

第3章 電力セクターにおける課題と課題解決のための提案

3.1 電力開発計画の検証

3.1.1 需要想定

(1) 需要想定方法の検証

カンボジアが採用している WB レポートでは、GDP 伸び率との相関をみるマクロ手法と各家庭の需要の積み上げによるミクロ手法を組み合わせたハイブリッドな需要想定を行っている。周辺国での需要想定を見ると、ベトナムの需要想定は、電力システムの開発基本計画（マスタープラン）と合わせて、ベトナム電力公社(EVN)の傘下のエネルギー研究所（Institute of Energy: IE）が5年に一度策定しており、経済成長シナリオに基づく需要積み上げ手法（ミクロ手法）と GDP 弾性値による手法（マクロ手法）の二つを組み合わせて行われている。タイでは、計量経済分析と需要家のモデリングを使って一般家庭や商業分野といった各分野別の需要想定を行なっている。この手法は、これまでの燃料価格実績と経済活動の変化の統計学的な関係を利用している。この需要想定には、信頼できる標準化された時系列のデータが必要である。ラオスでは、人口増加率（1 戸当たりの電力量）、GDP 伸び率、工業分野における開発計画（特に鉱業）を元に需要想定を行なっている。よって、カンボジアの現状を考えると、WB レポートが採用している需要想定手法は適切であると考えられる。

MIME、EAC および EDC は、WB から供与されたシステムを使って 2010 年に 2009 年までの実績を考慮して需要想定を改訂している。需要の伸びが著しいカンボジアにおいて適切な電源計画を策定し安定的な供給力を確保するためには、短い期間で需要想定を改訂することが望まれる。

(2) 既存需要想定を検証と現実的な需要想定の実施

最大電力の記録がある図 2-28(p.2-60)のプノンペン系統の最大電力と伸び率を見ると、世界金融危機の影響により 2008 年から 2009 年で一時的に電力需要の伸びが鈍くなっていることが分かる。表 2-33～表 2-35(pp.2-81～83)の需要想定は 2009 年までの実績を反映しているが、2010 年と 2011 年におけるプノンペン系統の最大電力実績と各ケースの想定を比較すると、以下ようになる。

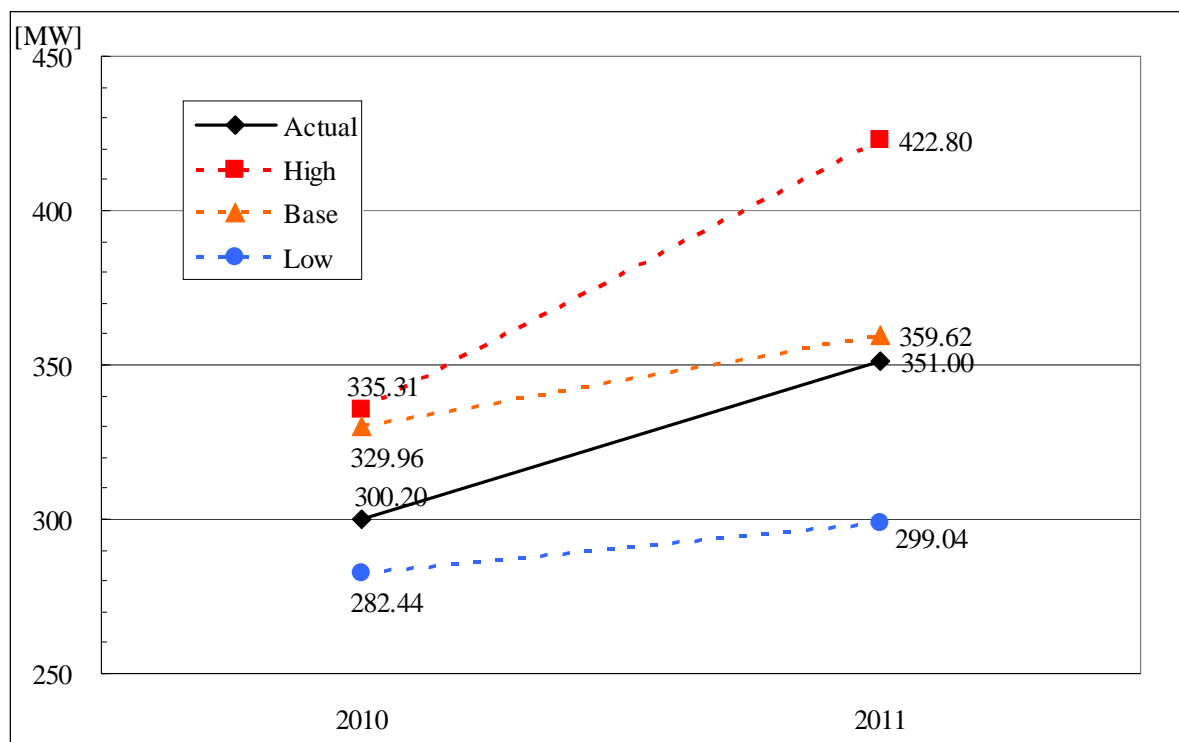


図 3-1 プノンペン系統の需要実績と想定結果の比較

図 3-1 のとおり，需要実績の直線の傾きは High case の想定結果が最も実績と近い。2010 年から 2011 年における GDP の伸び率は 6% を超えており，GDP 伸び率 6% で想定した High case と条件が最も近いことが相似している主因と考えられる。しかし，実際の 2011 年の実績と High case の想定値には約 70MW の差があることから，そのまま High case の想定結果を用いることはできない。よって，2012 年以降の GDP 伸び率も 6% 以上が想定されていることから，2010 年の実績と 2011 年以降の High case における需要増加率を適用し，需要想定を行なうことが最も適切であると考える。以下に，今回行った 2011 年以降における需要想定の手順を示す。

REE を含めた各州の 2010 年における発電電力量，輸入電力量を集計する。

2010 年における High case の想定電力量と で集計した実績値を比較し，その比を出す。

2010 年における High case の想定最大電力と で計算した比をかけて 2010 年の最大電力を想定する。

の想定結果と High case における各州の伸び率から 2011 年から 2024 年の最大電力を計算する。

で集計した 2010 年の各州の電力量と High case の想定に使用したグリッドへの接続率から 2010 年における各州の全体電力量を出す。

の計算値と High case における各州の伸び率から 2011 年から 2024 年の各州の全体電力量を計算する。

最新の送電線計画から各州が NGD に接続する年を想定し， ， の結果から接続年を反映した NGD における最大電力と電力量を計算する。

～ までの計算結果を表 3-1 に示す。

表 3-1 各州における 2010 年最大電力想定結果

	Energy in 2010 (High case, GWh) A	Energy in 2010 (Record, GWh) B	Ratio C=B/A	Peak Demand in 2010 (High case, MW) D	Peak Demand Forecast in 2010 (High case, MW) C*D
Banteay Meanchey	71.08	82.19	1.16	15.31	17.70
Battambang	136.63	66.26	0.48	29.43	14.27
Kampong Cham	152.09	86.13	0.57	37.02	20.96
Kampong Chhnang	42.37	7.05	0.17	8.79	1.46
Kampong Speu	39.70	5.07	0.13	8.24	1.05
Kampong Thom	48.32	6.51	0.13	10.03	1.35
Kampot	241.57	30.78	0.13	68.94	8.79
Kandal	135.08	68.51	0.51	30.84	15.64
Kep	4.60	4.08	0.89	1.05	0.93
Koh Kong	80.68	22.32	0.28	17.38	4.81
Kratie	23.30	9.52	0.41	6.33	2.59
Mondul Kiri	5.36	2.59	0.48	1.75	0.84
Oddar Meanchey	6.16	14.23	2.31	2.01	4.64
Pailin	9.02	13.05	1.45	1.94	2.81
Phnom Penh	2,236.33	1,652.45	0.74	381.03	281.55
Preah Vihear	12.23	1.98	0.16	3.99	0.64
Prey Veng	91.78	12.85	0.14	34.92	4.89
Pursat	39.43	8.57	0.22	8.49	1.84
Ratanak Kiri	23.92	8.24	0.34	9.10	3.13
Siemreap	174.02	198.35	1.14	37.48	42.72
Sihanoukville	88.25	61.57	0.70	19.37	13.52
Stung Treng	30.22	5.82	0.19	8.21	1.58
Svay Rieng	40.76	79.01	1.94	9.31	18.04
Takeo	36.76	11.39	0.31	8.39	2.60

， で用いた High case における 2011 年から 2024 年までの最大電力と電力量の伸び率を表 3-2 と表 3-3 に示す。

表 3-2 High case における最大電力伸び率

No.	Provincial Name	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	Phnom Penh	25.00%	25.00%	23.00%	20.00%	16.00%	14.00%	12.00%	10.00%	9.80%	9.50%	9.10%	8.90%	8.90%	8.90%
2	Kandal	12.43%	12.27%	10.84%	11.33%	11.31%	12.11%	11.25%	11.22%	11.20%	11.20%	13.06%	13.05%	13.06%	13.07%
3	Kampong Speu	14.79%	14.37%	12.70%	13.67%	13.38%	16.28%	14.75%	14.51%	14.31%	14.15%	13.23%	13.20%	13.26%	13.34%
4	Takeo	14.31%	14.01%	12.46%	13.52%	13.33%	14.22%	13.01%	12.89%	12.80%	12.35%	14.14%	14.19%	14.25%	14.33%
5	Kampot	4.23%	4.32%	3.21%	4.19%	4.24%	4.85%	4.36%	4.38%	4.38%	4.38%	4.35%	4.30%	4.25%	4.19%
6	Kep	18.40%	17.37%	15.20%	15.83%	15.23%	16.04%	14.32%	13.95%	13.63%	13.35%	15.02%	14.80%	14.63%	12.03%
7	Sihanoukville	9.45%	9.23%	9.17%	8.99%	8.82%	9.57%	7.79%	6.07%	6.12%	6.18%	7.95%	6.28%	6.35%	8.03%
8	Kampong Cham	15.02%	12.74%	10.33%	10.58%	11.13%	12.47%	9.41%	8.74%	14.73%	9.63%	10.05%	10.25%	11.68%	11.38%
9	Banteay Meanchey	13.30%	13.07%	11.56%	12.64%	12.44%	13.20%	12.11%	13.82%	13.65%	12.73%	12.47%	12.47%	12.48%	12.49%
10	Battambang	13.37%	13.12%	7.76%	12.69%	12.50%	13.12%	11.36%	13.17%	13.09%	13.04%	13.00%	12.97%	12.95%	12.95%
11	Siemreap	11.08%	10.81%	9.92%	10.31%	10.08%	10.85%	9.68%	10.94%	10.05%	9.98%	9.93%	9.88%	9.84%	9.81%
12	Kampong Chhnang	14.39%	14.13%	12.62%	13.73%	13.57%	16.36%	15.16%	14.43%	13.97%	14.05%	14.13%	14.23%	14.34%	14.45%
13	Pursat	14.76%	14.55%	13.05%	14.17%	14.02%	16.79%	15.67%	15.52%	15.38%	14.62%	14.32%	14.38%	14.44%	14.52%
14	Koh Kong	13.05%	12.34%	8.06%	9.32%	9.34%	11.82%	11.22%	11.04%	10.88%	10.86%	10.84%	9.33%	9.29%	9.25%
15	Oddar Meanchey	16.63%	15.86%	13.88%	14.60%	14.08%	15.23%	13.23%	12.84%	12.47%	12.15%	11.88%	11.64%	11.44%	11.02%
16	Pailin	15.79%	15.49%	13.91%	14.99%	14.78%	15.47%	14.45%	16.20%	16.05%	15.91%	14.43%	13.71%	13.87%	14.04%
17	Prey Veng	8.58%	8.59%	10.41%	11.41%	11.18%	12.40%	10.79%	10.63%	10.50%	10.41%	10.36%	10.07%	10.10%	10.18%
18	Svay Rieng	13.71%	13.50%	11.65%	12.64%	12.58%	13.58%	12.47%	12.45%	12.44%	12.46%	14.38%	14.41%	14.47%	14.55%
19	Kratie	20.99%	18.27%	12.75%	11.40%	10.10%	10.91%	9.11%	8.86%	8.73%	8.53%	8.30%	8.23%	8.02%	8.52%
20	Stung Treng	16.61%	15.68%	12.73%	11.00%	10.57%	11.57%	9.89%	15.29%	10.84%	12.03%	13.21%	12.68%	12.78%	12.88%
21	Ratanak Kiri	9.36%	9.74%	9.62%	12.06%	12.24%	12.95%	12.38%	12.52%	12.64%	12.76%	12.89%	13.01%	13.13%	13.25%
22	Mondul Kiri	14.06%	13.78%	12.25%	13.34%	13.18%	13.94%	12.95%	12.86%	12.78%	12.73%	12.71%	11.63%	11.54%	11.74%
23	Kampong Thom	14.70%	14.31%	12.69%	13.71%	13.47%	16.21%	14.96%	14.80%	14.66%	14.56%	14.02%	13.56%	13.71%	13.87%
24	Preah Vihear	15.82%	15.24%	13.43%	14.30%	13.92%	14.89%	13.30%	13.04%	12.79%	12.58%	12.41%	12.27%	12.01%	10.35%

表 3-3 High case における電力量伸び率

No.	Provincial Name	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	Phnom Penh	25.00%	25.00%	23.00%	20.00%	16.00%	14.00%	12.00%	10.00%	9.80%	9.50%	9.10%	8.90%	8.90%	8.90%
2	Kandal	14.68%	14.47%	12.97%	13.43%	13.37%	14.14%	13.23%	13.17%	13.12%	13.08%	13.06%	13.05%	13.06%	13.07%
3	Kampong Speu	16.88%	16.41%	14.68%	15.63%	15.30%	16.28%	14.75%	14.51%	14.31%	14.15%	13.23%	13.20%	13.26%	13.34%
4	Takeo	16.60%	16.25%	14.62%	15.66%	15.43%	16.29%	15.03%	14.87%	14.74%	14.25%	14.14%	14.19%	14.25%	14.33%
5	Kampot	6.84%	6.86%	5.67%	6.61%	6.61%	7.19%	6.62%	6.60%	6.55%	6.51%	6.43%	6.35%	6.26%	6.16%
6	Kep	20.77%	19.67%	17.42%	18.01%	17.37%	18.15%	16.36%	15.94%	15.59%	15.27%	15.02%	14.80%	14.63%	12.03%
7	Sihanoukville	11.56%	11.30%	11.19%	10.97%	10.76%	11.50%	9.65%	7.87%	7.89%	7.92%	7.95%	7.99%	8.04%	8.03%
8	Kampong Cham	18.93%	16.67%	13.37%	13.48%	13.07%	13.95%	10.89%	10.20%	16.27%	10.80%	10.98%	11.17%	11.37%	11.57%
9	Banteay Meanchey	15.44%	15.16%	13.59%	14.65%	14.42%	15.15%	14.01%	13.82%	13.65%	12.73%	12.47%	12.47%	12.48%	12.49%
10	Battambang	15.51%	15.22%	9.72%	14.70%	14.47%	15.07%	13.25%	13.17%	13.09%	13.04%	13.00%	12.97%	12.95%	12.95%
11	Siemreap	13.18%	12.86%	11.92%	12.28%	12.01%	12.76%	11.54%	10.94%	10.05%	9.98%	9.93%	9.88%	9.84%	9.81%
12	Kampong Chhnang	16.47%	16.17%	14.60%	15.69%	15.49%	16.36%	15.16%	14.43%	13.97%	14.05%	14.13%	14.23%	14.34%	14.45%
13	Pursat	16.93%	16.67%	15.11%	16.21%	16.02%	16.79%	15.67%	15.52%	15.38%	14.62%	14.32%	14.38%	14.44%	14.52%
14	Koh Kong	15.18%	14.42%	10.02%	11.28%	11.26%	11.82%	11.22%	11.04%	10.88%	10.86%	10.84%	9.33%	9.29%	9.25%
15	Oddar Meanchey	19.96%	19.07%	16.95%	17.62%	17.01%	18.11%	15.99%	15.52%	15.09%	14.70%	14.37%	14.07%	13.81%	13.33%
16	Pailin	17.98%	17.62%	15.98%	17.04%	16.79%	17.46%	16.39%	16.20%	16.05%	15.91%	14.43%	13.71%	13.87%	14.04%
17	Prey Veng	15.82%	15.37%	13.66%	14.60%	14.27%	15.44%	13.70%	13.46%	13.26%	13.10%	12.98%	12.63%	12.60%	12.63%
18	Svay Rieng	15.99%	15.72%	13.80%	14.76%	14.66%	15.64%	14.48%	14.42%	14.38%	14.36%	14.38%	14.41%	14.47%	14.55%
19	Kratie	23.87%	21.03%	15.31%	13.87%	12.49%	13.27%	11.38%	11.08%	10.90%	10.66%	10.38%	10.27%	10.02%	10.49%
20	Stung Treng	19.39%	18.37%	15.30%	13.47%	12.97%	13.94%	12.18%	17.65%	13.06%	13.13%	14.31%	13.76%	13.85%	13.95%
21	Ratanak Kiri	16.65%	16.59%	12.84%	15.26%	15.36%	16.00%	15.34%	15.40%	15.45%	15.52%	15.58%	15.64%	15.70%	15.77%
22	Mondul Kiri	17.32%	16.94%	15.29%	16.32%	16.08%	16.79%	15.71%	15.55%	15.40%	15.29%	15.21%	14.06%	13.92%	14.07%
23	Kampong Thom	16.78%	16.36%	14.67%	15.67%	15.39%	16.21%	14.96%	14.80%	14.66%	14.56%	14.02%	13.56%	13.71%	13.87%
24	Preah Vihear	19.13%	18.44%	16.50%	17.30%	16.84%	17.76%	16.07%	15.73%	15.41%	15.13%	14.91%	14.71%	14.39%	12.65%

表 3-4 に各年における NGD の構成を示す。表で黄色の部分はその年の年末までに NGD に接続していることを示している。なお、2021 年以降の計画は未定なため、2020 年までに NGD に未接続な州は便宜的に 2021 年にすべて接続することにした。青色部分および緑色部分はそれぞれの各州が送電線で接続していることを示している。

表 3-4 NGD の構成

N.	Provincial Name	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	Phnom Penh															
2	Kandal															
3	Kampong Speu															
4	Takeo															
5	Kampot															
6	Kep															
7	Sihanoukville															
8	Kampong Cham															
9	Banteay Meanchey															
10	Battambang															
11	Siemreap															
12	Kampong Chhnang															
13	Pursat															
14	Koh Kong															
15	Oddar Meanchey															
16	Pailin															
17	Prey Veng															
18	Svay Rieng															
19	Kratie															
20	Stung Treng															
21	Ratanak Kiri															
22	Mondul Kiri															
23	Kampong Thom															
24	Preah Vihear															

～ までの計算結果を反映した 2011 年から 2024 年までの需要想定結果を表 3-5 と表 3-6 に示す。

表 3-5 最大電力想定結果

No.	Provincial Name	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	Phnom Penh	281.55	351.93	439.92	541.10	649.32	753.21	858.66	961.70	1,057.87	1,161.54	1,271.88	1,387.63	1,511.12	1,645.61	1,792.07
2	Kandal	15.64	17.59	19.74	21.89	24.37	27.12	30.40	33.82	37.62	41.83	46.51	52.59	59.46	67.22	76.01
3	Kampong Speu	1.05	1.21	1.38	1.56	1.77	2.01	2.33	2.68	3.06	3.50	4.00	4.53	5.12	5.80	6.58
4	Takeo	2.60	2.97	3.39	3.81	4.33	4.90	5.60	6.33	7.15	8.06	9.06	10.34	11.81	13.49	15.42
5	Kampot	8.79	9.16	9.55	9.86	10.27	10.71	11.23	11.72	12.23	12.77	13.32	13.90	14.50	15.12	15.75
6	Kep	0.93	1.10	1.29	1.49	1.73	1.99	2.31	2.64	3.01	3.41	3.87	4.45	5.11	5.86	6.56
7	Sihanoukville	13.52	14.79	16.16	17.64	19.23	20.92	22.93	24.71	26.21	27.82	29.54	31.88	33.89	36.04	38.93
8	Kampong Cham	20.96	24.11	27.19	29.99	33.17	36.86	41.46	45.36	49.32	56.58	62.03	68.26	75.26	84.05	93.62
9	Banteay Meanchey	17.70	20.06	22.68	25.30	28.50	32.04	36.27	40.67	46.29	52.61	59.30	66.70	75.01	84.37	94.91
10	Battambang	14.27	16.18	18.30	19.72	22.23	25.00	28.28	31.50	35.65	40.31	45.57	51.49	58.17	65.70	74.21
11	Siemreap	42.72	47.46	52.58	57.80	63.76	70.19	77.80	85.33	94.67	104.18	114.58	125.96	138.40	152.02	166.93
12	Kampong Chhnang	1.46	1.67	1.91	2.15	2.45	2.78	3.23	3.72	4.26	4.85	5.53	6.32	7.22	8.25	9.44
13	Pursat	1.84	2.12	2.43	2.74	3.13	3.57	4.17	4.82	5.57	6.43	7.37	8.42	9.63	11.02	12.62
14	Koh Kong	4.81	5.43	6.10	6.60	7.21	7.89	8.82	9.81	10.89	12.07	13.39	14.84	16.22	17.73	19.37
15	Oddar Meanchey	4.64	5.41	6.27	7.14	8.18	9.34	10.76	12.18	13.75	15.46	17.34	19.40	21.66	24.14	26.79
16	Pailin	2.81	3.25	3.76	4.28	4.92	5.65	6.52	7.47	8.67	10.07	11.67	13.35	15.18	17.29	19.72
17	Prey Veng	4.89	5.31	5.76	6.36	7.09	7.88	8.86	9.82	10.86	12.00	13.25	14.62	16.09	17.72	19.52
18	Svay Rieng	18.04	20.51	23.28	25.99	29.28	32.96	37.44	42.11	47.35	53.24	59.87	68.48	78.34	89.68	102.73
19	Kratie	2.59	3.13	3.70	4.17	4.65	5.12	5.68	6.20	6.74	7.33	7.96	8.62	9.33	10.08	10.93
20	Stung Treng	1.58	1.84	2.13	2.40	2.67	2.95	3.29	3.62	4.17	4.62	5.18	5.86	6.61	7.45	8.41
21	Ratanak Kiri	3.13	3.43	3.76	4.12	4.62	5.19	5.86	6.58	7.41	8.34	9.41	10.62	12.00	13.58	15.38
22	Mondul Kiri	0.84	0.96	1.09	1.23	1.39	1.58	1.80	2.03	2.29	2.58	2.91	3.28	3.66	4.09	4.57
23	Kampong Thom	1.35	1.55	1.77	2.00	2.27	2.58	2.99	3.44	3.95	4.53	5.19	5.92	6.72	7.64	8.70
24	Preah Vihear	0.64	0.75	0.86	0.98	1.11	1.27	1.46	1.65	1.87	2.11	2.37	2.67	2.99	3.35	3.70
	Main Grid	300.84	373.70	600.36	735.05	871.55	999.37	1,133.64	1,271.38	1,459.42	1,613.96	1,773.42	2,000.12	2,193.51	2,407.30	2,642.88
	Whole country	468.37	561.93	675.02	800.33	937.64	1,073.69	1,218.14	1,359.88	1,500.84	1,656.25	1,821.10	2,000.12	2,193.51	2,407.30	2,642.88

表 3-6 電力量想定結果

No.	Provincial Name	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	Phnom Penh	1,921.45	2,401.81	3,002.26	3,692.79	4,431.35	5,140.36	5,860.01	6,563.21	7,219.53	7,927.05	8,680.1	9,470.0	10,312.8	11,230.7	12,230.2
2	Kandal	114.18	130.95	149.90	169.35	192.10	217.77	248.57	281.46	318.54	360.33	407.47	460.69	520.83	588.84	665.83
3	Kampong Speu	8.45	9.87	11.49	13.18	15.24	17.57	20.43	23.44	26.84	30.68	35.02	39.66	44.89	50.84	57.62
4	Takeo	18.99	22.14	25.74	29.50	34.12	39.39	45.80	52.69	60.52	69.44	79.34	90.56	103.41	118.15	135.09
5	Kampot	51.31	54.81	58.58	61.90	65.99	70.35	75.41	80.40	85.71	91.32	97.27	103.53	110.10	116.99	124.20
6	Kep	6.79	8.20	9.82	11.53	13.60	15.96	18.86	21.95	25.45	29.41	33.91	39.00	44.77	51.32	57.49
7	Sihanoukville	102.61	114.47	127.40	141.66	157.20	174.11	194.13	212.86	229.61	247.73	267.35	288.62	311.69	336.73	363.77
8	Kampong Cham	143.56	170.73	199.18	225.81	256.26	289.75	330.18	366.13	403.48	469.12	519.80	576.87	641.30	714.19	796.83
9	Banteay Meanchey	136.98	158.14	182.11	206.86	237.16	271.35	312.46	356.23	405.48	460.84	519.51	584.27	657.11	739.09	831.43
10	Battambang	110.43	127.56	146.97	161.26	184.97	211.73	243.64	275.92	312.26	353.15	399.18	451.05	509.55	575.56	650.11
11	Siemreap	330.59	374.14	422.25	472.58	530.62	594.34	670.18	747.53	829.33	912.64	1,003.73	1,103.38	1,212.40	1,331.71	1,462.30
12	Kampong Chhnang	11.74	13.68	15.89	18.21	21.06	24.33	28.31	32.60	37.30	42.51	48.49	55.34	63.22	72.28	82.72
13	Pursat	14.28	16.69	19.47	22.42	26.05	30.22	35.30	40.83	47.16	54.42	62.37	71.30	81.56	93.34	106.89
14	Koh Kong	37.20	42.85	49.02	53.94	60.02	66.78	74.67	83.04	92.21	102.25	113.35	125.64	137.36	150.12	164.01
15	Oddar Meanchey	23.72	28.45	33.88	39.62	46.60	54.53	64.41	74.71	86.30	99.32	113.92	130.28	148.61	169.14	191.68
16	Pailin	21.74	25.65	30.17	34.99	40.96	47.83	56.19	65.39	75.99	88.19	102.22	116.98	133.02	151.47	172.74
17	Prey Veng	21.41	24.80	28.61	32.52	37.27	42.58	49.16	55.89	63.42	71.83	81.24	91.79	103.38	116.41	131.11
18	Svay Rieng	131.68	152.73	176.75	201.14	230.83	264.68	306.08	350.41	400.94	458.59	524.45	599.85	686.30	785.61	899.87
19	Kratie	15.87	19.65	23.78	27.43	31.23	35.13	39.79	44.32	49.23	54.60	60.42	66.69	73.54	80.91	89.40
20	Stung Treng	9.69	11.57	13.70	15.80	17.92	20.25	23.07	25.88	30.45	34.43	38.95	44.52	50.65	57.67	65.71
21	Ratanak Kiri	13.73	16.01	18.67	21.07	24.28	28.01	32.49	37.48	43.25	49.94	57.68	66.67	77.10	89.21	103.27
22	Mondul Kiri	4.31	5.06	5.91	6.82	7.93	9.21	10.75	12.44	14.37	16.59	19.13	22.03	25.13	28.63	32.66
23	Kampong Thom	10.85	12.67	14.74	16.90	19.55	22.56	26.22	30.14	34.60	39.68	45.45	51.83	58.85	66.92	76.20
24	Preah Vihear	3.29	3.92	4.64	5.41	6.35	7.42	8.73	10.14	11.73	13.54	15.59	17.91	20.55	23.50	26.48
Participation to the Main Grid(Rural)		60.0%	61.0%	62.0%	63.0%	64.0%	65.0%	66.0%	67.0%	68.0%	69.0%	70.0%	71.0%	72.0%	73.0%	74.0%
Participation to the Main Grid(Urban)		86.0%	87.0%	88.0%	89.0%	90.0%	91.0%	92.0%	93.0%	94.0%	95.0%	96.0%	97.0%	98.0%	99.0%	100.0%
Main Grid Total		2,063.07	2,564.77	4,243.66	5,227.03	6,214.86	7,152.62	8,146.14	9,162.95	10,588.52	11,757.71	12,961.75	14,668.48	16,128.16	17,739.31	19,517.64
Main Grid Connected		1,737.42	2,188.98	3,411.66	4,253.16	5,129.66	5,985.70	6,900.05	7,845.61	9,077.27	10,173.85	11,330.06	13,160.93	14,499.87	15,981.98	17,622.91
Whole country		3,264.86	3,946.57	4,770.95	5,682.67	6,688.66	7,696.22	8,774.84	9,845.11	10,903.73	12,077.59	13,325.95	14,668.48	16,128.16	17,739.31	19,517.64

NGD での最大電力の想定結果と Base case , High case , Low case の想定結果を比較すると表 3-7 と図 3-2 のようになる。Base case よりも若干大きい想定値になっていることが分かる。

表 3-7 NGD における最大電力想定結果の比較

Peak in Main Grid (MW)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
High case	507	724	898	1,114	1,299	1,496	1,801	2,022	2,242	2,478
Base case	351	495	587	710	814	925	1,093	1,217	1,332	1,452
Low case	237	327	365	426	466	514	588	651	703	758
Forecast Result	374	600	735	872	999	1,134	1,271	1,459	1,614	1,773

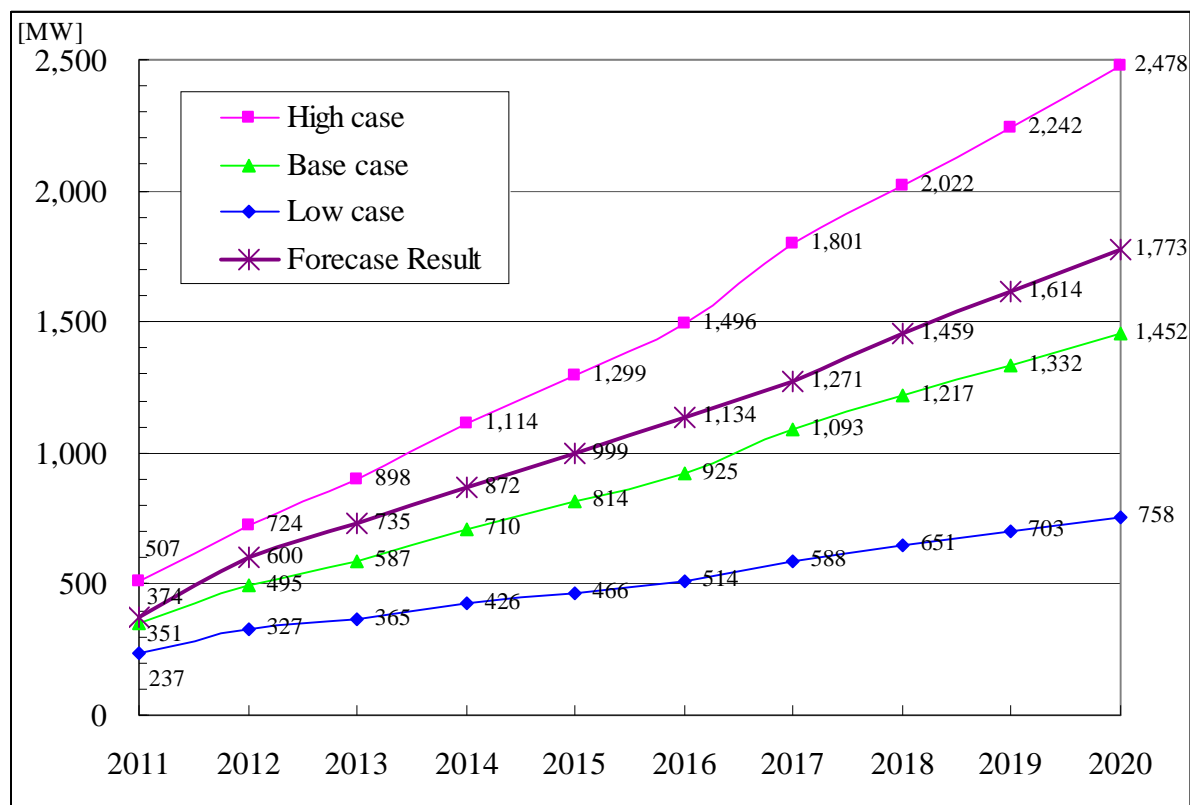


図 3-2 NGD における最大電力想定結果の比較

NGD での電力量の想定結果と Base case , High case , Low case の想定結果を比較すると表 3-8 と図 3-3 になる。なお, NGD の電力量は, その州が NGD に接続する月によらずその年の電力量想定値がすべて NGD から供給される条件で算出した。Base case よりも若干大きい想定値になっていることが分かる。

