

別添 1

廃棄石炭利用発電所建設計画

目次

目次	i
図一覧	ii
表一覧	iii
1 電力インフラ調査	1
2 電力需給調査	5
3 発電燃料検証	10
4 発電所建設場所選定	15
5 廃棄炭輸送システム及びコストの検証	19
6 発電施設発電容量検討	21
7 系統接続検討	23
8 石炭のハンドリングシステム	26
9 発電施設コンセプト検討	27
10 発電所概要	29
10.1 設計のための気候条件の検討	29
10.2 石炭混合に関する検討	31
10.3 ボイラーの仕様	32
10.4 燃焼システム検証	33
10.5 空気供給システム	34
10.6 燃焼ガスコントロール	34
10.7 炉内脱硫	35
10.8 蒸気タービンシステム	35
10.9 コンデンサーシステム	35
10.10 発電機及び単結線図	35
10.11 冷却水システム	36
10.12 石灰石投入システム	37
10.13 排水処理システム	37
10.14 灰処理システム	38
10.15 中央制御室及びDCSシステム	40
11 発電所所内動力検討	42
12 発電所ヒートバランス検討	43
13 発電所配置図	44
14 送電線の検討	45
15 発電施設経済性検証	46
16 セメントのマーケット	52
17 環境性能緒元	54
18 スケジュール	55
19 今後の作業	56
添付資料	57

図一覧

図 1	東カリマンタン州 PLN 区域	1
図 2	マハカム送電線システム 150 KV (2006 年)	3
図 3	マハカムシステム 1 日の電力需要カーブ (2005 年 3 月 3 日)	4
図 4	マハカムシステムのディーゼル発電機使用期間	5
図 5	マハカムシステムディーゼル発電機リタイアプログラム	5
図 6	新規電源配置図と送電線システム補強案	8
図 7	マハカムシステム電力需給見通し	9
図 8	廃棄微粉炭の灰分と熱量の相関	10
図 9	廃棄微粉炭の硫黄分分布	11
図 10	ダーティコールの灰分と熱量の相関	12
図 11	ダーティコールの硫黄分分布	12
図 12	発電所建設場所候補地選定	16
図 13	発電所候補地 PT Bukit Baiduri 炭鉱の用地	17
図 14	発電所建設候補地の土地形状 (Bukit Baiduri Energi Coal Mine)	18
図 15	廃棄石炭収集コスト	19
図 16	石炭供給契約の仕組みプロポーザル	20
図 17	東カリマンタン州における発電燃料選択と値段 (2006 年 9 月)	22
図 18	マハカムシステムの単結線図 10 年計画 (2006 年)	23
図 19	マハカムシステム単線結線図 (検討結果)	25
図 20	石炭ハンドリングシステム	26
図 21	ボイラー選定	28
図 22	平均大気温度 (1982-2004 Samarinda City)	29
図 23	最高大気温度 (1978-2005 Samarinda City)	30
図 24	平均相対湿度 (1982-2004 Samarinda)	30
図 25	発電した場合の燃料費比較	32
図 26	水供給システムと水バランス (2x50 MW)	36
図 27	冷却塔と水収支検討 (2x50 MW)	37
図 28	廃水処理システム	38
図 29	循環流動床ボイラー灰回収システム (50 MW)	39
図 30	石炭灰の利用	39
図 31	石炭発電所と他産業とのシナジー (ゼロエミッション)	40
図 32	送電線ルート検討	45
図 33	元利均等返済の場合の元金・金利の返済内訳	48
図 34	国営 Tonasa セメント供給システム	52
図 35	国営 Tonasa セメント配送システム (Samarinda Area)	53

表一覧

表 1	既設発電施設一覧.....	1
表 2	東カリマンタン州電力料金 (2004 年改定).....	2
表 3	マハカムシステム電力需要 (2006 年 6 月).....	3
表 4	東カリマンタン州 PLN10 年計画 (2006 年).....	6
表 5	東カリマンタン PLN 10 年計画改訂版 (2006 年 12 月).....	7
表 6	マハカムシステム送電線拡張計画.....	7
表 7	マハカムシステム電力需給見通し.....	8
表 8	微粉廃棄炭の平均物性.....	11
表 9	ダーティコールの平均物性.....	13
表 10	代表的助燃石炭の物性.....	14
表 11	発電所建設地選定.....	18
表 12	変電所増強.....	24
表 13	石炭の混合量の検討 (2x50 MW Unit).....	31
表 14	混合石炭燃料費.....	32
表 15	ボイラーサイズ検討 (50 MW Unit).....	33
表 16	ボイラー物質収支検討 (50 MW Unit).....	34
表 17	発電所排水水質目標値.....	38
表 18	セメント成分比較.....	40
表 19	内部消費電力検討.....	42
表 20	プロジェクトコスト見積 (Preliminary Estimation).....	47
表 21	発電単価計算.....	48
表 22	F-IRR キャッシュフロー.....	49
表 23	電力単価 (IPP ケース).....	50
表 24	E-IRR キャッシュフロー.....	50
表 25	E-IRR キャッシュフロー (Tariff が 6 US ¢/kWh の場合).....	51
表 26	E-IRR キャッシュフロー (Tariff が 5 US ¢/kWh の場合).....	51

1 電力インフラ調査

東カリマンタン州は 280 万人の人口に比して国土が広く 21 万 km² の広さがある。人口はバリクパパン市とサマリダ市など数箇所に集中している。そのため発電及び配電を含む電力インフラはそれぞれの地域ごとに建設されてきた。現在、幹線送電線としてはサマリダ市とバリクパパン市を結ぶ 150 KV の送電線（マハカムシステム）が建設されている。

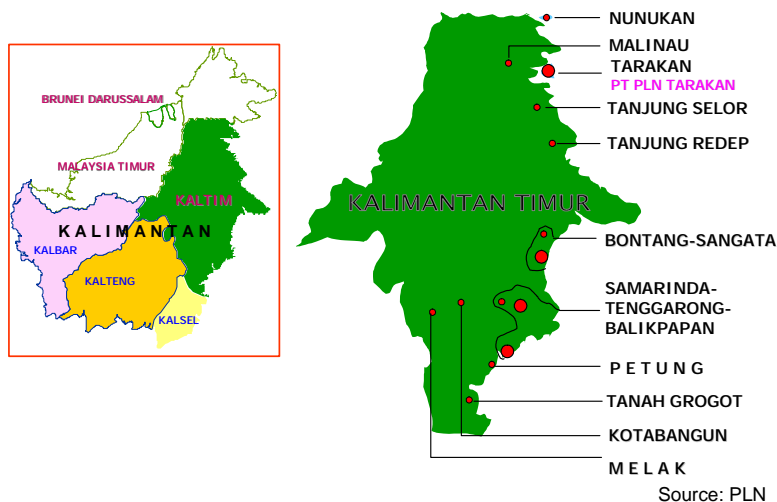


図 1 東カリマンタン州 PLN 区域

電力インフラとしてはマハカムシステムの電力の安定供給が最も重要な課題となっている。2005 年の東カリマンタンにおけるマハカムシステムの電力供給容量は 203 MW で、ピーク容量は 180 MW となっている。2006 年 8 月現在の電源構成は 203 MW の発電能力のうち 76 MW がガスタービン発電方式でバックアップ燃料としてディーゼルが使用されている。残りの 127 MW がディーゼル専焼のディーゼル・エンジン発電機である。

表 1 既設発電施設一覧

NO.	UNIT	CAPABILITY (MW)	PEAK CAPACITY (MW)
PLN			
1	TJ BATU CCPP	56	51.5
	GT (2 x 20 MW)		
	ST (1 x 16 MW)		
2	PLTD KR ASAM DIESEL PP	28	24.2
	SWD (6 x 3 MW)		
	Sulzer (2 X 5 MW)		
3	PLTD KLEDANG DIESEL PP	31	26.3
	Mirless (2 x 4 MW)		
	Pielsteick (2 X 4 MW)		
	Sulzer (3 X 5 MW)		
4	PLTD BATAKAN DIESEL PP	26	16.1
	GMT (4 X 4 MW)		
	IHI (2 X 5 MW)		
5	PLTD GN MALANG DIESEL P	18	18.3
	SWD (6 x 3 MW)		
RENT (IPP)			
1	PLTD KALTIMEX BPP	12	11
2	PLTD PEMKOT BPP	4	4.1
3	PLTG MENAMAS TJ BATU	20	21.3
4	PLTD KUKAR	8	7.3
	TOTAL	203	180

Source: PLN

天然ガスが発電に利用され始めたのは最近のことである。当初の計画では 20MMscfd の天然ガスが発電所に供給されることになっていたが、実際には 3-5MMscfd しか供給能力が無く、さらに天然ガスの生産及び生産設備の稼動が不安定で供給が停止されることもある。この間、ガス発電所側はディーゼルをバックアップ燃料として運転を継続している。

天然ガスの井戸元ギャザリング・システムの運転圧力は 40psi で、これをディーゼル・エンジン駆動の往復動コンプレッサーで 600psi に昇圧し、パイプラインで Tanjung Batu の PLN 天然ガス発電所及び Menamas IPP ガス発電所に移送している。ガス比重は 0.7121、熱量は 1,048 BTU/scf である。ガス組成はメタンが 86%、二酸化炭素が 9%、エタンが 2%、プロパン以下が 3% である。H₂S は含有していない。

東カリマンタン州の 2004 年の電力料金 (Tariff) は平均 Rp 612/kWh である。2005 年以降原油の値上がりにより輸入石油製品も高騰した。これら石油製品の国内供給価格は、補助金により支えてきたが国庫を圧迫するに至り、2005 年 10 月以降、基本的には全廃する方向となった。その結果発電用ディーゼルも大幅に引き上げられた。2006 年 7 月現在でのディーゼル価格は Rp6150/L になっている。ディーゼル発電機は 0.25L/kWh の燃料を消費する。したがって燃料費は Rp 1,537/kWh となり、電気料金を大きく上回るようになった。発電をすればするほど赤字となって累積されることになる。

表 2 東カリマンタン州電力料金 (2004 年改定)

TARIFF	Rp/kWh
RESIDENTIAL	564
BUSINESS	706
INDUSTRIAL	610
PUBLIC	679
AVERAGE	612
Fuel Cost	1,537

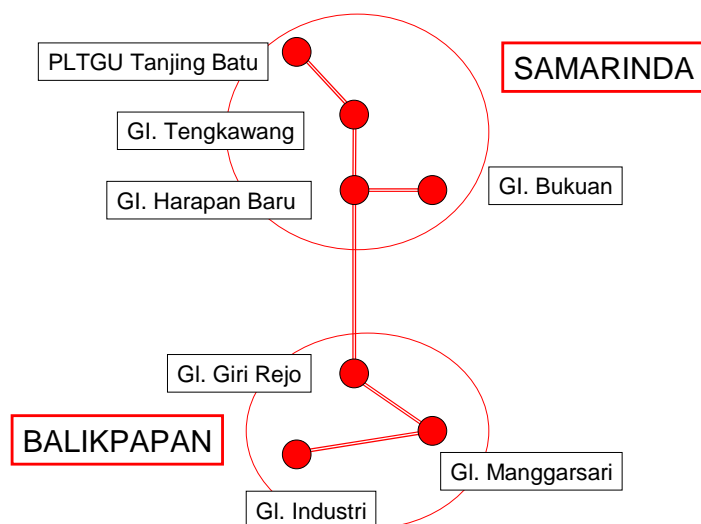
PLN can not recover even fuel (Diesel) cost from the tariff

Note :
 Diesel Generator 0.25 L/kWh = 6150 x 0.25 Rp/kWh
 = 1,537 Rp/kWh

9

出典: PLN

送電インフラはバリクパパン市とサマリダ市をつなぐ 150 KV の送電線が建設されているのみである。現在 150 KV の送電線総延長は 269 km、20 KV の配電線は 4,094 km、400V の配電船網は 4,226 km となっている。現状の系統を図 12 に示す。



出典: PLN

図 2 マハカム送電線システム 150 KV (2006 年)

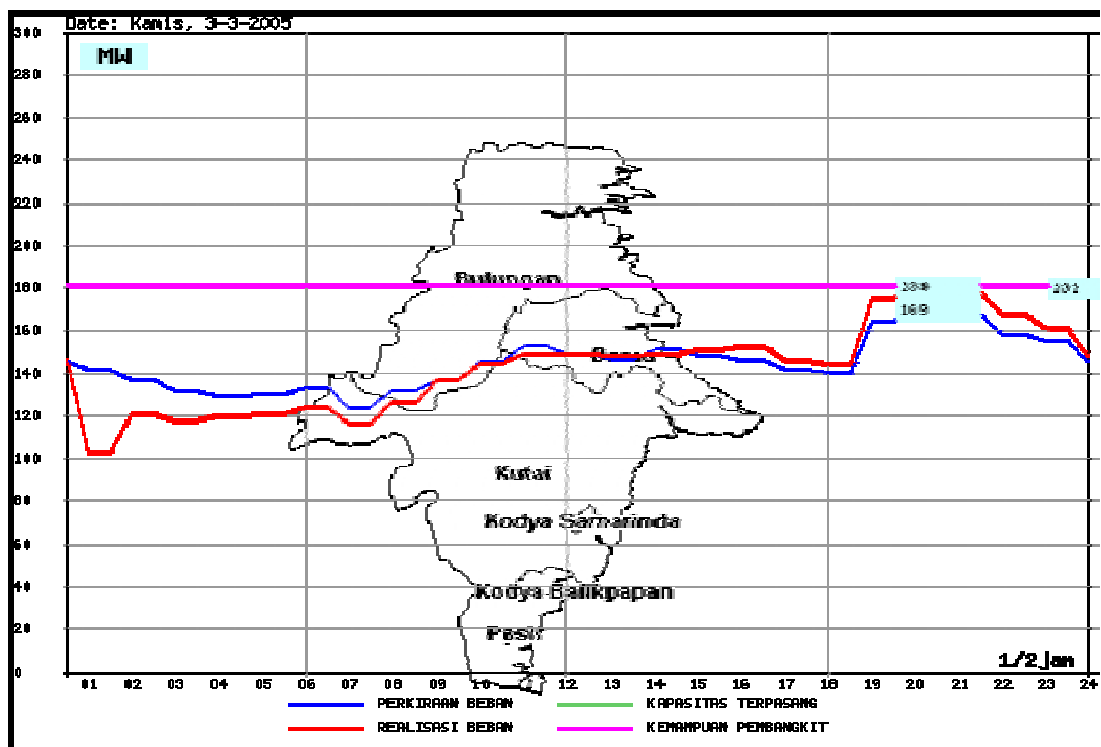
一方において東カリマンタン州の電力需要は年間 7% 以上の割合で増加している。現在約 44 万軒の顧客があり供給契約容量は 678 MVA であるが増加する需要に対応しきれず、表 3 に示されているように 4 万 5 千件の新規顧客(契約量で 114 MVA)が供給を待っている状況である。

表 3 マハカムシステム電力需要 (2006 年 6 月)

CONSUMER			WAITING LIST	
RESIDENTIAL	401.086	365,6 MVA	28.865	29.150 MVA
COMERCIAL	25.643	175,8 MVA	15.139	60.562 MVA
INDUSTRIAL	239	58 MVA	435	4.580 MVA
PUBLIC	12.095	73,5 MVA	690	20.083 MVA
TOTAL	439.063	672,9 MVA	45.129	114.375 MVA

出典: PLN

マハカムシステムは需要のピークと最低との差が小さい。ピークは夜の数時間である。これは産業用の顧客が少ないことを物語っている。安定供給を保障することにより産業用の顧客が増加すると供給のピークは昼にシフトし、電力需要も大きく増大するものと考えられる。



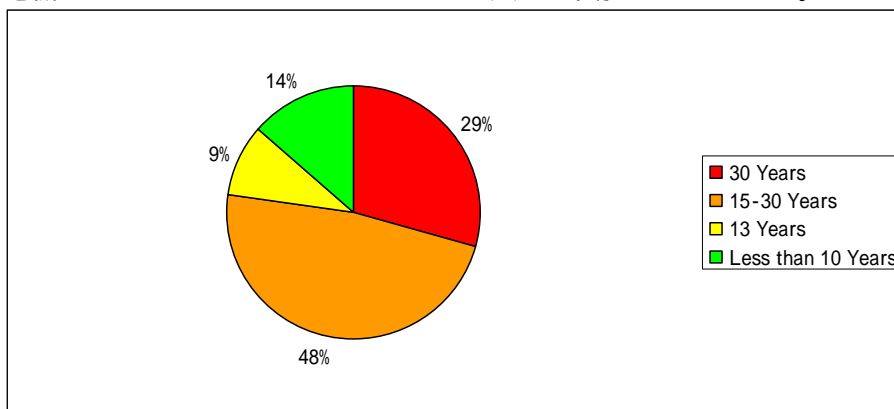
出典: PLN

図 3 マハカムシステム 1 日の電力需要カーブ (2005 年 3 月 3 日)

2 電力需給調査

現在の電力供給能力は 203 MW しかない。実際の供給では 180 MW のピークに対処するのがせいぜいである。一般にはディーゼル・エンジン発電機は経年コストが大きく、古くなるに従いスペアパーツ・コストを含むメンテナンスコストが大幅に上昇する。従いディーゼル発電機の寿命は 15 年を目安としている。また 15 年以上を経過したものはスペアパーツそのものの入手が難しくなる。

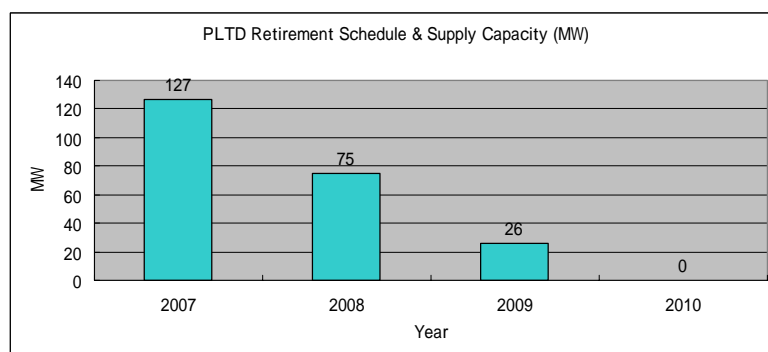
現在使用されているディーゼル発電機の発電容量の 29% は 30 年以上の機器で 15 年以上の機器と合計すると 87% に達する。燃料の高騰に加えこういった老朽化したディーゼル・エンジン発電機のメンテナンスは PLN にとって大きな負担となっている。



出典: PLN

図 4 マハカムシステムのディーゼル発電機使用期間

PLN はこういった老朽化した電源を順次廃止する予定である。以下リタイアのスケジュールを示す。2010 年までにディーゼル・エンジン発電機の稼動を最小にする予定である。現在 PLN はこういったディーゼル発電のリタイアによる発電容量の減少を補い、需要増に対応するために IPP を中心とした新規電源を開発しようとしている。



UNIT	CAPABILITY (MW)	RETIREMENT (Year)
PLTD KR ASAM DIESEL PP	28	2008
PLTD KALTIMEX BPP	12	2008
PLTD KUKAR	8	2008
PLTD PEMKOT BPP	4	2008
PLTD KLEDANG DIESEL PP	31	2009
PLTD GN MALANG DIESEL P	18	2009
PLTD BATAKAN DIESEL PP	26	2010
TOTAL	127	

出典: PLN

図 5 マハカムシステムディーゼル発電機リタイアプログラム

現在 PLN の 2006 年作成の 10 年計画リストに記載されている新規発電計画は表 4 に示すとおりである。

表 4 東カリマンタン州 PLN10 年計画 (2006 年)

Project	Fuel	Location	Capacity (MW)		Year
			Unit	Total	
PLTU TJ Batu	Coal	TJ Batu	2 X 25	50	2007/08
PLTG Menamas	Gas	TJ Batu	1 X 20	20	2008
PLTU Kaltim	Coal	TJ Batu	2 X 60	120	2008/09
PLTU Mulut Tambang	Coal	Bukuan	2 X 25	50	2008/09
PLTG Balikpapan	Gas	Senipah	2 x 40	80	2009
PLTGU Bontang	Gas	Bontang	2 X 75	150	2009/10
PLTU Biomass	Biomass	Kuaro	2 X 15	30	2010
PLTGU	Gas			100	2013
PLTG	Gas			50	2015
PLTU	Coal			65	2015

これらのうち 2x25 MW PLTU Tanjung Batu は 2005 年末に完成の予定であったが、未だ完成していない。早期の完成が望まれている。20 MW ガスタービン発電の PLTG Menamas は 1 号機はすでに完成し運転をしているが天然ガスの量の不足によりディーゼルで発電している。2 号機が 2008 年運転開始の予定であるが確実な天然ガスの供給が望まれている。

2x60 PLTU Kaltim は Tanjung Batu の既設 Embalut サブステーション近隣に計画されている。PLTU Mulut Tambang, PLTG Balikpapan, PLTGU Bontang, PLTU Biomass のプロジェクトは未だ送電のためのインフラが建設されていないため、建設計画は送電線建設のスケジュールにも依存することになる。

2013 年以降の電源計画は天然ガス使用に重きを置いているが、ガス供給の不安定さを考えると石炭利用の方が燃料供給の安定性及び経済性の上で利点があると考えられる。PLN はこういった現状を考慮し、将来の電源開発を、石炭をベースにした発電所への変更を検討している。

本調査の関連で 2013 年/15 年に計画されている 150 MW 分の発電施設をサマリダ市近郊に建設した場合の潮流解析結果に基づき計画全体の見直しを行った。その結果、2006 年に作成された 10 年計画では既設の変電所の大幅な拡張や南部バリクパパン地区での電圧降下に対応するためにキャパシタの設置が必要となっていなど物理的に既存の計画は実行が難しいことが判明している。

こういった状況を鑑み、10 年計画の見直しを行った。その結果 TJ Batu の PLTU Kaltim 2x60 MW を Penajam に移動し、Bukuan の PLTU Mulut Tambang 2x25 を Samboja に移動するものとした。これにより南部と北部の電力バランスは著しく改良されることになる。またサマリダ周辺に 100 MW の発電所が可能となる。表 5 に PLN と共同で行った検討結果を示す。

表 5 東カリマンタン PLN 10 年計画改訂版 (2006 年 12 月)

Project	Fuel	Location	Capacity (MW)		Year
			Unit	Total	
PLTU TJ Batu	Coal	TJ Batu	2 X 25	50	2007/08
PLTG Menamas	Gas	TJ Batu	1 X 20	20	2008
PLTU Kaltim	Coal	<u>Penajam</u>	2 X 60	120	2008/09
PLTU Mulut Tambang	Coal	<u>Samboja</u>	2 X 25	50	2008/09
PLTG Balikpapan	Gas	Senipah	2 x 40	80	2009
PLTGU Bontang	Gas	Bontang	2 X 75	150	2009/10
PLTU Biomass	Biomass	Kuaro	2 X 15	30	2010
PLTU Unit 1	Coal	Samarinda	50	50	2012
PLTU Unit 2	Coal	Samarinda	50	50	2012
PLTU	Coal			65	2015

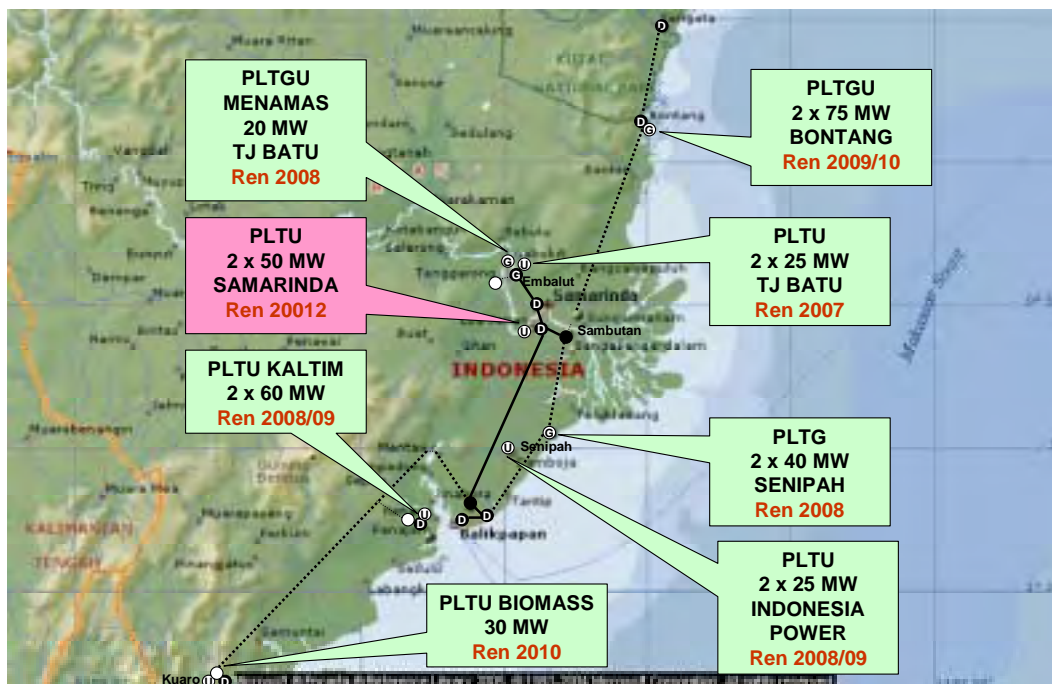
Source: PLN

こういった新規電源計画に伴い、送電線網整備の計画も進められている。PLN による送電線網の整備計画を以下に示す。東カリマンタンでの送電線計画は他の地域と異なり土地の収用は比較的簡単で低コストで済むということである。

表 6 マハカムシステム送電線拡張計画

	From	To	Length (km)	KV	Circuit	Year
1	Embalut	Tenggarong	20	150	1	2007
2	Embalut	PLTU TJ Batu	2	150	1	2007
3	Embalut	PLTU Kaltim	2	150	1	2008
4	Bukuan	Sambutan	20	150	2	2008
5	Sambutan	Bontang	90	150	2	2009
6	Karang Joang	Kuaro	155	150	2	2009
7	Kuaro	Kassel (South Kalimantan)	93	150	2	2009
8	Manggar Sari	Senipah	50	150	1	2009
9	Kuaro	PLTU Biomass	10	150	1	2010
10	Bontang	Sangata	65	150	2	2011

新規発電施設のうち Embalut サブステーション周辺に計画中の発電施設以外は、新規送電線の建設を前提にしている、2006 年 12 月に再検討された新規発電所の場所を図 6 に示す。



出典: PLN

図 6 新規電源配置図と送電線システム補強案

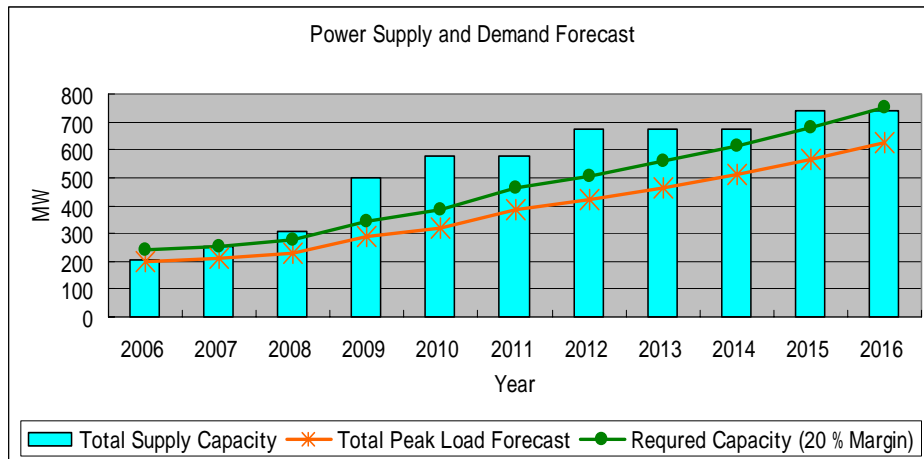
送電線の延伸と各新規発電プロジェクト及び需要をまとめるとマハカム系統の需給状況は表7のようになる。

表 7 マハカムシステム電力需給見通し

No.	NAVA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Demand												
1	Mahakam System 2006	200	203	205	223	249	281	309	340	375	414	456
2	Mahakam System Extension	0	9	24	62	70	104	115	126	139	154	169
3	Total Peak Load Forecast	200	213	229	286	319	385	423	466	514	567	625
4	Required Capacity (20% Margin)	239	255	274	343	383	462	508	559	616	680	750
Supply												
1	Existing	203	203	203	151	102	76	76	76	76	76	76
2	PLTD Retirement	0	0	-52	-49	-26	0	0	0	0	0	0
3	Existing Total	203	203	151	102	76	76	76	76	76	76	76
4	Scheduled Future Project											
	PLTU TJ Batu		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	PLTG Menamas			20	20	20	20	20	20	20	20	20
	PLTU Kaltim			60	120	120	120	120	120	120	120	120
	PLTU Mulut Tambang			25	50	50	50	50	50	50	50	50
	PLTG Balikpapan				80	80	80	80	80	80	80	80
	PLTGU Bontang				75	150	150	150	150	150	150	150
	PLTU Biomass					30	30	30	30	30	30	30
	PLTU Samarinda Proposed							100	100	100	100	100
	PLTU										65	65
6	Total Supply Capacity	203	253	306	497	576	576	676	676	676	741	741

出典: PLN

電力供給能力(Total Supply Capacity)、ピークロード(Peak Load)、必要発電容量(Required Capacity)を図7に示す。



出典: PLN

図 7 マハカムシステム電力需給見通し

2012-2015年に100-150 MWの新規電源の投入が必要になることはこの図からも理解することができる。

3 発電燃料検証

発電所設計にあたって、発電燃料には環境汚染の原因となっている微粉廃棄炭やダーティコールを最大に利用し、且つ設備的に安定的に発電ができるようにしなければならない。

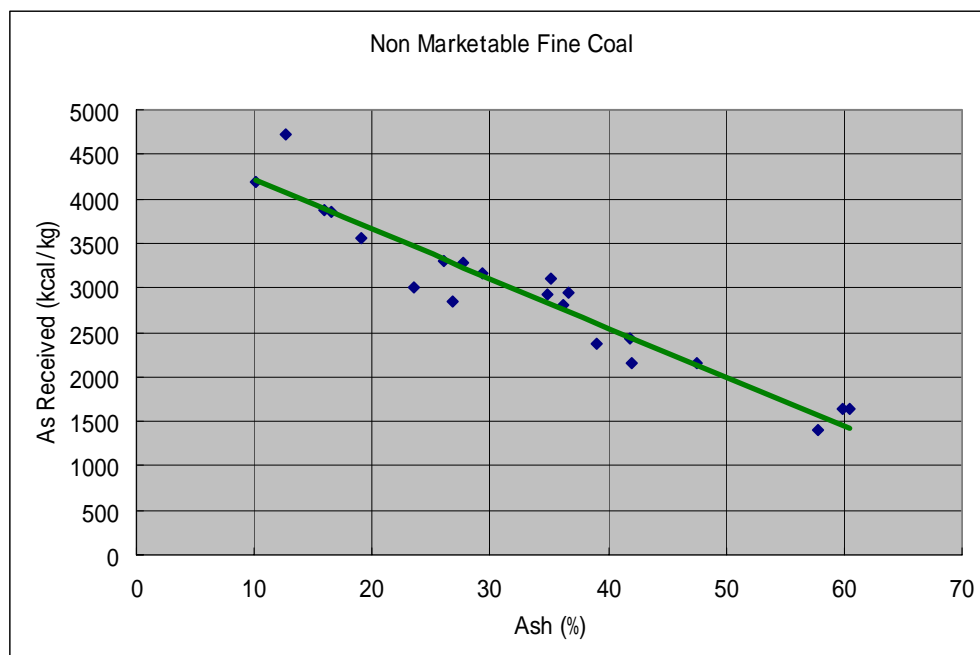
微粉廃棄炭は現在年間 40 万トン発生している。今後石炭鉱山の閉山、及び新規炭鉱開発などにより確定数量は未定だが、現時までの最低数量としては年間 10 万トン程度になると予想されている。またダーティコールの生成量は石炭生産量の 5-10%程度と見積もられ、大量に生成され続けるものと予想されている。基本的には微粉廃棄炭が環境汚染の要素が大きいため、まずその時の発生量をすべて利用する前提でダーティコールの使用量を決定する。

一方これらの廃棄炭は燃料としての物性値(熱量、灰分、硫黄分など)が大きく変動する。また同じ廃棄炭の中でも微粉廃棄炭は場所によって違いはあるが灰分の溶融点が低い傾向にあり逆にダーティコールは灰の溶融温度が高くなる傾向にある。発電施設の設計で最も重要な要素の一つである熱量は 1,500 kcal/kg から 6,000 kcal/kg の間で変動する。こういった石炭を焼却し、発電のための安定的な熱源として使用するためにはベースとなる素性の知れた石炭(助燃調整用)による調整が必要となる。

(1) 微粉廃棄炭

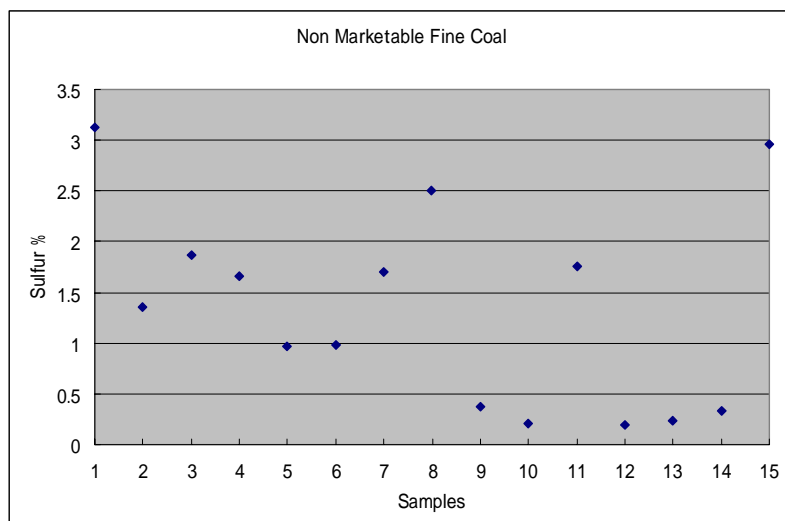
微粉廃棄炭のサンプル試験の結果はカロリー熱量が 1,500 kcal/kg から 4,500 kcal/kg まで大きく変動しているが正規分布していると仮定すると、平均の発熱量は 2,920 kcal/kg (AR)となる。平均の灰分は 24.7% (AR)となる。硫黄分は実際には可燃硫黄と非可燃硫黄に分かれるが全硫黄をベースにしている。硫黄の含有量は平均 1% (AR)となる。灰の溶融点が低いために運転上の注意が必要である。

微粉廃棄炭のサンプル試験による灰含有量と熱量(AR)の相関を図 8 に示す。サンプルごとの硫黄含有量を図 9 に示す。微粉廃棄炭の平均物性値を表 8 に示す。



出典: PLN

図 8 廃棄微粉炭の灰分と熱量の相関



出典: PLN

図 9 廃棄微粉炭の硫黄分分布

表 8 微粉廃棄炭の平均物性

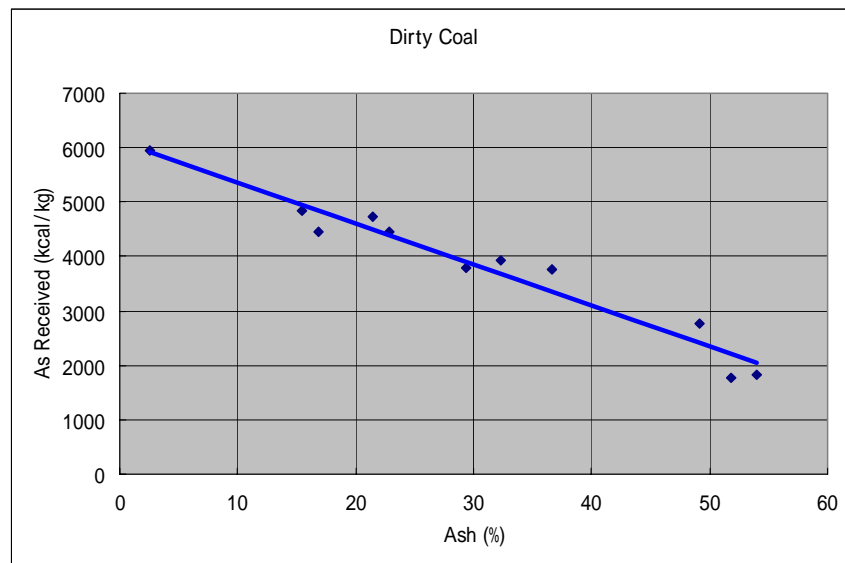
Non Marketable Fine Coal			
	HHV (kcal/kg)	ADB	3935
	HHV (kcal/kg)	AR	2920
	Total Moisture (%)	AR	31
Prox. Analysis	Inherent Moisture (%)	ADB	7.90
	Ash (%)	ADB	33.30
	Volatile (%)	ADB	29.90
	Fixed Carbon	ADB	30.50
	Fuel Ratio (%)	ADB	1.02
	Total Sulfur (%)	ADB	1.35
Ultimate Analysis	Carbon (%)	DB	48.00
	Hydrogen (%)	DB	3.45
	Nitrogen (%)	DB	1.13
	Oxygen	DB	12.63
	Total Sulfur (%)	DB	1.40
	Combustible Sulfur (%)	DB	0.60
	Non-Combustible Sulfur (%)	DB	0.80
Ash Analysis	Chloride	DB	0.01 and less
	SiO ₂ (%)	DB	61.50
	Al ₂ O ₃ (%)	DB	12.90
	Fe ₂ O ₃ (%)	DB	6.74
	CaO (%)	DB	8.44
	MgO (%)	DB	1.39
	Na ₂ O (%)	DB	0.97
	K ₂ O (%)	DB	1.25
	TiO ₂ (%)	DB	0.75
	SO ₃ (%)	DB	3.22
Ash Fusibility Temperature	P ₂ O ₅	DB	0.12
	Oxidizing Condition		
	Initial Deformation Temp. (Deg C)		1135
	Softening Temp. (Deg C)		1140
	Hemispherical Temp. (Deg C)		1220
	Fluid Temp. (Deg C)		1490
	Reducing Condition		
	Initial Deformation Temp. (Deg C)		1070
	Softening Temp. (Deg C)		1090
	Hemispherical Temp. (Deg C)		1140
Fluid Temp. (Deg C)		1450	

出典: PLN

(2) ダーティコール

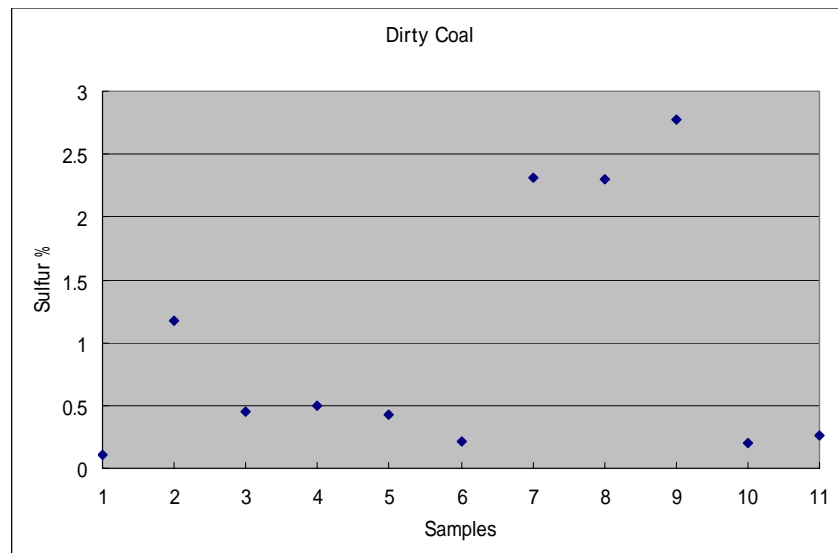
ダーティコールのサンプル試験の結果はカロリー熱量が 2,000kcal/kg から 6,000kcal/kg まで大きく変動しているが正規分布していると仮定すると、平均の発熱量は 3,840kcal/kg (AR) となる。平均の灰分は 20.7% (AR) となる。硫黄分は実際には可燃硫黄と非可燃硫黄に分かれるが全硫黄をベースにしている。硫黄の含有量は平均 0.67% (AR) となる。微粉廃棄炭と違い灰の溶融点が高いのが特徴である。

ダーティコールのサンプル試験による灰含有量と熱量(AR)の相関を図 10 に、サンプルごとの硫黄含有量を図 9 に示す。またダーティコールの平均物性を表 9 に示す。



出典: PLN

図 10 ダーティコールの灰分と熱量の相関



出典: PLN

図 11 ダーティコールの硫黄分分布

表 9 ダーティコールの平均物性

Non Marketable Dirty Coal			
	HHV (kcal/kg)	ADB	5601
	HHV (kcal/kg)	AR	3840
	Total Moisture (%)	AR	20
Prox. Analysis	Inherent Moisture (%)	ADB	10.00
	Ash (%)	ADB	30.20
	Volatile (%)	ADB	29.80
	Fixed Carbon	ADB	30.50
	Fuel Ratio (%)	ADB	1.02
	Total Sulfur (%)	ADB	0.97
Ultimate Analysis	Carbon (%)	DB	48.00
	Hydrogen (%)	DB	3.45
	Nitrogen (%)	DB	1.13
	Oxygen	DB	12.63
	Total Sulfur (%)	DB	1.10
	Combustible Sulfur (%)	DB	0.50
	Non-Combustible Sulfur (%)	DB	0.60
	Chloride	DB	0.01 and less
Ash Analysis	SiO ₂ (%)	DB	64.52
	Al ₂ O ₃ (%)	DB	20.35
	Fe ₂ O ₃ (%)	DB	3.29
	CaO (%)	DB	1.50
	MgO (%)	DB	1.62
	Na ₂ O (%)	DB	1.48
	K ₂ O (%)	DB	2.22
	TiO ₂ (%)	DB	0.88
	SO ₃ (%)	DB	0.85
	P ₂ O ₅	DB	2.32
	Ash Fusibility Temperature	Oxidizing Condition	
Initial Deformation Temp. (Deg C)			
Softening Temp. (Deg C)			
Hemispherical Temp. (Deg C)			
Fluid Temp. (Deg C)			
Reducing Condition			
Initial Deformation Temp. (Deg C)			1380
Softening Temp. (Deg C)			1420
Hemispherical Temp. (Deg C)			1450
Fluid Temp. (Deg C)			1500

出典: PLN

(3) 助燃石炭

不安定な性状の石炭を使用し安定的に燃焼させるには素性のわかった安定な石炭の投入が必要である。発電を目的とする場合、発熱量で半分程度をこの助燃石炭でまかなう必要がある。本プロジェクトでは発電所建設予定地周辺に多量に埋蔵されている低品位炭を使用するものとする。表 10 に助燃石炭として使用が可能な石炭の物性を示す。

表 10 代表的助燃石炭の物性

Supplement Coal			
	HHV (kcal/kg)	ADB	5600
	HHV (kcal/kg)	AR	5000
	Total Moisture (%)	AR	25
Prox. Analysis	Inherent Moisture (%)	ADB	17
	Ash (%)	ADB	5
	Volatile (%)	ADB	39
	Fixed Carbon	ADB	39
	Fuel Ratio (%)	ADB	
	Total Sulfur (%)	ADB	0.6
Ultimate Analysis	Carbon (%)	DB	72.62
	Hydrogen (%)	DB	4.06
	Nitrogen (%)	DB	1.54
	Oxygen	DB	21
	Total Sulfur (%)	DB	0.78
	Combustible Sulfur (%)	DB	
	Non-Combustible Sulfur (%)	DB	
	Chloride	DB	
Ash Analysis	SiO ₂ (%)	DB	34.31
	Al ₂ O ₃ (%)	DB	27.9
	Fe ₂ O ₃ (%)	DB	17.57
	CaO (%)	DB	9.02
	MgO (%)	DB	0.95
	Na ₂ O (%)	DB	0.49
	K ₂ O (%)	DB	0.8
	TiO ₂ (%)	DB	1.37
	SO ₃ (%)	DB	5.98
	P ₂ O ₅	DB	0.94
	Ash Fusibility Temperature	Oxidizing Condition	
Initial Deformation Temp. (Deg C)			
Softening Temp. (Deg C)			
Hemispherical Temp. (Deg C)			
Fluid Temp. (Deg C)			
Reducing Condition			
Initial Deformation Temp. (Deg C)			1200
Softening Temp. (Deg C)			1220
Hemispherical Temp. (Deg C)			1240
Fluid Temp. (Deg C)			1250

出典: PLN

4 発電所建設場所選定

発電所は社会エネルギーインフラとして現実には30年以上の長きにわたって使われ続ける。したがって建設場所の選定には種々の要因を考慮する必要がある。以下その要因を列挙する。

- 燃料の輸送コスト
- 燃料の搬入の利便性
- 送電線へのアクセス（サブステーション）
- 地盤の状況と水害の可能性
- 取水（河岸で海水の混入の可能性のない場所）
- 電力需要地への近接性
- 土地の取得
- 石炭灰の再利用或いは埋め立て地確保
- 発電所建設に対する周辺住民の理解と協力

現在の石炭の流通は河川を通して行われている。一般道路は石炭積載の貨物トラックの通行が法律で禁止されている。したがって燃料の運送に当たっても河川が中心となり、搬入の利便性を考えると発電所の立地は河川に面した場所ということになる。

取水の面でも河川に面した場所のほうが望ましい。また取水については海水の混入は避けるべきである。この点でも海水の逆流が無い場所が望ましい。

既設送電線系統への接続を考慮すると既設サブステーション近隣が望ましい。サブステーションからの距離が遠ければ遠いほど送電線用地の獲得に時間がかかり、また建設コストも高くなる。

