

VALUE ADDED TAX DISBURSEMENT (PRICE LEVEL IN YEAR 1992)			UNIT: mill.US\$																	TOTAL	RGAT	MEA	
From	To	kV/ km/ cct/ cond.	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL	RGAT	MEA
NONG CHOK						1.98136				0.50676					0.49616				0.9366	3.921	3.921	0	
- ON NUCH		230/ 16.8/ 4/ 2					0.763581														0.764	0.764	0
- <C>		230/ 19.0/ 4/ 2																8.635732	0.699773		8.636	8.636	0
- <A>		500/ 19.0/ 2/ 4																			0.7	0.7	0
- WANG NOI		500/ 64.0/ 2/ 4	2.357126																		2.357	2.357	0
SAI NOI						1.95732				2.44116					0.0078				0.12156	5.528	5.528	0	
- BANGKOK NOI		500/ 29.6/ 2/ 4						1.090172													1.09	1.09	0
- RANGSIT		500/ 24.5/ 2/ 4										0.902339									0.902	0.902	0
- WANG NOI		500/ 56.0/ 2/ 4	2.062485																		2.062	2.062	0
NORTH BANGKOK						0.12156				1.86092					1.61984				0.2488	3.851	3.851	0	
- BANGKOK NOI																					0.918	0.918	0
(NB-TAL)		500/230 /9.2/ 2/ 2						0.918056													0.339	0.339	0
(TAL-BH)		500/ 9.2/ 2/ 4						0.338837													0.439	0.439	0
- <A>		500/230 /4.4/ 2/2 / 4/4								0.43907													0
BANGKOK NOI						0.36476				3.92588					1.87148				0.37764	6.54	6.54	0	
(- SAI NOI)																					0	0	0
(- NORTH BANGKOK)																					0	0	0
- SAMPERAN 1		230/ 0.3/ 2/ 4										0.007488									0.007	0.007	0
- SOUTH THONBURI		230/ 11.7/ 4/ 4										0.783482									0.783	0.783	0
- THONBURI		230/ 8.1/ 1/ 4											0.202210								0.202	0.202	0
(- BANGKOK NOI)		230/ 11.0/ 3/ CABLE												0.006464					0.001596	0.008	0	0.008	0
RANGSIT						0.36468				0.12156					0.24312						0.729	0.729	0
- CHAENG WATTHANA		500/230 / 5/ 2/2/ 4/4				0.498943															0.499	0.499	0
- WANG NOI		500/ 4.0/ 2/ 4				0.147319															0.147	0.147	0
(- SAI NOI)		230/ 4.0/ 2/ CABLE				0.0038															0.004	0.004	0
(- BANGKOK NOI)		230/ 50.0/ 4/ 2	2.272557									0									2.273	2.273	0
SOUTH BANGKOK						0.85904									0.12156						0.981	0.981	0
SAMPERAN 1						0.12156									0.4372				0.00608	0.565	0.565	0	
(- BANGKOK NOI)																					0	0	0
(- SOUTH THONBURI)		230/ 8.1/ 2/ 4										0.202210									0.202	0.202	0
SOUTH THONBURI						0.25528															0.255	0.255	0
(- THONBURI)		230/ 10.0/ 4/ CABLE			0.007532														0.001464	0.009	0	0.009	0
(- SAMPERAN 1)																					0	0	0
(- BANGKOK NOI)																					0	0	0
RATCHADAPISEK										0.24312										0.12156	0.365	0.365	0
(- LAT PRAO)		230/ 0.5/ 2/ 2	0.008201																		0.008	0.008	0
(- BANG KAPI)		230/ 0.5/ 2/ 2	0.008201																		0.008	0.008	0
BANG KAPI						0.41188				0.41116										0.00304	0.826	0.826	0
(- KHLONG TOBY)		230/ 8.0/ 6/ CABLE			0.006076			0.00234												0.001172	0.01	0	0.01
(- RATCHADAPISEK)																					0	0	0
(- ON NUCH)		230/ 10.0/ 4/ 2											4.544912								4.545	4.545	0
(- PATAMAKAN)		230/ 5.0/ 2/ 2																		0.082001	0.082	0	0.082
LAT PRAO															0.48632						0.486	0.486	0
(- RATCHADAPISEK)																					0	0	0
(- <A>)		230/ 2.7/ 2/ 4								0.067402											0.067	0.067	0
BANG PRLI						0.24312														0.13872	0.382	0.382	0
(BANG PAKONG)-BANG BOR		230/ 1.0/ 2/ 2						0.016402													0.016	0	0.016
(- ON NUCH)		230/ 1.0/ 2/ 2						0.016402													0.016	0	0.016
TEPARAK						1.43796									0.12156					0.12156	1.681	1.681	0
CHAENG WATTHANA						0.79192				0.12156										0.12156	1.035	1.035	0
(- RANGSIT)																					0	0	0
(- <A>)		500/230 / 7.1/ 2/2 / 4/2										0.708501									0.709	0.709	0
WANG NOI						1.08232									3.90804						4.99	4.99	0
(- NONG CHOK)																					0	0	0
(- SAI NOI)																					0	0	0
(- RANGSIT)																					0	0	0
<A> S.S.										1.02184											1.022	1.022	0
(- BANAMPAD)		230/ 9.0/ 6/ CABLE						0.009684												0.001316	0.011	0	0.011
(- NORTH BANGKOK)																					0	0	0
(- LAT PRAO)																					0	0	0
(- CHAENG WATTHANA)																					0	0	0
<C> S.S.																				3.98756	3.988	3.988	0
(- BANG PAKONG 2)		230/ 2.0/ 2/ 2																		0.032802	0.033	0.033	0
(- NONG CHOK)		230/ 2.0/ 2/ 2																		0.032802	0.033	0.033	0
(- ON NUCH)																					0	0	0
(- KHLONG MAI)		230/ 2.0/ 2/ 2																		0.032801	0.033	0	0.033
TOTAL			0.016	6.692	0.014	12.008	0.764	0	2.392	10.66	1.215	0.791	1.307	4.724	9.435	0.555	0	8.734	0.786	6.186	66.275	66.09	0.185
RGAT PORTION			0.016	6.692	0	12.008	0.764	0	2.347	10.66	1.215	0.791	1.307	4.718	9.435	0.555	0	8.701	0.7	6.184	66.093		
MEA PORTION			0	0	0.014	0	0	0	0.045	0	0	0	0	0.006	0	0	0	0.033	0.086	0.002	0.186		

IMPORT DUTY DISBURSEMENT (PRICE LEVEL IN YEAR 1992)		UNIT: mill.USD																			TOTAL	EGAT	MEA
From	To	kV/ km/ cct/ cond.	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011			
HONG CHOK						2.38704	0.3216		0.55392					0.443				0.36372	0.47396	1.15116	4.535	4.535	0
	- ON NUCH	230/ 16.8/ 4/ 2																			0.322	0.322	0
	- <C>	230/ 19.0/ 4/ 2																			0.364	0.364	0
	- <C>	500/ 19.0/ 2/ 4																			0.474	0.474	0
	- WANG NOI	500/ 64.0/ 2/ 4		1.59644																	1.596	1.596	0
SAI NOI						4.23444			0.73836	3.45868				0.0078						0.1022	7.803	7.803	0
	- BANGKOK NOI	500/ 29.6/ 2/ 4																			0.738	0.738	0
	- RANGSIT	500/ 24.5/ 2/ 4											0.61116								0.611	0.611	0
	- WANG NOI	500/ 56.0/ 2/ 4		1.39688																	1.397	1.397	0
NORTH BANGKOK						0.1022			2.28836					1.4654						0.38784	4.244	4.244	0
	- BANGKOK NOI	(NB-TAL) 500/230 /9.2/ 2/ 2							0.35004												0.35	0.35	0
	- <A>	(TAL-BN) 500/ 9.2/ 2/ 4							0.22948												0.229	0.229	0
	- <A>	500/230 /4.4/ 2/2 / 4/4								0.1674											0.167	0.167	0
BANGKOK NOI						0.30664			4.28392					1.94492						0.3482	6.884	6.884	0
	(- SAI NOI)																				0	0	0
	(- NORTH BANGKOK)																				0	0	0
	- SAMPHRAN 1	230/ 0.3/ 2/ 4										0.00584									0.006	0.006	0
	- SOUTH THONBURI	230/ 11.7/ 4/ 4										0.4388									0.439	0.439	0
	- THONBURI	230/ 8.1/ 1/ 4											0.15816								0.158	0.158	0
	- THONBURI	230/ 11.0/ 3/ CABLE												0.011256						0.005072	0.016	0	0.016
RANGSIT						0.30664			0.1022					0.2044							0.613	0.613	0
	- CHAENG WATTHANA	500/230 / 5/ 2/2/ 4/4																			0.19	0.19	0
	- WANG NOI	230/ 4.0/ 2/ 4																			0.1	0.1	0
	(- SAI NOI)	230/ 4.0/ 2/ CABLE		0.95712			0.008164														0.008	0.008	0
	(- SAI NOI)	230/ 50.0/ 4/ 2																			0.957	0.957	0
SOUTH BANGKOK						1.15912								0.1022							1.261	1.261	0
SAMPHRAN 1						0.1022								0.50888						0.01484	0.626	0.626	0
	(- BANGKOK NOI)																				0	0	0
	(- SOUTH THONBURI)	230/ 8.1/ 2/ 4											0.15816								0.158	0.158	0
SOUTH THONBURI						0.015496	0.23408														0.234	0.234	0
	- THANONTOK	230/ 10.0/ 4/ CABLE																			0.02	0.02	0.02
	(- SAMPHRAN 1)																				0	0	0
	(- BANGKOK NOI)																				0	0	0
RATCHADAPISEK									0.2044											0.1022	0.307	0.307	0
	- LAT PHRAO	230/ 0.5/ 2/ 2																			0.005	0.005	0
	- BANG KAPI	230/ 0.5/ 2/ 2																			0.005	0.005	0
BANG KAPI						0.012372	0.44028		0.007444	0.43792											0.886	0.886	0
	- KHLONG TOEY	230/ 8.0/ 6/ CABLE																			0.024	0	0.024
	(- RATCHADAPISEK)																				0	0	0
	- ON NUCH	230/ 10.0/ 4/ 2												0.19144							0.191	0.191	0
	- PATANAKAN	230/ 5.0/ 2/ 2																			0	0	0.051
ON NUCH						0.30664			0.01484					0.1022							0.424	0.424	0
	(- HONG CHOK)																				0	0	0
	(- BANG KAPI)																				0	0	0
	- BANG PHLI	230/ 10.5/ 2/ 2												0.10664							0.107	0.107	0
	- <C>	230/ 10.0/ 4/ CABLE																			0.021	0.021	0
	- <C>	230/ 12.0/ 4/ 2																			0.23	0.23	0
	(- PATANAKAN)																				0	0	0
LAT PHRAO														0.40884							0.409	0.409	0
	(- RATCHADAPISEK)																				0	0	0
	- <A>	230/ 2.7/ 2/ 4							0.05272												0.053	0.053	0
BANG PHLI						0.2044			0.01016											0.23992	0.444	0.444	0
	- BANG BOR	230/ 1.0/ 2/ 2							0.01016												0.01	0	0.01
	(BANG PAKONG)-BANG BOR	230/ 1.0/ 2/ 2							0.01016												0.01	0	0.01
	(- ON NUCH)																				0	0	0
TRPARAK						1.84388								0.1022						0.1022	2.048	2.048	0
CHAENG WATTHANA						1.14928			0.1022											0.1022	1.354	1.354	0
	(- RANGSIT)																				0	0	0
	- <A>	500/230 / 7.1/ 2/2 / 4/2												0.27016							0.27	0.27	0
WANG NOI						1.55952								4.45844							6.018	6.018	0
	(- HONG CHOK)																				0	0	0
	(- SAI NOI)																				0	0	0
	(- RANGSIT)																				0	0	0
<A> S.S.									0.023228	1.05956											1.05956	1.05956	0
	- SANAMPAO	230/ 9.0/ 6/ CABLE																			0.02742	0	0.02742
	(- NORTH BANGKOK)																				0	0	0
	(- LAT PHRAO)																				0	0	0
	(- CHAENG WATTHANA)																				0	0	0
<C> S.S.																					4.7562	4.756	4.756
	- BANG PAKONG 2	230/ 2.0/ 2/ 2																			0.02	0.02	0
	- BANG PAKONG 2	230/ 2.0/ 2/ 2																			0.02	0.02	0
	(- HONG CHOK)																				0	0	0
	(- HONG CHOK)																				0	0	0
	(- ON NUCH)																				0	0	0
	(- ON NUCH)																				0	0	0
	- KHLONG MAI	230/ 2.0/ 2/ 2																			0.02032	0	0.02
TOTAL																							

8.1.3 変電所

それぞれの計画年における変電所の建設費の総計を、1992年価格で示したものを、以下の表に記載する。

為替レートは、1 US\$ = 25バーツとした。

Planned Year	1997	2001	2006	2011
Period from the last	5	4	5	5
Total (mil. US\$)	206.9	208.7	171.4	115.3
Annual Invest. (mil. US\$)	41.4	52.2	34.3	23.1

変電所の総建設費は、1992年米ドル価格で7億230万ドルとなり、そのうち65.3%（4億587万米ドル）は、500kV変電所の建設費である。

平均投資額としては、変電所の更新と建設には、1992年価格で、年間2310万米ドルから5,220万米ドル（年間5億7650万～13億430万バーツ/年）が必要となる。

2001年頃からそれ以降にかけては、以下の表で判るように、500kV変電所については、230kV変電所の2倍から4倍の投資が必要となる。

500 kV Substation

Planned Year	1997	2001	2006	2011
Total (mil. US\$)	83.1	167.0	132.6	76.2
Foreign currency(mil. US\$)	57.5	108.4	96.7	55.5
Local currency (mil. US\$)	25.6	58.6	35.9	20.7

230 kV Substation

Planned Year	1997	2001	2006	2011
Total (mil. US\$)	123.8	41.8	38.9	39.1
Foreign currency(mil. US\$)	81.0	28.6	27.7	24.9
Local currency (mil. US\$)	42.8	13.2	11.2	14.2

それぞれの変電所の建設費と、その内訳を、以下に示す。

(1) 変電所の総計

CONSTRUCTION COST

TOTAL - 1000 US\$	1997	2001	2006	2011
HONG CHOK	35004	9230	9046	16815
SAI NOI	53755	59182	139	2218
NORTH BANGKOK	2218	33805	29529	4527
BANGKOK NOI	6654	71421	34102	6883
RANGSIT	6654	2218	3793	0
SOUTH BANGKOK	15645	0	2218	0
SAMPHRAN 1	2207	0	8236	85
SOUTH THONBURI	4584	0	0	0
RATCHADAPISEK	0	4413	0	2207
BANG KAPI	7497	7484	0	54
ON NUCH	6654	108	2218	0
LAT PHRAO	0	0	8872	0
BANG PHLI	4436	0	0	2522
TEPARAK	26343	0	2218	2218
CHAEANG WATTHANA	14413	2218	0	2218
WANG NOI	19852	0	71060	0
CHIDLOM	0	0	0	0
SATU PRADIT	0	0	0	0
<A> S.S.	0	18606	0	0
<C> S.S.	0	0	0	75558
	206916	208685	171431	115305

Foreign Currency-1000 US\$
1 US\$ = 25 BAHT

	1997	2001	2006	2011
HONG CHOK	26012	6547	6588	12230
SAI NOI	36293	30069	59	1587
NORTH BANGKOK	1587	24436	21590	2956
BANGKOK NOI	4761	51978	24438	5028
RANGSIT	4727	1576	3151	0
SOUTH BANGKOK	10511	0	1587	0
SAMPHRAN 1	1576	0	5880	30
SOUTH THONBURI	3212	0	0	0
RATCHADAPISEK	0	3151	0	1576
BANG KAPI	5500	5493	0	15
ON NUCH	4727	30	1576	0
LAT PHRAO	0	0	6302	0
BANG PHLI	3151	0	0	1559
TEPARAK	15898	0	1576	1576
CHAEANG WATTHANA	9356	1576	0	1576
WANG NOI	11217	0	51628	0
CHIDLOM	0	0	0	0
SATU PRADIT	0	0	0	0
<A> S.S.	0	12084	0	0
<C> S.S.	0	0	0	52267
	138528	136940	124385	80400

Local Currency-1000 US\$

	1997	2001	2006	2011
HONG CHOK	9992	2683	2458	4585
SAI NOI	17462	29113	70	631
NORTH BANGKOK	631	9369	7939	1571
BANGKOK NOI	1893	19443	9664	1885
RANGSIT	1927	642	642	0
SOUTH BANGKOK	5134	0	631	0
SAMPHRAN 1	631	0	2356	55
SOUTH THONBURI	1372	0	0	0
RATCHADAPISEK	0	1262	0	631
BANG KAPI	1997	1991	0	39
ON NUCH	1927	78	642	0
LAT PHRAO	0	0	2570	0
BANG PHLI	1285	0	0	963
TEPARAK	10445	0	642	642
CHAEANG WATTHANA	5057	642	0	642
WANG NOI	8635	0	19432	0
CHIDLOM	0	0	0	0
SATU PRADIT	0	0	0	0
<A> S.S.	0	6522	0	0
<C> S.S.	0	0	0	23291
	68388	71745	47046	34905