表 3-8 NGD における電力量想定結果の比較

Energy in Main Grid (GWh)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
High case	2,802	4,001	4,962	6,154	7,173	8,266	9,947	11,172	12,387	13,689
Base case	1,940	2,735	3,244	3,919	4,499	5,112	6,038	6,724	7,357	8,019
Low case	1,309	1,806	2,016	2,355	2,577	2,840	3,250	3,594	3,885	4,188
Forecast Result	2,189	3,412	4,253	5,130	5,986	6,900	7,846	9,077	10,174	11,330

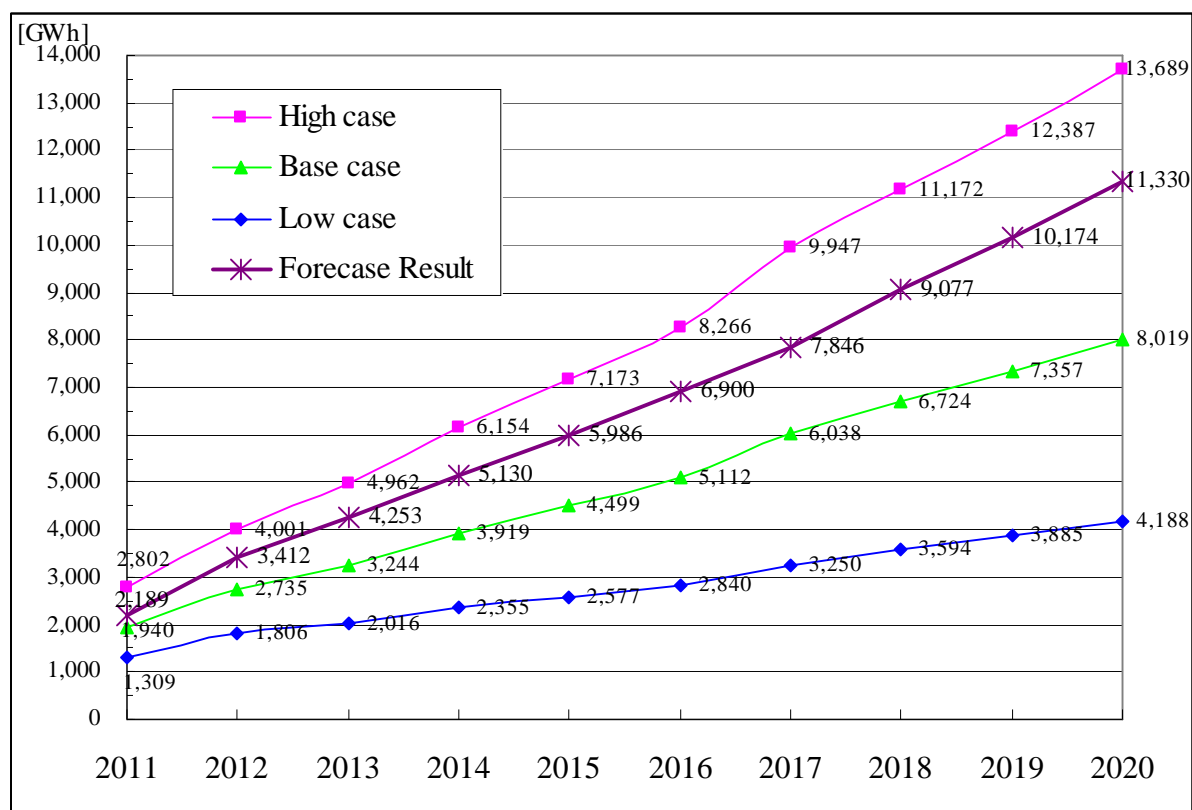


図 3-3 NGD における電力量想定結果の比較

(3) プノンペン系統

プノンペン市内送配電設備計画のために必要であるプノンペン系統の最大電力の需要想定結果を表 3-9 に示す。また、今回求めた需要想定と 2011 年までの実績を図 3-4 に示す。2011 年における需要想定結果と実績はほぼ同じ値を示しており、需要想定結果は妥当であると考えられる。

表 3-9 プノンペン系統における最大電力実績と想定結果

[MW]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
High case	381.0	476.3	595.4	732.3	878.7	1019.3	1162.1	1301.5	1431.6	1572.0	1721.3	1877.9	2045.1	2227.1	2425.3
Base case	385.4	417.4	452.0	483.8	523.7	566.8	615.9	665.8	719.6	777.5	839.8	907.0	971.6	1040.6	1114.5
Low case	331.6	349.2	367.7	382.7	402.9	424.0	448.4	471.6	495.9	521.3	548.0	575.9	602.1	629.4	657.9
Record	300.2	351.0													
Forecast Result	281.5	351.9	439.9	541.1	649.3	753.2	858.7	961.7	1057.9	1161.5	1271.9	1387.6	1511.1	1645.6	1792.1

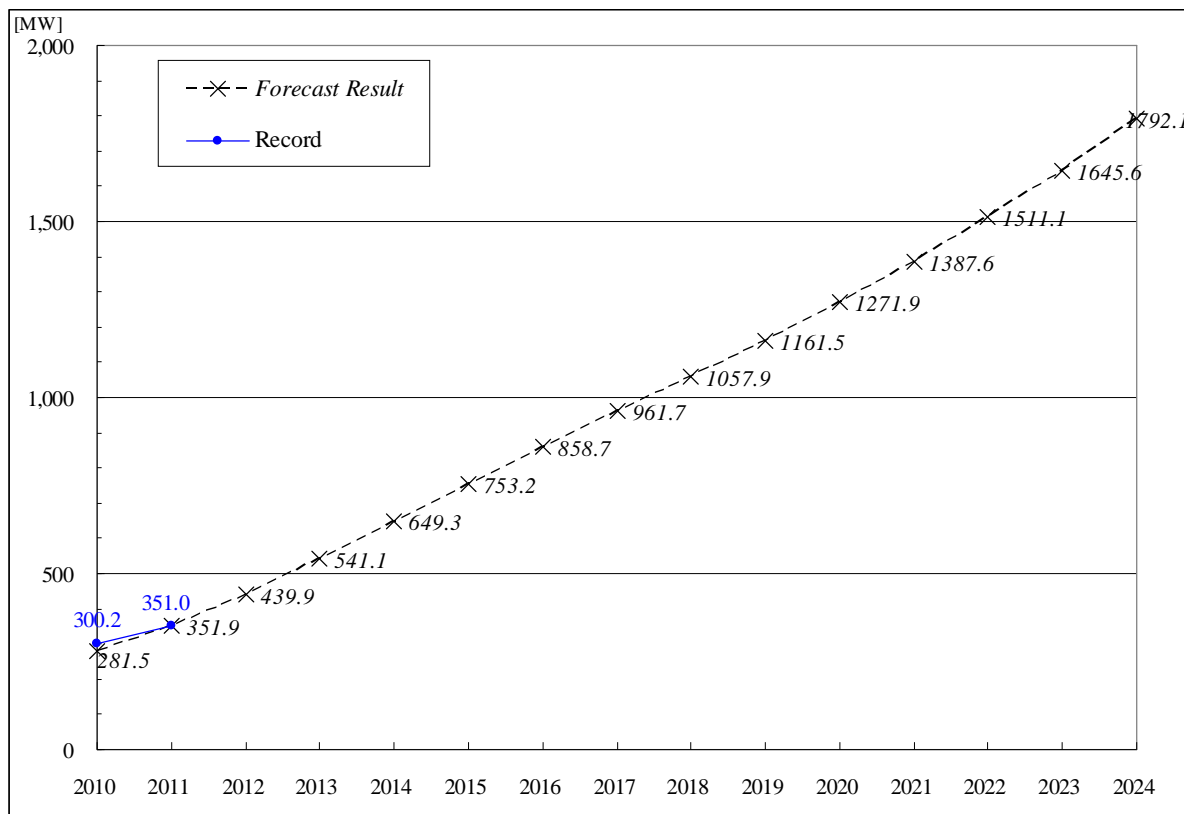


図 3-4 プノンペン系統における最大電力実績と想定結果

3.1.2 電源開発計画

(1) 供給力の想定

カンボジアの気候は、一部の山岳地帯を除いて熱帯モンスーン気候に属し、5月から10月までの雨季と11月から4月までの乾季に分かれる。よって、貯水池式水力発電所の供給力は、雨季と乾季で大きく異なり、貯水池容量や発電機のスペックなどで異なってくる。よって、既存の水力発電所と建設中および計画段階の水力発電所について、供給力を以下の考え方で想定した。

水力発電所について、ほとんどの発電所の詳細な運転計画が存在しなかったことから、新規の水力発電所の供給力は、現在運転中の Kirirom I 水力発電所と近々に全面運転を開始する Kamchay 水力発電所の2地点の最新の運転計画を参考にして、次の考え方で想定した。

雨季と乾季とに分けて算出

雨季には最大出力で24時間の供給が可能と仮定

乾季の供給力については次の考え方で算出

- 1) Kirirom III 水力発電所については、近傍の Kirirom I 水力発電所の運転計画に準じて算出
- 2) 現在工事中のそれ以外の水力発電所については、Kamchay 水力発電所の運転パターンを分析し、それぞれのダムの有効貯水容量を考慮して算出
- 3) 現在計画中の水力発電所については、2)で示した地点について対雨季の乾季出力/最大出力の比率を算出し、公表された最大出力にこの比率を乗じたものを供給力として見込めるものと仮定して算出

以上の考え方で想定した、各水力発電所の乾季と雨季の出力パターンを表 3-10～表 3-14 に示す。火力発電所については、通常最大出力がそのまま1年を通じて供給力となる。

表 3-10 Kirirom I

Kirirom I		(unit:MW)	
From ' - to	Dry Season	Rainy Season	
0-1	-	11.0	
1-2	-	11.0	
2-3	-	11.0	
3-4	-	11.0	
4-5	-	11.0	
5-6	-	11.0	
6-7	-	11.0	
7-8	-	11.0	
8-9	-	11.0	
9-10	6.0	11.0	
10-11	6.0	11.0	
11-12	6.0	11.0	
12-13	6.0	11.0	
13-14	6.0	11.0	
14-15	6.0	11.0	
15-16	-	11.0	
16-17	-	11.0	
17-18	-	11.0	
18-19	-	11.0	
19-20	-	11.0	
20-21	-	11.0	
21-22	-	11.0	
22-23	-	11.0	
23-24	-	11.0	

Source: Kirirom I Generation Schedule for Year 2011
by EDC

表 3-11 Kirirom III

Kirirom III		(unit:MW)	
From ' - to	Dry Season	Rainy Season	
0-1	-	16.5	
1-2	-	16.5	
2-3	-	16.5	
3-4	-	16.5	
4-5	-	16.5	
5-6	-	16.5	
6-7	-	16.5	
7-8	-	16.5	
8-9	-	16.5	
9-10	9.0	16.5	
10-11	9.0	16.5	
11-12	9.0	16.5	
12-13	9.0	16.5	
13-14	9.0	16.5	
14-15	9.0	16.5	
15-16	-	16.5	
16-17	-	16.5	
17-18	-	16.5	
18-19	-	16.5	
19-20	-	16.5	
20-21	-	16.5	
21-22	-	16.5	
22-23	-	16.5	
23-24	-	16.5	

表 3-12 Stung Atay

Stung Atay (unit:MW)

From ' - to	Dry Season			Rainy Season		
	1st	2nd	Total	1st	2nd	Total
0-1	-	-	0.0	20.0	100.0	120.0
1-2	-	-	0.0	20.0	100.0	120.0
2-3	-	-	0.0	20.0	100.0	120.0
3-4	-	-	0.0	20.0	100.0	120.0
4-5	-	21.0	21.0	20.0	100.0	120.0
5-6	-	21.0	21.0	20.0	100.0	120.0
6-7	-	21.0	21.0	20.0	100.0	120.0
7-8	-	21.0	21.0	20.0	100.0	120.0
8-9	-	21.0	21.0	20.0	100.0	120.0
9-10	5.2	21.0	26.2	20.0	100.0	120.0
10-11	5.2	21.0	26.2	20.0	100.0	120.0
11-12	5.2	21.0	26.2	20.0	100.0	120.0
12-13	5.2	21.0	26.2	20.0	100.0	120.0
13-14	5.2	21.0	26.2	20.0	100.0	120.0
14-15	5.2	21.0	26.2	20.0	100.0	120.0
15-16	5.2	21.0	26.2	20.0	100.0	120.0
16-17	5.2	21.0	26.2	20.0	100.0	120.0
17-18	5.2	21.0	26.2	20.0	100.0	120.0
18-19	5.2	21.0	26.2	20.0	100.0	120.0
19-20	-	21.0	21.0	20.0	100.0	120.0
20-21	-	21.0	21.0	20.0	100.0	120.0
21-22	-	21.0	21.0	20.0	100.0	120.0
22-23	-	21.0	21.0	20.0	100.0	120.0
23-24	-	21.0	21.0	20.0	100.0	120.0

表 3-13 Stung Tatay

Stung Tatay (unit:MW)

From ' - to	Dry Season		Rainy Season	
	Main	Total	Main	Total
0-1	-	0.0	246.0	246.0
1-2	-	0.0	246.0	246.0
2-3	-	0.0	246.0	246.0
3-4	-	0.0	246.0	246.0
4-5	-	0.0	246.0	246.0
5-6	-	0.0	246.0	246.0
6-7	-	0.0	246.0	246.0
7-8	-	0.0	246.0	246.0
8-9	-	0.0	246.0	246.0
9-10	55.3	55.3	246.0	246.0
10-11	55.3	55.3	246.0	246.0
11-12	55.3	55.3	246.0	246.0
12-13	55.3	55.3	246.0	246.0
13-14	55.3	55.3	246.0	246.0
14-15	55.3	55.3	246.0	246.0
15-16	55.3	55.3	246.0	246.0
16-17	55.3	55.3	246.0	246.0
17-18	55.3	55.3	246.0	246.0
18-19	55.3	55.3	246.0	246.0
19-20	-	0.0	246.0	246.0
20-21	-	0.0	246.0	246.0
21-22	-	0.0	246.0	246.0
22-23	-	0.0	246.0	246.0
23-24	-	0.0	246.0	246.0

表 3-14 Stung Lower Russey Churum

Stung Lower Russey Churum (unit:MW)

From ' - to	Dry Season			Rainy Season		
	1st	2nd	Total	1st	2nd	Total
0-1	-	-	0.0	174.0	164.0	338.0
1-2	-	-	0.0	174.0	164.0	338.0
2-3	-	-	0.0	174.0	164.0	338.0
3-4	-	-	0.0	174.0	164.0	338.0
4-5	-	-	0.0	174.0	164.0	338.0
5-6	-	-	0.0	174.0	164.0	338.0
6-7	-	-	0.0	174.0	164.0	338.0
7-8	-	-	0.0	174.0	164.0	338.0
8-9	-	-	0.0	174.0	164.0	338.0
9-10	48.2	39.4	87.6	174.0	164.0	338.0
10-11	48.2	39.4	87.6	174.0	164.0	338.0
11-12	48.2	39.4	87.6	174.0	164.0	338.0
12-13	48.2	39.4	87.6	174.0	164.0	338.0
13-14	48.2	39.4	87.6	174.0	164.0	338.0
14-15	48.2	39.4	87.6	174.0	164.0	338.0
15-16	48.2	39.4	87.6	174.0	164.0	338.0
16-17	48.2	39.4	87.6	174.0	164.0	338.0
17-18	48.2	39.4	87.6	174.0	164.0	338.0
18-19	48.2	39.4	87.6	174.0	164.0	338.0
19-20	-	-	0.0	174.0	164.0	338.0
20-21	-	-	0.0	174.0	164.0	338.0
21-22	-	-	0.0	174.0	164.0	338.0
22-23	-	-	0.0	174.0	164.0	338.0
23-24	-	-	0.0	174.0	164.0	338.0

(2) 需要想定と供給力の推移

前節の供給力の考え方を反映し、各年の雨季と乾季の供給力と需要想定を比較したものが、表 3-15 と図 3-5 である。また、図 3-6 は、図 3-5 のうち、2012-2015 年の部分を抜粋したものである。なお、供給力には、計画段階である表 2-39(p.2-87)に記載の電源も含んでいる。

表 3-15 Demand and Supply Capacities in rainy and dry season

Unit:MW	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demand	600	735	872	999	1,134	1,271	1,459	1,614	1,773
Supply capacity in rainy season	514	514	1,286	1,409	2,245	2,833	5,023	7,623	7,623
Supply capacity in dry season	352	432	731	827	1,150	1,395	2,317	3,104	3,104

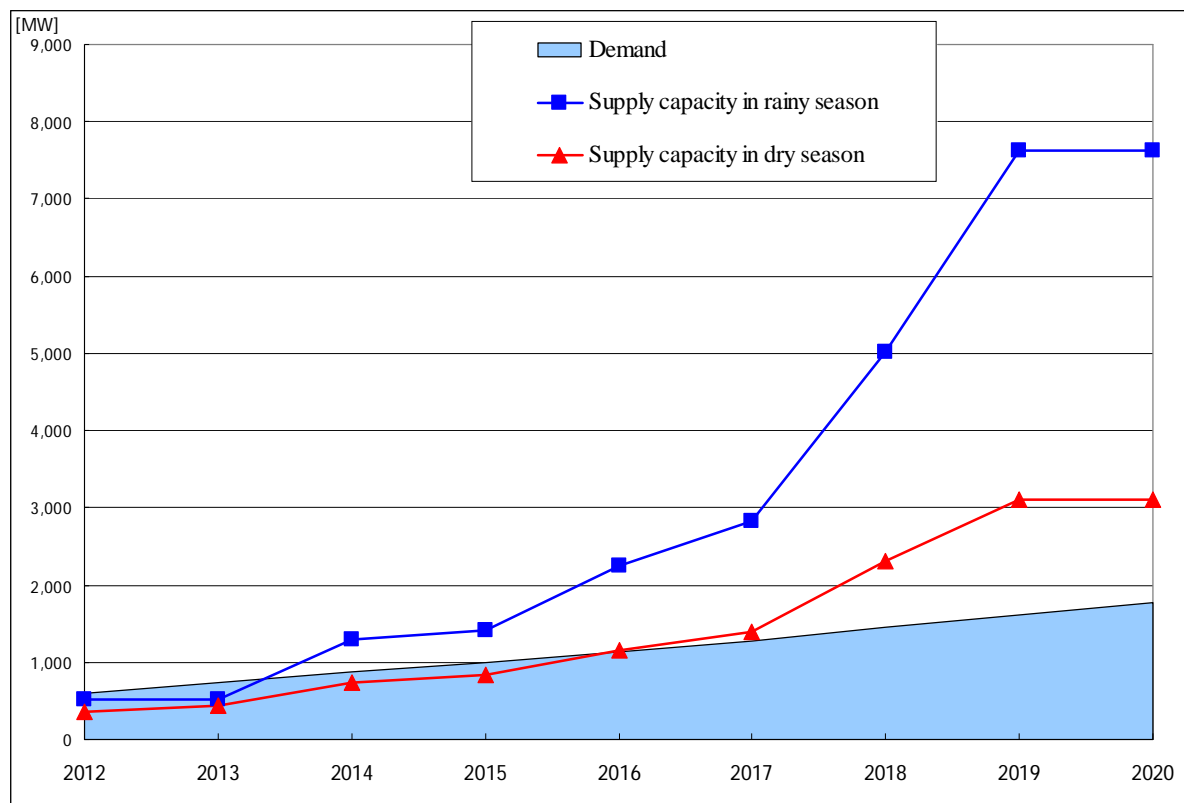


図 3-5 雨季および乾季供給力と需要の比較

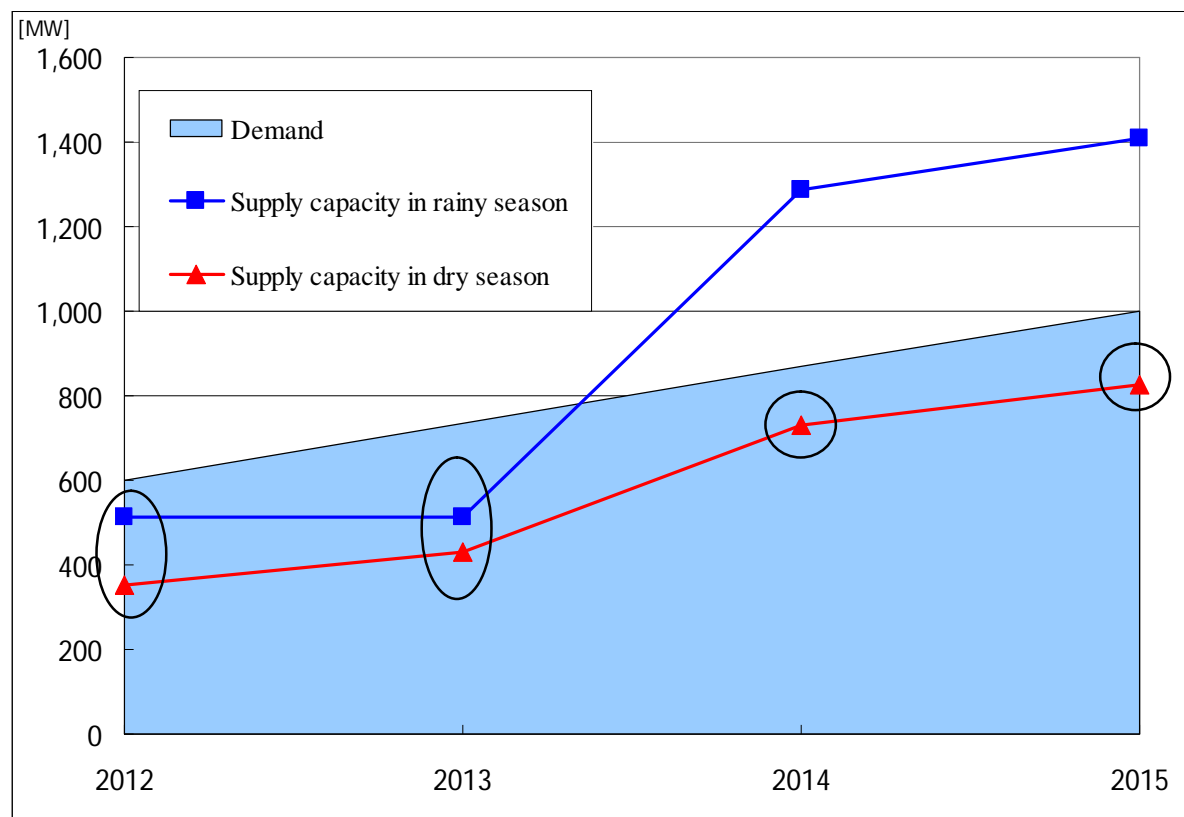


図 3-6 雨季および乾季供給力と需要の比較(2012-2015)

以上から、2012年から2013年までは雨季と乾季、2014年から2015年までは乾季のみピーク時における供給力が不足することが考えられる。

(3) 電源開発計画のレビュー

カンボジアにおいては、長期の電源開発計画を策定することが必要であるといえる。現在は長期電源開発計画が無いため、図 3-5 から分かるとおり、電源開発が需要より過大なものになっている。つまり、需要を十分満たすだけの電源を確保しようと大型水力 IPP 誘致を進めた結果、雨季のみならず乾季にも十分な余剰電力を抱える電源構成となっているが、その非効率を解消するための電力の輸出などは今のところ計画されていない。この問題を解決するため長期電源開発計画を作成するには、1)精度の高い長期の需要想定 2)各発電所の年間運用計画 3)現在の各発電所の PPA の詳細検討とそれを元にした将来の電力購入価格の検討等について詳細な調査・検討が必要となる。

次に近い将来を考えると、カンボジアにおいてはまず、需要に見合うだけの電力を供給するための電源開発を進めるということが最優先である。現在の電源開発計画に沿って、PPA が結ばれていない発電所も含めてスケジュールどおりに運開すれば、2018年には最大出力の発電機が1台事故により運転ができない場合でも1年を通して安定的に電力が供給できる体制となる。しかし、これは、IPP による発電所の開発がスケジュール通りに行なわれること、乾季にも安定的に発電できるような水力発電所の貯水池運用が EDC による指導の下 IPP 事業者によってなされること、IPP 発電所が維持管理を適切に行うことで発電計画に沿って故障せずに運転し続けること、および十分な降雨量があることなど複数の条件が満たされる場合での安定供給である。このように不確定要素がかなりある中で、出力が不安定な水力発電所 IPP に過度に依存するという電源開発は、安定供給の観点から問題があると言わざるを得ない。よって、乾季を含めて安定的に供給できるベースとなる発電所が必要である。

乾季でも安定した電力を供給するには、水力以外のエネルギー（化石燃料等）となるが、短時間での開発を優先する場合には、火力発電所が効果的である。カンボジアは供給力のベースの役割を担う発電所の出力を検討する上で重要となるオフピークにおける需要がまだ小さいため、スケールメリットを生かした大型火力発電所を作るためには、隣国であるタイやベトナムと共同で開発、もしくは一定量の部分について隣国との売電契約を交わすことが考えられる。開発する場合には、民間事業者と EDC などカンボジア側を含む特定目的会社(Special Purpose Company: SPC)を設立して、カンボジア側(EDCにおける Generation Department)に設計・保守・運転等一連のノウハウについて技術移転ができるスキームを検討すべきである。但し、周辺国に対しての電力輸出を想定した大型火力発電所を設立する際には、現在行っている周辺国からの電力輸入との経済性およびエネルギーセキュリティに関する評価を行う必要がある。

一方、エネルギーセキュリティの観点から考えると、発電量の6割以上を輸入に頼っていることは問題と考えられる。エネルギーセキュリティおよび発電コストの視点から考えると、日本と同様に自国における資源が少ないカンボジアにおいては、自国資源であり最も安価な水力発電所の開発をさらに進めていくことが重要である。参考に、タイでは総設備容量に対する隣国からの供給力を以下のように制限している。

- ・ Total import from 1 country 13%
- ・ Total import from 2 countries 25%
- ・ Total import from 3 countries 33%
- ・ Total import from 4 countries 38%

(4) カンボジアにおける供給予備力の検討

カンボジアおよび周辺国の供給予備率を表 3-16 に示す。カンボジアの発電設備容量は表 2-28(p.2-71)の値，最大電力は表 2-24(p.2-59)の値を使用している。カンボジアの供給予備率は 15.8%と周辺国より低いが，この値だけを見れば特段問題が無いように見える。しかし，各系統がつながっていないため供給力の融通ができないこと，最大系統であるプノンペン系統（設備容量 318MW）においては最大の供給力であるベトナムからの 230kV 送電線による電力輸入が 120MW と設備容量の 38%を占めていることから，供給予備率は 40%以上必要であると考えられる。

表 3-16 供給予備率の比較

	Indonesia (2009)	Malaysia (2009)	Philippine (2010)	Thailand (2009)	Vietnam (2010)	Cambodia (2010)
Generation Capacity (a) [MW]	30,360	23,957	16,360	30,607	21,297	486
Maximum Power (b) [MW]	23,440	15,960	10,375	23,064	16,048	409
Reserve Rate (c) [%]	22.8	33.4	36.6	24.6	24.6	15.8

日本では各電力会社は供給予備率 8～10%程度を確保できるよう供給計画を策定し，運用を行っているが，8～10%という数字は，電源の計画外停止率，湯水，需要の変動を定量的に考慮し，更には，需給逼迫時には連系線を通じて各電力会社間で相互に電力を融通しあうことも考慮し，シミュレーションを行って算出した数字である。また，タイの供給予備率は，過半を自国資源であるガス火力発電に依存していることから，タイ西部でのガスパイプラインの不具合による供給不足を考慮して総設備容量の 20%以上としている。

現在，カンボジアでは供給力不足から日常的に計画停電が実施されている状況ではあるが，将来的には安定供給確保の観点から需要および供給面双方のリスクを定量的に考慮した供給予備力に関する指標を決めていく必要がある。

(5) 周辺国の需給計画

カンボジアにおいて周辺国と大型発電所を共同開発する際に重要となってくるタイとベトナムの需給計画について調査した。いずれもカンボジアからの電力輸入を見込んでいるが，すでに決まったプロジェクトはない。よって，カンボジアにおいて電力輸出を目的とした電源開発プロジェクトが形成される可能性がある。

a. タイ

タイ発電会社(Electricity Generating Authority of Thailand: EGAT)の System Planning Division が作成し、閣議で 2010 年 3 月に承認された“Summary of Thailand Power Development Plan 2010-2030 (PDP)”によると、2030 年までの需給計画は表 3-17 のとおりである。

表 3-17 タイ需給計画

	Peak Demand [MW]	Domestic [MW]	Import from Lao PDR [MW]	Import from Myanmar [MW]	Import from Neighbouring Countries [MW]	Contract Capacity [MW]	Import Ratio [%]	Minimum Reserve Margin [%]
2009	22,045	28,872	340	0	0	29,212	1.2	27.6
2010	23,249	30,089	1,260	0	0	31,349	4.0	28.1
2011	24,568	31,135	1,857	0	0	32,992	5.6	27.1
2012	25,913	32,095	2,077	0	0	34,172	6.1	23.7
2013	27,188	34,926	2,077	0	0	37,003	5.6	25.4
2014	28,341	37,643	2,077	0	0	39,720	5.2	23.4
2015	29,463	36,931	3,059	0	0	39,990	7.6	26.0
2016	30,754	37,500	3,550	369	0	41,419	9.5	27.2
2017	32,225	38,015	3,990	369	0	42,374	10.3	23.2
2018	33,688	37,810	3,990	369	450	42,619	11.3	17.3
2019	34,988	38,880	3,990	369	1,050	44,289	12.2	15.0
2020	36,336	38,833	3,990	369	1,650	44,842	13.4	15.6
2021	37,856	41,009	3,990	369	2,250	47,618	13.9	15.4
2022	39,308	41,773	3,990	369	2,850	48,982	14.7	16.0
2023	40,781	43,640	3,776	369	3,450	51,235	14.8	16.7
2024	42,236	44,328	3,776	369	4,050	52,523	15.6	16.5
2025	43,962	43,987	3,776	369	4,650	52,782	16.7	16.3
2026	45,621	47,561	3,776	369	5,250	56,956	16.5	15.9
2027	47,344	46,835	3,776	369	5,850	56,830	17.6	15.4
2028	49,039	50,740	3,776	369	6,450	61,335	17.3	16.3
2029	50,959	52,629	3,776	369	7,050	63,824	17.5	16.3
2030	52,890	53,878	3,650	369	7,650	65,547	17.8	15.0