送電線の系統接続の面での安定性や将来の拡張性も十分に考慮に入れなければならない。複数の発電所が接続されている支線に接続することは系統の安定性状上好ましくない。

河川に面した場所は水害の危険にさらされる可能性があるが、水害にさらされる危険のある場所での建設は避けるべきである。発電所からの電力は非常用排水ポンプの動力源になるなど非常時にも安定供給が求められている。

また地盤の固い場所を選定すべきである。河川敷は沖積層でパイル長も大きくなりがちである。重量物の及び回転機器のための基礎設計には細心の注意が必要である。そしてこの地盤の良し悪しが建設費を左右することになる。

土地の取得は厄介な問題である。公共の土地で、決まった将来計画がないところのぞましい。そうでない場合には所有者の権利関係が単純な場所が望ましい。

石炭火力発電所からの灰処理の問題も解決しなければならない。石炭灰はセメントの材料として或いは建設用骨材として広く使用されている。セメント産業と協力することによりゼロエミッションの発電コンセプトが達成される。しかしセメント産業の協力が望めない場合には灰の埋め立て用地を取得し産業廃棄物として管理型の埋め立て処理を行うことになる。その場合、発電所運営終了後、30年間の管理運営義務が生ずる。現在BPPT及びインドネシア・セメント協会が灰利用に関して詳細な調査を行っている。一般にインドネシア炭の灰は重金属などの含有が大変低いレベルにあり、環境上問題になることは無いと考えられている。現在、石炭灰に対する需要は多く、ゼロエミッションの実現ができるよう考えるべきである。

発電所の立地に関して以上述べたが、最も重要なのは発電所建設に対する周辺住民の理解と協力であることは言うに及ばない。

本プロジェクトでは図 12 に示すように 5 箇所の土地について調査した。

- (1) 旧フェリーターミナル敷地 (サマリンダ市所有)
- (2) Daya Besar 社所有地 (サマリンダ市斡旋)
- (3) Kiyani Lestari 社所有地 (サマリンダ市斡旋)
- (4) Balik Buaya の個人所有地 (サマリンダ市斡旋)
- (5) Bukit Baiduri 炭鉱 (州政府所有、炭鉱にリース)



出典: PLN

図 12 発電所建設場所候補地選定

- (1) 旧フェリーターミナル敷地 (サマリンダ市所有)

サマリンダ市所有の旧フェリーターミナルはマハカム橋建設以前に利用されていたマハカム川横断フェリー発着所で、現在は、内陸部は空地/サッカー場として、バリクパパンーサマリンダ街道を挟んだ川岸は隣接するドッグを利用する船の係留所および近隣合板工場の貯木場として利用されている。サマリンダ市所有地のため、用地買収の手間は省けるが、敷地が 5 ha 程度しかなく近隣に住宅地が広がっているため、発電所建設建設の候補地にはならない。

- (2) Daya Besar 社所有地 (サマリンダ市斡旋)

Daya Besar 社所有の土地は 17 ha あり、新工場建設の目的で購入されたと思われるが、現在まで着工されず。現在、農地として貸し出している。用地買収交渉には、サマリンダ市が代行が可能でありまたセメントのパッキング工場である P.T.Semen Tunasa に隣接している。セメント工場とのシナジーを考えると理想的な場所であるが地盤が悪いと考えられている。セメントパッキング工場を建設の際に 50 m 以上の杭が必要であった。

- (3) Kiyani Lestari 社所有地 (サマリンダ市斡旋)

PT.Kiyani Lestari 社の所有の土地は合板製造施設であったが 2004 年より操業を停止している。工場設備・敷地は銀行からの融資を受ける際の担保として設定されたため、現在、すべての

資産は裁判所に委ねられている。サマリダ市が用地取得交渉(競売の実施等)を代行することが可能とのことである。土地の広さは 20 ha あり、位置はサマリダ市の新コンテナポートに近く、立地そのものは悪くはないが土地の形状が細長く河川に面した部分は狭い。また河川に面した部分にはサマリダ市の水道局の取水ポンプがあり河川を通した輸送に頼ることには問題が生じる可能性がある。また陸上交通では土地へのアクセスが住宅地をと通っていかなければならないなどアクセスの点で問題がある。

(4) Balik Buaya の個人所有地 (サマリダ市斡旋)

Balik Buaya 地域の土地は、個人所有が約 10 ha 程度で周辺地を含めるとかなりの面積を確保できる可能性がある。候補地の中では最も下流に位置する。現在雑木林となっている。97 年には塩水がこの地点まで上ってきたとのことで、海水の遡上の可能性を考えた設計が必要となる。近くに居住地は無い。所有者はサマリダ市の有力者で、用地買収にはサマリダ市の便宜が得られるとのことである。

(5) Bukit Baiduri 炭鉱 (州政府所有、炭鉱にリース)

PT.Bukit Baiduri は石炭炭鉱で、土地の所有権は地方政府にあり炭鉱活動が終了すると地方政府に返還される。この土地の現在遊休地となっている旧石炭積み出し地域がその候補地としてふさわしいと考えられる。土地の取得、取水、地盤、灰の埋立地などに問題はなく発電所の立地としてはすべての要件を満たしていると考えられる。図 13 に写真を示す。



出典: PLN

図 13 発電所候補地 PT Bukit Baiduri 炭鉱の用地

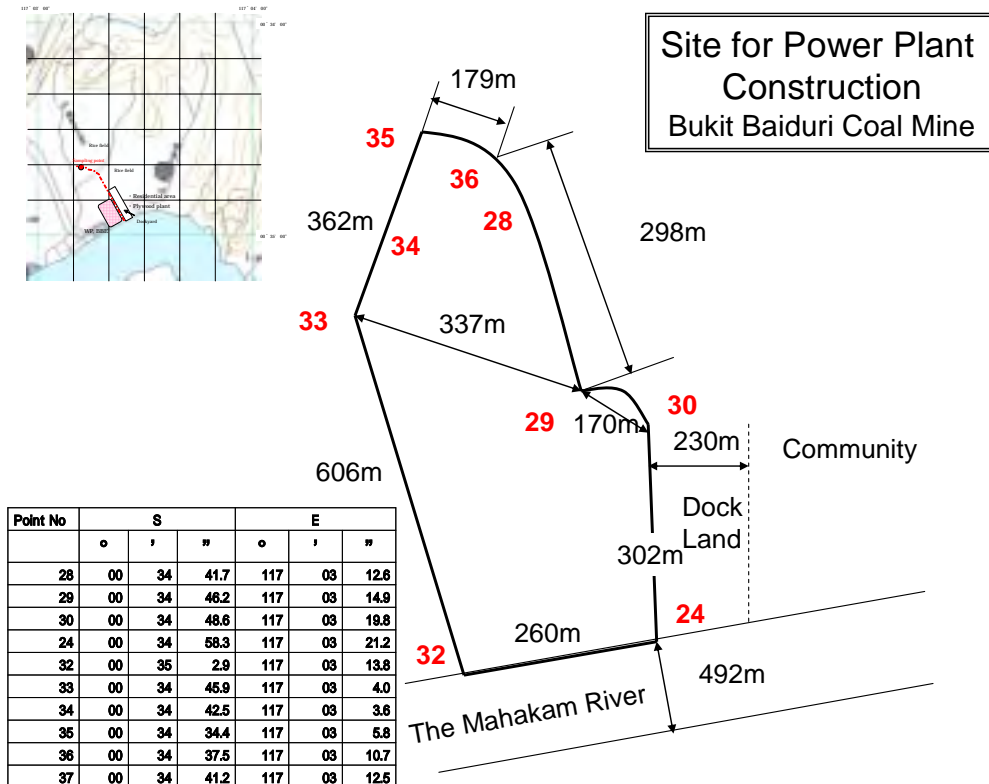
以上 5 箇所の候補地を総合的に評価した結果を表 11 に示す。

表 11 発電所建設地選定

No.	1	2	3	4	5
Name	Old Ferry Terminal	PT. Daya Besar	PT. Kiyani Lesari	Balik Buaya Area	PT. Bukit Baiduri
Land Acquisition	Ok	OK	OK	OK	OK, Returned to the Local Government
Water Intake	Ok	OK	OK	No Sea Water Problem	OK
Soil Condition	Limited Land Space	Need to Investigate	Need to Investigate	No	OK
Access by Road/River	OK	OK	No Limited	OK	OK
Substation	Gl. Harapan Baru	Bukuan	Bukuan	Bukuan	Cross River, Gl. Harapan Baru
Ash Land Fill Area	Need to find Outside	Ash Utilized by Tunasa Cement	Need to find Outside	Available at Adjacent Area	OK

出典: PLN

Bukit Baiduri 炭鉱の鉱区は広範囲にわたっている。発電所の建設予定地として旧石炭積み出し施設周辺を選定した。図 14 に候補地の形状を示す。



出典: PLN

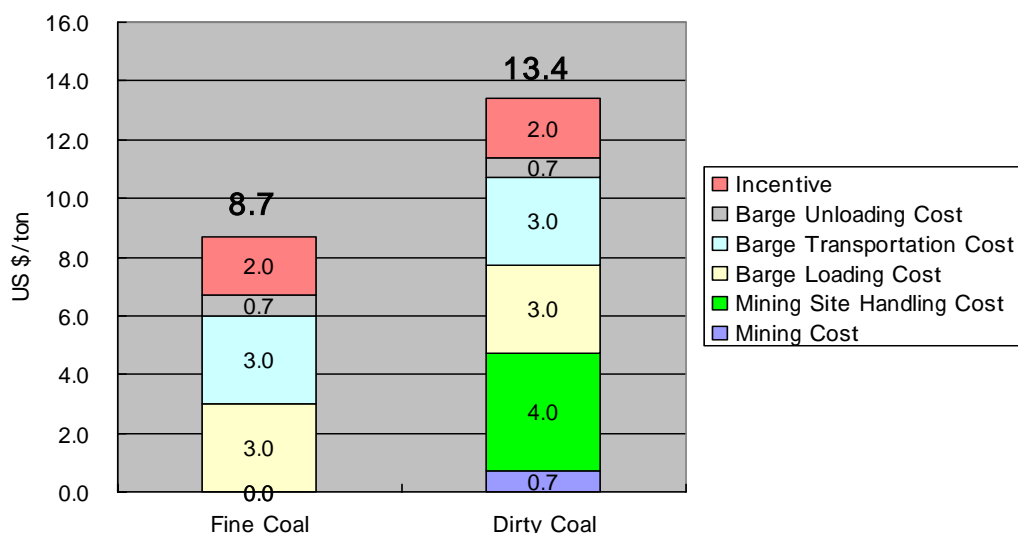
図 14 発電所建設候補地の土地形状 (Bukit Baiduri Energi Coal Mine)

5 廃棄炭輸送システム及びコストの検証

廃棄炭の輸送は一般道路の使用が認められていないため、河川が中心となる。微粉廃棄炭は河川域に建設されている選炭工程から生成される。従いこの微粉廃棄炭は河川沿いに存在する。この微粉廃棄炭は通常のバージで輸送が可能であることは確認されている。従いこういった廃棄石炭が継続的に収集されるための仕組みを考える上で重要な要素はどのようなインセンティブを付けるかによる。

微粉廃棄石炭の場合、図 15 に示されるようにバージに積み込むためのコストとして 3 ドル/トン、バージ輸送コストが 3 ドル/トン、積み下ろしコストが 0.7 ドル/トンとなる。商業的に持続させるためにはインセンティブを考慮する必要がある。このインセンティブとして 2 ドル/トンを考慮するものとした。従い微粉廃棄炭の収集コストは 8.7 ドル/トンとなる。

ダーティコールの輸送は炭鉱から始まる。以下にコスト構成を示す。ダーティコールの場合には炭鉱における採炭コスト(0.7 ドル/トン)と河岸までの輸送及びハンドリングコスト(4 ドル/トン)が加わる。ダーティコールの場合の収集コストはインセンティブを含め 13.4 ドル/トンとなる。



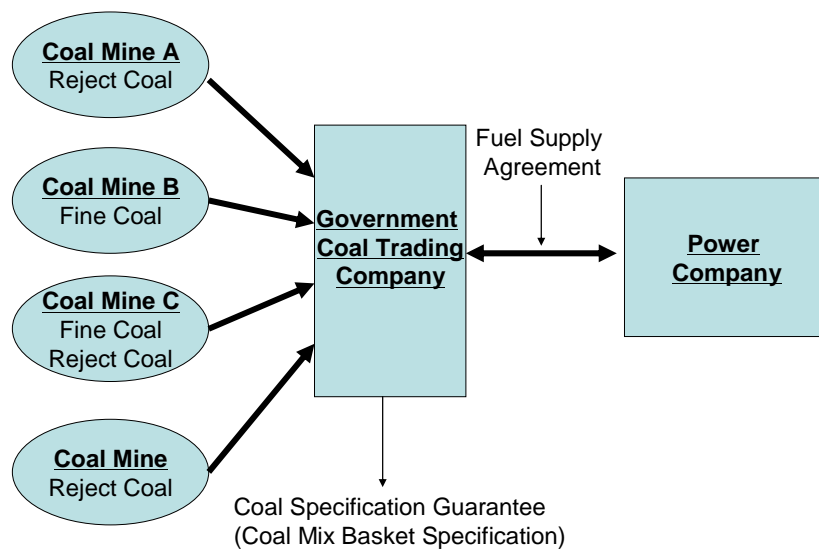
出典: PLN

図 15 廃棄石炭収集コスト

このような廃棄石炭が発電に使用される道が開かれるとここに示される様に値段が付けられるようになる。その結果、購入者の立場からは品質に関して正当な価格であるかどうかを査定する必要が出てくる。少なくともこれらの予定されている廃棄石炭が、予想がつく性状で導入されることが求められてくる。単なる土砂では困るのである。

またこういった廃棄炭は複数の炭鉱から生成され、それぞれの性状も異なる。発電事業者側としてはその品質のコントロールは大きな負担となると考えられる。従い、こういった石炭の調達には州政府所有の石炭公社など公的機関が介在し、発電側にとっては多数の炭鉱会社との石炭供給契約よりも、単一の公的機関と石炭供給契約を締結するのが望ましいと考えられている。

発電事業者との燃料供給契約の中での廃棄石炭の仕様に関しバスケット方式を採用し、少なくとも最小カロリーを保障することになると考えられる。図 16 に想定される石炭供給の仕組みを示す。



出典: PLN

図 16 石炭供給契約の仕組みプロポーザル

6 発電施設発電容量検討

発電施設の容量の確定には次のようなステップを経ることになる。

- 電力需給の検討
- 系統の送電容量
- 系統の安定性とバックアップ体制
- 発電燃料の量の確認とコスト
- 経済性確認

電力需給の側面からは 2012-2015 年に 150 MW の新規電源が必要であることがすでに PLN によって検討されて、2006 年の 10 年計画に記載されている。この計画によると発電燃料として天然ガスが予定されている。しかし現実問題としての供給の安定性や不透明な将来のガス購入料金を考えると石炭をベースにした発電のほうに利があると考えられている。

最初に PLN 電源 10 年計画をベースに、Samarinda 市周辺に 2x75 MW (150 MW、2012-15 年運転開始)の場合の送電容量の検討を行った。この検討では、Power Technology (RTI)製 Power System Simulator for Engineer (PSS/E) version 29.4 と呼ばれるコンピュータプログラムを使用した。これは、電力系統解析に用いられている標準的なソフトウェアである。

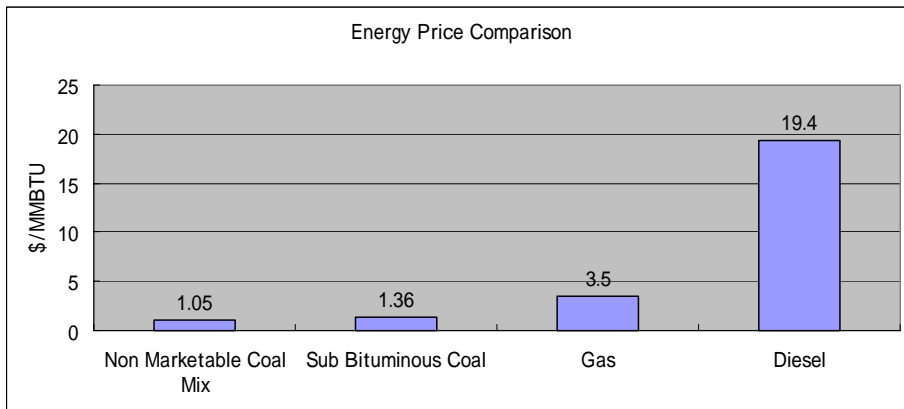
検討の結果、10 年計画そのものの実現が系統の容量上難しいことが判明した。2006 年 10 月に最初の検討結果が PLN に報告され、これに基づき PLN は電源計画の見直しを行った。2006 年 12 月に見直された電源計画に基づき再度系統の潮流解析を行った。

試行錯誤の結果、この見直されたケースでは他の新規電源の再配置と共に Samarinda の新規発電容量を 2x50 MW としたが、結果は既存の送電線施設増強の投資が最小で済み、システムの安定度が格段に向上することが示された。ただし、系統の安定性と容量の向上のためには Balikpapan と Samarinda 間の送電線をループ化する必要があり、Bukuan の変電所と Sehnipha の変電の間の 47 km を送電線で接続することが望まれる。本調査ではこの送電線補強も含め検討することとした。

発電所の経済性は発電燃料へのアクセスの利便性による要素が大きい。その際に燃料の量と値段が容量決定と経済性検討の重要な要素となる。現在の調査段階では燃料は 100 MW 或いは 150 MW のベースロードの容量に対して十分に供給できることが確認されている。

経済性に関し、石炭は、選択しうるすべての発電燃量中で最も安価な燃料であることが確認されている。経済性を考える場合には投資コストも考慮しなければならないが、全体のコスト構成の中での鋭敏性は大きくはない。一方、燃量コストが小さいことは経済的に競争力があることを意味している。発電コスト 4 セント/kWh のレベルを期待する場合には石炭以外の燃料ではありえないと考えられている。

図 17 は Mahakam システムで使用される可能性のある燃料の単位熱量(MMBTU)あたりの値段を示したものである。実勢の天然ガス価格はこれ以上と考えられるため、競争力ある発電燃料とはならない。廃棄石炭との混入を行うことはこの地域に豊富に存在する低品位炭よりも安価な燃料となる可能性があり、最も競争力のある燃料となる可能性が高い。



Note:

Diesel Price:	6150 Rp/L
Sub-Bituminous Coal, 5,000 kcal/kg:	27.0 \$/ton
Non Marketable Coal Mix, 4,198 kcal/kg Avg.	17.4\$/ton

出典: PLN

図 17 東カリマンタン州における発電燃料選択と値段 (2006 年 9 月)

7 系統接続検討

電化地域の広がりと共に送電線が年々拡大し、需要の増大と共に新しい電源も建設され、さらにその電源系統接続のための送電線も建設されることになる。系統接続検討はロードフロー解析を中心として時系列ごとに電力の流れを検証し、定期補修時や緊急時の安定性を検証するものである。以下に PLN による電源の 10 年計画をベースにしたモデルの概要を示す。

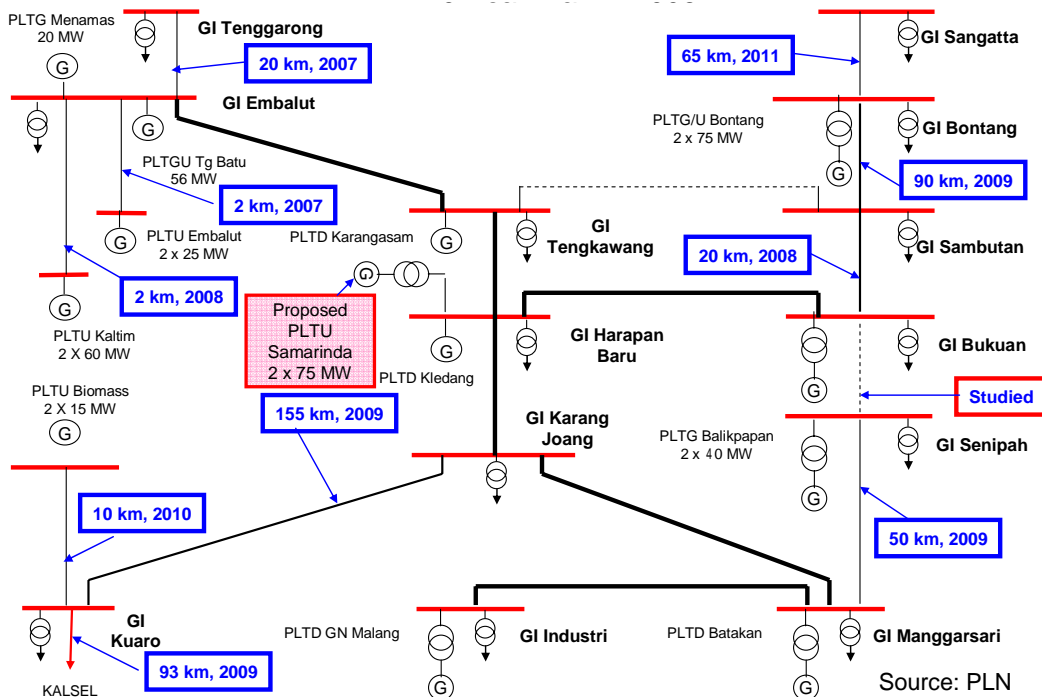


図 18 マハカムシステムの単結線図 10 年計画 (2006 年)

サマリンダ市には Harapan Baru、Bukuhan、Tengkawang の 3 箇所のサブステーションがあり Harapan Baru サブステーションには Kledang ディーゼル・エンジン発電施設が接続されている。Tengkawang サブステーションには Karangasam ディーゼル・エンジン発電施設が接続されている。またこのサブステーションは Embalut サブステーションと接続されており、そこには PLTGU TJ Batu (56 MW)、PLTG Menamas(20 MW)が接続されている。このサブステーションには 2007 年には PLTU TJ Batu (Embalut) 2x25 MW が接続され、2008 年には PLTU Kaltim 2x60 MW が接続されることになっている。さらに 2007 年には Tenggarong まで延伸される計画である。Bukuan サブステーションからは 2008 年には Sambutan まで、2009 年には Bontang まで、2011 年には Sangatta まで送電線が延伸される計画である。また 2008/9 年には Bukuan に PLTU Mulut Tambang 2x25 MW が計画され、2009 年には Bontang に PLTGU 2x75 MW が計画されている。

バリクパパン市には Karang Joang、Manggarsari、Industri の 3 箇所のサブステーションがある。Karang Joang サブステーションとサマリンダ市の Harapan Baru サブステーションは 75 km の送電線で接続されている。Karang Joang からは 2009 年に Kuaro まで送電線が延伸されさらに南カリマンタン州の系統と接続されることになっている。また Kuaro サブステーションから Kuaro PLTU Biomass 2x15 MW の発電所までの 10 km の送電線も 2010 年に計画されている。Industri サブステーションには GN Malang ディーゼル・エンジン発電所が接続されている。Manggarsari サブステーションには Batakan ディーゼル・エンジン発電所が接続

されている。さらに同サブステーションから Senipah まで系統が延伸され、そこには 2009 年に PLTG Balikpapan 2x40 MW が運転開始する計画である

PLN の新規電源 10 年計画をベースに潮流解析を行った結果、新規電源が導入される以前の 2011 年にはすでに以下の問題が生じることが判明した。

- (1) Samarinda の Harapan Baru、Tengkawang の変電所が容量オーバー
- (2) Balikpapan の Manggasari、Industri の変電所が容量オーバー
- (3) Balikpapan の電圧降下のため、100MVAR のキャパシタを設置の必要
- (4) 送電ロスも大きく全発電量の 2% を超える

従い 2012 年以降の新規電源の設置は物理的に困難であると判断される。またグリッドの安定性や送電容量の改善を考えると将来電源の再配置と Balikpapan 市と Samarinda 市間の系統はループ化するのが望ましく、Bukuan と Senipah 間を送電線で結合するのが合理的であると考えられる。

こういった結果を踏まえ、PLN は系統全体の再検討を行った。試行錯誤の上、再度の潮流解析を行った。最終的な変更点は次のとおりである。

- (1) PLTU Kaltim 2x60 MW を Embalut (TJ Batu) から Balikpapan 南部の Penajam に変更し、Girirejo 変電所に接続
- (2) PLTU Mulut Tambang 2x25 MW を Bukuan から Balikpapan 北部の Samboja に変更し Girirejo 変電所に接続
- (3) Bukuan 変電所と Senipah を接続し、Samarinda と Balikpapan の間にループを形成する。
- (4) Industri、Tengkawang、Harapan Baru の変電所を増強する
- (5) 本発電所のサイズを 2x50 MW とし 2012 年に運転開始、Samarinda Harapan Baru 変電所に接続する。

解析の結果、Samarinda の 2x50 MW の新規電源は送電線系統と調和し送電線系統全体が安定する。2012 年の発電のマージンは 20% となる。ただし既設の変電施設は順次表 12 に示すような増強が必要となる。

表 12 変電所増強

Substation	Existing MVA	Estimated Load in 2012	New Transformer
Industri	2x20 & 1x30 (70)	77.6 MW	2x30, & 1x60 (120)
Tengkawang	2x30	71.8 MW	1x60, & 1x30
Harapan Baru	2x30	58.2 MW	1x60, & 1x30

出典: PLN

改善された送電線系統と新規電源を示す単線結線図を図 19 に示す。

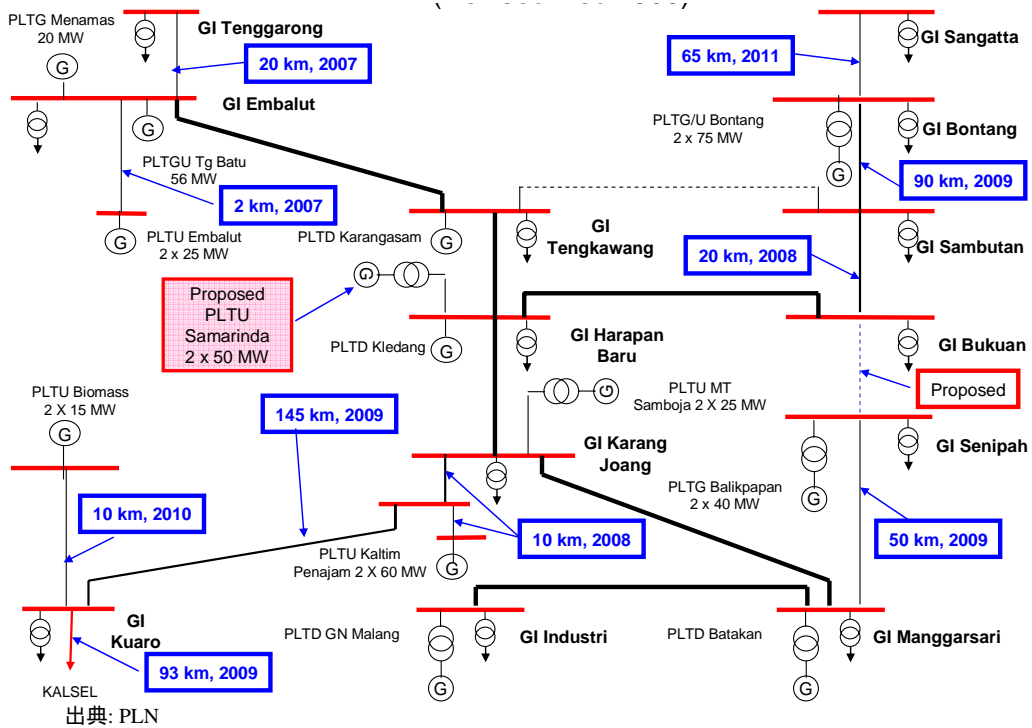


図 19 マハカムシステム単線結線図 (検討結果)

Attachment 9 に潮流解析(Load Flow Analysis)の結果をコンピューターインプット及びアウトプットの形で示す。

8 石炭のハンドリングシステム

この発電所で使用される石炭は微粉廃棄炭、ダーティコール、助燃炭の3種類である。助燃炭以外の石炭は水分、灰分の変動が大きく、取り扱いには注意が必要である。バージで運搬されてきたこれらの石炭はそれぞれ別々に貯炭場に置かれる。貯炭場能力は最低1ヶ月の貯炭分として各炭種で、1万トン进行想定する。

ダーティコールと助燃炭はカロリー調整のために供給量を調整後、10mmアンダーの石炭粒にハンマークラッシャーで粉砕される。これらはさらにボイラーの近傍に設置されている石炭バンカーに送られる。バンカーは20時間分の容量を持つように設計される。バンカーから石炭は4基の計量コンベア上に抜き出され、それぞれスクリュウコンベアで炉に投入される。

微粉廃棄炭は特に水分の変動が大きく、貯炭場でバケットクレーンにて、破砕機を装備したフィーダーに供給、排出量を調整しながらベルトで炉の供給設備まで運搬される。

発電プラントの安定した運転には一般的には原料炭の品質保証が伴うが、しかし廃棄石炭を使用する場合には性状が大きく変化し品質保証は難しい。石炭のボイラー投入量コントロール方式には幾通りがある。それは石炭供給契約にも左右されるため、今後さらに検討を要する。また品質管理のための石炭分析室も必要である。

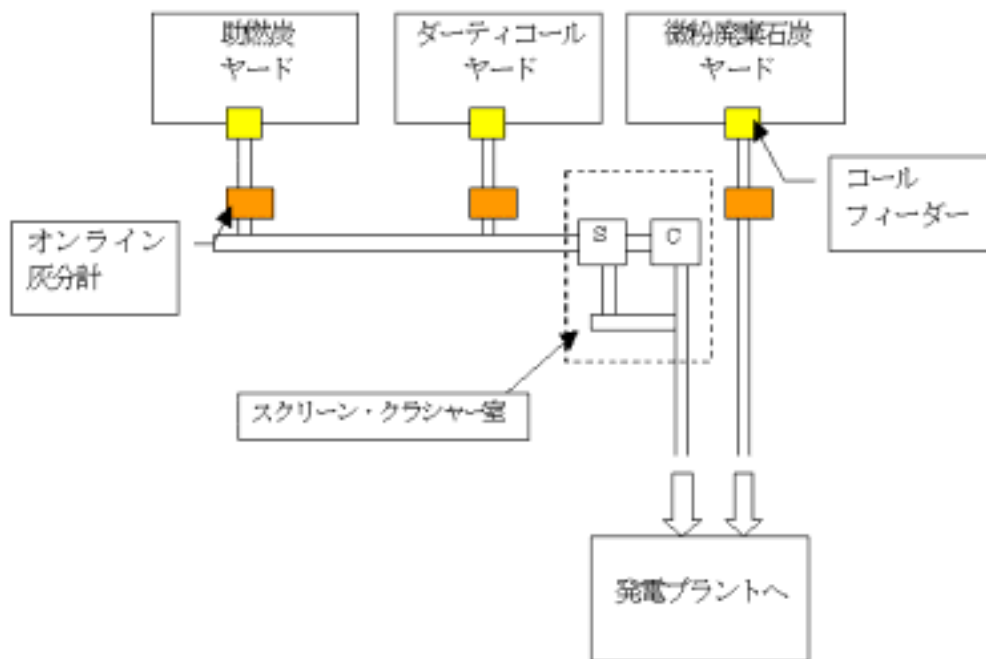


図 20 石炭ハンドリングシステム

9 発電施設コンセプト検討

発電施設のコンセプトは次のようになる。

- 廃棄炭を含む種々の石炭燃料に対応
- 環境にやさしい発電システム
- 最も安い電力の供給が可能な発電システム

微粉廃棄炭やダーティコールはカロリー、灰分、硫黄分などの性状が定まらないため燃焼が不安定である。安定的に燃焼させるためには助燃剤として性状の安定した燃料(低品位炭などが可)を必要とする。炉内での燃焼が安定するように各燃料の供給速度をコントロールする必要がある。また水分や灰分の多い廃棄石炭は燃えにくくそのため燃焼時間を長く取る必要がある。

環境に関しては、河川に面した場所に立てられるために河川環境を守ることが第一に求められている。発電所からの温排水は河川の生態系を乱す可能性があるため、クーリングタワーを用いた循環冷却水システムを採用し、温排水が出ないものとする。

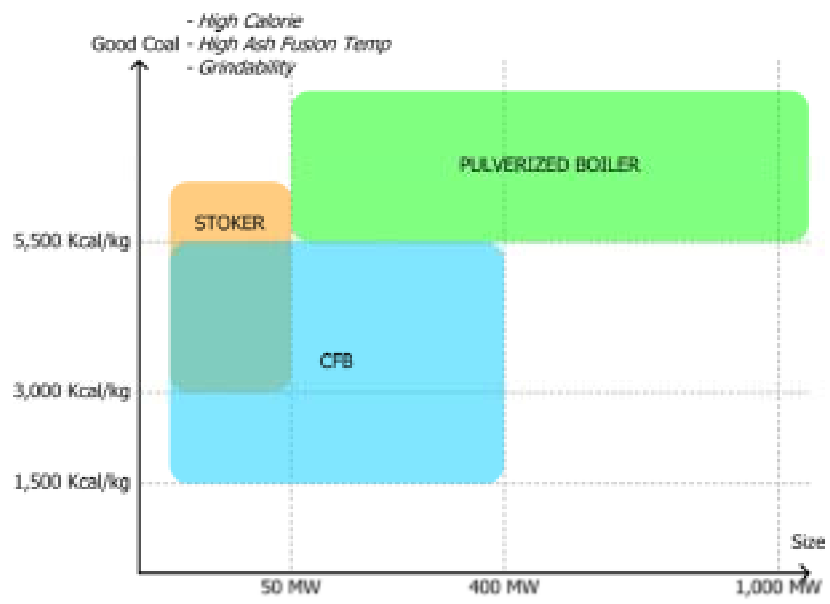
硫黄酸化物の低減に関しては炉内脱硫方式を採用する。これは炉内で石灰石と硫黄を反応させ、石膏として回収する方式である。窒素酸化物低減に関しては、燃焼温度が比較的低いため発生量は比較的に少ない。

微粉廃棄炭やダーティコールを使用することにより燃料コストが軽減される。したがって発電単価も下がると考えられている。

現在こういった熱量が低く燃えにくい性状の燃料を高効率にかつ安定的に燃焼させる方式として循環流動層ボイラー(CFB)が一般的に使用されている。循環流動層ボイラーには内部循環方式或いはバブリング方式と外部循環方式がある。内部循環方式或いはバブリング方式は小型の都市ごみ焼却等に使用されている。一部廃熱回収により発電にも使用されている。発電規模としては 30 MW 程度が最大である。

外部循環方式は未燃カーボンとフライアッシュを含む気体分の分別はサイクロンを通して行うので燃焼が確かなものになりその応用範囲は広い。サイズの的には小型から中型、メーカーによっては大型のボイラーまで応用されており、このクラス最高の 460 MW 超臨界ボイラーが建設中である。燃焼温度のコントロールは空気量で行なわれることになる。これにより NO_x 発生抑制が可能となる。また灰の溶融温度以下に保つよう運転することが可能となり、メンテナンスコストの低減につながる。

循環流動層ボイラー以外にもストーカー型ボイラーや微粉炭ボイラーがあるが、こういった形式のボイラーは燃えにくく変動する燃料を高効率に燃焼させることができない。微粉炭ボイラーはカロリーの高い石炭を使用し高効率で燃焼させる。経済的には大型発電に適する。中型並びに小型発電施設は相対的に経済性が低いとその分低品位の石炭で対応することになる。こういった中型或いは小型の発電施設では CFB と低品位炭の組み合わせが経済的に競争力を持つことになる。ストーカー式も使用可能であるが環境を考えると導入が難しい場合があると考えられる。以下に一般的なボイラーの選定基準を示す。



出典: 調査団

図 21 ボイラー選定

10 発電所概要

本プロジェクトでは、微粉廃棄炭やダーティコールが発電燃料として使用される。これらの石炭は灰分が多く低カロリーで売り物にはならない。また微粉廃棄石炭は水分が多くスラッジ状で取り扱いに難がある。従い発電に使用されるボイラーは循環流動層(Circulated Fluidized Bed)を使用することになる。この種のボイラーが選定されたのは、以上のような燃料を高効率で安定的に燃焼させ、安定した蒸気を発生させるためである。こういった燃料を安定的に発電するためには助燃剤として安定した性状の石炭の投入が必要である。本プロジェクトでは水分の多い褐炭を使用するものとする。安定的な電力供給が期待される場合には助燃石炭の割合は全投入エネルギー(熱量)の50%を維持するのが望ましい。

Attachment 4 に本プロジェクトで採用する発電システムのフロー図を示す。また Attachment 5 に微粉炭注入システムを示す。

10.1 設計のための気候条件の検討

発電所設計のために、気象データの検討を行った。気象データはサマリダ市にある気象測候所より入手したものを使用した。発電所建設予定地の気象状況を正確に理解することは発電所の最適化設計にとって大変重要である。

1982年から2004年までの平均の大気温度は以下のようになっている。

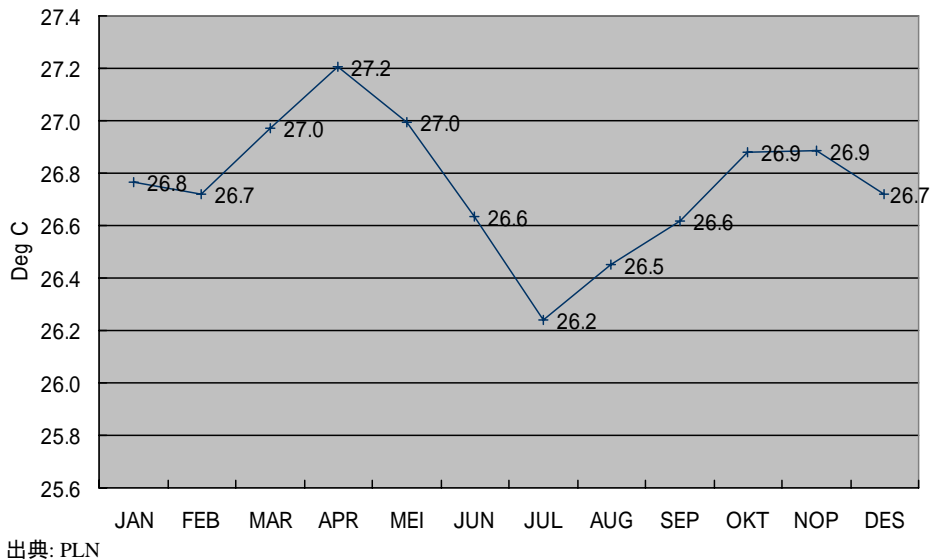
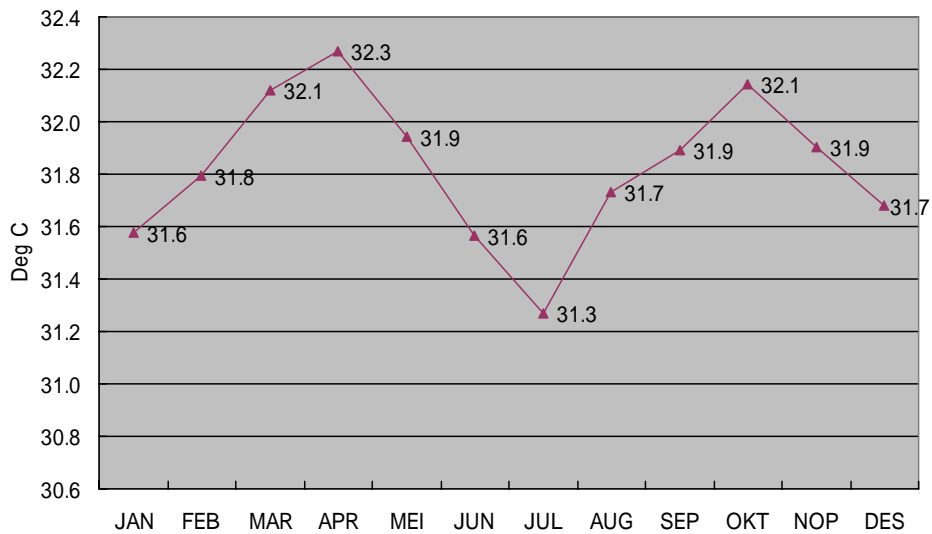


図 22 平均大気温度 (1982-2004 Samarinda City)

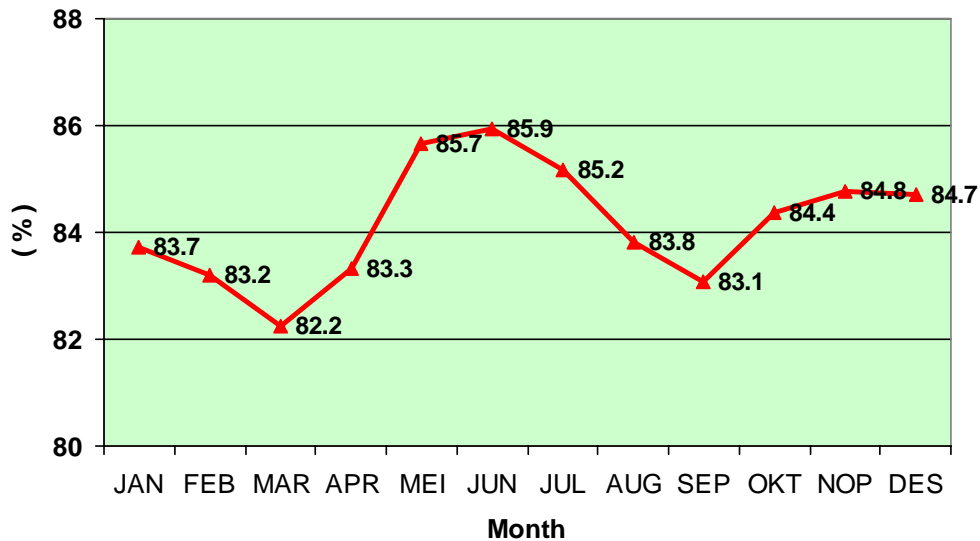
1978年から2005年の最高温度の平均を以下に示す。



出典: PLN

図 23 最高大気温度 (1978-2005 Samarinda City)

1982 年から 2004 までの平均相対湿度を以下に示す。



出典: PLN

図 24 平均相対湿度 (1982-2004 Samarinda)

検討の結果、設計上の気象条件を次のように設定した。

大気温度 (平均)	27
大気温度 (最大)	32
湿度 (平均)	85 %

従い、冷却塔の設計条件はコンデンサーの設計運転圧力を考慮し以下のように定めた。

冷却水冷却塔入口温度	40
冷却水冷却塔出口温度	30
コンデンサー圧力	8.7 kPA

10.2 石炭混合に関する検討

3種類の仕様の異なる燃料を安定的に燃焼させるためにはそれぞれの石炭の性状を考え、混合比の大枠を決定しなければならない。またこれら燃料の収集コスト或いは購入コストも考慮しなければならない。

2x50 MW のベースケースの場合の石炭の混合の計算結果を表 13 に示す。なおオペレーションファクターを 75%とする。

表 13 石炭の混合量の検討 (2x50 MW Unit)

Item	Unit	Main		
Net Power Output	MWe	50		
Aux. Power Ratio	%	10		
Gross Power Output	MWe	55.6		
Turbine Plant Efficiency	%	39		
Boiler Efficiency	%	90		
Power Generation Efficiency	%	35		
Fuel Heat Input	MWth	158.3		
	10 ⁶ kcal/h	136.1		
Item	Unit	Fine Coal	Dirty Coal	Supplement Coal
Heat Input per Fuel	%	15	35	50
	10 ⁶ kcal/h	19.9	48.1	68.0
Fuel Heating Value, HHV-AR	kcal/kg	2,920	3,840	5,000
Fuel Heating Value, LHV-AR	kcal/kg	2,615	3,575	4,701
Rated Fuel Feed Rate	t/h	7.61	13.47	14.48
Operation (Capacity) Factor	%	75		
Operating Hours	h/y	8,000		
Average Boiler Load	%	82		
Average Fuel Feed Rate	t/h	6.25	11.06	11.89
Annual Fuel Consumption	t/y	50,000	88,481	95,101
No. of Unit	-	2	2	2
Total Annual Fuel Consumption	t/y	100,000	176,963	190,202

出典: PLN

石炭の重量ベースの混合比は微粉廃棄炭が 21%、ダーティコールが 39%、助燃石炭が 41%となる。

経済的にもこういった石炭を使用することはメリットがある。微粉廃棄炭の平均熱量は 2,920 kcal/kg、収集コストは収集のインセンティブを含め 8.7 ドル/トンである。ダーティコールは平均熱量が 3840 kcal/kg で、収集コストは 13.4 ドル/トンである。一方、熱量 5,000 kcal/kg の低品位炭の発電所着の引渡し価格は 27 ドル/トンである。

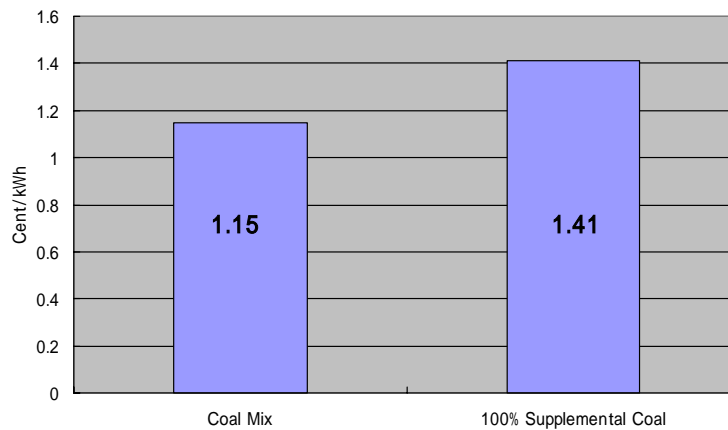
表 14 に示すように廃棄石炭の混合された燃料は平均熱量 4198 kcal/kg、平均価格 17.4 ドル/トンとなる。