300 kV SUBSTATION COST

Foreign Currency-1000 US\$	1997	2001	2006	2011
HONG CHOK	24425	5069	6001	12230
SAI NOI	33119	28482	69	0
NORTH BANGKOK	0	24436	20003	0
BANGKOK NOI	0	50391	20003	5001
RANGSIT	0	0	0	0
SOUTH BANGKOK	0	0	0	0
SAMPHRAN 1	0	0	0	0
SOUTH THONBURI	0	0	0	0
RATCHADAPISEK	0	0	0	0
BANG KAPI	0	0	0	0
ON NUCH	0	0	0	0
LAT PHRAO	0	0	0	0
BANG PHLI	0	0	0	0
TEPARAK	0	0	0	0
CHAEANG WATTHANA	0	0	0	0
WANG NOI	0	0	51598	0
CHIDLOM	0	0	0	0
SATU PRADIT	0	0	0	0
<A> S.S.	0	0	0	0
<C> S.S.	0	0	0	38230
	57544	108378	96674	35461

Local Currency-1000 US\$

	1997	2001	2006	2011
HONG CHOK	9361	1898	1827	4585
SAI NOI	16200	28482	70	0
NORTH BANGKOK	0	9369	7308	0
BANGKOK NOI	0	18812	7308	1827
RANGSIT	0	0	0	0
SOUTH BANGKOK	0	0	0	0
SAMPHRAN 1	0	0	0	0
SOUTH THONBURI	0	0	0	0
RATCHADAPISEK	0	0	0	0
BANG KAPI	0	0	0	0
ON NUCH	0	0	0	0
LAT PHRAO	0	0	0	0
BANG PHLI	0	0	0	0
TEPARAK	0	0	0	0
CHAEANG WATTHANA	0	0	0	0
WANG NOI	0	0	19354	0
CHIDLOM	0	0	0	0
SATU PRADIT	0	0	0	0
<A> S.S.	0	0	0	0
<C> S.S.	0	0	0	14277
	28561	58561	35867	20689

230 kV SUBSTATION COST

Foreign Currency-1000 US\$	1997	2001	2006	2011
HONG CHOK	1587	1478	1587	0
SAI NOI	3174	1587	0	1587
NORTH BANGKOK	1587	0	1587	2956
BANGKOK NOI	4761	1587	4435	27
RANGSIT	4727	1576	3151	0
SOUTH BANGKOK	10511	0	1587	0
SAMPHRAN 1	1576	0	5880	30
SOUTH THONBURI	3212	0	0	0
RATCHADAPISEK	0	3151	0	1576
BANG KAPI	5300	5493	0	15
ON NUCH	4727	30	1576	0
LAT PHRAO	0	0	6302	0
BANG PHLI	3151	0	0	1559
TEPARAK	15898	0	1576	1576
CHAEANG WATTHANA	9356	1576	0	1576
WANG NOI	11217	0	30	0
CHIDLOM	0	0	0	0
SATU PRADIT	0	0	0	0
<A> S.S.	0	12084	0	0
<C> S.S.	0	0	0	14037
	80984	28562	27711	24939

Local Currency-1000 US\$

	1997	2001	2006	2011
HONG CHOK	631	785	631	0
SAI NOI	1262	631	0	631
NORTH BANGKOK	631	0	631	1571
BANGKOK NOI	1893	631	2356	28
RANGSIT	1927	642	642	0
SOUTH BANGKOK	5134	0	631	0
SAMPHRAN 1	631	0	2356	55
SOUTH THONBURI	1372	0	0	0
RATCHADAPISEK	0	1262	0	631
BANG KAPI	1997	1991	0	39
ON NUCH	1927	78	642	0
LAT PHRAO	0	0	2570	0
BANG PHLI	1285	0	0	963
TEPARAK	10445	0	642	642
CHAEANG WATTHANA	5057	642	0	642
WANG NOI	8635	0	78	0
CHIDLOM	0	0	0	0
SATU PRADIT	0	0	0	0
<A> S.S.	0	6522	0	0
<C> S.S.	0	0	0	9014
	42827	12184	11179	14216

(2) NONG CHOK

Construction Cost except Interest during
Construction (Cost in 1992, thousand baht)

Nong Chok		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	39677	36955	39677	0
	LC	15769	19636	15769	0
500 kV	FC	610617	126736	125017	305752
	LC	234019	47439	45678	114624
TOTAL		900082	230765	226141	420376

Direct Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Nong Chok		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	35934	33340	35934	0
	LC	4929	6535	4929	0
500 kV	FC	554279	114792	113275	277764
	LC	53127	12762	11979	24252
TOTAL		648269	167429	166117	302016

Indirect Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Nong Chok		1997	2001	2006	2011
230 kV		14583	16716	14583	0
500 kV		237230	46621	45441	118360
TOTAL		251813	63337	60024	118360

(3) SAI NOI

Construction Cost except Interest during
Construction (Cost in 1992, thousand baht)

Sai Noi		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	79354	39677	0	39677
	LC	31540	15769	0	15769
500 kV	FC	1012148	858722	1719	0
	LC	375737	318013	1762	0
TOTAL		1498779	1232181	3481	55446

Direct Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Sai Noi		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	71867	35934	0	35934
	LC	9859	4929	0	4929
500 kV	FC	918945	779563	1517	0
	LC	83702	71476	783	0
TOTAL		1084373	891902	2300	40863

Indirect Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Sai Noi		1997	2001	2006	2011
230 kV		29168	14583	0	14583
500 kV		385238	325696	1181	0
TOTAL		414406	340279	1181	14583

(4) NORTH BANGKOK

Construction Cost except Interest during
Construction (Cost in 1992, thousand baht)

North Bangkok	1997	2001	2006	2011
230 kV FC	39677	0	39677	73908
LC	15769	0	15769	39277
500 kV FC	0	610892	500073	0
LC	0	234226	182704	0
TOTAL	55446	845118	738223	113185

Direct Cost (Cost in 1992, thousand baht)

North Bangkok	1997	2001	2006	2011
230 kV FC	35934	0	35934	66680
LC	4929	0	4929	13073
500 kV FC	0	554529	453102	0
LC	0	53177	47914	0
TOTAL	40863	607706	541879	79753

Indirect Cost (Cost in 1992, thousand baht)

North Bangkok	1997	2001	2006	2011
230 kV	14583	0	14583	33432
500 kV	0	237412	181761	0
TOTAL	14583	237412	196344	33432

(5) BANGKOK NOI

Construction Cost except Interest during
Construction (Cost in 1992, thousand baht)

Bangkok Noi		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	119031	39677	110863	670
	LC	47314	15769	58911	689
500 kV	FC	0	1259853	500073	125017
	LC	0	470305	182704	45678
TOTAL		166345	1785604	852551	172054

Direct Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Bangkok Noi		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	107801	35934	100020	591
	LC	14789	4929	19607	309
500 kV	FC	0	1142979	453102	113275
	LC	0	111551	47914	11979
TOTAL		122590	1295393	620643	126154

Indirect Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Bangkok Noi		1997	2001	2006	2011
230 kV		43755	14583	50147	459
500 kV		0	475628	181761	45441
TOTAL		43755	490211	231908	45900

(6) RANGSIT

Construction Cost except Interest during
Construction (Cost in 1992, thousand baht)

Rangsit		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	118164	39388	78777	0
	LC	48181	16058	32117	0
500 kV	FC	0	0	0	0
	LC	0	0	0	0
TOTAL		166345	55446	110894	0

Direct Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Rangsit		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	107013	35671	71342	0
	LC	15577	5192	10384	0
500 kV	FC	0	0	0	0
	LC	0	0	0	0
TOTAL		122590	40863	81726	0

Indirect Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Rangsit		1997	2001	2006	2011
230 kV		43755	14583	29168	0
500 kV		0	0	0	0
TOTAL		43755	14583	29168	0

(7) SOUTH BANGKOK

Construction Cost except Interest during
Construction (Cost in 1992, thousand baht)

South Bangkok		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	262787	0	39677	0
	LC	128346	0	15769	0
500 kV	FC	0	0	0	0
	LC	0	0	0	0
TOTAL		391133	0	55446	0

Direct Cost (Cost in 1992, thousand baht)

South Bangkok		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	237387	0	35934	0
	LC	41919	0	4929	0
500 kV	FC	0	0	0	0
	LC	0	0	0	0
TOTAL		279306	0	40863	0

Indirect Cost (Cost in 1992, thousand baht)

South Bangkok		1997	2001	2006	2011
230 kV		111827	0	14583	0
500 kV		0	0	0	0
TOTAL		111827	0	14583	0

(8) SAMPHRAN 1

Construction Cost except Interest during
Construction (Cost in 1992, thousand baht)

Samphran 1	1997	2001	2006	2011
230 kV FC	39388	0	147009	760
LC	16058	0	51704	1959
500 kV FC	0	0	0	0
LC	0	0	0	0
TOTAL	55446	0	198713	2719

Direct Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Samphran 1	1997	2001	2006	2011
230 kV FC	35671	0	133431	655
LC	5192	0	10064	1145
500 kV FC	0	0	0	0
LC	0	0	0	0
TOTAL	40863	0	143495	1800

Indirect Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Samphran 1	1997	2001	2006	2011
230 kV	14583	0	55218	919
500 kV	0	0	0	0
TOTAL	14583	0	55218	919

(9) SOUTH THONBURI

Construction Cost except Interest during
Construction (Cost in 1992, thousand baht)

South Thonburi		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	80299	0	0	0
	LC	36033	0	0	0
500 kV	FC	0	0	0	0
	LC	0	0	0	0
TOTAL		116332	0	0	0

Direct Cost (Cost in 1992, thousand baht)

South Thonburi		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	72653	0	0	0
	LC	12673	0	0	0
500 kV	FC	0	0	0	0
	LC	0	0	0	0
TOTAL		85326	0	0	0

Indirect Cost (Cost in 1992, thousand baht)

South Thonburi		1997	2001	2006	2011
230 kV		31006	0	0	0
500 kV		0	0	0	0
TOTAL		31006	0	0	0

(10) RATCHADAPISEK

Construction Cost except Interest during
Construction (Cost in 1992, thousand baht)

Ratchadapisek	1997	2001	2006	2011
230 kV FC	0	78777	0	39388
LC	0	32117	0	16058
500 kV FC	0	0	0	0
LC	0	0	0	0
TOTAL	0	110894	0	55446

Direct Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Ratchadapisek	1997	2001	2006	2011
230 kV FC	0	71342	0	35671
LC	0	10384	0	5192
500 kV FC	0	0	0	0
LC	0	0	0	0
TOTAL	0	81726	0	40863

Indirect Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Ratchadapisek	1997	2001	2006	2011
230 kV	0	29168	0	14583
500 kV	0	0	0	0
TOTAL	0	29168	0	14583

(11) BANG KAPI

Construction Cost except Interest during
Construction (Cost in 1992, thousand baht)

Bang Kapi	1997	2001	2006	2011
230 kV FC	137502	137318	0	381
LC	49914	49777	0	978
500 kV FC	0	0	0	0
LC	0	0	0	0
TOTAL	187416	187095	0	1359

Direct Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Bang Kapi	1997	2001	2006	2011
230 kV FC	124742	124575	0	328
LC	11418	11385	0	572
500 kV FC	0	0	0	0
LC	0	0	0	0
TOTAL	136160	135960	0	900

Indirect Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Bang Kapi	1997	2001	2006	2011
230 kV	51256	51135	0	459
500 kV	0	0	0	0
TOTAL	51256	51135	0	459

(12) ON NUCH

Construction Cost except Interest during
Construction (Cost in 1992, thousand baht)

On Nuch		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	118164	760	39388	0
	LC	48181	1959	16058	0
500 kV	FC	0	0	0	0
	LC	0	0	0	0
TOTAL		166345	2719	55446	0

Direct Cost (Cost in 1992, thousand baht)

On Nuch		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	107013	655	35671	0
	LC	15577	1145	5192	0
500 kV	FC	0	0	0	0
	LC	0	0	0	0
TOTAL		122590	1800	40863	0

Indirect Cost (Cost in 1992, thousand baht)

On Nuch		1997	2001	2006	2011
230 kV		43755	919	14583	0
500 kV		0	0	0	0
TOTAL		43755	919	14583	0

(13) LAT PHRAO

Construction Cost except Interest during
Construction (Cost in 1992, thousand baht)

Lat Phrao		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	0	0	157553	0
	LC	0	0	64239	0
500 kV	FC	0	0	0	0
	LC	0	0	0	0
TOTAL		0	0	221792	0

Direct Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Lat Phrao		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	0	0	142685	0
	LC	0	0	20768	0
500 kV	FC	0	0	0	0
	LC	0	0	0	0
TOTAL		0	0	163453	0

Indirect Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Lat Phrao		1997	2001	2006	2011
230 kV		0	0	58339	0
500 kV		0	0	0	0
TOTAL		0	0	58339	0

(14) BANG PHLI

Construction Cost except Interest during
Construction (Cost in 1992, thousand baht)

Bang Phli	1997	2001	2006	2011
230 kV FC	78777	0	0	38972
LC	32117	0	0	24064
500 kV FC	0	0	0	0
LC	0	0	0	0
TOTAL	110894	0	0	63036

Direct Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Bang Phli	1997	2001	2006	2011
230 kV FC	71342	0	0	35166
LC	10384	0	0	8759
500 kV FC	0	0	0	0
LC	0	0	0	0
TOTAL	81726	0	0	43925

Indirect Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Bang Phli	1997	2001	2006	2011
230 kV	29168	0	0	19111
500 kV	0	0	0	0
TOTAL	29168	0	0	19111

(15) TEPARAK

Construction Cost except Interest during
Construction (Cost in 1992, thousand baht)

Teparak		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	397453	0	39388	39388
	LC	261114	0	16058	16058
500 kV	FC	0	0	0	0
	LC	0	0	0	0
TOTAL		658567	0	55446	55446

Direct Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Teparak		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	355067	0	35671	35671
	LC	117709	0	5192	5192
500 kV	FC	0	0	0	0
	LC	0	0	0	0
TOTAL		472776	0	40863	40863

Indirect Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Teparak		1997	2001	2006	2011
230 kV		185791	0	14583	14583
500 kV		0	0	0	0
TOTAL		185791	0	14583	14583

(16) CHAENG WATHANA

Construction Cost except Interest during
Construction (Cost in 1992, thousand baht)

Chaeng Wathana	1997	2001	2006	2011
230 kV FC	233899	39388	0	39388
LC	126419	16058	0	16058
500 kV FC	0	0	0	0
LC	0	0	0	0
TOTAL	360318	55446	0	55446

Direct Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Chaeng Wathana	1997	2001	2006	2011
230 kV FC	211349	35671	0	35671
LC	44277	5192	0	5192
500 kV FC	0	0	0	0
LC	0	0	0	0
TOTAL	255626	40863	0	40863

Indirect Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Chaeng Wathana	1997	2001	2006	2011
230 kV	104692	14583	0	14583
500 kV	0	0	0	0
TOTAL	104692	14583	0	14583

(17) WANG NOI

Construction Cost except Interest during
Construction (Cost in 1992, thousand baht)

Wang Noi		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	280429	0	760	0
	LC	215873	0	1959	0
500 kV	FC	0	0	1289945	0
	LC	0	0	483849	0
TOTAL		496302	0	1776513	0

Direct Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Wang Noi		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	249036	0	655	0
	LC	103851	0	1145	0
500 kV	FC	0	0	1170594	0
	LC	0	0	112340	0
TOTAL		352887	0	1284744	0

Indirect Cost (Cost in 1992, thousand baht)

Wang Noi		1997	2001	2006	2011
230 kV		143415	0	909	0
500 kV		0	0	490860	0
TOTAL		143415	0	491769	0

(18) CHIDLOM

(19) SATU PRADIT

(20) <A> Substation

Construction Cost except Interest during
Construction (Cost in 1992, thousand baht)

<A>		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	0	302109	0	0
	LC	0	163056	0	0
500 kV	FC	0	0	0	0
	LC	0	0	0	0
TOTAL		0	465165	0	0

Direct Cost (Cost in 1992, thousand baht)

<A>		1997	2001	2006	2011
230 kV	FC	0	269846	0	0
	LC	0	68792	0	0
500 kV	FC	0	0	0	0
	LC	0	0	0	0
TOTAL		0	338638	0	0

Indirect Cost (Cost in 1992, thousand baht)

<A>		1997	2001	2006	2011
230 kV		0	126527	0	0
500 kV		0	0	0	0
TOTAL		0	126527	0	0

(21) <C> Substation

Construction Cost except Interest during
Construction (Cost in 1992, thousand baht)

<C>	1997	2001	2006	2011
230 kV FC	0	0	0	280437
LC	0	0	0	225340
500 kV FC	0	0	0	955751
LC	0	0	0	356915
TOTAL	0	0	0	1818443

Direct Cost (Cost in 1992, thousand baht)

<C>	1997	2001	2006	2011
230 kV FC	0	0	0	248859
LC	0	0	0	108441
500 kV FC	0	0	0	866715
LC	0	0	0	87599
TOTAL	0	0	0	1311614

Indirect Cost (Cost in 1992, thousand baht)

<C>	1997	2001	2006	2011
230 kV	0	0	0	148477
500 kV	0	0	0	358352
TOTAL	0	0	0	506829

8.1.4 送電線

それぞれの計画年における送電線の総建設費を1992年価格で示したものを、以下の表に要約する。

為替レートは、1米ドルを25バーツとした。

<POOR SOIL CASE>

Planned Year	1997	2001	2006	2011
Period from the last	5	4	5	5
Total (mil. US\$)	489.29	276.83	193.98	307.83
Annual Invest. (mil. US\$)	97.9	69.2	38.8	61.6

送電線の総建設費は、1992年価格で12億6,793万米ドル（地質の悪いケース）となり、以下の表のように、その中の17.5%（2億2,188万米ドル）は500kV送電線のものであり、10.6%（1億3,458万米ドル）は230 kV送電線のもの、残り（71.9%）は地中ケーブルの建設費である。

平均投資額としては、送電線の更新と建設には、1992年価格で、年間4,880万米ドルから9,650万米ドル（年間12億2,210万～24億110万バーツ／年－地質が悪いケース）が必要となる。

500 kV Transmission Line (Poor soil)

Planned Year	1997	2001	2006	2011
Total (mil. US\$)	123.39	45.37	39.37	13.75
Foreign currency(mil. US\$)	9.38	3.77	3.0	1.35
Local currency (mil. US\$)	114.01	41.6	36.37	12.4

230 kV Overhead Line (Poor soil)

Planned Year	1997	2001	2006	2011
Total (mil. US\$)	50.5	15.79	37.15	31.14
Foreign currency(mil. US\$)	2.75	0.98	3.17	1.97
Local currency (mil. US\$)	47.75	14.81	33.98	29.17

230 kV Underground Cable (Poor soil)

Planned Year	1997	2001	2006	2011
Total (mil. US\$)	315.4	215.67	117.46	262.94
Foreign currency(mil. US\$)	102.96	87.62	32.16	109.47
Local currency (mil. US\$)	212.44	128.05	85.3	153.47

参考までに、地中ケーブルの区間を架空送電線に置き換えると、以下の表に示すように、地中ケーブルの場合の1/15.4となる。

(unit: 1000 US\$)

SECTION		OVERHEAD LINE	UNDERGROUND
RANGSIT-CHAENG WATTHANA (500 kV 2cct-9km, 230 kV 2cct-9km, EGAT)	AIRPORT AREA (500 kV)	2,900* (4 km)	46,560
	AIRPORT AREA (230 kV)	1,880	69,100* (4 km)
	OUTSIDE (500/230 kV)	9,410* (5 km)	93,511
SOUTH THONBURI-THANONTOK (230 kV 4cct-10km, MEA)		10,040	162,180* (10 km)
BANG KAPI-KHLONG TOEY (230 kV 6cct-8km, MEA)		11,800	172,320* (8 km)
<A> S.S.-SANAMPAO (230 kV 6cct-9km, MEA)		13,270	197,540* (9 km)
BANGKOK NOI-THONBURI (230 kV 3cct-11km, MEA)		11,050	145,750* (11 km)
ON NUCH-<C> S.S. (230 kV 4cct-22km, EGAT)	AIRPORT AREA	10,040	164,580* (10 km)
	OUTSIDE	10,600* (12 km)	195,220
TOTAL		80,990	1,246,761
RATIO (p.u.)		1	15.4

Note: Figures with asterisk (*) are adopted for cost estimation in this report.