国外からの輸入分のみを取り出してみると図 3-7 のようになり、未確定分は 2018 年の 450MW をはじめとして 2019 年以降も毎年 600MW ずつ増加することを見込んでいる。PDP によれば、ラオス、ミャンマー、中国、カンボジアからの電力輸入を想定し、カンボジア以外の 3 カ国はタイ政府との覚書 (Minutes of Understandings: MOU) があるが、カンボジアとはなく、ココン石炭火力発電所 (1,800MW × 2 phases) をはじめとした民間企業からの複数の提案があることが記載されている。

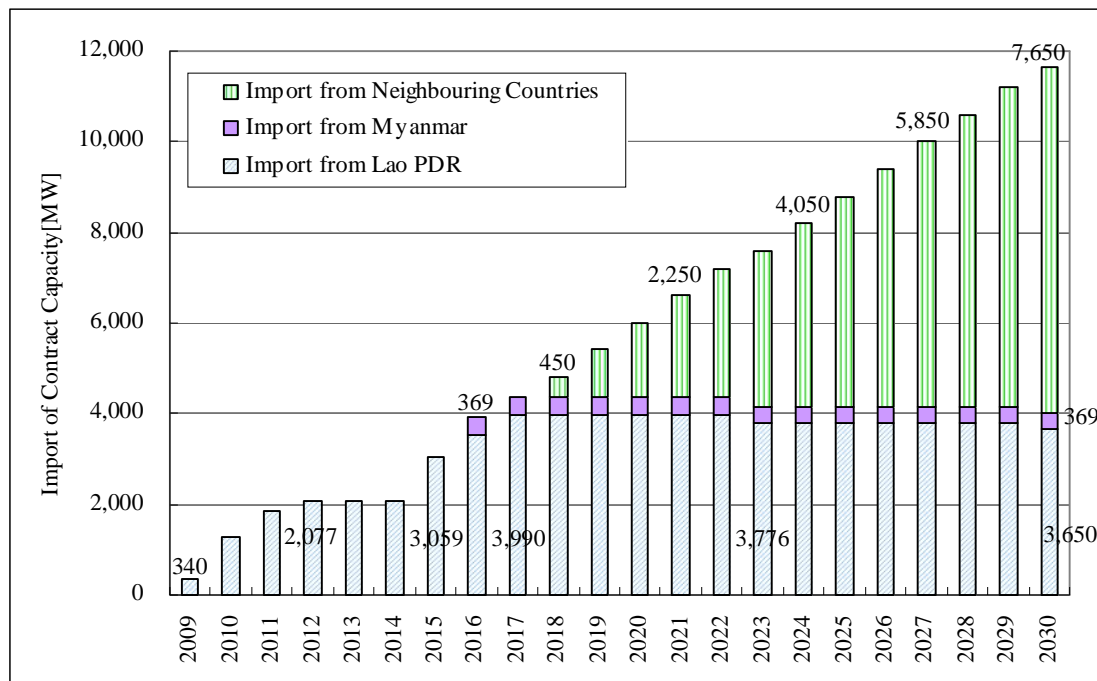


図 3-7 タイにおける輸入電力の見込み

b. ベトナム

エネルギー研究所が作成し、政府によって2011年7月に承認された“the National Master Plan for power development for the 2011 – 2020 period with the vision to 2030 (Power Master Plan VII)”によると、2020年および2030年における電源構成がそれぞれ図3-8および図3-9のとおり示されている。

2020年に2,200MW、2030年に7,000MWの輸入を、主に水力ポテンシャルのあるラオス、中国、カンボジアから見込んでいる。

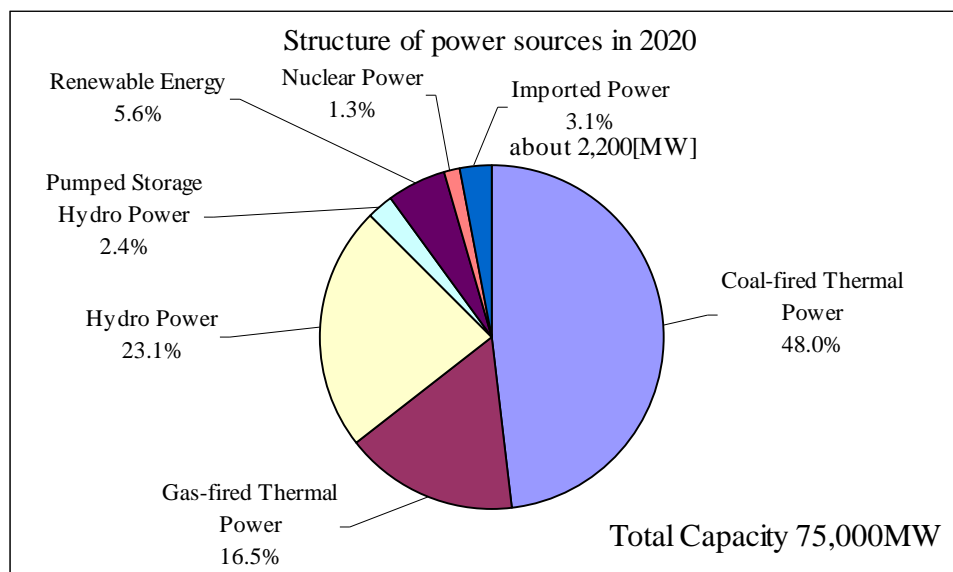


図 3-8 ベトナムの電源構成 (2020)

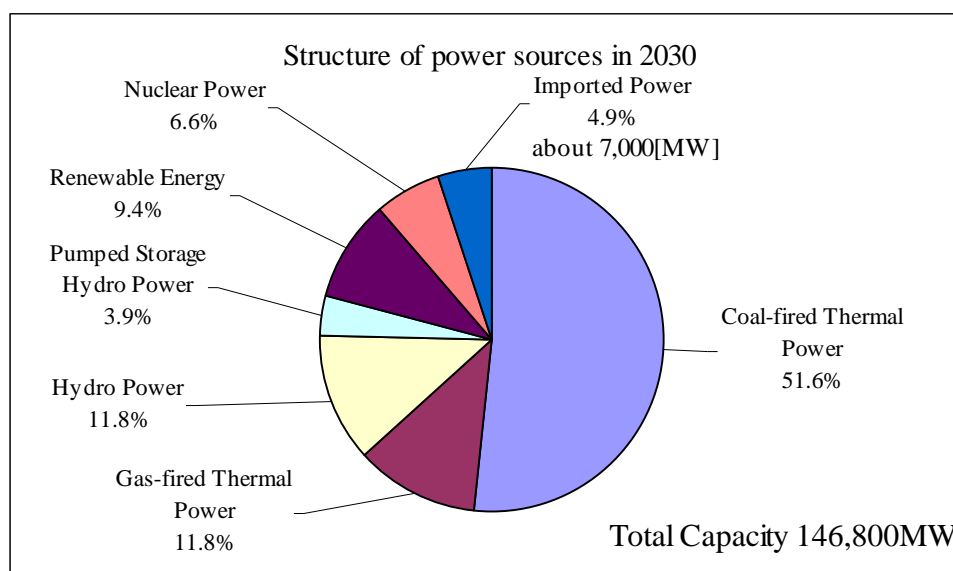


図 3-9 ベトナムの電源構成 (2030)

3.1.3 送電線開発計画

送電線系統は、供給源からの電力を需要地まで運ぶという目的から、

- ・発電所と既設送電線を結んで電力をグリッドまで運ぶ
- ・他国の系統と接続して電力の輸出入を行う
- ・グリッドを延伸させて地方に安価で安定した電力を供給する

という観点で開発する必要がある。

まず、各発電所からの電力をグリッドまで運ぶという点について言えば、2013年までに Stung Atay, Stung Tatay および Lower Stung Russei Churum(合計約 700MW)が運転を開始するが、いずれも O'soam 変電所に接続され、当面は O'soam-Pursat-North Phnom Penh の送電線 1 ルートで主な需要地であるプノンペンへ電力が供給される。送電線は 1 ルート 2 回線が敷設される予定であるが、水力発電所の発電量が大きいことから、この 1 ルートしかない送電線が落雷などで瞬間的に 2 回線停止となると、電力の安定供給の継続が難しくなることが想定される。2018 年には North Phnom Penh - Chhay Areng - O'soam 間の送電線が運開することとなっており、これにより O'soam 変電所からプノンペンまでの送電線が 2 ルートとなるため、信頼度が向上する。O'soam 変電所からプノンペンまでの送電線の重要度が高いため、この送電線は 2018 年ではなく 2013 年以降の早い段階での開発が望まれる。

他国との輸出入の観点で言えば、現在は北西部の国境から Battambang まで CPTL 所有の 115kV 送電線にてタイから電力の輸入が可能となっているところに、West Phnom Penh - Kampong Chhnang - Pursat - Battambang の 230kV 送電線が 2012 年に運転開始することで、タイとプノンペン系統が接続されるように見える。しかし、既設の CPTL 所有の 115kV Battambang 変電所と新設の 230kV Battambang 変電所は 115kV 送電線でつながっておらず、当面タイとプノンペン系統の接続はされない。新設の 230kV Battambang 変電所には 115kV の引き出しが可能であるので、約 1km しか離れていない両変電所を早期に 115kV 送電線で接続するべきである。ただ、115kV での接続のため、大量の電力融通ができるとは言いがたい。そのため、タイとの輸出入をするための送電線は、230kV にすることが望ましい。このことにより、輸出入量を確保するというだけでなく、系統の安定度向上の観点から、以下のことも期待できる。

- ・ 連系する事により、系統容量が大きくなり需要変動や電源脱落等の事故時に対する周波数の変動が小さくなり、回復能力も大きくなる。
- ・ ある国（または電力会社）で、供給力が不足または過剰となる事態が生じてても、連系線を通じて応援融通や協力融通を受給することができる。

また、2018 年に EPP - Neak Loeng - Svay Rieng の 115kV 送電線、2019 年に Kampong Cham - Kampong Thom - Siem Reap の 230kV 送電線が予定されているが、雨季の電力余剰を考えると、スケジュールよりも早期に建設すれば供給力を有効活用できると考えられる。

3.2 プノンペン市内における送配電設備

3.2.1 現在のプノンペン系統のレビュー

プノンペン系統では変圧器容量の不足から、現在建設工事中の SS(Switching Station)変電所および SPP(South Phnom Penh)変電所に 115kV/22kV 変圧器を新設し、既設の GS1, GS2 および GS3 変電所の変圧器の増設または容量の増加を 2013 年乾季までに計画している。表 3-18 に変電設備の増強計画を、需要想定とそれに基づいた変電設備容量および 22kV 系統につながっている発電所出力から算出した必要な変電設備容量を表 3-19 に示す。なお、ここでいう変電設備容量とは、115/22kV または 115/22/15kV 変圧器のことを指す。変圧器必要容量は需要想定から各 GS に接続されている C5 や COLBEN といった発電所の出力を除き、事故時における負荷融通を考慮して裕度を 20%取った容量である。

表 3-18 EDC の変電設備増強計画

	GS	GS1		GS2			GS3			GS4				SS	SPP	
2011	Voltage [kV]	115/22	115/22/15	115/22	115/22/15	-	115/22	115/22	-	230/115	230/115	115/22	115/22	-	-	-
	Capacity [MVA]	50	50	50	50	-	50	50	-	200	200	50	50	-	-	-
	Capacity [MW]	47.5	47.5	47.5	47.5	-	47.5	47.5	-	190.0	190.0	47.5	47.5	-	-	-
2012	Voltage [kV]	115/22	115/22/15	115/22	115/22/15	-	115/22	115/22	-	230/115	230/115	115/22	115/22	-	-	-
	Capacity [MVA]	50	50	50	50	-	50	50	-	200	200	50	50	-	-	-
	Capacity [MW]	47.5	47.5	47.5	47.5	-	47.5	47.5	-	190.0	190.0	47.5	47.5	-	-	-
2013	Voltage [kV]	115/22	115/22/15	115/22	115/22/15	115/22/15	115/22	115/22	115/22	230/115	230/115	115/22	115/22	115/22	115/22	115/22
	Capacity [MVA]	75	75	50	50	50	50	50	50	200	200	50	50	50	50	50
	Capacity [MW]	71.3	71.3	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	190.0	190.0	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5

黄色：増設または容量の増加部分

表 3-19 需要想定と変電設備容量

PF=0.95, Unit: MW	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Phnom Penh Demand (A)	352	440	541	649	753	859	962	1,058	1,162	1,272
22kV Power Plants (B)	66	93	93	93	58	48	48	38	38	38
Necessary Transformer Capacity(A-B)	343	416	538	668	834	973	1,096	1,224	1,348	1,481
Existing Transformer Capacity	380	380	665	665	665	665	665	665	665	665

以上から、プノンペン系統の問題点として以下のことが考えられる。

表 3-20 プノンペン系統の問題点

問題点	理由
変圧器の容量不足が原因で、115kV 系統での供給力は十分あっても、22kV 系統で計画停電をしなければならない。	変圧器容量 < 需要となる。
送電線 1 回線事故時に、プノンペン市内の半分程度が停電する	送電線保護リレー上の問題が主な原因で、市内系統がループとなっていない。
変圧器 1 台事故時に、電力の供給を継続できない。	故障した変圧器から供給していた負荷を、健全な変圧器で供給できない。 配電線を切り替えするための他系統との連系開閉器が少なく、遠方制御できるものが限られている。 配電線の切り替えを、人間系で行っているため、故障時の切り替えに時間がかかる。

変圧器の容量不足が原因で計画停電が発生する

表 3-19 を見ると、2012 年には変圧器必要容量に対して既設変圧器容量が足りず、変圧器容量 < 必要容量となっている。2013 年にはこの状況が一旦解決するが、需要が毎年約 100MW 伸びる想定であることを考えると、2014 年以降も計画的に変電所の新設などで変電設備および配電設備の増強対策を継続しなければならない。

送電線 1 回線事故時に、プノンペン市内の半分程度が停電する

例えば図 2-35(p.2-65)において、GS2 と GS3 に電力を供給している送電線である GS4 と KEP を結ぶ送電線で事故があると、少なくとも GS2、GS3 の変圧器からの電力供給が停止する。これを解決する方法としては、各 GS を結ぶ送電線をそれぞれ 2 回線とするか、送電線をループにすればよい。現在送電線は、図 2-35(p.2-65)の×印の遮断器を入れればループになるようになっている。しかし、現在の送電線保護リレーでは正しく保護をするのが難しく、結局事故が起こった場合は広範囲な停電になりかねない。そのため EDC はループでの電力供給を実施していない。なお、送電線保護リレーの問題とは、

- ・適切な送電線保護リレーが設置できていない。
- ・各 GS 間に設置している送電線保護リレー間でデータをやり取りする必要があるが、そのための信頼性の高い通信網が無い。

の 2 点があると考えられる。

変圧器 1 台事故時に、電力供給を継続できない

2011 年に発生した GS1 での変圧器事故では、その変圧器から供給されていた負荷の停電が長時間続いた。変電所で変圧器が 1 台事故をした場合に電力の供給を回復させるためには、

- 1) 事故が起こった変電所に健全な変圧器がある場合、その変圧器を使って供給を回復させる。

2) 1)で回復できなかった部分は、配電網を切り替えて他の変電所から電力の供給を回復させる。

という方法がある。そのためには下記のような対策がある。

- a) 変圧器容量を需要より大きくする（余裕を持った変電設備の形成をする）。
- b) 配電線容量を負荷より大きくする（余裕を持った配電設備の形成をする）。
- c) フィーダ連系用の遠方制御可能な開閉器と配電自動化システムを導入し、事故時に開閉器の切り替えによって停電区間に他の変電所からの電力を迅速に供給する。

しかし現状は、全ての変圧器および配電線に余裕がある状態では無いため、変圧器1台が事故を起こした場合、電力の供給を再開できない箇所が発生する。

なお、配電網を使って他のGSから供給するためには、他のフィーダから供給する負荷の量などを前もって計算した上で切り替え操作を行う必要がある。配電自動化システムは、そのための機能を持ち、自動的に切り替えを行うことで速やかに停電区間を解消することができる。

3.2.2 プノンペン地中送電線FSのレビュー

JBICが2008年に実施した「プノンペン地中送電線計画FS」では、ループ形送電線を整備することにより、経済活動の中心となっているプノンペン市に安定した電力供給を行うことを計画しており、この概要は図3-10のとおりである。

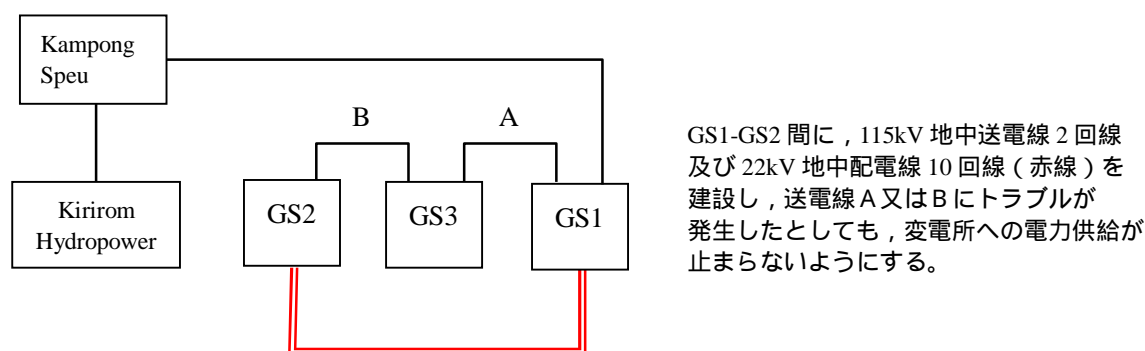


図 3-10 JBIC FS 概要

しかし、GS4 や送電線の新設により、現在は図2-35(p.2-65)のような構成となっており、送電線はループにすることが物理的には可能となっている。ループにできない理由は既に述べたが、それを達成するための送電線保護リレーシステムの整備の支援が必要である。

3.2.3 プノンペン系統拡張の方向性

プノンペン市内には、開発が進んでいるもしくは計画されている地区として、フランス大使館付近、Chroy Changvar 地区および Diamond Island がある。これに加え、需要増加に対応できるよう、高層ビルの建設が進んでいるプノンペン市内で変電所の新設が必要であると考えられる。その候補地としては、各GSからの距離や需要地を考慮すると EDC 本社と Olympic Stadium が考え

られる。これらをふまえた変電設備の計画案を表 3-21 に示す。なお、川横断の難易度を考慮し、Diamond Island へ電力を供給するための変電所は川より西側の Hum Sen Park とした。

表 3-19 の変圧器必要容量は 20% の裕度をみだ容量であるが、各 GS の変圧器の合計容量は、事故も考慮して需要に対していくらか余裕を持ったものとなるように、また 4~5 年先を見越した計画をする必要がある。実際の工事にあたっては、需要想定や配電網の増強計画を踏まえて、各 GS の需要想定および変電設備想定を作成し、いつの時点で変電所の新設や変圧器の増設が必要かを検討する必要がある。なお、ここでは送電線の増強について触れていないが、需要の増加に伴う変電所増設によって既設送電線の増強も将来必要になる可能性がある。これについては、系統構成次第で様々なバリエーションが考えられるため、今後詳細な調査を行って増強を計画する必要がある。

なお、2017 年までの増強計画について図 3-11 および図 3-12 に示す。

表 3-21 プノンペン系統各 GS 変電設備想定(2011 は実績)

		GS1		GS2			GS3			GS4				SS
2011	Voltage [kV]	115/22	115/22/15	115/22	115/22/15	-	115/22	115/22	-	230/115	230/115	115/22	115/22	-
	Capacity [MVA]	50	50	50	50	-	50	50	-	200	200	50	50	-
2012	Voltage [kV]	115/22	115/22/15	115/22	115/22/15	-	115/22	115/22	-	230/115	230/115	115/22	115/22	-
	Capacity [MVA]	50	50	50	50	-	50	50	-	200	200	50	50	-
2013	Voltage [kV]	115/22	115/22/15	115/22	115/22/15	115/22/15	115/22	115/22	115/22	230/115	230/115	115/22	115/22	115/22
	Capacity [MVA]	75	75	50	50	50	50	50	50	200	200	50	50	50
2014	Voltage [kV]	115/22	115/22/15	115/22	115/22/15	115/22/15	115/22	115/22	115/22	230/115	230/115	115/22	115/22	115/22
	Capacity [MVA]	75	75	50	50	50	50	50	50	200	200	50	50	50
2015	Voltage [kV]	115/22	115/22/15	115/22	115/22/15	115/22/15	115/22	115/22	115/22	230/115	230/115	115/22	115/22	115/22
	Capacity [MVA]	75	75	50	50	50	50	50	50	200	200	50	50	50
2016	Voltage [kV]	115/22	115/22/15	115/22	115/22/15	115/22/15	115/22	115/22	115/22	230/115	230/115	115/22	115/22	115/22
	Capacity [MVA]	75	75	50	50	50	50	50	50	200	200	50	50	50
2017	Voltage [kV]	115/22	115/22/15	115/22	115/22/15	115/22/15	115/22	115/22	115/22	230/115	230/115	115/22	115/22	115/22
	Capacity [MVA]	75	75	50	50	50	50	50	50	200	200	50	50	50

		SPP		French Embassy		Hun Sen Park		Olympic Stadium		Chroy Changvar		EDC H.Q.		Kampong Speu
2011	Voltage [kV]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	115/22
	Capacity [MVA]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.3
2012	Voltage [kV]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	115/22
	Capacity [MVA]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.3
2013	Voltage [kV]	230/115	115/22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	115/22
	Capacity [MVA]	200	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.3
2014	Voltage [kV]	230/115	115/22	-	115/22	115/22	-	-	-	-	-	-	-	115/22
	Capacity [MVA]	200	50	-	50	50	-	-	-	-	-	-	-	6.3
2015	Voltage [kV]	230/115	115/22	-	115/22	115/22	115/22	115/22	115/22	115/22	-	-	-	115/22
	Capacity [MVA]	200	50	-	50	50	50	50	50	50	-	-	-	6.3
2016	Voltage [kV]	230/115	115/22	-	115/22	115/22	115/22	115/22	115/22	115/22	115/22	115/22	-	115/22
	Capacity [MVA]	200	50	-	50	50	50	50	50	50	50	50	-	6.3
2017	Voltage [kV]	230/115	115/22	115/22	115/22	115/22	115/22	115/22	115/22	115/22	115/22	115/22	115/22	115/22
	Capacity [MVA]	200	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	6.3

黄色：増設または容量の増加部分

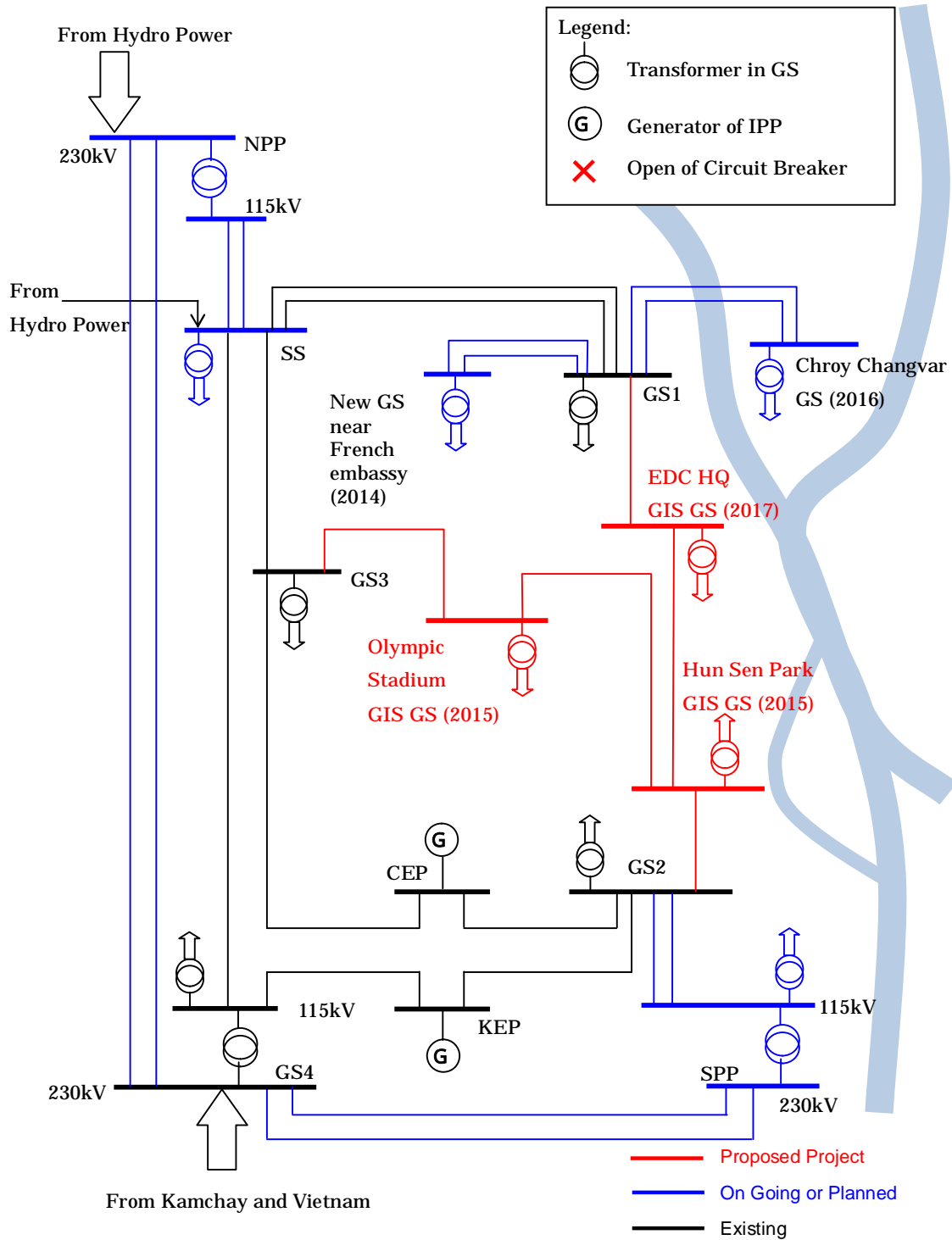


図 3-11 プノンベン系統 送变电設備増強計画

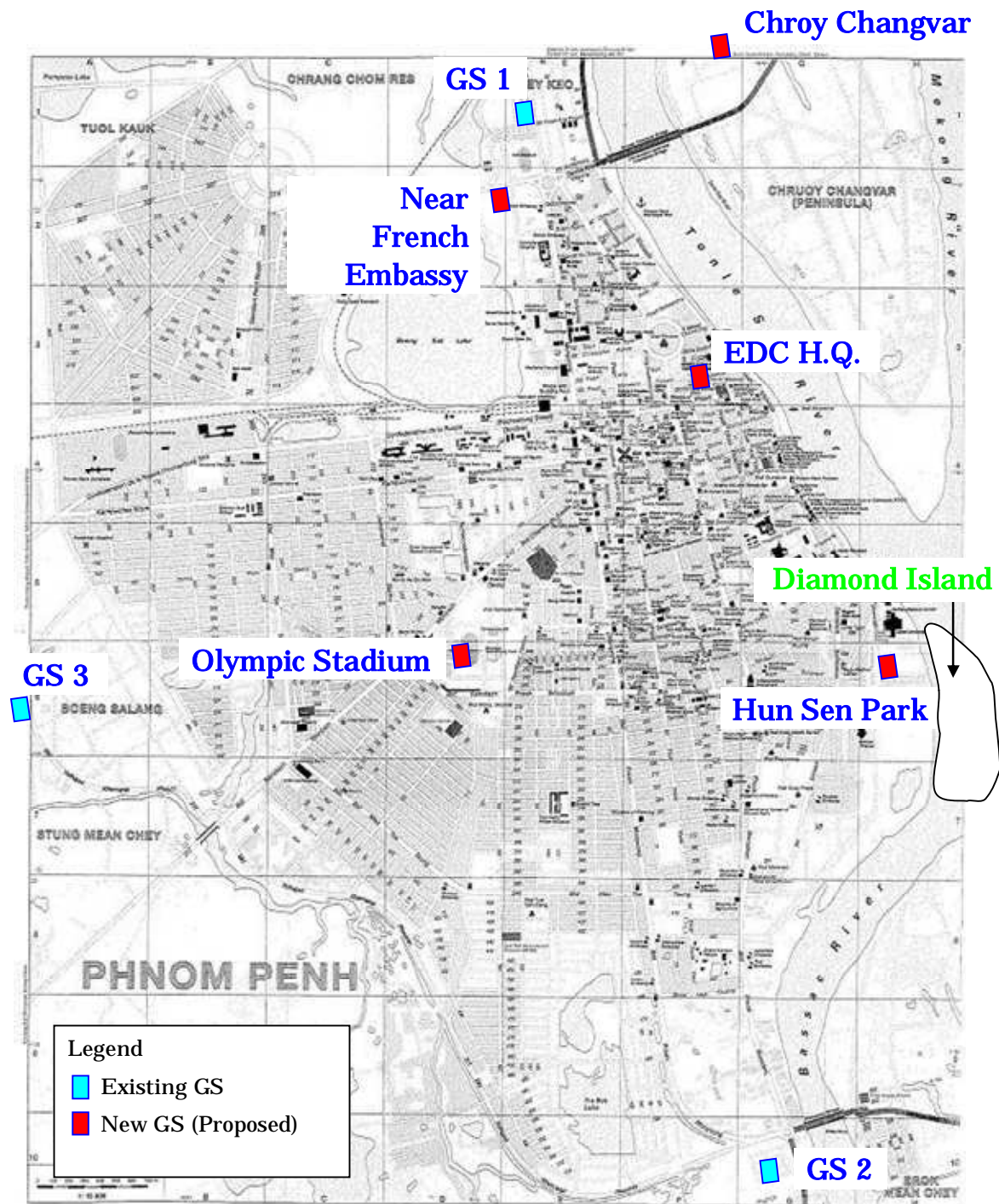


図 3-12 プノンペン市内 変電所増強計画位置図

3.2.4 プノンペン市内送配電網整備計画

これまでの議論を総合し、プノンペン市内送配電網整備計画をまとめる。

表 3-22 プノンペン市内送配電網整備計画

項目	目的	概要
GS の新設	プノンペン市内の 需要増加対策	GIS 屋内変電所新設 1) Hun Sen Park 2) Olympic Stadium 3) EDC H.Q. いずれも 115kV/22kV 50MVA 変圧器 2 台
115kV 地中送電線の建設		既設変電所と新設変電所をつなぐ 115kV 地中送電線建設
115kV リレーシステムの整備	プノンペン市内の電力安定度の向上	PCM 電流差動リレー設置 通信網整備
配電自動化システムの導入	事故復旧時間の短縮と各フィーダの負荷平準化によるロス低減	EDC 本社ビルへ配電自動化システム設置（通信設備の更新を含む） 連系開閉器等の整備
系統安定化装置の導入	電力系統の安定化による停電範囲の極小化	系統安定化装置の設置

GS の新設

現在計画中の GS2, GS3 の変圧器増設を実施すると、GS1 ~ GS3 には変圧器を増設するスペースは無い。既設の変圧器の容量を増やすという方法をとることはできるが、変圧器事故時のことを考慮すると、その変圧器から供給していた負荷を他の変圧器に振り替える作業が困難になってくるため、大きな容量の変圧器の設置は避けたい。また、22kV 配電線の引き出しスペースもなくなってくることから、変電所の新設を提案する。

EDC によると、新設変電所の優先順位は表 3-23 のとおりである。

表 3-23 プノンペン市内変電所新設候補地

優先順位	場所
1	New GS near French embassy
2	Hun Sen Park
3	Olympic Stadium
4	Chroy Changvar 地区
5	EDC 本社

この中で、優先順位 1 位と 4 位は大規模開発が行われる地点への変電所の新設であり、建設スケジュールがこの開発計画に左右されるため、優先順位 2 位、3 位および 5 位が ODA による変電