表 14 混合石炭燃料費

Coal Mix	Kcal/kg	\$/ton	ton/year	wt %
Non Marketable Fine Coal	2,920	8.7	100,000	21.4
Non Marketable Dirty Coal	3,840	13.4	177,000	37.9
Supplement Low Rank Coal	5,000	27	190,000	40.7
Average	4,198	17.4	-	-

出典: PLN

単位発電量あたりの燃料価格を比較すると廃棄石炭と補助燃料としての石炭を混合したものを使用した場合は 1.15 セント/kWh となる。これに対し、補助燃料のみを使用した場合には 1.41 セント/kWh で、廃棄石炭との混合燃料を使用する場合には経済的にもメリットがある。



出典: PLN

図 25 発電した場合の燃料費比較

10.3 ボイラーの仕様

使用される循環流動層ボイラーは、燃焼の過程で未燃の石炭はボイラー出口(高温ダクト入り口)に設置されているサイクロンでフライアッシュと選別され、再び燃焼部に循環される。この仕組みは高灰分あるいは水分の燃えにくい石炭を燃焼させるのに適している。送電端 50 MW の発電に使用される蒸気量は 205 トン/時で、ボイラー効率 は 90% である。ボイラーの補給水は循環水の 1% を目処とする。灰の融点 が低いため、温度のコントロールが必要である。炉の出口温度(FEGT-Furnace Exit Gas Temperature)は 870 度に管理される。過熱蒸気の温度コントロールのために 2 箇所にスプレー式調温減衰器が設置されている。運転中、灰や煤で汚れたボイラーチューブの清掃に、蒸気による Soot Blower が設置されている。また炉壁の清掃には水が使用される。

ボイラーは BMCR(Boiler Maximum Continuous Rating)の 50% 運転ができるように設計される。50 MW ベースケースボイラーの仕様を以下に示す。

表 15 ボイラーサイズ検討 (50 MW Unit)

Item	Unit	Main
Thermal Output	MWth	142.45
	10 ⁶ kcal/h	122.5
Main Steam Flow	ton/h	206
Main Steam Pressure	kg/cm ² g	130
Main Steam Temperature	deg-C	540
Main Steam Enthalpy	kcal/kg	822.8
Feedwater Pressure	kg/cm ² g	150
Feedwaer Temperature	deg-C	223
Feedwater Enthalpy	kcal/kg	229.6
Enthalpy Difference	kcal/kg	593.2

出典: PLN

10.4 燃焼システム検証

ボイラーはそれぞれ 2 基の石炭バンカーを保有する。ダーティコールと助燃炭はカロリー調整の後混合され、これらのバンカーに蓄えられる。石炭は 4 基の計量フィーダーにより計量されそれぞれスクリュウコンベアーにより炉に投入される。

廃棄微粉炭のための供給施設も備えられている。微粉廃棄炭はスラッジの性質を有しているため特別な投入のための仕組みが必要である。石炭は 37%水分のスラリー状に調整された後入熱ベースで 15%を維持するものとする。

これらの石炭の混合により BMCR (Boiler Maximum Continuous Rating) に到達する。予想される燃焼炉からの NO_x 発生量は 150 から 200 ppm(6%O₂)で、規制値の 333 ppm(680mg/Nm³)より低い値に抑えられる。

また石灰石のバンカーを 1 基保有する。これは炉内脱硫に使用される。脱硫率は 90%である。石灰石の購入はセメント会社から購入するのが合理的である。セメント産業とのシナジーにより石灰石の細粒 (1mm) を供給してもらい、その代わりに石炭灰をセメント産業に供給することにより石灰石のクラッシャー設置などハンドリングに関わるコストを省くことができる。石灰石の投入量は Ca/S のモル比を 3 とし、計算を行う。

ボイラーのスタートアップ時や非常時には重油を使用する。そのために重油供給システムとバーナーを備えた設計となっている。

単其 50 MW のベースケースボイラーの燃焼に関するマテリアルバランスを以下の表 16 に示す。

表 16 ボイラー物質収支検討 (50 MW Unit)

Item	Unit	Fine-Slurry Coal	Dirty Coal	Supplement Coal
Heat Input per Fuel	%	15	35	50
Moisture Content	%	37.00	20.00	25.00
Fuel Heating Value, LHV-AR	kcal/kg	2,336	3,575	4,701
Fuel Feed Rate	t/h	8.72	13.29	14.44
Limestone (Ca/S Molar Raio 3)	t/h	2.58		
Fly Ash Flow (80% of Ash)	t/h	6.90		
Bottom Ash Flow (20% of Ash)	t/h	1.72		
Air Flow (Excess Air 20%)	Nm ³ /h	176,070		
Gas Flow (Wet)	Nm ³ /h	197,050		
CO ₂	%	14.09		
N ₂	%	68.60		
O ₂	%	3.00		
H ₂ O	%	14.29		
SO ₂ 750mg/Nm ³	ppm O ₂ 6%	<263		
NO _x 680mg/Nm ³	ppm O ₂ 6%	<333		
Particulate	mg/Nm ³	<150		

出典: PLN

10.5 空気供給システム

燃焼に使用される空気は Primary Air Fan と Secondary Air Fan の2つのファンによって供給される。これらの空気は Gas Air Preheater で Economizer からの燃焼ガスとの熱交換により大気温度から 200 度 C 程度に熱せられ、燃焼炉下部の風箱に送られ、燃焼と炉内流動のための空気となる。一方において燃焼ガスは Gas Air Preheater 出口で 145 度 C 程度まで温度を下げ、電気集塵機(Electrical Precipitator)に送られる。

燃焼ガスが 135 度 C 以下に下がる場合には Primary Fan と Secondary Fan の出口に設けられた Steam Heater により供給空気の温度を上げ、燃焼ガスが 135 度 C 以下にならないようにする。これによって硫酸酸化物のコンデンスによって引き起こされる機器の腐食を防止する。

10.6 燃焼ガスコントロール

燃焼炉からの燃焼排気ガスは 870 度 C にコントロールされる。これは灰の溶融点よりも低く溶融した灰が加熱・蒸気発生チューブに付着するのを防ぐ。また燃焼温度のコントロールにより NO_x の発生を抑制し、内部脱硫の反応を促す。

燃焼排気ガスは蒸気発生セクション、加熱セクション、Economizer セクション、Gas Air Preheater セクションを通り、その過程で 145 度 C 程度にまで冷却される。さらに電気集塵機(Electric Precipitator)に送られ、燃焼排気ガスから飛沫灰が取り除かれる。99%の飛沫灰が Fly Ash として回収される。その後煙突から排出される。

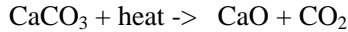
煙突は2基のボイラーの共用で、高さを 60m とし、100% BMCR(Boiler Maximum Continuous Rating)時の排煙排出速度は 20m/秒とする。

燃焼排気ガスの脱硫には炉内脱硫方式を採用し、石灰石を石炭と共に燃焼炉に投入し燃焼の過程で生成される硫酸酸化物を石膏に変換しボトムアッシュとして回収する。

10.7 炉内脱硫

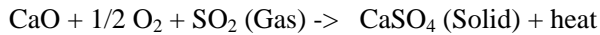
炉内に投入された石灰石は石炭に含まれる硫黄から燃焼の過程で生成する硫黄酸化物と以下のようなステップで反応をする。

石灰石の焼成



注：発生する CO₂ は全体の CO₂ 放出量に比べて非常に小さい。

硫黄酸化物との反応



生成する CaSO₄ は、化学的に安定な石膏として知られている。これらの反応は連続的に行われるため、石灰石は燃料と共に連続的に投入される。

硫黄酸化物との反応には余剰の石灰石が必要となる。石灰石の必要量は硫黄酸化物の濃度や石灰石の性状、そして温度条件に左右されるが、ここではモル比で Ca/S が 3 になるように石灰石の投入量をコントロールするものとする。理想的な反応温度は 850-900 度 C である。生成する石膏はボトムアッシュ及びフライアッシュとして回収される。ボトムアッシュとして回収される割合が高い傾向にあるが、ここではフライアッシュとして回収される割合と同等とする。

10.8 蒸気タービンシステム

選定された 50 MW クラスの蒸気タービンは単一ケーシングタイプで 5 個のコンデンセート抽出ノズルを持つ。蒸気量は 205 トン/時(メークアップなしの場合 201.5 トン/時)、圧力 131Kg/cm²A、温度 540 度 C である。回転数は 3,000 rpm である。コンデンサーは Shell & Tube タイプ、圧力は 0.091kg/cm²A である。この場合のタービン効率は 39% で、このクラスの最高効率となる。

10.9 コンデンサーシステム

コンデンサーは Shell & Tube タイプで、設計には Cleanliness Factor 85% を用いる。冷媒には冷却水を用いる。冷却水は循環式で強制冷却塔方式である。蒸気タービンからの蒸気はコンデンサーで冷却され水となる。コンデンサーの運転圧力が 0.091kg/cm²A になるように冷却される。コンデンサーへの冷却水は入口温度が 30 度 C、出口温度が 40 度 C で設計するものとする。

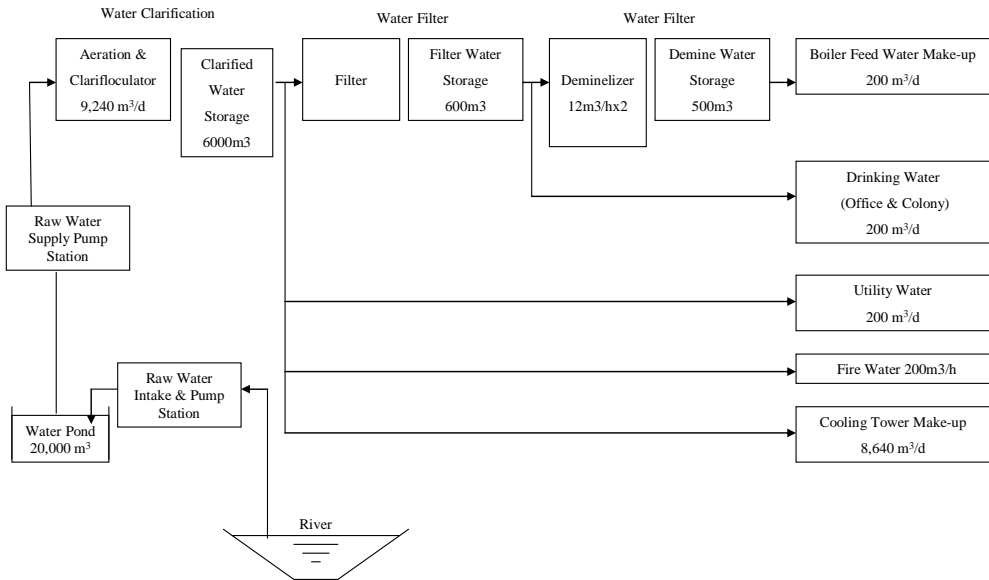
冷却され水となった蒸気は Hot Well に貯められる。この容量はコンデンセートの流量の 5 分間分の容量を持つ。Hot Well からのコンデンセートは Condensate Pump により低圧 Boiler Feed Water Header を通して Deaerator へ送られる。低圧 Boiler Feed Water Header のコンデンセートは Deaerator の手前で蒸気タービンからの抽気により加熱される。Deaerator からのコンデンセートは Boiler Feed Water (BFW) Pump により加圧され、蒸気タービンからの抽気によりさらに加熱されて Economizer に供給される。

10.10 発電機及び単結線図

発電機は 3 相交流、励起、同期タイプで、55.6 MW の発電容量である。電圧は 11 kV、50 Hz である。Attachment 6 に短結線図を示す。

10.11 冷却水システム

冷却水は蒸気タービンの排気を冷却するためと回転機のベアリングの冷却のために使用される。原水は Mahakam 川より取水される。原水は一時的に貯水層(40 時間分)に蓄えられる。貯水槽からの水は Clarifloculator により沈殿物が取り除かれ澄んだ水になる。この水の大半がコンデンサーの冷却に使用される。



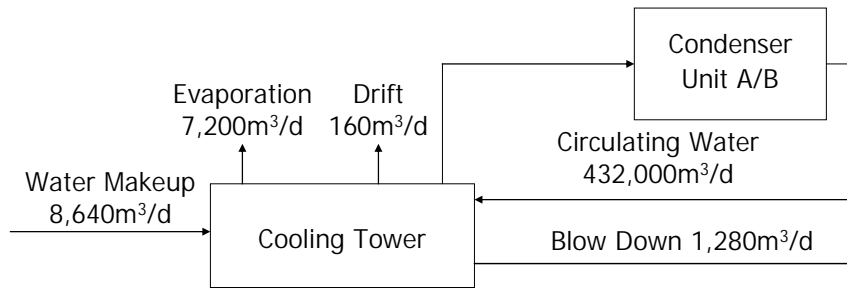
出典: 調査団

図 26 水供給システムと水バランス (2x50 MW)

2x50 MW の発電施設の場合、コンデンサーや回転機ベアリング冷却のために $432,000 \text{ m}^3/\text{日}$ の冷却水が循環使用されている。このうち $7,200 \text{ m}^3/\text{日}$ の水が蒸発により失われ、 $160 \text{ m}^3/\text{日}$ の水が飛散により失われる。また冷却水の水質を維持するために $1,280 \text{ m}^3/\text{日}$ の水(濃縮率を 6 と設定)をブロー水として排出する。

コンデンサーよりの冷却水は熱交換により 40 度 C まで暖められる。冷却塔は強制通風式クーリングタワー方式で、コンデンサーにより暖められた水は冷却塔の塔頂よりパッキングを通して流れ落ちる過程で空気接触し、気化熱を奪われて冷却する。30 度 C に冷却された水は冷却水ベースンに集められ、冷却水ポンプにより再度コンデンサーに循環される。

図 25 に水の供給システム全般と冷却水のバランスを示す。図 26 に冷却塔周りの水収支を示す。



Concentration Rate: 6

出典: 調査団

図 27 冷却塔と水収支検討 (2x50 MW)

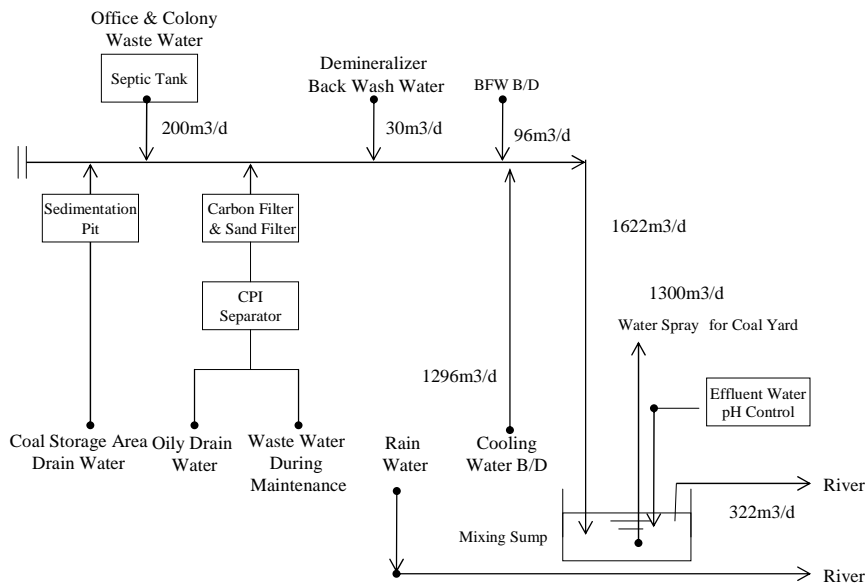
10.12 石灰石投入システム

石炭中に含まれる硫黄分を化学的に安定な形で回収するために石灰石が炉に投入される。石灰石は近隣のセメント会社より粒度を 1mm 以下に粉粒化したものの供給を受けるものとする。これによりクラッシャーを含めた石灰石の造粒のための施設への投資を行う必要がなくなる。石灰石の粉粒は高圧ブローアによる空気により炉内に圧送される。投入量は硫酸化物の規制濃度以下になるようにコントロールする。

10.13 排水処理システム

石炭発電所からの排水の最大の懸念は温排水の排出にある。温排水は河川の生態系に大きな影響を与える。このプロジェクトでは温排水を排出しない循環式を用いるので、温排水の問題は発生しない。このプロジェクトから排出される排水の大半は石炭ヤードからの雨水に伴う排水と、水処理や冷却水及びボイラー水からのブローダウン水である。油分の混じる排水は CPI セパレーターや活性炭とサンドフィルターを通し一次処理された後、他の排水と共に排水槽に送られ、Ph を調整し、排水基準を満たした後に川に放流される。

本プロジェクトで用いられる排水処理システムを図 27 のフロー図に示す。



出典: 調査団

図 28 廃水処理システム

本プロジェクトで目標としている排水の水質を以下に示す。

表 17 発電所排水水質目標値

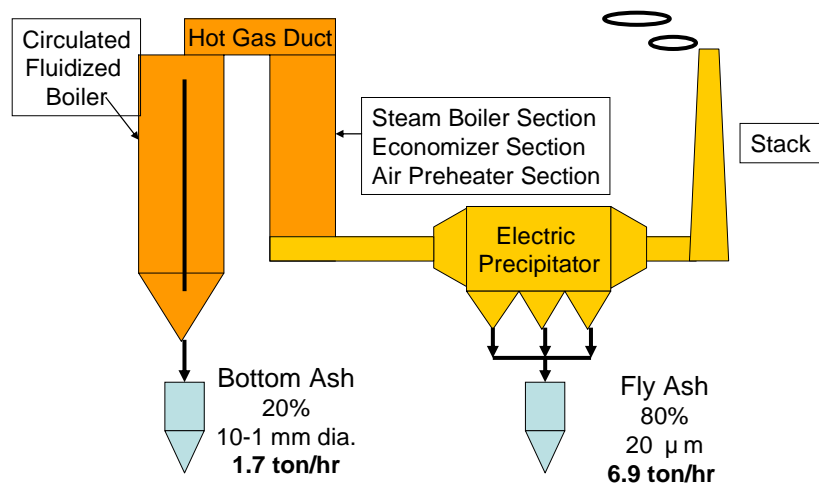
pH	5.0-9.0
COD	30 mg/L and less
Suspended Solid	13 mg/L and less
N	15 mg/L and less
P	1.5 mg/L and less
N-Hexane extract	5 mg/L and less
Colon Bacilli	3,000 numbers/cm ³ and less

出典: PLN

10.14 灰処理システム

本発電所から排出される灰はボトムアッシュとしてボイラーの燃焼室底部から或いはフライアッシュとして電気集塵機(Electric Precipitator)から回収される。石炭は石灰石と共に燃焼され、石炭中の硫黄分は石灰石と反応し、90%が石膏となる。石炭灰或いは生成された石膏を含む石炭灰はボトムアッシュ或いはフライアッシュとして回収される。電気集塵機の集塵効率は 99%である。ボトムアッシュとフライアッシュの割合は実際に燃焼試験をして確認しなければならないが想定している燃料の性状からボトムアッシュとして回収される灰は全体の 20%程度、フライアッシュは 80%と推定される。ボトムアッシュの形状は 1mm-10mm 程度の粒状のものが中心となる。また電気集塵機で回収されるフライアッシュの形状は 20 μm 程度が中心となる。

以下に灰の回収の概要図を示す。



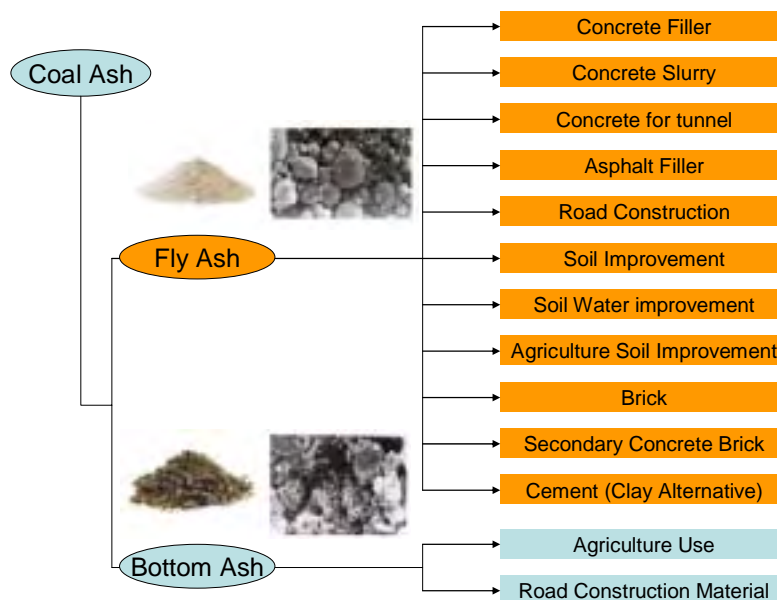
出典: PLN

図 29 循環流動床ボイラー灰回収システム (50 MW)

今後使用が想定される石炭を用いた燃焼試験を通し、灰の挙動や性状を確認する必要がある。これにより灰のハンドリングの最適な設備設計が可能となる。

また灰は再利用することが望ましい。今後灰の利用者と使用目的や量に関し、協議し、運搬方法を顧慮したシステム設計を行うことが必要である。

今回調査の結果によるとインドネシアの石炭灰には重金属やヒ素などの有害物質を含まれていない。従い灰は以下の図に示されるように多様な使用ができる。



出典: 調査団

図 30 石炭灰の利用

ボトムアッシュは道路の路盤材や農業用に使用される。フライアッシュは粘土の代替としてセメント製造の過程で使用することができる。

セメント製造には石灰石、粘土、珪酸の3種類の原料が必要となる。石炭灰はこれらの原料のうち粘土の性状と同等である。表18にセメント及びセメント原料とフライアッシュの成分比較を示す。

表 18 セメント成分比較

		Chemical Composition				
		SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	Na ₂ O _{eq}
Portland Cement Composition		20~23	3.8~5.8	2.5~3.6	63~65	0.3~0.7
Cement Ingredients	Lime Stone	~4	~2	~2	47~55	~0.2
	Clay	45~80	10~30	3~10	~5	2~6
	Silica	70~95	2~10	~5	~2	0.5~3.0
Coal Ash	Fly Ash	40~65	10~30	3~10	5~20	0.5~2.0

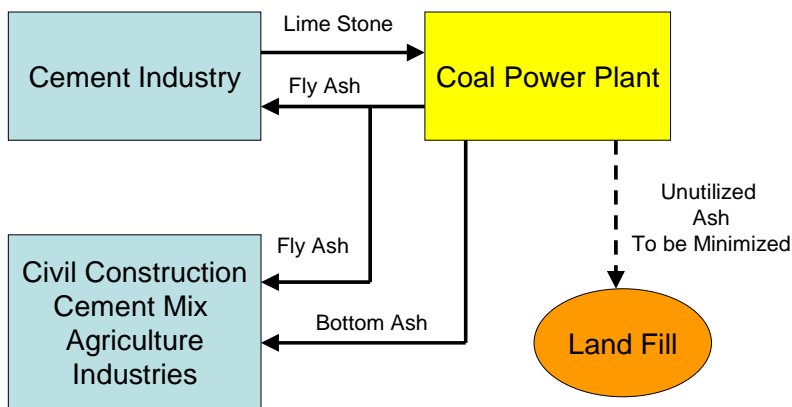
出典: セメント協会(Japan Cement Association)

粘土の代わりにフライアッシュを使うことの利点はセメント製造に使用されるエネルギーの使用量が粘土を使用する場合よりも結晶水を除去する分少なく済むからである。これは同じエネルギーの投入量でセメントの生産量が増加するということを意味する。

従い、石炭発電所とセメント産業のシナジー効果は大変大きい。両者のシナジーをまとめると、図30に示すように、セメント産業は石炭発電所に炉内脱硫のための石灰石粉を供給し、発電所側はセメント産業に石炭灰を供給することにより：

- 発電所側には投資と経費の節約が実現
- セメント産業側にはセメント増産による売り上げ増大

以上の利点がある。



出典: PLN

図 31 石炭発電所と他産業とのシナジー (ゼロエミッション)

フライアッシュはまたセメントそのものに混入させ使用することもできる。その結果セメントの流動性が改良され、ダムなどの大規模な型枠を使った建造物の建設に有効であるほかトンネルなどの岩盤安定のために吹き付け工法にも使用される。また地盤改良剤としても用いることができる。

10.15 中央制御室及び DCS システム

本プロジェクトでは DCS (Distributed Control System) を使用したコントロールが行われる。

これは中央制御室に設置され、オペレーターは CTR をベースにしたインターフェースを通して各ユニットのコントロールを行う。中央制御室にはユーティリティなど補助機器のコントロールパネルの他に運転とは独立したスーツブローシステムや消火ポンプなど安全に関する機器のコントロール、また環境のモニタリングシステムや炉のセーフガードに関連するシステムのパネルが設置される。

11 発電所所内動力検討

本プロジェクトの基本設計を行うにあたり、系統に供給する電源の大きさに関する検討を行い、次に発電システムの選定と内部使用電力の最適化の検討を行い、ボイラー及び発電機の能力を決定しなければならない。

検討結果、表 19 に示すように送電端で 2x50 MW の能力を示すには発電端で 2x55.6 MW の能力が必要となり、11.2 MW(2x5.6 MW)が所内動力として使用される。

表 19 内部消費電力検討

Equipment	Unit Power (KW)	No of Unit	Total (KW)
1 Primary Air Fan	1,150	2	2,300
2 Secodary Air Fan	550	2	1,100
3 Induced Draft Fan	680	2	1,360
4 Boiler Feed Pump	1,500	2	3,000
5 Coal Crusher System	110	2	220
6 EP System	400	2	800
7 CWP	540	2	1,080
8 Condensate Pump	110	2	220
9 Cooling Tower Fan	150	2 x 2	600
10 Limestone Primary Crusher	55	1	Cement Company
11 Limestone Secondary Crusher	165	2	Cement Company
12 Coal Sludge Handling System	300	2	600
Total			11,200

出典: PLN

12 発電所ヒートバランス検討

発電システムの選定では CFB(循環流動層)方式を選定した。系統接続検討から 2x50 MW を選定した。所内動力の最適化の結果発電端では 2x55.6 MW のサイズが必要となる。こういったサイズでは蒸気タービンはシングルケーシングタイプとなる。このクラスでのタービンは効率を高めるために 5 箇所抽気を行う。効率は 3 箇所の場合と比較し 0.5 ポイント上昇する。主蒸気条件をボイラー出口で 540 度 C、131kg/cm²A とし、ボイラー水供給条件を 223 度 C、149 kg/cm²A とした。またコンデンサーの圧力を 0.09kg/cm²A とし、ヒートバランスの解析を行った。主蒸気量は 2x205.1 トン/hr となる。結果を Attachment 3 に示す。

13 発電所配置図

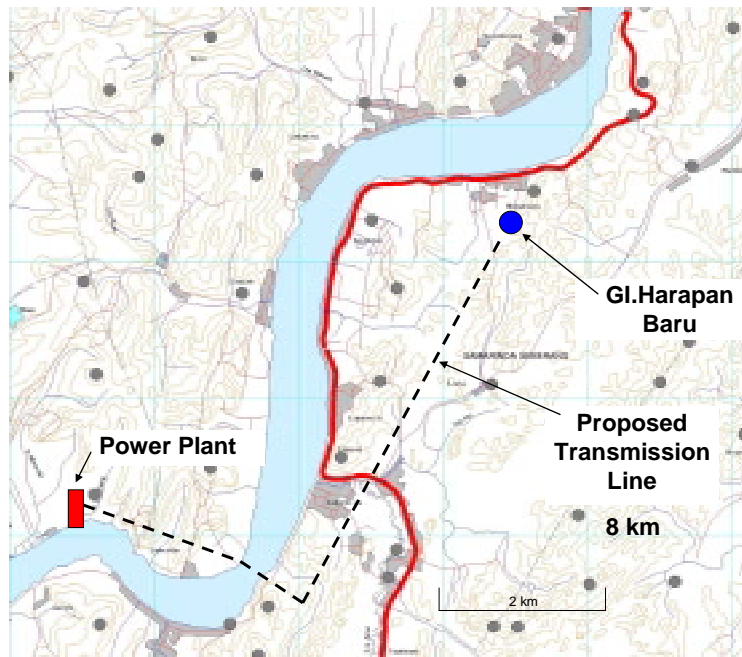
発電所には付帯設備を含め以下の施設や土地が必要となる。

- 取水ポンプステーション及び貯水槽
- 石炭ヤードとハンドリング施設
- 石灰石ハンドリング施設
- ボイラー及びスチームタービン発電施設
- 排煙施設及び電気集塵機
- 灰のハンドリング施設
- 水処理施設
- 冷却水とクーリングタワー
- 排水処理施設
- 変電施設とスイッチヤード及び送電線
- 中央制御室
- スペーパーパーツ倉庫及びワークショップ
- 石炭品質分析センター
- 環境管理センター
- 事務所
- 従業員の住宅

こういった施設が合理性をもって有機的に配置されていなければならない。Attachment 1 に全体の配置図を示す。また Attachment 2 に詳細の配置図を示す。

14 送電線の検討

送電線網に接続するためには、発電所建設予定地から近隣の変電所まで送電線を建設する必要がある。本調査では潮流解析の結果を踏まえ、Harapan Baru の変電所に接続することになる。送電線は Mahakam 川を横断しなければならないが、川幅が最も狭くなっている場所を選択して渡河させるのが合理的である。調査結果を、図 30 に示す。送電線の全長は約 8 キロメートルとなる。



出典: PLN

図 32 送電線ルート検討

系統全体の安定のためには Bukuan 変電所と Senipha 変電所間約 47 km の送電線が必要となる。PLN によると送電線の建設費は km あたり Rp 1 Billion (土地代は含まず)である。土地買収に絡む手続きや費用がインドネシアの他の地方と違い、容易で割安であるとのことである。

調査の結果、Bukuan から Sanga Sanga をとおり Handir Dua までは 2 次林に覆われた地域で、また広大な炭鉱開発が進行中である。Handil Dua から少々南下した場所は広い河川口が広がっているため内陸部を迂回するのが望ましい。その後は Senipha までは平地或いは湿地が広がっているがメンテナンスや資材搬入の観点からは問題がないと考えられる。

15 発電施設経済性検証

2006年の電源計画10年計画書によると2010年までにPLN所有のディーゼル発電所が段階的に運転が停止されることになっている。従いPLNは2011年以降の電源をすべてIPPに頼ることとなる。しかしながら系統のオペレーターが安定電源を保有しない場合の系統運営は安定性を欠く可能性がある。

本調査では検討の安定性と将来のバランスの取れた送電線網の拡張と電源配置を可能にするために国営企業であるPLNがその任を果たすべきものと考えている。従い本調査ではPLNが本発電施設を運営するものと仮定し一部送電線補強の費用を含め、ODAをベースとして電力価格を算定した。しかしながら民間でできるものは民間で行うことが原則となっているため、民間ベースのファイナンスを基本とし、IPPとしての経済性の検討も行った。

15.1 ODAをベースとした経済性検討

電力価格算定にあたっては以下の条件に基づいた。

総発電量 (MW)	2x55.6 MW
送電端発出力 (MW)	2x50 MW
発電効率 (LHV)	35 %
所内動力	10 %
発電所の運転率	85 %
建設期間	3 年
運転費総額 (CAPEX に占める%)	4.0%
借入金返済猶予期間	3 年
借入金返済期間 猶予期間を含む	40 年
償却 (等価償却法)	40 年
平均金利 (ODA 転貸)	1.25 %
為替レート (Rp./USD)	9,000
為替レート (Yen/USD)	110
石炭混合価格	17.9 USD/ton
石炭混合 AR (HHV)	4,198 kcal/kg
石炭混合 AR (LHV)	3,998 kcal/kg

(1) 建設費

建設費算定に当たってはすべての発電に関係する機器、住宅を含むインフラ、発電所から近隣変電所までの送電線建設費、Bukuan から Senipha までの送電線系統補強のための費用(送電線 47km)等を含むものとした。機器及び送電線を含む建設費の見積もり精度をプラスマイナス 30%とした。\$1600/KW とした。以下に見積もり結果を示す。

表 20 プロジェクトコスト見積 (Preliminary Estimation)

Unit: MM \$

	Item	Description	Total Cost	\$/kW
100	Coal & Lime Stone System		4.5	40.5
	10	Dirty/Supplement Coal Feed System		
	20	Fine Coal Feed System		
	30	Limestone Handling		
200	Ash Handlin System		3	27.0
		Ash Handling System		
300	Boiler System		79	710.4
	10	Boiler System		
	20	Draft Fan Unit		
	30	Flue Gas Duct and Stack		
	40	Electric Precipitator		
	50	Auxiliary System		
400	Steam Turbine Generator System		42	377.7
	10	Boiler Feed Water System		
	20	Steam Turbine System		
	30	Generator/Main Transformer		
	40	Auxiliary System		
500	Coolin Water System		1.9	17.1
	10	Cooling Tower System		
	20	Cooling Water Pump		
600	Utility System		4	36.0
	10	Air Compressor Station		
	20	Water Intake Pump Station		
	30	Water Clarifier and Storage System		
	40	Deminerizing and Tank System		
	50	Oil Tankage		
	60	Others		
700	Fire Safty System		1	9.0
	10	Fire Pump Station		
	20	Others		
800	Electric Power Transmission System		6.71	60.3
	10	Emergency Generator/Transformer		
	20	Switchyard		
	30	Transmission Line Power Plant to Harapan Bar	10 km	
	40	Transmission Line Bukuan to Senipha	47 km	
900	DCS and Instrumentation		4	36.0
	10	DCS		
	20	Others		
A100	Temporary Facilities		3	27.0
		Freight (Transship from Samarinda to Construction Site)	1	9.0
		EPC Total	150.11	1349.9
		Management and Engineering	5	45.0
		Contingency	23	209.2
		Total Cost Estimate	178	1604.1

Project Cost Preliminary Estimation

Contingency : 15%

Project Cost : \$ 178 MM
(\$ 1600/kW)

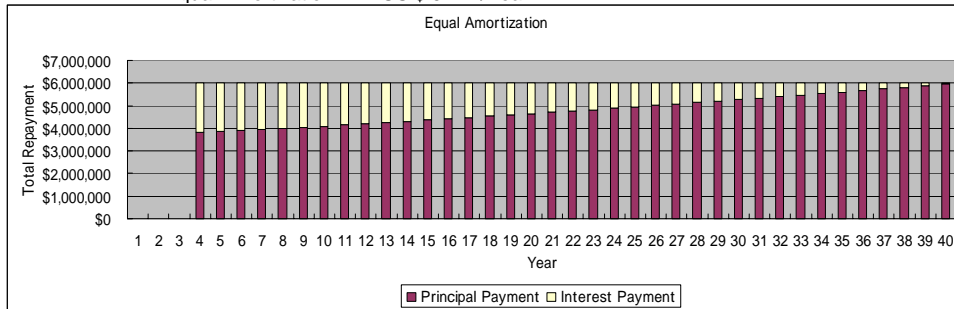
All Infrastructure Included
(Bukuan-Senipha Transmission Line)

出典: PLN

(2) 金利

プロジェクトに必要な資金は ODA の 40 年ソフトローンとし、金利は政府から国営企業への転貸される場合に想定される環境円借 0.75% に 0.5% を加えた 1.25% を使用した。国営企業からの返済は建設期間 3 年間の返済猶予期間の後に 37 年で完済するものとし、初期の返済金額を抑えるために元金と金利の合計が等しくなるよう均等返済(Equal Amortization)を採用した。プロジェクトコストを\$178 million とした場合の計算結果を示す。年間の元金及び金利の返済額が\$6 million となる。電気料金の計算ではこの値を施設費(Capacity Charge)の計算に使用することになる。

Interest Rate : 1.25% (0.75% Environmental +0.5% Sublease)
 Grace Period : 3 years
 Total Loan Length : 40 years
 Project Cost : US \$ 178 MM
 Equal Amortization : US \$ 6 MM/Year



出典: PLN

図 33 元利均等返済の場合の元金・金利の返済内訳

(3) 燃料費 (Fuel Cost)

燃料費に関しては廃棄石炭を有効に利用することにより低廉な燃料費を達成することができる。燃料費は変動費の中で最も大きな要素であり、運転時間の影響を受ける。本プロジェクトで使用される石炭混合の値段は\$17.9/ton となる。使用しているこれらの石炭には市場が存在しないために、燃料価格のリスクは大変小さいと考えられる。

(4) 運転費 (Operation & Maintenance)

本プロジェクトの運転・保守の年間コストには、プロジェクトコストの 4.0%を使用した。これはインドネシアでの実績と比較すると高めの数字である。今後実際の運転コストを再度算定する必要がある。

(5) 電力価格

電力価格の計算結果を以下に示す。本プロジェクトは、40 年以上にわたり、運転率 85%のベースロード電力を競争力のある価格で提供できると考えられる。電気価格は、コストベースで 2.91 ¢/kWh となる。石炭の国際価格の影響される可能性は小さく安定した価格で供給が可能となる。

表 21 発電単価計算

	US¢/kWh
Capacity Charge	0.81
Fuel Charge	1.15
Operation & Maintenance	0.96
Total	2.91

Note
 Operation Factor : 85%
 Capacity Charge : Annual Loan Payment
 Fuel Charge : Coal Mix Price @ Plant Site
 Operation & Maintenance: 4 % of Project Cost

出典: PLN

15.2 IPP をベースとした経済性検討

ODA(Official Development Assistance)ソフトローンを使用した場合との比較検討のため、インフラを含めた同一条件で IPP を前提とした経済検討を行った。

(1) IPP の経済性緒元

民間からの投資を確保するためには相当のリターンを保障するものとするが保守点検においても経費を削減することなく継続低運転が可能であるように、等価の費用を計上するものとした。以下に経済性検討緒元を示す。なおキャッシュフローの計算では100%自己資金でまかなうものとした。金融環境としてインドネシアでの民間銀行の長期(10年)金利は10%と想定する。

Project Life (Year)	30
Depreciation (Year)	15
Corporate Tax Rate (%)	30
Long Term Commercial Bank Interest (%)	10
Loan Period (Year)	10

(2) キャッシュフロー (F-IRR)

キャッシュフローの計算では自己資金でプロジェクトを遂行するものと仮定した。電力単価を7セント/kWh (630Rp/ kWh) とした場合のキャッシュフローとリターンの計算を行った。以下キャッシュフローを示す。

表 22 F-IRR キャッシュフロー

Project Year	(3)	(2)	(1)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Power Sales Revenue	7.0 Cent/kWh	0	0	0	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12
Coal Fuel Cost					9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52
O & M Cost					7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11
Operation Profit					35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49
Depreciation					11.85	11.85	11.85	11.85	11.85	11.85	11.85	11.85	11.85
EBIT					23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64
EBITDA					35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49
Tax					7.09	7.09	7.09	7.09	7.09	7.09	7.09	7.09	7.09
Capital Expenditure	177.78	35.56	71.11	71.11									
Free Cashflow		(35.56)	(71.11)	(71.11)	28.40	28.40	28.40	28.40	28.40	28.40	28.40	28.40	28.40
IRR on Investment													8.12%

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12
9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52
7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11
35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49
11.85	11.85	11.85	11.85	11.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49
35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49
7.09	7.09	7.09	7.09	7.09	10.65	10.65	10.65	10.65	10.65	10.65	10.65	10.65	10.65	10.65	10.65	10.65	10.65	10.65	10.65
28.40	28.40	28.40	28.40	28.40	24.84	24.84	24.84	24.84	24.84	24.84	24.84	24.84	24.84	24.84	24.84	24.84	24.84	24.84	24.84
									13.05%										13.02%

出典: 調査団

検討結果、PLN への電力供給価格7セント/kWhの場合に、このIPP発電プロジェクトのIRRは8% (10年)、13% (20年)、13.8% (30年)となる。インドネシアの10年長期の金利が10%程度と考えられるため、資金計画上は実行可能な範囲であると考えられる。

(3) IPP の場合の電力売買単価

IPP の場合の電力単価は金利や配当を含むものとなる。これらの要素は償却費と共にキャパシティチャージとして回収される。

この経済条件(投資金額や運転コスト等)では電力卸売り価格が7.0セント/kWh(630Rp/kWh)とした場合に始めて投資の対象と見なされるようになる。PLNの2006年現在の平均の電力料金は612Rp/kWhである。またIPPの目標価格の5セント/kWh(450Rp/kWh)である。7セント/kWhの電力卸価格はPLNの平均電力料金(612Rp/kWh)を上回るこ

とになり IPP としては厳しい値段となる。

以下の表に IPP の場合の電力価格構成を示す。

表 23 電力単価 (IPP ケース)

	US¢/kWh
Capacity Charge	4.89
Fuel Charge	1.15
Operation & Maintenance	0.96
Total	7.00

Note
 Operation Factor : 85%
 Capacity Charge : Investment Recovery including Dividend
 Fuel Charge : Coal Mix Price @ Plant Site
 Operation & Maintenance: 4 % of Project Cost

出典: PLN

15.3 Economic IRR (Tax を考慮しない場合)

IPP を基本としたキャッシュフロー(F-IRR)との比較のため、税金を考慮しない場合のキャッシュフロー(E-IRR)を作成した。IPP の場合の同様にプロジェクト期間を 30 年とし、電力卸売り単価を 7 セント/kWh(630Rp/kWh)とした。表 24 に E-IRR のキャッシュフローを示す。

表 24 E-IRR キャッシュフロー

Unit: million USD														
Project Year	7	8	9	10	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Power Sales Revenue	7.0 Cent/kWh	0	0	0	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12
Coal Fuel Cost					9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52
O & M Cost					7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11
Operation Profit					35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49
Depreciation					11.85	11.85	11.85	11.85	11.85	11.85	11.85	11.85	11.85	11.85
EBIT					23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64
EBITDA					35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49
Tax					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Capital Expenditure	177.78	35.56	71.11	71.11										
Free Cashflow		(35.56)	(71.11)	(71.11)	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49
IRR on Investment														12.54%

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12	52.12
9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52
7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11
35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49
11.85	11.85	11.85	11.85	11.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49
35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49	35.49
									16.73%										17.30%

出典: 調査団

IPP が商業的に成り立つ可能性のある卸販売価格(Tariff=7 US ¢/kWh)の場合の内部収益率の比較を示す。

	F-IRR	E-IRR
10 Year (%)	8.12%	12.54%
20 Year (%)	13.05%	16.73%
30 Year (%)	13.82%	17.30%

サイドケースとして E-IRR の計算を Tariff が 6 US ¢/kWh の場合(表 25 参照)と 5 US ¢/kWh の場合(表 26 参照)について計算を行った。

表 25 E-IRR キャッシュフロー (Tariff が 6 US ¢/kWh の場合)

Unit: million USD

Project Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Power Sales Revenue	6.0 Cent/kWh	0	0	0	44.68	44.68	44.68	44.68	44.68	44.68	44.68	44.68
Coal Fuel Cost					9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52
O & M Cost					7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11
Depreciation					28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04
Operation Profit					11.85	11.85	11.85	11.85	11.85	11.85	11.85	11.85
EBIT					16.19	16.19	16.19	16.19	16.19	16.19	16.19	16.19
EBITDA					28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04
Tax					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Capital Expenditure		177.78	35.56	71.11	71.11							
Free Cashflow		(35.56)	(71.11)	(71.11)	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04
IRR on Investment												7.88%

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
44.68	44.68	44.68	44.68	44.68	44.68	44.68	44.68	44.68	44.68	44.68	44.68	44.68	44.68	44.68	44.68	44.68	44.68	44.68	44.68
9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52
7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11
28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04
11.85	11.85	11.85	11.85	11.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16.19	16.19	16.19	16.19	16.19	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04
28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04	28.04
									13.01%										13.86%

出典: 調査団

表 26 E-IRR キャッシュフロー (Tariff が 5 US ¢/kWh の場合)

Unit: million USD

Project Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Power Sales Revenue	5.0 Cent/kWh	0	0	0	37.23	37.23	37.23	37.23	37.23	37.23	37.23
Coal Fuel Cost					9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52
O & M Cost					7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11
Depreciation					20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60
Operation Profit					11.85	11.85	11.85	11.85	11.85	11.85	11.85
EBIT					8.74	8.74	8.74	8.74	8.74	8.74	8.74
EBITDA					20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60
Tax					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Capital Expenditure		177.78	35.56	71.11	71.11						
Free Cashflow		(35.56)	(71.11)	(71.11)	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60
IRR on Investment											2.40%

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
37.23	37.23	37.23	37.23	37.23	37.23	37.23	37.23	37.23	37.23	37.23	37.23	37.23	37.23	37.23	37.23	37.23	37.23	37.23	37.23
9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52	9.52
7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11
20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60
11.85	11.85	11.85	11.85	11.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.74	8.74	8.74	8.74	8.74	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60
20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60	20.60
									8.81%										10.10%

出典: 調査団

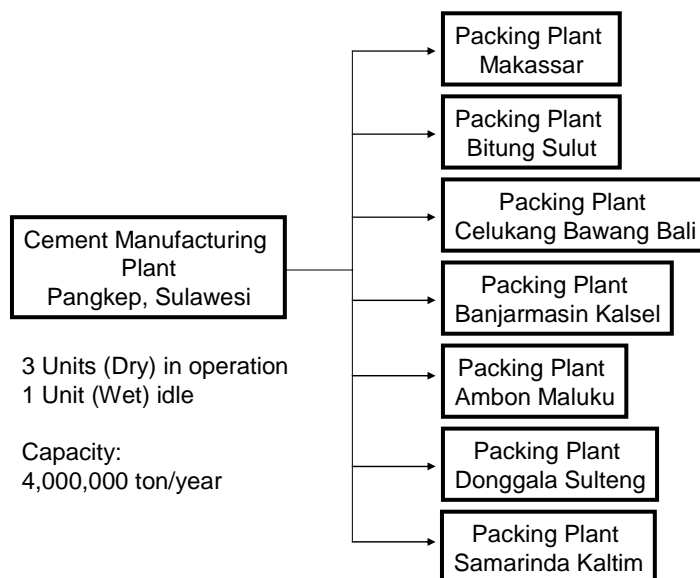
計算結果を以下に示す。

	E-IRR 6 US ¢/kWh	E-IRR 5 US ¢/kWh
10 Year (%)	7.86%	2.40%
20 Year (%)	13.01%	8.81%
30 Year (%)	13.86%	10.10%