CONSTRUCTION COST (POOR SOIL)

TOTAL - 1000 US\$	1997	2001	2006	2011
NONG CHOK - WANG NOI	59240			
SAI NOI - WANG NOI	51840			
RANGSIT - CHAENG WATTHANA	81410			
RANGSIT - WANG NOI	50200			
SOUTH THONBURI - TRANONTOK	136220			
RATCHADAPISEK - LAT PHRAO	150			
RATCHADAPISEK - BANG KAPI	150			
BANG KAPI - KHLONG TOEY	110080			
NONG CHOK - ON NUCH		14850		
SAI NOI - BANGKOK NOI		21420		
NORTH BANGKOK - BANGKOK NOI		23950		
BANG KAPI - KHLONG TOEY		41490		
BANG PHLI - BANG BOR		470		
BANG BOR - BANG PAKONG		470		
<A> - SANAMPAO		174180		
SAI NOI - RANGSIT			17730	
NORTH BANGKOK - <A>			8280	
BANGKOK NOI - SAMPHRAN 1			15080	
BANGKOK NOI - SOUTH THONBURI			4100	
BANGKOK NOI - THONBURI			117460	
SAMPHRAN 1 - SOUTH THONBURI			4100	
BANG KAPI - ON NUCH			8830	
ON NUCH - BANG PHLI			3680	
LAT PHRAO - <A>			1360	
CHAENG WATTHANA - <A>			13360	
NONG CHOK - <C>				16790
NONG CHOK - <C>				13750
BANGKOK NOI - THONBURI				28290
SOUTH THONBURI - TRANONTOK				25960
BANG KAPI - KHLONG TOEY				20750
PATANAKAN - BANG KAPI				2350
ON NUCH - <C>				164580
ON NUCH - <C>				10600
<A> - SANAMPAO				23360
<C> - BANG PAKONG 2				1400
	489290	276830	193980	307830

Foreign Currency-1000 US\$
1 US\$ = 25 BART

	1997	2001	2006	2011
NONG CHOK - WANG NOI	4560			
SAI NOI - WANG NOI	3990			
RANGSIT - CHAENG WATTHANA	24160			
RANGSIT - WANG NOI	2730			
SOUTH THONBURI - TRANONTOK	44280			
RATCHADAPISEK - LAT PHRAO	10			
RATCHADAPISEK - BANG KAPI	10			
BANG KAPI - KHLONG TOEY	35350			
NONG CHOK - ON NUCH		920		
SAI NOI - BANGKOK NOI		2110		
NORTH BANGKOK - BANGKOK NOI		1660		
BANG KAPI - KHLONG TOEY		21260		
BANG PHLI - BANG BOR		30		
BANG BOR - BANG PAKONG		30		
<A> - SANAMPAO		66360		
SAI NOI - RANGSIT			1750	
NORTH BANGKOK - <A>			480	
BANGKOK NOI - SAMPHRAN 1			1270	
BANGKOK NOI - SOUTH THONBURI			450	
BANGKOK NOI - THONBURI			32160	
SAMPHRAN 1 - SOUTH THONBURI			450	
BANG KAPI - ON NUCH			550	
ON NUCH - BANG PHLI			300	
LAT PHRAO - <A>			150	
CHAENG WATTHANA - <A>			770	
NONG CHOK - <C>				1040
NONG CHOK - <C>				1350
BANGKOK NOI - THONBURI				14500
SOUTH THONBURI - TRANONTOK				13320
BANG KAPI - KHLONG TOEY				10630
PATANAKAN - BANG KAPI				150
ON NUCH - <C>				59040
ON NUCH - <C>				660
<A> - SANAMPAO				11280
<C> - BANG PAKONG 2				120
	115090	92370	38330	112790

Local Currency-1000 US\$

	1997	2001	2006	2011
NONG CHOK - WANG NOI	54680			
SAI NOI - WANG NOI	47850			
RANGSIT - CHAENG WATTHANA	57250			
RANGSIT - WANG NOI	47470			
SOUTH THONBURI - TRANONTOK	91940			
RATCHADAPISEK - LAT PHRAO	140			
RATCHADAPISEK - BANG KAPI	140			
BANG KAPI - KHLONG TOEY	74730			
NONG CHOK - ON NUCH		13930		
SAI NOI - BANGKOK NOI		19310		
NORTH BANGKOK - BANGKOK NOI		22290		
BANG KAPI - KHLONG TOEY		20230		
BANG PHLI - BANG BOR		440		
BANG BOR - BANG PAKONG		440		
<A> - SANAMPAO		107820		
SAI NOI - RANGSIT			15980	
NORTH BANGKOK - <A>			7800	
BANGKOK NOI - SAMPHRAN 1			13810	
BANGKOK NOI - SOUTH THONBURI			3650	
BANGKOK NOI - THONBURI			85300	
SAMPHRAN 1 - SOUTH THONBURI			3850	
BANG KAPI - ON NUCH			8280	
ON NUCH - BANG PHLI			3380	
LAT PHRAO - <A>			1210	
CHAENG WATTHANA - <A>			12590	
NONG CHOK - <C>				15750
NONG CHOK - <C>				12400
BANGKOK NOI - THONBURI				13790
SOUTH THONBURI - TRANONTOK				12640
BANG KAPI - KHLONG TOEY				10120
PATANAKAN - BANG KAPI				2200
ON NUCH - <C>				105540
ON NUCH - <C>				9940
<A> - SANAMPAO				11380
<C> - BANG PAKONG 2				1280
	374200	184460	155650	195040

8.1.5 建設費の基礎データ

(1) 変電所

a) 用地取得

EGATの標準設計によれば、以下のようにRAI当たり5種類の単価が示されている。

- 非常に高い 6,007,000 バーツ
- 高い 4,007,000 バーツ
- やや高い 1,007,000 バーツ
- 中 357,000 バーツ
- やや低い 127,000 バーツ
- 低い 67,000 バーツ

b) 整地

RAI当たり、深さ1 mの整地費は、300,000バーツである。

母線の形式が異なった場合に、変電所に必要となる面積は、以下の表に示すとおりである。

(per 2 lines)

	One and a half Conventional	One and a half Invert	One and a half GIS
230 kV	105m x 15m	45m x 45m	20m x 15m
500 kV	153m x 28m		20m x 28m

c) 基礎工事

基礎工事費は、鉄構、変圧器基礎、ケーブル坑道など、変電所設備のすべての基礎工事を含むものであり、以下の表にその数値を記載してある。

BUS FOUNDATION COST (1000 Baht per 2 lines-pad type)

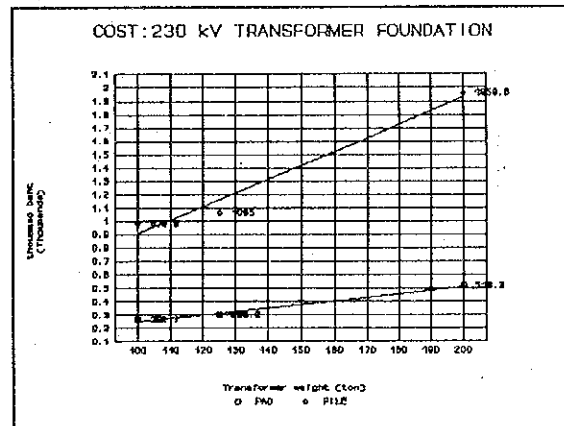
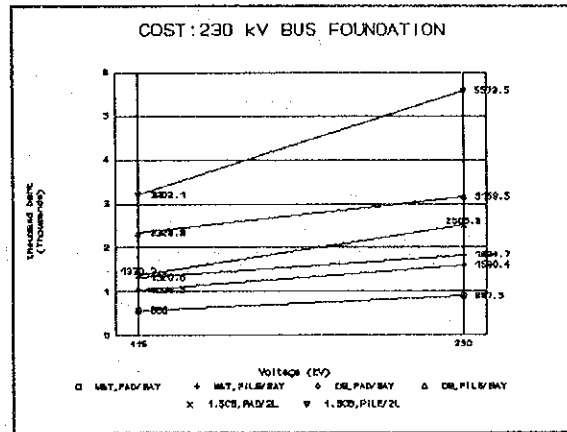
	Main & Transfer Bus	Double Bus	One and a half
230 kV	887.5	1590.4	2506.3
500 kV	1150	2070	3260

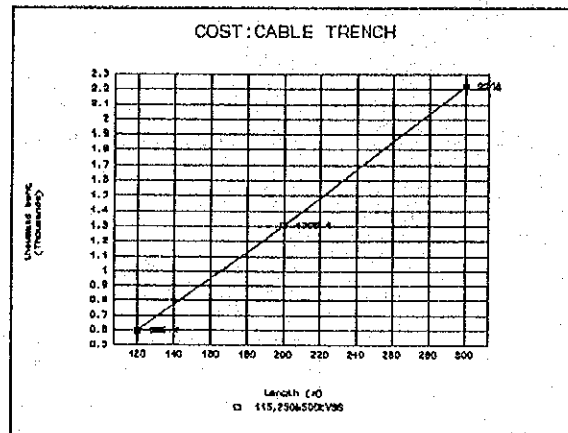
TRANSFORMER FOUNDATION COST (1000 Baht per 3 phase)

230 kV	1300
500 kV	3900

CABLE TRENCH (1000 BAHT for new construction only)

230 & 500 kV	1306.4
--------------	--------





d) 制御所建屋

制御所建屋とGIS建屋の新設には、以下の建設費が適用される。

(1000 Baht)

230 kV (15m x 30m)	500 kV (20m x 35m)	Building for GIS
19,200	24,000	4,875

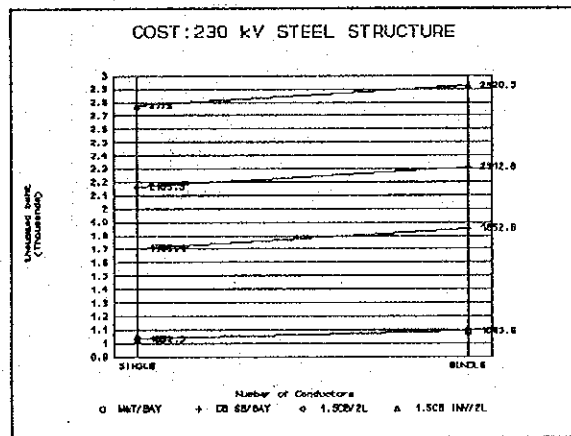
e) 設備

一鉄構

鉄構の費用には、遮断器を除き、断路器、計器用変成器、母線および引き出し構造物の購入と据え付けの費用を含無ものとする。

以下の費用の中には、母線の形式に応じて、ベイ当たり、または以下の図に示すBGATの標準設計の230kV変電所の2回線当たりの鉄構の完全なセットの費用を含む。

輸入税の税率は、輸入材料（すべてが輸入される）の価格の30%とする。



(1000 Baht per 2 lines)

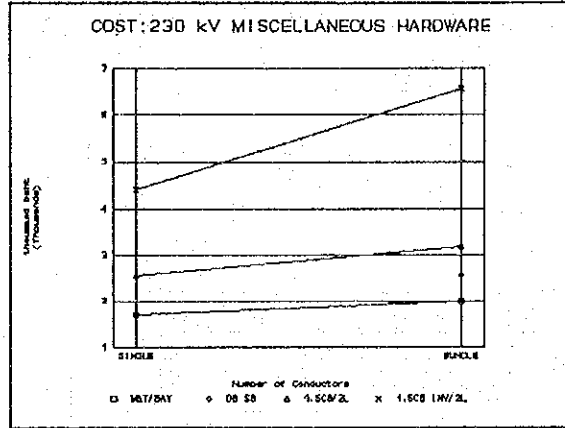
	Main & Transfer	Double Bus	One & a half Conventional	One & a half Invert
230 kV	1095.6	1852.6	2312.8	2920.5
500 kV	1424.3	2408.4	3006.6	3796.7

一その他のハードウェア

230kV変電所のその他のハードウェアの費用は、以下の図に示すその他のハードウェアの購入と据え付けの費用を含む。

輸入税の税率は、輸入材料（すべてが輸入される）の価格の35%とする。

	Main & Transfer	Double Bus	One & a half Conventional	One & a half Invert
230 kV	1445+260.1	2170+390.6	2705+486.9	5550+999
500 kV			12500+3750	

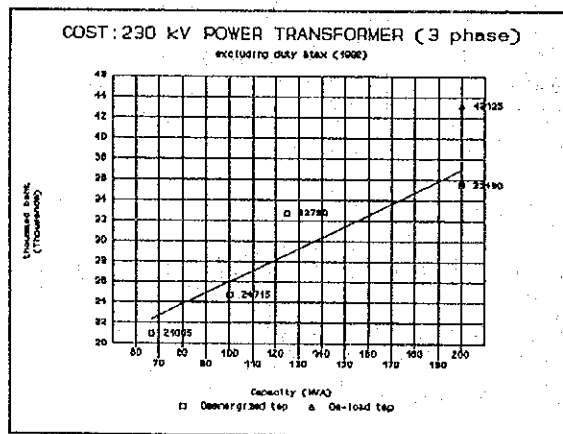


—主変圧器

230kV主変圧器の費用は、以下の図に変圧器の容量(kVA)の変数として示す主電圧器の購入と据え付けの費用を含む。

輸入税の税率は、輸入材料（すべてが輸入される）の価格の5%とする。

変圧器基礎の費用は、他の基礎工事費に含めて、他の節に記載する。



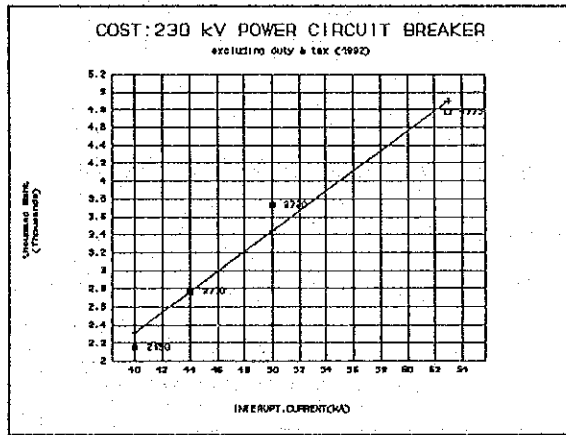
(1000 Baht per 3 phase)

230 kV	500 kV
37,000	111,000

一遮断器

遮断器の費用には、以下の図に示すような、遮断電流の関数としての遮断器とその支持物の購入と据え付けの費用を含む。

輸入税の税率は、輸入材料（すべてが輸入される）の価格の5%とする。



(1000 Baht)

230 kV	500 kV
3520+210	10935+775

一断路器

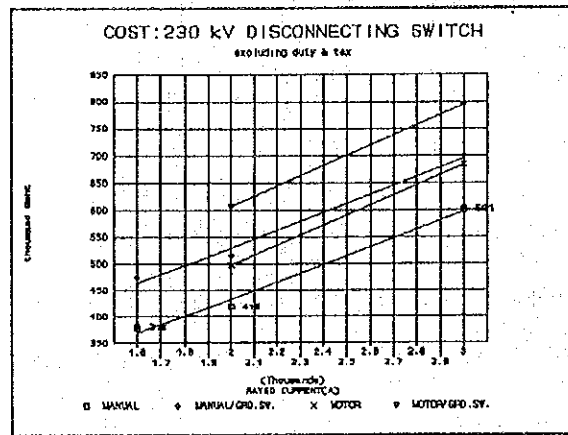
断路器の費用は、以下の図に示すような運転形態と接地断路器の有無によって決められる断路器の購入と据え付けの費用を含む。