所新設候補地となる。

新設変電所は、狭い敷地面積で建設できるガス絶縁開閉器(Gas Insulated Switch: GIS)による屋内変電所としているが、十分広い敷地面積が確保できる場合は、気中絶縁による屋内変電所としてコストダウンを図ることも可能である。

EDC 本社は EDC の所有地であり、Hun Sen Park、Olympic Stadium はカンボジア国の所有であるため、いずれの変電所新設も土地取得に際して特段の問題は発生しないものと考ええる。なお、フランス大使館付近と Chroy Changvar 地区は、開発者が変電所用地を準備することで、土地取得の問題を解決できる。

115kV 地中送電線の建設

で述べた新設変電所への電力の供給のためには送電線の新設が必要である。いずれもプノンペン中心部であるため、架空送電線の建設は難しい。そのため、地中送電線となるが、地中送電線を敷設できるルートを検討すると、図 3-11 のように

- ・ GS1 から EDC 本社
- ・ GS2 から Hun Sen Park
- ・ GS3 から Olympic Stadium

とするのが望ましい。また、EDC 本社、Hun Sen Park および Olympic Stadium を結ぶ地中送電線を建設し、送電システムをリンクすることで、1 回線事故でも供給が止まらない供給信頼度の高い変電所になる。

建設工法としては、プノンペン中心部における工事を考慮すると、開削による周辺住民への影響および交通渋滞を避けるためにシールド工法が推奨される。なお、日本企業は軟弱地盤におけるシールド工法について高い技術を保有している。

115kV 送電線保護リレーシステムの整備

既に述べたとおり、市内のシステムをループにするため、事故が起きたときに速やかに事故区間のみを切り離す電流差動リレーを設置する。このリレーは、送電線でつながっている GS 同士で、送電線の電流値などの情報を常時伝送する必要があり、信頼性の高い通信網の整備が不可欠である。

配電設備の増強

変電所を増強すると同時に配電設備を増強し、負荷を分割して変圧器や配電線が過負荷となることを解消していかなければならない。事故時において配電線切り替えによって健全区間への電力供給を行うためには、短時間における配電線許容負荷容量を設定し、事故配電線の負荷を分割し複数の配電線に割り振って供給する必要がある。そのためには、ある程度余裕を持った配電設備の形成が必要である。

また、配電線連系用の遠方制御可能な開閉器と配電自動化システム(Distribution Automation System: DAS)を導入することで、事故時に開閉器の切り替えによって停電区間に他の変電所からの電力を迅速に供給することが可能となる。配電網を使って他の GS から供給するためには、他

の配電線から供給する負荷の量などを前もって計算した上で切り替え操作を行う必要があるが、DAS には、そのための機能を持ち、自動的に切り替えを行うことで速やかに停電区間を解消することができるようになる。さらに、DAS を使うことで、配電線の電流分布を解析し、配電設備の最適な運用（最小ロス化）も行うことができる。

なお、DAS に関して、日本企業は高い技術を保有している。

系統安定化装置の導入

国際連系に関わる系統安定面の問題として、現状は、ベトナムとの連系線が事故等で停電し、ベトナムからの供給が停止した場合に供給力不足となり、周波数が低下し、プノンペン系統全停電という大きなリスクを抱えている。実際の導入にあたっては、発電機の動特性を考慮した系統シミュレーションや費用面等での詳細検討が必要となるが、これを解決するための案として、周波数リレーによる負荷遮断や系統安定化装置（System Stabilizing Controller: SSC）による負荷遮断が考えられる。SSC は、事前に系統情報を取り込み、適切な負荷遮断量を演算し、想定する事故（ベトナムとの連系線が停電など）が発生したら負荷遮断を直ちに実施することで、周波数の大幅な低下を防止することが可能となる。演算には、潮流値や系統認識など各電気所のオンライン情報が必要となるため、信頼性の高い通信網の整備が不可欠である。

3.2.5 プノンペン市内送配電網整備計画による裨益効果

3.2.4 で提案したプノンペン市内送配電網整備計画を実施した場合の裨益効果は以下のとおりである。

(1) プノンペン系統における計画停電を回避でき、継続した電力供給が可能となる

変電所を新設することにより、表 3-20 で指摘したような変圧器の容量不足による計画停電が回避できる。2.17(p.2-148)に記載している日系企業のアンケートでは、無計画な停電に対する不満、急な停電による設備の損傷および連続停電による生産への支障が指摘されているが、計画停電の懸念が解消されることによる企業活動への裨益効果は明らかである。

(2) プノンペン市内の送電線 1 回線事故時に発生する停電を減少できる。

プノンペン市内の 115kV リレーシステムを整備し、送電線をループにすることができれば、送電線 1 回線事故時にも GS が停電することなく、電力の供給を継続できる。日系企業のアンケートでは、急な停電による設備の損傷や、雨季の落雷による停電を懸念している企業があり、送電線 1 回線事故による停電がなくなることにより、これらの懸念が極めて小さくなることから、企業活動へ大きな裨益効果がある。

(3) プノンペン市内の配電線事故等による停電が早く復旧できる

遠方制御可能な配電線開閉器と配電自動化システムを導入することにより、配電線事故時等で作業員が現地に出動して開閉器を切り替えて電力供給を復旧させているケースにおいて、自動で電力の供給を復旧させることができ、停電時間を大きく短縮させることができる。日系企業のアンケートでは、許容できる連続停電時間について、回答した 8 社のうち最も長かった企業でも 12 分であり、作業員が現地に出動して復旧させる現状では明らかにこの時間での復旧は不可能であるが、配電自動化システムによれば可能となるケースも出てくる。これにより、停電による工場

の操業停止時間を短くすることができる。

(4) プノンペン系統の全停電リスクを低減できる

プノンペン系統が全停電した実績は、表 2-85(p.2-144)から、2010 年には 1 回(30 分)だけであったが、電力需要が大きくなればなるほど、全停電から復旧させるための時間は長くなる傾向にある。SSC を導入すれば、ベトナムからの国際連系線や大規模な水力発電所がストップした場合に、プノンペン系統全域が停電することはなく、部分的な停電に留めることができることと、全停電からの復旧より部分的な停電の復旧の方がはるかに電力供給の回復時間が早いことから、電力品質が大きく向上する。よって、プノンペンにおける企業活動にプラス材料となる。

(5) 電力を供給できる範囲が広がる

現在、プノンペン中心部へは、GS1,2,3 からの電力供給だけでは足りず、プノンペン市内から遠い GS4 からも行っている状況である。プノンペン市内に変電所ができれば、GS4 からプノンペン市内に供給しなくてもよくなり、その分、GS4 周辺、例えば日系企業が多いプノンペン経済特区 (Phnom Penh Special Economic Zone: PPSEZ) 等への電力供給量を増やすことが可能となる。

3.2.6 プノンペン市内送配電網整備計画のスケジュール案

3.2.4 で述べたプノンペン市内送配電網設備計画とそれに伴う人材育成のスケジュール案を図 3-13 に示す。

目的	項目	内容	2012	2013	2014	2015	2016	2017	備考	
プノンペン市内の需要増加対策	変電所新設 Olympic Stadium Hun Sen Park EDC H.Q.	詳細な需要想定								
		機器仕様決定								
		工法の決定								
		変電所新設工事 諸試験								
	送電線新設 GS3-Olympic Stadium GS2-Hun Sen Park Olympic Stadium-Hun Sen Park GS1-EDC H.Q. EDC H.Q.-Hun Sen Park	(能力開発)屋内変電所の保守・管理								
		送電線ルート決定								
		送電線線種決定								
		工法の決定								
		送電線工事 諸試験								
		(能力開発)地中送電線の保守・管理								
既設送電線増強	送電線潮流の計算									
	送電線線種決定 工法の決定 送電線工事 諸試験								送電線増強の必要がある時期に実施	
プノンペン市内の電力安定度の向上 115kV系統ループ化のための 115kVリレーシステム整備	リレーシステムの詳細設計 通信回線の詳細設計 通信回線工事 115kVリレーシステム工事 諸試験 (能力開発)リレーシステム・通信設備の保守・管理	DASの詳細設計								
		通信回線の詳細設計								
		DAS設置建屋建設								
		通信回線工事								
		連系開閉器等工事(本体・子局)								
		諸試験								
		(能力開発)DASシステム・通信設備の保守・管理								
		SSCの詳細設計								
		通信回線の詳細設計								
		通信回線工事 SSC設置工事 諸試験								
(能力開発)SSC・通信設備の保守・管理										
配電システムの強化 - 最適な配電設備の運用 - 事故の迅速な復旧	DAS導入 連系開閉器等の整備	DAS導入								
		連系開閉器等の整備								
電力システムの安定化による停電範囲の極小化	SSC導入	SSC導入								

図 3-13 プノンペン市内送配電網整備計画のスケジュール案

3.2.7 カンボジア側の見解

EDC は、カンボジアの電力系統の中で首都プノンペンを含むプノンペン系統は最重要であり、将来にわたって安定的に電力を供給するための設備増強および電力の供給信頼度向上が必要であるとの認識から、信頼度の高い地中送電線および屋内変電所の建設を期待している。

MIME の Energy Development Department は、プノンペン系統の需要の伸びの要因は、郊外における開発がほとんどであり、市内中心部における需要の伸び率は低いとの見解を持っており、市内中心部における変電所新設の必要性を疑問視している。

しかし、EDC の系統情報によると、プノンペン中心部の需要が伸びていることで、中心部に供給している GS1～GS3 が過負荷になりつつあることから、郊外の変電所である GS4 から配電線を延ばして GS3 周辺の需要に供給している事実がある。よって、プノンペン中心部における変電所新設の必要性は高いと考えられる。

3.3 人材育成

3.3.1 給電・系統運用

送変電系統の運用および給電指令を担当する EDC の NCC は、運用開始を間近に控えており、ルール整備と運転者の育成が喫緊の課題となっている。また適切に系統運用を行っていくためには、リレーや潮流計算・電圧・安定度など電力系統に関する基本的な知識を醸成していく必要がある。よって、EDC の技術支援のニーズは緊急かつ高い。NCC における課題項目を以下に示す。

- ・給電運用に関するルールの未整備
- ・運転員の能力の不足，系統運用者としての知識，経験不足
- ・SCADA システムの運用方法に関する技術不足
- ・通信エンジニアの不足
- ・リレー，系統解析に関する知識不足

また，リレー整定は，Transmission Department の Relay Protection Office が担当しているが，人材不足から，NCC と同様にリレー整定やそのための技術計算について技術支援のニーズがある。

以上から，給電，系統運用に対する支援として人材育成を行なう場合，以下のような内容が考えられる。

- ・目的

NCC 運用開始後の円滑な業務を行うため，給電運用に関するルールの整備や NCC 運転員の訓練を行い，安全・確実な運転操作を行うことで，電力供給信頼度の向上を図る。

- ・対象者

EDC Transmission Department の NCC および Relay Protection Office

- ・成果

- 運転員の給電運転技術・技能が向上することで，事故が減少し，安定的な電力供給がされる。
- 効率的な運転指令が実施され，経済的な電力供給がされる。
- ルールが整備されることで責任体制が明確化（運転側と作業側の業務分担）され，誤操作やヒューマンエラーによる停電・事故が少なくなる。
- リレーや通信技術者の技術・技能が向上することで，自ら設備を維持・管理することができるようになる。

- ・実施事項

- 給電運用（開閉器の操作や発電機の運転指令など）に関するルールを作成する。
- 運転員への技能訓練を行う。
- SCADA に関する研修を行う。
- 通信に関する研修を行う。
- リレー整定や系統解析に関する研修を行う。
- 給電運用に関する OJT を行なう。

(注): リレー整定や系統解析の研修は NCC とリレー部門が対象。その他は NCC のみが対象。

なお、2.1.4 (1) a.(p.2-8)に記載したように NCC の運転員は 1 班あたり 5 名の予定であるが、現在は監視・制御する系統規模は小さく、要員数としては十分な人数が確保できているものと思われる。参考に、ある日本の電力会社では中央給電指令所の当直員は 1 班あたり 4 名、20～60 箇所程度の変電所等の制御を行う制御所の当直員は 1 班あたり 3 名である。

3.3.2 送変電設備維持管理

2.1.4 (1) b.(p.2-9)に記載したように、NGD の主要部分は EDC が維持管理することになる。また、今後運転開始する送変電設備のうち、運開後すぐ EDC が維持していくもの、例えば、現在建設中の Kampot-Sihanouk Ville 送電線プロジェクト(亘長 82km)や O'soam Grid Substation は 2013 年未までに運開予定であり、運開後すぐ EDC へ O&M が移管されるため、EDC が維持管理する必要がある設備が格段に増えていくことになる。このことは EDC 自身も認識しており、維持管理に必要な資機材の充実とメンテナンスや修理に熟知した人材が必要であると考えている。よって、送変電設備維持管理のための人材の育成が急務であると考え。また、人材育成と併せて維持管理に関するルールの整備が必要となってくる。送変電設備の巡視は、現在、1 回/月あるいは 2 回/月で実施されているが、巡視に関するルールはまだ制定されていない。巡視に関するルールが整備されることで異常の早期発見、事故の未然防止ができ、停電が少なくなるため、定期巡視に関するルール作りが必要であると考え。送変電設備の点検は、まだ実施されたことがなく、点検に関するルールもまだ制定されていない。点検に関するルールが整備されることで、設備の機能維持・計画的な設備改修・事故の未然防止ができ、停電・設備損壊が少なくなるため、今後、定期点検に関するルール作りが必要であると考え。また、定期点検の実施に伴い、作業安全や機器操作に関するルール作りも必要であると考え。

さらに、作成したルールの理解度を職員全体に浸透させていく必要がある。すでに作成済みの Safety Work Procedures for Transmission Line Work や GREPTS, SREPTS は、リーダー格のスタッフは理解しているが、すべてのスタッフが理解しているとはいえない。これらのルールの理解は、スタッフの技術力の向上のみならず設備を維持していくうえで必要不可欠である。よって、これらのルールをすべてのスタッフに浸透させていく仕組み作りが必要であると考え。

活線用具は電気の有無をチェックするものや、充電部に直接触れるものであるため、定期的に耐電圧試験を実施する必要がある。設備の点検作業等での使用に備えるため、活線用具の点検周期を定め、試験器を充実させて活線用具点検を実施する必要があると考え。また、その他維持管理に必要な装置や器具の充実も維持管理する箇所および職員数が増えるにしたがって充実させていく必要がある。

以上から、送変電設備維持管理に対する支援として人材育成を行なう場合、以下のような内容が考えられる。

- ・目的

- 送変電設備に関する保守点検、機器操作に関するルールをスタッフに浸透させることで、事故の少ない安定した電力供給を行なう。

- ・対象者

- Transmission Department の Transmission Unit

- ・成果
 - 作業安全に関するルールが整備され、作業時における人命が保護される。
 - 機器操作に関するルールが整備され、誤操作などによる停電・機器損壊が少なくなる。
 - 巡視に関するルールが整備されることで、異常の早期発見、事故の未然防止ができ、停電が少なくなる。
 - 点検に関するルールが整備されることで、設備の機能維持、計画的な設備改修、事故の未然防止ができ、停電・設備損壊が少なくなる。
 - ルールが整備されることで責任体制が明確化（運転側と作業側の業務分担）され、誤操作やヒューマンエラーによる停電・事故が少なくなる。
- ・実施事項
 - 作業安全に関するルールを作成する。
 - 機器操作に関するルールを作成する。
 - 巡視に関するルールを作成する。
 - 点検に関するルールを作成する。
 - 事故防止に向けた社内体制を整備する。
 - 安全に関する資機材を整備する。
 - 機器操作、巡視、点検などに関する OJT を行なう。

3.3.3 EDC Training Center

EDC における送変電関係の教育を担っている Training Center における送変電技術者向け訓練プログラムは、CBHV の教材を活用した充実を図っているがまだ十分でないため、さらなる強化が必要であると考えられる。

以上から、EDC Training Center に対する支援として人材育成を行なう場合、以下のような内容が考えられる。

- ・目的
 - 送変電に関する訓練設備および訓練プログラムを整備し、EDC Training Center によって継続的に職員の技術・能力の向上を図る。
- ・対象者
 - Training Center
- ・成果
 - EDC Training Center における流通部門のトレーニングプログラムが整備されることで EDC 職員の技術・能力が向上し、未然に事故原因を取り除き、事故時の補修にかかる時間が短縮できるようになり、停電回数、停電時間が短くなる。
- ・実施事項
 - トレーナーに対する教育を実施する。
 - 送変電技術者向けの研修プログラムを整備する。
 - 訓練設備を整備する。
 - 送変電技術者に対する訓練を実施する。

3.3.4 水力発電技術者

電力が不足するカンボジアでは、IPP の水力発電所の能力を最大限に活用する必要がある。水力発電所の PPA や IPP 聞き取り結果によると、IPP 事業者の停電計画や電力供給の方法は EDC によって事前に承認される必要がある。例えば、Kirirom I 水力発電所の 2012 年の運転計画について、EDC は IPP 事業者に変更を求め、事業者はこれを変更した例がある。今後の電源開発計画から水力発電所の計画・維持・運用や IPP との技術的調整等に MIME、EAC および EDC において水土木技術者が必要になってくると考えられる。現在、各機関にいる水力技術者は表 3-24 のとおりであり、日本における実績を参考にして推定した必要人数と比べて十分とはいえない状況である。

表 3-24 Preferable Numbers of Hydro civil Engineers for Suitable Development and O&M of Hydropower

Entity / Class	Major	Nos. in Energy Sector in Cambodia as of 2011		Remarks*
		Present*	Preferable (min.)	
Political Organization		---	---	MIME
Director		1	1	
Manager	Civil or Hydro Mechanical	0	1	
Staff	Civil	0	2	3 for building (present)
Staff	Hydro Mechanical	0	1	
Regulating Organization		---	---	EAC
Director		1	1	
Manager	Civil or Hydro Mechanical	0	1	
Staff	Civil	0	1	
Staff	Hydro mechanical	2	1	
Electric Utility Company				EDC
Headquarters		---	---	
Director	Civil or Hydro Mechanical	0	1	
Manager	Civil or Hydro Mechanical	0	1	
Staff	Civil	0	1-2	(Civil at present) 6*in Corporate Planning Dept. (for plan and design of SS, T/L etc. and assist Distribution Dept. and Generation Dept if necessary) 3 in Administration Dept. (for building) 1 in Distribution Dept. * all for other than hydro purpose
Staff	Hydro mechanical	0	1	
Site Office (O&M)		---	---	per office having HPP
Manager	Civil or Hydro mechanical	0	1	
Staff	Civil or Hydro mechanical	0	1-2	

* Source: Interview with MIME, EAC and EDC

以上から、カンボジアの今後の水力発電に関して次のことが課題であると言える。

IPP の発電所が運転を開始しても、カンボジアが IPP の設備を十分に検査することができない。

IPP の発電所が運転を開始しても、カンボジアが IPP を適切にコントロールすることができない。

将来、BOT 期間満了の後、IPP から移転された発電設備の維持・運用を EDC が適切に行っ

ていくことができない。

以下に、各課題について詳細を記す。

IPP の発電所が運転を開始しても、カンボジアが IPP の設備を十分に検査することができない。

水力に関する SREPTS は、JICA のサポートにより 2009 年に作成され、2010 年に法制化された。加えて、「地方電化のための水力開発ガイドマニュアル」が 2011 年に JICA より発行された。SREPTS に基づいた水力発電所の検査は、営業運転開始前に MIME と EDC により行われ、営業運転開始後は、EAC と EDC により 3 年おきにおこなうことになる。

水力発電所の検査の最終目的は、電力の安全かつ確実な供給を実現することである。検査では、設備が技術基準に沿った設計、施工となっていることや、適切な維持管理により発電所の機能が保持されていることを確認する。適切に検査を行うためには、水力発電所の計画、設計、施工、維持管理の方法に加え、検査項目の内容とその背景を十分に理解した技術者が不可欠である。特に検査については、規則の記載事項のみに基づいて検査するのではなく実際にポイントを抑えた検査を経験することで、検査の際に留意すべき点をより深く理解することができると考えられる。今後、カンボジアでは大規模水力発電所の維持管理の検査がほぼ毎年のように行われることになるため、この初期段階で検査に関する支援を行うことで、カンボジアの検査体制の持続的・発展的な構築が可能となると考えられる。

一方、EAC としては、BOT による中国系の民間会社による水力発電所の運転開始が目前に迫っていることから、検査を主導する EAC は次の問題に直面しているという認識がある。

- a) EAC はこの義務を遂行するだけのマンパワーがない。
- b) EAC は大規模な水力発電所の設備や機器に関する検査の経験が全くない。
- c) ディーゼル以外の型式の発電設備の数はカンボジア国内では非常に限定的であることから（建設が決まっているもので、水力 6 箇所、火力：3 箇所）、仮に能力が一旦向上したとしても、維持運用段階における検査の能力のレベルを保持していくのは難しい。
- d) 最も早い Kamchay 水力発電所の検査は 2015 年であり、能力を醸造するための期間が短い。

以上から、カンボジアの電力セクターは、SREPTS やマニュアルに基づいた検査について OJT を要望している。

IPP の発電所が運転を開始しても、カンボジアが IPP を適切にコントロールすることができない。

EDC は、ディーゼル発電所の開発・運用に関しては豊富な経験を持っており、設備や機器が故障した場合には、EDC 自身でその原因をチェックして修理をすることができる。すなわち、コストや停止期間も想定することが出来るということである。

しかしながら、EDC には、水力発電所の開発や運用にかかる経験は、現段階ではほとんどない（国外の機関等により開発された小水力発電所 3 箇所のみしか保有していない）。従って、検査・点検や修理、運転開始後のダム下流への環境影響対策検討等に関するトレーニングを行う機会が非常に限定的である。

EDC は、既設の水力発電所（Kirirom I、O'Chum II）の年間電力供給計画について、これまでの

経験から実際の運用実績と需要想定に基づいて検討することができる能力が身に付きつつある。しかし、この実運用による検討は、もともとの発電計画が十分に理解された上での検討である場合にのみ、より合理的な改善策を産み出すことができる。

加えて、EDC が管理している O'Chum II 水力発電所では、上流側のアースダムからの漏水問題が懸念されている。しかし、この漏水について、漏水量や漏水経路に関する調査はこれまで行われていない。つまり、水力発電所のダムのリクス管理が適切に行われているとは言い難い。EDC による継続的なダムの監視と調査はこの前提条件であり、可能な限り早い段階での実施が必要である。つまり、これを可能とする EDC の技術者の能力向上がそれよりさらに喫緊の課題であると言える。

将来、BOT 期間満了の後、IPP から移転された発電設備の維持・運用を EDC が適切に行っていくことができない。

BOT 期間が 30 年以上と長いことから、BOT 移管後の維持管理について現在行なう必要があるものは少ないと考えられる。また、 と の課題を解消するための施策が実施され、その後カンボジア側による人材育成が継続した場合、この課題は解消されると想定される。

以上から、水力技術に関する人材育成を行なう場合、以下のような内容が考えられる。

- ・目的

- MIME および EAC による IPP の水力発電所の管理能力を向上させること、および EDC による水力発電所の計画、設計、維持管理能力を向上させること。

- ・対象者

- MIME、EAC、EDC の発電技術関係者および EDC Training Center

- ・成果

- EDC が水力発電所の計画、建設、維持・運用（修繕）を自ら行うことができる。
 - 水力発電所に対して適切に検査が実施される。
 - 水力発電関係技術の教育カリキュラムを確立しそれが実施される。

- ・実施事項

- 水力発電所の計画、設計、維持・管理（修理を含む）について教育する。
（*但し、水力に関するものについては、別途要望として上がっている O'Chum 再開発電プロジェクトを通じて行うことが適切と考える。）
 - 開発のための環境アセスメントと運用中の環境配慮について教育する。
 - OJT および研修を通じて水力発電に関する技術、ノウハウ、環境関連知識を移転する。
 - 水力発電所の詳細な検査手法を検討し、検査シートを作成する。
 - 検査シートを使って OJT として水力発電所を検査する。
 - JICA 水力マニュアルを活用したカリキュラムを作成する。
 - 講師に対する技術移転を行う。

なお、石炭火力発電所に関する技術的な状況、カンボジア側の要請は、水力発電所と全く同じである。

3.4 小水力・地方電化

3.4.1 再生可能エネルギー（小水力）を利用した地方電化

(1) 調査の概要

本調査では、Mini-Gridによる地方電化プロジェクトに電力を供給する小水力地点（北東地域）について、最新の村落データや、カンボジアのNGDの拡張計画等に関するデータ等を整理した。さらにそれらのデータに基づいた概略検討を行い、有望地点を抽出した。

図 3-14 にデータ整理から有望地点抽出までのワークフローを示す。今回の調査は、カンボジア北東地域（Ratana Kiri 州，Mondul Kiri 州）を対象にしている。

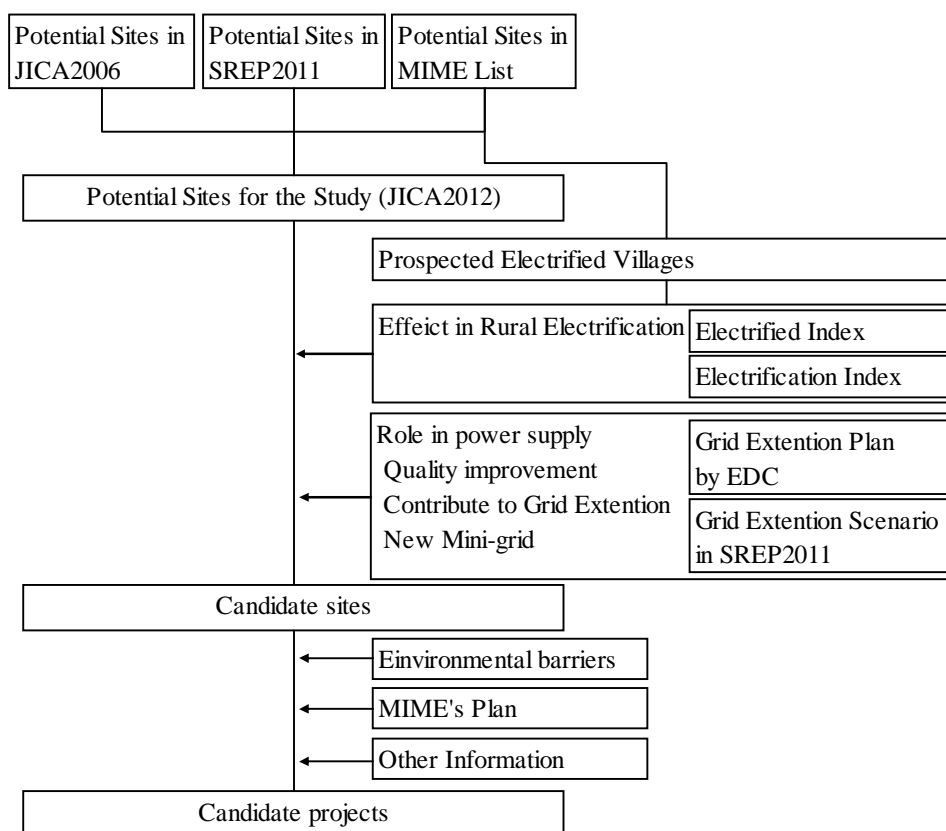


図 3-14 Workflow of the Study

(2) 検討対象の水力開発規模

カンボジアにおける水力発電所の分類を表 3-25 に示す。本検討では、MP2006 で対象とされたものと同様に最大出力 10kW 以上の Micro 水力を対象とした。

表 3-25 Classification of hydropower plant in Cambodia

Type of HPP	Installed Capacity (kW)
Small: - Micro	Up to 500
- Mini	501 – 5,000
- Small	5,001 – 10,000
Medium	10,001 – 50,000
Large	More than 50,000

Source: MIME: p.5, Hydropower, 2003

(3) Micro 水力による北東地域の地方電化に関する検討

a. 地方電化 (Micro 水力) のポテンシャル地点

地方電化のための Micro 水力地点については、“Pre-Investment Study of Community Scale Hydro Projects, Cambodia” (NZ Ministry of Foreign Affaires & Trade, by Meritec, 2003)や“Development of Pipelines of Small Hydropower Projects in Cambodia” (funded by WB, 2002)で調査され、さらに再生可能エネルギー利用地方電化マスタープラン調査 (MP2006) で取りまとめられている。これに引き続いて地方電化に関するターゲットの実現に向けた戦略的取り組みを検討したものが、Sustainable Rural Electrification Plans for Cambodia (funded by French Ministry of Economy, Industry and Labour, Direction Générale du Trésor, FASEP Facility – Fonds d’Aide et de Soutien au Secteur Privé, by IED Innovation Energie Développement, 2011)(SREP2011)である。

なお、SREP2011 の結果は、SPDRE に反映されている。Ratana Kiri 州と Mondul Kiri 州の地点のうち、MP2006 と SREP2011 の検討でリストに挙がった地点を表 3-26 に示すとともに、これらの位置と村落の分布を図 3-15 に示す。

表 3-26 Potential Micro hydropower Sites for Rural Electrification

No.	Project Name	MP 2006		SREP 2011		MIME
		No.	Power (kW) ($\eta=0.7$)	No.	Power (kW)	Power (kW)
Mondul Kiri Province						
1	O Rang Tributary	68	5	----	< 50	
2	Prek Pua	69	49	46	49	
3	Prek So Long Tributary	70	11	----	< 50	
4	Prek So Long Upper	71	11	----	< 50	
5	Prek So Long Lower	72	42	----	< 50	
6	Prek Te	73	494	49	494	
7	Prek Te Tributary	74	41	----	< 50	
8	Prek Chung	75	21	----	< 50	
9	O Bumpa	76	33	----	< 50	
10	O Long Mang	77	123	15	123	
11	O Dak Dam	78	2	----	< 50	
12	O Moleng	O&M	-----	----	-----	
13	O Romis	O&M	-----	----	-----	
14	Prek Dak Deurr	81	33	41	202	200
15	Prek Dak Deurr D/S	82	123	40	125	
35	Prek Dak Deurr (Meritec)	-----	-----	42	730	
36	Prek Dak Deurr (MIME)	-----	-----	43	112	110
16	Bu Sra	83	70	3	80	56
17	O Phlai (JICA)	84	91	18	91	
37	O Phlai (MIME)	-----	-----	19	750	
38	O Phlai II	-----	-----	103	725	
39	O Yong Ngol	-----	-----	31	68	
18	Prek Rwei	85	27	----	< 50	
19	Prek Chbar Lower	86	66	39	66	
20	Prek Chbar Upper	87	33		< 50	
Ratanak Kiri Province						
21	O Kachan	108	32	12	82	220
22	O Katieng	109	40	14	223	330
23	O Katieng (D/S)	110	126	13	1076	
24	Ta Ang	111	12	----	< 50	10
25	Prek Banpong	112	42	----	< 50	
26	Tributary of prek Lalay	113	23	----	< 50	
27	O Houei Lalay	114	198	11	198	
28	Tributary of o Houei Lalay	115	14	----	< 50	
29	O Chum I	116	93	102	93	300-1000
40	O Chum III	-----	-----	10	74	
30	Bay Srok	117	66	1	66	130
31	O Ta Phlai	118	26	----	< 50	
32	O Pyol	119	11	----	< 50	
33	Prek Liang	120	768	45	768	
34	Stung Khampha	121	549		< 50	