結論としてこういった環境に影響を及ぼす売れない廃棄炭を効率よく発電に利用する施設を民間が建設し、運営するのは難しいものと考えられる。しかし政府機関が運営した場合には十分成り立つものと考えられる。

16 セメントのマーケット

東カリマンタンにセメントを供給しているのが国営の Tonasa セメントである。Tonasa セメントはセメントを石灰石鉱山に隣接するスラウェシ島南部の Pangkep で製造している。プラントは乾式が 3 基、湿式が 1 基の合計 4 基あり、年間の生産能力は 400 万トンである。製造されたセメントはマカサル、ビトゥング、バリ、バンジャルマシン、アンボン、ドンガラ、サマリダなどインドネシア東部に 7 箇所あるセメントのパッキングプラントからそれぞれの地域に流通されている。以下流通システムを示す。



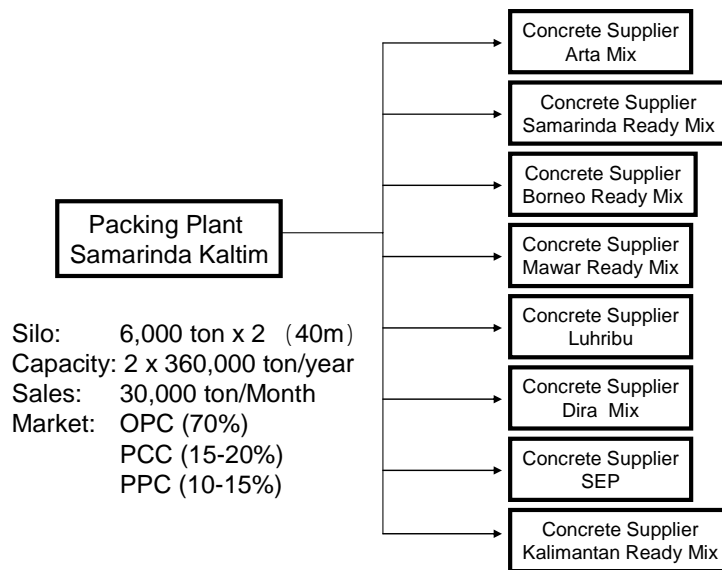
出典: PLN

図 34 国営 Tonasa セメント供給システム

セメントの製品には次の 4 種類があるが 4 番目のセメントはフライアッシュが不足のために製造されていない。

- Portland Cement Jenis 1 (OPC) : 通常のセメント
- Portland Composite Cement (PCC) : 15 % フライアッシュ、5% 石灰石
- Portland Pozzolan Cement (PPC) : 10 % フライアッシュ
- Fly Ash Cement (if Ash is Available) : 40 % フライアッシュ

サマリダ市においては 2005 年の実績で年間約 25 万トンのセメントが流通している。セメントの 27% は民間の生コン業者を中心に流通している。73% は袋詰めセメントとして建設業者を中心に供給されている。



出典: PLN

図 35 国営 Tonasa セメント配送システム (Samarinda Area)

本プロジェクトによるフライアッシュの排出は年間4万6千トンと見積もられる。これはセメント工場の生産能力の2%に満たない数字であり、フライアッシュの需要の大きさから考えると十分に消費できる規模であると思われる。

ボトムアッシュは年間1万1千トン程度と見積もられている。現状路盤材の砕石は南カリマンタンやスラウェシ、マレーシアから輸送されている。石膏の含有量が基準を満たしていることが確認されれば十分にこういった砕石の代替として使用されることが考えられる。

17 環境性能緒元

本発電所からの排出物は次のようなものが予想されている。

- (1) 大気： SO_x、NO_x、粉塵、
- (2) 水： 建屋の床排水、石炭ヤードからの雨水及び散水、ボイラー水ブローダウン、冷却水ブローダウン、純粋装置逆洗水、事務所およびコロニー排水
- (3) 固形物： 石炭微粉、石炭灰、排水処理スラッジ、造水装置スラッジ、重油タンクスラッジ、定期補修時廃棄物
- (4) 騒音： 産業の騒音規制値に抑えるものとする。

本発電所は循環冷却施設を使用するので温排水の放流は無い。排水量は少なく、有害な物質は含まれていない。石炭灰はセメントや建設、農業の地盤改良剤に利用される。大気汚染に関し SO_x は炉内脱硫システムを採用し、石灰石の投入により炉内の硫黄分を石膏に変換し、ボトムアッシュの一部として回収する。この際の脱硫率は90%となる。従い SO_x の規制値の263ppmを遵守することができる。また NO_x に関しては循環流動層を採用しているために燃焼温度が低く、その生成レベルが150-200ppm程度である。これは規制値の333ppmを大きく下回る。粉塵に関しては Electric Precipitator を通し粉塵の99%が除去され、規制値の150 mg/Nm³を遵守することができる。これらの影響は、環境アセス(AMDAL)によって詳細に検討される。

18 スケジュール

現在、サマリダ地域では本プロジェクトの早期の実現が望まれている。しかしながら、他の発電プロジェクトや送電線系統の整備状況にも左右される。2006年に作成された10年計画をベースに本プロジェクトの運転開始時期を検討した結果、2012年1月運転開始が示唆されている。

以下にプロジェクトのマイルストーンを示す。

- (1) PLN の 10 年計画に記載 (2006 年 12 月)
- (2) Feasibility Study (FS)を含む建設準備期間 (2007 年 1 月-2009 年 5 月)
 - FS
 - AMDAL
 - Power Purchase Agreement
 - Fuel Supply Agreement
 - 種々の許認可書類作成
 - 資金計画確定
 - 建設業者選定
- (3) 詳細設計開始 (2009 年 5 月)
- (4) 建設 (2009 年 6 月-2011 年 12 月)
- (5) Commissioning 及び商業運転開始 (2012 年 1 月以降)

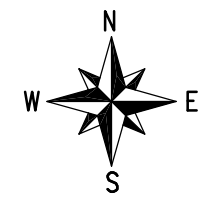
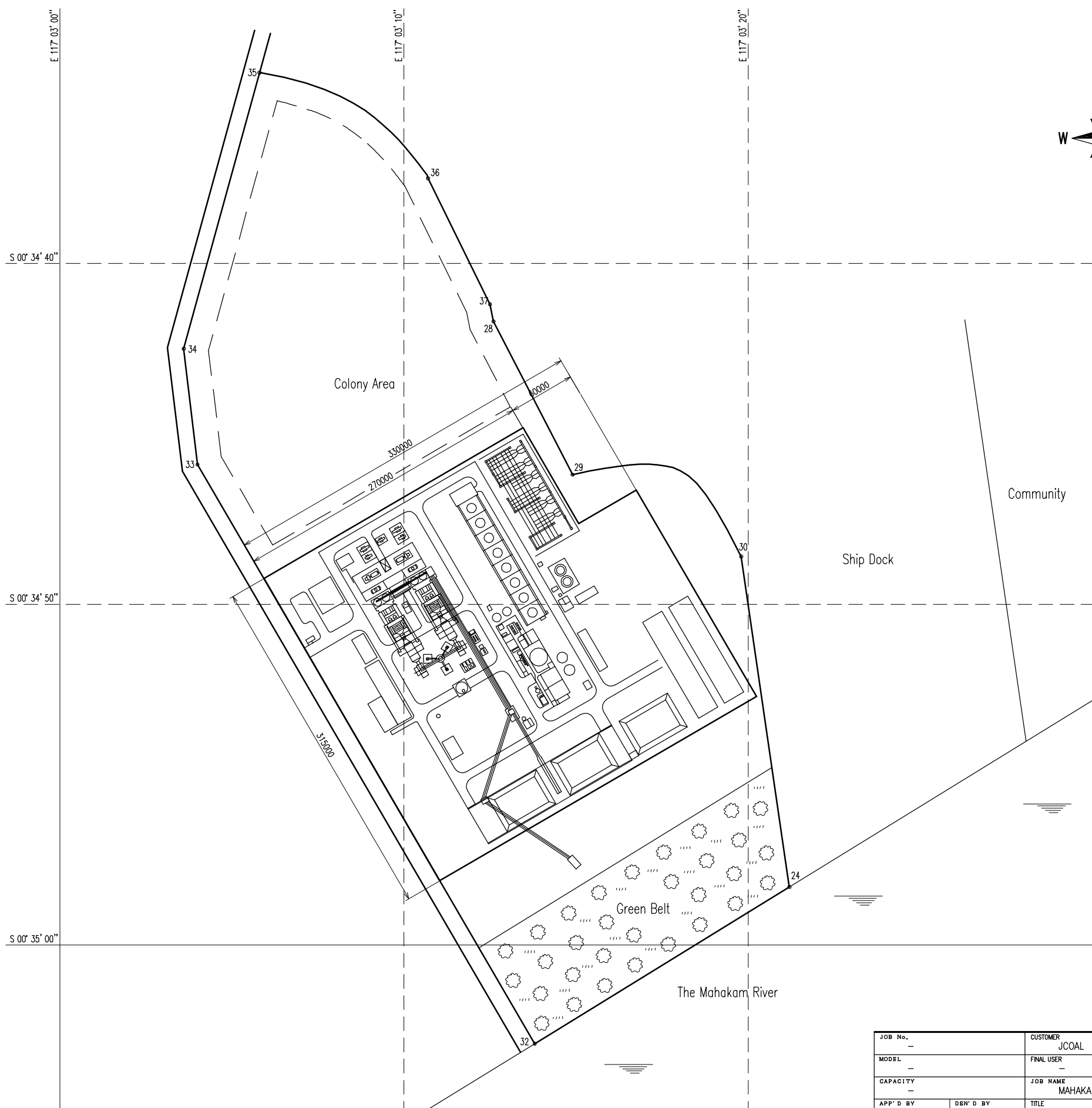
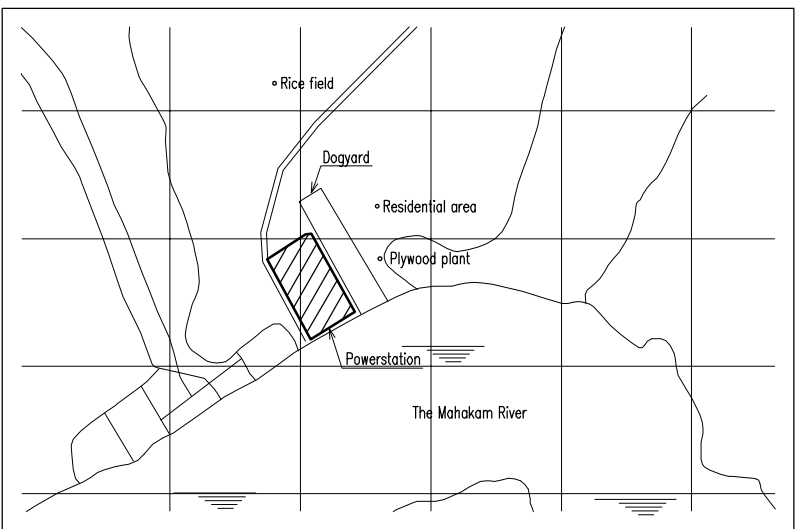
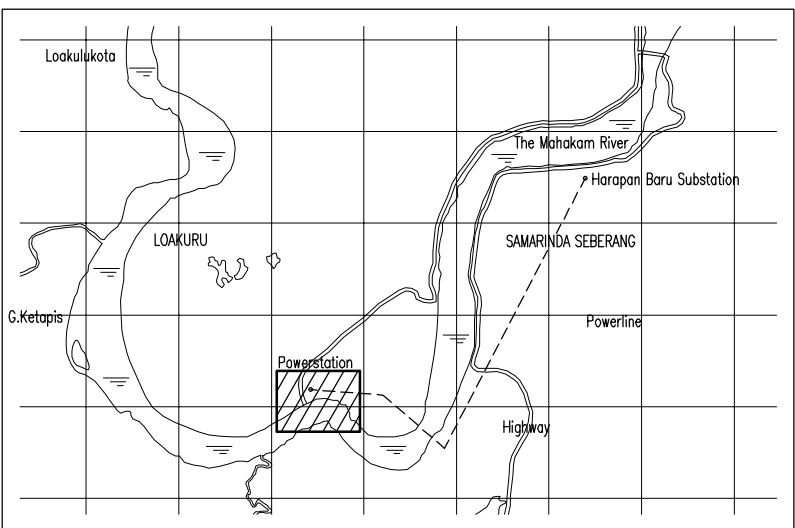
19 今後の作業

今後調査の精度をさらに向上させるためには以下の作業が必要となる。

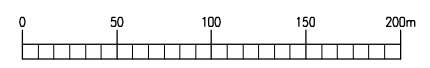
- (1) 現地ボーリング調査
- (2) 石炭サンプルの燃焼試験
- (3) 各種サンプルの灰の性状確認
- (4) 詳細建設費算定
- (5) 詳細建設スケジュール作成

添付資料

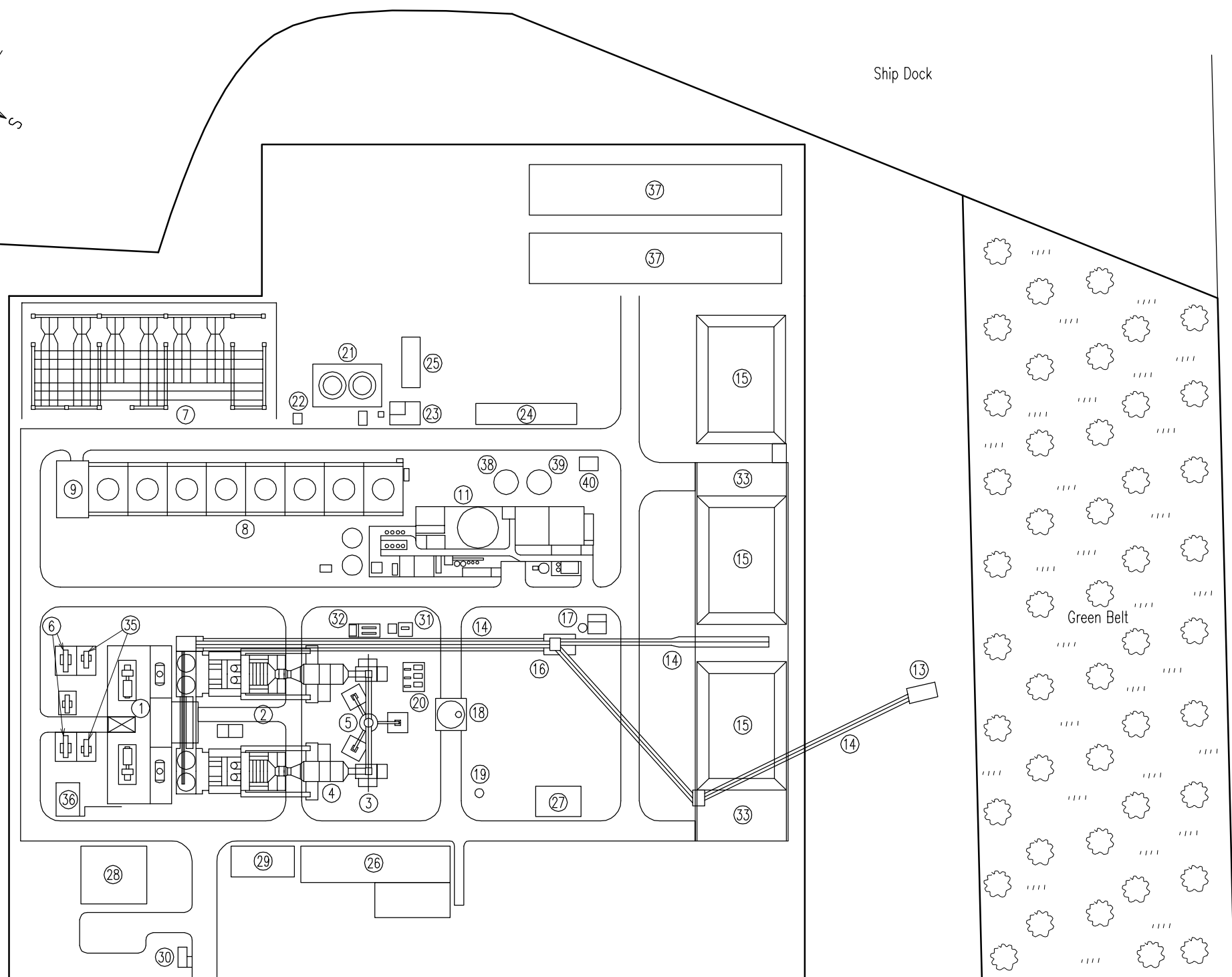
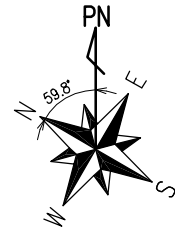
Attachment 1	機器配置図全般
Attachment 2	機器配置図
Attachment 3	ヒートバランス図
Attachment 4	発電施設フロー図
Attachment 5	微粉炭供給システム図
Attachment 6	発電所単線結線図
Attachment 7	系統単線結線図
Attachment 8	機器リスト
Attachment 9	潮流解析結果
Attachment 10	石炭灰利用に関する調査報告書



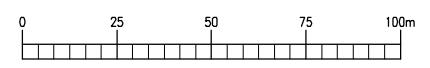
Point No.	S	E
28	00° 34' 41.7"	117° 03' 12.6"
29	00° 34' 46.2"	117° 03' 14.9"
30	00° 34' 48.6"	117° 03' 19.8"
24	00° 34' 58.3"	117° 03' 21.2"
32	00° 35' 02.9"	117° 03' 13.8"
33	00° 34' 45.9"	117° 03' 04.0"
34	00° 34' 42.5"	117° 03' 03.6"
35	00° 34' 34.4"	117° 03' 05.8"
36	00° 34' 37.5"	117° 03' 10.7"
37	00° 34' 41.2"	117° 03' 12.5"



JOB No.	CUSTOMER			
—	JCOAL			
MODEL	FINAL USER			
—	—			
CAPACITY	JOB NAME			
—	MAHAKAM2x50MW COAL-FIRED POWER PLANT			
APP'D BY	DSN'D BY	TITLE		
—	N.NAKATA	—		
APP'D BY	DRW'N BY	General Arrangement Plan		
—	H.WATNABE			
SIZE	PROJ.	SCALE	DWG. No.	Rev.
A1	—	1:2000	—	—

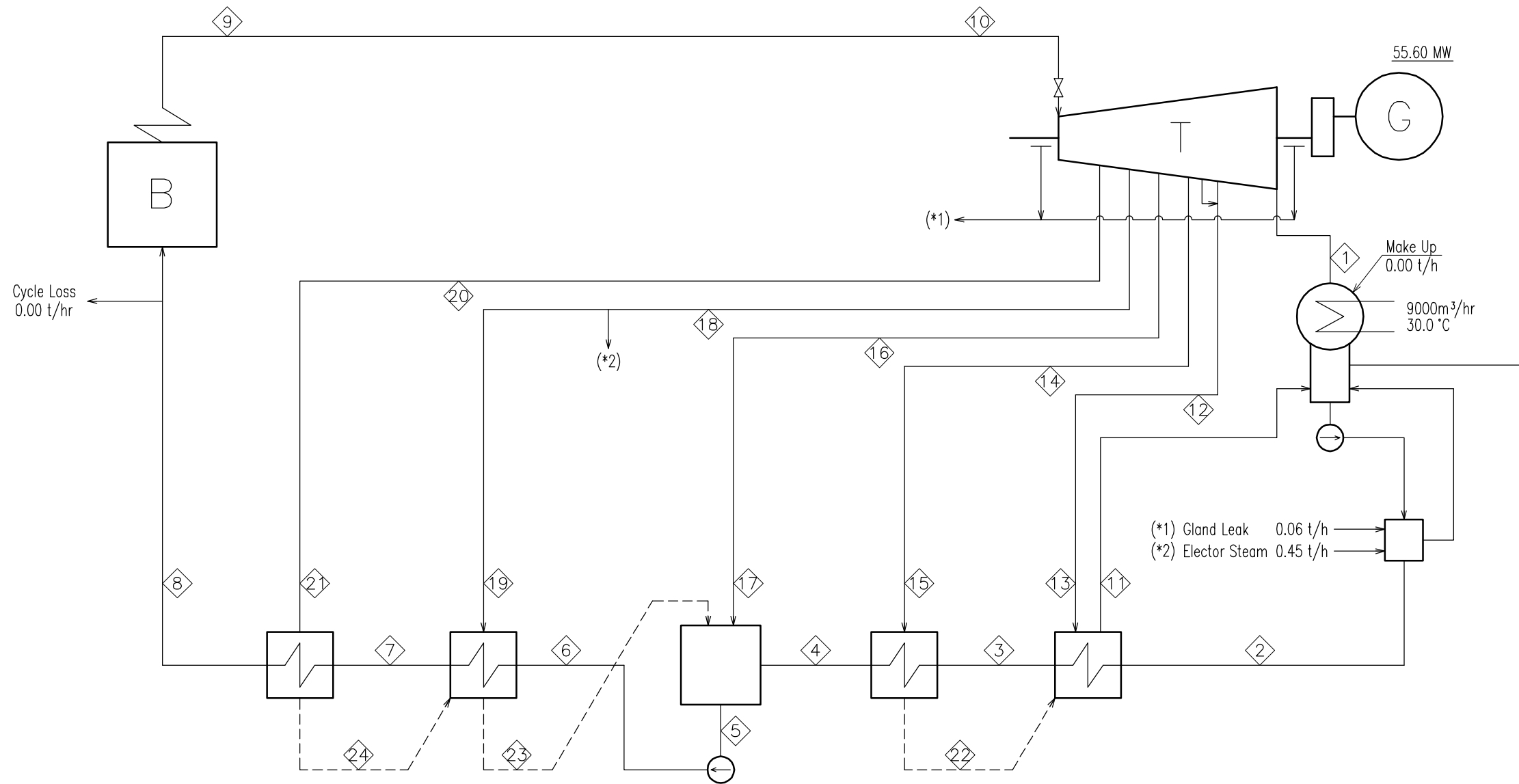


No.	NAME
1	STG BUILDING
2	CFB BOILER
3	I.D FAN, P.A FAN, S.A FAN
4	EP
5	STACK
6	GENERATOR TRANSFORMER
7	SWITCHYARD
8	COOLING TOWER
9	CIRCULATING WATER PUMP HOUSE
10	DRY CHEMICAL TANK HOUSE
11	RAW WATER TREATMENT PLANT/ DEMINERALIZED WATER PLANT/ WASTE WATER TREATMENT PLANT
12	POTABLE WATER TANK
13	COAL RECEIVING POINT
14	COAL CONVEYOR
15	COAL STORAGE PILE
16	COAL CRUSHER STATION
17	COAL FEED CONTROL HOUSE
18	PLANT ASH STORAGE SILO
19	LIMESTONE BANKER
20	AIR COMPRESSION STATION
21	HEAVY FUEL OIL STORAGE AREA
22	LUBE OIL STORAGE TANK
23	HEAVY FUEL OIL PUMP HOUSE
24	MECHANICAL / ELECTRICAL WORKSHOP
25	MOBILE EQUIPMENT SHED
26	WARE HOUSE
27	CHEMICAL STORAGE HOUSE
28	ADMINISTRATION BUILDING
29	CIVIL WORKSHOP AND GARAGE
30	GATE HOUSE-MAIN
31	ASH ELECTRICAL HOUSE
32	EP ELECTRICAL HOUSE
33	COAL UNLOADING AREA
34	UNIT TRANSFORMER
35	STATION TRANSFORMER
36	EDG / AIR COMPRESSOR HOUSE
37	RAW WATER POND
38	DEMINERALIZED WATER TANK
39	PURE WATER TANK
40	WASTE WATER MIXING SUMP



JOB No. -		CUSTOMER JCOAL	
MODEL -		FINAL USER -	
CAPACITY -		JOB NAME MAHAKAM2x50MW COAL-FIRED POWER PLANT	
APP'D BY -	DSN'D BY N.NAKATA	TITLE -	
APP'D BY -	DRW'N BY H.WATNABE	General Arrangement Plan	
SIZE PROJ. SCALR A1 1:1000			

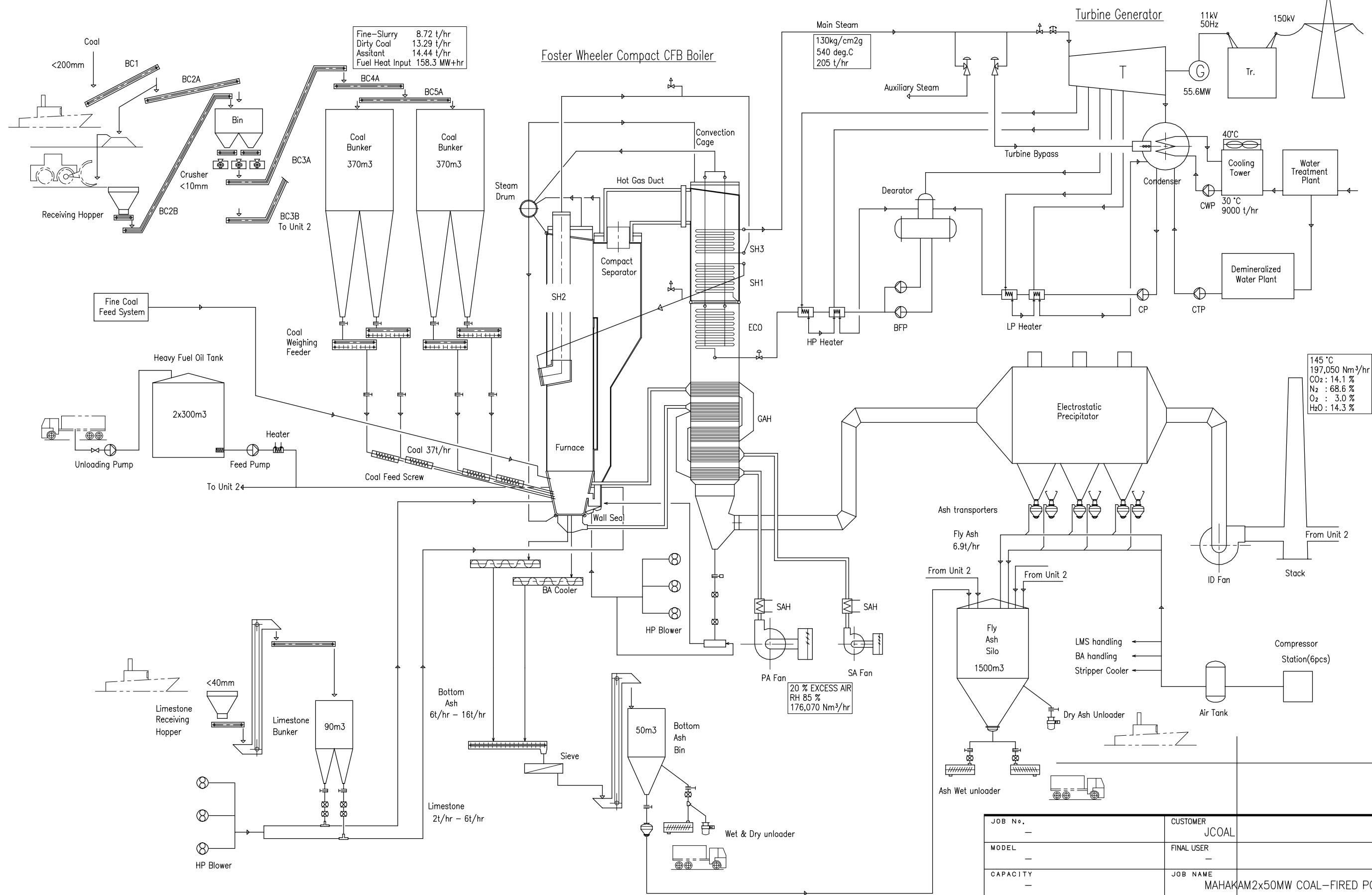
ATTACHMENT 3



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
kPA	8.9	-	-	784.5	590.4	14778.6	14690.4	14592.3	12846.7	12346.6	-	99.0	93.2	276.5	263.8
kJ	-	190.9	398.1	530.8	667.7	686.9	831.3	961.1	3444.3	3436.7	158.7	2857.8	2857.8	2659.4	2659.4
°C	43.5	45.4	94.9	126.3	168.2	160.8	194.0	223.0	540.0	535.0	97.8	89.5	89.7	97.2	97.3
t/hr	139.79	167.27	167.27	167.27	201.50	201.50	201.50	201.50	201.50	201.50	26.97	17.04	17.04	9.93	9.93

	16	17	18	19	20	21	22	23	24						
kPA	639.4	610.0	1529.8	1451.3	2687.0	2559.5	-	-	-						
kJ	2792.1	2792.1	2956.2	2956.2	3080.5	3080.5	422.4	704.9	851.9						
°C	175.9	175.0	264.3	263.2	331.4	330.2	100.8	166.7	199.8						
t/hr	10.35	10.35	12.59	12.14	11.75	11.75	9.93	23.88	11.75						

JOB No.		CUSTOMER			
-		JCOAL			
MODEL		FINAL USER			
-		-			
CAPACITY		JOB NAME			
-		MAHAKAM2x50MW COAL-FIRED POWER PLANT			
APP'D BY	DSN'D BY	TITLE			
-	K.NAKATA	-			
APP'D BY	DRW'N BY	HEAT BALANCE DIAGRAM			
-	H.WATNABE				
SIZE		PROJ.	SCALE	DWG. No.	Rev.
A2			1:NON		-

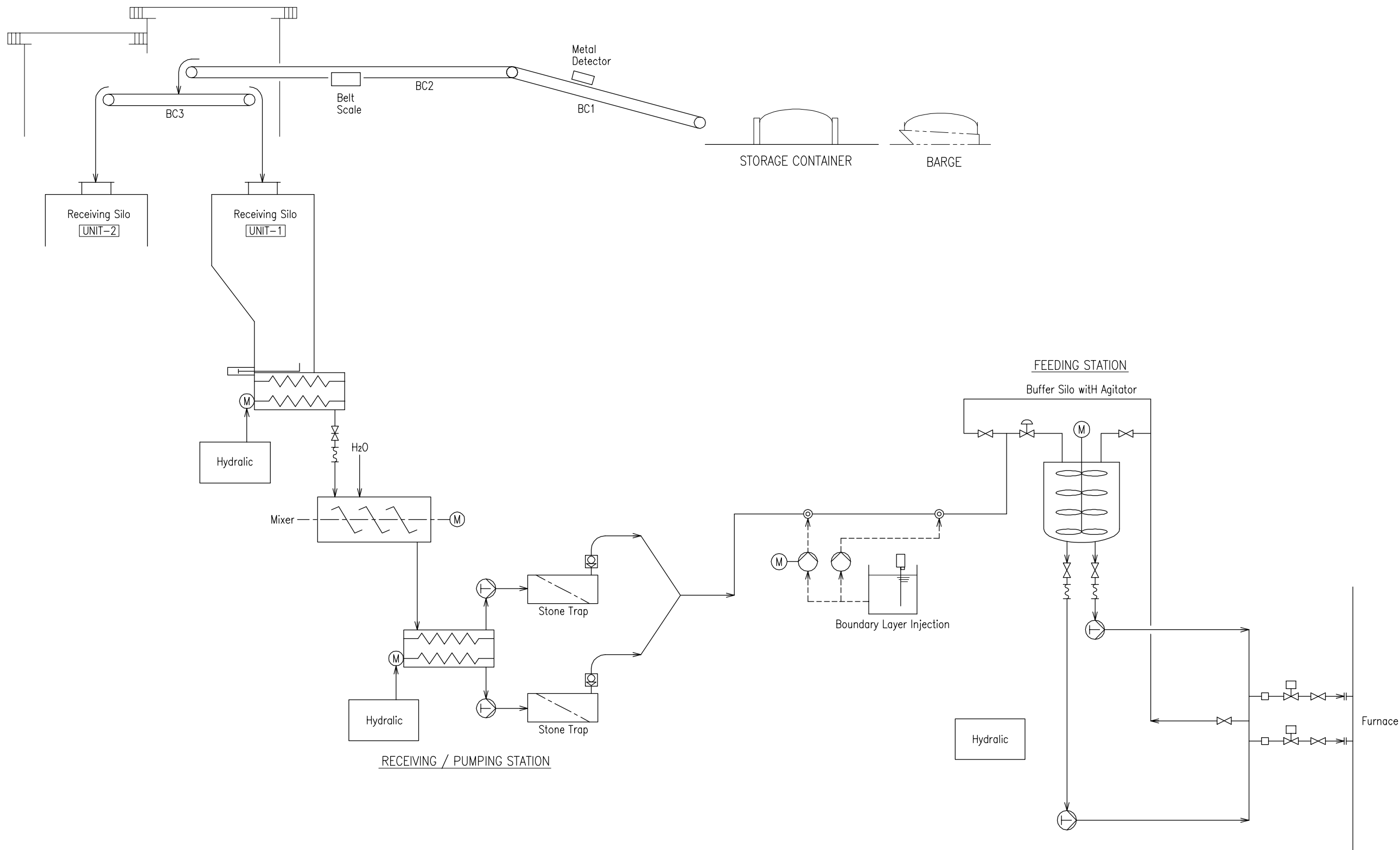


JOB No.		CUSTOMER
MODEL		JCOAL
CAPACITY		FINAL USER
APP'D BY		JOB NAME
DSN'D BY		MAHAKAM2x50MW COAL-FIRED POWER PLANT
DRW'N BY		TITLE
H.WATNABE		PROCESS FLOW DIAGRAM
SIZE	PROJ. SCALE	DWG. No.
A2	1: NON	Rev.

ZUID
A
B
C
D
E
F

1 2 3 4 5 6 7 8

ATTACHMENT 5



Remarks
 This flow sheet shows one of the two identical Boiler units. UNIT-1 is shown here and UNIT-2 is abbreviated.

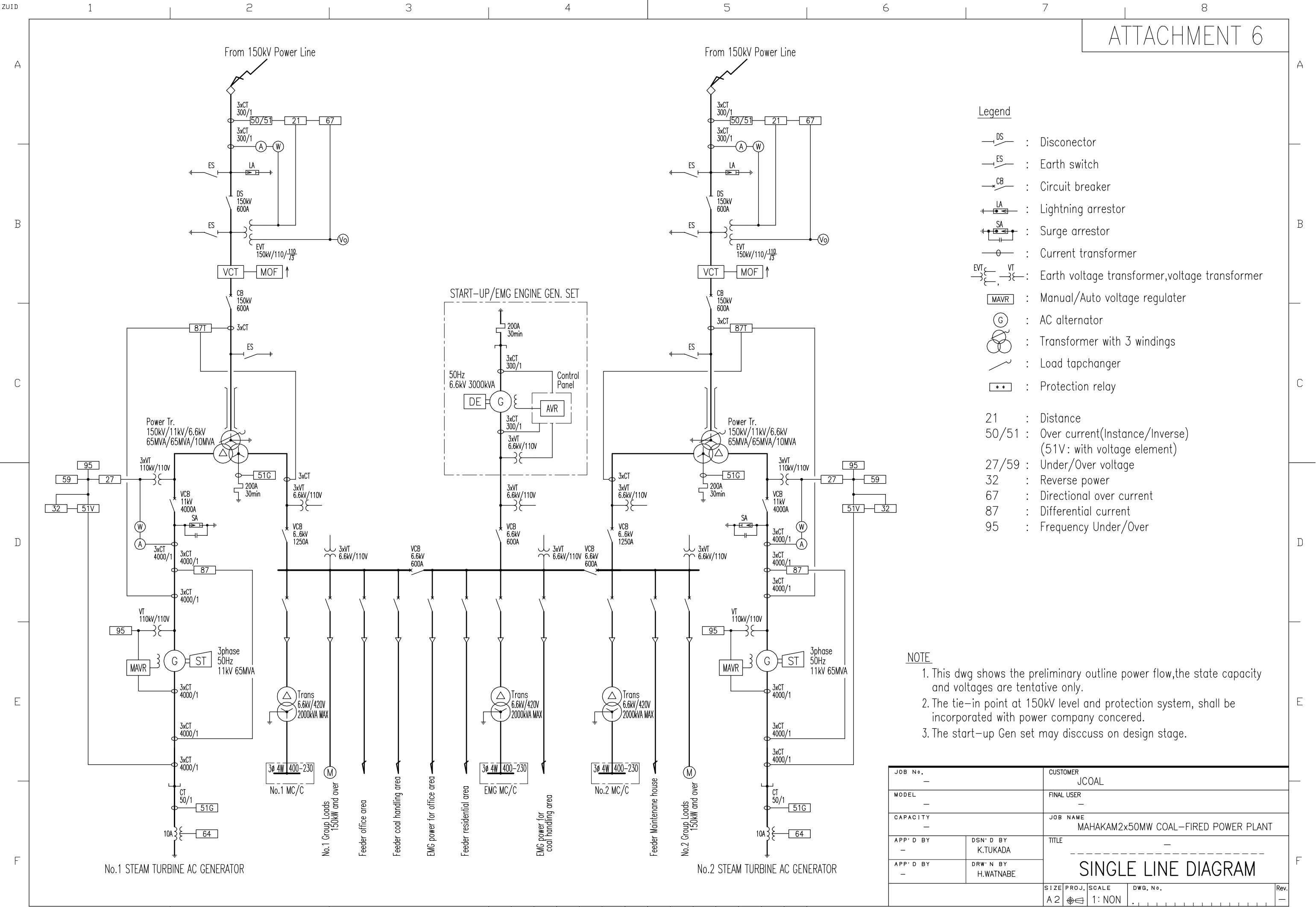
JOB No. -		CUSTOMER JCOAL	
MODEL -		FINAL USER -	
CAPACITY -		JOB NAME MAHAKAM2x50MW COAL-FIRED POWER PLANT	
APP'D BY -	DSN'D BY K.NAKATA	TITLE -	
APP'D BY -	DRW'N BY H.WATNABE	FINE SLURRY SYSTEM	
SIZE PROJ. SCALE A2 1:NON			

ZUID

1 2 3 4 5 6 7 8

A
B
C
D
E
F

A
B
C
D
E
F



Legend

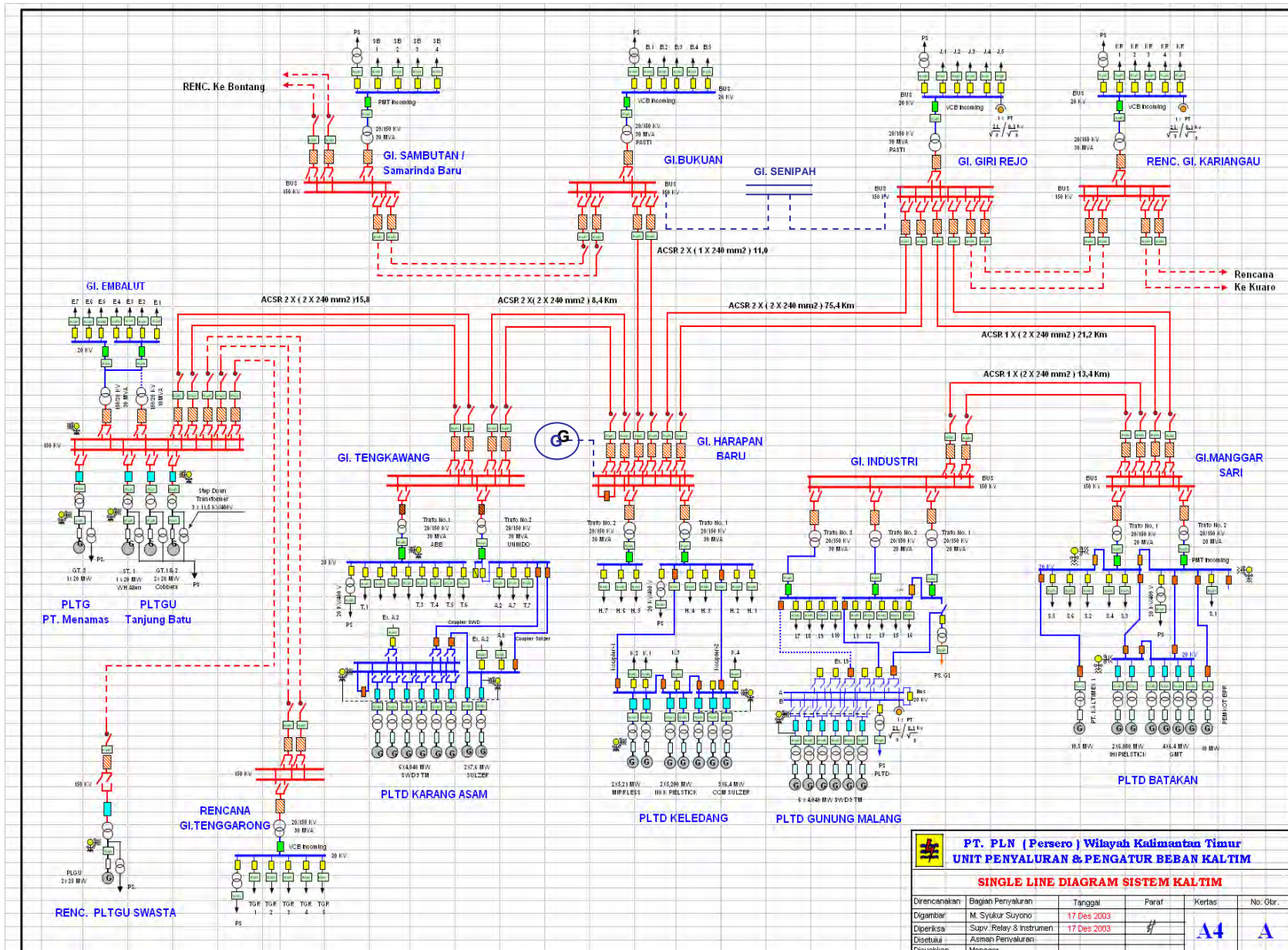
- : Disconector
- : Earth switch
- : Circuit breaker
- : Lightning arrestor
- : Surge arrestor
- : Current transformer
- : Earth voltage transformer, voltage transformer
- : Manual/Auto voltage regulator
- : AC alternator
- : Transformer with 3 windings
- : Load tapchanger
- : Protection relay
- 21 : Distance
- 50/51 : Over current(Instance/Inverse) (51V: with voltage element)
- 27/59 : Under/Over voltage
- 32 : Reverse power
- 67 : Directional over current
- 87 : Differential current
- 95 : Frequency Under/Over

NOTE

1. This dwg shows the preliminary outline power flow, the state capacity and voltages are tentative only.
2. The tie-in point at 150kV level and protection system, shall be incorporated with power company concerned.
3. The start-up Gen set may discuss on design stage.