EGATの標準設計に従い、230kVと500kVの型式は、電動機駆動で、接地断路器付きのものとする。

輸入税の税率は、輸入材料（すべてが輸入される）の価格の5%とする。

(1000 Baht)

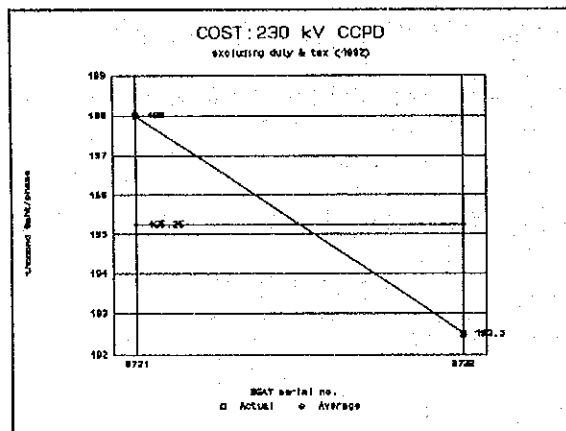
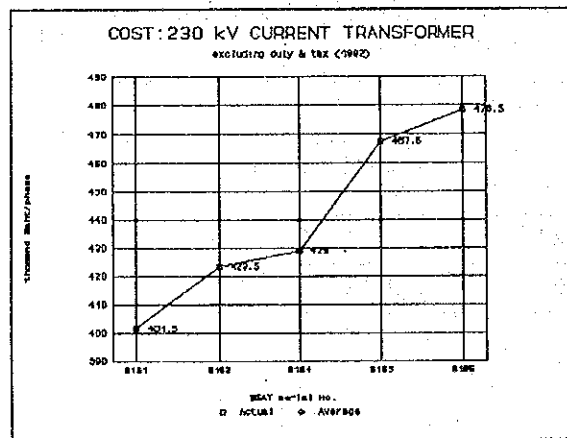
230 kV	500 kV
720+73.5	2500+315



一計器用変成器

計器用変成器の費用は、以下の図に示す変流器と容量結合変成器(CCPD)の購入と据え付けの費用を含む。

輸入税の税率は、輸入材料（すべてが輸入される）の価格の5%とする。



(1000 Baht per Phase)

	CT	CCPD
230 kV	435+43.5	175+17.5
500 kV	1065+120	430+55

—その他の設備

新設工事に関しては、以下の適用する。輸入税は掛からないものとする。

(1000 Baht)

230 kV	500 kV
22,720	28,400

—主制御盤と制御装置

主制御盤と制御装置には、以下を適用する。

輸入税の税率は、すべての輸入材料の価格の35%とする。

(1000 Baht)

	2 lines	Coupling	Transformer	Bus Protection
230 kV	4170+500.4	805+96.6	1485+178.2	
500 kV	17000+3060		7800+1404	1650+297

—交流/直流配電盤

新設に関しては、以下を適用する。

輸入税の税率は、すべての輸入材料の価格の35%とする。

(1000 Baht)

230 kV	500 kV
	1900+395

電力ケーブルと制御ケーブル

以下を適用する。

輸入税の税率は、すべての輸入材料の価格の40%とする。

(1000 Baht per 2 lines)

230 kV	500 kV
1795+540	6000+2150

(2) 送電線

a) 送電線ルート測量と地質調査

EGATの価格表に基づいて、以下の価格を用いる

18,000 バーツ/km

b) 用地費

EGATの価格表に基づいて、以下の価格を用いる

- 平均 21,500 バーツ/RAI
- 水田と穀物畑 13,500 バーツ/RAI
- 山地と森林 1,500 バーツ/RAI
- ゴム園 36,500 バーツ/RAI
- 果樹園 36,500 バーツ/RAI
- 郊外住宅地（平均） 751,500 バーツ/RAI

c) 予備工事

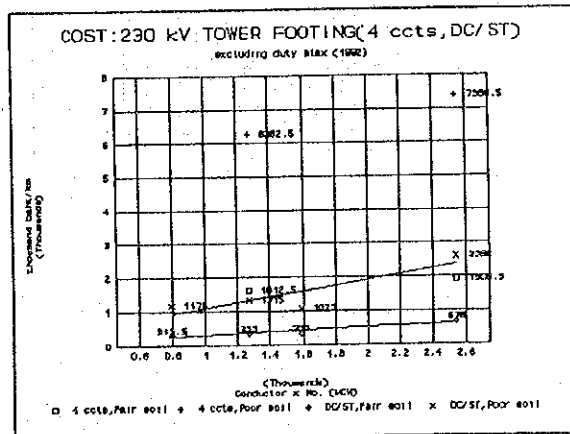
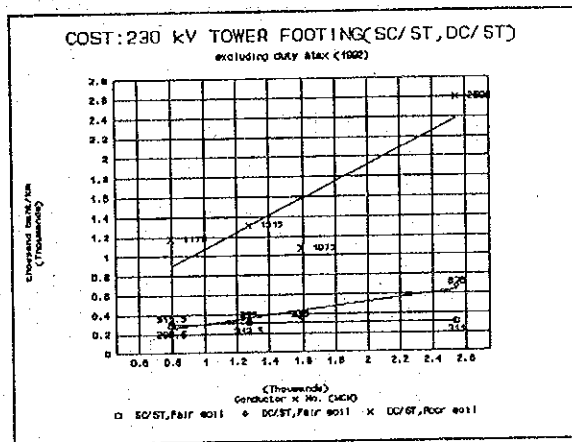
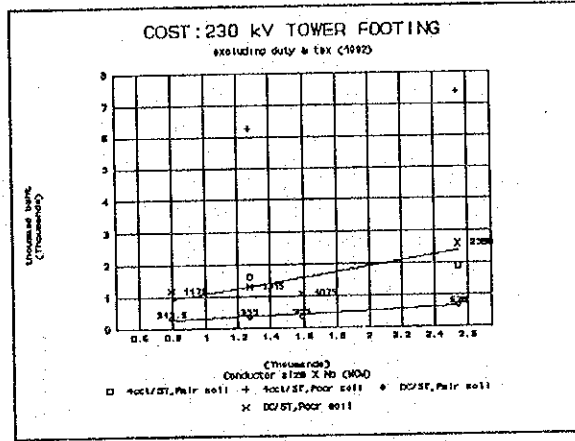
EGATの価格表に基づいて、以下の価格を用いる

- 230 kV送電線（一般） 100,000 バーツ/km
- 500 kV送電線（一般） 155,000 バーツ/km

d) 鉄塔基礎

鉄塔基礎の費用は、以下の図に示す鉄塔基礎の購入と据え付けの費用を含む。

輸入税の税率は、輸入材料の価格の35%とする。

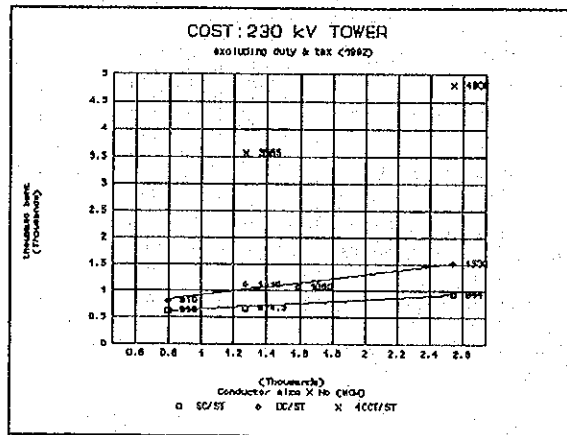


e) 設備

— 鉄塔本体

鉄塔本体の費用は、以下の図に、回線数の関数として示す鉄塔本体の購入と据え付けの費用を含む。

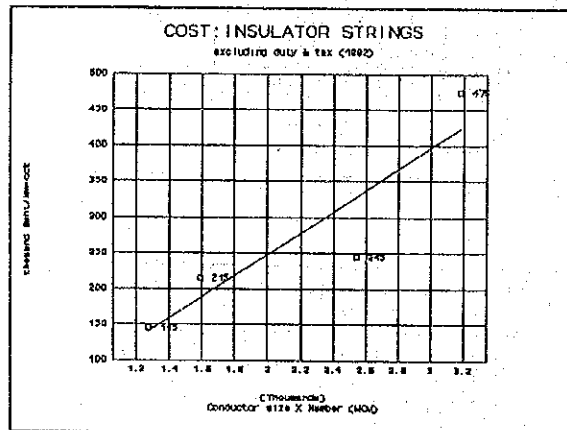
輸入税は必要としない（国内産）。



— 碍子連

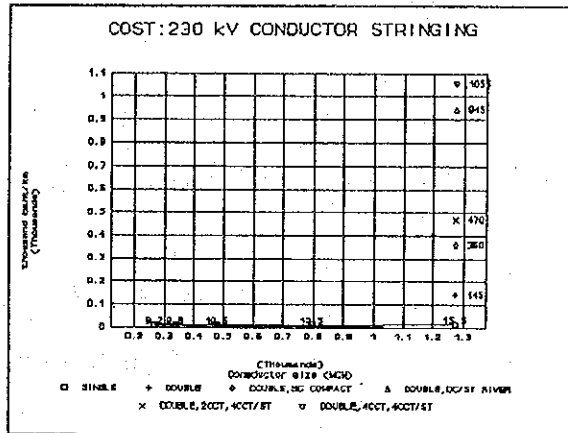
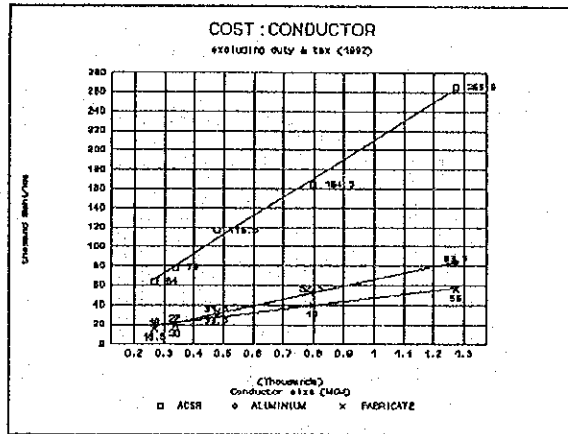
碍子連の費用は、碍子連購入の費用とする。

輸入税の税率は、35%とする。



一電線

電線と架線の費用は、以下の図に別々に示す。



一架空地線

EGATの価格表に基づいて、以下の価格を用いる

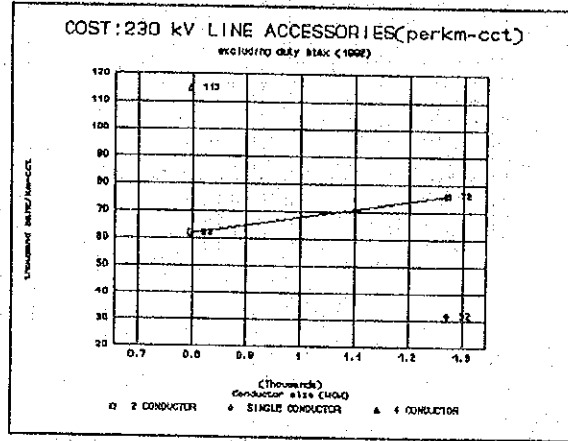
- 6芯OPGW、付属品付き 400,000 パーツ/km
- 10芯OPGW、付属品付き 500,000 パーツ/km
- 3/8インチ亜鉛鍍金鉄線架空地線 20,000 パーツ/km
- 架線 (4回線狭線間送電線) 66,500 パーツ/km
- 架線 (230 kV) 10,000 パーツ/km
- 架線 (500 kV) 30,000 パーツ/km

輸入税の税率は、輸入材料の35%とする (6芯型の価格の3/4、10芯型の価格の4/5、亜鉛鍍金鋼線の価格の100%)。

—線路付属品

線路付属品の費用は、以下の図に示す購入費用である。

輸入税の税率は、35%とする。



—接地材料

BGATの価格表に基づいて、以下の価格を用いる。

- 230 kV送電線 27,500 パーツ/km
- 500 kV送電線 39,000 パーツ/km

輸入税の税率は、輸入材料の35%とする。

8.2 建設工程

第5章に記載した、それぞれの計画年（1997、2001、2006、および2011）における最適系統計画に従って、建設工程は、添付のバー・チャートに示すように計画した。計画では、電力系統解析の結果（すなわち、短絡電流または電力潮流が既設設備の定格を超過する時点）の他に、建設工程のクリティカル・パスを決定するために、以下の事項を考慮した。

- (1) 建設期間中に、中央消費地への送電を減少させることなく、SAI NOI、RANGSIT、NORTH BANGKOKおよびBANGKOK NOIを経る500kVの小さなループを形成するためには、四つの期間にわたってループを再建設し、完成しなければならない。そのうち最初のもは、RANGSITとCHAENG WATTHANA間となる。

この最初の区間（RANGSITとCHAENG WATTHANAは、既設の送電線では過負荷となり、1997年には増強しなければならない（500/230kV、4回線に置き換え、暫定的に230kVで運用する）。さらに、この区間がループの他の区間に先だてて再建設された場合には、ループの他の区間の建設中には、中央消費地への送電をこのループによって確保する。

次に、現在1回線で、ループの他の区間よりも送電容量が少ないNORTH BANGKOKとBANGKOK NOIの間の送電線而建て替え（500kV 2回線とする）、SAI NOIとBANGKOK NOIの間の送電線而建て替え（500kV 2回線とする）を2000年までに完了する。

NORTH BANGKOKとCHAENG WATTHANAの間の送電線を500/230kVへの立て替えと、RANGSIT、MORTH BANGKOKおよびLAT PHRAOの間の送電線の交差点に新設する変電所<A>は、2002年までに完了し、SAI NOI～BANGKOK NOIの送電線も2002年に500kVで運用を開始する。

SAI NOIとRANGSIT地点の間のループの残りの区間は、2004年に完了して既設の500kV 2回線を置き換え、500kVの小ループは、2005年には500kV運転を開始する。

(2) ON MUCH を経由する中心消費地への送電容量を増大するために、<C>変電所を2008年までに建設し、<C>変電所へ若干の送電線を引き込む。

<C>変電所の建設に続いて：

- 既設の230 kV送電線（NONG CHOK～BANG PAKONG、ON NUCH～BANG PAKONG）を<C>変電所へ引き込む(2008)。
- <C>変電所とON MUCH間の230kV 2回線送電線を、230kV 4回線の架空送電線に立て替える（空港を横切る場所は地中ケーブルとし、他の区間は架空送電線とする）(2008)。
- <C>変電所とNONG CHOK間に、230kV 4回線を新設する（2009）。
- <C>変電所とNONG CHOK間に、50 kV 2回線を新設する（2011）。