Source: JICA Team

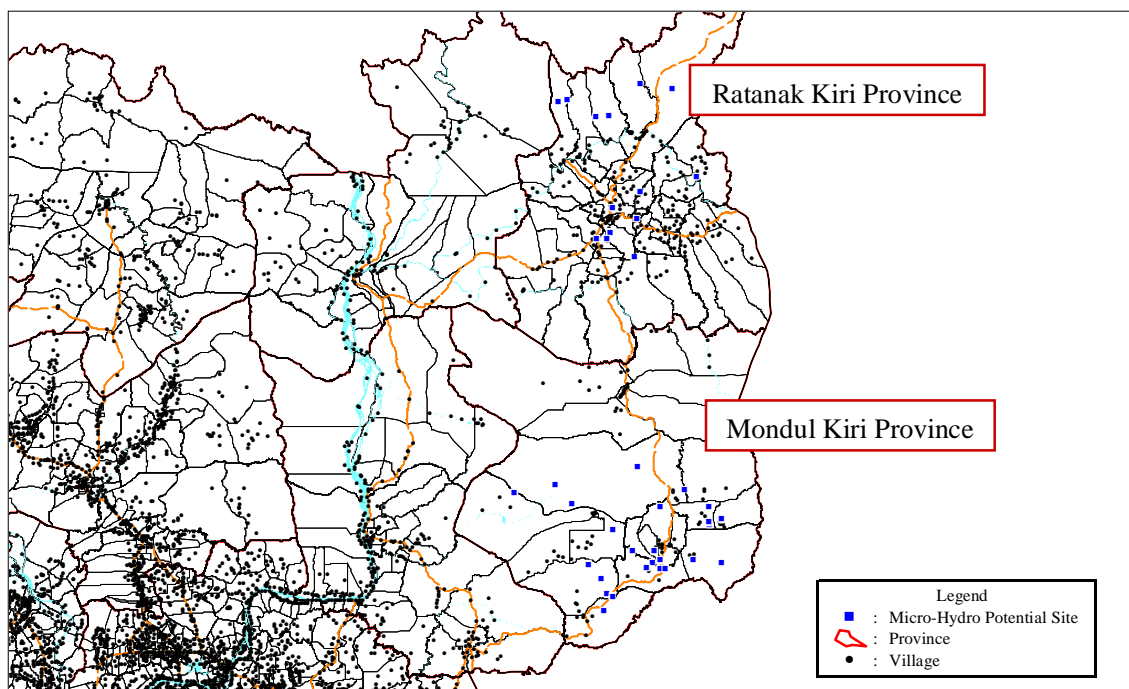


図 3-15 Potential Sites and Villages in Ratana Kiri and Mondul Kiri

b. 検討対象とした Micro 水力地点

今回の情報更新では、表 3-26 に示される地点のうち、MP2006 において Micro 水力によるミニグリッドが可能とされた地点、SREP2011 において Micro 水力による電力供給が可能として選定された Micro 水力（PRACAS に反映されたケースで特定された地点）、MIME が現在保有している地点を有望対象地点として選定し、基礎情報を更新・整理した。対象地点を表 3-27 に示す。

表 3-27 Selected Micro hydropower Sites for Rural Electrification

No.	Project Name	MP2006	SREP2011	MIME
(Mondul Kiri Province)				
5	Prek So Long Lower	x		
6	Prek Te		x	
10	O Long Mang		x	
14	Prek Dak Deurr	x		x
15	Prek Dak Deurr D/S	x	x	
36	Prek Dak Deurr (MIME)			x
16	Bu Sra	x	x	x
17	O Phlai (JICA)		x	
39	O Yong Ngol		x	
(Ratanak Kiri Province)				
21	O Kachan			x
22	O Katieng	x		x
23	O Katieng (D/S)		x	
24	Ta Ang			x
29	O Chum I			x
40	O Chum III		x	
30	Bay Srok	x	x	x

c. 情報の更新

(a) 村落抽出条件の更新

2012年1月時点でカンボジアの村落データベースとして整備されている資料としては、国勢調査とCommunity/Sangkat Database (CDB)が挙げられる。

Community/Sangkat Database (CDB)はSeilaプログラム(分権化と住民参加をめざして1996年に始まったものであり、ドナーの資金援助を動員しつつ、行政村レベルでインフラ、保健・教育などのサービスの支援を実施したものと連動する形で村落のデータを取りまとめたものである。CDBについては、村落データの調査対象範囲は1998年から2001年にかけて拡張され、2002年から2005年にかけて全国規模での調査が可能となるようなシステムが整備された。2006年以降、調査項目の追加が順次行なわれ、現在、計画省(Ministry of Planning: MOP)によってデータが更新されている。データの更新は調査した年の翌年の8月頃に正式なものとなるため、2012年1月時点で最新のものは2010年のものである。今回の村落データの更新は基本的にCDBに基づいて実施した。

国勢調査は10年毎に更新される。現在最新のものは2008年のものである。本調査では、村落の位置情報等、CDB担当局から得られなかった情報については、国勢調査のデータにより補完した。

MP2006における村落の電化レベルの評価では、まず、その村がグリッドにより電化されているかどうかの判断のため、「1998年のNIS(National Institute of Statistics)データベースにおいてバッテリーを除いた電化率が10%を超えているか?」という指標を用いている。さらに、バッテリーによる村落電化が十分普及しており、Mini-Grid(小水力による独立グリッドを含む)による村落電化のレベルに到達しているかどうかの判断基準として「CDB2003において、テレビの普及率が10%を越えているか?」という指標を用いている。この指標は、バッテリーが急速に普及している実情を考慮すると、古い1998年のデータに依存する評価は妥当性を欠く可能性があるために用いられたものであり、テレビの普及率が10%以上となれば、バッテリーの普及率50%となる(=地方電化の準備が整った状態である)という仮定がベースとなっている。したがって、Seilaプログラムのデータが普及した際には、この指標は、「バッテリー照明の普及率が50%を超えているか?」に置き換えられるとしている。

本調査では、によりとの条件を置き換えられるものなのかについてまず検証した。図3-16に、表3-27のうちMP2006においてMicro水力開発による電化可能性があるとされた、76村落のバッテリー照明の普及率とテレビの普及率との関係を示す。この結果、前述の仮定が成立するのは6村落に留まった。つまり、今後の小水力による地方電化地点の選定では、これらの指標についてさらなる検証が必要と考えられる。

以上に鑑み、今回の調査では、概略的に次の視点から電化レベルを確認することとした。

CDB2010においてバッテリーを除いた電化率が10%を超えているか

CDB2010におけるバッテリーの普及率が50%を上回るものか

また、Micro水力による地方電化可能性を概略的に把握する目的から、村落そのものではなく、地点別に電化村落の平均的な電化レベルを評価指標とした。

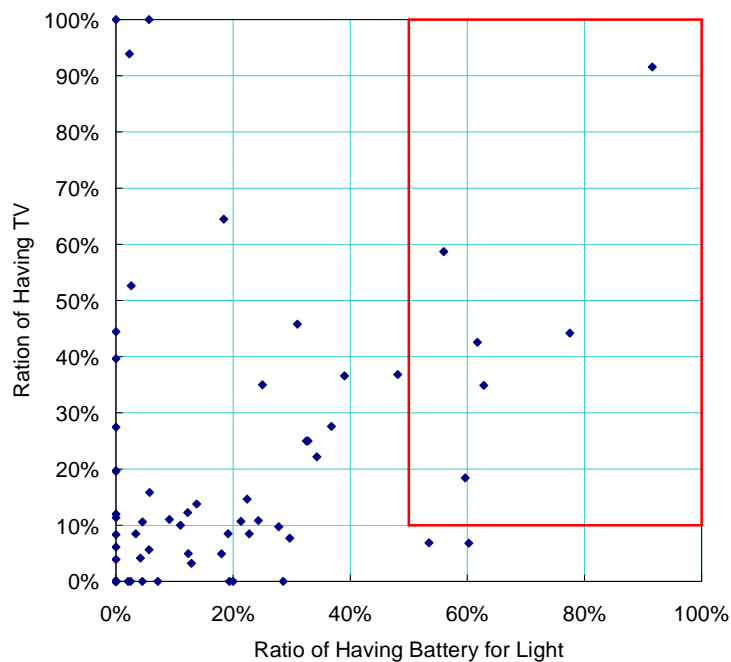


図3-16 Correlation between Ratio Having Battery for Light and Ratio of Having TV

(b) 村落データの更新

表 3-26 の Micro 水力地点による電化対象となっている村落の最新の基本データを表 3-28 に示す。但し、MIME の推奨地点の電化対象村落については特定できなかったため、この表では MP2006 と SREP2011 の村落のみが記載されている。多くの村落で、戸数が増加しており、電化対象となる世帯が増加していることが分かる。

表 3-27 で検討対象とした地点の最新情報を表 3-29 に示す。Mondul Kiri 州では、すべての地点でバッテリーを除いた電化率が 10% を超えており、逆に Ratana Kiri 州では、すべての地点の電化率が 10% を若干下回る程度となっている。Ratana Kiri 州ではバッテリーの普及率が 50% を超えている地点が 1 地点あるが、この付近はすでにグリッドによる電化が始まっている地域である。

表 3-28 Target Villages to be Electrified
(Mondul Kiri Province)

No.	Province	Scheme	River	MHP 2006 JICA				JICA 2011		SREP 2011							
				ID No. by Sella	Commune	Village name	Nos. of HHs	Nos. of HHs to be Electrified	Nos. of Houses	Nos. of Hs to be Electrified	ID No. by Sella	Village	Village name if change use CDB ID	Nos. of Houses	Nos. of Hs to be Electrified		
5	Mondul Kiri	Prek So Long Lower	Prek So Long			# Sreloui etc.	286	229	347	299							
				11010403	Srae Khnum	Sreloui			28	28							
				11010404	Srae Khnum	Sreampil			40	36							
				11010407	Srae Khnum	Srae Khnum			88	80							
				11010502	Srae Preah	Pu Char			49	49							
				11010505	Srae Preah	Srae Preah			142	106							
6	Mondul Kiri	Prek Te	Prek Te			# Chorkcha etc.	1101	881	894	734			# Pongol etc.		763	603	
				11010302	Srae Chhuk	Chorkcha			131	131							
				11010201	Me Mang	Pongol			61	61	11010201	Pongol			61	61	
				11010202	Me Mang	Pognov			29	29	11010202	Pognov			29	29	
				11010203	Me Mang	Pocha			31	31	11010203	Pocha			31	31	
				11010204	Me Mang	Pokes			56	56	11010204	Pokes			56	56	
				11010205	Me Mang	Touri			128	107	11010205	Touri			128	107	
				11010101	Chong Phlah	Potung			293	164	11010101	Potung			293	164	
				11010102	Chong Phlah	Pohourm			103	93	11010102	Pohourm			103	93	
				11010103	Chong Phlah	Kheng			62	62	11010103	Kheng			62	62	
10	Mondul Kiri	O Long Mang	O Long Mang			* Ph Pu Cheng etc. but access difficult. 13km over mountains							# Pu Antraeng etc.		173	153	
													11030101	Pu Antraeng	99	85	
													11030102	Pu lao	74	68	
12	Mondul Kiri	O Moleng	O Moleng	11050101	Monourom	* Already developed											
13	Mondul Kiri	O Romis	O Romis	11050102	Monourom	* Already developed	1434	1147									
14	Mondul Kiri	Prek Dak Deurr	Prek Dak Deurr	11050201	Sokh Dom	Mean Leaph											
15	Mondul Kiri	Prek Dak Deurr D/S	Prek Dak Deurr			# Daoh Kramom etc.	1434	1147	1340	457			# Chrey Saen etc.		330	202	
				11050202	Sokh Dom	Daoh Kramom			152	33	11050102	Chrey Saen			152	33	
				11050203	Sokh Dom	Svay Chek			87	37							
				11050204	Sokh Dom	Lao ka			9	0	11050204	Lao ka			9	0	
				11050301	Spean Mean Chey	Ou Spean			124	0							
				11050302	Spean Mean Chey	Chambak			154	5							
				11050303	Spean Mean Chey	Kandal			294	0							
				11050304	Spean Mean Chey	Chamkar Tae			131	8							
				11050401	Romonea	Pu Trom *			139	124							
				11050402	Romonea	Pu Tang			41	41	11050402	Pu Tang			41	41	
				11050403	Romonea	Pu Long *			128	128	11050401	Pu Trom			128	128	
				11050404	Romonea	Srae I *			81	81							
36	Mondul Kiri	Prek Dak Deurr (MIME List)	Prek Dak Deurr														
16	Mondul Kiri	Bu Sra	Prek Por			# Phum Lekh Muoy etc.	899	719	1061	720			# Pu Tit etc.		720	404	
				11040401	Bu Sra	Phum Lekh Muoy			122	107	11040401	Phum Lekh Muoy	Pu Tit		122	107	
				11040402	Bu Sra	Phum Lekh Pir			89	42	11040402	Phum Lekh Pir	Pu Rang		89	42	
				11040403	Bu Sra	Phum Lekh Bei			107	74	11040403	Phum Lekh Bei	Bu Sra		107	74	
				11040404	Bu Sra	Phum Lekh Buon			81	70							
				11040405	Bu Sra	Phum Lekh Pram			121	11	11040405	Phum Lekh Pram	Lam Mes		121	11	
				11040406	Bu Sra	Phum Lekh Prammuo			97	71	11040406	Phum Lekh Prammuo	Pu Cha		97	71	
				11040407	Bu Sra	Phum Lekh Prampir			184	99	11040407	Phum Lekh Prampir	Pu Lu		184	99	
				11040301	Srae Ampum	Phum Lekh Muoy			66	52							
				11040302	Srae Ampum	Phum Lekh Pir			114	114							
				11040303	Srae Ampum	Phum Lekh Bei			80	80							
37	Mondul Kiri	O Phlai (JICA)											# Phum Krong Kes etc.		553	513	
													11040101	Phum Krong Kes	104	104	
													11040103	Phum Tram Kach	45	38	
													11040104	Phum Iou Rapet	63	55	
													11040301	Phum Lekh Muoy	Pu Kroch	66	52
													11040302	Phum Lekh Pir	Pu Radeth	114	114
													11040303	Phum Lekh Bei	Pu Kreng	80	80
													11040404	Phum Lekh Buon	Pu Til	81	70
39	Mondul Kiri	O Yong Ngol											# Pu Hiem etc.		372	332	
													11030201	Pu Hiem	281	241	
													11030204	Pu rang	91	91	

(Ratana Kiri Province)

No.	Province	Scheme	River	MHP 2006 JICA				JICA 2011		SREP 2011					
				ID No. by Seila	Commune	Village name	Nos. of HHs	Nos. of HHs to be Electrified	Nos. of Houses	Nos. of Hs to be Electrified	ID No. by Seila	Village	Village name if change *use CDR ID	Nos. of Houses	Nos. of Hs to be Electrified
21	Ratanak Kiri	O Kachan	O Kachan	16020102	Kachanh	Phum Pir	98	78	108	30					
22	Ratanak Kiri	O Katieng	O Katieng			# Ka Tieng etc.	295	236	321	307					
				16050303	La Bang Muoy	Ka Tieng			91	91					
				16050304	La Bang Muoy	Ka Lang			43	43					
				16050301	La Bang Muoy	Kam Phlenh			100	96					
				16050401	La Bang Pir	Ka Tieng			87	77					
23	Ratanak Kiri	O Katieng (D/S)	O Katieng									# Lon etc.	3122	2991	
												16020301	Lon	110	110
												16020302	Phnum	42	42
												16020303	Sil	51	36
												16030403	Pa Yang	74	61
												16030602	Kab	71	66
												16040301	Ta Ang Ka Tae	155	152
												16040302	Ta Ang Pok	138	138
												16040303	Tus	121	105
												16040304	Sek	116	116
												16040305	Ta Kab	133	133
												16040401	Teun	244	231
												16040402	La En	149	145
												16040403	Ta Heuy	79	69
												16040404	Kam Bak	66	61
												16050301	Kam Phlenh	100	96
												16050302	Ka Tueng	50	48
												16050303	Ka Tieng	91	91
												16050304	Ka Lang	43	43
												16050401	Ka Tieng	87	77
												16050402	Ka Chanh	110	93
												16050502	Pruok	158	158
												16050503	Pa Tang	105	102
												16050504	Chang Rea	154	154
												16060101	Char Ung Ket	67	67
												16060102	Char Ung Chan	125	125
												16060103	Phlay Ampil	168	168
												16060104	Thuoy Tum	71	69
												16060105	Char Ung Kao	117	117
												16060301	Pa or	75	75
												16060504	L'eun Kreaeng	52	43
24	Ratanak Kiri	Ta Ang	O Cheng	16040304	Ta Ang	Sek	98	78	116	116					
29	Ratanak Kiri	O Chum I	O Chum			# Ou Chum etc.	278		330	322					
				16060501	Ou Chum	Ou Chum			129	127					
				16060501	Ou Chum	Tharang Chong			106	100					
				16060205	Ou Chum	Svay			95	95					
40	Ratanak Kiri	O Chum III	O Chum									# Tuy etc.	530	492	
												16030801	Tuy	145	125
												16030604	Pa Nal	36	33
												16060302	Pa Chon Thum	247	232
												16060304	Krouch	102	102
30	Ratanak Kiri	Bay Srok	O Sien Ler (O Paling Thom)			# Bay Srok etc.	560	448	0	0		# Thmei etc.	459	429	
				16050204	Ka Laeng	Bay Srok			-	-					
				16050205	Ka Laeng	New Ka Laeng			-	-					
				16050206	Ka Laeng	New Sayos			-	-					
												16050601	Thmei	172	149
												16050606	Nang Hai	160	160
												16050607	Sakmotr Kraom	127	120

表 3-29 Village Data on Rural Electrification

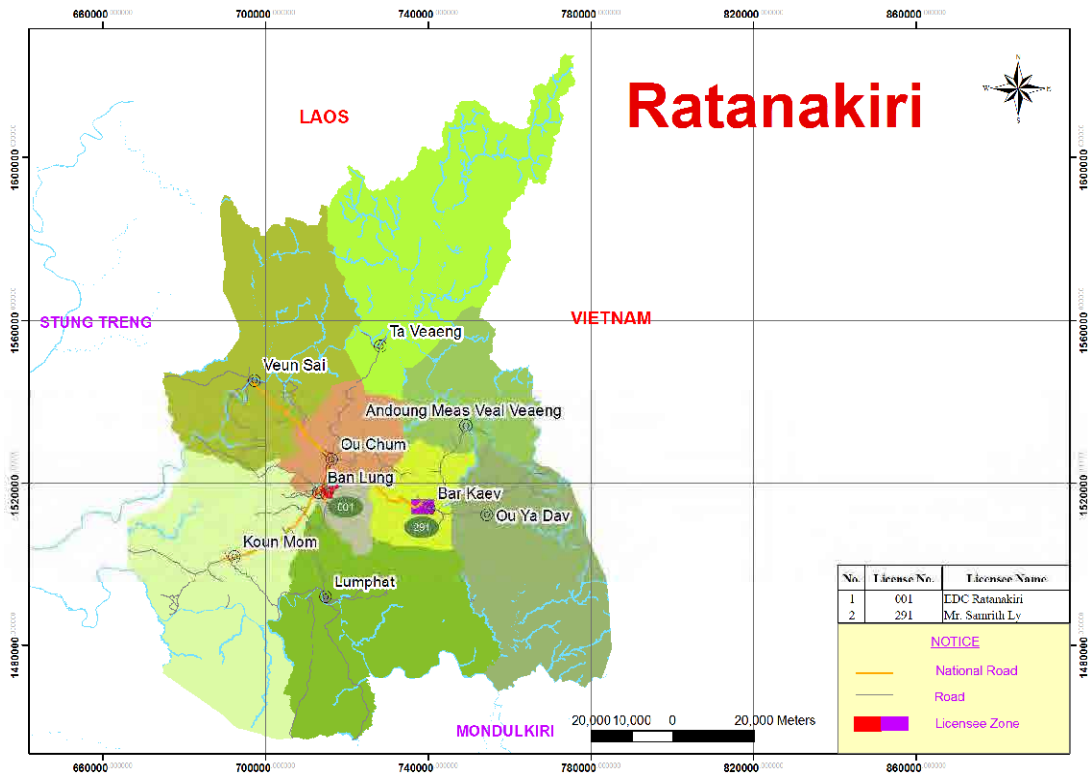
No.	Project Name	Total Houses		Ratio of Electrified Houses		Ratio of Houses Having Battery		Ratio of Houses Having TV		
		JICA 2006	for VLLGs in JICA2006 CDB2010	for VLLGs in SREP2011 CDB2010	for VLLGs in JICA2006 CDB2010	for VLLGs in SREP2011 CDB2010	for VLLGs in JICA2006 CDB2010	for VLLGs in SREP2011 CDB2010	for VLLGs in JICA2006 CDB2010	for VLLGs in SREP2011 CDB2010
(Mondul Kiri Province)										
5	Prek So Long Lower	286	347	-	14%	-	34%	-	22%	-
6	Prek Te	1,101	894 *1	763	18%	21%	36%	33%	26%	29%
10	O Long Mang	-	-	173	-	12%	-	5%	-	8%
14	Prek Dak Deurr	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Prek Dak Deurr D/S	1,434	1,340	341	66%	42%	6%	10%	52%	41%
36	Prek Dak Deurr (MIME)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	Bu Sra	899	1,061	720	32%	44%	10%	1%	5%	0%
17	O Phlai (JICA)	-	-	553	-	7%	-	18%	-	15%
39	O Yong Ngol	-	-	372	-	11%	-	39%	-	6%
(Ratanak Kiri Province)										
21	O Kachan	98	108	-	0%	-	0%	-	3%	-
22	O Katieng	295	321	-	4%	-	30%	-	17%	-
23	O Katieng (D/S)	-	-	3,122	-	4%	-	24%	-	15%
24	Ta Ang	98	116	-	0%	-	22%	-	15%	-
29	O Chum I	278	330	-	2%	-	58%	-	45%	-
40	O Chum III	-	-	530	-	7%	-	29%	-	13%
30	Bay Srok	560	- *2	459	-	7%	-	6%	-	7%

*1 Nos. of families is 1,198

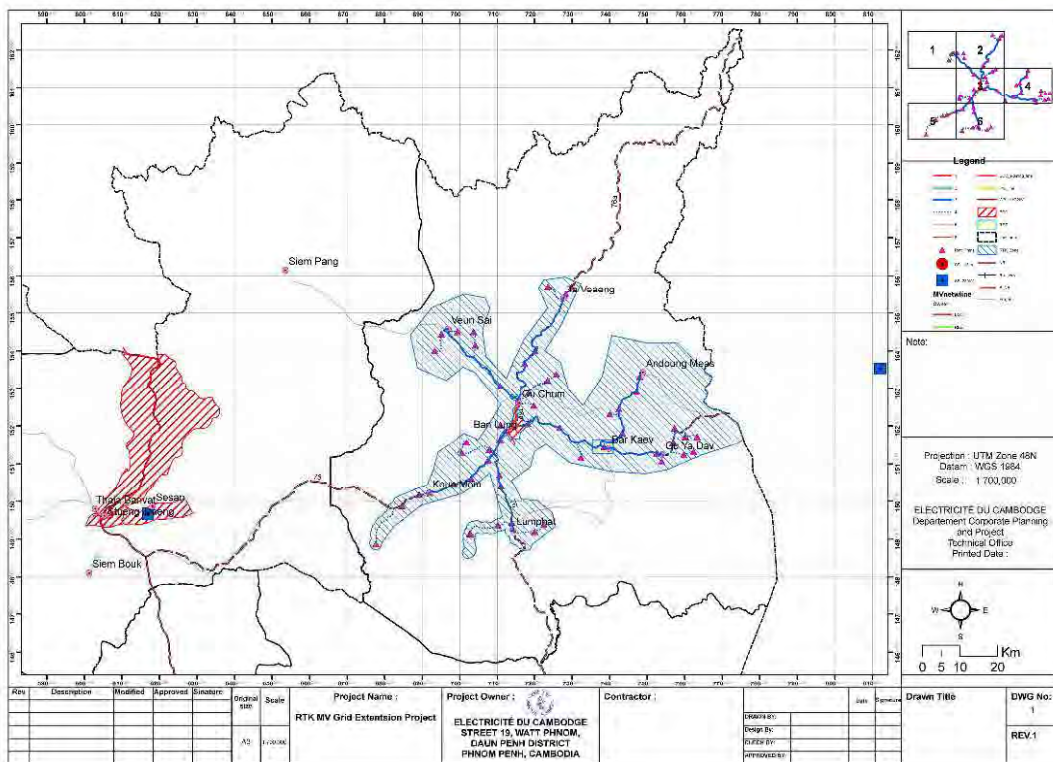
*2 Villages' name are not identified in CDB2010

(c) グリッドの拡張計画

Mondul Kiri, Ratana Kiri 両州の現在の電力供給エリアと、EDC が計画している 2020 年にグリッド拡張計画エリアを図 3-17 ~ 図 3-20 に示す。SPDRE では、Stand-alone の電源からグリッド拡張にいたるまで統合的な基本計画を策定しており、この中には Micro 水力によるミニグリッドも含まれている。また、これによると、Micro 水力による地方電化は MIME のポーションとなっており、現在 3 箇所の Micro 水力を運用している EDC は、主にグリッド拡張による地方電化を担当することになる。本調査におけるインタビューからは、エネルギーセクター全体としてグリッド拡張による地方電化に主眼がおかれていると考えられ、SPDRE に基づいた Micro 水力による地方電化を行なっていく具体的な地方電化計画はこれから策定されることとなると推察される。



3-17 Present Supply Area (Ratana Kiri)



3-18 Future Grid Connection Area (Ratana Kiri)

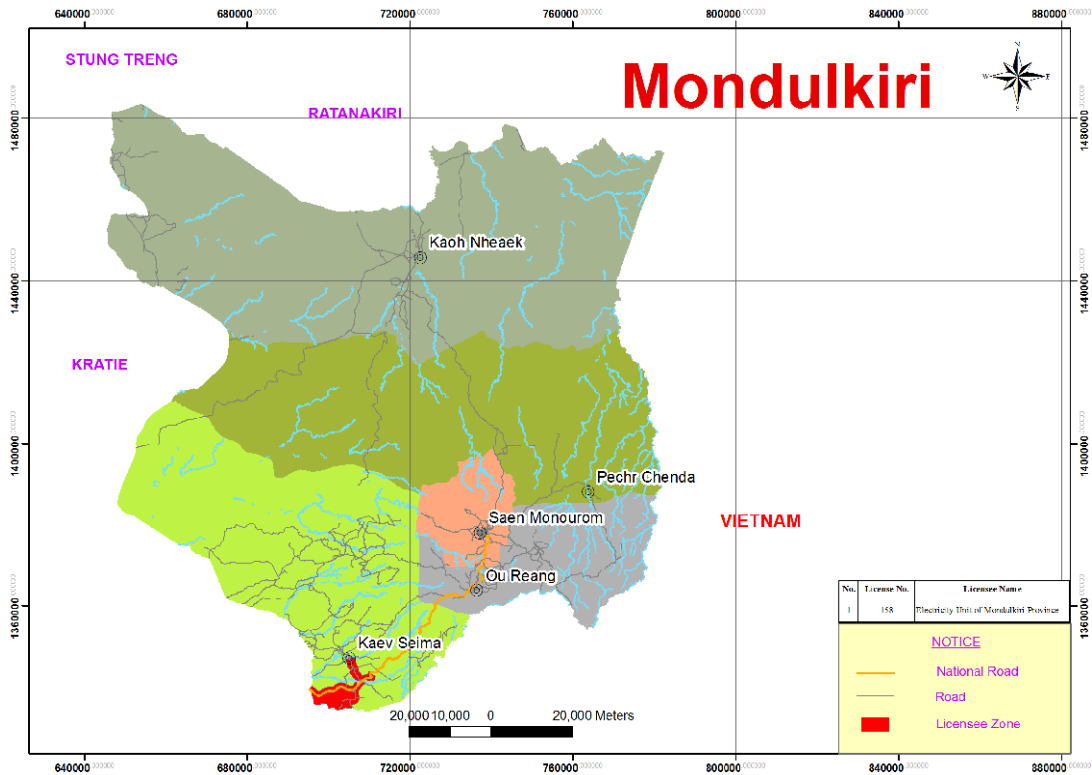


図 3-19 Present Supply Area (Mondul Kiri)

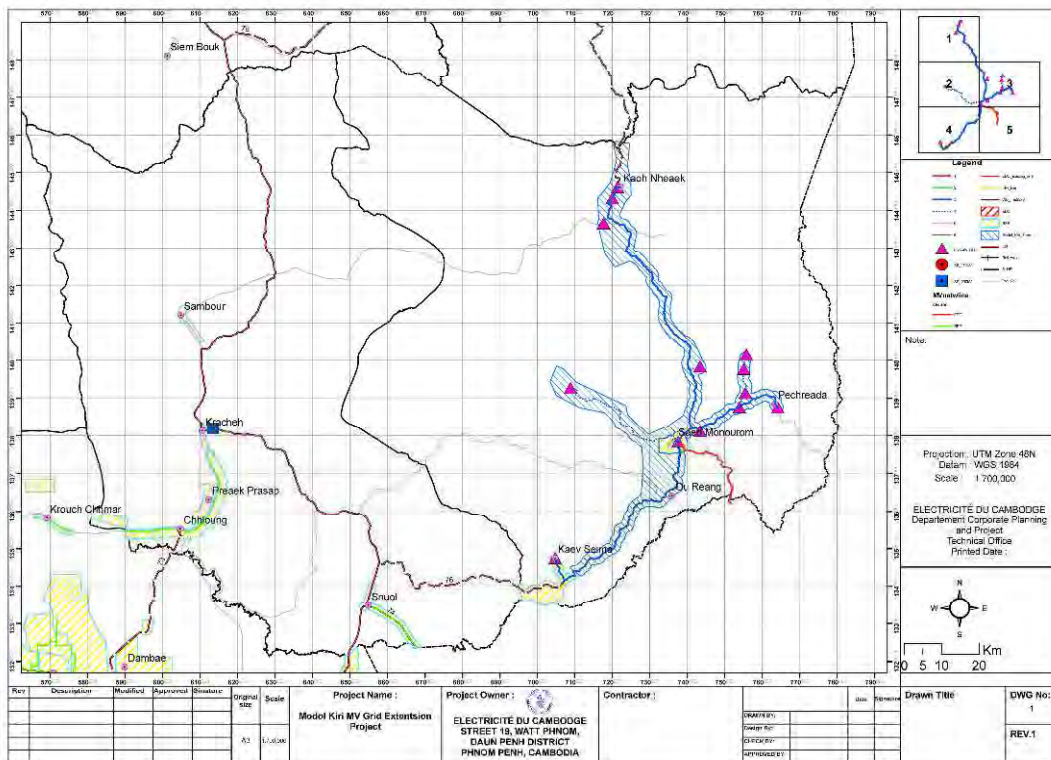


図 3-20 Future Grid Connection Area (Mondul Kiri)

グリッドの拡張計画範囲（2020年）と有望地点との関係を表 3-30，図 3-21 および図 3-22 に示す。また，これを村落別に整理したものを表 3-31 に示す。

表 3-30 Village Data on Rural Electrification

No.	Project Name	Power (kW)			Connection to National Grid	
		MP2006	SREP2011	MIME	Expected Year of Connection in SREP2011	Relationship with EDC's Plan
	(Mondul Kiri Province)					
5	Prek So Long Lower	42	< 50			Ref. Figure for Mondul Kiri
6	Prek Te	494	494		2020 except 1 village = No connection	
10	O Long Mang	123	123		2018-2024	
14	Prek Dak Deurr	33	202	200		
15	Prek Dak Deurr D/S	123	125		2016-2025	
36	Prek Dak Deurr (MIME)	----	112	110		
16	Bu Sra	70	80	56	2020	
17	O Phlai (JICA)	91	91		2020	
39	O Yong Ngol	----	68		2020	
	(Ratanak Kiri Province)					
21	O Kachan	32	82	220		Ref. Figure for Ratanak Kiri
22	O Katieng	40	223	330		
23	O Katieng (D/S)	126	1076		No connection	
24	Ta Ang	12	< 50	10		
29	O Chum I	93	93	300-1000		
40	O Chum III	----	74		2019	
30	Bay Srok	66	66	130	2018-2030 except 2 villages = No connection	