JOB No. -		CUSTOMER JCOAL	
MODEL -		FINAL USER -	
CAPACITY -		JOB NAME MAHAKAM2x50MW COAL-FIRED POWER PLANT	
APP'D BY -	DSN'D BY K.TUKADA	TITLE -	
APP'D BY -	DRW'N BY H.WATNABE	SINGLE LINE DIAGRAM	
SIZE PROJ. SCALE A2 1:NON			

SINGLE LINE DIAGRAM SISTEM MAHAKAM



PT. PLN (Persero) Wilayah Kalimantan Timur UNIT PENYALURAN & PENGATUR BEBAN KALTIM				
SINGLE LINE DIAGRAM SISTEM KALTIM				
Direncanakan	Bagian Penyaluran	Tanggal	Paraf	Kertas
Digambar	M. Syukur Suryono	17 Des 2003		
Diperiksa	Supv. Relay & Instrumen	17 Des 2003		
Disetujui	Asman Penyaluran			
Disyahkan	Manajer			
				No. Obr.
				A4
				A

Equipment List

Rev. No. 0

1000 Coal & Limestone Feed System

1100 Dirty/Supplement Coal Feed System

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Q'ty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
1100	Common	BC1101	Loading Belt Conveyor 1	1		<200mm							
1100	Common	V1101	Receiving Hopper	1									
1100	Common	CR1101	Hammer Crusher ABC	3	1	<10mm				110			
1100	1	BC1111	Belt Conveyor 1	1									
1100	1	BC1112	Belt Conveyor 2	1									
1100	1	BC1113	Belt Conveyor 3	1									
1100	1	BC1114	Belt Conveyor 4	1									
1100	1	V1111	Coal Bunker AB	2		370m ³							
1100	1	BW1111	Coal Weighting Feeder ABCD	4		10 ton/hr							
1100	1	BS1111	Coal Feed Screw ABCD	4		10 ton/hr							
1100	2	BC1121	Belt Conveyor 1	1									
1100	2	BC1122	Belt Conveyor 2	1									
1100	2	BC1123	Belt Conveyor 3	1									
1100	2	BC1124	Belt Conveyor 4	1									
1100	2	V1121	Coal Bunker AB	2		370m ³							
1100	2	BW1121	Coal Weighting Feeder ABCD	4		10 ton/hr							
1100	2	BS1121	Coal Feed Screw ABCD	4		10 ton/hr							

1200 Fine Coal Feed System

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Q'ty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
1200	Common	V1201	Fine Coal Storage Container	1			35	50	2.5			Concrete	7 days storage
1200	1	BC1211	Belt Conveyor 1	1									
1200	1	BC1212	Belt Conveyor 2	1									
1200	1	BC1213	Belt Conveyor 3	1									
1200	1	V1211	Receiving Silo A	1									
1200	1	P1211	Slurry Pumping System A	1						360			
1200	2	V1221	Receiving Silo B	1									
1200	2	P1221	Slurry Pumping System B	1						360			

1300 Limestone Handling

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Q'ty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
1300	Common	V1301	Lime Stone Storage Silo	1									
1300	Common	BC1301	Belt Conveyer System	1									
1300	1	V1311	Receiving Hopper	1									
1300	1	BU1311	Bucket Conveyer	1									
1300	1	V1312	Limestone Bunker	1									
1300	1	FN1311	HP Limestone Blower System ABC	3									
1300	2	V1321	Receiving Hopper	1									
1300	2	BU1321	Bucket Conveyer	1									
1300	2	V1322	Limestone Bunker	1									
1300	2	FN1321	HP Limestone Blower System ABC	3									

2000 Ash Handling System

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Q'ty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
2000	Common	V2001	Fly Ash Silo	1		1,500m ³							
2000	Common		Dry Ash Unloader	1									
2000	Common		Ash Wet Unloader	1									
2000	1		Bottom Ash Cooler A	2		6 ton/hr							
2000	1		Bottom Ash Conveyer A	1		12 ton/hr							
2000	1		Sieve A	1		12 ton/hr							
2000	1	BU2011	Bucket Conveyer A	1		12 ton/hr							
2000	1		Bottom Ash Bin & Handling System A	1		50m ³							
2000	1		Bottom Ash Wet & Dry Unloader A	1									
2000	1		Fly Ash Handling System A	1		10 ton/hr							
2000	2		Bottom Ash Cooler B	2		6 ton/hr							
2000	2		Bottom Ash Conveyer B	1		12 ton/hr							
2000	2		Sieve B	1		12 ton/hr							
2000	2	BU2021	Bucket Conveyer B										
2000	2		Bottom Ash Bin & Handling System B	1		50m ³							
2000	2		Bottom Ash Wet & Dry Unloader B	1									
2000	2		Fly Ash Handling System B	1		10 ton/hr							

3000 Boiler System

3100 Boiler System

EQUIPMENT LIST

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Q'ty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
3100	1	F3111	Boiler System	1		CFB, 500,365 MJ/hr, 205 ton/hr							
3100	1		Oil Burner	1									
3100	1	FN3111	HP Ash Blower ABC	3									
3100	2	F3121	Boiler System	1		CFB, 500,365 MJ/hr, 205 ton/hr							
3100	2		Oil Burner	1									
3100	2	FN3121	HP Ash Blower ABC	3									

3200 Draft Unit

EQUIPMENT LIST

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Q'ty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
3200	1	FN3211	Primary Air Fan	1		1612m3/mx3000m				motor,common be	1150		
3200	1	FN3212	Secondary Air Fan	1		1612m3/mx600mm				motor,common be	550		
3200	1	FN3213	Induced Draft Fan	1		5028m3/mx600mm				motor,common be	680		
3200	2	FN3221	Primary Air Fan	1		1612m3/mx3000m				motor,common be	1150		
3200	2	FN3222	Secondary Air Fan	1		1612m3/mx600mm				motor,common be	550		
3200	2	FN3223	Induced Draft Fan	1		5028m3/mx600mm				motor,common be	680		

3300 Flue Gas System

EQUIPMENT LIST

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Q'ty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
3300	1	EP3311	Electric Precipitator	1		400 kVA							
3300	2	EP3321	Electric Precipitator	1		400 kVA							
3300	Common		Stack	1		60 m, 20 m/s							

4000 Steam Turbine Generator System

4100 Boiler Feed Water System

EQUIPMENT LIST

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Qty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
4100	1	P4111	Condensate Pump A	2	1	167m3/hx120m				110			
4100	1	E4111	No1 LP Heater A	1		34,658 MJ/hr, 167.27 ton/hr							
4100	1	E4112	No2 LP Heater A	1		22,197 MJ/hr, 167.27 ton/hr							
4100	1	E4113	No1 HP Heater A	1		29,097 MJ/hr, 201.5 ton/hr							
4100	1	E4114	No2 HP Heater A	1		26,155 MJ/hr, 201.5 ton/hr							
4100	1	P4112	Boiler Feed Pump A	2	1	202m3/hx1400mx1				1500			
4100	1	D4111	Dearator A										
4100	2	P4121	Condensate Pump B	2	1	167m3/hx120m				110			
4100	2	E4121	No1 LP Heater B	1		34,659 MJ/hr, 167.27 ton/hr							
4100	2	E4122	No2 LP Heater B	1		22,198 MJ/hr, 167.27 ton/hr							
4100	2	E4123	No1 HP Heater B	1		29,098 MJ/hr, 201.5 ton/hr							
4100	2	E4124	No2 HP Heater B	1		26,156 MJ/hr, 201.5 ton/hr							
4100	2	P4122	Boiler Feed Pump B	2	1	202m3/hx1400mx1				1500			
4100	2	D4121	Dearator B										

4200 Steam Turbine System

EQUIPMENT LIST

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Qty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
4200	1	ST4211	Steam Turbine A	1		535 , 12346.6 MPA, 201.5 ton/hr, 8.9 kPA@exhaust, 5 extracts							
4200	1	E4211	Condenser A	1									
4200	2	ST4221	Steam Turbine B	1		535 , 12346.6 MPA, 201.5 ton/hr, 8.9 kPA@exhaust, 5 extracts							
4200	2	E4221	Condenser B	1									

5000 Cooling Water System**5100 Cooling Tower System**

EQUIPMENT LIST

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Q'ty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
5100	1	CT5111	Cooling Tower	1		9000 t/hr, 30 /40	-25				600		
5100	2	CT5121	Cooling Tower	1		9000 t/hr, 30 /40	-25				600		

5200 Cooling Water Pump

EQUIPMENT LIST

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Q'ty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
5200	1	P5211	Cooling Water Pump	3	1	4500 m ³ /h x 18m					320		
5200	2	P5221	Cooling Water Pump	3	1	4500 m ³ /h x 18m					320		

6000 Utility System**6100 Air Compressor Station**

EQUIPMENT LIST

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Q'ty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
6100	Common	AC6101	Air Compressor	3		26m ³ /m x 0.7MPaG					160		
6100	Common	D6101	Air Receiver Tank	3		10m ³							
6100	Common		Air Distribution Piping	1									

6200 Water Treatment System

EQUIPMENT LIST

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Q'ty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
6200	Common	P6201	Water Intake Pump Station	2	1	385 ton/hr x 10m					22		
6200	Common		Water Pond	2		10,000 m ³							
6200	Common	P6202	Raw Water Supply Pump	2	1	385 ton/hr x 20m					45		

6300 Water Clarifier and Storage System

EQUIPMENT LIST

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Q'ty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
6300	Common		Clarifloculator	2		190 ton/hr							
6300	Common		Clarified Water Storage	1		4550 m3							
6300	Common		Filter	2		10 ton/hr							
6300	Common		Filter Water Tank	1		400 m3							

6400 Demineralizing and Tank System

EQUIPMENT LIST

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Q'ty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
6400	Common		Demineralizer Package	2		5 ton/hr							
6400	Common		Demineralized Water Tank	1		200 m3							

6500 Water Supply Pump Station

EQUIPMENT LIST

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Q'ty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
6500	1	P6511	Boiler Freed Water Makeup Pump	2	1	2.1 m3/hr x 120m				2.2			
6500	1	P6512	Cooling Water Makeup Pump	2	1	180 m3/hr x 20m				18.5			
6500	2	P6521	Boiler Freed Water Makeup Pump	2	1	2.1 m3/hr x 120m				2.2			
6500	2	P6522	Cooling Water Makeup Pump	2	1	180 m3/hr x 20m				18.5			
6500	Common	P6503	Drinking Water Pump	2	0	10 m3/hr x 40m				2.2			
6500	Common	P6504	Utility Water Pump	3	1	400 m3/hr x 40m				55			

6600 Oil Tankage

EQUIPMENT LIST

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Q'ty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
6600	Common		Fuel Oil Tank	1									
6600	Common		Fuel Oil Heater	1									
6600	Common		Fuel Oil Pump	2	1	100L/mx0.6MPaG				11			
6600	Common		Diesel Oil Tank	1									

7000 Fire Pump Station

7100 Fire Pump Station

EQUIPMENT LIST

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Q'ty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
7100	Common		Fire Pump										
7100		P7101	Motor Driven	1		200m3/hr x 80m				90			
7100		P7102	Diesel Driven	1		200m3/hr x 80m				120PS			
7100		P7103	Pressurized Pump	1		10m3/hr x 80m				5.5			

8000 Electric Power Transmission System

8100 Generator/Transformer

EQUIPMENT LIST

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Q'ty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
8100	1		Electric Generator A	1		55.6 MW, 50 Hz, 11kV, 65 MVA							
8100	1		Main Transformer A	1		150 kV,65MVA/11kV, 65MVA/6.6 kV,10 MVA							
8100	1		Startup/Emergency Engine Generator Set A	1		50 Hz, 6.6kV, 3000kVA							
8100	2		Electric Generator B	1		55.6 MW, 50 Hz, 11kV, 66 MVA							
8100	2		Main Transformer B	1		150 kV,65MVA/11kV, 65MVA/6.6 kV,10 MVA							
8100	2		Startup/Emergency Engine Generator Set B	1		50 Hz, 6.6kV, 3000kVA							

8200 Switchyard and Transmission

EQUIPMENT LIST

Area No	Unit No	Equipment No.	Equipment Name	Total Q'ty	Spare	Description/Unit	Dimension(m)			Accessory	Motor/Unit kW	Material	Remarks
							W	L	H				
8200	Common		Switchyard	1		Open, 2 Circuits, 150 kV, 600A							
8200	Common		Transmission Line			10 km							

Attachment 9

REPORT

**LOAD FLOW ANALYSIS
MAHAKAM SYSTEM, EAST KALIMANTAN**

REVISION

11 December 2006

LOAD FLOW ANALYSIS MAHAKAM SYSTEM, EAST KALIMANTAN

TABLE OF CONTENTS

REPORT OF POWER SYSTEM ANALYSIS OF MAHAKAM SYSTEM

1. PREFACE
2. SCOPE OF WORK
3. TECHNICAL DATA
4. JOB EXECUTION
 - 4.1. EXISTING CONDITION OF MAHAKAM SYSTEM YEAR 2006
 - 4.2. LOAD FLOW ANALYSIS OF MAHAKAM SYSTEM YEAR 2011
 - 4.3. LOAD FLOW ANALYSIS OF MAHAKAM SYSTEM YEAR 2012
5. CONCLUSION
6. ATTACHMENTS
 - ATTACHMENT I : LOAD FLOW ANALYSIS OUTPUT RESULTS
 - ATTACHMENT II : TECHNICAL DATA

REPORT OF LOAD FLOW ANALYSIS OF MAHAKAM SYSTEM, EAST KALIMANTAN

1. PREFACE

PT. Engrowth Indonesia and PT. PLN (Persero) Jasa Sertifikasi have conducted inspection and evaluation of Mahakam electrical system for the purpose of feasibility study for the construction of **PLTU (Coal Fired Power Plant) Mahakam 2 x 50 MW** located in **Kutai Kartanegara, east Kalimantan**.

Power flow analysis is the calculation of voltage, current, power and power factor or reactive power in several buses in an electrical network during normal operation whether it is still operating or future condition.

The assessment of these parameters is important due to the changes in the electrical system caused by load changes, generation schedule, and transmission line configuration changes. There are various calculation methods which are usually used in load flow analysis with the help of computer that will answer the following questions:

- How real and reactive power flow in a system at certain condition
- Whether the transmission line, power transformer and other equipment are still adequate to supply the required amount of electricity
- How the voltage level in every bus behaves

Hence, based on the above explanation, load flow analysis study has the following functions:

- a. For the development planning of an electrical power system
- b. To get a good pattern of electrical power system operation
- c. To determine losses in an electrical power system

2. SCOPE OF WORK

The scope of work of this inspection and evaluation of Mahakam electrical system covers:

- Revision of Power System in year 2012 with the revised data as follows:
 - o PLTU Kaltim 2 x 60 MW is connected to Substation Girirejo, before is Substation Embalut
 - o PLTU Mulut Tambang 2 x 25 MW is connected to Substation Girirejo, before is Substation Sambutan
 - o Proposed PLTU Mahakam 2 X 50 MW is connected to Substation Harapan Baru, before is Substation Bukuan

3. TECHNICAL DATA

The data used for this study are attached Attachment I as follows:

- Basic data such as generator data, transmission line data, transformer data, obtained from the data collection by PLN Balikpapan, East Kalimantan.
- Table of Mahakam load system.

4. JOB EXECUTION

4.1. EXISTING CONDITION OF MAHAKAM SYSTEM YEAR 2006

Base on table of Mahakam load system, peak load of Mahakam system in year 2006 is 199.53 MW, but total existing power generation is only 203 MW as shown in figure 1 below:

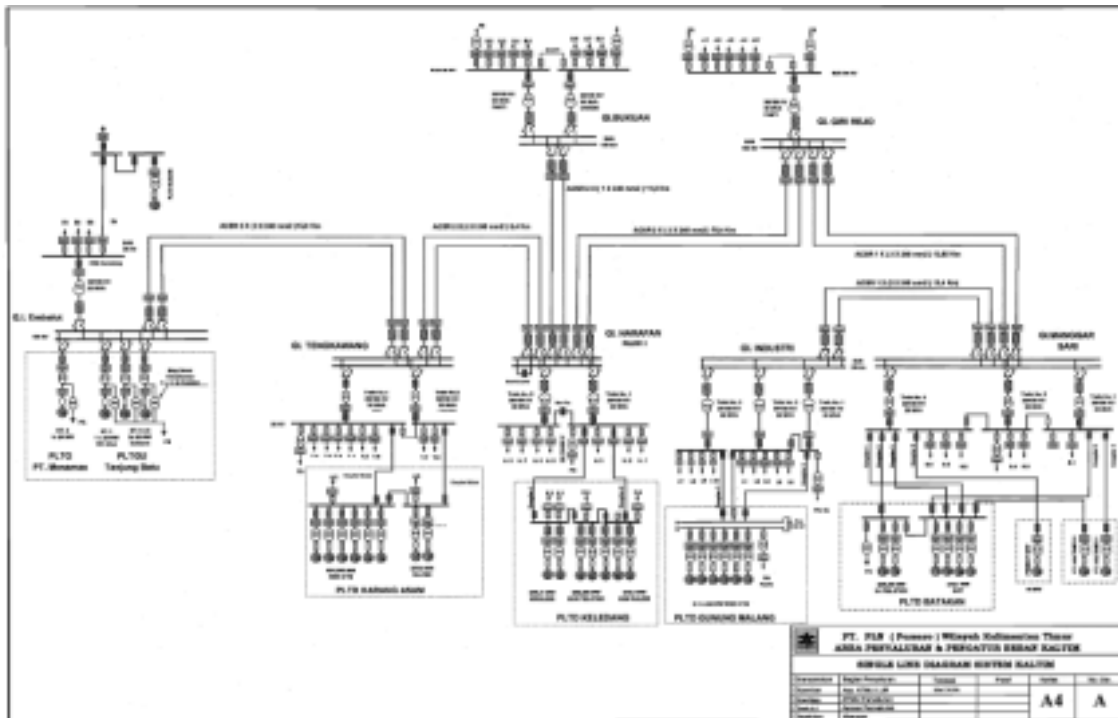


Figure 1. One line diagram of Mahakam system

At current time almost all generated power in Mahakam system is diesel generated power plant (PLTD).

To make the study much easier to analyze, the Mahakam System will be divided into a couple sub system areas, as follows:

- Area 1 ; sub system Samarinda
- Area 2 ; sub system Balikpapan

4.2. LOAD FLOW ANALYSIS OF MAHAKAM SYSTEM YEAR 2006

This Power flow analyze is needed to bring us a complete picture of the whole system condition before PLTU Mahakam integrated into the Mahakam system. It was planned that PLTU Mahakam will be implemented into the system in the year of 2012.

a. Power generation and Load System of Mahakam Year 2006.

Power flow analysis is carried out during the peak load condition, 199.53 MW. From the analysis and calculation is clearly stated that with 15 operating machines, a power of 200.2 MW is generated, see Table 1 below:

Table 1. Power generation and Load System of Mahakam Year 2006

```

LOAD FLOW SISTEM MAHAKAM
LF2006MAX

***** SUMMARY FOR COMPLETE SYSTEM *****

                SYSTEM SWING BUS SUMMARY
X----- SWING BUS -----X X----- AREA -----X X----- ZONE -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV   # X-- NAME --X   # X-- NAME --X           MW           MVAR
MVABASE
4005 TBATUGT1    11.500   1                   1                   25.2          11.8
24.0

48 BUSES      15 PLANTS      15 MACHINES      15 LOADS      56 BRANCHES      30 TRANSFORMERS

                X----- ACTUAL -----X X----- NOMINAL -----X
                MW           MVAR           MW           MVAR
FROM GENERATION      200.2          102.0          200.2          102.0
TO CONSTANT POWER LOAD 199.5          96.6          199.5          96.6
TO BUS SHUNT          0.0            0.0            0.0            0.0
TO LINE SHUNT         0.0            0.0            0.0            0.0
FROM LINE CHARGING    0.0            24.5           0.0            26.9

```

```

                AREA TOTALS IN MW/MVAR

X-- AREA --X FROM GENERATION TO LOAD TO BUS SHUNT TO LINE SHUNT FROM CHARGING TO NET INT LOSSES DESIRED NET INT
1          132.2  113.2    0.0    0.0    0.0    -25.2    0.4    0.0
           67.4   54.8    0.0    0.0   19.6    -9.7   20.6
2          68.0   86.3    0.0    0.0    0.0    25.2    0.3    0.0
           34.6   41.8    0.0    0.0    4.8     9.7    9.2
TOTALS    200.2  199.5    0.0    0.0    0.0     0.0    0.7    0.0
           102.0  96.6    0.0    0.0   24.5     0.0   29.9

```

From table 1 above, it's stated that gas fired power generation (PLTG) Tj.Batu (No. Bus 4005) generates power of 25.2 MW, while the capacity of the PLTG is only 20 MW which means the Mahakam System is lacking a power of 5.2 MW. On the other hand, it's also clear that area 2 (subsystem Balikpapan) receives power of 25.2 MW from area 1.

b. Voltage profile

Voltage profile at condition of maximum load is still within the range voltage, namely +5 %, and -10 %, as shown at table 2 below;

Table 2. Voltage profile at maximum load

```

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:
X----- BUS -----X AREA V(PU)  V(KV)  :      * NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9000 :
X----- BUS -----X AREA V(PU)  V(KV)  :      * NONE *

```

c. Transmission line loadings

Condition of transmission line loading can be shown at table 3 below

Table 3. Transmission line loadings:

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 25.0 % OF RATING SET A:

PERCENT	FROM BUS				TO BUS				CURRENT (MVA)		
	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING
73.1	3003	HARU_20A	20.000*	1	3005	KLDNG2	20.000	1	1	15.7	21.5
92.4	5002	TKWG_20A	20.000	1	5004	KA1	20.000*	1	1	19.9	21.5
88.1	6002	MSARI20A	20.000	1	6005	BTKAN_A	20.000*	1	1	18.9	21.5
45.9	6003	MSARI20B	20.000*	1	6006	BTKAN_B	20.000	1	1	9.9	21.5
60.9	6004	MSARI20C	20.000	1	6009	KMEX2	20.000*	1	1	13.1	21.5
58.1	7002	INDTRI_A	20.000	1	7005	GMLNG	20.000*	1	1	12.5	21.5
92.7	7003	INDTRI_B	20.000*	1	7005	GMLNG	20.000	1	1	19.9	21.5
47.0	7004	INTRI_C	20.000	1	7005	GMLNG	20.000*	1	1	10.1	21.5

Table 3 above shows that there is no transmission line 150 KV (SUTT) which experience a load greater than 50 % except for cable 20 KV. However, the load is still far below 100%.

4.3. LOAD FLOW ANALYSIS OF MAHAKAM SYSTEM YEAR 2011

In year 2011 the system will change significantly. All new power supplies integrated into the system will give up to 500 MW of power. The total power produce by Mahakam System will then reach 576 MW, while the prediction of the peak load in 2011 is assumed around 385.324 MW

a. Power generation and Load System of Mahakam Year 2011.

Power flow analysis is carried out during the peak load condition, 385.324 MW. From the analysis and calculation is clearly stated that with 16 operating machines, a power of 390.9 MW is generated, see Table 4 below:

Table 4. Power generation and Load System of Mahakam Year 2011

```

-----
***** SUMMARY FOR COMPLETE SYSTEM *****
-----
                                SYSTEM SWING BUS SUMMARY
X----- SWING BUS -----X X----- AREA -----X X----- ZONE -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV   # X-- NAME --X   # X-- NAME --X           MW           MVAR
MVABASE
9021 PLTU KALTIM1 11.000   1                   1                   -77.1          36.7
75.0

58 BUSES                16 PLANTS                16 MACHINES          20 LOADS
74 BRANCHES             44 TRANSFORMERS

                                AREA TOTALS IN MW/MVAR

X-- AREA --X FROM          TO          TO BUS   TO LINE   FROM     TO          LOSSES  DESIRED
          GENERATION  LOAD      SHUNT   SHUNT  CHARGING NET INT  NET INT  NET INT
1         280.9       218.2     0.0     0.0     0.0     34.4     4.0     0.0
          205.1       103.2     0.0     0.0     24.0     26.1     88.1
2         110.0       167.3     0.0     0.0     0.0     -34.4    1.4     0.0
          54.8        80.0     0.0     0.0     28.1     -26.1    40.7
TOTALS    390.9       385.5     0.0     0.0     0.0     0.0     5.4     0.0
          259.9       183.2     0.0     0.0     52.1     0.0    128.8

```

There is a power transmission of 34.4 MW from area 1 to area 2, at peak load, the total losses can reach 5.4 MW or 1.38 % from total generated power (Table 4).

Here, the swing bus receives -77.1 MW, while the capacity of PLTU kaltim1 (Bus 9021) is 60 MW, which results into an excess of power of 137.1 MW.

b. Voltage profile

Voltage profile at condition of maximum load is still within the range voltage, namely +5 %, and -10 %, as shown at table 5 below:

Table 5. Voltage profile at maximum load

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:
X----- BUS -----X AREA V(PU) V(KV) : * NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9000 :
X----- BUS -----X AREA V(PU) V(KV) : * NONE *

c. Transmission line & Transformer loadings

Condition loading transmission line is shown at table 6 below:

Table 6. Transmission line & Transformer loadings:

TRANSFORMER LOADINGS ABOVE 55.0 % OF RATING SET A:

PERCENT	X----- BUS#	FROM NAME	BUS --X BASKV	AREA	X----- X	TO BUS BUS# X-- NAME	AREA	CKT	MVA LOADING	MVA RATING
87.5	1001	GREJO_15	150.00*	2	X	1002 GREJO_20	20.000	1 1	26.3	30.0
105.0	3001	HARU_15	150.00*	1	X	3002 HARU_20	20.000	1 1	31.5	30.0
105.0	3001	HARU_15	150.00*	1	X	3003 HARU_20A	20.000	1 1	31.5	30.0
77.7	4001	EMLUT_15	150.00	1	X	4003 MMAS	11.500*	1 1	23.3	30.0
77.7	4001	EMLUT_15	150.00	1	X	4003 MMAS	11.500*	1 2	23.3	30.0
77.7	4001	EMLUT_15	150.00	1	X	4005 TBATUGT1	11.500*	1 1	23.3	30.0
72.1	4001	EMLUT_15	150.00	1	X	4006 TBATUGT2	11.500*	1 1	21.6	30.0
74.9	4001	EMLUT_15	150.00	1	X	4010 PLTU EMLUT	11.500*	1 1	27.7	37.0
74.9	4001	EMLUT_15	150.00	1	X	4010 PLTU EMLUT	11.500*	1 2	27.7	37.0
128.7	5001	TKWG_15	150.00*	1	X	5002 TKWG_20A	20.000	1 1	38.6	30.0
128.4	5001	TKWG_15	150.00*	1	X	5003 TKWG_20B	20.000	1 1	38.5	30.0
106.6	6001	MSARI_15	150.00*	2	X	6002 MSARI20A	20.000	2 1	21.3	20.0
106.6	6001	MSARI_15	150.00*	2	X	6003 MSARI20B	20.000	2 1	21.3	20.0
122.9	7001	INDTRI	150.00*	2	X	7002 INDTRI_A	20.000	2 1	24.6	20.0
189.4	7001	INDTRI	150.00*	2	X	7003 INDTRI_B	20.000	2 1	37.9	20.0
77.8	7001	INDTRI	150.00*	2	X	7004 INTRI_C	20.000	2 1	23.3	30.0
55.5	8001	TENGGARONG	150.00*	1	X	8002 TGRRNG 2	20.000	1 1	16.6	30.0
89.4	8050	SENIPAH	150.00	2	X	8052 PLTG BLPKN	11.500*	2 1	44.7	50.0
89.4	8050	SENIPAH	150.00	2	X	8052 PLTG BLPKN	11.500*	2 2	44.7	50.0
81.8	9010	MAHAKAM150	150.00	1	X	9020 PLTU KALTIM2	11.000*	1 1	67.1	82.0
75.6	9050	SMBUTAN	150.00*	1	X	9051 SMBTN_20	20.000	1 1	22.7	30.0
93.2	9050	SMBUTAN	150.00	1	X	9052 MULUT TBNG	11.000*	1 1	28.0	30.0
93.2	9050	SMBUTAN	150.00	1	X	9052 MULUT TBNG	11.000*	1 2	28.0	30.0
81.2	9060	BONTANG	150.00*	1	X	9061 BOTNG20	20.000	1 1	24.4	30.0
63.5	9060	BONTANG	150.00	1	X	9062 PLTG BOTNG	11.000*	1 1	63.5	100.0

63.5	9060 BONTANG	150.00	1	9062 PLTGBOTNG	11.000*	1 2	63.5	100.0
83.6	9090 KUARO	150.00	2	9092 PLTUBIOMAS	11.000*	2 1	16.7	20.0
83.6	9090 KUARO	150.00	2	9092 PLTUBIOMAS	11.000*	2 2	16.7	20.0

We can see here in table 6 that the transformer load in SS Industri, SS Manggarsari, SS Harapan Baru and SS Tengawang is over 100% of their capacities.

To overcome the power flow problem, an action should be carried out:

- Replace the overload transformers or add more new transformers.

4.4. LOAD FLOW ANALYSIS OF MAHAKAM SYSTEM YEAR 2012

In year 2012, PLTU Samarinda 2 x 50 MW is planned to be integrated into Mahakam System connected with SS Harapan baru. Few things have been done in power flow analyze as follows:

1. Replacement of the overload transformers, like the transformers in SS Tengkawang, SS Harapan Baru, SS Industri.
2. SS Bukuan and SS Senipha is connedted by 150 KV transmission line to increase the system capacity and stability of the system

Table 7. Plan list of Power Trafo change

Substation	MVA old Trafo	Estimd. Load 2012	Loading (%)	MVA New Trafo
Industri	2x20, & 1x30 (70)	77.6 MW	> 120	2 x 30, & 1 x 60 (120)
Tengkawang	2 x 30	71.8 MW	142	1x60, & 1x30
Harapan baru	2 x 30	58.2 MW	116	1 x 60, & 1 x 30

a. Power generation and Load System of Mahakam Year 2012.

Power flow analysis is carried out during the peak load condition, 423.2 MW. From the analysis and calculation is clearly stated that with 18 operating machines, a power of 425.5 MW is generated, see Table 8 below:

Table 8. Power generation and Load System of Mahakam Year 2012

```

-----
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E      MON, DEC 11 2006  10:46
LOAD FLOW SISTEM KALTIM  LF2012MAX

***** SUMMARY FOR COMPLETE SYSTEM *****

                                SYSTEM SWING BUS SUMMARY
X----- SWING BUS -----X X----- AREA -----X X----- ZONE -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV  # X-- NAME --X  # X-- NAME --X      MW      MVAR   MVABASE
9021 PLTU KALTIM111.000  2          1          1          -73.5    33.3    75.0

 69 BUSES          21 PLANTS          18 MACHINES        20 LOADS
 89 BRANCHES       50 TRANSFORMERS        0 DC LINES         0 FACTS DEVICES

                                X----- ACTUAL -----X X----- NOMINAL -----X
                                MW          MVAR          MW          MVAR
FROM GENERATION          425.5        264.6        425.5        264.6
TO CONSTANT POWER LOAD   423.2        205.0        423.2        205.0
TO CONSTANT CURRENT         0.0          0.0          0.0          0.0
TO CONSTANT ADMITTANCE     0.0          0.0          0.0          0.0
TO BUS SHUNT                0.0          0.0          0.0          0.0
TO FACTS DEVICE SHUNT      0.0          0.0          0.0          0.0
TO LINE SHUNT              0.0          0.0          0.0          0.0

```

FROM LINE CHARGING		0.0	56.3	0.0	60.4	
VOLTAGE LEVEL	X-----	LOSSES	-----X	X-- LINE	SHUNTS --X	CHARGING
BRANCHES		MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR
150.0	25	2.26	8.53	0.0	0.0	56.3
20.0	35	0.12	55.83	0.0	0.0	0.0
11.5	11	0.00	24.66	0.0	0.0	0.0
11.0	8	0.00	26.57	0.0	0.0	0.0
6.3	10	0.00	0.35	0.0	0.0	0.0
TOTAL	89	2.38	115.94	0.0	0.0	56.3

AREA TOTALS IN MW/MVAR									
X-- AREA	--X GENERATION	FROM TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT	
1		303.0 140.6	423.2 205.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 24.6	45.1 -23.7	1.0 65.0	0.0
2		122.5 123.9	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 31.7	-45.1 23.7	1.4 51.0	0.0
TOTALS		425.5 264.6	423.2 205.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 56.3	0.0 0.0	2.4 115.9	0.0

Table 8 shows that, area 1 sends power of 45.1 MW to area 2 with total losses of only 2.4 MW or 0.5 % from the total generated power.

Here, the swing bus receives -73.5 MW, while the capacity of PLTU kaltim1 (Bus 9021) is 60 MW, which results into an excess of power of 133, 5 MW.

b. Voltage profile

Voltage profile at condition of maximum load is still within the range voltage, namely +5 %, and -10 %, as shown at table 9 below:

Table 9. Voltage profile at maximum load

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:
X----- BUS -----X AREA V(PU) V(KV) : * NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9000:
X----- BUS -----X AREA V(PU) V(KV) : * NONE *

c. Transmission line & Transformer loadings

Condition loading transmission line and transformer are shown at table 10 below:

Table 10. Transmission line & Transformer loadings:

TRANSFORMER LOADINGS ABOVE 40.0 % OF RATING SET A:

X-----	FROM BUS	-----X	X-----	TO BUS	-----X	MVA	MVA				
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
1001	GREJO_15	150.00*	2	1002	GREJO_20	20.000	2	1	28.9	30.0	96.3
1001	GREJO_15	150.00	2	9052	MULUT_TBNG	11.000*	2	1	27.8	30.0	92.6
1001	GREJO_15	150.00	2	9052	MULUT_TBNG	11.000*	2	2	27.8	30.0	92.6
2001	BKUAN_15	150.00*	1	2002	BKUAN20A	20.000	1	1	15.7	30.0	52.2
2001	BKUAN_15	150.00*	1	2003	BKUAN20B	20.000	1	1	15.6	30.0	52.1
3001	HARU_15	150.00*	1	3002	HARU_20	20.000	1	1	34.8	30.0	116.1
3001	HARU_15	150.00*	1	3003	HARU_20A	20.000	1	1	34.8	30.0	116.1
3001	HARU_15	150.00	1	9086	PLTUPROPOSED	11.500*	1	1	55.4	60.0	92.3
3001	HARU_15	150.00	1	9086	PLTUPROPOSED	11.500*	1	2	55.4	60.0	92.3
4001	EMLUT_15	150.00	1	4003	MMAS	11.500*	1	1	22.3	30.0	74.2

4001	EMLUT_15	150.00	1	4003	MMAS	11.500*	1	2	22.3	30.0	74.2
4001	EMLUT_15	150.00	1	4005	TBATUGT1	11.500*	1	1	22.3	30.0	74.2
4001	EMLUT_15	150.00	1	4006	TBATUGT2	11.500*	1	1	20.4	30.0	68.1
4001	EMLUT_15	150.00	1	4010	PLTUEMLUT	11.500*	1	1	27.2	37.0	73.5
4001	EMLUT_15	150.00	1	4010	PLTUEMLUT	11.500*	1	2	27.2	37.0	73.5
5001	TKWG_15	150.00*	1	5002	TKWG_20A	20.000	1	1	42.8	30.0	142.6
5001	TKWG_15	150.00*	1	5003	TKWG_20B	20.000	1	1	42.7	30.0	142.3
6001	MSARI_15	150.00*	2	6002	MSARI20A	20.000	2	1	13.6	20.0	67.9
6001	MSARI_15	150.00*	2	6003	MSARI20B	20.000	2	1	14.9	20.0	74.4
6005	BTKAN_A	20.000	2	6010	STICKBTK	6.3000*	2	1	17.2	32.0	53.7
7001	INDTRI	150.00*	2	7002	INDTRI_A	20.000	2	1	27.9	20.0	139.3
7001	INDTRI	150.00*	2	7003	INDTRI_B	20.000	2	1	28.7	20.0	143.7
7001	INDTRI	150.00*	2	7004	INTRI_C	20.000	2	1	36.5	30.0	121.7
8001	TENGGARONG	150.00*	1	8002	TGRRNG 2	20.000	1	1	18.4	30.0	61.3
8050	SENIPAH	150.00*	2	8051	SNPH20	20.000	1	1	17.6	30.0	58.7
8050	SENIPAH	150.00	2	8052	PLTGBLKPPN	11.500*	2	1	22.4	50.0	44.7
8050	SENIPAH	150.00	2	8052	PLTGBLKPPN	11.500*	2	2	22.4	50.0	44.7
9010	KALTIM150	150.00	2	9020	PLTU KALTIM2	11.000*	2	1	67.1	82.0	81.8
9010	KALTIM150	150.00	2	9021	PLTU KALTIM1	11.000*	2	1	80.7	82.0	98.4
9050	SMBUTAN	150.00*	1	9051	SMBTN_20	20.000	1	1	25.1	30.0	83.7
9060	BONTANG	150.00*	1	9061	BOTNG20	20.000	1	1	27.0	30.0	90.0
9060	BONTANG	150.00	1	9062	PLTGBOTNG	11.000*	1	1	40.9	100.0	40.9
9060	BONTANG	150.00	1	9062	PLTGBOTNG	11.000*	1	2	40.9	100.0	40.9
9070	SANGATA	150.00*	1	9071	SNGATA 20	20.000	1	1	16.6	30.0	55.3
9080	PETUNG	150.00*	2	9081	PTNG20	20.000	2	1	16.0	30.0	53.4
9090	KUARO	150.00	2	9092	PLTUBIOMAS	11.000*	2	1	15.8	20.0	79.2
9090	KUARO	150.00	2	9092	PLTUBIOMAS	11.000*	2	2	15.8	20.0	79.2

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 40.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X				X----- TO BUS -----X				CURRENT (MVA)			
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
6002	MSARI20A	20.000	2	6005	BTKAN_A	20.000*	2	1	17.2	21.5	79.9
7003	INDTRI_B	20.000	2	7005	GMLNG	20.000*	2	1	10.8	21.5	50.4
7004	INTRI_C	20.000	2	7005	GMLNG	20.000*	2	1	10.1	21.5	46.8

5. CONCLUSION

- 5.1** The total capacity of generator existed in year 2012 will reach 676 MW, while the peak load is predicted to be around 423.2 MW, so that the Mahakam System will have an excess of power of 133.5 MW, or 20 % capacity margin.
- 5.2** Loop configuration between Samarinda and Balikpapan by installing transmission line from SS Bukuan to Senipa will improve the system power capacity and improve the stability of the system.
- 5.3** Based on power flow analyze of year 2011, there will be a few Substation (SS) which experience an overload of Transformers until over 100% of their capacities, such as SS Industri, SS Manggarsari, SS Tengawang and SS Harapan Baru. It should be replaced and installed new Trafo.
- 5.4** Integrating of PLTU Mahakam 2 x 50 MW to Substation Harapan Baru will bring an excellent configuration on the Mahakam Electrical System and stability of power flow.

ATTACHMENT : LOAD FLOW ANALYSIS OUTPUT RESULTS

Table 1. Power generation and Load System of Mahakam Year 2006

```

LOAD FLOW SISTEM MAHAKAM
LF2006MAX

***** SUMMARY FOR COMPLETE SYSTEM *****

                SYSTEM SWING BUS SUMMARY
X----- SWING BUS -----X X----- AREA -----X X----- ZONE -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV # X-- NAME --X # X-- NAME --X      MW      MVAR
MVABASE
4005 TBATUGT1      11.500      1              1              25.2      11.8
24.0

      48 BUSES      15 PLANTS      15 MACHINES      15 LOADS      56 BRANCHES      30 TRANSFORMERS

                X----- ACTUAL -----X X----- NOMINAL -----X
                MW      MVAR      MW      MVAR
FROM GENERATION      200.2      102.0      200.2      102.0
TO CONSTANT POWER LOAD      199.5      96.6      199.5      96.6
TO BUS SHUNT      0.0      0.0      0.0      0.0
TO LINE SHUNT      0.0      0.0      0.0      0.0
FROM LINE CHARGING      0.0      24.5      0.0      26.9

-----
                AREA TOTALS IN MW/MVAR

X-- AREA --X FROM GENERATION TO LOAD TO BUS SHUNT TO LINE SHUNT FROM CHARGING TO NET INT LOSSES DESIRED NET INT
1          132.2  113.2  0.0  0.0  0.0  -25.2  0.4  0.0
          67.4   54.8  0.0  0.0  19.6  -9.7  20.6
2          68.0   86.3  0.0  0.0  0.0   25.2  0.3  0.0
          34.6   41.8  0.0  0.0  4.8   9.7  9.2
TOTALS    200.2  199.5  0.0  0.0  0.0   0.0  0.7  0.0
          102.0  96.6  0.0  0.0  24.5  0.0  29.9
    
```

Table 2. Voltage profile at maximum load year 2006

```

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:
X----- BUS -----X AREA V(PU) V(KV) : * NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9000 :
X----- BUS -----X AREA V(PU) V(KV) : * NONE *
    
```

Table 3. Transmission line loadings year 2006:

```

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 25.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X CURRENT(MVA)
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING
PERCENT
3003 HARU_20A      20.000*  1  3005 KLDNG2      20.000  1  1  15.7  21.5
73.1
5002 TKWG_20A      20.000  1  5004 KA1          20.000*  1  1  19.9  21.5
92.4
6002 MSARI20A      20.000  1  6005 BTKAN_A      20.000*  1  1  18.9  21.5
88.1
6003 MSARI20B      20.000*  1  6006 BTKAN_B      20.000  1  1  9.9  21.5
45.9
6004 MSARI20C      20.000  1  6009 KMEX2      20.000*  1  1  13.1  21.5
60.9
    
```

58.1	7002	INDTRI_A	20.000	1	7005	GMLNG	20.000*	1	1	12.5	21.5
92.7	7003	INDTRI_B	20.000*	1	7005	GMLNG	20.000	1	1	19.9	21.5
47.0	7004	INTRI_C	20.000	1	7005	GMLNG	20.000*	1	1	10.1	21.5

Table 4. Power generation and Load System of Mahakam Year 2011

```

***** SUMMARY FOR COMPLETE SYSTEM *****

                                SYSTEM SWING BUS SUMMARY
X----- SWING BUS -----X X----- AREA -----X X----- ZONE -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV # X-- NAME --X # X-- NAME --X           MW           MVAR
MVABASE
9021 PLTU KALTIM1 11.000    1                1                -77.1       36.7
75.0

58 BUSES           16 PLANTS           16 MACHINES       20 LOADS
74 BRANCHES       44 TRANSFORMERS

                                AREA TOTALS IN MW/MVAR

X-- AREA --X FROM          TO          TO BUS   TO LINE   FROM      TO          LOSSES  DESIRED
          GENERATION  LOAD      SHUNT   SHUNT  CHARGING  NET INT  NET INT  NET INT
1         280.9      218.2      0.0     0.0     0.0      34.4      4.0      0.0
          205.1      103.2      0.0     0.0     24.0     26.1     88.1
2         110.0      167.3      0.0     0.0     0.0     -34.4     1.4      0.0
          54.8       80.0       0.0     0.0     28.1    -26.1    40.7
TOTALS    390.9      385.5      0.0     0.0     0.0      0.0      5.4      0.0
          259.9      183.2      0.0     0.0     52.1      0.0    128.8
    
```

Table 5. Voltage profile at maximum load year 2011

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

X---- BUS -----X AREA V(PU) V(KV) : * NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9000 :

X---- BUS -----X AREA V(PU) V(KV) : * NONE *

Table 6. Transmission line & Transformer loadings year 2011:

-----X-----															
TRANSFORMER LOADINGS ABOVE 55.0 % OF RATING SET A:															
-----X-----															
	X-----	FROM	BUS	-----X	X-----	TO	BUS	-----X		MVA	MVA				
PERCENT	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING
87.5	1001		GREJO_15		150.00*	2	1002		GREJO_20		20.000	1	1	26.3	30.0
105.0	3001		HARU_15		150.00*	1	3002		HARU_20		20.000	1	1	31.5	30.0
105.0	3001		HARU_15		150.00*	1	3003		HARU_20A		20.000	1	1	31.5	30.0
77.7	4001		EMLUT_15		150.00	1	4003		MMAS		11.500*	1	1	23.3	30.0
77.7	4001		EMLUT_15		150.00	1	4003		MMAS		11.500*	1	2	23.3	30.0
77.7	4001		EMLUT_15		150.00	1	4005		TBATUGT1		11.500*	1	1	23.3	30.0
72.1	4001		EMLUT_15		150.00	1	4006		TBATUGT2		11.500*	1	1	21.6	30.0
74.9	4001		EMLUT_15		150.00	1	4010		PLTU EMLUT		11.500*	1	1	27.7	37.0
74.9	4001		EMLUT_15		150.00	1	4010		PLTU EMLUT		11.500*	1	2	27.7	37.0
128.7	5001		TKWG_15		150.00*	1	5002		TKWG_20A		20.000	1	1	38.6	30.0
128.4	5001		TKWG_15		150.00*	1	5003		TKWG_20B		20.000	1	1	38.5	30.0
106.6	6001		MSARI_15		150.00*	2	6002		MSARI20A		20.000	2	1	21.3	20.0
106.6	6001		MSARI_15		150.00*	2	6003		MSARI20B		20.000	2	1	21.3	20.0
122.9	7001		INDTRI		150.00*	2	7002		INDTRI_A		20.000	2	1	24.6	20.0
189.4	7001		INDTRI		150.00*	2	7003		INDTRI_B		20.000	2	1	37.9	20.0
77.8	7001		INDTRI		150.00*	2	7004		INDTRI_C		20.000	2	1	23.3	30.0
55.5	8001		TENGGARONG		150.00*	1	8002		TGRRNG 2		20.000	1	1	16.6	30.0
89.4	8050		SENIPAH		150.00	2	8052		PLTGKPPN		11.500*	2	1	44.7	50.0
89.4	8050		SENIPAH		150.00	2	8052		PLTGKPPN		11.500*	2	2	44.7	50.0
81.8	9010		MAHAKAM150		150.00	1	9020		PLTU KALTIM211.000*		11.000*	1	1	67.1	82.0
75.6	9050		SMBUTAN		150.00*	1	9051		SMBTN_20		20.000	1	1	22.7	30.0
93.2	9050		SMBUTAN		150.00	1	9052		MULUT TBNG		11.000*	1	1	28.0	30.0
93.2	9050		SMBUTAN		150.00	1	9052		MULUT TBNG		11.000*	1	2	28.0	30.0
81.2	9060		BONTANG		150.00*	1	9061		BOTNG20		20.000	1	1	24.4	30.0
63.5	9060		BONTANG		150.00	1	9062		PLTGBOTNG		11.000*	1	1	63.5	100.0
63.5	9060		BONTANG		150.00	1	9062		PLTGBOTNG		11.000*	1	2	63.5	100.0
83.6	9090		KUARO		150.00	2	9092		PLTUBIOMAS		11.000*	2	1	16.7	20.0
83.6	9090		KUARO		150.00	2	9092		PLTUBIOMAS		11.000*	2	2	16.7	20.0

Table 7. Power generation and Load System of Mahakam Year 2012

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E MON, DEC 11 2006 10:46
LOAD FLOW SISTEM KALTIM LF2012MAX

```

***** SUMMARY FOR COMPLETE SYSTEM *****

                                SYSTEM SWING BUS SUMMARY
X----- SWING BUS -----X X----- AREA -----X X----- ZONE -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV # X-- NAME --X # X-- NAME --X      MW      MVAR      MVABASE
9021 PLTU KALTIM111.000 2          1          1          -73.5    33.3    75.0

69 BUSES          21 PLANTS          18 MACHINES          20 LOADS
89 BRANCHES       50 TRANSFORMERS      0 DC LINES          0 FACTS DEVICES

                                X----- ACTUAL -----X X----- NOMINAL -----X
                                MW          MVAR          MW          MVAR
FROM GENERATION          425.5    264.6    425.5    264.6
TO CONSTANT POWER LOAD  423.2    205.0    423.2    205.0
TO CONSTANT CURRENT      0.0      0.0      0.0      0.0
TO CONSTANT ADMITTANCE   0.0      0.0      0.0      0.0
TO BUS SHUNT             0.0      0.0      0.0      0.0
TO FACTS DEVICE SHUNT    0.0      0.0      0.0      0.0
TO LINE SHUNT            0.0      0.0      0.0      0.0
FROM LINE CHARGING       0.0      56.3     0.0      60.4

VOLTAGE          X----- LOSSES -----X X-- LINE SHUNTS --X CHARGING
LEVEL BRANCHES  MW          MVAR          MW          MVAR
150.0          25          2.26          8.53          0.0          0.0          56.3
20.0           35          0.12          55.83         0.0          0.0          0.0
11.5           11          0.00          24.66         0.0          0.0          0.0
11.0           8          0.00          26.57         0.0          0.0          0.0
6.3            10          0.00          0.35          0.0          0.0          0.0
TOTAL          89          2.38          115.94        0.0          0.0          56.3

                                AREA TOTALS
                                IN MW/MVAR

X-- AREA --X FROM GENERATION TO LOAD TO BUS SHUNT TO LINE SHUNT FROM CHARGING TO NET INT LOSSES DESIRED NET INT
1          303.0  423.2  0.0  0.0  0.0  45.1  1.0  0.0
          140.6  205.0  0.0  0.0  24.6 -23.7 65.0
2          122.5  0.0  0.0  0.0  0.0 -45.1 1.4  0.0
          123.9  0.0  0.0  0.0  31.7 23.7 51.0
TOTALS    425.5  423.2  0.0  0.0  0.0  0.0  2.4  0.0
          264.6  205.0  0.0  0.0  56.3 0.0 115.9
    
```