(3) 他の送電線は、それぞれの消費地の需要の増加に見合う送電容量を勘案して増強する。

Table 8 - 1 CONSTRUCTION AND EXPANSION SCHEDULE OF THE TRANSMISSION LINES IN THE GREATER BANGKOK AREA

No	Transmission Lines			Scale in 1992			Scale in 1992														Scale in 2011								
	From	To	Length (km)	Construction length (km)	Voltage (kV)	No. of Circuits	Conductor n x MCM	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Voltage (kV)	No. of Circuits	Conductor n x MCM
29	WANG NOI	NONG CHOK	64	64																							500	2	4 x 795
28	SAI NOI	WANG NOI	56	56																							500	2	4 x 795
26	BANG PHLI	BANG PAKONG	44.1		230	2	2 x 1272																				230	2	2 x 1272
26	BANG PHLI D (BANG BOR)	D (BANG BOR)	17.5	1.0																							230	2	2 x 1272
26	BANG PHLI D (BANG BOR)	BANG PAKONG	27.5	1.0																							230	2	2 x 1272
22	ON NUCH	BANG PHLI	10.5	10.5	230	2	1 x 1272																				230	2	2 x 1272
15	ON NUCH	BANG KAPI	10	10	230	2	2 x 1272																				230	4	2 x 1272
16	ON NUCH B (PATANAKARN)	BANG KAPI	10		230	2	2 x 1272																				230	2	2 x 1272
		BANG KAPI	5	5.0																							230	2	2 x 1272
	LAT PHLI	BANG KAPI	10.4		230	2	2 x 1272																				230	2	2 x 1272
	LAT PHLI	RATCHADA PHISEK	4.5	0.5																							230	2	2 x 1272
	RATCHADA PHISEK	BANG KAPI	6.5	0.5																							230	2	2 x 1272
27	SOUTH BANGKOK	BANG PHLI	15.9		230	2	2 x 1272																				230	2	2 x 1272
27	SOUTH BANGKOK E (TEPARAK)	E (TEPARAK)	11.5	2.0																							230	2	2 x 1272
27	SOUTH BANGKOK E (TEPARAK)	BANG PHLI	5.5	2.0																							230	2	2 x 1272
23	NONG CHOK	BANG PAKONG 2	42.3		230	2	2 x 1272																				230	4	2 x 1272
24	NONG CHOK	Site C	19	19																							230	2	2 x 1272
19,21	ON NUCH	BANG PAKONG 2	56		230	2	2 x 1272																				230	2	2 x 1272
20	ON NUCH	C	22	22																							230	4	2 x 1272
25	Site C	BANG PAKONG 2	36	2.0	230	2	2 x 1272																				230	4	2 x 1272
18	NONG CHOK	KHLONG MAI	34.3		230	2	2 x 1272																				230	2	2 x 1272
	NONG CHOK	C	19	19																							500	2	4 x 1272
	C	KHLONG MAI	15.5	2.0																							230	2	2 x 1272
	KHLONG MAI	BANG PAKONG	8		230	2	2 x 1272																				230	2	2 x 1272
2	SAI NOI	BANGKOK NOI	29.6	29.6	230	2	2 x 1272																				500	2	4 x 1272
1	BANGKOK NOI	NORTH BANGKOK	18.4		230	1	1 x 1272																				500	2	4 x 1272
4	BANGKOK NOI	Site F (TALINGCHAN)	9.2	9.2																							500	2	4 x 1272
4	Site F (TALINGCHAN)	NORTH BANGKOK	9.2	9.2																							230	2	2 x 1272
4	F (TALINGCHAN)	NORTH BANGKOK	9.2	9.2																							230	2	2 x 1272
3	SAI NOI	RANGSIT	24.5		230	2	2 x 1272																				500	2	4 x 1272
3	SAI NOI	Site RANGSIT	24.5	24.5																							500	2	4 x 1272
3	RANGSIT	NORTH BANGKOK	19.4		230	1 / 2	1 x 1272																				500	2	4 x 1272
13	RANGSIT	LAT PHLI	17.7		230	1 / 2	1 x 1272																				230	2	4 x 1272
	RANGSIT	CHAENG WATTANA	10	1.0	230	2	1 x 1272																				230	2	4 x 1272
	Site RANGSIT	Site CHAENG WATTANA	10	10																							500	2	4 x 1272
	RANGSIT	CHAENG WATTANA	10	10																							230	2	4 x 1272
			Overhead 5	Overhead 5																							230	2	4 x 1272
			Cable 5	Cable 5																							230	2	4 x 1272
5	CHAENG WATTANA	NORTH BANGKOK	11.4	1.0	230	1 / 2	1 x 1272																				500	2	4 x 1272
5	CHAENG WATTANA	LAT PHLI	9.7	1.0	230	1 / 2	1 x 1272																				230	2	2 x 1272
5	NORTH BANGKOK	LAT PHLI	7		230	1 / 2	1 x 1272																				500	2	4 x 1272
5	Site CHAENG WATTANA	Site A	7.1	7.1																							230	2	4 x 1272
6	CHAENG WATTANA	A	7.1	7.1																							230	2	4 x 1272
6	Site A	NORTH BANGKOK	4.4	4.4																							230	2	4 x 1272
6	A	NORTH BANGKOK	4.4	4.4																							230	2	4 x 1272
7	A	LAT PHLI	2.7	2.7																							230	2	4 x 1272
14	NONG CHOK	ON - NUCH	16.0	16.0	230	2	2 x 1272																				230	4	2 x 1272
17	DAR FONG 2	SAI NOI	53.6	53.6	230	2	1 x 1272																				500	2	4 x 1272
12	WANG NOI	RANGSIT	50	50																							230	2	2 x 1272
12	WANG NOI	RANGSIT (or RANGSIT 2)	50	50																							230	2	2 x 1272
	RANGSIT	RANGSIT 2	4.0	4.0																							230	2	2 x 1272
8	BANGKOK NOI	SAM PHRAN 1	12		230	1	2 x 1272																				230	2	4 x 1272
9	BANGKOK NOI	Junction near BANGKOK NOI	0.3	0.3	230	1	2 x 1272																				230	4	4 x 1272
10	Junction near BANGKOK NOI	SAM PHRAN 1	11.7	11.7	230	2	2 x 1272																				230	2	4 x 1272
11	Junction near BANGKOK NOI	SOUTH THONBURI	8.1	8.1	230	1	2 x 1272																				230	2	4 x 1272
11	BANGKOK NOI	SOUTH THONBURI	8.1	8.1	230	2	2 x 1272																				230	1	4 x 1272
30	A	G (SANAMPAO)	9	9																							230	6	Cable
32	SOUTH THONBURI	I (THANONTOK)	10	10																							230	4	Cable
33	BANGKOK NOI	J (THONBURI)	11	11																							230	3	Cable
31	BANG KAPI	H (KLONG TOEY)	8	8																							230	6	Cable

Note : (1) **** shows a period of construction work.

(2) [shaded box] shows recommended reinforcement, though outside the Greater Bangkok Area.

第9章

環境影響調査

第 9 章 環境影響調査

9.1 概要

計画最終年の送電系統に関する最終計画は、BANGKOK NOI変電所とNORTH BANGKOK変電所への500kV系統の導入を含み、既設のSAI NOI～BANGKOK NOI～NORTH BANGKOK～RANGSIT～SAI NOIの230kVループ送電線は、500 kV送電線に建替えられる。新しい線路ルートを獲得することは、きわめて困難かつ不可能であるので、既設の230 kV送電線の幅40mの用地は、500kV送電線にとっては制約されたものとなる。

この検討の目的は、バンコク首都圏の既設230kV送電線の用地を使って500kV送電線を建設した場合の環境問題、その保護対策および補償費を含むものである。

9.2 230kV 1回線の用地に230kV多回線を建て替えた、EGATの最近の経験

主要な問題と、その解決を以下に簡単に記載する。

9.2.1 送電線

(1) 設計段階

- a) 建設は、オフピーク時（毎日8～16時間）に既設の送電線を停止するか、または鉄塔の建設と架線のために線路の区間を2～3ヵ月停止することが許されるだけであるという条件があるので、この条件は入札の前に考慮しなければならない。
- b) 既設鉄塔の付近に新設鉄塔を設け、径間中央に補強支持物を建設できるようにする。
- c) 既設のインフラストラクチャーと干渉する部分、すなわち高架道路の横断および新設高架鉄道の横断などは、設計段階で容易に解決することができる。

(2) 建設段階

- a) 建設期間中は、二つの方法が可能であり、第一は計画された増設送電線のルートに沿って仮送電線を建設することであり、第二の方法は、例えば用地の縁に沿って仮送電線を建設することである。
- b) 長いコンクリート柱などの主要機材の輸送は、狭い用地が新たな問題となる。

9.2.2 変電所

- (1) 一般に既設の変電所の用地は狭いので、機器の容量を大きなものに取り替えたりして、変電所のレイアウトを変更する必要がある。
- (2) 変電所を、通常型の機器よりも所要面積が狭いガス絶縁開閉器 (GIS) 式とする。

グレートバンコク地域の大電力送電計画のために500 kV送電線や変電所を新たに建設する場合には、以上と同様に困難な問題が予想されるので、注意が必要である。

9.3 環境問題：既設230kV送電線の用地に500kV送電線を併架する場合

MAB-MOH~THA TAKO~NONG CHOK の500 kV送電線は、ほとんどが田園地帯に建設され、森林、水田などの間を走っている。言い替えば、田園の環境の中に建設されている。大電力送電計画で計画される送電線であるSAI NOI~BANGKOK NOI~NORTH BANGKOK~RANGSIT~SAI NOIのループ送電線は、既設の230kV送電線上に建設され、都市部だけではなく田園部も通過する。このループ送電線は、人口密度が非常に高い住宅地、商業センターを通り、あらゆる種類のインフラストラクチャーと交差する。言い替えば、この送電線は都心と郊外を通過する。

9.3.1 環境対策

さまざまな環境対策が可能であり、その一部を以下に記載する。

(1) 離隔基準の選定

現在までのところ、EGATは、田園地帯における離隔基準を採用している。EGATの基準に替わって、日本の保安規定を採用することは有益であろう。ただし、この計画においては、環境補償の基準として用いる。EGATの参考のために、9.4章に、日本政府(MITI)の規格の抜粋を記載する。

(2) 用地が狭いときの短径間設計

THA TAKO～NONG CHOK間の第2送電線には、標準径間420mに対して、用地幅は60mである。40mの用地幅に500kV送電線を収容するためには、径間を小さくして、径間中央で外側の電線が用地の外へ振れないようにしなければならない。コンピューター検討の結果では、径間が約330mであれば、最大の振れは38m以内であり、用地の縁に対して1mの余裕があることを示している。

(3) 変圧器騒音の抑制

BANGKOK NOI変電所やNORTH BANGKOK変電所のように、既設変電所の用地に500kV変電所が新設される場合には、人口密度が高い住宅地に接近することとなるため、騒音公害の問題を慎重に検討する必要がある。新設の500kV変電所には低騒音変圧器を用いて、騒音公害を国際基準まで低減することが推奨される。

9.3.2 環境保護対策と補償の費用

環境対策と補償の費用は、一般には送電線の増分建設費、すなわち、用地に制約のある都市／郊外に建設する送電線の建設費が、制約のない田園地域に建設される送電線の建設費を上回る分として計算される。言い替えば、補償費は、バンコック周辺の40m幅の用地に500kV送電線を建設する費用と、THA TAKO～NONG CHOK送電線（ただし、同じ1272 MCM 4 導体とする）の様に幅60mの用地に建設される500kV送電線との差として計算される。

標準径間が異なる場合の増分費用

最初は、コンピューターの検討によって、径間中央の電線の振れが用地の安全圏内に収まるような最大標準径間を決定しなければならない。次に、二種類の標準径間に対して、それぞれの送電線に必要な鉄塔の数が定まる。鉄塔の数が異なることにより、用地幅が異なる場合の二種類の送電線の増分建設費を評価することができる。

以下のように線路の要素が同じであるとして検討を行う。

- a) 導体の長さが同じ。
- b) 架線費用は同じと考える。
- c) 他の費用も同じと考える。

従って、異なる数の鉄塔を建設する費用（すなわち、基礎のための用地、鉄塔本体、基礎、碍子連、および他の金具）によって、二種類の線路の建設費の違いを求める。

これが、環境保護のための補償費として定義する「増分費用」である。

内容と例を、以下に示す。

(1) 建設費

Item	Description	T/L in rural area	T/L in sub-urban /urban area	Marginal Cost
1.	Right of Way	Un-restricted	Restricted	-
2.	Ruling span	x meter	y meter	$x > y$
3.	Estimated number of tower	$\frac{1}{x}$ (line length)	$\frac{1}{y}$ (line length)	$(\frac{1}{y} - \frac{1}{x})$
4.	Overall cost of different number of tower (i.e. each tower cost includes tower bodies, foundation included land cost - as well as insulator and other fixtures)	A	B	(line length) $B - A$
5.	Conductor, overhead groundwire and accessories (since it is the same length of line)	C	practically "same"	- nil -
6.	Others	D	- ditto -	- nil -
7.	Conclusion: Marginal cost of the 2 transmission line is	-	-	<u>$B - A$</u>

(2) グレーターバンコク地域の500 kV送電線の増分建設費

要約：グレーターバンコク地域の500kV送電線を再建するためには、既設の用地(40 m幅)を使用しなければならない。用地全体の地価が上昇する問題は、「増分費用」の計算とは関係がなく、仮定の線路よりも鉄塔の数が増大することによる用地費の増大だけが計算される。

a) 40m幅の用地の標準径間 = 330 m
 500 kVの総延長 = 146,600 km
 鉄塔の概数 = $146,600/0.330 = 444.24 = 445$ 基

60m幅の用地の標準径間 = 400 m
 鉄塔の概数 = $146,600/0.400 = 367$ 基

鉄塔の数の増分 = $445 - 367 = 78$ 基

b) 鉄塔1基の価格

i) 鉄塔本体 = 4,500,000 Baht
 ii) 鉄塔基礎 = 1,500,000 Baht
 iii) 基礎の用地費 = 4,000,000 Baht
 iv) V-懸垂装置と碍子 = 100,000 Baht

各鉄塔位置における費用 = 10,100,000 Baht

鉄塔数の差 = 78 基

二つの送電線の建設費差 = $10,100,000 \times 78$

= 787,800,000.- Baht

= 増分費用

以上に示すように、環境保護と補償の費用は、計画の送電線を田園地方に仮定した送電線と比較した場合の増分費用である。この場合、環境保護と補償の費用は、約787,800バーツと想定される。

9.3.3 環境対策のための最終補償費

工事の詳細設計の段階で、設計技術者は環境に影響を与えない鉄塔の位置を決定する。その場合にも、環境に電気的な影響を与えないために、通常よりも高い鉄塔が必要となる場合がある。鉄塔の増分費用（鉄塔本体と基礎）は、最終的な環境補償費として評価することができる。

9.4 電気設備技術基準

日本の規格における人体に対して許容される離隔と高さを以下にしめす。

- (1) 送電線の充電部の最小必要な地上高は、人間に対する誘導を許容値以下にするために、以下のようになる。

a) 基準値

地上1 mで -30 V/cm ($27 \text{ V/cm} = 10\%$ 裕度)

(住宅地 - 規則112号)

地上1 mで 50 V/cm

(他の地域)

b) 基準許容高さ

Nominal System Voltage (kV)	Conductor			Min. Required Height (m)	
	Site (mm ²)	Type	Number	Resident Area	Non-resident Area
187	240	ACSR (TACSR)	1	7.0	5.0
220	410	ACSR (TACSR)	1	8.5	6.0
220	610	ACSR (TACSR)	2	10.5	7.5
275	410	ACSR (TACSR)	2	12.5	8.5
275	410	ACSR (TACSR)	4	14.0	10.0
275	810	ACSR (TACSR)	4	14.0	10.0
500	810	ACSR (TACSR)	4	23.0	16.0

(2) 絶縁強調のために必要とされる送電線の充電部の地上高

Nominal System Voltage (kV)	Required Height (m)	
	Resident Area	Non -resident Area
187	6.36	5.36
220	6.72	5.72
275	7.44	6.44
500	10.08	9.08

(3) 充電部から建物までのクリアランス

a) 基準値

水平方向に最小3 m (規則133号)

(4) 充電部から樹木までのクリアランス

a) 10年間の樹木の成長を考慮する (規則144号)

b) 以下の表には、日本各地の樹齢15年の樹木の平均高さと、年間の成長率を示す。

日本では、10年間の成長として6 mの値をとれば充分である。

Cedar Tree		Cypress Tree		Pine Tree	
Height	m/year	Height	m/year	Height	m/year
8.3	0.55	5.4	0.36	7.3	0.49
Akita Province		Kiso Province		Iwata Province	
7.4	0.49	6.1	0.41	8.5	0.57
Echigo/Aizu Province		Amagi Province		Nagano/Niigata Province	
6.2	0.41	7.3	0.49	8.7	0.58
Kumamoto Province		Shikoku/Setouchi Province		Chugoku/Setouchi Province	

(5) 通信線

地上から5 mの空間電位が5,500 V以下

(6) 高さと離隔

Minimum Height of Conductor

		Nominal System Voltage (kV)				Note
		187	220	275	500	
From the ground level	Resident Area	6.36	6.72	7.44	10.08	Code 116 Code 112
	Electric field strength not more than 30 V/m at 1m above ground level					
	Non-resident Area	5.36	5.72	6.44	9.08	Code 116
From snow surface		Not dangerous for passengers				Code 116
From water surface		Not dangerous for navigation				Code 116

Clearance of Conductor to various Objects

	Nominal System Voltage (kV)				Note
	187	220	275	500	
Structure	5.40	5.85	6.60	10.05	Code 133
Road	ditto	ditto	ditto	ditto	134
Railway	3.56	3.92	4.64	7.28	135
Cable of small current	ditto	ditto	ditto	ditto	136
EHV	ditto	ditto	ditto	ditto	137
Other structure	ditto	ditto	ditto	ditto	138
Tree	ditto	ditto	ditto	ditto	141

9.5 超高圧架空送電線の静電誘導

500kV 送電線下で発生する技術的な諸問題についての調査研究を進めるため、送電線下の静電誘導について検討することになった。

人が500kV 送電線下を傘をさして通るときに頬など身体の一部が金属製の傘の柄に接触したり、あるいは500kV 送電線下にある自動車、建造物、柵などの金属部に触れた時の静電誘導の感知について、

- 人体への影響と感知の程度
- 送電線下の電界の強さと感知の関係
- 電界の強さの測定および予測方法
- 抑制目標、低減方法

の検討を行った。

9.5.1 人体への影響

静電誘導を受けた導電体に人体が接触する瞬間には、過渡的な放電が生じ、間欠的なパルス状電流が人体を通過する。

このような現象に関する研究の一つとして、「誘導感知調査医学グループ」が行ったものがある。この研究では、傘を対象として微少な放電エネルギーを人工的にくりかえして与え、放電継続時間を変化させた実験を行っている。その結果、送電線下で通常起こると考えられるような条件では、傘に接触する際の放電時間は極めて短いので、このときの刺激の影響は、精神的にも身体的にも、日常われわれの周囲に起こっている生理的な変動の範囲にとどまり、しかも一過性の現象であると報告している。

また、ごく短時間の通電による人体への影響に関する研究としては、アメリカのダールジール氏らにより、放電エネルギーを一つの指標にとって、危険限界を10~50WSとしている例がある。傘への静電誘導によって生ずる放電エネルギーは、これよりはるかに低い領域にあり、試みに概算してみると、せいぜい数mWS程度のものが、間欠的にくりかえされるのにすぎない。

9.5.2 感知の程度

(1) 通常の施設状態では静電誘導感知のさい人体を通過する電流は通常の感電における安全限界値に比べ遙に低い領域にあるので人に危険を及ぼすおそれはない。

しかしながら、接触のさい刺激を感じることもありこのため一般公衆に不快感あるいは不安感を与えることは好ましくないので、静電誘導感知抑制のために目標とすべき静電誘導の大きさの範囲を検討しておく必要がある。

誘導をうける物体としては、傘、自動車など対象が不特定多数であるが、構造・大きさなどがほぼ一定の範囲にあるものと、金属製の屋根、柵など構造・大きさなどが不定で対象が固定されており比較的次数が少ないものとの二つに分けて考えるのが取扱い上便利である。