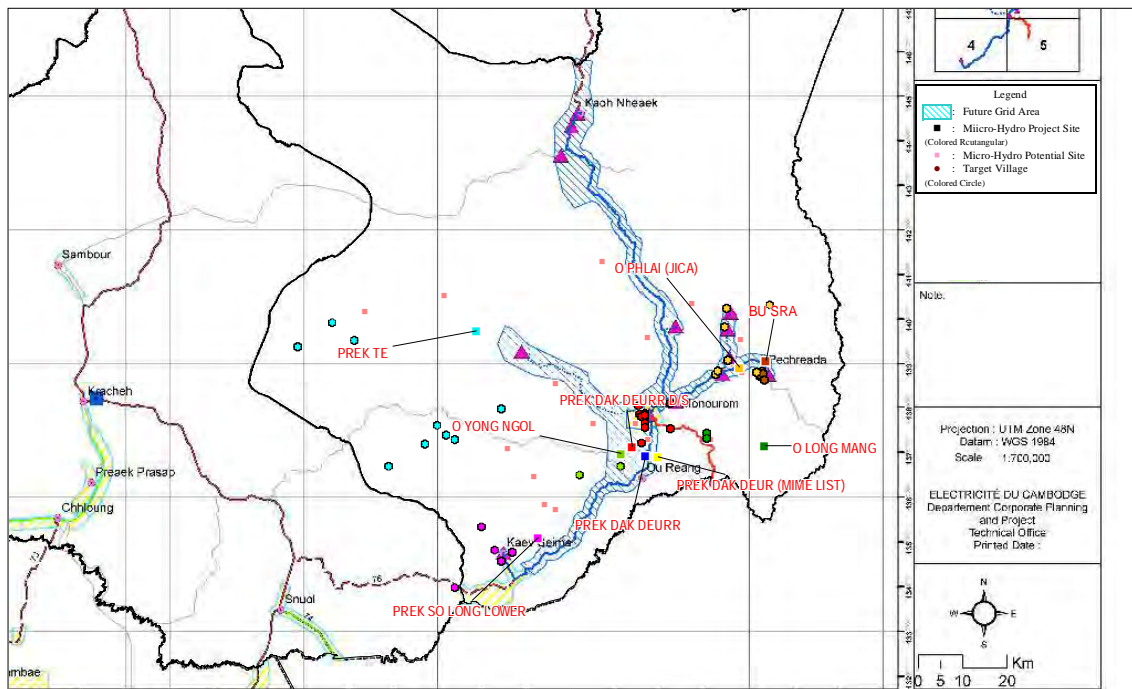


図 3-21 Target Villages and Grid Extension Plan by EDC (Mondul Kiri)

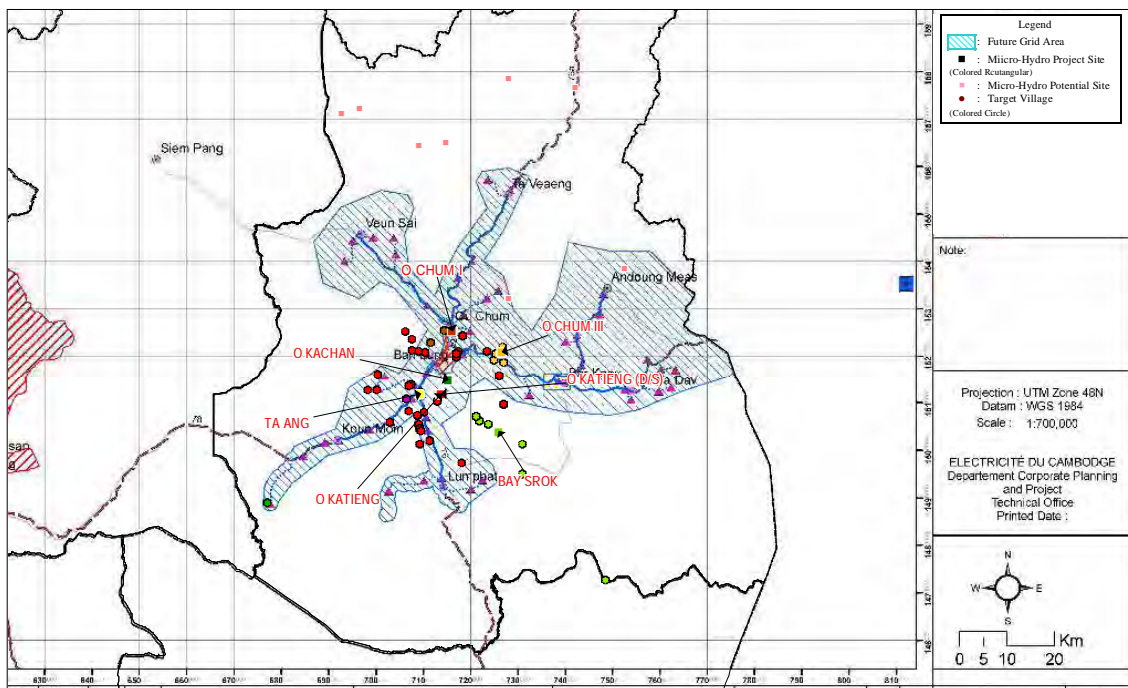





図 3-22 Target Villages and Grid Extension Plan by EDC (Ratana Kiri)

(Ratana Kiri Province)

Legend	
	Electricity is supplied by REE as of now
	Electricity grid is planned by EDC
	Electricity grid is not planned as of now

No.	Province	Scheme	River	MHP 2006 JICA				JICA 2011		SREP 2011				
				ID No. by Sella	Commune	Village name	Nos. of HHs	Nos. of HHs to be Electrified	Nos. of Houses	Nos. of Hs to be Electrified	ID No. by Sella	Village	Village name if change *use CDB ID	Nos. of Houses
21	Ratanak Kiri	O Kachan	O Kachan	16040202	Srae Angkroeng	Phum Pir	98	78	108	30				
22	Ratanak Kiri	O Katieng	O Katieng			# Ka Tieng etc.	295	236	321	307				
				16050303	La Bang Muoy	Ka Tieng			91	91				
				16050304	La Bang Muoy	Ka Lang			42	42				
				16050301	La Bang Muoy	Kam Phlenh			100	96				
				16050401	La Bang Pir	Ka Tieng			87	77				
23	Ratanak Kiri	O Katieng (D/S)	O Katieng								# Lon etc.		3122	2991
				16020301		Lon							110	110
				16020302		Phnum							42	42
				16020303		Sil							51	36
				16030403		Pa Yang							74	61
				16030602		Kab							71	68
				16040301		Ta Ang Ka Tae							155	152
				16040302		Ta Ang Pok							138	138
				16040303		Tus							121	106
				16040304		Sek							116	116
				16040305		Ta Kab							133	133
				16040401		Teun							244	231
				16040402		La En							149	146
				16040403		Ta Heuy							79	69
				16040404		Kam Bak							66	61
				16050301		Kam Phlenh							100	96
				16050302		Ka Tueng							50	48
				16050303		Ka Tieng							91	91
				16050304		Ka Lang							43	43
				16050401		Ka Tieng							87	77
				16050402		Ka Chanh							110	93
				16050502		Pruok							158	158
				16050503		Pa Tang							105	102
				16050504		Chang Rea							154	154
				16060101		Char Ung Ket							67	67
				16060102		Char Ung Chan							125	125
				16060103		Phley Ampil							168	168
				16060104		Thuoy Tum							71	69
				16060105		Char Ung Kao							117	117
				16060301		Pa or							75	75
				16060504		Leun Kreaeng							52	43
24	Ratanak Kiri	Ta Ang	O Cheng	16040304	Ta Ang	Sek	98	78	116	116				
29	Ratanak Kiri	O Chum I	O Chum			# Ou Chum etc.	278		330	322				
				16060501	Ou Chum	Ou Chum			129	127				
				16060502	Ou Chum	Tharang Chong			106	100				
				16060503	Ou Chum	Svay			95	95				
40	Ratanak Kiri	O Chum III	O Chum								# Tuy etc.		530	492
													145	125
													36	33
													247	232
													102	102
30	Ratanak Kiri	Bay Srok	O Sien Ler (O Paling Thom)			# Bay Srok etc.	560	448	0	0		# Thmei etc.	459	429
				16050204	Ka Laeng	Bay Srok			-	-				
				16050205	Ka Laeng	New Ka Laeng			-	-				
				16050206	Ka Laeng	New Sayos			-	-				
													172	149
													160	160
													127	120

図 3-21 および図 3-22 から明らかなように、Micro 水力開発地点は、電化対象村落が EDC のグリッド拡張範囲に入っているもの、部分的に入っているもの、拡張範囲の外側にあるもの、の3種類に分類される。

なお、EDC によると、Mondul Kiri 州と Ratana Kiri 州のグリッド拡張後の電力供給源の想定は次のとおりである。

Mondul Kiri 州

ベトナム～Mondul Kiri 22kV 送電線により電力輸入が 2012 年 1 月から開始されており、その容量はベトナム側との協定から当分は約 3MW と想定される。現在の Sen Monorom のグリッドの最大需要が約 0.5MW であることから考えると、現段階では供給力はグリッド拡張後の需要に対しても十分な余裕があると考えられる。

Ratana Kiri 州

州外からの電力供給の可能性が高い。オプションとしては A.ベトナムからの輸入電力(230kV 送電線 (Vietnam ~ Stung Treng)), B.ラオスからの輸入電力 (230kV 送電線 (Laos ~ Stung Treng ~ Phnom Penh)), C. Se San 水力発電所 (計画中)による電力 (Se Sang 水力発電所 ~ Stung Treng) があるが、いずれのオプションでも Stung Treng ~ Banlung 間の送電線および変電所の整備が必要条件となる。

以上を踏まえると、Ratana Kiri 州の開発については、電化対象村落が のタイプの Micro 水力開発には、拡張範囲の配電線の先行整備により、カンボジア政府が強力に推進しているグリッド拡張計画の実現性を向上する役割が期待でき、 のタイプについては、電化される計画のない村落を電化する役割が期待できる。 のタイプについては と の両方の役割を同時に期待することができる。Mondul Kiri 州については、現在のところ、 と のタイプについては、Micro 水力の開発の必要性に疑問が残る可能性があり、Sen Monorom のグリッドから離れた の役割をもつもののみが、地方電化に大きく貢献することになると考えられる。

(d) 規模のチェック

ここでは、Micro 水力の出力が地方電化の需要に適したものであるかどうかを概略的にチェックする。1 戸あたりの消費電力については、MP2006 では、地方電化を考える際の目安である 30 ~ 200W/家族の平均的な値である 100W/家族を採用している。一方、SREP2011 では、EDC の算出根拠を参考に 200W/世帯を採用している。Mondul Kiri 地方電化プロジェクトの運転実績を参考にすると、1 契約あたりのピーク時需要は、1 年目の 300W 程度であったが、3 年目の最新値では約 450W となっている。本調査では、概略的なチェックを行うのみであることから、これらに示される家族、世帯、契約者を同義であると仮定するとともに、この調査では 200W/世帯を採用する。検討結果を表 3-32 に示す。

表 3-32 Evaluation Capacity of Micro HP to Estimated Demand

No.	Project Name	Households to be electrified* (Nos.)	Estimated Maximum Demand** (kW)	Maximum Power of MHP* (kW)	Evaluation
	(Mondul Kiri Province)				
5	Prek So Long Lower	347	69	42	× Too Short
6	Prek Te	894	179	494	O Enough
10	O Long Mang	173	35	123	O Enough
14	Prek Dak Deurr	---	---	202	---
15	Prek Dak Deurr D/S	1,340	268	125	× Too Short
36	Prek Dak Deur (MIME List)	---	---	112	---
16	Bu Sra	1,061	212	80	× Too Short
17	O Phlai (JICA)	553	111	91	Δ A Little Shorter
39	O Yong Ngol	372	74	68	Δ A Little Shorter
	(Ratanak Kiri Province)				
21	O Kachan	108	22	220	O Enough
22	O Katieng	321	64	330	O Enough
23	O Katieng (D/S)	3,122	624	1,076	O Enough
24	Ta Ang	116	23	12	× Too Short
29	O Chum I	330	66	93	O Enough
40	O Chum III	530	106	74	× Too Short
30	Bay Srok	459	92	130	O Enough

(e) 環境面からの評価

カンボジアの環境影響評価基準では、開発する水力発電所の発電設備容量が1MWを超える場合、火力発電（ディーゼル、バイオマス）では5MWを超える場合に、環境影響評価(EIA)が必要となる。配電線の設置についても、Mini-Gridに接続する規模であれば環境影響評価は不要である。今回の調査対象とした水力地点の発電設備容量はいずれも1MW未達の規模であり、EIAは不要である。

カンボジアでは環境保護区が設定されている。この保護区内に位置するMicro水力開発計画で（Bu Sra地点など）は、まず環境スクリーニングの実施が必要である。Micro水力地点と環境保護区域の関係を図 3-23に示す。この結果をみると、Mondul Kiri州内の地点のほとんどは環境保護区内に位置しているが、Ratana Kiri州内の地点は環境保護区内に位置していない。

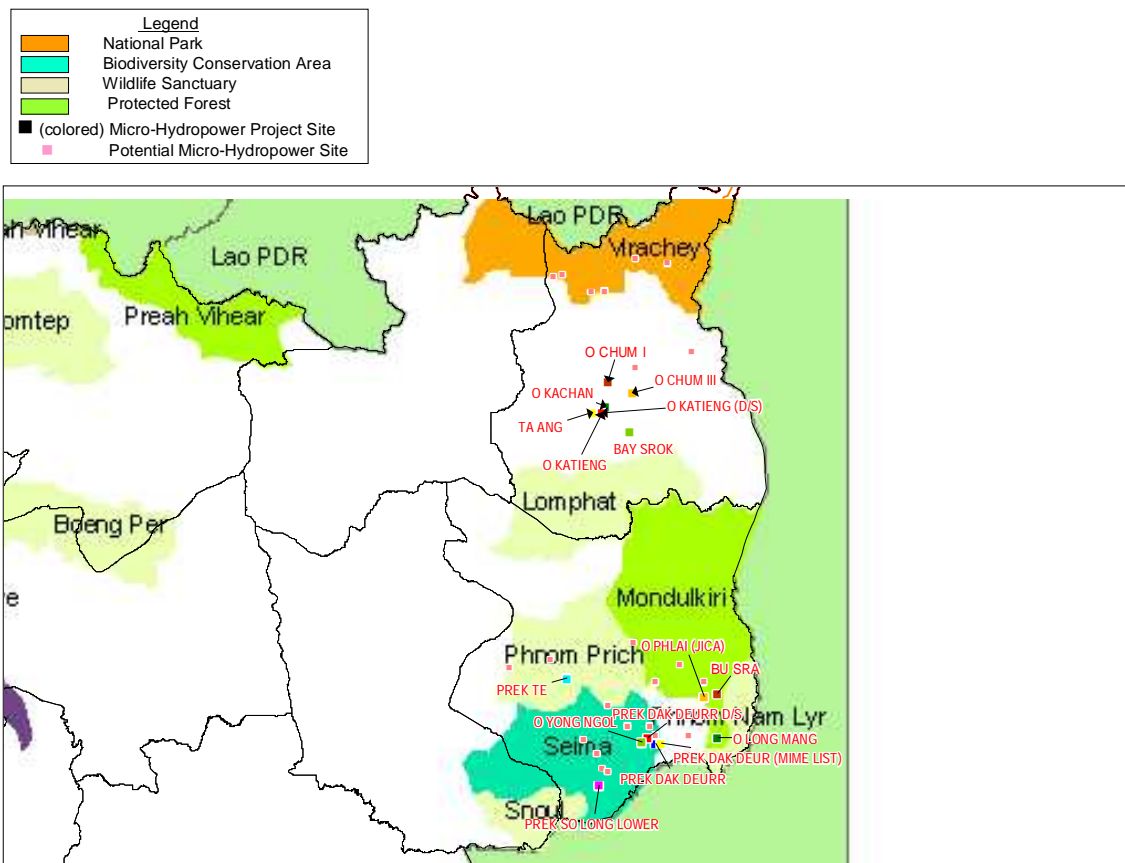


図 3-23 Protected Area in Mondul Kiri and Ratana Kiri

(f) 有望地点

水力発電所は純国産の自然エネルギーであることから、Micro 水力による独立したミニグリッドが NGD と接続したとしても、その再生可能エネルギーである Micro 水力が廃止されることは、一般的に考えにくい。特に、カンボジアを含むエネルギー資源の乏しい国では、エネルギーセキュリティの観点から考えて、この可能性はほとんどないと考えられる。

MIME や EDC もこの可能性について否定的な考え方を示している。配電線がベトナムの系統と最近連系された Mondul Kiri のグリッドにおいて O'Moleng、O'Romis の両 Micro 水力発電所が運転を継続していることから、カンボジアでは、Micro 水力によるミニグリッドの NGD への接続が直接、その Micro 水力の廃止ながら可能性は当面、極めて小さいと考えられる。

また、北東州の現在のグリッドは極めて小規模であることから、Micro 水力の設置は次の二つのいずれかのパターンで地方電化に貢献すると考えられる。

EDC の既存の地方グリッドにおける新たな電源としてそのグリッド拡張に貢献

水力による独立グリッドの新規設置により地方電化を直接的に実現

以下に、それぞれの特質を示す。

既存の地方グリッドへの電力供給

利点

- ✓ エネルギーセキュリティが向上する。

- ✓ 需要地に近い電源が開発されることで既存グリッドの電力品質が向上する。
- ✓ 供給力が得られることでグリッド拡張計画推進（グリッド周辺の電化）のインセンティブが生じる。
- ✓ 維持運用体制が整っているため、維持管理が適切に行なわれる可能性が極めて高い。
- ✓ 工事や維持管理のためのアクセスが容易で、維持管理の障壁が小さい。

欠点

- ✓ 電化するだけであれば、隣接国からの輸入量増や大型電源開発でも良い。
- ✓ 隣接国から電力を輸入できるため、短期的に電力を供給する観点からは不要という印象。

新たなミニグリッドの設置

利点

- ✓ 現在、電化が計画されていない地域を電化できる。

欠点

- ✓ 多くの場合、既存グリッドから遠くなり、維持管理組織の構築や維持管理資材の調達に関する課題をクリアする必要となる。

なお、 に関しては、Mondul Kiri 地方電化プロジェクトにより、すでに JICA で実施実績があり、特にカンボジアにおいては開発の障壁とはないと考えられる。

各種の評価情報をまとめたものを表 3-33 に示す。Mondul Kiri 州の地点については、O Long Mang を除いて、前述のとおり、既にわが国の無償案件で実施した Mondul Kiri 州地方電化プロジェクトのグリッドに近く、開発地点周辺がベトナムからの送電線で十分な電力の供給を受けられる見通しがあることから、相対的には地方電化の効果は低いと考えられる。

Ratana Kiri 州の Micro 水力地点はすべて、既存グリッドの拡張を通じた形での、もしくは新たなミニグリッドの開発によって地方電化に貢献できる可能性が高いと考えられる。但し、Bay Srok を除く Ratana Kiri 州での Micro 水力の開発にあたっては、Stung Treng ~ Banlung 間の送電線建設が、その地方電化プロジェクトとしての意義に大きく影響するため、計画の有無など進捗具合を慎重に見極める必要がある。

表 3-33 Evaluation of Micro HP potential sites

No.	Project Name	Benefit of Residents		Type of Contribution to Rural		Environment*	Info.
		Nos. of HH	Supply ability	Grid Ext.	Mini-Grid		
(Mondul Kiri Province)							
5	Prek So Long Lower	347	× Too Short	Δ		BD(Seima)	
6	Prek Te	894	O Enough	Δ		WS (Phnom Prich)	
10	O Long Mang	173	O Enough		O	F (Mondul Kiri)	
14	Prek Dak Deurr	---	---	Δ		BD(Seima)	
15	Prek Dak Deurr D/S	1,340	× Too Short	Δ		BD(Seima)	
36	Prek Dak Deurr (MIME)	---	---	Δ			
16	Bu Sra	1,061	× Too Short	Δ		X (Mondul Kiri) Fall	
17	O Phlai (JICA)	553	Δ A Little	Δ		X (Mondul Kiri)	
39	O Yong Ngol	372	Δ A Little	Δ			
(Ratanak Kiri Province)							
21	O Kachan	108	O Enough	O			EDC is trying with CLV budget Bridge funded by ADB was installed for sightseeing
22	O Katieng	321	O Enough	O			
23	O Katieng (D/S)	3,122	O Enough	O			
24	Ta Ang	116	× Too Short	O			
29	O Chum I	330	O Enough	O			
40	O Chum III	530	× Too Short	O			
30	Bay Srok	459	O Enough		O		

(g) まとめ

以上で収集した情報は、現地調査等によりさらに精査していく必要があるが、現段階で最も地方電化の効果が大きいと考えられるのは、2020年には系統拡張範囲内にはない Bay Srok 地点である。この地点は、MP2006で電化対象であった村落が宝石発掘のための村（CDM2010のリストにも存在しない）であり、その宝石発掘が終わった後に衰退する可能性を考慮して検討対象から外されていた。しかし、SREP2011では、対象村落がMP2006とは異なり CDM2010のリストに存在する村が対象となっていることから、ここでは地方電化プロジェクトとして相対的に有望であると評価した。

Mondul Kiri 州小水力地方電化プロジェクトでは、当初想定していた世帯数は約 1,200 世帯であったが、契約者は運転開始後も増加し、現在では 1400 世帯を超えている。Bay Srok 地点の電化世帯が 500 程度であることから、同程度の地方電化を行うためには、Mondul Kiri 州地方電化プロジェクトと同様に複数の Micro 水力地点を同時開発する方法が考えられる。この他の Ratanak Kiri 州の地点は、Bay Srok 地点の位置と極端には離れていないため、いずれかの地点と組み合わせれば地方電化として効果を高めることができると考えられる。但し、地点の選定には更なる調査が必要である。現段階では、2010年にカンボジアサイドより無償案件として要請が挙がっている O'Chum Hydropower Redevelopment Project (図 3-24 参照。EDC が現在運転中の O'Chum II 水力発電所のリハビリと新規開発となる O'Chum I 地点などを合わせた開発。O'Chum I も含めた最適再開発の検討が含まれる。)と統合すると、相乗効果が期待でき、カンボジア側にとって最も合理的かつ効果的な地方電化が可能になると思われる。

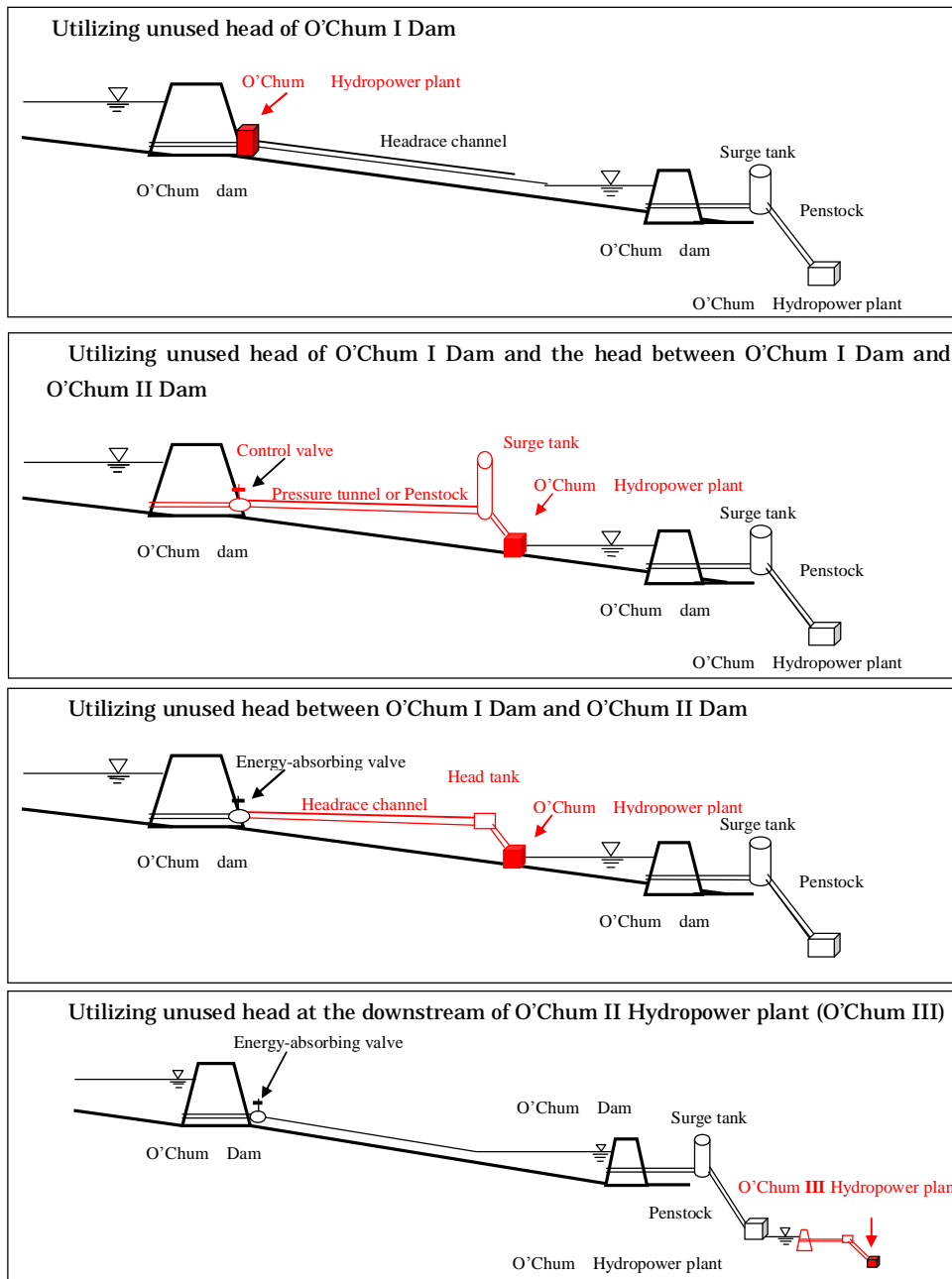


図 3-24 Rehabilitation Plans of O'Chum site

3.4.2 農業用水路を利用した水力ポテンシャル

ここでは、カンボジアの農業水路における小水力の可能性を調査するため、Tonle Sap湖の西部地域とプノンペン周辺の地域におけるポテンシャル地点について調査した。

検討対象地点は、事前に収集した情報と、わが国の支援によって実施された“Kandal Province Irrigation Facilities”と“Kandal Stueng Irrigation Facilities”（双方ともにPhnom Penh近郊）や実施中である“Tonle Sap Western Basin Irrigation Facilities Rehabilitation Project”の情報を中心に、REFやMOWRAMへのインタビューにより得られた情報も加味して選定した。現地調査を行い、現地でも新たな地点の確認を行った。

(1) 事前の地点情報収集結果

REFとMOWRAMからの情報提供に基づき、Tonle Sap Lakeの西部とPhnom Penh周辺における灌漑設備において、ポテンシャルサイトとなりそうな未利用の水面差の情報を収集した。収集した情報を表 3-34に示す。

表 3-34 Unexploited head in Irrigation System near Phnom Penh and in the west of Tonle Sap Lake

No.	Project Name	Source	Province	Irrigation	Category
1	Koun Sat	1)	Kampot		Out of study
2	Bos S'am	REF interview	Pilin		West of Tonle Sap Lake
3	Kamping Puoi	1)	Battambang		West of Tonle Sap Lake
4	Moung Russei weir	3)	Battambang		West of Tonle Sap Lake
5	Ream Kon gate	3)	Battambang	Ream Kon	West of Tonle Sap Lake
6	Por gate	3)	Battambang	Por	West of Tonle Sap Lake
7	Basak Reservoir	4)	Battambang		West of Tonle Sap Lake
8	Basak	1)	Battambang		West of Tonle Sap Lake
9	Bovel	MOWRAM interview	Battambang		West of Tonle Sap Lake
10	Kong Hot	MOWRAM interview	Battambang		West of Tonle Sap Lake
11	Stung Koe	MOWRAM interview	Battambang		West of Tonle Sap Lake
12	Wat Tre irrigation weir	3)	Pursat		West of Tonle Sap Lake
13	Damnak Ampil dam	3)	Pursat		West of Tonle Sap Lake
14	Presak Chik	1)	Pursat		West of Tonle Sap Lake
15	Bamnak	1)	Pursat		West of Tonle Sap Lake
16	Steung Moung No.1	1)	Pursat		West of Tonle Sap Lake
17	Steueng Boribour	1)	Unknown		West of Tonle Sap Lake
18	Lum Hach Weir	3)	Kampong Chhnang	Lum Hach	West of Tonle Sap Lake
19	Lpeak	1)	Kampong Cham		West of Tonle Sap Lake
20	Prek Pol Gate	1)	Kandal		Near Phnum Penh
21	Prek Yourn Gate	1)	Kandal		Near Phnum Penh
22	Prek Chrey Gate	1)	Kandal		Near Phnum Penh
23	Koki Thom	1)	Kandal		Near Phnum Penh
24	Samrong Thom	1)	Kandal		Near Phnum Penh
25	Prek Kampong Phnom	1)	Kandal		Near Phnum Penh
26	7th January Weir	1)	Kandal		Near Phnum Penh
27	Tuk Thla Regulating	1)	Kandal		Near Phnum Penh
28	Deum Russ Regulator	1)	Kandal		Near Phnum Penh
29	Roleng Chery Gate	MOWRAM interview	Kampong Spue		Near Phnum Penh
30	Stung Chinit	MOWRAM interview	Kampong Tom		Near Phnum Penh
31	Stung Tas Sal 25-2	MOWRAM interview	Kandal		Near Phnum Penh
32	Batheay Irrigation 25-1	4)			Near Phnum Penh
33	Tamouk Reservoir 34-3	4)			Near Phnum Penh

Source: 1) Basic Survey to Support and Establishment of a New Master Plan on Renewable Energy Utilization in Kingdom of Cambodia, NEDO, 2005

2) Rehabilitation of the Kandal Stung Irrigation System in the Lower Prek Thnot Basin, JICA, 2004

3) The Basic Design Study on the Project for the Improvement of the Facilities of the Colmatage Systems in Kandal Province along the Mekong River, JICA, 1998

4) Irrigation Development in Cambodia, Status as of March 2011, MORAM (Supported by JICA), 2011

(2) ポテンシャルサイト

33箇所のポテンシャルサイトのうち、位置を特定できた10箇所を現地調査地点として選定し、現地確認を実施した。現地調査等を踏まえた小水力ポテンシャルの総括表を表 3-35に示し、個別地点の詳細な調査票をAppendix 2に示す。表 3-35では、乾季も運転する前提で暫定的に算出した

最大出力を示した。調査地点は20地点（最大出力合計390kW）であり、このうち最大出力が10kW以上となったのは8地点（13～180kW）である。

調査地点の主な特徴を次に示す。

- ✓ 調査地点の位置はダム地点か灌漑水路の途中に位置していた。
- ✓ また、調査時点が乾季の初期段階であったことから、貯水池の水位は高めとなっており、水路内を流れる流量は小さめとなっていると想定される。
- ✓ 乾季の流量が非常に小さくなる可能性があるため、ポテンシャルを確認するためには詳細な流量調査が必要である。
- ✓ 調査した地点の周辺地域は電化されていなかったことから、今回調査した地点が開発されることにより電化が促されると想定される。