Table 8. Voltage profile at maximum load year 2012

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

X----- BUS -----X AREA V(PU) V(KV) : * NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9000:

X----- BUS -----X AREA V(PU) V(KV): * NONE *

Table 9. Transmission line & Transformer loadings year 2012:

TRANSFORMER LOADINGS ABOVE 40.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X				X----- TO BUS -----X				MVA		MVA	
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
1001	GREJO_15	150.00*	2	1002	GREJO_20	20.000	2	1	28.9	30.0	96.3
1001	GREJO_15	150.00	2	9052	MULUT_TBNG	11.000*	2	1	27.8	30.0	92.6
1001	GREJO_15	150.00	2	9052	MULUT_TBNG	11.000*	2	2	27.8	30.0	92.6
2001	BKUAN_15	150.00*	1	2002	BKUAN20A	20.000	1	1	15.7	30.0	52.2
2001	BKUAN_15	150.00*	1	2003	BKUAN20B	20.000	1	1	15.6	30.0	52.1
3001	HARU_15	150.00*	1	3002	HARU_20	20.000	1	1	34.8	30.0	116.1
3001	HARU_15	150.00*	1	3003	HARU_20A	20.000	1	1	34.8	30.0	116.1
3001	HARU_15	150.00	1	9086	PLTUPROPOSED1	11.500*	1	1	55.4	60.0	92.3
3001	HARU_15	150.00	1	9086	PLTUPROPOSED1	11.500*	1	2	55.4	60.0	92.3
4001	EMLUT_15	150.00	1	4003	MMAS	11.500*	1	1	22.3	30.0	74.2
4001	EMLUT_15	150.00	1	4003	MMAS	11.500*	1	2	22.3	30.0	74.2
4001	EMLUT_15	150.00	1	4005	TBATUGT1	11.500*	1	1	22.3	30.0	74.2
4001	EMLUT_15	150.00	1	4006	TBATUGT2	11.500*	1	1	20.4	30.0	68.1
4001	EMLUT_15	150.00	1	4010	PLTU EMLUT	11.500*	1	1	27.2	37.0	73.5
4001	EMLUT_15	150.00	1	4010	PLTU EMLUT	11.500*	1	2	27.2	37.0	73.5
5001	TKWG_15	150.00*	1	5002	TKWG_20A	20.000	1	1	42.8	30.0	142.6
5001	TKWG_15	150.00*	1	5003	TKWG_20B	20.000	1	1	42.7	30.0	142.3
6001	MSARI_15	150.00*	2	6002	MSARI20A	20.000	2	1	13.6	20.0	67.9
6001	MSARI_15	150.00*	2	6003	MSARI20B	20.000	2	1	14.9	20.0	74.4
6005	BTKAN_A	20.000	2	6010	STICKBTK	6.3000*	2	1	17.2	32.0	53.7
7001	INDTRI	150.00*	2	7002	INDTRI_A	20.000	2	1	27.9	20.0	139.3
7001	INDTRI	150.00*	2	7003	INDTRI_B	20.000	2	1	28.7	20.0	143.7
7001	INDTRI	150.00*	2	7004	INDTRI_C	20.000	2	1	36.5	30.0	121.7
8001	TENGGARONG	150.00*	1	8002	TGRRNG 2	20.000	1	1	18.4	30.0	61.3
8050	SENIPAH	150.00*	2	8051	SNPH20	20.000	1	1	17.6	30.0	58.7
8050	SENIPAH	150.00	2	8052	PLTGBLKPPN	11.500*	2	1	22.4	50.0	44.7
8050	SENIPAH	150.00	2	8052	PLTGBLKPPN	11.500*	2	2	22.4	50.0	44.7
9010	KALTIM150	150.00	2	9020	PLTU KALTIM2	11.000*	2	1	67.1	82.0	81.8
9010	KALTIM150	150.00	2	9021	PLTU KALTIM1	11.000*	2	1	80.7	82.0	98.4
9050	SMBUTAN	150.00*	1	9051	SMBTN_20	20.000	1	1	25.1	30.0	83.7
9060	BONTANG	150.00*	1	9061	BOTNG20	20.000	1	1	27.0	30.0	90.0
9060	BONTANG	150.00	1	9062	PLTGBOTNG	11.000*	1	1	40.9	100.0	40.9
9060	BONTANG	150.00	1	9062	PLTGBOTNG	11.000*	1	2	40.9	100.0	40.9
9070	SANGATA	150.00*	1	9071	SNGATA 20	20.000	1	1	16.6	30.0	55.3
9080	PETUNG	150.00*	2	9081	PTNG20	20.000	2	1	16.0	30.0	53.4
9090	KUARO	150.00	2	9092	PLTUBIOMAS	11.000*	2	1	15.8	20.0	79.2
9090	KUARO	150.00	2	9092	PLTUBIOMAS	11.000*	2	2	15.8	20.0	79.2

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 40.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X				X----- TO BUS -----X				CURRENT(MVA)			
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
6002	MSARI20A	20.000	2	6005	BTKAN_A	20.000*	2	1	17.2	21.5	79.9
7003	INDTRI_B	20.000	2	7005	GMLNG	20.000*	2	1	10.8	21.5	50.4
7004	INDTRI_C	20.000	2	7005	GMLNG	20.000*	2	1	10.1	21.5	46.8

ATTACHMENT

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E MON, DEC 11 2006 10:47
 LOAD FLOW SYSTEM KALTIM
 LF2006MAX

X-----		FROM BUS	-----X		AREA	VOLT	GEN			LOAD	SHUNT	X-----	TO BUS		-----X		TRANSFORMER		RATING							
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	AMPS	%I	SET	A
1001		GREJO_15		150.00	2	0.9597	35.8	0.0	0.0	0.0	0.0	1002		GREJO_20		20.000	2	1	24.7	15.0	0.925LK		116	100	30M	
					1	143.96		0.0	0.0	0.0	0.0	3001		HARU_15		150.00	1	1	-30.0	2.2			121	15	816A	
												3001		HARU_15		150.00	1	2	-30.0	2.2			121	15	816A	
												6001		MSARI_15		150.00	2	1	38.6	27.9			191	23	816A	
												6001		MSARI_15		150.00	2	2	38.6	27.9			191	23	816A	
												9010		KALTIM150		150.00	2	1	13.5	-49.0			204	34	600A	
												9052		MULUT TBNG		11.000	2	1	-25.0	-9.2	1.000LK	30.0LK	107	93	30M	
												9052		MULUT TBNG		11.000	2	2	-25.0	-9.2	1.000LK	30.0LK	107	93	30M	
												9080		PETUNG		150.00	2	1	-2.6	-3.9			19			
												9080		PETUNG		150.00	2	2	-2.6	-3.9			19			
1002		GREJO_20		20.000	2	0.9894	30.8	0.0	24.7	0.0	0.0	1001		GREJO_15		150.00	2	1	-24.7	-12.2	1.000UN		804	93	30M	
					1	19.789		0.0	12.2	0.0	0.0															
2001		BKUAN_15		150.00	1	0.9596	37.7	0.0	0.0	0.0	0.0	2002		BKUAN20A		20.000	1	1	13.6	7.8	1.000LK		63	54	30M	
					1	143.94		0.0	0.0	0.0	0.0	2003		BKUAN20B		20.000	1	1	13.6	7.8	1.000LK		63	54	30M	
												3001		HARU_15		150.00	1	1	-5.6	-3.8			27	5	600A	
												3001		HARU_15		150.00	1	2	-5.6	-3.8			27	5	600A	
												9050		SMBUTAN		150.00	1	1	-7.9	-4.0			36	4	816A	
												9050		SMBUTAN		150.00	1	2	-7.9	-4.0			36	4	816A	
2002		BKUAN20A		20.000	1	0.9269	33.9	0.0	13.6	0.0	0.0	2001		BKUAN_15		150.00	1	1	-13.6	-6.7	1.000UN		471	54	30M	
					1	18.538		0.0	6.7	0.0	0.0															
2003		BKUAN20B		20.000	1	0.9276	34.0	0.0	13.6	0.0	0.0	2001		BKUAN_15		150.00	1	1	-13.6	-6.7	1.000UN		470	54	30M	
					1	18.552		0.0	6.7	0.0	0.0															
3001		HARU_15		150.00	1	0.9608	37.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1001		GREJO_15		150.00	2	1	30.2	-7.5			125	15	816A	
					1	144.12		0.0	0.0	0.0	0.0	1001		GREJO_15		150.00	2	2	30.2	-7.5			125	15	816A	
												2001		BKUAN_15		150.00	1	1	5.6	3.2			26	4	600A	
												2001		BKUAN_15		150.00	1	2	5.6	3.2			26	4	600A	
												3002		HARU_20		20.000	1	1	29.1	19.1	0.925LK		139	121	30M	
												3003		HARU_20A		20.000	1	1	29.1	19.1	0.925LK		139	121	30M	
												5001		TKWG_15		150.00	1	1	-15.0	3.4			62	8	816A	
												5001		TKWG_15		150.00	1	2	-15.0	3.4			62	8	816A	
												9086		PLTUPROPOSED11.500		1.500	1	1	-50.0	-18.2	1.000LK	30.0LK	213	92	60M	
												9086		PLTUPROPOSED11.500		1.500	1	2	-50.0	-18.2	1.000LK	30.0LK	213	92	60M	
3002		HARU_20		20.000	1	0.9677	30.7	0.0	29.1	0.0	0.0	3001		HARU_15		150.00	1	1	-29.1	-14.4	1.000UN		968	112	30M	
					1	19.354		0.0	14.4	0.0	0.0	3004		KLDNG1		20.000	1	1	0.0	0.0			0	0	621A	
3003		HARU_20A		20.000	1	0.9677	30.7	0.0	29.1	0.0	0.0	3001		HARU_15		150.00	1	1	-29.1	-14.4	1.000UN		968	112	30M	
					1	19.354		0.0	14.4	0.0	0.0	3005		KLDNG2		20.000	1	1	0.0	0.0			0	0	621A	
3004		KLDNG1		20.000	1	0.9677	30.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3002		HARU_20		20.000	1	1	0.0	0.0			0	0	621A	
					1	19.354		0.0	0.0	0.0	0.0	3006		MLESS		6.3000	1	1	0.0	0.0	1.000LK	150.0LK	0	0	10M	
3005		KLDNG2		20.000	1	0.9677	30.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3003		HARU_20A		20.000	1	1	0.0	0.0			0	0	621A	
					1	19.354		0.0	0.0	0.0	0.0	3007		PLSTICK		6.3000	1	1	0.0	0.0	1.000LK	150.0LK	0	0	10M	

Attachment 9 Data

3006	MLESS	6.3000	1 0.9677 1 6.0966	-119.3	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	3008 CCMSLZR	6.3000	1 1	0.0	0.0	1.000LK	150.0LK	0	0	17M
3007	PLSTICK	6.3000	1 0.9677 1 6.0966	-119.3	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	3004 KLDNG1	20.000	1 1	0.0	0.0	1.000UN		0	0	10M
3008	CCMSLZR	6.3000	1 0.9677 1 6.0966	-119.3	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	3005 KLDNG2	20.000	1 1	0.0	0.0	1.000UN		0	0	10M
4001	EMLUT_15	150.00	1 0.9687 1 145.30	38.8	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	3005 KLDNG2	20.000	1 1	0.0	0.0	1.000UN		0	0	17M
									4002 EMLUT_20	20.000	1 1	9.8	5.3	0.925LK		44	38	30M
									4003 MMAS	11.500	1 1	-20.0	-8.1	1.000LK	30.0LK	86	74	30M
									4003 MMAS	11.500	1 2	-20.0	-8.1	1.000LK	30.0LK	86	74	30M
									4004 TJBATUST	11.500	1 1	0.0	0.0	1.000LK	30.0LK	0	0	30M
									4005 TBATUGT1	11.500	1 1	-20.0	-8.1	1.000LK	30.0LK	86	74	30M
									4006 TBATUGT2	11.500	1 1	-18.0	-8.2	1.000LK	30.0LK	79	68	30M
									4010 PLTUEMLUT	11.500	1 1	-25.0	-8.3	1.000LK	30.0LK	105	73	37M
									4010 PLTUEMLUT	11.500	1 2	-25.0	-8.3	1.000LK	30.0LK	105	73	37M
									5001 TKWG_15	150.00	1 1	51.1	17.7			215	26	816A
									5001 TKWG_15	150.00	1 2	51.1	17.7			215	26	816A
									8001 TENGGARONG	150.00	1 1	16.0	8.3			71	12	600A
4002	EMLUT_20	20.000	1 1.0247 1 20.493	36.4	0.0 0.0	9.8 4.8	0.0 0.0	0.0 0.0	4001 EMLUT_15	150.00	1 1	-9.8	-4.8	1.000UN		307	35	30M
									4007 KUKAR	20.000	1 1	0.0	0.0			0	0	621A
4003	MMAS	11.500	1 1.0000 1 11.500	12.8	40.0 19.6R	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	4001 EMLUT_15	150.00	1 1	20.0	9.8	1.000UN		1118	74	30M
									4001 EMLUT_15	150.00	1 2	20.0	9.8	1.000UN		1118	74	30M
4004	TJBATUST	11.500	1 0.9687 1 11.140	8.8	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	4001 EMLUT_15	150.00	1 1	0.0	0.0	1.000UN		0	0	30M
4005	TBATUGT1	11.500	1 1.0000 1 11.500	12.8	20.0 9.8R	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	4001 EMLUT_15	150.00	1 1	20.0	9.8	1.000UN		1118	74	30M
4006	TBATUGT2	11.500	1 1.0000 1 11.500	12.4	18.0 9.6R	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	4001 EMLUT_15	150.00	1 1	18.0	9.6	1.000UN		1025	68	30M
4007	KUKAR	20.000	1 1.0247 1 20.493	36.4	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	4002 EMLUT_20	20.000	1 1	0.0	0.0			0	0	621A
									4008 PLTDKUKAR	6.3000	1 1	0.0	0.0	1.000LK	150.0LK	0	0	10M
4008	PLTDKUKAR	6.3000	1 1.0247 1 6.4553	-113.6	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	4007 KUKAR	20.000	1 1	0.0	0.0	1.000UN		0	0	10M
4010	PLTUEMLUT	11.500	1 1.0000 1 11.500	13.6	50.0 21.4R	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	4001 EMLUT_15	150.00	1 1	25.0	10.7	1.000UN		1365	73	37M
									4001 EMLUT_15	150.00	1 2	25.0	10.7	1.000UN		1365	73	37M
5001	TKWG_15	150.00	1 0.9602 1 144.03	38.1	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	3001 HARU_15	150.00	1 1	15.0	-5.5			64	8	816A
									3001 HARU_15	150.00	1 2	15.0	-5.5			64	8	816A
									4001 EMLUT_15	150.00	1 1	-50.9	-17.7			216	26	816A
									4001 EMLUT_15	150.00	1 2	-50.9	-17.7			216	26	816A
									5002 TKWG_20A	20.000	1 1	35.9	23.3	0.925LK		172	149	30M
									5003 TKWG_20B	20.000	1 1	35.9	23.1	0.925LK		171	148	30M
5002	TKWG_20A	20.000	1 0.9574 1 19.148	29.7	0.0 0.0	35.9 16.4	0.0 0.0	0.0 0.0	5001 TKWG_15	150.00	1 1	-35.9	-16.4	1.000UN		1190	137	30M
									5004 KA1	20.000	1 1	0.0	0.0			0	0	621A
5003	TKWG_20B	20.000	1 0.9599 1 19.198	29.9	0.0 0.0	35.9 16.4	0.0 0.0	0.0 0.0	5001 TKWG_15	150.00	1 1	-35.9	-16.4	1.000UN		1187	137	30M
									5005 KA2	20.000	1 1	0.0	0.0			0	0	621A
5004	KA1	20.000	1 0.9574 1 19.148	29.7	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	5002 TKWG_20A	20.000	1 1	0.0	0.0			0	0	621A

Attachment 9 Data

5005 KA2	20.000	1 0.9599 1 19.198	29.9	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	5006 SWD_KA	6.3000	1 1	0.0	0.0	1.000LK	30.0LK	0	0	15M
5006 SWD_KA	6.3000	1 0.9574 1 6.0316	-0.3	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	5003 TKWG_20B	20.000	1 1	0.0	0.0			0	0	621A
5007 SLZR1_KA	6.3000	1 0.9599 1 6.0473	-0.1	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	5007 SLZR1_KA	6.3000	1 1	0.0	0.0	1.000LK	30.0LK	0	0	20M
6001 MSARI_15	150.00	2 0.9490 1 142.35	35.2	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	5004 KA1	20.000	1 1	0.0	0.0	1.000UN		0	0	15M
6002 MSARI20A	20.000	2 0.9875 1 19.749	31.6	0.0 0.0	19.8 9.7	0.0 0.0	0.0 0.0	5005 KA2	20.000	1 1	0.0	0.0	1.000UN		0	0	20M
6003 MSARI20B	20.000	2 0.9826 1 19.651	31.3	0.0 0.0	19.8 9.7	0.0 0.0	0.0 0.0	1001 GREJO_15	150.00	2 1	-38.4	-29.0			195	24	816A
6004 MSARI20C	20.000	2 1.0259 1 20.519	35.2	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	1001 GREJO_15	150.00	2 2	-38.4	-29.0			195	24	816A
6005 BTKAN_A	20.000	2 0.9929 1 19.858	31.9	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	6002 MSARI20A	20.000	2 1	11.3	7.5	0.925LK		55	72	20M
6006 BTKAN_B	20.000	2 0.9850 1 19.700	31.5	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	6003 MSARI20B	20.000	2 1	12.3	8.4	0.925LK		60	78	20M
6007 PEMKOT20	20.000	2 0.9826 1 19.651	31.3	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	6004 MSARI20C	20.000	2 1	0.0	0.0	0.925LK		0	0	30M
6008 KMEX1	20.000	2 0.9850 1 19.700	31.5	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	7001 INDTRI	150.00	2 1	39.0	25.7			189	32	600A
6009 KMEX2	20.000	2 1.0259 1 20.519	35.2	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	7001 INDTRI	150.00	2 2	39.0	25.7			189	32	600A
6010 STICKBTK	6.3000	2 1.0000 1 6.3000	3.0	16.0 6.2R	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	8050 SENIPAH	150.00	2 1	-24.6	-9.3			107	18	600A
6011 GMTBTK	6.3000	2 0.9850 1 6.2055	1.5	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	6001 MSARI_15	150.00	2 1	-11.3	-6.5	1.000UN		382	66	20M
6014 KMEX_B	6.3000	2 0.9850 1 6.2055	1.5	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	6005 BTKAN_A	20.000	2 1	-15.9	-5.8			496	80	621A
7001 INDTRI	150.00	2 0.9392 1 140.89	34.7	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	6006 BTKAN_B	20.000	2 1	7.5	2.5			232	37	621A
								6007 PEMKOT20	20.000	2 1	0.0	0.0			0	0	621A
								6009 KMEX2	20.000	2 1	0.0	0.0	1.000UN		0	0	30M
								6010 STICKBTK	6.3000	2 1	-16.0	-5.9	1.000LK	30.0LK	496	54	32M
								6011 GMTBTK	6.3000	2 1	-7.5	-2.5			232	37	621A
								6014 KMEX_B	6.3000	2 1	0.0	0.0			0	0	621A
								6011 KMEX1	20.000	2 1	0.0	0.0	1.000LK	30.0LK	0	0	15M
								6011 KMEX2	20.000	2 1	0.0	0.0			0	0	10M
								6011 KMEX_B	6.3000	2 1	0.0	0.0	1.000LK	30.0LK	0	0	10M
								6004 MSARI20C	20.000	2 1	0.0	0.0			0	0	621A
								6005 BTKAN_A	20.000	2 1	16.0	6.2	1.000UN		1573	54	32M
								6006 BTKAN_B	20.000	2 1	0.0	0.0	1.000UN		0	0	15M
								6008 KMEX1	20.000	2 1	0.0	0.0	1.000UN		0	0	10M
								6001 MSARI_15	150.00	2 1	-38.8	-25.8			191	32	600A
								6001 MSARI_15	150.00	2 2	-38.8	-25.8			191	32	600A
								7002 INDTRI_A	20.000	2 1	23.2	15.4	0.925LK		114	148	20M
								7003 INDTRI_B	20.000	2 1	23.7	16.2	0.925LK		118	153	20M

Attachment 9 Data

7002	INDTRI_A	20.000	2	0.9397	26.9	0.0	22.6	0.0	7004	INTRI_C	20.000	2	1	30.6	19.9	0.925LK	150	130	30M	
			1	18.793		0.0	10.8	0.0	7001	INDTRI	150.00	2	1	-23.2	-11.2	1.000UN	792	137	20M	
									7005	GMLNG	20.000	2	1	0.6	0.4		22	4	621A	
7003	INDTRI_B	20.000	2	0.9357	26.7	0.0	32.9	0.0	7001	INDTRI	150.00	2	1	-23.7	-11.8	1.000UN	817	142	20M	
			1	18.714		0.0	16.0	0.0	7005	GMLNG	20.000	2	1	-9.2	-4.2		313	50	621A	
7004	INTRI_C	20.000	2	0.9428	27.1	0.0	22.0	0.0	7001	INDTRI	150.00	2	1	-30.6	-14.6	1.000UN	1038	120	30M	
			1	18.855		0.0	10.7	0.0	7005	GMLNG	20.000	2	1	8.7	3.9		291	47	621A	
7005	GMLNG	20.000	2	0.9394	26.9	0.0	0.0	0.0	7002	INDTRI_A	20.000	2	1	-0.6	-0.4		22	4	621A	
			1	18.787		0.0	0.0	0.0	7003	INDTRI_B	20.000	2	1	9.2	4.3		313	50	621A	
									7004	INTRI_C	20.000	2	1	-8.6	-3.8		291	47	621A	
									7006	GMLNG_B	6.3000	2	1	0.0	0.0	1.000LK	30.0LK	0	0	30M
7006	GMLNG_B	6.3000	2	0.9394	-3.1	0.0	0.0	0.0	7005	GMLNG	20.000	2	1	0.0	0.0	1.000UN		0	0	30M
			1	5.9180		0.0	0.0	0.0	4001	EMLUT_15	150.00	1	1	-15.9	-9.2		73	12	600A	
8001	TENGGARONG	150.00	1	0.9635	38.5	0.0	0.0	0.0	8002	TGRRNG 2	20.000	1	1	15.9	9.2	1.000LK	73	64	30M	
			1	144.53		0.0	0.0	0.0	8001	TENGGARONG	150.00	1	1	-15.9	-7.9	1.000UN	551	64	30M	
8002	TGRRNG 2	20.000	1	0.9299	34.7	0.0	15.9	0.0	6001	MSARI_15	150.00	2	1	24.6	9.3		107	18	600A	
			1	18.598		0.0	7.9	0.0	8051	SNPH20	20.000	1	1	15.4	8.6	0.900LO	71	62	30M	
8050	SENIPAH	150.00	2	0.9490	35.2	0.0	0.0	0.0	8052	PLTGBLKPPN	11.500	2	1	-20.0	-9.0	1.000LK	30.0LK	89	46	50M
			1	142.35		0.0	0.0	0.0	8052	PLTGBLKPPN	11.500	2	2	-20.0	-9.0	1.000LK	30.0LK	89	46	50M
8051	SNPH20	20.000	1	1.0253	32.1	0.0	15.4	0.0	8050	SENIPAH	150.00	2	1	-15.4	-7.6	1.000UN	482	56	30M	
			1	20.507		0.0	7.6	0.0	8050	SENIPAH	150.00	2	1	20.0	10.0	1.000UN	1160	46	50M	
8052	PLTGBLKPPN	11.500	2	0.9680	7.6	40.0	0.0	0.0	8050	SENIPAH	150.00	2	2	20.0	10.0	1.000UN	1160	46	50M	
			1	11.132		20.0H	0.0	0.0	1001	GREJO_15	150.00	2	1	-13.5	49.0		203	34	600A	
9010	KALTIM150	150.00	2	0.9614	35.7	0.0	0.0	0.0	9020	PLTU KALTIM2	111.000	2	1	-60.0	-24.1	1.000LK	30.0LK	259	82	82M
			1	144.21		0.0	0.0	0.0	9021	PLTU KALTIM1	111.000	2	1	73.5	-24.9	1.000LK	30.0LK	310	98	82M
9020	PLTU KALTIM2	111.000	2	0.9973	10.4	60.0	0.0	0.0	9010	KALTIM150	150.00	2	1	60.0	30.0	1.000UN	3530	82	82M	
			1	10.971		30.0H	0.0	0.0	9010	KALTIM150	150.00	2	1	-73.5	33.3	1.000UN	4234	98	82M	
9021	PLTU KALTIM1	111.000	2	1.0000	0.0	-73.5	0.0	0.0	2001	BKUAN_15	150.00	1	1	7.9	3.0		34	4	816A	
			1	11.000		33.3H	0.0	0.0	2001	BKUAN_15	150.00	1	2	7.9	3.0		34	4	816A	
9050	SMBUTAN	150.00	1	0.9618	37.8	0.0	0.0	0.0	9051	SMBTN_20	20.000	1	1	21.3	13.3	1.000LK	100	87	30M	
			1	144.28		0.0	0.0	0.0	9060	BONTANG	150.00	1	1	-18.6	-9.6		84	10	816A	
9051	SMBTN_20	20.000	1	0.9096	32.1	0.0	21.3	0.0	9060	BONTANG	150.00	1	2	-18.6	-9.6		84	10	816A	
			1	18.193		0.0	10.5	0.0	9050	SMBUTAN	150.00	1	1	-21.3	-10.5	1.000UN	754	87	30M	
9052	MULUT TBNG	11.000	2	1.0000	11.3	50.0	0.0	0.0	1001	GREJO_15	150.00	2	1	25.0	12.1	1.000UN	1457	93	30M	
			1	11.000		24.2R	0.0	0.0	1001	GREJO_15	150.00	2	2	25.0	12.1	1.000UN	1457	93	30M	
9060	BONTANG	150.00	1	0.9814	39.2	0.0	0.0	0.0	9050	SMBUTAN	150.00	1	1	18.8	6.1		77	9	816A	
			1	147.21		0.0	0.0	0.0	9050	SMBUTAN	150.00	1	2	18.8	6.1		77	9	816A	
									9061	BOTNG20	20.000	1	1	23.1	14.1	1.000LK	106	92	30M	

Attachment 9 Data

								9062	PLTGBOTNG	11.000	1	1	-37.5	-14.3	1.000LK	30.0LK	157	41	100M	
								9062	PLTGBOTNG	11.000	1	2	-37.5	-14.3	1.000LK	30.0LK	157	41	100M	
								9070	SANGATA	150.00	1	1	7.2	1.2			29	4	816A	
								9070	SANGATA	150.00	1	2	7.2	1.2			29	4	816A	
9061	BOTNG20	20.000	1	0.9321	33.8	0.0	23.1	0.0												
			1	18.642		0.0	11.2	0.0	9060	BONTANG	150.00	1	1	-23.1	-11.2	1.000UN		794	92	30M
9062	PLTGBOTNG	11.000	1	1.0000	11.8	75.0	0.0	0.0												
			1	11.000		32.7R	0.0	0.0	9060	BONTANG	150.00	1	1	37.5	16.3	1.000UN		2147	41	100M
									9060	BONTANG	150.00	1	2	37.5	16.3	1.000UN		2147	41	100M
9070	SANGATA	150.00	1	0.9764	38.8	0.0	0.0	0.0												
			1	146.46		0.0	0.0	0.0	9060	BONTANG	150.00	1	1	-7.2	-4.1			33	4	816A
									9060	BONTANG	150.00	1	2	-7.2	-4.1			33	4	816A
									9071	SNGATA 20	20.000	1	1	14.4	8.3	1.000LK		65	57	30M
9071	SNGATA 20	20.000	1	0.9436	35.1	0.0	14.4	0.0												
			1	18.871		0.0	7.1	0.0	9070	SANGATA	150.00	1	1	-14.4	-7.1	1.000UN		491	57	30M
9080	PETUNG	150.00	2	0.9605	35.8	0.0	0.0	0.0												
			1	144.07		0.0	0.0	0.0	1001	GREJO_15	150.00	2	1	2.6	3.5			17		
									1001	GREJO_15	150.00	2	2	2.6	3.5			17		
									9081	PTNG20	20.000	2	1	13.9	7.9	1.000LK		64	56	30M
									9090	KUARO	150.00	2	1	-9.6	-7.4			49	6	816A
									9090	KUARO	150.00	2	2	-9.6	-7.4			49	6	816A
9081	PTNG20	20.000	2	0.9315	32.5	0.0	13.9	0.0												
			1	18.631		0.0	6.9	0.0	9080	PETUNG	150.00	2	1	-13.9	-6.9	1.000UN		482	56	30M
9086	PLTUPROPOSED	11.500	1	1.0000	13.2	100.0	0.0	0.0												
			1	11.500		47.6R	0.0	0.0	3001	HARU_15	150.00	1	1	50.0	23.8	1.000UN		2780	92	60M
									3001	HARU_15	150.00	1	2	50.0	23.8	1.000UN		2780	92	60M
9090	KUARO	150.00	2	0.9774	36.9	0.0	0.0	0.0												
			1	146.61		0.0	0.0	0.0	9080	PETUNG	150.00	2	1	9.7	1.1			38	5	816A
									9080	PETUNG	150.00	2	2	9.7	1.1			38	5	816A
									9091	KUARO20	20.000	2	1	10.6	5.5	1.000LK		47	41	30M
									9092	PLTUBIOMAS	11.000	2	1	-15.0	-3.8	1.000LK	30.0LK	61	79	20M
									9092	PLTUBIOMAS	11.000	2	2	-15.0	-3.8	1.000LK	30.0LK	61	79	20M
9091	KUARO20	20.000	2	0.9576	34.5	0.0	10.6	0.0												
			1	19.152		0.0	4.9	0.0	9090	KUARO	150.00	2	1	-10.6	-4.9	1.000UN		353	41	30M
9092	PLTUBIOMAS	11.000	2	1.0000	11.3	30.0	0.0	0.0												
			1	11.000		10.2R	0.0	0.0	9090	KUARO	150.00	2	1	15.0	5.1	1.000UN		832	79	20M
									9090	KUARO	150.00	2	2	15.0	5.1	1.000UN		832	79	20M

Attachment 10

**ASH UTILIZATION STUDY
IN INDONESIA**

ASH UTILIZATION STUDY IN INDONESIA

TABLE OF CONTENTS

- I. Preface
- II. Investigation of policy, law and regulation related to Ash handling and utilizing in Indonesia
- III. Investigation of the procedure from ministry of environment for ash handling company
- IV. Recommendation by ministry of environment related to permit of ash handling company
- V. Nature of some Indonesian coal ash and its possible utilization:
 - Some Indonesian coal ash characteristics
 - Current status of ash utilization in Indonesia
 - Possible utilization
- VI. Potential demand of coal ash in:
 - Cement industry
 - Infrastructure
 - Agriculture
- VII. Ash Utilization Standard:
 - Ash Mix Standard
- VIII. Possible Organization to Promote Ash Utilization
- IX. Conclusion and Recommendation

REPORT OF ASH UTILIZATION STUDY IN INDONESIA

I. PREFACE

PT. En-Growth Indonesia has conducted the study to investigate the potential of utilizing coal ash (bottom ash and fly ash) produced from combustion process in Indonesia. During the study continuous consultation meetings with relevant government institutions, industries such as coal miners, power generations, and cement industries have been conducted. In addition to that, PT. En-Growth Indonesia also conducted meetings with related industry associations, such as Cement Industry Association and Coal Mining Association to broaden its perspective.

Scopes of the study are:

- 1) Investigation on policy, law and regulation related to Ash handling and utilizing in Indonesia, and the procedure from ministry of environment for ash handling company
- 2) Investigation on the nature of some Indonesian coal ash and its possible utilization, potential demand of coal ash in some industries, and Ash Utilization Standard

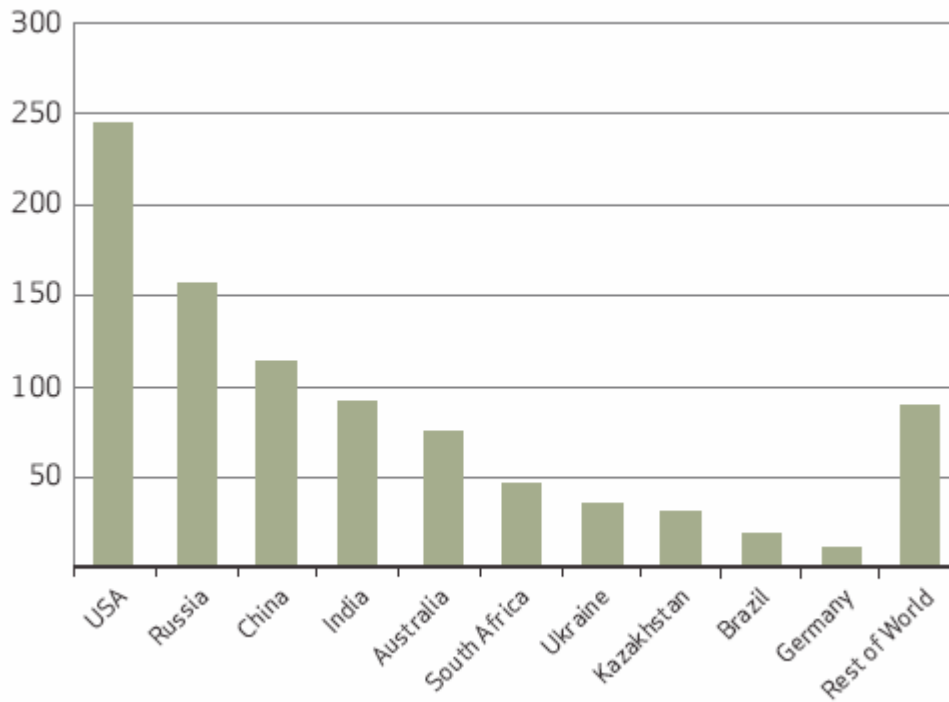
Coal Potential and its Mineable Reserves

It is perceived that more than 984 billion tons of proven coal reserves are found throughout the world where the biggest reserves are located in 70 countries. Assuming that the production rate of hard coal in 2004 was around 4.63 billion tons per year and 79 million per year for brown coal, then estimation of coal reserves can last around 164 years. Figure-1 shows the world coal reserves at end of 2005 (billion tons)

In Indonesia, most of its coal deposits are distributed mainly in Sumatra and Kalimantan islands. The location of coal deposit along with their mineable reserves and potential amount is shown in Table 1.

Figure-1: Global Coal Reserves at end 2005 (billion tons)

Source: BP 2006, London



New coal deposits have been found in Indonesia from time to time. Blueprint Energy 2005 shows Indonesia current coal resources has reached 58 billion ton with proven reserves of 19.3 billion ton. Compared with its significant amount of coal resources, Indonesia coal production capacity of 130 million ton in 2004 is relatively small. This means that ratio of coal production and its resources equals to 147. Thus, to utilize all Indonesia coal resources will need 147 years.

Table 1. Potential Reserves Of CoalX 10⁶ ton

PROVINCE	Minable Reserves	Resources					
		Measured	Indicated	Inferred	Hypothetic	Total	
1	Banten	0.00	0.00	0.00	13.75	0.00	0.00
2	Central Java	0.00	0.00	0.00	0.82	0.00	0.82
3	East Java	0.00	0.00	0.00	0.08	0.00	0.08
4	Nangroe Aceh Darusalam	0.00	90.40	13.40	346.35	0.00	450.15
5	North Sumatera	0.00	19.97	0.00	7.00	0.00	26.97
6	Riau	15.15	336.32	0.00	1,720.60	0.00	2,057.22
7	West Sumatera	36.07	181.24	42.72	475.94	19.19	719.09
8	Bengkulu	21.12	62.18	7.95	113.09	15.15	198.37
9	Jambi	9.00	94.22	36.32	1,462.03	0.00	1,592.57
10	South Sumatera	2,653.98	1,970.75	19,946.48	323.17	0.00	22,240.40
11	Lampung	0.00	0.00	0.00	106.95	0.00	106.95
12	West Kalimantan	0.00	1.48	1.32	482.60	42.12	527.52
13	Central Kalimantan	48.59	194.02	5.08	1,200.11	0.00	1,399.21
14	South Kalimantan	1,787.32	3,109.21	155.08	5,410.27	0.00	8,674.56
15	East Kalimantan	2,410.33	6,385.13	325.21	12,401.11	456.34	19,567.79
16	South Sulawesi	0.06	21.20	0.00	110.81	0.00	132.01
17	Central Sulawesi	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18	Papua	0.00	0.00	0.00	138.30	0.00	138.30
TOTAL		6,981.62	12,466.42	20,533.56	24,314.96	532.80	57,847.74

Source : Indonesia Coal Resources, reserves, and calorific value, 2005

Coal Production and Future Projection

Coal production in Indonesia has greatly changed in the past 10 years as shown in Table 2. Previously most Indonesian coals produced are for exports, and only small amount is for domestic market. The low domestic consumption of coal has been predominantly due to low price of oil which make the industries preferred to use oil rather than coal which was not subsidized. Recently the government of Indonesia drastically reduced the

subsidy of oil, so that some industries began to look for less expensive fuel, mostly coal, to keep their industries survived.

Table 2. COAL PRODUCTION

(x 10³ ton)

Year	State Owned Company	Contractor & Private	Total
1980	303.990	33.999	337.989
1981	350.350	48.420	398.770
1982	480.987	107.000	587.987
1983	485.699	162.610	648.309
1984	1,084.653	381.934	1,466.587
1985	1,491.052	508.807	1,999.859
1986	1,725.265	833.641	2,558.906
1987	1,907.432	1,192.063	3,099.495
1988	2,416.389	2,077.296	4,493.685
1989	4,015.069	4,685.936	8,701.005
1990	4,853.784	5,785.662	10,639.446
1991	5,768.000	8,157.000	13,925.000
1992	7,103.221	16,017.245	23,120.466
1993	7,374.039	19,794.265	27,168.304
1994	6,707.341	26,149.383	32,856.724
1995	7,979.244	33,862.348	41,841.592
1996	9,230.597	41,741.315	50,971.912
1997	9,965.250	45,009.780	54,822.000
1998	9,859.416	52,179.550	62,038.966
1999	11,207.140	62,570.,237	73,777.377
2000	10,746.024	66,389.133	77,135.157
2001	10,211.957	82,328.502	92,540.459
2002	9,482.311	93,926.829	103,409.140
2003	10,026.838	104,251.348	114,278.186
2004	8,707.166	123,644.858	132,352,024

Source:

- Indonesian Coal Mining Development & Company Profiles
- Indonesia Mineral and Coal Statistics

The coal production is divided into two categories, Mining Authorization (KP) and coal contractors (PKP2B). Mining authorization is comprised of state-owned coal company PTBA, several national private companies and cooperative units. Coal contractors are those companies who

has production sharing contract with the government, comprised of contractors from first to fourth generation.

The production of mining authorization has not significantly increased within the last 5 years (2000 - 2005), only 3 million tons compared with those from coal contractors reaching 64 million tons. This significant increase is attributable to high demand of coal from Asian countries and this trend would continue to grow in the near future due to high rate of oil price. It is predicted that the total production of coal in 2009 would probably reach 181 million tons, dominated by contractor share 87% of the total.

Coal production of the contractors mainly comes from PT. Kaltim Prima Coal 40 million tons, PT. Adaro 30 million tons, PT. Arutmin Indonesia 20 million tons, PT. Kideco Jaya Agung 18 million tons and Berau Coal 12 million tons. These 5 big coal contractors are of the first generation companies.

There are hundreds of coal producers in Indonesia, particularly after the government issued autonomy bill few years ago, in which mining license is no longer issued by the central government, but regency or local government. Since then, the total annual production capacity has increased significantly from 27.8 million ton in 1993 to 114.3 million in 2003. About 30.7 million ton is used domestically, while the remaining is for export mainly to Asian countries such as Japan, Taiwan, Hong Kong, China, Korea, India, Thailand, Malaysia and so on. Major domestic coal users in Indonesia are power plant (74%), followed by cement industry (16%), pulp (3%), metallurgy (1%) and other industries (6%).

Coal Utilization in Indonesia

The fast growing of coal demand in Indonesia was mainly driven by the two largest coal consumers, i.e. power generation and cement industries, even though other industries such as pulp and paper, metallurgy,

briquette manufacturing etc. have also been consuming more coal. The amount of coal consumed by those industries is shown in Table 3.

Table 3. Coal Consumption by Industry

(X 103 tons)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Coal-fired Power Plant							
Asam-asam			127	488	568	568	554
Bukit Asam	1,200	1,231	1,192	1,154	1,058	1,143	1,091
Freeport Indonesia			-	646	558	669	594
Newmont Nusa Tenggara			376	406	-	480	483
Paiton II (Java Power)	2,152	3,369	2,457	6,276	8,300	9,016	9,310
Sijantang (Ombilin)	138	125	19	375	105	230	183
Suralaya	7,134	8,869	9,546	10,172	8,951	10,821	10,665
Sub-total	10,623	13,594	10,718	19,517	19,540	22,996	22,882
Cement Industries							
Bosowa Cement, PT	-	30	130	248	153	251	170
Indocement Tarjun, PT	67	456	167	342	119	270	368
Indocement Cibinong, PT	43	88	476	1,352	1,405	801	1,185
Indocement Cirebon, PT	8	81	-	380	303	313	386
Semen Andalas, PT	59	20	34	36	47	168	185
Semen Baturaja, PT	69	62	27	71	103	94	129
Semen Padang, PT	263	470	483	474	690	692	454
Semen Gresik, PT	76	100	NA	NA	NA	715	1,064
Semen Tonasa, PT	88	95	130	725	393	578	784
Semen Cibinong, PT	578	452	379	268	467	886	812
Semen Cilacap, PT			277	278	351		
Semen Cirebon, PT			72	157	76		
Semen Nusantara, PT	15	177	54	57			
Sub-total	1,265	2,032	2,228	4,388	4,107	4,774	5,549
Metalurgy Industries							
Antam Tbk, PT	33	21	-	14		62	46

The projection of domestic coal consumption investigated by BPPT (the Agency for the Assessment and Application of Technology) is shown in Table 4 with the assumption that the growth of electricity demand is 7% per year, while the growth of domestic cement demand is 7-8% per year.

From the table, one can see that coal consumption in industrial sector from 1998-2004 has increased continuously. In 2004, Indonesian coal production is 132.3 million tons, in which around 95.7 million tons (72%) is for export and 36.6 million tons (28%) is used domestically. The power industry accounts for about 63% of domestic coal consumption in 2004 (22.8 million tons), the cement industries consume 15% (5.5 million tons),

metallurgy and pulp industries require 1.3 million tons (3.5%), and around 18.5% is for other purposes such as briquette etc. This significant increase in coal consumption gives a very positive impact on coal mining development in Indonesia.

Table-4. Domestic Coal Consumption Projection (2005-2025)

		2004	2005	2010	2015	2020	2025	(x 10 ⁶ ton) Remarks
1	Power Plant	23.0	31.0	45.0	62.0	86.0	103.0	The growth of electricity demand 7% per year
2	Cement Industries	5.5	6.5	10.0	11.0	13.0	17.0	The growth of cement demand 7-8% per year
3	Metallurgical & Pulp Industries	1.3	1.5	7.0	10.0	11.0	12.0	
4	Other industries (textile, briquette, etc)	0.02	1.0	5.0	7.0	9.0	10.0	Direct use & coal briquette
5	UBC Product	-	-	5.0	10.0	20.0	30.0	Domestic use
6	Coal Liquid Product	-	-	3.0	6.0	11.0	22.0	
7	Others	6.8	-	-	-	-	-	
Total		36.6	40.0	74.0	106.0	150.0	194.0	

Source: BPPT, 2005

Coal Fired Power Generation

The electricity generation sector began using coal in 1984 with the commissioning of the first coal-fired steam power plant located in Suralaya, West Java. In 1996 about 16% of the total electricity generating capacity had been generated from coal-fired steam power plant (SPP) and increased to 37% in 2003/2004 and will be increased to 49% in 2007/2008. In 2002, there are 9 coal-fired SPP with the total capacity of 6,943 MW in operation. They are located in Sumatra, Java, Lombok, Kalimantan and Papua. And in line with the power industry development, there will be more coal-fired Steam Power Plant (SPP) built in the near future.

Data from PLN shows that there are 9 (nine) large coal fired steam power plants (SPP) already in operation (see Table 5). Java as the most populous island, has the largest number in term of unit and installed capacity. There are 7 units coal-fired SPP in Suralaya, West Java, and

another 7 units in Paiton, East Java constitutes of approximately 5,800 MW installed capacity.