静電誘導とは、送電線下の電界中に絶縁された導電体があると、大地との間に電位差を生じる現象である。この導電体に人体が接触すると刺激を感知し、またそのさい放電電流が人体を通過する。また接地された導電体に絶縁された人体が接触した時も同じである。このようなときの通電々気量は、通常の感電における安全限界値に比べ、はるかに低い領域にあり、人体に傷害をおよぼるものではないが、接触のさいに刺激を感じ、公衆に不安感を与えることがあるので、500kV のような高電圧の送電線ではこの感知対策を考慮することが必要である。

誘導を受ける物体としては、

a) 傘、自動車など、対象が不特定多数であるが、構造・大きさなどがほぼ一定の範囲内にあるもの

b) 金属製の屋根、柵など、構造・大きさなどが不定であるが、対象が固定されており、比較的次数も少ないもの

の二つに分けて考えるのが取扱い上便利である。この点を考慮しつつ検討を行った結果は、以下のとおりである。

(2) 人が傘に接触する瞬間の過渡放電による感知の程度に関する調査としては、誘導感知調査医学グループの報告と、500kV 実証試験研究委員会の報告との二つが発表されている。

傘の誘導電圧	頬に触れる時の感じ
1～2 kV (5～10V/cm)	ほとんど感じない。
3～4 kV (15～20V/cm)	感じる場合があるが、ほとんど気にならない。
5～6 kV (25～30V/cm)	触れた瞬間のみわずかな刺激を感じることもある。
8 kV以上 (40V/cm以上)	かなり明確な刺激を感じる。

注：誘導感知調査医学グループの報告

ラ ン ク	感知の程度 充電部の下において傘を 持って歩きながら傘の金 属部に頬に触れる瞬間の 状態	地表電界の 強 さ (V/cm)
1	ほとんど感じない	約30以下
2	やや感じる	約30～約60
3	感じる	約60以上

注：500kV 実証試験研究委員会の報告

両者を比較すると、電界強度約30V/cm以下では、若干の表現のちがいはあるが、ほぼ同等の結果となっている。しかし約30V/cmをこえる範囲では、誘導感知調査医学グループの報告が、40V/cm以上で、「かなり明確な刺激を感じる」としているのに対し、500kV 実証試験研究委員会の報告では、約30～60V/cmで「やや感じる」、約60V/cm以上で「感じる」としている。

このちがいは、前者が送電線下に立ちどまってくりかえし傘に接触するという、通常感知が発生する状態より一層感知しやすい条件で実験し、感知の限界を求めているのに対し、後者は送電線下通行中の感知を模擬して、歩きながら一瞬傘に触れるという、より実際的な方法によって実験しているために生じたものと判断される。

9.5.3 測定および予測の方法

静電誘導の現場における測定方法には、測定項目、測定対象によって以下の方法がある。

測定項目		測定法	測定対象
被誘導体の誘導電圧		静電電圧計法	すべての被誘導体に適用できる
		真空管電圧計法	
		ネオン管電圧計法	
人体への誘導電流	(定常)	電流計法	同上
	(過度)	オシログラフ法	
電界強度		電界強度計法	固定された物件には適用できない

9.5.4 低減方法

静電誘導を低減する方法を以下に示す。

低減方法	摘要
送電線地上高の増加	送電線建設時にあらかじめ配慮しておく方法として適している。
送電線逆相配列の採用	2回線垂直配列の送電線に適用できる。
しゃへい設備の設置	送電線自体の変更を伴わず低減できる。
対象物件の接地(500Ω以下)	固定した物件の場合および送電線付近での作業の場合に適用できる。対象物件に付帯した設備となる。

第10章

經濟評估

第 10 章 経 済 評 価

10.1 概 要

本送変電設備増強計画経済評価の方法としては、超過便益（ $B - C$ ）、便益・費用比率（ B / C ）、および便益（ B ）および費用（ C ）のそれぞれの現在価値換算額が等しくなるような等価割引率（EIRR：経済的内部収益率）を算出して判断を行う。

本計画の便益としては、(1)設備の増強自体により、需要家が消費し得るようになる増加送電量価値、(2)設備の増強による停電事故減少に伴う増加送電量価値、(3)設備の増強により低減すると予想される送配電設備の運転維持費が考えられる。

本計画の費用は、(1)経済的設備投資額および(2)運転維持費とする。

10.2 前提条件

経済評価の計算は、以下の前提にもとづいて行う。

(1) 電力料金

現行の料金制度にもとづくEGATの平均売電価格を用いる。この平均売電価格はEGATの各需要家への供給点での料金であり、EGATの発送電網における投資と費用にもとづいている。つまり、送電コストはEGATの投資と費用のみを含むと想定している。（MBAおよびPEAによる送電コストは配電コストの一部と考え、ここには含めていない）

(2) 総投資額

本計画の一部はMEAにより実施される。

各電力会社の投資にもとづいている現行の電力料金制度を考慮して、ここではMEA部分の投資を検討の対象から除いた。

建中利子、輸入税、VAT税およびエスカレーションを除外した建設費用を用いる。なお、建設費は1992年ベースで積算されている。

(3) 通貨交換率

US \$ 1 = 25バーツ

(4) 運転維持費

EGATの経済分析基準により年間の運転維持費については、送電線は建設費（輸入

税、VAT税をのぞく)の1.0%、変電所は2.0%とした。

(5) 計算期間

関係する設備の耐用年数はEGATの経済分析基準により次のとおりと定められている。

送配電線 40年

変電所 25年

本増強計画により新設される全設備の平均耐用年数として、総投資額における送配電・変電各部門の割合で、上記2部門の規定耐用年数を加重平均して算出することとする。その結果は32年である。

但し、本整備計画では1994年から2011年まで順次設備が完成していくため、経済評価の計算期間は建設工事期間(1994年～2011年)の中間点である2002年から32年後まで、すなわち2034年までとする。

(6) 割引率

割引率はEGATとの打合せにより10%P.aとする。

(7) 発電費用

EGATの経済分析基準および送電ロスを考慮して Energy Costは 0.6998 Baht/kWh、Capacity Cost は4,409.16 Baht/kW (年あたり)とする。

計算は以下のとおり。

$$\bullet \text{ Energy Cost } 0.6480 \text{ B/kWh} \times 1.08 = 0.6998 \text{ B/kWh}$$

$$\bullet \text{ Capacity Cost } 38,184.9 \text{ B/kW} \times 0.10497172 = 4,008.33 \text{ B/kW P. a.}$$

(0.10497172は32年間10%の資本回収係数)

$$4,008.33 \times 1.1 = 4,409.16 \text{ B/kW P. a.}$$

10.3 経済評価

10.3.1 費用

(1) 建設費

本増強計画の総投資額としては、第8章で積算した建設工事費から輸入関税、VAT税を除外して使用する。エスカレーションは考慮しない。その年度別内訳をTable 10-1に示す。

(2) 運転維持費

本増強計画の運転維持費は先に述べた前提で算出するが、その年度別内訳を Table 10-2 に示す。

10.3.2 便 益

(1) 本増強計画によって需要家が消費し得るようになる増分電力量価値

1997年末に完成する設備が便益を生み始める翌1998年以降の消費電力量のうち、現時点の設備でカバーできる1997年の電力量を超える部分は、本増強計画を行わなかった場合には生じ得ないのものである。また2012年以降の需要増については新たな増強計画を行い対応することになる。

したがって、設備が一部完成し運開する1998年から計算期間の終期である2034年までの MEA域内の各年毎の消費電力量（需要想定値、2012年以降は先に述べた理由からフラットにおく）から MEA域内の1997年の消費電力量（需要想定値）をそれぞれさしひいた値の合計を本整備計画により需要家が消費し得るようになる増分電力量と見なす。この増分電力量に後にのべる単価を乗じ、発電費用をさしひいて本増強計画の便益を算出する。年度毎の増分電力量を Table 10-3 に示す。

(2) 本増強計画による停電事故減少に伴う増加送電量価値および低減される送配電設備の運転維持費

JICA調査団が提案した増強計画により送配電システムの信頼度が向上され、停電電力量の減少を図ることができる。停電事故の減少により送電量が増加する。

また、本増強計画による合理化等により配電設備の運転維持費の低減が図れると予想される。

ただし、これら2つの要因による便益は、先に検討した増分電力量価値に対して金額的にごく小さいものであるため、今回の経済評価では考慮しないこととする。

(3) 電力量の便益単価

本増強計画の便益を評価する単価としては、EGATの平均売電価格から発電費用を引いた額を用いるのが適当と考えられる。なぜなら、公益事業としての電力会社の料金は原価主義にもとづいて算定され、需要家の“Willingness to pay”を反映す

るものと一般に考えられているからである。また便益の中には発電設備に起因するものが含まれているためこれを控除する。

BGATの平均売電価格を Table 10-4 に示した。2001年までの単価はBGATの現在の料金計画によった。

2002年から2011年（建設の完了年）までは1992年価格で年あたり1%の料金上昇を見込んだ。2012年以降は同じく1992年価格での料金上昇はなしとした。

（なお、実際の料金単価から1992年価格への換算には、年率5%のエスカレーションを前提とした。）

増分電力量にこの料金単価を乗じて得られる金額からBGATの発電費用をさしひいた本増強計画の便益を Table 10-5 に示す。

10.3.3 経済評価の結果

本増強計画の便益および費用のフローを Table 10-6 に、EIRRの計算をTable 10-7 に示す。これにより、本増強計画の経済的内部収益率(EIRR)、超過便益 (B - C) および便益・費用比率 (B / C) をもとめると以下の通りとなる。

E I R R : 17.54%

B - C : 668,715 Thousand US\$

B / C : 2.18

これらの値から、本増強計画の経済性を判断すれば、EIRR、B - C、B / Cのいずれも良好であり、本増強計画は経済性の面で十分に成り立つものであると認められる。

Table 10-1 Construction Cost for Economic Analysis

(1,000 US\$)

Year	Total Construction Cost for Transmission Line	Value Added Tax	Import Duty	Construction Cost (Transmission Line) for Analysis	Total Construction Cost for Substation Equipment	Value Added Tax	Import Duty	Construction Cost (Substation) for Analysis	Total Construction Cost for Analysis
	A	B	C	D=A-(B+C)	E	F	G	H=E-(F+G)	D+H
1994	300	16	10	274					274
1995	161,280	6,692	3,950	150,638					150,638
1996									0
1997	81,410	650	298	80,462	206,995	11,358	14,337	181,300	261,762
1998	14,850	764	322	13,764					13,764
1999									0
2000	45,370	2,347	1,318	41,705					41,705
2001					193,909	10,660	12,506	170,743	170,743
2002	23,000	1,215	490	21,295					21,295
2003	15,080	791	445	13,844					13,844
2004	25,930	1,307	927	23,696					23,696
2005	12,510	4,718	298	7,494					7,494
2006					171,788	9,435	9,748	152,605	152,605
2007	175,180	555	250	174,375					174,375
2008									0
2009	18,190	8,701	405	9,084					9,084
2010	13,750	700	474	12,576					12,576
2011					112,518	6,184	7,314	99,020	99,020
2012									0
2034				0				0	0
Total	586,850	28,456	9,187	549,207	685,210	37,637	43,905	603,668	1,152,875

Table 10-2 Operation and Maintenance Cost

(1,000 US\$)

Year	Construction Cost (Transmission Line) without VAT and Import Duty	Operation and Maintenance Cost for Transmission Line	Construction Cost (Substation) without VAT and Import Duty	Operation and Maintenance Cost for Substation Equipment	Total Operation and Maintenance Cost
1994	274		0		
1995	150,638		0		
1996	0		0		
1997	80,462		181,300		
1998	13,764	2,314	0	3,626	5,940
1999	0	2,314	0	3,626	5,940
2000	41,705	2,314	0	3,626	5,940
2001	0	2,314	170,743	3,626	5,940
2002	21,295	2,868	0	7,041	9,909
2003	13,844	2,868	0	7,041	9,909
2004	23,696	2,868	0	7,041	9,909
2005	7,494	2,868	0	7,041	9,909
2006	0	2,868	152,605	7,041	9,909
2007	174,375	3,532	0	10,093	13,625
2008	0	3,532	0	10,093	13,625
2009	9,084	3,532	0	10,093	13,625
2010	12,576	3,532	0	10,093	13,625
2011	0	3,532	99,020	10,093	13,625
2012		5,492		12,073	17,565
-					
2034					
Total	549,207	167,573	603,668	377,860	545,434

Table 10-3 Incremental Electric Energy in MEA area,
which will become available by this Project

(GWh)

Year	Received Energy by MEA (Forecast)	Received Energy by MEA (1997 Forecast)	Incremental Energy received by MEA
1998	40,214	37,292	2,922
1999	43,345	37,292	6,053
2000	46,560	37,292	9,268
2001	50,003	37,292	12,711
2002	53,041	37,292	15,749
2003	56,261	37,292	18,969
2004	59,484	37,292	22,192
2005	62,713	37,292	25,421
2006	66,051	37,292	28,759
2007	69,304	37,292	32,012
2008	72,396	37,292	35,104
2009	75,345	37,292	38,053
2010	78,161	37,292	40,869
2011	80,825	37,292	43,533
2012 - 2034	80,825	37,292	43,533
Total			1,332,874

Table 10-4 EGAT's Average Selling Price of Energy

No	YEAR	Average Selling Price (Baht/kWh)	Constant 1992 Price (Baht/kWh)
0	1992	1.2168	1.2168
1	1993	1.2353	1.1765
2	1994	1.2513	1.1350
3	1995	1.5631	1.3503
4	1996	1.6807	1.3827
5	1997	1.8298	1.4337
6	1998	1.9419	1.4491
7	1999	2.1001	1.4925
8	2000	2.1976	1.4874
9	2001	2.3875	1.5390
10	2002	2.5319	1.5544
11	2003	2.6851	1.5699
12	2004	2.8476	1.5856
13	2005	3.0199	1.6015
14	2006	3.2026	1.6175
15	2007	3.3963	1.6337
16	2008	3.6018	1.6500
17	2009	3.8197	1.6665
18	2010	4.0508	1.6832
19	2011	4.2959	1.7000
20	2012	4.5106	1.7000
21	2013	4.7361	1.7000
22	2014	4.9729	1.7000
23	2015	5.2216	1.7000
24	2016	5.4827	1.7000
25	2017	5.7568	1.7000
26	2018	6.0446	1.7000
27	2019	6.3469	1.7000
28	2020	6.6642	1.7000
29	2021	6.9974	1.7000
30	2022	7.3473	1.7000
31	2023	7.7147	1.7000
32	2024	8.1004	1.7000
33	2025	8.5054	1.7000
34	2026	8.9307	1.7000
35	2027	9.3772	1.7000
36	2028	9.8461	1.7000
37	2029	10.3384	1.7000
38	2030	10.8553	1.7000
39	2031	11.3981	1.7000
40	2032	11.9680	1.7000
41	2033	12.5664	1.7000
42	2034	13.1947	1.7000

Table 10-5 Benefit of the Project

Year	Incremental Energy	Energy Price of EGAT	Energy Cost of EGAT	Incremental Capacity	Capacity Cost of EGAT	Benefit	
	A	B	C	D	E	(AxB) - ((AxC) + (DxE))	
	GWh	Baht/kWh	Baht/kWh	MW	Baht/kW p.a.	Mil. Baht	1,000 US\$
1998	2,922	1.4491	0.6998	491	4,409.16	24.56	982
1999	6,053	1.4925	0.6998	1,017	4,409.16	314.10	12,564
2000	9,268	1.4874	0.6998	1,556	4,409.16	438.82	17,553
2001	12,711	1.5390	0.6998	2,134	4,409.16	1,257.92	50,317
2002	15,749	1.5544	0.6998	2,644	4,409.16	1,801.28	72,051
2003	18,969	1.5699	0.6998	3,185	4,409.16	2,461.75	98,470
2004	22,192	1.5856	0.6998	3,726	4,409.16	3,229.14	129,166
2005	25,421	1.6015	0.6998	4,268	4,409.16	4,103.82	164,153
2006	28,759	1.6175	0.6998	4,828	4,409.16	5,104.71	204,188
2007	32,012	1.6337	0.6998	5,374	4,409.16	6,201.18	248,047
2008	35,104	1.6500	0.6998	5,893	4,409.16	7,372.64	294,906
2009	38,053	1.6665	0.6998	6,388	4,409.16	8,620.12	344,805
2010	40,869	1.6832	0.6998	6,861	4,409.16	9,939.33	397,573
2011	43,533	1.7000	0.6998	7,309	4,409.16	11,315.16	452,606
2012							
-	43,533	1.7000	0.6998	7,309	4,409.16	11,315.16	452,606
2034							
Total	1,332,874					322,433	12,897,325

Table 10-6 Benefit Flow and Cost Flow of the Project

(1,000 US\$)