参考として候補地点の検討で使用可能な水車発電機選定図を図 3-25に示す。この中では や などが日本で独自性のあるものである。 の水車の実施例や選定図には記載のない日本独自の水車について図 3-26に示す。これらのいずれもが、今回調査した地点で採用可能である。

表 3-35 Micro Hydropower Potential in Irrigation Systems

No.	Name	Condition / Donnor etc.	Province	Region	Info source ^{*0}	Dimension				Survey result		
						CA	Q	He	P	Location		Survey date
						km ²	m ³ /s	m	kW	X	Y	
1	Wat Tre irrigation weir	Weir Broken	Pursat	West Tontle Sap	JICA Survey 2009		0.03 ^{*1}	1.8 ^{*a}	0.4	362433	1397105	Nov-2011
2	Moung Russei head works	Broken	Battambang		JICA Survey 2009		0.03 ^{*1}	3.5	0.0	332800	1413160	Nov-2011
3	Ream Kon irrigation gate	Broken	Battambang		JICA Survey 2009		2.86 ^{*2}	1.5	30.0	332700	1414155	Nov-2011
4	Po Intake	Broken	Battambang		JICA Survey 2009		2.74 ^{*2}	2.7	58.0	332019	1412909	Nov-2011
5	Damnak Anpil Weir	Usable MOWRAM 2006	Pursat		JICA Survey 2009 / MOWRAM 2011	4,480 ^{*0}	5.60 ^{*2}	4.0	180.0	370423	1380719	Nov-2011
6	Wat Loung Weir	-	Kampong Chhnang		JICA Survey 2009				-	-	-	-
7	Bos S'am Irrigation Weir	Usable New weir	Pailin		REF 2011		2.03 ^{*1}	2.5	39.8	239846	1434394	Nov-2011
8	Kamping Puoy Dam	Usable Gate old	Battambang		NEDO		0.37 ^{*1}	4.5	13.1	281093	1446241	Nov-2011
9	Basak reservir 27-1	Usable JPN 2010	Battambang		NEDO / MOWRAM 2011	598 ^{*0}	0.77 ^{*2}	5.9	35.6	318080	1389957	Nov-2011
10	Moung Russei irrigation gate 1	Usable	Battambang		New		0.03	0.8	0.2	334558	1396349	Nov-2011
11	Moung Russei irrigation gate 2	Usable	Battambang		New		0.03	0.9	0.2	331379	1396984	Nov-2011
12	Moung Russei irrigation gate 3	Usable	Battambang		New		0.03	1.8	0.4	328453	1397589	Nov-2011
13	Moung Russei irrigation gate 4-1	Usable	Battambang		New		0.00	0.0	0.0	325383	1398377	Nov-2011
14	Moung Russei irrigation gate 4-2	Usable	Battambang		New		0.73	2.9	16.6	325458	1398375	Nov-2011
15	Moung Russei irrigation gate 4-3	Usable	Battambang		New		0.03	0.9	0.2	325475	1398181	Nov-2011
16	Moung Russei irrigation gate 4-4	Gate removed	Battambang		New		0.03	0.1	0.0	325399	1398222	Nov-2011
17	Moung Russei irrigation gate 5	Usable	Battambang		New		4.00	0.5	15.7	324988	1398218	Nov-2011
18	Kandar Stung 34-1 - 7th January	Usable JPN 2007	Kanral	Near Phmm Penh	JICA2004		-	7.0	-	377287	1411675	Jan-2012
19	Kandar Stung 34-1 -Tuk Thla	Usable JPN 2007	Kanral		JICA2004		-	6.0	-	377295	1412012	Jan-2012
20	Kandar Stung 34-1 - Deum Russ Regulator	Usable JPN 2007	Kanral		JICA2004		-	2.0	-	377253	1411289	Jan-2012
21	Kandar Stung 34-1 - 7th January	Usable JPN 2007	Kanral		JICA2004		-	0.0	-	377271	1411365	Jan-2012
	--Potential Sites--											
22	Batheay Irrigation 25-1	KR 2010			MOWRAM 2011							
23	Stung Tas Sal 25-2	IND Under porep.	Kampang Spue		MOWRAM 2011	495 ^{*0}	9.00 ^{*3}	13.6	750.0	398271	1289862	-
24	Tamouk Reservoir 34-3	KR 2004			MOWRAM 2011							
	Total				Total				1,140.2			

*0 JICA Survey 2009: Master Plan of Rehabilitation of Irrigation and Drainage System, JICA, 2009

JICA 2004: Rehabilitation of the Kandar Stung Irrigation System in the Lower Prek Thnot Basin, JICA, 2004

REF 2011: Interview with REF, November 2011

NEDO: Renewable Energy Master Plan Study, 2004

MOWRAM 2011: Interview with MOWRAM, November and December 2011

New: Found during the site survey

*1 River flow rate estimated in the site survey of the JICA Team in December x (100% / 30%) from November 2011 to January 2012.

*2 Maximum Design flow of irrigation canal shown in existing report.

*3 Design Engineering Report STUNG TASCAL DAM PROJECT, WAPCOS, 2008

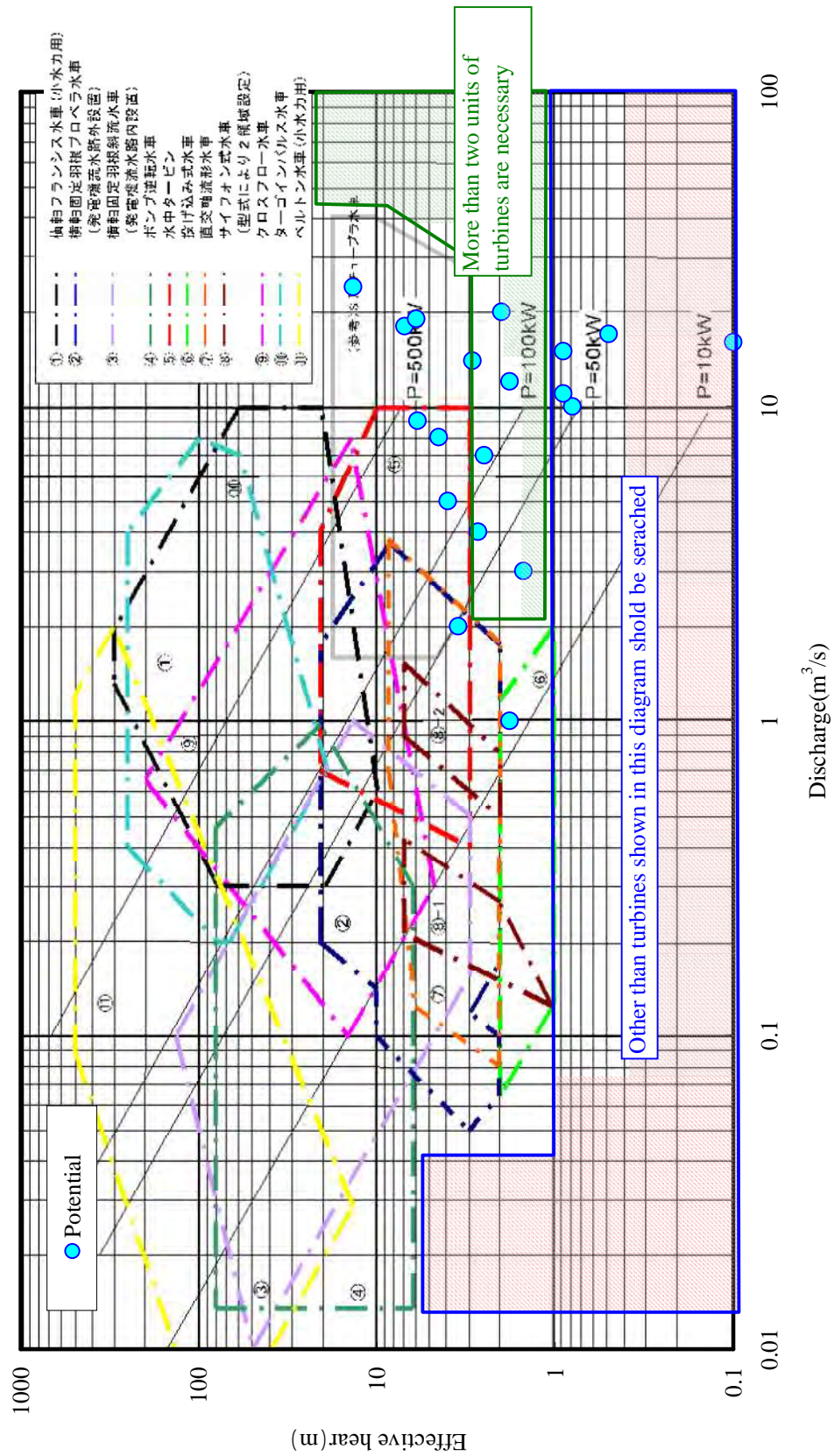


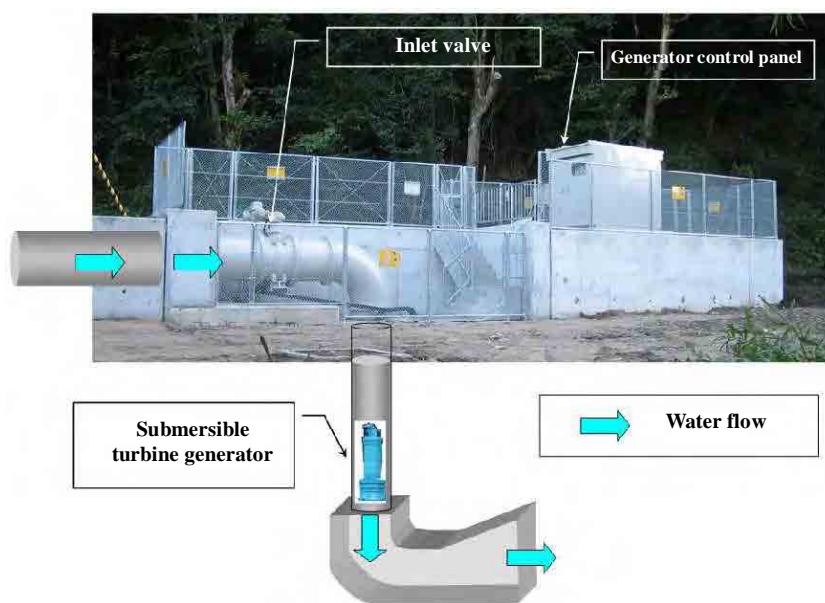
図 3-25 Selection Sheet of water turbine



Ring turbine
(Tsuyama Municipal Water Department unit)



Pump reverse running turbine
(Kawasaki Plant Systems experimental)



Submersible Turbine (Chugoku EPCO)

図 3-26 Examples of Unique Micro Hydropower Generators in Japan

(3) 開発候補者

農業用水路を利用した水力発電プロジェクトでは、電力セクターと農業セクターの両セクターが開発主体になる可能性を持っている。農業用水路は地方部の生活の基盤を支える重要な設備であることから、灌漑が特殊な団体やコミュニティによって管理されている場合、これらも維持・運用主体になり得る。

MIMEやMOWRAM等からのインタビューにより得られた、既存の農業用水路における水力発電プロジェクトの運用主体の候補を表 3-36に示す。

表 3-36 Main Groups operating Hydropower in Irrigation Systems

Name	Explanation
Electricité du Cambodge (EDC)	A wholly state-owned limited liability company to generate, transmit and distribute electric power throughout Cambodia. EDC is a juridical organization with administrative, financial and managerial authority. EDC is responsible for its profit and losses and liable for its debts to the extent of the value of its assets.
Rural Electricity Enterprise (REE)	REE is a private group and supplies rural villages with basic electricity services.
Farmer Water Users Committee(FWUC)	FWUC manages the using water in irrigation systems and to operate and maintain the irrigation systems. Water users in the irrigation system are obligated to pay Irrigation Service Fee (ISF).
Private company	It means IPP

また、事前調査、現地調査およびインタビューを通じて次の情報が得られた。

- ✓ MIMEと灌漑関係官庁との間で2000年にダムの開発における監督分掌に関するアグリーメントがサインされたとされている。これに示される分掌は次のとおり；

- a) 発電単独の目的のダムの開発：MIME
- b) 多目的ダムの開発：MOWRAM

但し、MOWRAMは水力開発を行った経験を現在までのところ持っていない。前述した韓国のローンによる2箇所のMicro水力がMOWRAMにとって初めての案件となる。

- ✓ 現地調査を行った地点は、既存のグリッドからの離隔距離が最大でも20km程度であるため、REEとしては、水力開発ほど大きな初期投資がない、例えばグリッドからの接続・配電プロジェクトに魅力を感じる可能性が高い。

これらを総合的に勘案すると開発候補者は、以下ようになる。

- 1) 現在のところ最も可能性の高いのは、現在も3箇所の小水力発電所を運用しているEDCである。
- 2) 農業水利委員会 (Farmer Water Users Committee: FWUC) もREEとして水力開発・運用主体となりうる。韓国のローンによる2地点がどの仮にFWUCにより運用され、またその運用結果がどのようになるのかによって、将来FWUCがREEとして農業用水路を利用した水力発電所の開発・運用主体として機能できるかどうか明らかになってくると推察される。

3.4.3 カンボジアにおける小水力開発の実現に向けた課題

(1) 再生可能エネルギー（小水力）を利用した地方電化

2011年11月には地方電化に関する具体的な戦略や計画（SPDRE）が鉱工業エネルギー省令（PRAKAS）として策定された。このベースとなった検討（SREP2011）にはMicro水力による地方電化も具体的な地点や時期が提案されている。しかしながら、SPDRE そのものには、具体的な小

水力地点計画の開発順位や方法については明示されていない。また、この SPDRE は発効したばかりであるため、Micro 水力による地方電化の実施主体である MIME も具体的な開発優先順位を明示できていない。

具体的にどのような順位でこの Micro 水力を行っていくのが、まずカンボジア側によって整理される必要がある。

この計画に照らして、具体的地点のより詳細な評価を再度実施する必要がある。

本調査では、この MP2006 からの地方電化を取り巻く状況の変化と最新の村落データを収集し、グリッドの現状と拡張計画を踏まえた検討を行った結果、Ratana Kiri 州に位置する Micro 水力地点が地方電化の効果が高いと評価した。また、SREP2011 でもミニグリッドとして開発が提案されている Bay Srok 地点が最も良い評価となった。但し、その他の地点もグリッド拡張を通じて地方電化に貢献できる可能性は十分にあるほか、グリッド拡張計画の実現度によってはミニグリッドとしてこの地点と同じ程度以上の効果が期待できる可能性も残っている。現段階では、Bay Srok 地点を含む Banlung 周辺の複数地点の開発可能性について、プロジェクト実施の妥当性と貢献度の二つの側面からさらに詳細な評価を行ない、この結果に基づいて場合によっては候補地点の入れ替えを行う必要がある可能性がある。具体的に今後必要な調査事項は次のとおりである。

SPDREに基づいたカンボジア側の小水力の開発計画と当該開発計画との整合性に関する調査

EDCのグリッド拡張計画の実現度と整合した位置付けの再整理

電化対象地域の特定と社会・経済状況の調査

電化対象地域の電力需給の詳細に関する調査

関連インフラの整備状況と水文データを考慮した発電計画・電化計画の策定

住民の電化に対する意識調査とこれに基づいた電気料金計画の策定

プロジェクトの運営・維持管理の体制・方法に関するMIME、REFおよびEDCとの協議

自然・社会環境への影響面の調査

プロジェクトおよび協力対象事業の概算事業費

(2) 農業用水路を利用した水力ポテンシャル

カンボジアは農業の発展を主要な政策課題に挙げており、これまでもこれからも灌漑プロジェクトが継続的に行われていくことになる。灌漑プロジェクトではダムを設置することが多いが、ダムはグリッド範囲から離れた地域に設置されることが多い。このため、ダムの水量調整ゲート等の動力源としてダムや農業用水路に付属した水力発電所は有用である（現状ではディーゼル発電機や手動）。しかし、カンボジアでは、このような水力発電所はわずかに2地点で、しかも建設中という状態である。発電を洪水調整や農業用利水管理と同じようなレベルとした多目的開発を行っていくためには、これら2つのMicro水力発電所の運用結果を踏まえ、これら2地点よりさらに複雑な利水の調整が必要であると考えられる。農業用水路に水力発電所を設置すると、複数の水利用目的が共通の設備を利用することになることから、まず、開発主体となる省庁だけでなく、水利用の優先順位やダム開発の分担金などに関する法令、規則、基準などをまず国レベルで整備していく必要がある。

(3) 小水力発電所の管理体制

Kampong Cham 州の Toeuk Char 水力発電所は 2004 年に NEDO の実証研究として設置されたもので、本来の位置づけは太陽光発電等分散配置型システム実証研究（太陽光 + 小水力）であったものの、実質的にはカンボジアで最初の、灌漑水路における小水力による地方電化プロジェクトであった。しかし、運転後まもなくの 2005 年以降、電力供給を中止した状態となっている。

この中止の主な理由は次のとおりカンボジア側から報告されている。

蓄電池充放電装置の故障

（マスター側：2005/5/28，スレーブ側：2005/10/6 故障発生）

蓄電池充放電装置の故障による蓄電池電圧の低下

（制御電源が無くなる為、小水力発電所の運転が不可）

オペレータの給料が支払われない（2005/12 以降）

電気料金の値上げ（2005/10/1）により需要家の不満があり料金徴収ができない。

通常、の電気料金に関する係争があった場合には、EAC が紛争解決にあたるが、住民参加型事業運営管理方法による需要家住民代表から選出された電気事業者である Local Management Board が電気事業者としてのライセンスを EAC より取得していなかったため、解決ができなかった。

一方で、2008 年より運転を開始した Mondul Kiri 州小水力地方電化プロジェクトでは、EDC（開発当初は Electricity Unit of Mondul Kiri Province (EUMP)）は、本プロジェクト開始以降、24 時間安定的に対象地域に電力を供給している。対象地域においては、契約世帯数が順調に増加しており、2011 年 12 月末の時点で 1,463 戸と対想定値で 140% 以上の世帯が電力を購入している。

表 3-37 Number of Electrified Households and Electrified Ratio in the Area where Electricity is Supplied by Mondul Kiri Rural Electrification Project

	基本設計 (BD) 時の想定値*1			実績*2			
	全世帯数(戸)	電化世帯数(戸)	電化率	全世帯数(戸) ¹	電化世帯数(戸)	電化率	備考
電力供給開始前	1,264	448	35%	(同左)			2004 年 12 月 BD 調査時
(同上)				1,560	465	30%	2008 年 9 月電化開始時調査
電力供給 1 年後	1,327	928	70%	1,645	1,180	72%	2009 年 11 月末：電力供給 1 年後
電力供給 2 年後	1,383	996	72%	1,710	1,275	75%	2010 年 8 月末：電力供給 1 年 10 ヶ月後
電力供給 3 年後	1,410	1,043	74%		1,463		2011 年 12 月末：電力供給 3 年 1 ヶ月後

* 但し、電力供給開始前のデータについては、現地調査により確認された数値である。

前述のプロジェクトとこのプロジェクトが異なる点は、十分な事前調査と調整に基づき需要家

のニーズを満足しつつ実施主体が適正な利益を上げられる体制が取られていること、事業主体である EUMP の人材育成からプロジェクトを取り巻く環境まで含めて考慮されていることにあると推察される。実際の取り組み内容は次のとおりである。

適切な料金設定と料金設定方針の堅持

- ✓ 電気料金は住民に受け入れられるレベルであること
- ✓ 当該国の状況に適した料金設定であること
- ✓ 適切な維持運営に関する経費（大規模修繕に備えるためのオーバーホール基金及び湯水対策準備金など）を電気料金に含むこと 等

人材育成

- ✓ 建設中のみならず運用時期までも含めた人材育成
- ✓ 日本人専門家がより長期に渡って対応できる状態の構築など

維持・運用に関わる人材の配置

- ✓ 電気や電気事業に関する基礎知識等よりも、採用後に真摯に取り組める人材の配置

実施主体の方向性との合致

- ✓ 実施主体の方向性と合致したプロジェクトであること

よって、適正な運用が行われれば、地方電化プロジェクトでは、Mondul Kiri 州小水力地方電化プロジェクトと同様の以下の効果が期待される。

世帯電化率の向上と電力の安定的な供給

雇用機会の創出

対象地域の経済の活性化，特に観光産業の発展（Mondul Kiri 州小水力地方電化プロジェクトでは，プロジェクトによる電化と，国道 76 号線の改修によりアクセスが改善されたことが相俟って，Sen Monorom への移住者が急増しているほか観光客も増加しており，それに伴ってゲストハウスなどの観光施設の増加）

電化村落の雰囲気醸造

人材育成（送配電技術者，カンボジアで不足する系統技術者と水力技術者）

エネルギーセキュリティへの寄与

少数民族の生活レベル向上

森林伐採の抑制効果

3.5 電気料金

(1) 電気料金の構造

電気料金を構成する大部分は、燃料費を含めた発電コストである。2010年におけるカンボジアでの発電量の約93%はディーゼル/重油による発電であり、原油価格の変動に大きく発電コストが影響を受ける。よって、EACは、燃料費調整制度を導入している。この制度を用いることで通常電気料金の改定に必要な公聴会の開催が必要なくなる。

プノンペン系統における商業、工業および政府予算で支払う需要家は、EDCがIPPから買い取った電力の前月平均に一定料金が上乗せされて請求される。2007年から2010年の実績に加えてWTI (West Texas Intermediate) の推移を表3-38および図3-27に示す。2009年まではほぼWTIに従って電気料金が増加しているが、2010年は安価なベトナムからの購入量が増えたこともあって燃料費の変動に対して鈍くなってきている。

表 3-38 Tariff of EDC for Phnom Penh and Kandal Province and Provincial Town of Kampong Speu for Commercial, Industrial and Government budget Consumers and WTI from 2007 to 2010

Category of Consumers	2007											
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Small	16.93	16.64	17.02	17.47	18.06	18.40	18.59	18.48	18.73	19.11	19.63	21.12
Medium	16.13	15.84	16.22	16.67	17.26	17.60	17.79	17.68	17.93	18.31	18.83	20.32
Big	15.73	15.44	15.82	16.27	16.86	17.20	17.39	17.28	17.53	17.91	18.43	19.92
MV	15.33	15.04	15.42	15.87	16.46	16.80	16.99	16.88	17.13	17.51	18.03	19.52
WTI	54.24	59.25	60.60	63.94	63.45	67.49	74.14	72.38	79.91	85.90	94.76	91.36

Category of Consumers	2008											
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Small	22.06	22.10	22.03	22.50	23.38	24.58	25.97	27.32	26.60	24.77	21.69	18.09
Medium	21.26	21.30	21.23	21.70	22.58	23.78	25.17	26.52	25.80	23.97	20.89	17.29
Big	20.86	20.90	20.83	21.30	22.18	23.38	24.77	26.12	25.40	23.57	20.49	16.89
MV	20.46	20.50	20.43	20.90	21.78	22.98	24.37	25.72	25.00	23.17	20.09	16.49
WTI	92.98	95.38	105.47	112.62	125.37	133.93	133.38	116.64	103.94	76.61	57.29	41.44

Category of Consumers	2009											
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Small	16.41	17.16	17.28	17.35	18.36	19.49	19.75	20.51	21.45	21.23	21.91	22.99
Medium	15.61	16.36	16.48	16.55	17.56	18.69	18.95	19.71	20.65	20.43	21.11	22.19
Big	15.21	15.96	16.08	16.15	17.16	18.29	18.55	19.31	20.25	20.03	20.71	21.79
MV	14.81	15.56	15.68	15.75	16.76	17.89	18.15	18.91	19.85	19.63	20.31	21.39
WTI	41.74	39.15	47.98	49.81	59.12	69.58	64.14	71.06	69.44	75.77	78.00	74.49

Category of Consumers	2010											
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Small	22.99	20.26	20.05	19.90	20.21	19.92	19.57	19.21	19.32	19.25	19.50	19.68
Medium	22.19	19.46	19.25	19.10	19.41	19.12	18.77	18.41	18.52	18.45	18.70	18.88
Big	21.79	19.06	18.85	18.70	19.01	18.72	18.37	18.01	18.12	18.05	18.30	18.48
MV	21.39	18.66	18.45	18.30	18.61	18.32	17.97	17.61	17.72	17.65	17.90	18.08
WTI	78.36	76.42	81.26	84.47	73.74	75.35	76.35	76.60	75.29	81.90	84.23	89.15

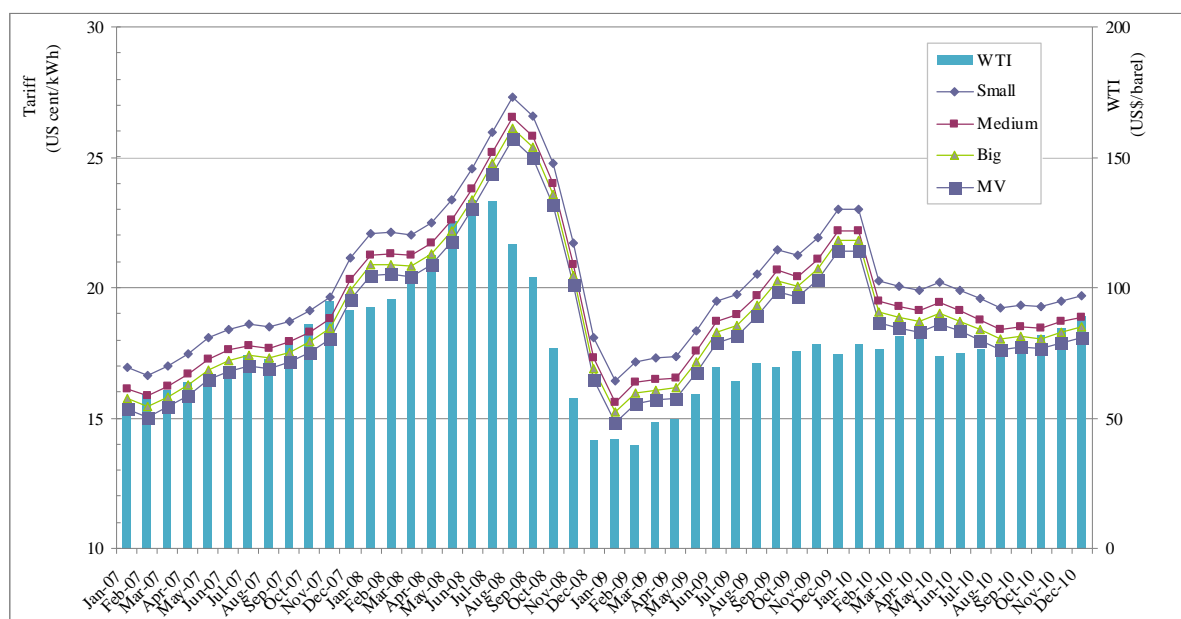


図 3-27 Procedure of Tariff of EDC for Phnom Penh and Kandal Province and Provincial Town of Kampong Speu for Commercial, Industrial and Government budget Consumers and WTI from 2007 to 2010

(2) 電源構成の変化などによる電力購入費の見込み

図 3-27 にあるとおり，電源構成（電力購入先）が変わることで発電コストが大きく変わる。そこで，表 3-8 の NGD の電力量需要に対して今後計画されている電源開発（但し表 2-38(p.2-87)に記載されている電源のみ）を考慮した電力購入費の想定を行なった。想定結果を図 3-28 に示す。2010 年～2012 年は EDC の電力購入計画を参考にし，2013 年以降は安価な水力発電を最大限に生かすように想定している。なお，ベトナム，タイからの輸入電力および重油，石炭などの燃料価格は年 5% 増で想定している。

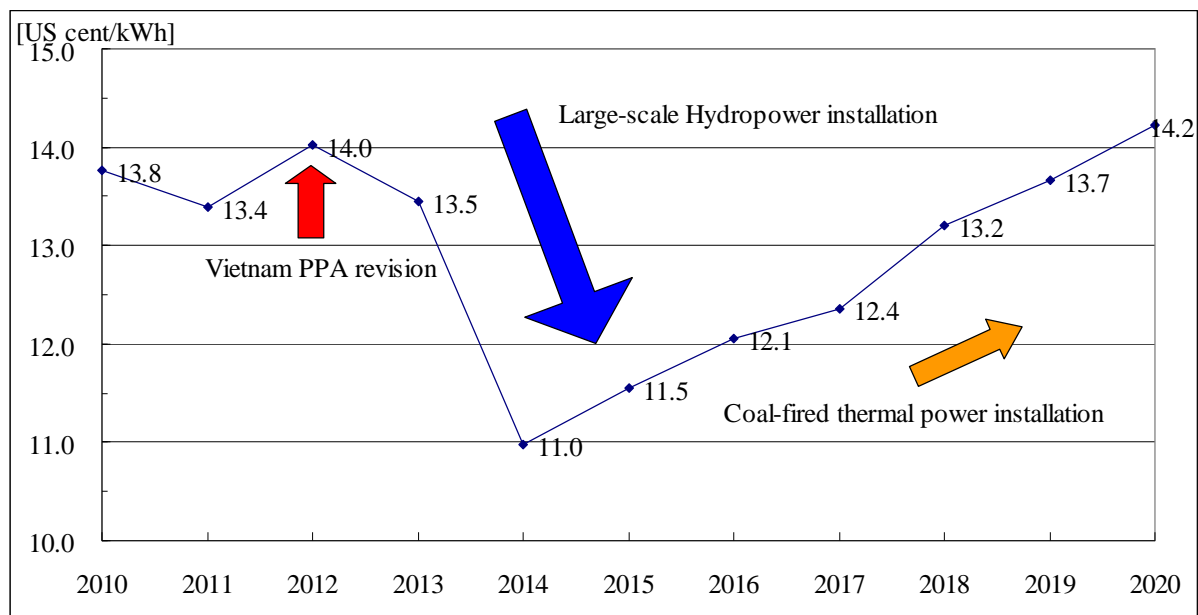


図 3-28 Energy Purchase Cost Forecast

2012 年は、購入電力量で最も大きい部分を占めるベトナムから電気の PPA が改定になることで約 30% 値上げになるため大きな購入価格上昇要因があるが、Kamchay 水力発電所と Kirirom III 水力発電所が運開することで上昇分の圧縮がされている。2013 年以降順次大規模水力発電所が運転開始することで、2014 年まで購入価格は下がる見込みである。その後、徐々に上昇しているが、原因は燃料費が徐々に高くなる石炭火力が占める部分が大きくなることと、表 2-39(p.2-87)に記載されているまだ計画段階の水力発電所を今回の想定に入れていないためである。

以上からも分かるように、電力購入費用を下げるためには輸入電力を含めた安価な電源開発を計画的に進めることが重要であることが分かる。

3.6 関連機関の体制・人員・能力及び財務状況など

MIME では、これまで JICA 個別専門家を中心とした技術研修などによる技術移転がなされてきたが、MIME 職員の給料水準の低さから、午前中だけ勤務して午後は副業をしたり、海外での留学研修から帰国した職員が、帰国後に民間事業者転職したりしているとの現状がインタビューで聞き取れた。よって、給与水準の改善、職員へのインセンティブ付与など MIME 職員のモチベーション向上策を考えていく必要がある。

EAC および EDC については、現在のところ、能力は別にしてそれぞれの与えられた役割を遂行するのに必要な人数は揃っているといえる。EAC においては、これから大規模水力発電所の運転開始が控えている中で、水力技術基準で定められたとおりの検査をするだけの人材がいないため、EAC はこれから水力技術者を 1 名雇用するということである。しかし、最初の検査をした後に、今後どのぐらいの人材が必要なのかを見極めた上で、技術者数を増すことが必要と考える。また、EDC においては、送変電設備の予防保全や事故の未然防止の観点からの保守・運用までができる技術者は揃っておらず、どの程度の能力の人材がどれくらい必要なのかを見極める必要がある。