While data from the Department of Energy and Mineral Resources (2005) shows that Suralaya (PT Indonesia Power) is the biggest coal fired power plant in Indonesia, consumes around 10.7 million ton coal per year (2004) or 46.6% of the total coal consumption in power generation (22.9 million/year). The second biggest coal consumer is Paiton power (PT YTL East Java), consumes about 9.3 million ton coal/year. The remaining 12.7% is consumed by another five power generations

In Sumatra there are two coal-fired SPP located in Ombilin, West Sumatra and Bukit Asam, South Sumatra. Ombilin SPP has 2 x 100 MW Turbine Generator, while Bukit Asam has 2 x 65 MW generating units. Other coal fired SPP are in West Nusa Tenggara, Kalimantan, and Papua. The Newmont SPP in West Nusa Tenggara has installed capacity of 4 x 28 MW Turbine Generator, serving the Newmont mining complex in Lombok Island. In the Asam-Asam SPP, Banjarmasin, South Kalimantan 2 x 65 MW units is installed to serve the South Kalimantan PLN system. In Papua, the Freeport SPP operates 2 x 60 MW installed capacity to electrify mainly the Freeport mining complex.

Table 5. Coal-Fired Power Plant in Indonesia

No.	Power Station Name	Location	Operation Time	Generating Capacity (MW)	Generating Capacity (%)	Coal Annual Consumption (10 ³ ton)	Description of Coal Used		
							Typical Quality	Name of Coal Reserve	Domestic/Import
Sumatra									
1	Bukit Asam	S-Sumatra	1987	2 x 65 = 130	36-38	1,153	Bituminous	Tanj. Enim	domestic
2	Ombilin	W-Sumatra	1996	2 x 100 = 200	35-38	700	Bituminous	Ombilin	domestic
Java									
3	Suralaya 1-4	W-Java	1984	4 x 400 = 1600	30 – 35	5,100	Bituminous, Sub-bituminous	Bukit Asam (60%), Jorong, Berau, Kideco Arutmin	domestic
4	Suralaya 5-7	W-Java		3 x 600 = 1800	35 - 38	5,070			

5	Paiton	E-Java	1994	2 x 600 = 1200	37-39	3,138			
6	Paiton I (PEC)	E-Java		2 x 600 = 1200	37-39	3,138	Sub-Bituminous	Adaro	Domes tic
7	Paiton II (Jawa Power)	E-Java							
	Lombok – West Nusa Tenggara								
8	Newmount – Nusa Tenggara	Lombok		4x28 = 112	35-38	406	Sub-Bituminous	Adaro	Domes tic
	Kalimantan								
9	Banjarmasin – Asam-Asam	S-Kalimantan	2000	2 x 65 = 130	35-37	488	Sub-bituminous	Asam-Asam	Domes tic
	Papua								
10	Freeport	Papua		2 x 60 = 120	37-39	646	Bituminous	KPC	Domes tic
	TOTAL			6,492		19,839			

According to 2002 statistics data the coal fired SPP produces around 35,000 GWH of electricity. In Java alone the Suralaya and Paiton SPP produce approximately 32,000 GWH constitutes of 35% of the total electricity production in the Java-Bali interconnected system. Such facts show that the role of coal-fired SPP in the Indonesian grid is and will remain important.

Table 6 shows coal-fired power plant planning in Indonesia and its fuel consumption. In Java, Suralaya and Paiton are the largest coal consumers that consume approximately 16.4 million tons coal annually, while in outside Java, SPPs consume only 3.5 million tons coal/year. Most of the SPPs are fueled by bituminous coal. Suralaya, Paiton, Power Gen, Newmont, and Asam-Asam, however, use Sub-Bituminous coal as their fuel too.

This table also shows generating efficiency of individual SPP, which ranges between 35 to 39% (2002). Data of Suralaya SPP provided by PT. Indonesia Power might serve as typical current SPP efficiency status. The data shows that in average Suralaya SPP units has thermal efficiency of 34.7%. The average heat rate efficiency of the units is 2,472.6 Kcal/kWh. The newer units, the higher efficiency will be.

The Power supply using coal as fuel not only produces electrical energy but also *coal ash*. When coal is burnt in the boilers this produces steam, hence able to move the turbines to produce electricity. The ash produced by burnt coal consists of *bottom ash* and *fly ash*. According to the Government Law of the Republic of Indonesia No. 18 Year 1999 coal ash is categorized as hazardous and poisonous waste (B3). This is the reason why PT Engrowth Indonesia is working together with BPPT, the Indonesian Cement Association, PT Semen Tonasa, Suralaya Steam Power Plant and the Indonesian Power Body to implement studies to utilize coal ash in Indonesia.

According to data derived from TekMIRA, the fly ash from coal ash waste will increase - Steam Power Plant year 2000 produced 1.66 million tons of waste, and it is estimated that year 2006 will accumulate to 2 million tons.

The coal burning system is usually divided into 2 systems: *fluidized bed* and *fixed bed* or *grate systems*. Aside from the three systems mentioned earlier, another system is also known as the *spouted bed system* or known as the *sprayed bed system*.

Fluidized bed is a system where air is blown from beneath using a blower so that the hard objects/elements on top will have a similar character like fluid. The fluidized technique is the most efficient technique to produce energy. Sand or corundum which acts as the heat medium is initially heated using kerosene/oil. After the sand's temperature reaches coal burning temperature (300°C), coal will be induced. This system produces fly ash and bottom ash. The fluidized bed technology is commonly used at Steam Generated Power Plants. The weight composition of fly ash and bottom ash is (80 - 90%) compared to (10 - 20%).

Table 6. Coal Fired Power Plant Planning

No	Name	Location	Capacity (MW)	Operation Time	Coal Cons. (ton/y)	Coal Type	Coal Mining
1	PLTU Tanjung Jati B	Jebara-Central Java	1320	2005	4,162,752	Sub Bituminous	East and S.Kalimantan
2	PLTU Cilacap	Cilacap-Central Java	450	2006	1,419,120	Sub Bituminous	East and S.Kalimantan
3	PLTU Tarahan #1&2	Tarahan-Lampung	200	2007	770,880	Sub Bituminous	Bengkulu, S. Sumatra,Riau
4	PLTU Tarahan #3&4	Tarahan-Lampung	200	2006	770,880	Sub Bituminous	Bengkulu, S. Sumatra,Riau
5	PLTU Labuan Angin	Sibolga-N. Sumatra	230	2007	1,047,696	Lignite	Bengkulu, S. Sumatra,Riau
6	PLTU Amurang	Menado-N. Sulawesi	110	2006	346,896	Sub Bituminous	E.Kalimantan, S.Kalimantan
7	PLTU Sibolga	Sibolga-Sumut	200	2006	630,720	Sub Bituminous	Bengkulu, S. Sumatra,Riau
8	PLTU Cilegon	Cilegon-Banten	450	2008	1,419,120	Sub Bituminous	S. Sumatra, S.Kalimantan, Bengkulu
9	PLTU MT Peranap	Riau	500	2007	2,277,600	Lignite	Riau
10	PLTU Banjarsari	South Sumatera	200	2007	911,040	Sub Bituminous	South Sumatra
11	PLTU Lubuk Linggau	South Sumatera	130	2007	592,176	Sub Bituminous	South Sumatra
12	PLTU Sarolangon	Jambi	14	2005	63,773	Sub Bituminous	Jambi
13	PLTU Bangka	Bangka	30	2006	136,656	Sub Bituminous	Riau
14	PLTU MT Lati	East Kalimantan	14	2003	68,678	Reject Coal	East Kalimantan
15	PLTU MT Sangata	East Kalimantan	14	2004	68,678	Reject Coal	East Kalimantan
16	PLTU Sintang	Central Kalimantan	14	2005	68,678	Reject Coal	South Kalimantan
17	PLTU Kupang	NTT	30	2005	136,656	Sub Bituminous	South Kalimantan
18	PLTU Palu	South East Sulawesi	30	2005	136,656	Sub Bituminous	East & South Kalimantan

Source : Coal Demand Projection for Electricity, 2003

The fixed bed system or grate system is a burning technique where coal is put on a conveyor belt or grate. This system is not that efficient since the coals do not burn thoroughly, carbon residue can still be found.

The ash - especially bottom ash, formed by this technique still has Calirific value around 3,000 kkal/kg. In China, bottom ash is used as fuel for iron smiths (the iron/metal industry). The fixed bed system technology is used by many textile industries as a steam generator. The weight composition of fly ash and bottom ash generated by this system is (15-25%) compared to (75-85%).

Coal fuel is mainly used for Steam Power Plants. This tendency today is caused by the rise of diesel fuel making many industries switching to coal as their fuel to produce steam with remnants of fly ash and bottom ash (5-10%). The percentage of fly ash and bottom ash produced is: fly ash (80-90%) and bottom ash (10-20%): [source: PJB Paiton]. The chemical composition of fly ash is usually as follows:

SiO ₂	:	52.00%
Al ₂ O ₃	:	31.86%
Fe ₂ O ₃	:	4.89%
CaO	:	2.68%
MgO	:	4.66%

Cement Industry

There are nine cement factories in Indonesia with total capacity of almost 47.5 million ton/year as shown at Table 7. The three biggest companies with total capacity of more than 37 million ton are located in Java; they are PT Semen Gresik, PT Indocement Tungal Prakarsa, Tbk. and PT Semen Cibinong. Other three companies are located in Sumatra, namely PT Semen Padang, PT Semen Baturaja and PT Semen Andalas Indonesia; their total capacity is 8 million ton/year. The remaining are **PT Semen Tonasa (3.48 million ton/year) in Pangkep, South Sulawesi**, PT Semen Bosowa Maros (1.8 million ton/year) in South Sulawesi and PT Semen Kupang (570 thousand ton/year) in Kupang, East Nusa Tenggara. [Attachment II Shows the production, consumption and export capacities of Cement in Indonesia](#)

According to the Indonesia Cement and Concrete Institute, and the Indonesian Cement Association, cement demand per capita in Indonesia is very low, only about 125 kg/person/year, while in developed countries the demand per capita could reach around 1000 kg/person/year. Just for a comparison, cement demand per capita in Malaysia, before economy crisis in 1998 was already 600 kg/person/year. Cement in Indonesia is mainly used for the housing not for road/infrastructure facility. Concrete road is much cheaper than asphalt road especially when the oil price is very high and, now asphalt must be imported too, but fly ash can be used as asphalt filler.

As an energy intensive industry, cost of energy is very dominant for cement factory, so does distribution cost, particularly when cement must be transported across the sea. For this reason, cement is mostly sold for domestic market, very few is exported to Asian countries.

Total coal consumption in cement factories is around 5.5 million ton annually, with the major consumers are those factories located in Java. Coal is mainly supplied from PT Arutmin (Mulia Coal), PTBA and some other mining companies in South Kalimantan.

Table 7. Cement Industries Indonesia (2005)

No.	Power Station Name	Location	Operation Since	Plant Design Capacity (10 ³ tons/yr)	Cement Production (2004) (10 ³ tons/yr)	Coal Annual Consumption (10 ³ ton)	Description of Coal Used		
							Typical Quality	Name of Coal Reserve	Domestic/Imported
1	PT Semen Andalas Indonesia (SAI)	Lhok Nga, Nangroe Aceh Darussalam	1982	1,400	1,236	185			
2	PT Semen Padang (SP)	Indarung, West Sumatera	1910	5,440	4,600	454			
3	PT Semen Baturadja (SB)	Baturaja, South Sumatera Palembang, South Sumatera Panjang, Lampung	1980	1,250	914	129	Sub-Bituminous	Bukit Asam	Domestic
4	PT Indocement Tunggal Prakasa, Tbk (ITP)	Citeureup, West Java Palimanan, West Java Tarjun, South Kalimantan	1975	15,650	10,232	1,939			
5	PT Semen Cibinong, Tbk (SC)	Narogong, West Java Cilacap, Central Java	1975	9,700	5,410	812			
6	PT Semen Gresik, Tbk (SG)	Gresik, East Java Tuban, east Java	1957	8,200	7,193	1,064	Sub-Bituminous	Adaro Baramulti Lain2	Domestic
7	PT Semen Tonasa (ST)	Pangkep, South Sulawesi	1968	3,480	2,419	784			
8	PT Semen Bosowa Maros (SBM)	Maros, South Sulawesi	1999	1,800	1,132	170			
9	PT Semen Kupang (SK)	Kupang, East Nusa Tenggara	1984	570	92	-			
	TOTAL			47,490	33,228	5,537			

Source : Indonesia Cement Association

Typically, coal specification used in cement industry is as follows:

- Total Moisture 17% max
- Inherent moisture 8% max
- Ash 12% max
- Volatile matter 45%
- Fixed carbon by different
- Sulfur 1% max
- Size 10-50 mm
- Calorific value 5,800 kcal/kg
(higher CV is preferable, e.g. 6,200-6,500 kcal/kg)

PT Cement Gresik consumes about 3,000 ton/day coal from different quality between 5,000 to 6,500 kcal/kg, while Narogong plant of PT Semen Cibinong consumes around 2,500 ton coal/day with calorific value of 4,500 kcal/kg up

PT Indocement Tunggal Perkasa Tbk, which currently has 3 factories in operation, consumes approximately 7,500 ton coal/day or 2.5 million ton/year from PT Bukit Asam, PT Adaro and some smaller coal producers in Kalimantan with calorific values vary between 5,000 - 6,500 kcal/kg. This coal is used for processing only, not for combustion in the factory. Data released by PT Indocement shows that for every ton cement produced, the factory requires around 150 kg coal and about 100 kw electricity.

Basically, cement factory can burn all kind of coal, the most important thing is that the quality must be kept constant, disregard to the amount of ash. The maximum ash in coal that can be accepted by cement factory is 25%.

Indocement is the only cement factory which owns its power generation that can supply 2/3 part of total electricity required or 120 MW. The remaining of 60 MW is supplied by PLN. Indocement has a factory

located near by mining area in Batulicin. Its coal consumption per year is 2.5 million ton (5,800 kcal/kg)

Coal price FOB barge supplied to Indocement are as follows:

From big miners: USD 25-30/ton

From small miners/cooperatives: USD 20-22/ton

Price FOB vessel is USD 4/ton higher than FOB barge.

For Indocement, Suralaya is the major fly-ash supplier, while cement Gresik gets fly-ash from Paiton power generation. Indocement also gets some small amount of ash from PT Indah Kiat. Total ash required by Indocement is about 10,000-15,000 ton/month with transportation cost of Rp 70,000/ton.

The Chairman of the Indonesia Cement Association concerns very much with the hiking of the world and domestic oil price that have serious negative impact to local industry, in particular those high intensive energy users. For cement industry, this sharp increase in energy price has caused considerable increase in production and distribution costs, which finally will push the price of cement up too.

Cement cannot be substituted; therefore cement industry must be kept sustained and profitable. Efforts to solve problems in cement industry have been made; among others is promoting regulation on power wastes utilization for cement production. Instead of purchasing ash with expensive price, wastes ash producer should pay money to cement factory for treatment. Such regulation has been applied in many countries, and should be applied in Indonesia too. This regulation can finally reduce the production cost of cement.

Industry has urged the government to provide incentive so that they could survive amid rising prices for fuel. If no help was given to industry,

many companies would have gone out of business, or would be on the brink of collapse, and finally thousands of people would lose their jobs.

Unfortunately, the government even had mentioned previously that fuel prices will be raised gradually to bring them in line with market prices between the end of 2006 and the end of 2007

II. INVESTIGATION OF POLICY, LAW AND REGULATION RELATED TO ASH HANDLING AND UTILIZATION IN INDONESIA

The Environment Minister is drafting 4(four) State Minister to the Environment Law which will evidently be used for implementing decentralization for B3 (Hazardous and Poisonous Waste) and B3 Waste Management. This regulation is meant to convey "guidance" for the regions, so B3 and B3 Waste management can be operated directly in regions.

The 4 (four) Minister Regulations being drafted are among others:

- Environment Minister Reg. on Technical Prerequisites to Store & Gather B3 Waste
- Environment Minister Reg. on Rules & Regulations and Technical Prerequisites to Store & Gather B3 Waste
- Environment Minister Reg. on License Mechanism for Activities to Store & Gather B3 Waste
- Environment Minister Reg. on Decisions of Funding Licenses to Manage B3 Waste for the Storing & Gathering Activities

The table of regulations for B3 Waste Management is:

1. RI Gov. Reg. No.74 Year 2001	B3 Waste Management
2. RI Gov. Reg. No.19 Year 1999	B3 Waste Management
3. RI Gov. Reg. No.12 Year 1995	Gov. Reg. Change No.19/1994
4. RI Gov. Reg. No.18 Year 1999	B3 Waste Management
5. RI Gov. Reg. No.85 Year 1999	Gov. Reg. Change No.18/1999
6. SE Bapedal 08/SE/02/97	Lubricating Oil Waste
7. BAPEDAL Head Decision No. KEP-02/BAPEDAL/09/1995	B3 Waste Documents
8. BAPEDAL Head Decision No. KEP-05/BAPEDAL/09/1995	Symbol & Label of B3 Waste
9. BAPEDAL Head Decision No. KEP-01/BAPEDAL/1995	Regulations and Technical Prerequisites of Storage & Collecting B3 Waste

10. BAPEDAL Head Decision No. KEP-03/BAPEDAL/1995	Technical Prerequisites of B3 Waste Management
11. BAPEDAL Head Decision No. KEP-04/BAPEDAL/1995	Guidelines of Piling Prerequisites, Prerequisites for Waste Dump Location for B3 Waste
12. BAPEDAL Head Decision No. KEP-68/BAPEDAL/1994	Guidelines to Acquire License, to Store, Collect, Operate Equipment to Manage the end result of B3 Waste Management & Piling
13. BAPEDAL Head Decision No. KEP-255/BAPEDAL/1994	Storing & Piling Lubricating Oil Residue

Waste included in B3 Waste is waste that fulfills one or more of the following characteristics:

- a. Easily explodes
- b. Flammable
- c. Reactive
- d. Poisonous
- e. Infectious
- f. Corrosive, and
- g. The other wastes, if tested with the toxic method is known to be one of the B3 Waste type;

Type B3 Waste includes:

- a. B3 Waste is from a non-specific source
- b. B3 Waste is from a specific source
- c. B3 Waste is from expired, spilled, chemicals, retaining chemical packages, and thrown-out products that do not meet specifications;

The detailed definition of the Handlings are:

- a. B3 Waste producers should implement B3 Waste Management;
- b. B3 Waste producers unable to implement B3 Waste Management produced by them, should turn over the B3 Waste to the B3 Waste Manager/Operator;
- c. If the B3 Waste Manager as defined in point b is not ready or is not up to standards to manage B3 Waste, the B3 Waste management will still be the responsibility of the said B3 Waste producer;
- d. B3 Waste transferred by the producer as defined in point b can be implemented directly to the B3 Waste Operator or through collection/piling of B3 Waste;
- e. The B3 Waste Collector should transfer the B3 Waste received from the producer to the B3 Waste Manager/Operator;
- f. The Collector is prohibited to implement any collection activities if the B3 Waste manager is not ready yet;

A Ministry Decision draft about the Coal Ash Processing is currently being made, starting from initiating the technical guidelines which will commence on it being structured by the Ministry Decision (Coal Ash waste processing - Fly ash and bottom ash). The Ministry of Environment Law categorizes this product as B3 (dangerous) waste; but because of technical/environmental considerations where ash can still be seen as useful, therefore the Ministry of Environment has decided to make/issue the said Ministry of Environment Decision orientated to 3 elements which are **Reuse**, **Recovery** and **Recycle**. The Minister targets December 2006 for the Ministry of Environment Decision to be completed, but fact shows otherwise since the issuance experienced delays and was expected to be completed by January 2007.

The Ministry Environment Decision technical structure includes the use of fly/bottom ash as follows:

1. As a substitute for basic material for cement
2. As building construction material: paving block, cone-block roof tiles and secondary brick.
3. To substitute fuel. In this case, fly ash still containing unburned carbon (carbon remains resulting from incomplete burning) in quite a large quantity, which is usually from the textile industries which generally uses boilers made in China. Ash that still contains a lot of unburned carbon is called **coal combustion product** (CCP). The CCP calorie value is only 3,000 kcal/kg since it should be blended with raw coal that has a high calorie value of 6,500-6,800 kcal/kg if it is to be used as fuel for industry - for example, fuel for the cement industry.

Meanwhile, the ash cannot be directly utilized as basic material for cement (cement mix) requesting <5% LOI (zero expectation is called for), since it does contain a considerable amount of carbon (LOI~25%; LOI = fixed carbon). Ash containing Silica (SiO₂) is the type that is mainly hoped for other contents like CaO, Fe₂O₃ and Al₂O₃ are also expected.

This Ministry Decision does not accommodate the use of ash for roads and fertilizer since slight internal disagreements between the researchers and officials are still found. Therefore, it was decided that the regulation will be implemented in stages; accommodating the 3 elements above and 2 other elements are still pending since deliberations have not yet been met.

Permit issues for companies that want to move in this business category are required to acquire license/permit from the Ministry of Environment since ash is still categorized as B3 waste (the Ministry of Environment is working together with the Department of Industry and the Joint Work MoU has been signed).

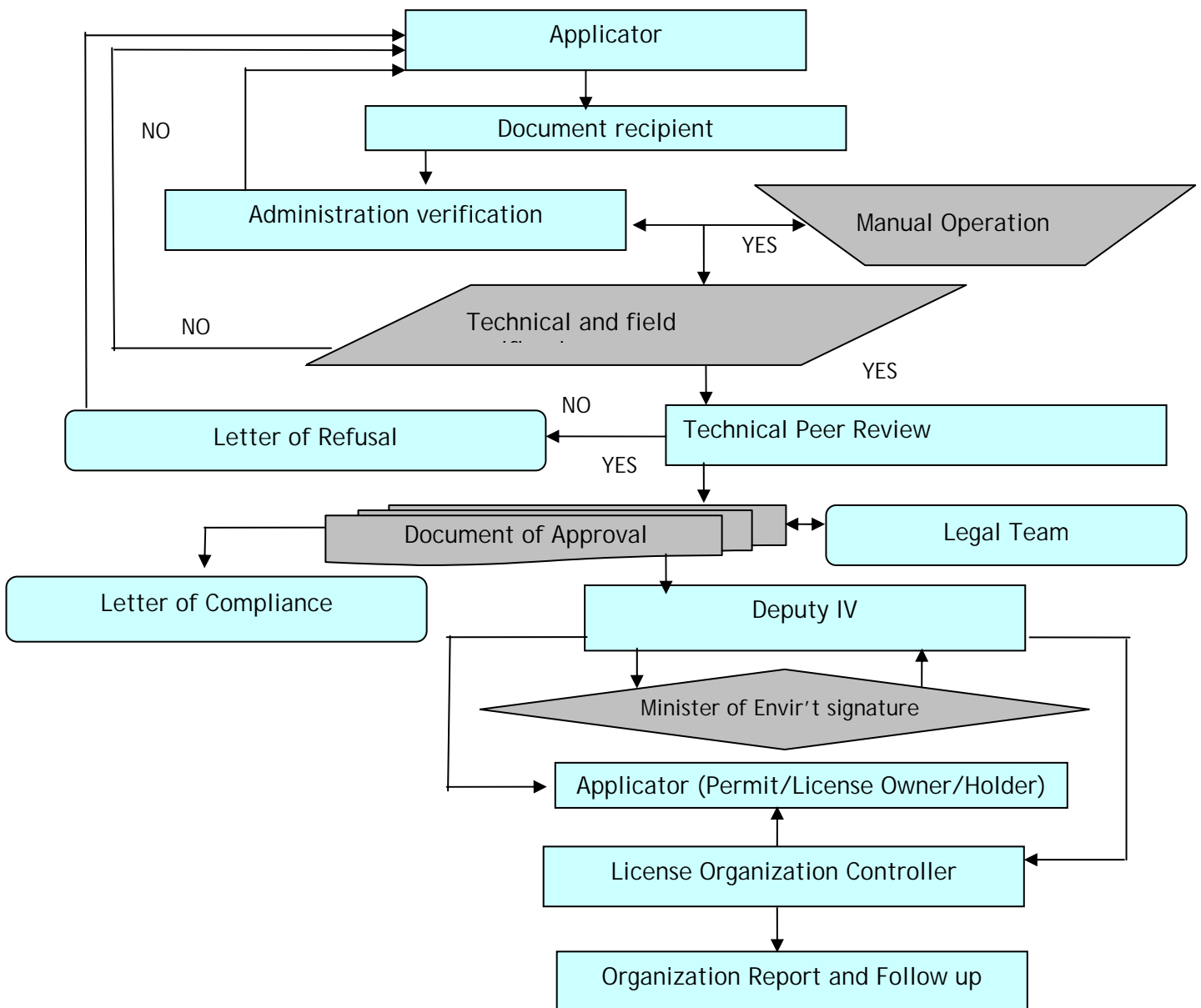
Basically, after the Ministry of Environment Decision is issued, then permit application and process for coal ash businesses will be much easier, or at least much easier than the former cases, for example, HOLCIM case, the company which has coal ash processing business. HOLCIM has applied for such a permit to manage and process coal ash waste and will be working together with PT Indocement to process ash waste from the textile industry to settle cases concerning ash from the industries to utilize it in the correct manner.

Most importantly, and the most difficult part is, according to the Ministry of Environment, control - so the focus is after the issuance of the Ministry of Environment Decision and not at the agreement level but control. If diversions should be met in the implementation of the Ministry of Environment Decision, then it should be reported to the Department of Industry that has issued such a work/business permit - therefore, this Department should also abolish the permit/license.

III. INVESTIGATION OF THE PROCEDURE FROM MINISTRY OF ENVIRONMENT FOR ASH HANDLING COMPANY

Applying for license to the Ministry of Environment can be seen in this diagram below:

LICENSE MECHANISM DIAGRAM



The division of B3 Waste Management License should be according to the issued license as follows:

- B3 Waste License
 - Storing
 - Collecting
 - Operating B3 Waste Management Equipment (incinerator, cleaning tank)
 - Piling
 - Utilizing
- Recommendation of B3 Waste Transportation
- Registration of B3 imports

The license application process through several stages, at the First Stage the applier fills in the form from the Ministry of Environment (attachment 1), should be provided with other required documents:

- a. Company Act
- b. Location Permit
- c. Building Permit (IMB)
- d. HO Permit (Business Location Disturbance)
- e. Map of Activity Location
- f. Definition of raw material and activity process
- g. Definition on specifications of waste Management equipment
- h. Definition of number and characteristic of hazardous and poisonous waste material

If the documents have been received, verified and approved, then the Second Stage is implemented, checking the location, to verify the Company's technical readiness and condition. The Third Stage is preparing documents for approval by attaching a Letter of Compliance to continue to the Deputy IV of the Ministry of Environment, and afterwards asking approval to the minister. The Fourth Stage is after License Approval where observation implementation of the B3 Waste Management begins.

IV. RECOMMENDATION BY MINISTRY OF ENVIRONMENT RELATED TO PERMIT OF ASH HANDLING COMPANY

License utilization fly/bottom ash prioritizing more to the cement producers or direct usage to mixed concrete, which has been prepared by Holcim cement. Recommendations provided should fulfill the criteria according to Gov. Reg. No.12 year 1995 with following articles:

Article 21

Clause (1)

Each Business Establishment that are doing the following activities:

- a. Collect and/or manage B3 waste should own a license from the Body Head
- b. Waste Impact Control. Transporting B3 Waste should own a license from the Ministry of Communications after acquiring recommendations from the Environmental Impact Agency Head
- c. Use of B3 Waste should have a license from the related Government Supervisory Institution, after acquiring the recommendation from the Environmental Impact Agency Head

Clause (2)

The determination on regulations to acquire license as understood in clause (1) point a is determined by the Environmental Impact Agency Head, clause (1) point b Ministry of Communication Decision, and clause (1) point c related Government Supervisory Institution.

Clause (3)

Integrated B3 Waste Management activities with main responsibilities acquiring Management equipment operations and B3 Waste storage recommendation issued by the Environmental Impact Control Agency and implemented according to this Gov. Regulations Decision.

Clause (4)

The criteria to acquire license as understood in clause (1) point a and clause (2) is as follows:

1. Owning an Act of Establishment as a legal business establishment validated by an authorized institution.
2. The name and address of the business establishment applying for the license
3. The activities implemented
4. Activity location
5. Name and address of the body in charge/responsible of the activities
6. Raw material and activity process used - equipment specifications of waste Management operation
7. amount and characteristic of B3 Waste collected, transported or operated
8. Structure of waste canal/pipes, waste Management, and temporary storage of B3 waste before being processed and placed at the piling location after being processed
9. pollution prevention equipment for liquid waste, emission and processing of B3 waste

Article 22

Clause (1)

Location for B3 waste Process permit is given by the Regency/Municipality Land Office Head according to the organization plan after acquiring recommendation form the Environmental Impact Control Agency

Clause (2)

Recommendation as understood in clause (1) based o the study result of environmental impact and technical feasibility study like geo-hydraulic from the proposed location.

Article 23

Clause (1)

B3 Waste Management activities should make an environment impact analysis, environment Management plan, and environment observation plan

Clause (2)

The approved environment impact analysis, environment Management plan and environment observation plan documents are proposed with the operations permit application as mentioned in Article 21 to the Environment Impact Observation Body.

Clause (3)

The Decision approval upon the environment impact, environment Management plan and the environment observation plan analysis is issued by the Environment Impact Body.

Article 24

Clause (1)

The Decision on permit application as stated in Article 21 clause (2) should be submitted at least 30 (thirty) working days, starting from the approval of the environment Management plan and the environment observation plan by the authorized institution.

Clause (2)

Criteria and responsibility in the environment Management plan and the environment observation plan by the authorized institution is an inseparable part from the permit as understood in article 21.

Article 25

Clause (1)

If the B3 waste producer and utilizer also acts as the B3 waste processor and the processing location and the main activity location is in the same place,

then this should be made integrated with the analysis on the environment impact for main activities.

Clause (2)

If the B3 waste is processed by the producer and utilizer of the B3 waste at the main location, then only the environment Management plan and environment observation plan that has been approved by the related Supervisory Institution would be the one proposed to the Environment Impact control Agency Head together with the recommendation application as understood in Article 21 clause (3).

Clause (3)

The Decision on recommendation application as stated in clause (2) is issued by the Environment Impact Control Agency Head at least 30 (thirty) days since the receipt of the environment Management plan and the environment observation plan that has been approved by the related Supervisory Institution.

Clause (4)

The prerequisites and responsibilities in the environment Management plan and the environment observation plan as mentioned in clause (2) is an inseparable part from the recommendation mentioned in Article 21 clause (3).

Article 26

Clause (1)

When the producer and the utilizer of B3 waste that acts as the B3 waste Management and the processing location is different with the main activity, then the regulation for the B3 waste Management activity would be the validation of the Decision for the B3 Waste Management and this Gov. Regulation.

Clause (2)

For B3 waste utilizer activities, an analysis should be made on environment impact

Clause (3)

The analysis document on environment impact should be proposed to the Environment Impact Control Agency Head, and the approval on these documents should be issued/given by the Environment Impact Control Agency Head as well.

Clause (4)

The prerequisites and obligations stated in the environment Management plan and the environment observation plan as approved by the Environment Impact Control Agency Head becomes the criteria and obligation that should be stated in and by because it is inseparable from the permit as understood in Article 21 clause (1) point a.

V. NATURE OF SOME INDONESIAN COAL ASH AND ITS POSSIBLE UTILIZATION

The following table presents some Indonesian coal ash characteristics

Table-8: Some Indonesian coal ash characteristics
Ash Analysis by Tekmira

No.	Composition	Unit	Coal Power Plant					
			Paiton		Suralaya		Asam Asam	
			FA	BA	FA	BA	FA	BA
1	SiO ₂	%	41.30	51.10	51.30	62.20	44.40	87.80
2	Al ₂ O ₃	%	29.50	17.94	34.60	25.50	27.00	4.43
3	Fe ₂ O ₃	%	11.55	11.95	5.11	5.25	15.84	5.47
4	TiO ₂	%	1.25	1.36	0.13	0.13	1.44	0.27
5	CaO	%	9.13	4.78	4.48	2.37	3.49	0.15
6	MgO	%	2.46	1.98	1.81	1.20	2.32	0.30
7	K ₂ O	%	1.14	2.83	0.48	0.33	0.68	0.36
8	Na ₂ O	%	1.73	1.09	0.69	0.44	0.17	0.09
9	MnO ₂	%	0.04	0.08	0.20	0.18	0.22	0.05
10	SO ₃	%	0.82	0.25	tt	tt	0.67	0.09
11	P ₂ O ₅	%	0.24	0.27	-	-	0.11	tt
12	LOI	%	0.62	6.22	0.45	2.16	3.43	0.69
13	Pb	ppm	80	40	tt	tt	19	7
14	Zn	ppm	230	130	90	30	896	61
15	As	ppm	-	-	-	-		
16	Ni	ppm	180	100	tt	tt	29.8	1.5
17	Cr	ppm	120	240	50	40	66	54
18	Co	ppm	130	240	50	40		
19	Cd	ppm	tt	-	90	70	5	1
20	Cu	ppm	0.009	870	-	-	523	63

- Current status of ash utilization in Indonesia

Fly/bottom ash is included in the Hazardous and Poisonous Waste category (B3) which is according to the Gov. regulation No.74/2001. Looking at the above situation and condition, we could say that the solution towards the availability of fly/bottom ash and its utilization related to security & safety towards the environment should be implemented according to the handling and management procedure for B3 waste in place, the solution that can be implemented is as follows:

1. Fly ash/bottom ash originating from the fluidized bed system can be used for:
 - a. Anti acid cement mix
 - b. Ready mix for asphalt and concrete (Asphalt / Concrete filler)
 - c. Paving block/secondary brick mix
2. Fly ash originated from fixed bed system can be directly used for point 1.a, b, c. While the bottom ash which are still in chunks should go through the size reduction treatment before being used for other purposes.

The Fly ash/bottom ash produced by the fluidized bed system measuring 100-200 mesh (1 mesh = 1 hole/inch²). This size is relatively small and light, while the bottom ash measures 20-50 mesh. Generally, the fly ash/bottom ash size can directly be utilized in the cement industry/factory as a substituted for trass rock/chunks by incorporating it in the cement mill using the pneumatic system. Aside from using it in the cement industry, the fly/bottom ash can also be used as ready mix for asphalt, concrete and pressed as paving blocks or secondary brick. From an empiric study by the environment ministry, the best composition for ready mix paving blocks are as follows:

Lime	: 40%
Fly ash	: 10%
Sand	: 40%
Cement	: 10%

Too much ash may harm the strength of concrete or paving block.

The environment issues will rise from the bottom ash using the fixed bed or grate system. The chunks are big. The Bottom ash still contains fixed carbon (note: fixed carbon in coal with calories of 6500-6800 kkal/kg around 41-21%). If the bottom ash is directly dumped into the environment, then sooner or later it will turn to Methane gas (CH₄) which will eventually go up in flames or explode by itself (self burning and self exploding). On the other hand, if the material is to be used for the cement industry, then it would

change the feeder design, so the cement industry will not be attracted to use bottom ash.

The cement industry needs fly ash used as a substitute for trass rocks having the character of pozzolanic for making anti acid cement (PPC). The use of fly ash in a typical cement factory is approximately between 4-6% weight of raw mill.

Chemical composition of fly ash as shown in the following table is similar to that of clay used in cement factory.

Table-9: Chemical composition of clay used in cement industry and fly ash

		Chemical Composition				
		SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	Na ₂ O _{eq}
Portland Cement Composition		20~23	3.8~5.8	2.5~3.6	63~65	0.3~0.7
Cement Ingredients	Lime Stone	~4	~2	~2	47~55	~2
	Clay	45~80	10~30	3~10	~5	2~6
	Silica	70~95	2~10	~5	~2	0.5~3.0
Coal Ash	Fly Ash	40~65	10~30	3~10	5~20	0.5~2.0

Source: Japan Cement Association

Cement as the cohesive element/material has been known since Early Egyptian era which is calcination of impure gypsum. While calcination of lime just started at Roman times. They used the material from Naples, Italy - the Pozzoalu region where the name Pozzolano was originated.

Portland cement is divided into 5 types: Portland Cement I to V. Each type has its specific mixture (according to the ASTM and SII standard - see attachment). Mixture means the difference in chemical composition and the cement's physics character that is formed. The chemical difference of several number of percent of calcium, silica, aluminum and iron as the main formula element for cement and the physics difference for instance, loss of ignition, strength of pressure, hydration heat, etcetera.

Generally, the composition of material forming PPC cement is:

- Clinker : 86%
- Gypsum : 4%
- Trass : 6%
- Fly ash : 4%

Based on the SNI 15-0302-1994 definition: PPC is hydraulic cement made of homogenous mixture between Portland cement and smooth pozzolan produced by mixing Portland cement clinker and pozzolan together with or evenly mixing Portland cement powder with pozzolan powder or incorporating and grinding and also mixing where the pozzolan composition is 15 to 40% pozzolan Portland cement mass.

Based on the ASTM C 219 definition: PPC is hydraulic cement comprising of the mixture of Portland cement, blast furnace slag and pozzolan which is produced from mixing Portland cement clinker and pozzolan with mixing Portland cement or Portland cement blast furnace slag and separated refined pozzolan or a combination of grinding/mixing and mixture where the amount of pozzolan is according to the required limit.

Based on the 2 (two) definition above, the difference between PPC and standard Portland cement (I to V) is the amount of trass or fly ash added with the mill finish process.

Adding fly ash would result to concrete structure as follows:

- ✚ Curing time (90 days) pace of pozzolanic reaction (tie Ca) will increase so the total of $\text{Ca}(\text{OH})_2$ that will interact with CO_2 will decrease since the carbonization will be obstructed.
- ✚ Lowering concrete alkaline which is the cause of corrosion for iron concrete where the criteria will increase concrete durability towards oxidation caused by the environment which is acid in character (especially the swamp area).

- Possible Utilization

PT NNT Power Plant (Newmont Lesser Sunda Islands) produces around 580 tons of coal ash per month. While using coal ash that has been processed around 25 tons per month. And for this reason, many tests using coal ash for road pavement has been continuously conducted in the town of Town Site that totals 300 meters of road with satisfactory results.



One road in Townsite which was constructed by utilizing fly ash from burning coal

The suitability for ash utilization depends on several technical and economic factors such as:

- the chemical and physical properties of the ash;
- controlled variability of the ash properties;
- site specific factors, such as local land availability and local market for building materials;
- availability and quality of competing material and market structures;
- availability of waste lands or marginal lands which need rehabilitation;
- commercial experience in using the product.

Fly ash applications can be roughly categorized into low and high value added applications. Their main difference is that in the latter category the fly ash is either controlled or modified using advanced technologies, whereas in the first predominantly raw materials are directly used. Low value added applications mainly concern large scale use like land reclamation, whereas high value added applications mainly refer to building

materials. Table 10 presents an overview of available applications and methods.

Table-10. Listing of large and small scale fly ash applications

Small scale application / building materials/high added value			
Cement: <ul style="list-style-type: none"> - Portland clinker - Portland filler - blast furnace cement filler - slag filler - slag preparation - activated slag cement 	Concrete: <ul style="list-style-type: none"> - concrete mortar - plaster mortar - masonry mortar - foam concrete - dry mix - fly ash sand - concrete roads - concrete products: flag-stone, paving stone, Kerb-stone, sewer pipe/pit, pile 	Ceramics: <ul style="list-style-type: none"> - paving stones - bricks - roof tiles - porous tiles - polysil tiles - ceramic tiles & paver blocks 	Civil engineering applications: <ul style="list-style-type: none"> - asphalt filler - road stabilization, sub-basis - dikes - banks - industrial areas - hydraulic engineering - road construction: slopes, ramps, approach roads, concrete roads
Lime: <ul style="list-style-type: none"> - sand-lime / calcium silicate brick - insulation material - cellular concrete - gascon - masonry mortar - sewage sludge stabilizer 	FGD Gypsum: <ul style="list-style-type: none"> - indoor wall blocks - cardboard/fiberboard self leveling floors - retarding agent Miscellaneous: <ul style="list-style-type: none"> - zeolites - 	Synthetic artificial gravel: <ul style="list-style-type: none"> - aardelite, a lime bound artificial gravel lytag, a sintered light weight synthetic gravel	Upgrading techniques: <ul style="list-style-type: none"> - calcining - sintering - wind shifting - sieving, screening - grinding, milling - mixing, blending - drying - micronising
Large scale application/low added value			
<ul style="list-style-type: none"> - Use on agricultural land as fertilizer - Land reclamation for agriculture and forestry - Land reclamation for building - Application in large infrastructure works - Mine back filling (mine stowing) - Rehabilitation of uncontrolled landfills 			

VI. POTENTIAL DEMAND OF COAL ASH

-Cement Industry

The data from the Department of Industry shows that national cement production in 2004 reached 33 million tons while domestic consumption totaled 29.3 tons. The 2005 consumption reached 32.2 million tons. The needs are still lower than the national cement production capacity that reached 47.49 million tons.

Table-11 below shows Indonesian cement production and the production capacity in year 2004 (Source : Indonesia Cement Association)

No.	Industry Name	Location	Operation Since	Plant Design Capacity (10 ³ Tons/Yr)	Cement Production (2004) (10 ³ Tons/Yr)	Coal annual Consumption (10 ³ Ton)
1	PT Semen Andalus Indonesia	Lhok Nga, Aceh	1982	1,400	1,236	185
2	PT Semen Padang	Indarung, West Sumatra	1910	5,440	4,600	454
3	PT Semen Baturadja	Baturaja, South Sumatera	1980	1,250	914	129
4	PT Indocement Tungal Prakasa	Citeureup, West Java	1975	15,650	10,232	1,939
5	PT Semen Cibinong	Narogong, West Java	1975	9,700	5,410	812
6	PT Semen Gresik	Gresik, East Java	1957	8,200	7,193	1,064
7	PT Semen Tonasa	Pangkep, South Sulawesi	1968	3,480	2,419	784
8	PT Semen Bosowa Maros	Maros, South Sulawesi	1999	1,800	1,132	170
9	PT Semen Kupang	Kupang, East Nusa Tenggara	1984	570	92	-
	TOTAL			47,490	33,228	5,537

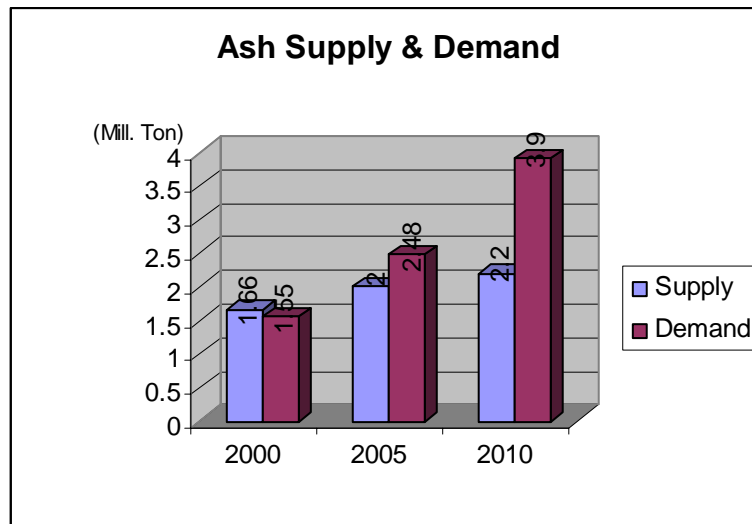
Table-12: Indonesia Cement Specification

No.	Type	Production (%)	Fly Ash (%)
1	Portland Cement Type 1 (OPC)	70	0
2	Portland Composite Cement (PCC), 5% limestone	15	15
3	Portland Pozzolan Cement (PPC)	15	10
4	Fly Ash Cement (if Ash is Available)	0	40

Note: Total cement production is 32.2 million Tons in year 2005

From the above table we can see that PCC and PPC cement production total 9.9 tons in 2005, while potential fly ash is utilized for cement production of the PCC and PPC type which totals 2.48 tons.

The data from the Chemical, Agro and Forest Yield Directorate General - Department of Industry assumes that average cement growth is 10%/year, therefore, the need for cement in year 2010 would rise to 52 million tons. This would mean the need for fly ash would increase to 3.9 million tons.



One of the most profitable characteristic and component of fly ash is its similarity to zeolite. The main component of coal fly ash is mullite ($3Al_2O_3 \cdot 3.2SiO_2$), quartz (SiO_2), hematite (Fe_2O_3), magnetite (Fe_3O_4). Apart from the minerals mentioned, we also find other minerals but to a smaller amount, which enables fly ash to be the basic material of zeolite, which is a porous material that can be used for many things; which among others are

absorbent, as an ion replacement, molecule strainer, filler, fertilizer mix as a release agent, catalyst as well as a catalyst culture.

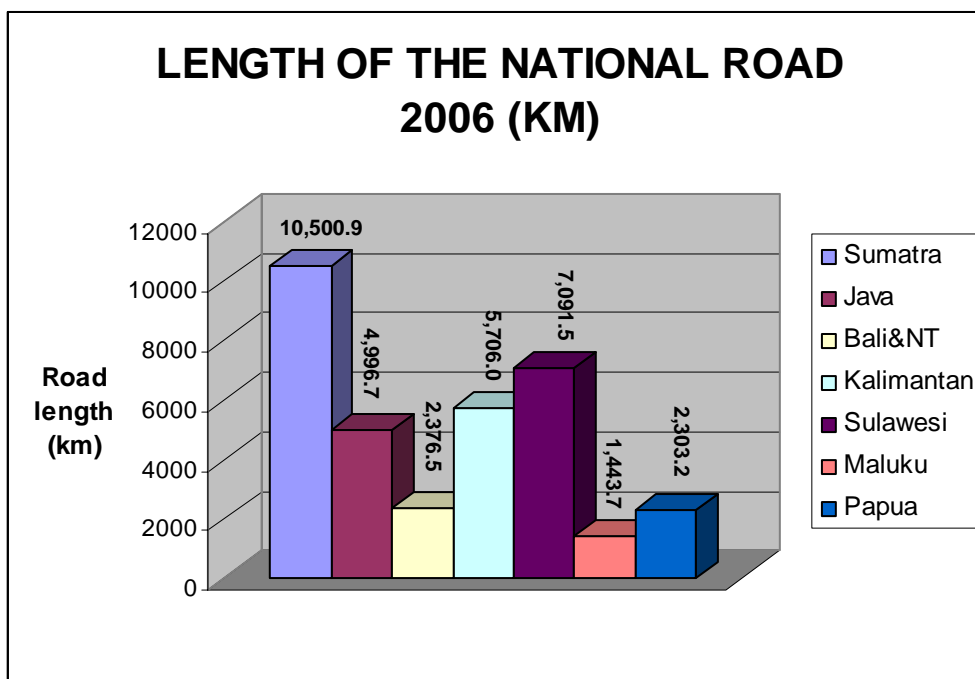
-Infrastructure

Fly ash is also beneficial for Material Admixture for concrete (concrete mix). Base on data from the Department of Public Works Year 2006, the national road network totals 34,506.5 Km.