Discount Rate	Year	Cost			Benefit		NPV		
		Costruction	O&M	Total	PV	Total		PV	
10.00 % pa	1	1994	274		274	226		-226	
	2	1995	150,638		150,638	113,177		-113,177	
	3	1996	0		0	0		0	
	4	1997	261,762		261,762	162,534		-162,534	
	5	1998	13,764	5,940	19,704	11,122	982	554	-10,568
	6	1999	0	5,940	5,940	3,048	12,564	6,447	3,399
	7	2000	41,705	5,940	47,645	22,227	17,553	8,189	-14,038
	8	2001	170,743	5,940	176,683	74,931	50,317	21,339	-53,592
	9	2002	21,295	9,909	31,204	12,030	72,051	27,779	15,748
	10	2003	13,844	9,909	23,753	8,325	98,470	34,513	26,188
	11	2004	23,696	9,909	33,605	10,708	129,166	41,156	30,449
	12	2005	7,494	9,909	17,403	5,041	164,153	47,549	42,508
	13	2006	152,605	9,909	162,514	42,795	204,188	53,769	10,974
	14	2007	174,375	13,625	188,000	45,006	248,047	59,380	14,375
	15	2008	0	13,625	13,625	2,965	294,906	64,180	61,215
	16	2009	9,084	13,625	22,709	4,493	344,805	68,218	63,725
	17	2010	12,576	13,625	26,201	4,712	397,573	71,507	66,795
	18	2011	99,020	13,625	112,645	18,418	452,606	74,005	55,586
	19	2012		17,565	17,565	2,611	452,606	67,277	64,666
	20	2013		17,565	17,565	2,374	452,606	61,161	58,787
	21	2014		17,565	17,565	2,158	452,606	55,601	53,443
	22	2015		17,565	17,565	1,962	452,606	50,546	48,585
	23	2016		17,565	17,565	1,783	452,606	45,951	44,168
	24	2017		17,565	17,565	1,621	452,606	41,774	40,153
	25	2018		17,565	17,565	1,474	452,606	37,976	36,502
	26	2019		17,565	17,565	1,340	452,606	34,524	33,184
	27	2020		17,565	17,565	1,218	452,606	31,385	30,167
	28	2021		17,565	17,565	1,107	452,606	28,532	27,425
	29	2022		17,565	17,565	1,007	452,606	25,938	24,932
	30	2023		17,565	17,565	915	452,606	23,580	22,665
	31	2024		17,565	17,565	832	452,606	21,437	20,605
	32	2025		17,565	17,565	756	452,606	19,488	18,731
	33	2026		17,565	17,565	688	452,606	17,716	17,029
	34	2027		17,565	17,565	625	452,606	16,106	15,481
	35	2028		17,565	17,565	568	452,606	14,641	14,073
	36	2029		17,565	17,565	517	452,606	13,310	12,794
	37	2030		17,565	17,565	470	452,606	12,100	11,631
	38	2031		17,565	17,565	427	452,606	11,000	10,573
	39	2032		17,565	17,565	388	452,606	10,000	9,612
	40	2033		17,565	17,565	353	452,606	9,091	8,738
	41	2034		17,565	17,565	321	452,606	8,265	7,944
	Total		1,152,875	545,425	1,698,300	567,272	12,897,319	1,235,986	668,715

B-C 668,715
B/C 2.1788264

Table 10-7

Calculation of EIRR

(1,000 US\$)

Discount Rate 17.53573 % pa	Year	Cost			Benefit		NPV		
		Costruction	O&M	Total	PV	Total		PV	
	1	1994	274		274	198		-198	
	2	1995	150,638		150,638	92,774		-92,774	
	3	1996	0		0	0		0	
	4	1997	261,762		261,762	116,696		-116,696	
	5	1998	13,764	5,940	19,704	7,474	982	372	-7,101
	6	1999	0	5,940	5,940	1,917	12,564	4,055	2,138
	7	2000	41,705	5,940	47,645	13,082	17,553	4,819	-8,262
	8	2001	170,743	5,940	176,683	41,273	50,317	11,754	-29,519
	9	2002	21,295	9,909	31,204	6,202	72,051	14,320	8,118
	10	2003	13,844	9,909	23,753	4,017	98,470	16,651	12,634
	11	2004	23,696	9,909	33,605	4,835	129,166	18,583	13,748
	12	2005	7,494	9,909	17,403	2,130	164,153	20,093	17,963
	13	2006	152,605	9,909	162,514	16,924	204,188	21,264	4,340
	14	2007	174,375	13,625	188,000	16,657	248,047	21,978	5,320
	15	2008	0	13,625	13,625	1,027	294,906	22,231	21,204
	16	2009	9,084	13,625	22,709	1,456	344,805	22,115	20,658
	17	2010	12,576	13,625	26,201	1,430	397,573	21,695	20,265
	18	2011	99,020	13,625	112,645	5,230	452,606	21,013	15,783
	19	2012		17,565	17,565	694	452,606	17,878	17,184
	20	2013		17,565	17,565	590	452,606	15,211	14,620
	21	2014		17,565	17,565	502	452,606	12,941	12,439
	22	2015		17,565	17,565	427	452,606	11,011	10,583
	23	2016		17,565	17,565	364	452,606	9,368	9,004
	24	2017		17,565	17,565	309	452,606	7,970	7,661
	25	2018		17,565	17,565	263	452,606	6,781	6,518
	26	2019		17,565	17,565	224	452,606	5,769	5,546
	27	2020		17,565	17,565	190	452,606	4,909	4,718
	28	2021		17,565	17,565	162	452,606	4,176	4,014
	29	2022		17,565	17,565	138	452,606	3,553	3,415
	30	2023		17,565	17,565	117	452,606	3,023	2,906
	31	2024		17,565	17,565	100	452,606	2,572	2,472
	32	2025		17,565	17,565	85	452,606	2,188	2,103
	33	2026		17,565	17,565	72	452,606	1,862	1,790
	34	2027		17,565	17,565	61	452,606	1,584	1,523
	35	2028		17,565	17,565	52	452,606	1,348	1,295
	36	2029		17,565	17,565	45	452,606	1,147	1,102
	37	2030		17,565	17,565	38	452,606	976	938
	38	2031		17,565	17,565	32	452,606	830	798
	39	2032		17,565	17,565	27	452,606	706	679
	40	2033		17,565	17,565	23	452,606	601	578
	41	2034		17,565	17,565	20	452,606	511	491
	Total		1,152,875	545,425	1,698,300	337,859	12,897,319	337,859	0

B-C 0
B/C 1.0000000

第11章

財務分析

第 11 章 財務分析

11.1 概要

本送変電設備増強計画の財務分析は、経済評価の項で算出された電力量価値（売電収益）とタイ王国国内価格にもとづく、本計画の総費用を基にして以下の諸計算を行う。

- ① 財務的内部収益率の算定
- ② 借入金返済計画の作成
- ③ 損益計算書の作成
- ④ Cash flow の分析
- ⑤ Debt Service Ratioの算定

11.2 分析方法

(1) 財務内部収益率(FIRR)の算定

年度展開された費用と収益のそれぞれ現在価値換算額が等しくなるような等価割引率（FIRR：財務的内部収益率）を算出し、資本の機会費用を反映する社会的割引率と比べて評価する。

この評価のために使用される「費用」は、総投下資本（輸入税を含む建設費）並びに運転維持費であり、総投下資本には金利、建中利子、元本返済、返済期間等の資金調達条件を勘案しないものとする。

この評価により投下資本の収益性が資金調達条件の如何にかかわらず評価される。

(2) Debt Service Ratioの算定

Debt Service Ratioとは支払利息と元本返済を合わせた支払債務に対する営業利益と減価償却を合わせた内部資金調達の比率である。この値を求めるために以下の3つの作業を行う必要がある。

- ① 借入金返済計画の作成
- ② 損益計算書の作成
- ③ Cashflowの分析

この評価のために使用される費用は、運転維持費および減価償却費であり、減価償却費が輸入税および建設中利子、エスカレーションを含んだ建設費をもとにして算定される。

11.3 財務分析の前提条件

本財務分析は、以下の前提条件にもとづいて行う。

11.3.1 財務的内部収益率 (FIRR)

(1) 売電収入

第10章（経済評価）で算定した本送配電計画に係る便益金額を使用する。

(2) 建設費

経済評価と同じく建設費のEGAT部分を検討の対象とする。

経済評価では除外した輸入税を含む建設費を用いる。但し VAT税、金利、建中利子は含まれない。VATはEGATが政府関係機関であるため還付されるので除外している。

(3) 運転維持費

第10章で積算したものをそのまま使用する。

(4) エスカレーション

考慮しない。

11.3.2 Debt Service Ratio

(1) 売電収入

FIRRの計算と同じものを使用するが、エスカレーションを考慮する。

(2) 建設費

輸入税、建設中利子を含めエスカレーションを含める。

(3) 運転維持費

FIRRと同じだが、エスカレーションを考慮する。

(4) エスカレーション

年率5%とする。

(5) 資金調達条件

(a) 外貨分：利率8% p.a

元利均等20年払いとし、1994年～1997年の貸入分につき1998年から返済を開始する。

以下、同様に1998年～2001年分につき2002年から、2002年～2006年分につき2007年から、2007年～2011年分につき2012年から返済を開始する。

(b) 内貨分：内貨分建設費の50%に対して、10% p.a

元利均等10年払いとし、返済開始時期は外貨分と同様。

(6) 減価償却

第10章で計算したとおり耐用年数を32年間とし、定額償却で残存価値はなしとする。

11.4 財務的内部収益率 (FIRR)

(1) 建設費

FIRR計算のための建設費は Table 11-1 のとおりである。

(2) 財務的内部収益率 (FIRR)

上述の建設費およびその他の前提にもとづく費用のフローおよび売電収入のフローはTable 11-2に示すとおりである。FIRRは 17.10%と計算される。このFIRRの計算結果から見て、本プロジェクトは財務的に健全なプロジェクトであると結論できる。

11.5 Debt Service Ratioの算定

(1) 借入金返済計画

11.3.2に示した資金調達条件にもとづく借入金返済計画を Table 11-5 から 11-9に示す。

なお、建設中利子およびエスカレーションを借入金算定の基礎となる建設費に含めるため建設費はTable 11-3および11-4のとおりとなり、これらは減価償却費として回収されるものとする。

(2) 損益計算書およびCashflow

損益計算書およびキャッシュフローを Table 11-10および Table 11-11に各々示す。

(3) Debt Service Ratio

Debt Service Ratioの計算結果を Table 11-12に示す。2020年までの平均Debt Service Ratioは 6.85 であり、本プロジェクトは収益性の面からみて健全と結論づけることができる。

Table 11-1 Construction Cost for Financial Analysis

(1,000 US\$)

Year	Total Construction Cost for Transmission Line	Value Added Tax	Construction Cost (Transmission Line) for Analysis	Total Construction Cost for Substation Equipment	Value Added Tax	Construction Cost (Substation) for Analysis	Total Construction Cost for Analysis
	A	B	C=A-B	D	E	F=D-E	C+F
1994	300	16	284				284
1995	161,280	6,692	154,588				154,588
1996							0
1997	81,410	650	80,760	206,995	11,358	195,637	276,397
1998	14,850	764	14,086				14,086
1999							0
2000	45,370	2,347	43,023				43,023
2001				193,909	10,660	183,249	183,249
2002	23,000	1,215	21,785				21,785
2003	15,080	791	14,289				14,289
2004	25,930	1,307	24,623				24,623
2005	12,510	4,718	7,792				7,792
2006				171,788	9,435	162,353	162,353
2007	175,180	555	174,625				174,625
2008							0
2009	18,190	8,701	9,489				9,489
2010	13,750	700	13,050				13,050
2011				112,518	6,184	106,334	106,334
2012			0			0	0
2034							
Total	586,850	28,456	558,394	685,210	37,637	647,573	1,205,967

Table 11-2 Calculation of FIRR

(1,000 US\$)

Discount Rate	Year	Cost			Revenue		NPV		
		Costruction	O&M	Total	PV	Total			
17.10040 % pa	1	1994	284		284	207		-207	
	2	1995	154,588		154,588	96,272		-96,272	
	3	1996	0		0	0		0	
	4	1997	276,397		276,397	125,528		-125,528	
	5	1998	14,086	5,940	20,026	7,767	982	381	-7,386
	6	1999	0	5,940	5,940	1,967	12,564	4,161	2,194
	7	2000	43,023	5,940	48,963	13,848	17,553	4,965	-8,884
	8	2001	183,249	5,940	189,189	45,695	50,317	12,153	-33,542
	9	2002	21,785	9,909	31,694	6,537	72,051	14,861	8,324
	10	2003	14,289	9,909	24,198	4,262	98,470	17,345	13,082
	11	2004	24,623	9,909	34,532	5,194	129,166	19,429	14,235
	12	2005	7,792	9,909	17,701	2,274	164,153	21,086	18,812
	13	2006	162,353	9,909	172,262	18,896	204,188	22,398	3,502
	14	2007	174,625	13,625	188,250	17,634	248,047	23,236	5,601
	15	2008	0	13,625	13,625	1,090	294,906	23,591	22,501
	16	2009	9,489	13,625	23,114	1,579	344,805	23,555	21,976
	17	2010	13,050	13,625	26,675	1,556	397,573	23,193	21,637
	18	2011	106,334	13,625	119,959	5,976	452,606	22,548	16,572
	19	2012		17,565	17,565	747	452,606	19,255	18,508
	20	2013		17,565	17,565	638	452,606	16,444	15,805
	21	2014		17,565	17,565	545	452,606	14,042	13,497
	22	2015		17,565	17,565	465	452,606	11,992	11,526
	23	2016		17,565	17,565	397	452,606	10,240	9,843
	24	2017		17,565	17,565	339	452,606	8,745	8,406
	25	2018		17,565	17,565	290	452,606	7,468	7,178
	26	2019		17,565	17,565	247	452,606	6,377	6,130
	27	2020		17,565	17,565	211	452,606	5,446	5,235
	28	2021		17,565	17,565	180	452,606	4,651	4,470
	29	2022		17,565	17,565	154	452,606	3,972	3,817
	30	2023		17,565	17,565	132	452,606	3,392	3,260
	31	2024		17,565	17,565	112	452,606	2,896	2,784
	32	2025		17,565	17,565	96	452,606	2,473	2,377
	33	2026		17,565	17,565	82	452,606	2,112	2,030
	34	2027		17,565	17,565	70	452,606	1,804	1,734
	35	2028		17,565	17,565	60	452,606	1,540	1,481
	36	2029		17,565	17,565	51	452,606	1,315	1,264
	37	2030		17,565	17,565	44	452,606	1,123	1,080
	38	2031		17,565	17,565	37	452,606	959	922
	39	2032		17,565	17,565	32	452,606	819	787
	40	2033		17,565	17,565	27	452,606	700	672
	41	2034		17,565	17,565	23	452,606	597	574
	Total		1,205,967	545,425	1,751,392	361,266	12,897,319	361,266	0

B-C 0
B/C 1.000000

Table 11-3

Construction Cost divided into Foreign and Local Currency Portion

(1,000 US\$)

Year	Construction Cost for Transmission Line				Construction Cost for Substation Equipment				Total Const. Cost
	Total (a)+(b)	Foreign (a)	Local (b)	(Local) (VAT) (c)	Total (d)+(e)	Foreign (d)	Local (e)	(Local) (VAT) (f)	(a)+(b)+ (d)+(e)
1994	300	20	280	16	0				300
1995	161,280	11,280	150,000	6,692	0				161,280
1996	0	0	0	0	0				0
1997	81,410	24,160	57,250	650	206,996	138,528	68,468	11,358	288,406
	242,990				206,996				449,986
1998	14,850	920	13,930	764	0				14,850
1999	0	0	0	0	0				0
2000	45,370	3,770	41,600	2,347	0				45,370
2001	0	0	0	0	193,906	136,943	56,963	10,660	193,906
	60,220				193,906				254,126
2002	23,000	1,400	21,600	1,215	0				23,000
2003	15,080	1,270	13,810	791	0				15,080
2004	25,930	2,650	23,280	1,307	0				25,930
2005	12,510	850	11,660	4,718	0				12,510
2006	0	0	0	0	171,786	124,385	47,401	9,435	171,786
	76,520				171,786				248,306
2007	175,180	59,700	115,480	555	0				175,180
2008	0	0	0	0	0				0
2009	18,190	1,160	17,030	8,701	0				18,190
2010	13,750	1,350	12,400	700	0				13,750
2011	0	0	0	0	112,519	77,580	34,939	6,184	112,519
	207,120				112,519				319,639
Total	586,850	108,530	478,320	28,456	685,207	477,436	207,771	37,637	1,272,057

Table 11-4 Calculation of Interest during Construction

(1,000 US\$)

Year	Construction cost without VAT before escalation			Construction cost without VAT after escalation			Interest during Construction			Total		
	Foreign (a)+(d)	Local (b)-(c)+(e)-(f)		Foreign	Local		Foreign	Local		Foreign	Local	
		Total	Total		Total	Total		Total	Total			
1994	20	264	284	22	291	313	1	7	8	23	298	321
1995	11,280	143,308	154,588	13,058	165,897	178,955	524	4,162	4,686	13,582	170,059	183,641
1996	0	0	0	0	0	0	1,046	8,308	9,356	1,046	8,309	9,356
1997	162,688	113,710	276,398	207,636	145,126	352,762	9,352	11,938	21,289	216,988	157,064	374,051
			431,270		532,030				35,339			567,369
1998	920	13,166	14,086	1,233	17,644	18,877	49	441	490	1,282	18,085	19,367
1999	0	0	0	0	0	0	99	882	981	99	882	981
2000	3,770	38,253	42,023	5,570	57,995	63,565	321	2,332	2,653	5,881	60,327	66,218
2001	136,943	46,303	183,246	212,444	71,831	284,275	9,042	5,578	14,620	221,486	77,409	298,894
			240,355		366,716				18,744			385,460
2002	1,400	20,385	21,785	2,280	33,205	35,485	91	830	921	2,372	34,035	36,407
2003	1,270	13,019	14,289	2,172	22,267	24,439	269	2,217	2,486	2,441	24,484	26,925
2004	2,650	21,973	24,623	4,759	39,460	44,219	547	3,760	4,307	5,306	43,220	48,526
2005	850	6,942	7,792	1,603	13,090	14,693	801	5,074	5,875	2,404	18,164	20,568
2006	124,385	37,965	162,351	246,274	75,170	321,444	10,716	7,280	17,996	256,990	82,450	339,440
			230,840		440,281				31,586			471,866
2007	59,700	114,925	174,625	124,112	238,921	363,033	4,964	5,973	10,938	129,076	244,894	373,970
2008	0	0	0	0	0	0	9,929	11,946	21,875	9,929	11,946	21,875
2009	1,160	8,329	9,489	2,659	19,090	21,749	10,035	12,423	22,459	12,694	31,514	44,208
2010	1,350	11,700	13,050	3,249	28,157	31,406	10,272	13,604	23,876	13,521	41,762	55,282
2011	77,580	28,755	106,335	196,041	72,662	268,703	18,243	16,125	34,368	214,284	88,787	303,071
			303,499		584,891				113,515			798,407
Total	585,966	619,998	1,205,964	1,023,111	1,000,807	2,023,918	86,302	112,882	199,185	1,109,413	1,113,689	2,223,103