3.7 系統安定・電力品質

電力品質に関する現状は、供給力不足による停電が多く、その解消が急務である。大型電源の運用開始が控えているが、その多くは水力発電所であり、雨季と乾季のあるカンボジアにおいては乾季における供給力確保が大きな課題である。

系統面では、プノンペン系統の増強が大きな課題であり、今後の需要の伸びや事故を考慮すると変圧器の容量制約により停電せざるをえない状況になり、信頼度確保のためにはプノンペン系統の増強が必要となる。詳細は3.2に記載したとおりである。

また、カンボジア国が工場などの誘致を進めていくためには、周波数や電圧など品質の良い電力の供給が必要となるが、現在、周波数の調整は系統容量の大きいベトナムに依存せざるをえない状況にある。将来、タイ、カンボジア、プノンペンが一つに連系すれば全体の系統容量は大きくなり周波数は安定方向に向かうと考えられるが、周波数維持について関係国と協議し、共通の目標値の設定や系統規模に応じた各国の役割等について広域的なルールが必要となってくる。発電機の出力調整に関して、NCCからの出力指令はこれまでどおりすべて電話や無線により行うことになる。現状はカンボジアの系統が小さく、負荷変動も大きくないため、特段の問題は発生していないが、将来、系統規模が拡大し負荷変動が大きくなると、迅速性に欠ける電話ベースでの発電機の出力指令は、周波数維持の観点から問題となると思われ、その対応としてNCCから直接出力操作ができる電源が必要になる。カンボジア国内の電源の大部分を占めるIPPの出力操作をNCCから直接行えるようにすることは現実的でないため、調整用電源としてEDC自前の電源を所有することが必要になってくると思われる。参考に、日本における周波数調整の手法を図3-29に示すが、負荷の周期変動に応じて、発電機出力を制御することにより、基準周波数の維持を図っている。

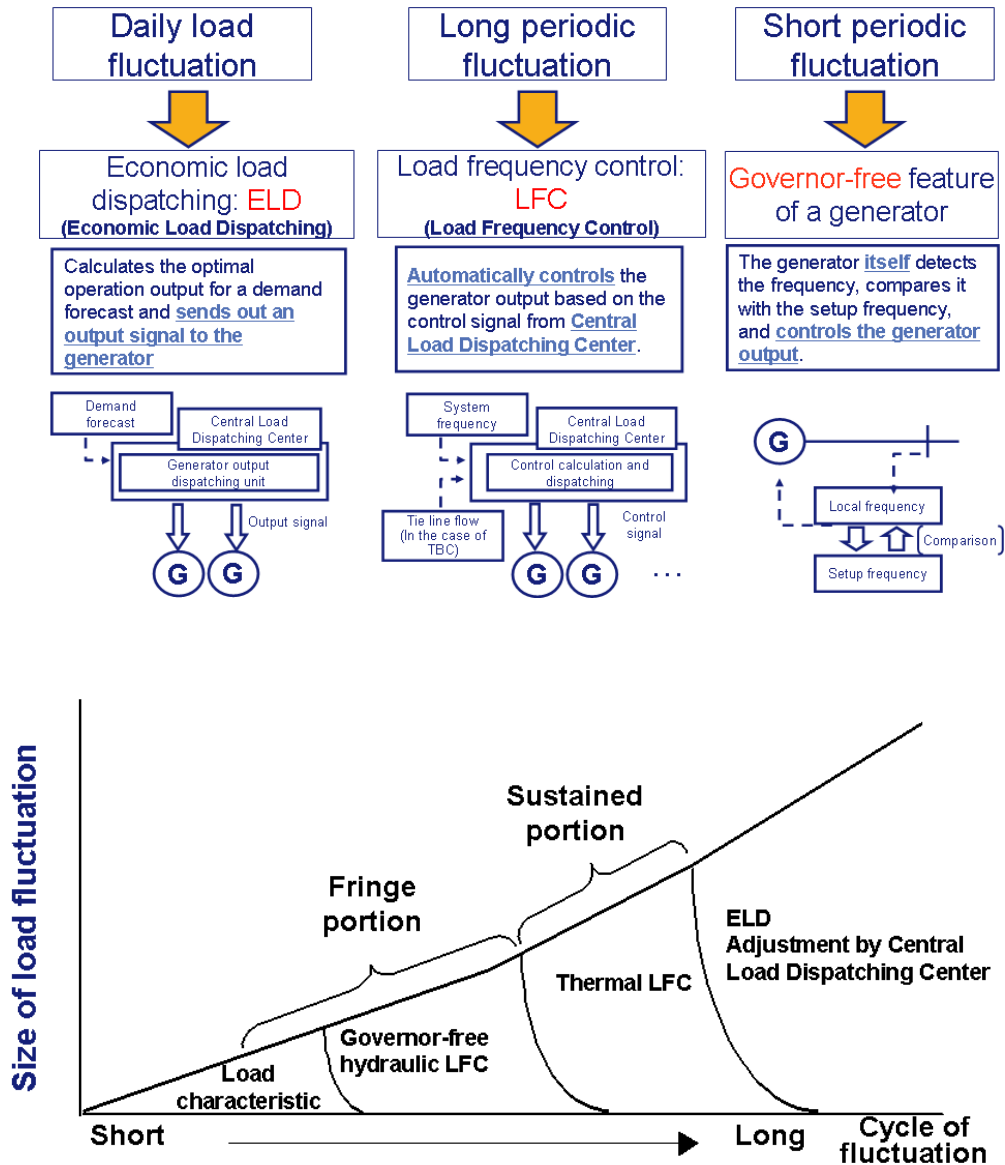


図 3-29 日本における周波数調整のイメージ

3.8 国際連系に関する課題

プノンペン系統では、系統内の発電所の発電量が需要を下回っているため、現状は供給力の多く（4割程度）をベトナムから購入しており、国際連系線が安定供給の要となっている。つまり、ベトナム側から十分な電力が供給されなければ、計画停電を余儀なくされるし、ベトナム側からの電力供給が何らかのトラブルで突然途絶えた場合は、全停電になってしまう可能性が高いといった状況にある。この状況を図 3-30 に示す。今後、送電線が整備され、タイ、カンボジア、ベトナム系統がひとつに連系されれば、供給信頼度は高くなる。広域的に連系することは電力供給や周波数の安定、経済運用の面でメリットはあるものの、一方で図 3-31 のように、ある国での事故が系統全体に波及し大規模な停電を引き起こす可能性もはらんでおり、事故波及を防止するための対策が必要となってくる。

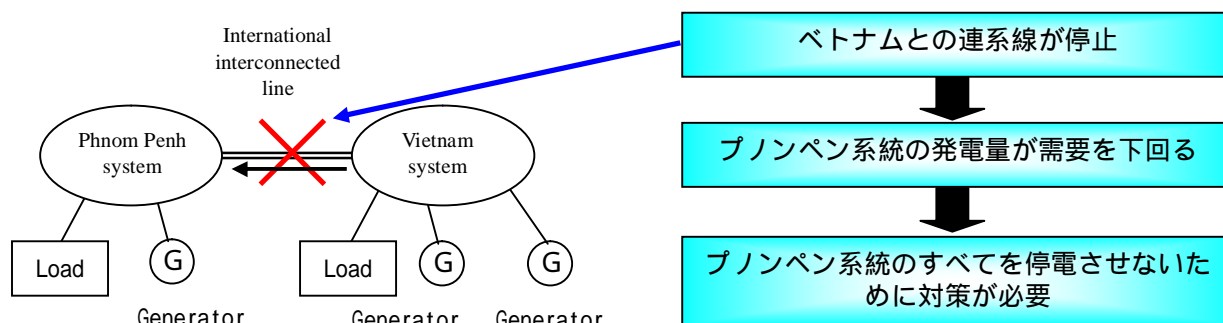


図 3-30 連系線事故の例（現在系統）

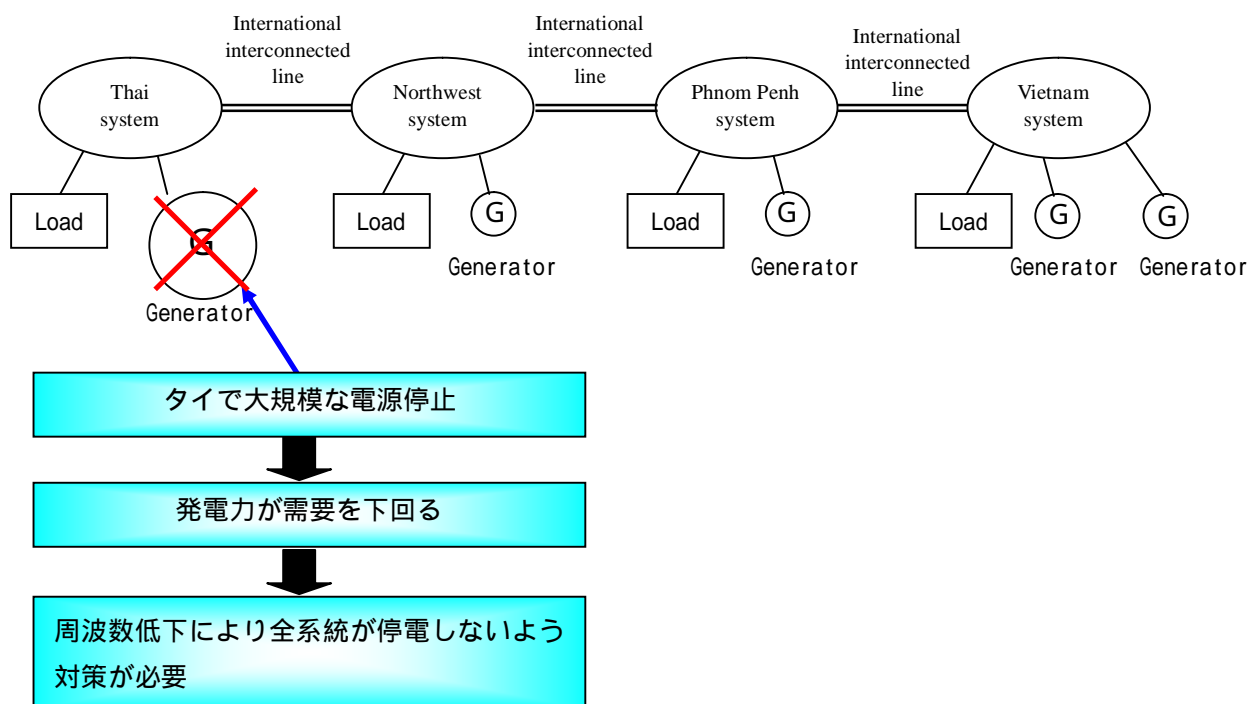


図 3-31 発電機事故の例（将来系統）

国際連系に関わる系統安定面の問題として、現状は、ベトナムからの供給停止に伴うプノンペン系統全停電という大きなリスクを抱えている。実際の導入にあたっては、系統解析等の詳細な検討が必要となるが、これを解決するための案として、SSC による負荷遮断が考えられる。SSC は、事前に系統情報を取り込み、適切な負荷遮断量を演算し、想定する事故（ベトナムとの連系線が停止）が発生したら負荷遮断を直ちに実施することで、周波数の大幅な低下を防止することが可能となる。演算には、潮流値や系統認識など各電気所のオンライン情報が必要となるため、比較的規模の大きなシステムとなる。もう少しシンプルな装置として、連系線の潮流だけを情報として取り込み、連系線のルート断を起動条件に負荷を転送遮断（潮流に応じて整定で遮断量に段階をつける）させる方法や周波数リレーによる負荷遮断も考えられる。

また、将来タイとプノンペン系統の連系がされた場合には、上記リスクはなくなるものの、一方である国での事故が系統全体に波及し大規模な停電を引き起こす可能性もはらんでおり、事故波及を防止するために、周波数、電圧、安定度などの条件を考慮した連系線運用目標値の設定や、周波数が大幅に変動した場合、事故波及による全停電を防ぐために連系分離し、各系統で周波数回復を図るといった対応も必要になってくる。更には、広域的に連系しているメリットをより活かすために電源トラブル等による需給逼迫時には、各国間で相互に融通を行う仕組みを整備することも重要と考えられる。これらの隣国との対等なルール作りのためには、高い系統技術に基づく交渉力を持つことが重要である。

3.9 安定供給及び経済性を考慮した最適発電設備運用の検討

雨季および乾季におけるプノンペン系統の1日の需要カーブと供給力内訳を図 3-32 および図 3-33 に示す。価格の安いベトナムからの輸入をベースに、水力は雨季にはベース、乾季には需要の高い昼間のみ発電とし、残る部分を価格の高い重油等の発電機で供給している。供給力不足による計画停電も恒常的に実施されているといった状況である。乾季における Kirirom I 水力発電所の運転状況を図 3-34 に示す。需要の高い昼間を優先して発電は行われているが、昼休み時間帯など需要が低く計画停電が発生していない時間帯に発電が行われている一方で、計画停電が発生しているにもかかわらず発電されていない時間帯もあり、安定供給の観点から更にかきめ細やかな運転が必要である。特に今後大規模な水力発電所が運用開始される見込みであり、乾季における供給力確保の観点から水力発電所の運用は非常に重要になってくる。

よって、最適発電設備運用を行なうためには、IPP 発電所に対する運転指令を担う NCC の役割が最も重要であるといえる。

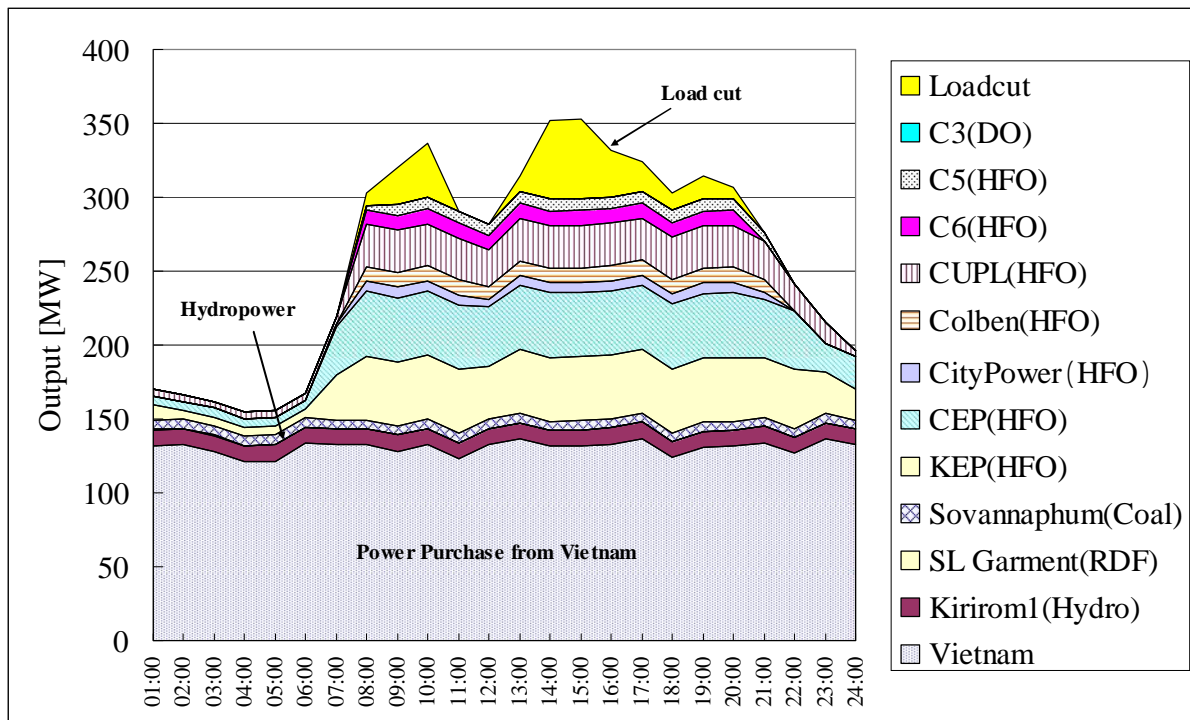


図 3-32 雨季（2011年10月24日）の需要カーブと供給力内訳

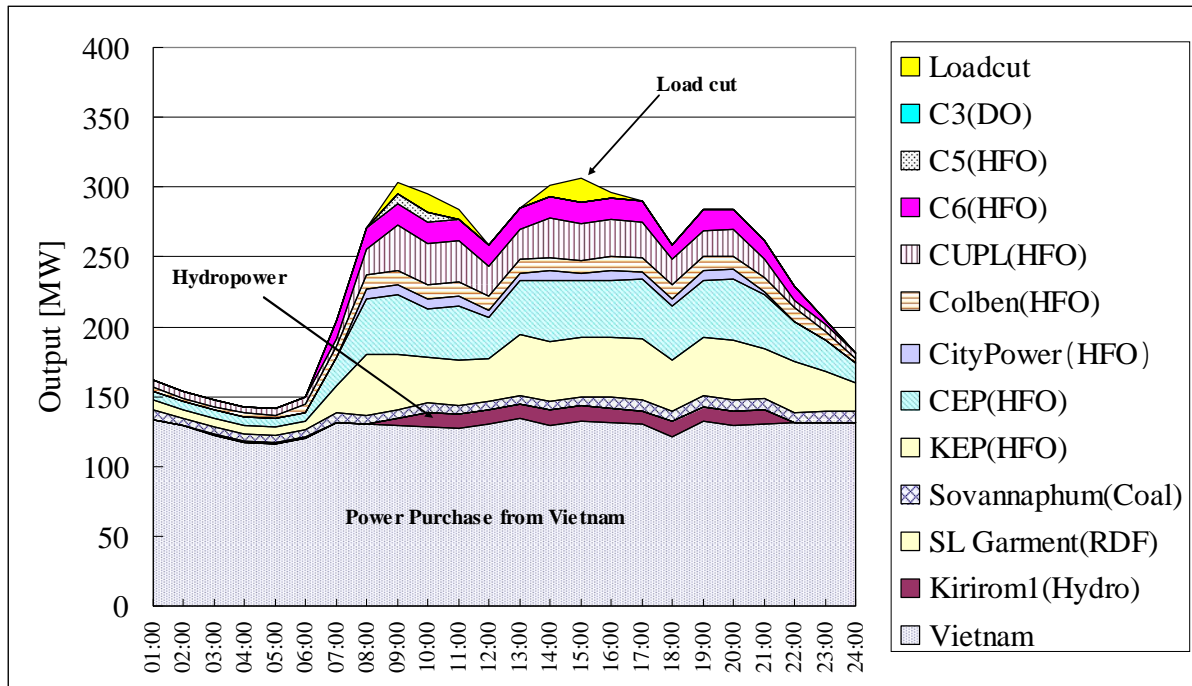


図 3-33 乾季(2011年4月12日)の需要カーブと供給力内訳

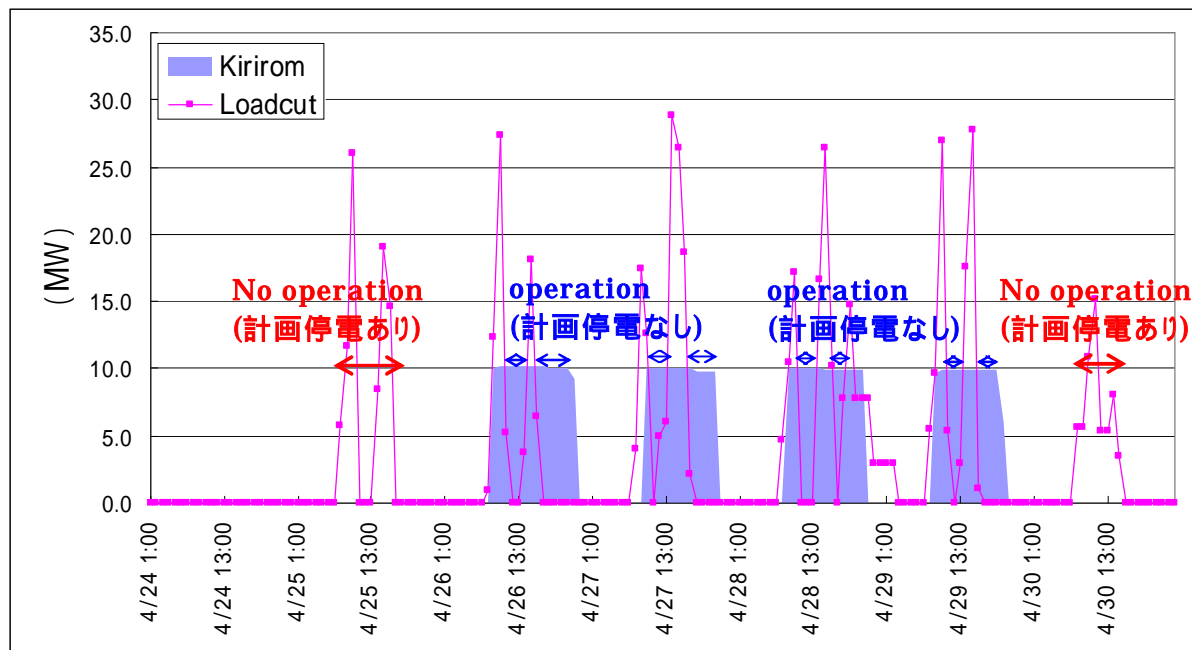


図 3-34 乾季における水力発電所 (Kirirom I) の運転状況

カンボジアにおいては、今後、大型の水力発電所が次々と運用開始し、電源構成に占める水力の割合が大きくなる。また、乾季に水力発電所の供給力を 100%確保することは難しく、統計データに基づき確かな流入量予測を行い、年間計画を策定した上で、計画的に貯水池を運用していくことが、乾季における供給力確保の観点から重要となる。表 3-39 に示すように今後、新たに

運用開始する水力発電所の年間利用率の見込みは 30% ~ 40%程度で、乾季の利用率は流入量の減少に伴いこれ以下となる。表 3-40 に Kamchay 水力発電所の月間発電量と利用率を示しているが、乾季には利用率が 10%以下となる断面もある。図 3-35 に 2015 年断面の乾季における 1 日の需給バランスを示しているが、流入量減少に伴い、昼間帯を通じた定格出力運転を継続できず、出力抑制せざるを得ないため、供給力面で厳しくなることが想定され、適切な流入量予測に基づきダム放流のリスクも考慮しつつ、乾季に入る前にはできるだけ水位を高く保つこと、需要が高い時間帯から優先的に発電し、供給力面で問題のない時間帯は発電を抑制すること、が貯水池運用のポイントとなる。一方で、図 3-36 に 2015 年断面の雨季における 1 日の需給バランスを示しているが、雨季には水力発電所の利用率は 100%となる時期もあり、余剰電力が発生するような需給状況となることが想定され、連系線を通じたベトナムへの電力販売の契約が今後必要となってくる。

表 3-39 水力発電所の最大電力と年間利用率（見込み）

Power Plant	Max Output (MW)	Capacity factor (%)
Kamchay	194.1	29.3
Kirirom III	18.0	49.8
Stung Atay	120.0	44.3
Stung Tatay	246.0	39.4
Lower Russey Churum	338.0	34.4

表 3-40 2012 年 Kamchay 水力発電所の月間発電量と利用率の見込み

Month	Monthly generation quantity (GWh)	Capacity factor (%)
January	39.76	27.5
February	13.55	10.4
March	17.37	12.0
April	8.46	6.1
May	14.58	10.1
June	33.76	24.2
July	146.05	100.0
August	146.05	100.0
September	17.13	12.2
October	34.39	23.8
November	24.99	17.9
December	2.54	1.9
Total	498.63	29.3

Source: Annual Generation Plan for Year 2012, Kamchay by EDC

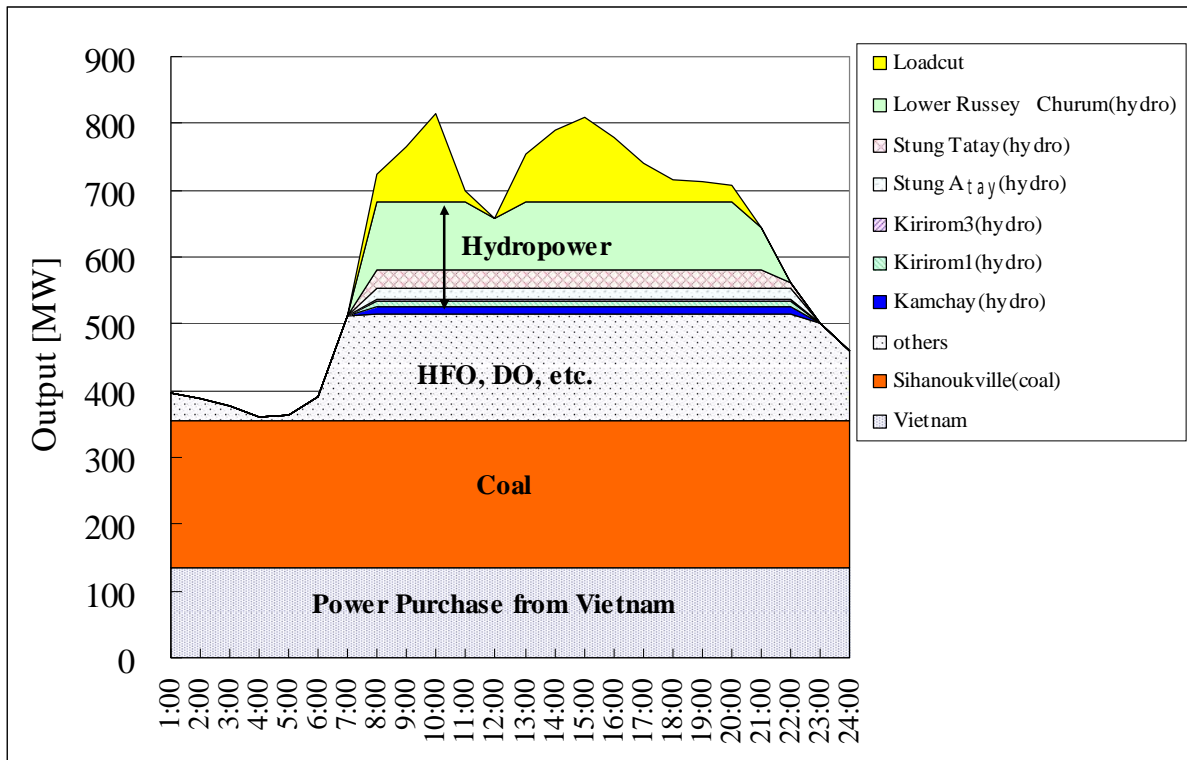


図 3-35 2015 年乾季における需給バランスのイメージ

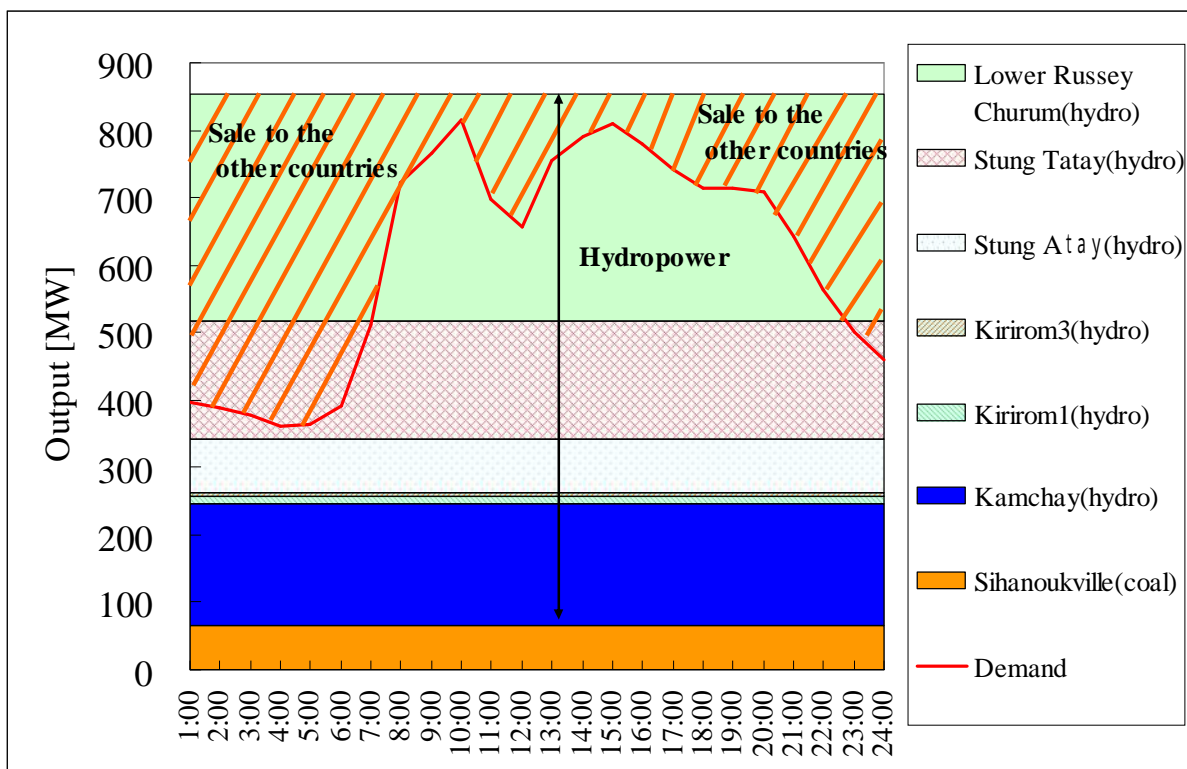


図 3-36 2015 年雨季における需給バランスのイメージ

3.10 まとめ

カンボジア電力セクターが取り組むべき優先課題をまとめると以下ようになる。

短期的には、送変電システムの拡張および大規模電源の導入による電力システムの拡大を背景に、カンボジア国全体の電力網の運転と経済的な給電を担う EDC の NCC に対する人材育成および送変電設備の維持管理に関する人材育成が喫緊の課題である。また、最重要であるプノンペンシステムの供給力、信頼性、安定度の向上を図るためには、新設変電所、地中送電線、配電網の拡張および保護システムの充実が求められている。

中長期的には、資源が少ないカンボジアにおいて低廉な電力を安定して供給し、メコン地域の高い電力需要に対応するために、自国資源である水力のさらなる開発、高効率火力発電所の導入を進めていく必要がある。

以上の課題に対するこれまでに述べた提案事項をまとめると以下ようになる。

短期的課題に対する提案

- ・人材育成
 - EDC における NCC および送変電設備維持管理に関する人材育成
 - EDC における Training Center の送変電に関する訓練プログラムの強化
 - 電力セクターの発電技術に関する人材育成
- ・設備強化
 - プノンペンシステムにおける送配電網整備
 - 屋内変電所の新設
 - 115kV 地中送電線の新設
 - 115kV リレーシステムの整備
 - 配電自動化システムの導入
 - 系統安定化装置の導入
 - Battambang 変電所間 (CPTL 社所有分と Cambodia Power Grid 社所有分) の接続 (115kV)
- ・乾季における供給力強化
 - 火力発電所の新設もしくは電力輸入の拡大

中長期的課題に対する提案

- ・電源開発
 - GMS 内における電力輸出計画の策定
 - 水力発電所の開発
 - 高効率火力発電所の導入
 - EDC が所有する周波数維持のための調整用電源
- ・系統開発
 - NGD の早期整備
 - タイ系統との 230kV 送電線による接続
- ・人材育成
 - MIME 職員の技術力及びキャパシティの更なる向上