	34699	38571	43393	48622	38700	42925	46952
KPS CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	1890	651	185	0	175	248	418	1874	1744	155	1685	0	0	0	0	0	0	0	0
KPS-2 CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
West coast CC (LNG)	0	0	0	0	0	0	5238	1650	0	0	0	176	1045	1406	3200	959	639	0	108	374	0	254	0	169	258
New LNG	0	0	0	0	0	29545	25831	23615	31614	24027	29475	32784	36325	39570	42279	34505	37992	30451	34591	38197	43393	48368	38700	42756	46694
Coal	23652	24136	24483	24829	25174	25399	34099	42123	43053	50755	51863	53284	54098	54781	55247	64550	64981	73546	74181	74736	75222	75590	83948	84794	85433
Puttalam	23652	24136	24483	24829	25174	25399	25365	24904	25413	24998	25453	26225	26654	27003	27239	27194	27415	26969	27182	27438	27683	27888	27422	27634	27875
New Coal	0	0	0	0	0	0	8734	17219	17640	25757	26410	27059	27444	27778	28008	37356	37566	46577	46999	47298	47539	47702	56526	57160	57558
NCRE	18508	19639	21944	24185	26883	28628	30595	32835	34851	39125	41410	45223	49050	52905	58314	61815	65401	68932	72519	77659	81231	84789	88362	91977	97074
M-hydro	11467	11950	12433	12916	13399	13882	14365	14848	15331	15814	16297	16780	17263	17746	18229	18471	18713	18956	19198	19440	19682	19925	20167	20409	20652
Wind	4782	5056	6425	7795	9571	10587	11956	13326	14342	15711	16728	19231	21734	24237	26741	29244	31747	34250	36754	39257	41760	44263	46767	49270	51773
Solar	0	331	770	1158	1597	1985	2424	2811	3328	4155	4982	5809	6636	7463	8289	9116	9943	10770	11597	12424	13251	14078	14905	15732	16558
Biomass	2259	2302	2316	2316	2316	2174	1850	1850	1850	3445	3403	3403	3417	3459	5055	4984	4998	4956	4970	6538	6538	6523	6523	6566	8091
Total	86460	103983	114354	142917	166946	125449	97653	100874	109703	113907	122923	131715	140996	150596	161024	162104	170878	173109	181639	191206	200146	209301	211370	220056	229879
(USC/kWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Thermal	8.5	9.7	10.4	12.3	13.6	8.7	5.8	5.5	5.7	5.4	5.6	5.7	5.9	6.0	6.2	5.8	5.9	5.7	5.7	5.8	5.9	6.0	5.8	5.9	6.0
Oil	17.9	19.2	20.8	23.2	24.3	25.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
small GT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sapugaskanda	15.1	16.6	18.1	19.3	20.8	21.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GT No.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Asia Power	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KPS CC	15.5	17.0	18.5	19.9	21.4	22.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AES CC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
West coast CC	20.9	21.8	23.7	27.3	29.9	31.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Northern power	13.0	0.0	15.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Uthurujanani	16.4	17.9	19.2	19.4	22.7	22.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CEB Barge power	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Furnace oil	0.0	18.3	19.9	20.9	23.6	24.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
New GT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
New CC	0.0	0.0	0.0	23.5	25.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LNG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.6	8.1	8.4	8.5	8.8	9.0	9.0	9.1	9.3	9.4	9.6	9.5	10.0	9.8	9.7	9.7	10.0	9.9	9.9	9.9
KPS CC (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.4	8.8	8.8	0.0	9.2	9.5	9.7	9.9	10.0	10.3	10.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KPS-2 CC (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
West coast CC (LNG)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.9	9.2	0.0	0.0	0.0	9.8	10.1	10.1	10.4	10.5	10.3	0.0	10.8	11.0	0.0	11.0	0.0	11.3	11.2
New LNG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.6	8.0	8.4	8.5	8.8	9.0	9.0	9.1	9.2	9.3	9.6	9.4	10.0	9.8	9.7	9.7	10.0	9.9	9.9	9.9
Coal	4.3	4.3	4.4	4.5	4.5	4.6	4.5	4.5	4.6	4.6	4.6	4.7	4.7	4.7	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.9	4.9	4.9
Puttalam	4.3	4.3	4.4	4.5	4.5	4.6	4.6	4.6	4.7	4.7	4.8	4.8	4.8	4.9	4.9	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.1	5.1	5.1	5.1
New Coal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.3	4.4	4.4	4.5	4.5	4.5	4.6	4.6	4.6	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.8	4.8	4.8
NCRE	11.8	11.3	10.6	10.2	9.7	9.5	9.2	9.0	8.9	8.8	8.7	8.5	8.4	8.3	8.3	8.2	8.1	8.0	8.0	8.0	8.0	7.9	7.9	7.8	7.7
M-hydro	10.7	10.5	10.3	10.1	10.0	9.9	9.8	9.6	9.5	9.5	9.4	9.3	9.2	9.2	9.1	9.1	9.0	9.0	9.0	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	