Table 11-5

Financing for Construction

(1,000 US\$)

Year	Construction cost after escalation		Interest during Construction		Financing for Construction		
	Foreign	Local	Foreign	Local	Foreign	Local	Total
1994	22	291	1	7	23	153	176
1995	13,058	165,897	524	4,162	13,582	87,110	100,693
1996	0	0	1,046	8,309	1,046	8,309	9,356
1997	207,636	145,126	9,352	11,938	216,988	84,501	301,488
					231,639	180,073	411,712
1998	1,233	17,644	49	441	1,282	9,263	10,545
1999	0	0	99	882	99	882	981
2000	5,570	57,995	321	2,332	5,891	31,330	37,221
2001	212,444	71,831	9,042	5,578	221,486	41,493	262,979
					228,758	82,968	311,727
2002	2,280	33,205	91	830	2,371	17,433	19,804
2003	2,172	22,267	269	2,217	2,441	13,350	15,792
2004	4,759	39,460	547	3,760	5,306	23,490	28,796
2005	1,603	13,090	801	5,074	2,404	11,619	14,023
2006	246,274	75,170	10,716	7,280	256,990	44,865	301,855
					269,512	110,757	380,269
2007	124,112	238,921	4,964	5,973	129,076	125,434	254,510
2008	0	0	9,929	11,946	9,929	11,946	21,875
2009	2,659	19,090	10,035	12,423	12,694	21,968	34,663
2010	3,249	28,157	10,272	13,604	13,521	27,683	41,204
2011	196,041	72,662	18,243	16,125	214,284	52,456	266,740
					379,505	239,487	618,991
Total	1,023,111	1,000,807	86,302	112,882	1,109,413	613,285	1,722,698

Table 11-6 Repayment Schedule of Debt (loan supplied 1994-1997)
(1,000 US\$)

No.	Year	Financing for Construction			Repayment of foreign Currency		Repayment of local Currency	
		Foreign	Local	Total	Interest	Principal Total	Interest	Principal Total
	1994	23	153	176				
	1995	13,582	87,110	100,693				
	1996	1,046	8,309	9,356				
	1997	216,988	84,501	301,488				180,073
1	1998				18,531	5,062	23,593	226,577
2	1999				18,126	5,467	23,593	221,110
3	2000				17,689	5,904	23,593	215,206
4	2001				17,217	6,376	23,593	208,830
5	2002				16,706	6,887	23,593	201,943
6	2003				16,155	7,437	23,593	194,506
7	2004				15,560	8,032	23,593	186,473
8	2005				14,918	8,675	23,593	177,798
9	2006				14,224	9,369	23,593	168,423
10	2007				13,474	10,119	23,593	158,311
11	2008				12,665	10,928	23,593	147,382
12	2009				11,791	11,802	23,593	135,580
13	2010				10,846	12,747	23,593	122,834
14	2011				9,827	13,766	23,593	109,067
15	2012				8,725	14,868	23,593	94,200
16	2013				7,536	16,057	23,593	78,143
17	2014				6,251	17,342	23,593	60,801
18	2015				4,864	18,729	23,593	42,072
19	2016				3,365	20,227	23,593	21,845
20	2017				1,748	21,845	23,593	0
	Total	231,639	180,073	411,713	240,220	231,639	471,859	112,988
								180,073
								293,061

Table 11-8

Repayment Schedule of Debt (loan supplied 2002-2006)

(1,000 US\$)

No.	Year	Financing for Construction		Repayment of foreign Currency		Repayment of local Currency	
		Foreign	Local	Interest	Principal Total	Interest	Principal Total
	1994						
	1995						
	1996						
	1997						
	1998						
	1999						
	2000						
	2001						
	2002	2,371	17,433				
	2003	2,441	13,350				
	2004	5,306	23,490				
	2005	2,404	11,619				
	2006	256,990	44,865				
	2007					269,512	110,757
1	2007			21,561	5,889	27,450	6,949
2	2008			21,090	6,361	27,450	7,644
3	2009			20,581	6,869	27,450	8,409
4	2010			20,031	7,419	27,450	9,250
5	2011			19,438	8,013	27,450	10,175
6	2012			18,797	8,654	27,450	11,192
7	2013			18,105	9,346	27,450	12,311
8	2014			17,357	10,093	27,450	13,543
9	2015			16,549	10,901	27,450	14,897
10	2016			15,677	11,773	27,450	16,387
11	2017			14,736	12,715	27,450	18,025
12	2018			13,718	13,732	27,450	18,025
13	2019			12,620	14,831	27,450	18,025
14	2020			11,433	16,017	27,450	18,025
15	2021			10,152	17,298	27,450	18,025
16	2022			8,768	18,682	27,450	18,025
17	2023			7,274	20,177	27,450	18,025
18	2024			5,659	21,791	27,450	18,025
19	2025			3,916	23,534	27,450	18,025
20	2026			2,033	25,417	27,450	18,025
	Total	269,512	110,757	279,496	269,512	549,008	180,252

Table 11-10 Statement of Profit and Loss

(1,000 US\$)

Year	Revenue	Business Expenses			Business Profit	Financial Cost			Net Profit
		DM cost	Depreciation	Total		Interest Dur. Const.	Interest	Total	
1994						8		8	-8
1995						4,686		4,686	-4,686
1996						9,356		9,356	-9,356
1997						21,289		21,289	-21,289
1998	1,316	7,960	17,730	25,690	-24,374	490	36,538	37,028	-61,402
1999	17,679	8,358	17,730	26,088	-8,409	981	35,003	35,984	-44,393
2000	25,934	8,776	17,730	26,506	-572	2,653	33,324	35,977	-36,549
2001	78,058	9,215	17,730	26,945	51,113	14,620	31,484	46,104	5,009
2002	117,363	16,141	29,776	45,917	71,447	921	56,068	56,989	14,458
2003	168,417	16,948	29,776	46,724	121,693	2,486	52,941	55,427	66,266
2004	231,964	17,795	29,776	47,571	184,392	4,307	49,523	53,830	130,562
2005	309,535	18,685	29,776	48,461	261,074	5,875	45,782	51,657	209,417
2006	404,278	19,619	29,776	49,395	354,883	17,996	41,690	59,686	295,197
2007	515,672	28,325	44,522	72,847	442,825	10,938	69,849	80,787	362,038
2008	643,743	29,742	44,522	74,264	569,479	21,875	63,783	85,658	483,821
2009	790,299	31,229	44,522	75,751	714,549	22,459	60,078	82,537	632,012
2010	956,807	32,790	44,522	77,312	879,495	23,876	56,042	79,918	799,577
2011	1,143,713	34,430	44,522	78,952	1,064,761	34,368	51,650	86,018	978,743
2012	1,200,898	46,605	69,472	116,077	1,084,821		101,171	101,171	983,650
2013	1,260,943	48,935	69,472	118,407	1,142,536		95,142	95,142	1,047,394
2014	1,323,991	51,382	69,472	120,854	1,203,136		88,576	88,576	1,114,560
2015	1,390,190	53,951	69,472	123,423	1,266,767		81,427	81,427	1,185,340
2016	1,459,700	56,649	69,472	126,121	1,333,579		73,645	73,645	1,259,934
2017	1,532,685	59,481	69,472	128,953	1,403,731		65,169	65,169	1,338,562
2018	1,609,319	62,455	69,472	131,927	1,477,391		57,740	57,740	1,419,651
2019	1,689,785	65,578	69,472	135,050	1,554,735		51,558	51,558	1,503,177
2020	1,774,274	68,857	69,472	138,329	1,635,945		44,825	44,825	1,591,120
Total	18,646,562	793,908	1,067,658	1,861,566	16,784,996	199,184	1,343,008	1,542,192	15,242,804

Table 11-11 Cash Flow

(1,000 US\$)

Year	Cash Inflow				Cash Outflow			Balance	
	Financing	Net Profit	Depreciation	Total	Investment	of princi.	Total	Year	Accumulated
1994	176	-8		168	176		176	-8	-8
1995	100,693	-4,686		96,007	100,693		100,693	-4,686	-4,694
1996	9,356	-9,356		0	9,356		9,356	-9,356	-14,050
1997	301,488	-21,289		280,199	301,488		301,488	-21,289	-35,339
1998	10,545	-61,402	17,730	-33,127	10,545	16,361	26,906	-60,033	-95,372
1999	981	-44,393	17,730	-25,682	981	17,896	18,877	-44,559	-139,932
2000	37,221	-36,549	17,730	18,402	37,221	19,575	56,796	-38,394	-178,326
2001	262,979	5,009	17,730	285,718	262,979	21,415	284,394	1,324	-177,002
2002	19,804	14,458	29,776	64,038	19,804	33,635	53,439	10,599	-166,403
2003	15,792	66,266	29,776	111,834	15,792	36,759	52,551	59,283	-107,119
2004	28,796	130,562	29,776	189,134	28,796	40,178	68,974	120,160	13,041
2005	14,023	209,417	29,776	253,216	14,023	43,919	57,942	195,274	208,315
2006	301,855	295,197	29,776	626,828	301,855	48,012	349,867	276,961	485,276
2007	254,510	362,038	44,522	661,070	254,510	65,328	319,838	341,232	826,508
2008	21,875	483,821	44,522	550,218	21,875	42,088	63,963	486,255	1,312,763
2009	34,663	632,012	44,522	711,197	34,663	45,792	80,455	630,742	1,943,504
2010	41,204	799,577	44,522	885,303	41,204	49,828	91,032	794,271	2,737,775
2011	266,740	978,743	44,522	1,290,005	266,740	54,222	320,962	969,043	3,706,818
2012		983,650	69,472	1,053,122		68,826	68,826	984,296	4,691,115
2013		1,047,394	69,472	1,116,866		74,855	74,855	1,042,011	5,733,125
2014		1,114,560	69,472	1,184,032		81,421	81,421	1,102,611	6,835,737
2015		1,185,340	69,472	1,254,812		88,570	88,570	1,166,242	8,001,979
2016		1,259,934	69,472	1,329,406		96,354	96,354	1,233,052	9,235,030
2017		1,338,562	69,472	1,408,034		86,803	86,803	1,321,231	10,556,262
2018		1,419,651	69,472	1,489,123		70,639	70,639	1,418,484	11,974,746
2019		1,503,177	69,472	1,572,649		76,823	76,823	1,495,826	13,470,572
2020		1,591,120	69,472	1,660,592		83,554	83,554	1,577,038	15,047,609
Total	1,722,701	15,242,804	1,067,658	18,033,163	1,722,701	1,262,853	2,985,554	15,047,609	

Table 11-12

Calculation of Debt Service Ratio

(1,000 US\$)

Year	Internal Fund Procured				Repayment of Debt				Debt Service Ratio
	Business Profit	Depreciation	Total	Accumulated	Interest	Principal	Total	Accumulated	
				(A)				(B)	(A)/(B)
1994									
1995									
1996									
1997									
1998	-24,374	17,730	-6,644	-6,644	36,538	16,361	52,899	52,899	-0.13
1999	-8,409	17,730	9,321	2,676	35,003	17,896	52,899	105,798	0.03
2000	-572	17,730	17,158	19,834	33,324	19,575	52,899	158,697	0.12
2001	51,113	17,730	68,843	88,677	31,484	21,415	52,899	211,596	0.42
2002	71,447	29,776	101,223	189,900	56,068	33,635	89,703	301,299	0.63
2003	121,693	29,776	151,469	341,370	52,941	36,759	89,700	390,999	0.87
2004	184,392	29,776	214,168	555,538	49,523	40,178	89,701	480,700	1.16
2005	261,074	29,776	290,850	846,388	45,782	43,919	89,701	570,401	1.48
2006	354,883	29,776	384,659	1,231,047	41,690	48,012	89,702	660,103	1.86
2007	442,825	44,522	487,347	1,718,394	69,849	65,328	135,177	795,280	2.16
2008	569,479	44,522	614,001	2,332,395	63,783	42,088	105,871	901,151	2.59
2009	714,549	44,522	759,071	3,091,465	60,078	45,792	105,870	1,007,021	3.07
2010	879,495	44,522	924,017	4,015,482	56,042	49,828	105,870	1,112,891	3.61
2011	1,064,761	44,522	1,109,283	5,124,765	51,650	54,222	105,872	1,218,763	4.20
2012	1,084,821	69,472	1,154,293	6,279,059	101,171	68,826	169,997	1,388,760	4.52
2013	1,142,536	69,472	1,212,008	7,491,066	95,142	74,855	169,997	1,558,757	4.81
2014	1,203,136	69,472	1,272,608	8,763,675	88,576	81,421	169,997	1,728,754	5.07
2015	1,266,767	69,472	1,336,239	10,099,914	81,427	88,570	169,997	1,898,751	5.32
2016	1,333,579	69,472	1,403,051	11,502,964	73,645	96,354	169,999	2,068,750	5.56
2017	1,403,731	69,472	1,473,203	12,976,168	65,169	86,803	151,972	2,220,722	5.84
2018	1,477,391	69,472	1,546,863	14,523,031	57,740	70,639	128,379	2,349,101	6.18
2019	1,554,735	69,472	1,624,207	16,147,238	51,558	76,823	128,381	2,477,482	6.52
2020	1,635,945	69,472	1,705,417	17,852,654	44,825	83,554	128,379	2,605,861	6.85
Total	16,784,996	1,067,658	17,852,654		1,343,008	1,262,853	2,605,861		

第12章

今後の調査

第12章 今後の調査

首都圏送変電設備増強計画のフィージビリティ調査の実施に関し、引き続き次の調査（業務）をすることが必要である。

- (1) フィージビリティ調査に基づき、建設される送電線及び変電所の用地確保に関する調査
- (2) 環境を考慮にいたした送電線および変電所の設計に関する経済比較
- (3) フィージビリティ調査の見直し（状況に変化がでた場合）
- (4) プロジェクト実施に関する政府承認を得るために必要とされる調査（環境調査等）
- (5) プロジェクトの詳細設計（送電線を架空送電線にすべき地下ケーブルにすべきかの検討等を含む）
- (6) プロジェクトの詳細実施計画
- (7) 資金調達に関する検討
- (8) 資機材及び役務の調達に関する検討等

第13章

技術移転

第13章 技術移転

(1) 現地調査中の実務研修

現地調査のたびに、その機会を利用して、調査の進捗についてプレゼンテーションを行った。毎回、約半日のプレゼンテーション時には、毎回、EGAT、MBAの技師、経営陣併せて30名が参加して技術事項に関して熱心な討議が行われた。

プレゼンテーションは、テーマに応じて、各分野の担当がOHPやルート図、位置図を使って最初に説明を行い、その後、EGATの重職の一人が議長となって、討議を行う形式を取った。

各回の主要な議題は、

－ 第1回（インセプションレポート）

- ・ プロジェクトの特徴と技術的問題点
- ・ 問題解決のための検討事項
- ・ 各分野の検討手法
- ・ 使用するコンピュータ機種、応用ソフト
- ・ 検討スケジュール
- ・ 送電線と変電所の設計概念

－ 第2回（プログレスレポート）

- ・ 線下用地の制約内での500 kV送電線の首都圏への導入
- ・ 線下用地の制約内での既設230 kV送電線の多回線化、多導体化
- ・ 既設変電所の改造、新設変電所の地点について
- ・ 系統解析により判明した送電線の過負荷区間、母線の50 kA超過ポイント
- ・ 最適系統案について

－ 第3回（インテリムレポート）

- ・ 最適系統の見直し案について
- ・ 地下ケーブル区間
- ・ 屋内変電所
- ・ 積算
- ・ 建設工程

ー 第4回（ドラフトファイナルレポート）

- ・ 環境対策のためのコスト
- ・ 経済分析
- ・ 財務分析
- ・ 勧告と今後の課題について
- ・ EGAT, MEAによる評価

(2) 日本におけるカウンターパートの研修

調査期間中、カウンターパート2名が来日、研修を受けた。

研修に当たっては、送変電設備技術の現状について認識を深めること、及びその移転について重きを置いた。

a) グレーターバンコック地域の送変電拡充計画の講義形式の研修における主要

テーマは、

i) 電力系統解析

- * 電力潮流計算
- * 短絡容量計算
- * 電力系統安定度計算・最適系統計画

ii) 送変電設備設計

- * 都市型変電所の設計
- * 送電線鉄塔構造計算
- * 絶縁協調と線路設計

b) 現場研修における主要テーマは、

<本州-四国連係プロジェクト>

- ー 500 kV油入ケーブルの橋上敷設、構造の詳細
- ー 500 kV油入ケーブルの技術的特徴
- ー 500 kV油入ケーブル計画時の検討事項

<只見幹線増強プロジェクト>

- ー 500 kV鉄塔および架空線の構造の詳細
- ー 500 kV鉄塔および架空線の技術的特徴
- ー 500 kV鉄塔および架空線の計画時の検討事項

JICA