Table-13: NATIONAL ROAD CONDITION 2006

NATIONAL ROAD CONDITION 2006 (STATUS PER 1 JANUARY 2006)								
BASED ON IRI CRITERIA								
No	Island / Nasional	Road length (KM)	ROAD CONDITION					
			Very good	Good	Moderate	Not good	Minor damage	Severely damage
1	Sumatra	10,588.9	9,352.9	5,309.4	4,043.5	1,236.1	734.6	501.4
2	Java	4,996.7	4,676.7	2,886.9	1,789.8	320.1	237.8	82.2
3	Bali & Nusa Tenggara	2,376.5	2,032.2	1,244.5	787.7	344.3	298.1	46.2
4	Kalimantan	5,706.0	3,770.8	2,501.2	1,269.6	1,935.1	541.9	1,393.2
5	Sulawesi	7,091.5	5,822.4	3,699.2	2,123.2	1,269.1	610.5	658.6
6	Maluku & Maluku Utara	1,443.7	825.6	644.2	181.4	618.1	201.0	417.1
7	Papua	2,303.2	880.4	549.9	330.5	1,422.8	343.6	1,079.2
	Indonesia	34,506.5	27,360.9	16,835.4	10,525.5	7,145.5	2,967.6	4,178.0
Source: Directorate General Bina Marga-Department of Public Work								
Notes: excluded Jakarta								

According to the above data, severely damaged roads replaced with material using concrete admixture, and assuming that 10% of fly/bottom ash is mixed into this material, then approximately 250.68 m³ of fly/bottom ash is needed for a road 6 meters long. This need will increase if the roads in the provinces are also calculated.



The table 14 below shows the development of national roads and provinces
2000-2004:

Table-14: Data of roads Nationwide, Province and its development

No	Province	National			Province		
		2000 (Km)	2004 (Km)	Average Road development Per year (%)	2000 (Km)	2004 (Km)	Average Road development Per year (%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	Nanggroe Aceh D	1,144.02	1,782.78	11.73	1,701.82	1,701.82	0.00
2	North Sumatra	1,305.96	2,098.05	12.58	2,919.72	2,752.50	-1.46
3	West Sumatra	871.95	1,200.09	8.31	1,288.41	1,130.73	-3.21
4	Riau	838.56	1,126.11	7.65	2,162.82	1,795.92	-4.54
5	Jambi	853.27	820.40	-0.98	1,566.68	1,525.40	-0.67
6	Bengkulu	1,006.95	1,290.24	6.39	1,624.99	1,621.33	-0.06
7	South Sumatra	750.43	736.44	-0.47	1,500.29	1,356.57	-2.49
8	Lampung	851.26	1,004.16	4.22	2,369.97	2,355.09	-0.16
9	Bangka Belitung	0.00	530.65	#REF!	912.59	511.48	-13.48
10	DKI Jakarta	153.50	122.38	-5.51	1,328.99	1,124.51	-4.09
11	West Java	1,062.22	1,140.69	1.80	1,994.41	2,141.23	1.79
12	Central Java	1,215.46	1,297.63	1.65	2,525.55	2,550.21	0.24
13	D.I. Yogyakarta	158.34	168.81	1.61	690.25	690.25	0.00
14	East Java	1,783.49	1,899.21	1.58	1,439.18	1,439.18	0.00
15	Banten	0.00	490.40	#REF!	456.43	372.25	-4.97
16	Bali	405.93	501.64	5.44	673.40	839.88	5.68
17	Nusa Tenggara Barat	541.22	601.83	2.69	1,763.61	1,416.41	-5.33
18	Nusa Tenggara Timur	1,121.85	1,273.02	3.21	2,939.86	2,626.92	-2.77

19	West Kalimantan	1,006.62	1,575.32	11.85	1,788.96	627.64	-23.04
20	Central Kalimantan	1,707.53	1,714.95	0.11	1,059.26	771.56	-7.62
21	South Kalimantan	864.07	876.00	0.34	1,056.38	898.14	-3.98
22	East Kalimantan	1,226.21	1,539.70	5.86	1,640.07	1,442.07	-3.17
23	North Sulawesi	1,360.39	1,267.39	-1.75	1,310.52	740.57	-13.30
24	Central Sulawesi	1,592.99	1,806.46	3.19	2,037.06	1,976.81	-0.75
25	South Sulawesi	1,669.57	2,107.54	6.00	1,618.51	1,486.47	-2.11
26	South East Sulawesi	612.60	1,293.87	20.55	1,487.36	488.80	-24.29
27	Gorontalo	0.00	616.24	#REF!	468.22	284.22	-11.73
28	Maluku	464.68	985.46	20.68	1,611.87	997.7	-11.30
29	North Maluku	0.00	458.21	#REF!	688.93	586.74	-3.93
30	Papua	1,701.96	2,303.16	7.86	1,872.60	1,872.60	0.00
		26,271.03	34,628.83	7.15	46,498.7	40,125.02	-3.62
					1		

SOURCE :

- Length of National Road (2000): based on Kepmen PU No. 236A/KPTS/1997

- Length of National Road (2004): based on Kepmen Kimpraswil No. 376A/KPTS/2004

NOTES : Symbol #REF!: data is not available/the province was not exist yet
and data in collumms 5 & 8 were from the *Balai Litaler Pusdatin*

The data above shows estimation for 2010, where an additional of 2,475.96 km of roads is needed nationwide, with the assumption of road construction using concrete admixture and 10% fly/bottom ash mix, therefore, the need for fly/bottom ash will reach up to 148. 55 m³ for additional road length of 6 meters.

This table below shows the percentage of type of road surface in Indonesia for year 2000:

Table-15: Type of National Road Network

Island	National Road			Provincial Road			Regency Road		
	Asphalt (%)	Not Aspal (%)	Total (%)	Asphalt (%)	Not Asphalt (%)	Total (%)	Asphalt (%)	Not Asphalt (%)	Total (%)
Sumatra	99,60	0,40	100	88,80	11,20	100	36,86	63,14	100
Java	100	0	100	99,40	0,60	100	61,05	38,95	100
Kalimantan	64,10	35,90	100	73,20	26,80	100	39,46	60,54	100
Sulawesi	93,80	6,20	100	91,10	8,90	100	39,57	60,43	100
Irian	41,40	58,60	100	65,50	34,50	100	17,34	82,66	100
Others	98	2	100	84,42	15,58	100	39,36	60,64	100
Indonesia	88,30	11,70	100	88,20	11,80	100	43,09	56,91	100

Source : IIRMA data year 2000

Assuming that the national and provincial roads are not yet using asphalt and concrete admix with 10% fly/bottom ash mix will be used, then the need for fly/bottom ash would total 513.02 m³ for additional road length of 6 meters.

-Agriculture

Up till now, coal ash has been significantly used for cement and concrete industries, fillers for mining material and digging material as well as other things. One of the benefits of coal ash which is being studied by TekMIRA is to treat tailing soil originating from gold producing activities in West Java. Tailing has characterization as basic compound and contains several heavy metals. By adding fly ash to the tailing soil, it would neutralize the heavy metal contents in soil. Eventually, the neutralized land can be used for plantation or agricultural estate.

-Land application with fly ash use as fertilizer

This type of application is considered an attractive alternative for disposal of fly ash compared to the current procedure of disposal. However, concern of trace element contamination has been one factor that has limited widespread land application. Another major limiting factor is the lack of macro nutrients (notably nitrogen) in the ash, which is consequently of little agronomic value. However, several studies has shown that the mixing of fly ash with an organic waste product such as paper mill water, sewage sludge or poultry litter can produce a balanced soil amendment with equivalent nutrient availability to conventional fertilizers. Moreover, addition of fly ash improves the water holding capacity and the structure of the soil.

-Land reclamation for forestry and agricultural development by covering the soil with a fly ash layer.

Recent studies have revealed that fly ash is very similar to volcanic ash from a morphological, physical and chemical point of view. Given enough time, both ash types are predisposed to transform into a fertile soil. This 'naturalization process' is enhanced by the action of vegetation. If properly

exploited and managed, these unique properties make fly ash a potential resource for forestry and agriculture. This last point is of special importance because some of the largest producers of coal fly ash (e.g. India and China) have the greatest need for fertile soil and renewable energy.

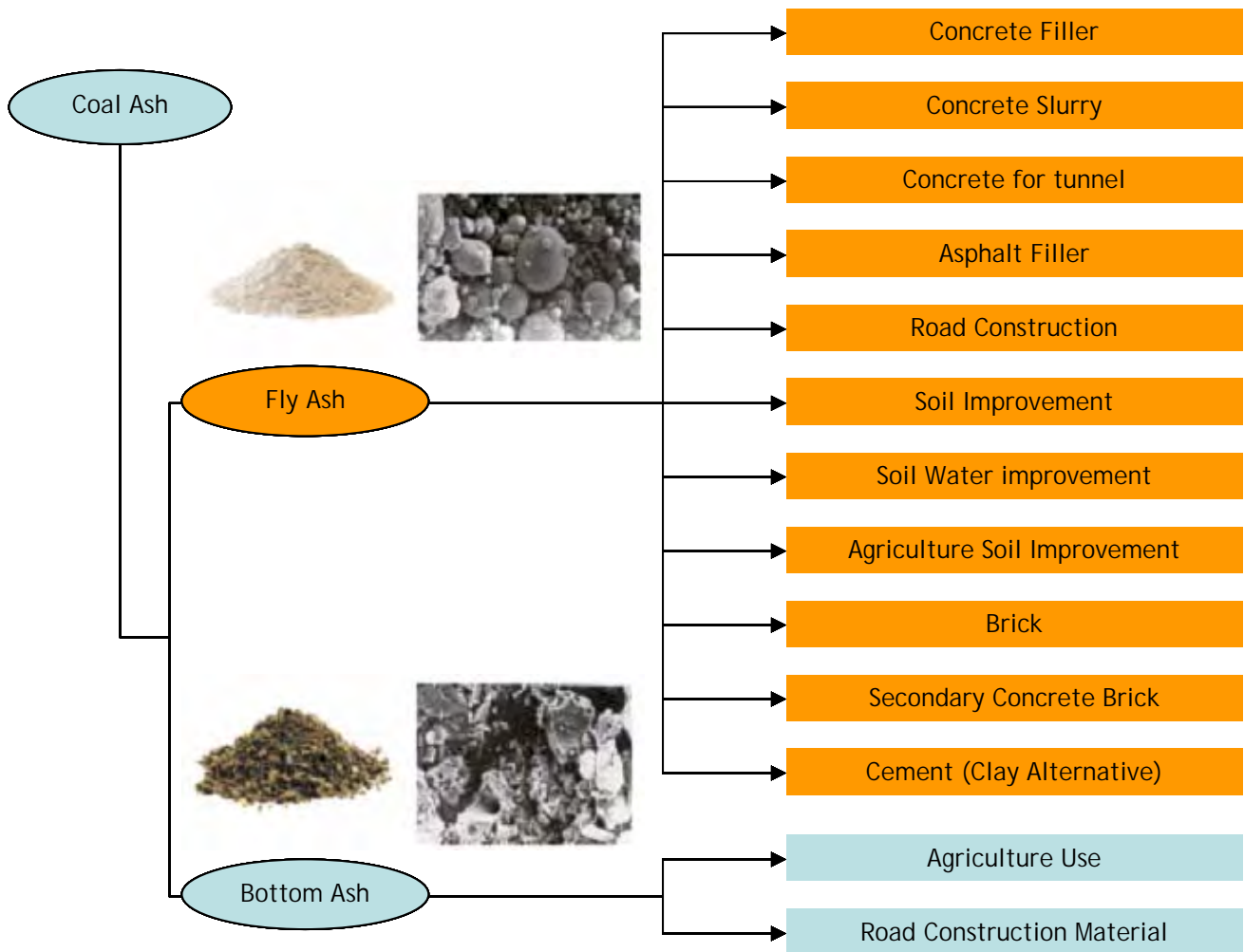
-Land reclamation for developing building areas.

Building areas require consolidated soils. Advanced pumping systems are now available which are able to transport low moisture fly ash over large distances. Application of low moisture fly ash provides stable consolidated soils in a relative short period of time.

-Mine back filling

Mine back filling has demonstrated to be an attractive option for those plants located near the coal mine. Back filling of underground mines is technically vulnerable and especially holds good potentials for those areas where sand is scarce. Open cast mine filling can again be considered as land reclamation.

VII. ASH UTILIZATION STANDARD



The table 16 below shows data of fly/bottom ash utilization in Japan in year 2000, the source is form the Japan Coal Energy Center (JCOAL).

Table-16: Effective coal ash utilization in Japan by sector in fiscal 2000

(Unit: thousand tons)

Item		Electric power utilities		General industries		Total	
Sector	Contents	Amount	Ratio(%)	Amount	Ratio(%)	Amount	Ratio(%)
Cement	Raw material	3,042	61.68	1,333	66.68	4,375	63.12
	Admixture	189	3.83	185	9.25	374	5.4
	Ready mixed	87	1.76	57	2.85	144	2.08
	total	3,318	67.27	1,575	78.79	4,893	70.6
Public works	Soil treatment	96	1.95	45	2.25	141	2.03
	Public works	121	2.45	24	1.2	145	2.09
	Public works for electric power	26	0.53	0	0	26	0.38
	Sub-grade stabilization	65	1.32	31	1.55	96	1.39
	Asphalt filler	3	0.06	0	0	3	0.04
	Backfilling in coal mines	291	5.9	0	0	291	4.2
	Total	602	12.21	100	5	702	10.13
Construction works	Construction board	198	4.01	109	5.45	307	4.43
	Lightweight aggregate	28	0.57	0	0	28	0.4
	Concrete product	27	0.55	2	0.1	29	0.42
	Others	0	0	0	0	0	0
	Total	0	0	0	0	0	0
Agriculture, forestry & fisheries	Fertilizer	41	0.83	2	0.1	43	0.62
	Soil improvement	9	0.18	70	3.5	79	1.14
	Thawing material	0	0	22	1.1	22	0.32
	Total	50	1.01	94	4.7	144	2.08
	Sewage	2	0.04	1	0.05	3	0.04
	Iron manufacture	1	0.02	2	0.1	6	0.04
	Others	706	14.31	116	5.8	822	11.86
	Total	709	14.38	119	5.95	828	11.95
	Grand total	4,932	100	1,999	100	6,931	100

- Ash Mix Standard

Table of Indonesia Cement Specification Standard (source: Tonasa Cement, Indocement)

Table-17: Cement Specification according to Indonesia Standard

No.	Type	Production (%)	Fly Ash (%)
1	Portland Cement Type 1 (OPC)	70	0
2	Portland Composite Cement (PCC), 5% limestone	15	15
3	Portland Pozzolan Cement (PPC)	15	10
4	Fly Ash Cement (if Ash is Available)	0	40

Source : Tonasa Cement, Indocement

VIII. POSSIBLE ORGANIZATION TO PROMOTE ASH UTILIZATION

As mentioned in Chapter II, a Ministry Decision draft about the Coal Ash Processing (concerning Fly ash and bottom ash) is currently being prepared. Since The Ministry of Environment Law categorizes that this product as B3 (dangerous) waste, therefore the Ministry of Environment has decided to issue the Ministry of Environment Decision orientated to 3 elements which are **Reuse, Recovery and Recycle**. Such decision has been made based on consideration that ash can still be seen as useful "wastes". Besides, Indonesia will requires huge amount of ash for the construction of roads, bridges, buildings and other infrastructure This Ministry of Environment Decision is expected to be completed very soon, in the earlier of 2007.

The Ministry Environment Decision covers the issues of utilizing fly/bottom ash as a substitute for basic material for cement, building construction material, and fuel substitution. Unfortunately, this Ministry Decision does not accommodate the use of ash for roads and fertilizer.

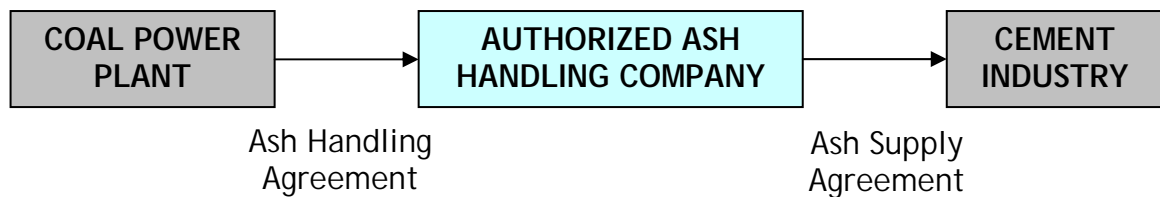
Permit issues for companies that want to move in this business category are required to acquire license/permit from the Ministry of Environment since ash is still categorized as B3 waste (the Ministry of Environment is working together with the Department of Industry and the Joint Work MoU has been signed).

At the moment the only company which has coal ash processing business in Indonesia is PT. HOLCIM Indonesia (cement factory) to process ash waste from the textile industry in cooperation with PT Indocement. The permit/licence was issued as a special case which is urgently needed to settle cases concerning ash from the textile industries to utilize it in the correct manner, although the Ministry of Environment Decision about the Coal Ash Processing is not issued yet.

According to the Ministry of Environment, the most difficult part is how to control the quality of ash, which is the responsibility of the Ministry of Environment office and Bappedal to carry out ash verification and set an ash utilization standard for industry - so the major problem is after the issuance of the Decision is not at the agreement level but control.

The possible role of the ash handling company is to verify the ash quality and confirm that the ash is not reachable. The company should have a R&D laboratory for this purpose and set an industrial standard for ash utilization practice. The company can sell the ash to cement industry based on the standard, which most likely must be approved by the authority

If diversions should be met in the implementation, then it should be reported to the Department of Industry that has issued such a work/business permit - therefore, this Department should also abolish the permit/license.



Fly/bottom ash yielded by the Steam Power Supply Plant or Industries can only be managed and utilized by a business that owns a permit/license to manufacture B3 Waste, therefore contract agreement is needed between the Steam Power Plant/Industry with the company that produces fly/bottom ash.

ATTACHMENT 1

PERMIT APPLICATION FORM TO MANUFACTURE B3 WASTE

No.... To the Ministry of Environment
Attachment.... JAKARTA
Subject.....

With this letter we would like to apply a permit/license to stock/collect/operate equipment to manufacture/stock end result)* of B3 Waste with the following data:

I. DEFINITION OF APPLICATION:

1. Application

- a. Name of applicator/authorized person:
- b. Address
- c. Phone/Fax

2. Company

- a. Name of applicator/authorized person:
- b. Address
- c. Phone/Fax
- d. Type of business
- e. Establishment Notary Act
- f. Principle Agreement No.
- g. Tax No.
- h..Permits/license already acquired (location, Construction, HO and AMDAL)

II. LOCATION DEFINITION

- 1. Width
- 2. Location
- 3. Village
- 4. Subdistrict

5. Regency/Manucipality
6. Province

III. B3 WASTE MANAGEMENT DEFINITION

1. Type of manufacture:
(stocking/ collecting/ processing and piling
end result)*
2. Specification of processor and equipment used
3. Amount, character of Waste being stocked/collected/processed/piled
4. Channel/pipe structure of B3 Waste Management
5. Prevention equipment for pollution of liquid waste and emission
6. Systems equipment for emergency cases

IV. PERMIT APPLICATION DOCUMENTS FOR THE MINISTRY OF ENVIRONMENT

1. Company Establishment Notary Act
2. Location permit
3. Construction permit
4. HO Permit
5. AMDAL approval
6. Location activity map
7. Definiton on raw materials and activity process
8. Definition on waste Management equipment
9. Definition on number and character of B3 waste

Jakarta,2007

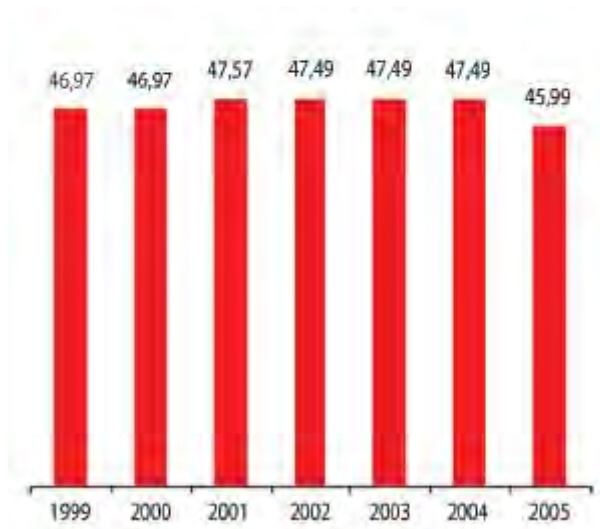
Name and signature of applicator

Stamp duty

Copy to:.....

ATTACHMENT 2

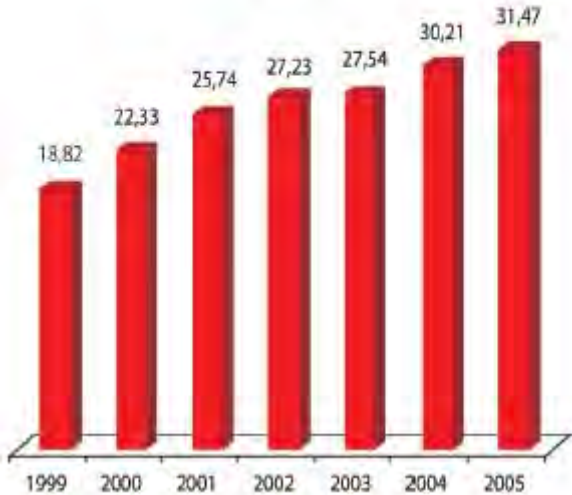
Production **Capacity** of Cement Industry in Indonesia
1999-2005 (million ton)



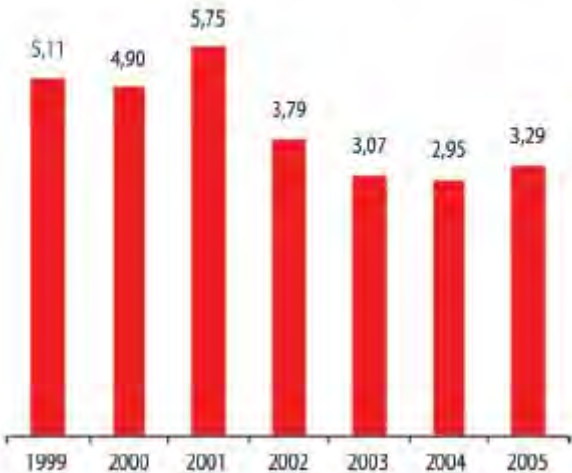
Cement Total Production in Indonesia
1999-2005 (million ton)



Cement Consumption in Indonesia
1999-2005 (million ton)



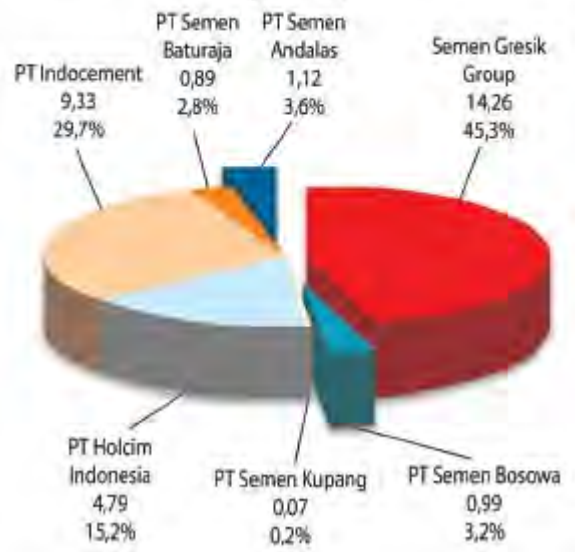
Indonesia Cement Export
1999-2005 (million ton)



Production Real of Cement Factory in 2005
(Million ton)



Total Sales of Indonesia Cement Factories
In 2005 (million ton)



Total Cement Consumption per Region
In 2005 (million ton)



Indonesia Cement Export in 2004 (million ton)



発電所建設に係る環境社会配慮

目次

1. 発電所建設に係る環境社会配慮	1
1.1 環境影響評価（AMDAL）の目的	1
1.2 AMDAL スケジュール	1
1.3 法律と規則	1
1.3.1 法律	1
1.3.2 政令	2
1.3.3 大臣令	2
1.3.4 環境管理局(BAPEDAL) 局長令	2
1.3.5 電力長官令	2
1.3.6 東カリマンタン州知事令	3
2. スコーピング	3
2.1 広範囲にわたる重大な影響	3
2.2 AMDAL の調査対象範囲	3
2.2.1 プロジェクト境界	3
2.2.2 社会的境界	3
2.2.3 生態系境界	3
2.2.4 行政上の境界	3
3. AMDAL 実施方法	5
3.1 データ収集と解析方法	5
3.2 気候、大気質、騒音	7
3.2.1 気候	7
3.2.2 大気質	7
3.2.3 騒音	7
3.2.4 自然地理学及び地質学	7
3.2.5 空間、土地、土壌	8
3.3 生物資源	8
3.3.1 植物相	8
3.3.2 動物相	8

3.3.3 水中生物	9
3.4 社会、経済、文化	9
3.4.1 公衆衛生	9
3.5 広範囲にわたり重大な影響の評価方法	9
3.5.1 大気質	9
3.5.2 騒音	9
3.5.3 水質	10
3.5.4 電磁場	10
4. 初期環境設定	11
4.1 物理化学	11
4.1.1 気候	11
4.1.2 大気質	12
4.1.3 水理 (水資源)	12
4.2 物理的特性	13
4.2.2 化学的特性	14
4.2.3 空地と土地	14
4.3 生物学 (生物学資源)	15
4.3.1 陸生植物相	15
4.3.2 陸生動物相	18
4.3.3 水中生物	20
4.4 社会、経済、文化	22
4.4.1 調査地域の概要	22
4.4.2 回答者の所得水準	24
4.4.3 伝統	25
4.4.4 社会化形成課程	25
4.4.5 コミュニティの認識	25
4.5 公衆衛生	26
5. 広範囲にわたり重大な影響の解析	28
5.1 建設前段階	28
5.2 建設段階	28
5.3 運転段階	28
5.4 運転後段階	28

6. 広範囲にわたる重大な影響の評価	33
6.1 広範囲にわたる重大な影響の解析	33
6.1.1 建設前段階	33
6.1.2 建設段階	38
6.1.3 運転段階	46
6.1.4 運転後段階	51
6.2 環境管理及び環境モニタリング	51
6.2.1 大気質	51
6.2.2 騒音	52
6.2.3 水源及び水質	52
6.2.4 空間、土地、土壌	52
6.2.5 植物相と動物相	53
6.2.6 社会経済	53
6.2.7 社会文化	53
6.2.8 公衆衛生	54
7. 住民説明会	55
7.1 開催主旨	55
7.2 住民説明会	55
7.2.1 Loa Duri Ulu 村	55
7.2.2 Sungai Kunjang 郡	55

1. 発電所建設に係る環境社会配慮

1.1 環境影響評価 (AMDAL) の目的

JICA 開発調査「インドネシア国東カリマンタン州持続的の石炭開発のための環境汚染リスク緩和マスタープラン調査」において、低品位炭（石炭スラッジ含む）の有効利用を目的とした火力発電所の建設を想定した場合の IEE 調査を実施した。JICA 業務指示書において AMDAL の実施が記載されているが、インドネシアの法律における AMDAL とは EIA のことであり、本調査はマスタープラン調査で事業主体者が存在しないことから、IEE レベルの調査を行う。本章では予備的 AMDAL 調査を「AMDAL」と称する。

1.2 AMDALスケジュール

AMDAL スケジュールを下表に示す。

表 1-1 AMDAL スケジュール

調査内容	2006年					2007年	
	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月
関係法令調査・関係機関調査							
第1回ステークホルダーミーティング (AUDIENSI)	■						
スコーピング		■					
AMDAL現地調査(現地再委託)							
2次データ(既存データ)収集・解析		■	■	■	■		
1次データ収集・解析		■	■	■	■		
社会環境への影響調査 3		■	■	■	■		
地域住民ヒアリング		■	■	■	■		
第2回ステークホルダーミーティング (Public Consultansy)						■	
AMDAL再委託・環境インパクトの分析					■	■	
DFR説明(インドネシア政府等説明)							■
DFR説明(東カリマンタン州政府等説明)							■
ファイナル・レポート							■

1.3 法律と規則

AMDAL は下記に示す法律および規則に準じて実施した。

1.3.1 法律

農業基本法 (Number 5, 1960)

国内資本投資法 (Number 12, 1970) に関する関係法 (Number 6, 1968) (PMDN)

生物資源及び生態系保護法 (Number 5, 1990)

空間計画法 (Number 24, 1992)

環境管理法 (Number 23, 1997)

電力法 (Number 20, 2002)

地方政府法 (Number 22, 1999)

1.3.2 政令

危険物及び毒物管理法 (Number 85, 1995) に関する関係政令 (Number 18, 1999)

大気汚染防止に関する政令 (Number 41, 1999)

予備的環境影響評価に関する政令 (Number 27, 1999)

水質管理及び水質汚濁防止に関する政令 (Number 82, 2001)

1.3.3 大臣令

固定汚染源の排出基準に関する環境大臣令 (Number 13, 1995)

騒音基準に関する環境大臣令 (Number 48, 1996)

振動基準に関する環境大臣令 (Number 49, 1996)

大気汚染基準に関する環境大臣令 (Number 45, 1997)

環境影響評価が必要とされる事業の種類と活動に関する環境大臣令 (Number 17, 2001)

地表水の水質分析とサンプル方法に関する環境大臣令 (Number 37, 2003)

空中における高圧配電及び超高圧配電に関する鉱山エネルギー大臣令 (Number 0.1.P/47/PME/1992)

河川境界線、河川使用地域、河川権限地域及び旧河川に関する公共事業大臣令 (Number 63, 1993)

水源の水質管理に関する公共事業大臣令 (Number 45, 1990)

河川域における水、水源管理に関する公共事業大臣令 (Number 48, 1990)

水、水源利用認可手続き及び条件に関する公共事業大臣令 (Number 49, 1990)

1.3.4 環境管理局(BAPEDAL) 局長令

重大な影響の指標についてのガイドラインに関する環境管理局長令 (Number Kep-056/BAPEDAL/1994)

予備的環境影響評価の編集における社会的側面の調査に関する環境管理局長令 (Number Kep-299/BAPEDAL/11/1995)

予備的環境影響評価の編集における公衆衛生の調査ガイドラインに関する環境管理局長令 (Number Kep-124/12/1997)

予備的環境影響評価の地域社会参加及び情報開示に関する環境管理局長令 (Number 8, 2000)

1.3.5 電力長官令

電力の環境管理及びモニタリングの実施命令に関する電力・新エネルギー長官令 (Number 75-12/008/600.2/95)

1.3.6 東カリマンタン州知事令

排出基準に関する東カリマンタン州知事令 (Number 339, 1988)

工業用水の地下水利用制限に関する東カリマンタン州知事令 (Number 22, 1995)

環境基準実験室に関する東カリマンタン州知事令 (Number 660, 2000)

2. スコーピング

2.1 広範囲にわたる重大な影響

発電所建設に係る広範囲で重大な影響について、AMDALの規則に準じたスコーピングを行った。発電所および送電線の建設においてアセスメントを必要とする事項について、建設前段階、建設段階、運転段階および運転後段階に分類して実施した。(表 2-1)

2.2 AMDALの調査対象範囲

2x50 MW 石炭火力発電所の建設に伴う AMDAL の境界は、プロジェクトサイトの境界、生態系の境界、社会的境界および行政上の境界がある。

2.2.1 プロジェクト境界

プロジェクトの境界はプロジェクトを実施する地域であり、つまり、発電所プロジェクトサイト (20ha)内、及び送電線 (10km)に沿った地域である。

2.2.2 社会的境界

社会的な境界は、調査地域において地域コミュニティの社会文化変容の可能性がある地域である。この境界はプロジェクトから直接影響を受けると予想される村の行政上の境界に基本的に酷似している。この村とは Loa Janan、Harapan Baru、Samarinda を指す。

2.2.3 生態系境界

影響の源は、発電所、サポート設備および送電線である。生態系の境界は大気汚染物質の最大の拡散範囲である。つまり、発電所の中心から半径 3km 以内、送電線のコロナによって引き起こされる騒音の最大範囲内、つまり、送電線から約 120m、総長 10km の範囲である。

2.2.4 行政上の境界

プロジェクトの行政上の境界は Loa Duri Ulu 村 (Loa Janan 郡) および Harapan baru 地区を含む Samarinda 市である。

ACTIVITY PHASE	Preconstruction					Construction										Operation										Pasca Oprs		Note					
ENVIRONMENTAL COMPONENT	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
1. Climate, Air Quality and Noisy																																	1. General Survey
a. Micro climate																																	2. Activity Planning Socialisation
b. Air Quality																																	3. Mapping
c. Noise and Vibration																																	4. Planning
2. Physiographic and Geology																																	5. Land Aquisition
a. Ertion																																	6. Manpower Recruitment
b. Land Stability																																	7. Jetty Construction
c. Ground Water																																	8. Manpower Mobilization
3. Hidrology																																	9. Loading Unloading
a. Water Resources																																	10. Equipment Mobilization
b. Water Resources Quality																																	11. Land Clearing and Land Preparation
c. Sedimentation																																	12. Land Preparation For PLTU
d. Sediment Quality																																	13. Installation Development
e. Flood Hazard																																	14. Freshwater Facility Installation
4. Space, Land and Soil																																	15. Infrastructure Installation
a. Land Quality																																	16. Tower Construction
b. Land Using																																	17. Tower Setting
c. Land Owner Status																																	18. Cable Pulling and Setting
d. Physical and Chemist Soil Characteristic																																	19. Release Manpower
e. Land Scape																																	20. Manpower Recruitment Operational Phase
5. Biology																																	21. Coal Delivery
a. Secondary Forest Community																																	22. Coal Pilling
b. Bushes Community																																	23. Water Intake and Water Inlet
c. Endemic Species																																	24. Coal Combustion
d. Man Made Ecosystem																																	25. Fly-Ash Pilling
e. Wildlife Home Range																																	26. Coal Ash Delivery
f. Freshwater Biotic Composition																																	27. Bottom-Ash Pilling
g. Nekton																																	28. Power Distribution
6. Social, Economic and Culture																																	29. Power Plant & Transmission Line Facilities Maintenance
a. Demography																																	30. Equipment and Material Maintenance
b. Sex Ration																																	31. Asset Deliverieable
c. Demography Dispersal																																	32. Manpower Release Operational Phase
d. Manpower																																	
e. Livelyhood																																	
f. Traffic Hazard																																	
g. Criminility																																	
h. Live Style																																	
i. Acceptibility																																	
j. Perseption																																	
k. Aculturation																																	
7. Health																																	
a. Health Infrastructure																																	
b. Sanitation Hazard																																	

表 2-1 スコーピング結果による調査項目

3. AMDAL 実施方法

3.1 データ収集と解析方法

収集データは一次データ及び二次データである。収集データは地球物理化学、生物学、社会経済、公衆衛生に関することも含んでいる。一次データは直接観察、測定、インタビューによって実施した。二次データは文献調査及び関係機関・組織の公開文書から収集した。二次データには地図、地区の記録や報告書、市の統計資料、関連法律、関連規則が含まれている。

直接観察及びサンプリング場所の選定には以下のことを考慮した。

仮定であるが影響を引き起こすと分類される活動のタイプ

計画された活動の実施期間

活動の時間間隔

活動の場所と配置

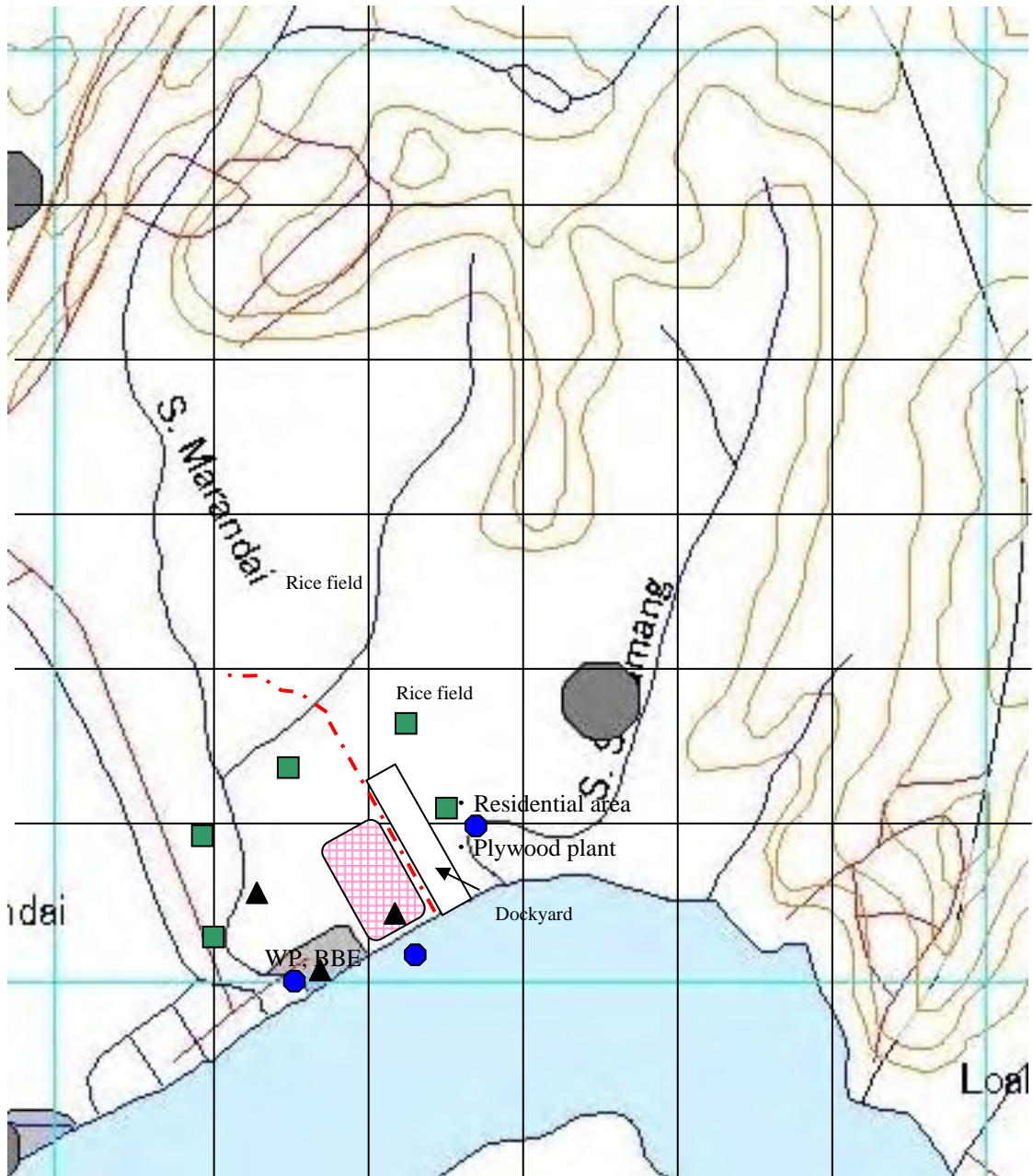
調査地域の環境的な特徴

サンプリング場所は下表のとおりである。（表 3-1）

表 3-1 サンプル数およびサンプル場所

Type of Sample	Number of Sampling Points	Sampling Location	Consideration for Selecting Sampling Location
Air quality and noise	3	Port of PT BBE, Loa Duri Ulu Village and planned site for the power plant	Associated with: Environmental condition, company's activities and settlement location
Water quality and aquatic biota	3	Benamang river, Merandai river, and Mahakam river	Associated with: Outlet and inlet of river-catchment system and the planned activities
Terrestrial biota	5	Around the planned power plant site	Associated with: Type of ecosystems and land coverage
Socio-economic, culture and public health	2	Loa Duri Ulu Village	Associated with: Village location close to the planned project site

サンプリング位置を 図 3-1 に示す。



- Water and aquatic biota samples
- ▲ Air quality samples
- Terrestrial biota samples

図 3-1 サンプリング位置図

3.2 気候、大気質、騒音

3.2.1 気候

調査地域の気象データは Meteorology & Geophysics station から収集した。統計データの解析は過去 10 年の気象状況の平均を用いた。更に大気サンプリングを行い気象測定も行った。測定は気温、大気圧、湿度、風向、風速である。

3.2.2 大気質

大気質のデータは過去に行った調査から得られた二次データと現場測定による一次データから収集した。

3.2.3 騒音

二次データは調査地域に隣接した PT Bukit Baiduri Energy が過去に調査したデータを使った。一次データ収集のため現場測定も実施した。そして、「Governor of East Kalimantan Regulation Number 339 Year 1988 on Air Quality Standard and Noise Level Standard」を参照した。騒音測定には音響レベルメーターを使い、測定箇所は大気質サンプリングと同じ場所である。

3.2.4 自然地理学及び地質学

自然地理学、地質学、地下水学の二次データは過去の調査報告書や文献検索によって収集した。自然地理学や地形学の現地調査では、傾斜度や土地の起伏といった特定のパラメータについてのデータを得た。地質学上の収集データは、岩石学（土壌や石）のパラメータと地質構造である。

3.2.4.1 水資源

調査対象地域の包括的な水理データを収集するために一次データ、二次データを収集した。一次データは河川の物理的特性、水面変化、堆積物レベルや水質である。二次データとしては流れのパターンや過去の調査記録に示された事項である。

3.2.4.2 水質

水質データは過去の調査報告から二次データを収集するとともに、現地計測によって一次データを収集した。

水質に関する一次データは Mahakam 川、Merandai 川、Benamang 川、そして計画されているプロジェクトサイト周辺のいくつかの井戸から収集した。

水質サンプルの分析結果は「Governor of East Kalimantan Decree Number 16 Year 2005 on Water Standard Quality for Rivers in East Kalimantan Province」に準じて評価した。また、井戸水のサンプルについては「Minister of Health Regulation Number 146/MENKES/PER/IX/1990」に照合した。

3.2.4.3 河川堆積物

河川の堆積沈殿物中の重金属には水銀(Hg)、カドミウム(Cd)、鉛(Pb)や亜鉛(Zn)が想定される。堆積物のサンプルを Rawas 川で採取した。このサンプル収集は発電所が直接関係する河川に限られ、発電所運転前のベースラインデータの収集を目的としている。

3.2.5 空間、土地、土壌

土地利用やその空間に関するデータ収集には二次データを使用した。土地の空き状況や使用状況、所有権などは発電所や送電線建設によって影響を受ける。二次データとしては中央クタイ県と東カリマンタン州による空間計画に関する報告書を参考にした。さらに、土地利用の分析は国土庁 (BPN) と中央統計局 (BPS) のデータを使った。土地の現状や所有権を把握するために、発電所や送電線ルートの現地調査を行った。土壌の物理的、化学的特質については、二次データおよび一次データを用い、土壌のサンプリングにより土壌の特性、物理的性質、化学的成分の調査を行った。土壌分析は「Centre for Soil Research in Bogor (1981)」に従って実施した。

3.3 生物資源

3.3.1 植物相

コミュニティの種別 (農村か住宅地か)、植物の種類分布、自生植物か人工栽培植物かなどに関するデータ収集は森林保護局 (Directorate General of Forest Protection and Nature Conservation - Ditjen PHKA) の手法で行った。

調査対象区域において、散見した植物を記録し、改良型 Braun & Blanquet 手法によりクラス分けを行った。

なお、保護が必要な植物種は “ Directorate General of Forest Protection and Nature Conservation (Ditjen PHKA) ” の保護植物のリストに示されている。

3.3.2 動物相

一次データの収集はフィールド巡回方式によって行われた。その観測パラメータは種別、分布、頻度である。一次データ収集では地域住民のインタビューも実施した。二次データは近隣の鳥獣保護区職員などの情報を基に作成した。対象は調査区域の哺乳類、鳥類、爬虫類、両生類などである。

収集データを用いて生息地、分布、行動パターン、個体数、種の構成、縄張りなどを分析した。そして森林保護と自然保護の政令 (Directorate General of Forest Protection and Nature Conservation - Ditjen PHKA) のリストに従い、指定保護動物、絶滅危機動物、地域特有動物、特別動物などに分類した。

3.3.3 水中生物

3.3.3.1 プランクトンと底生生物

プランクトンはサンプル地点で Wisconsin 網（プランクトンネット 25 番）を用い、50 リットルの水を濾してサンプルを収集した上でさらに、20ml に濃縮して収集した。そして 4% のホルムアルデヒドによって保存し解析・特定した。

底生生物のサンプルは Eckman の方法により 15cm 四方のサンプルを採取することで収集した。このサンプルを 30 メッシュ（米国スタンダード 250 ミクロンメッシュ）のふるいを用いて土壌基質から底生生物を分離した。更にふるいに残った底生生物をプラスチックの容器に入れ、4% のホルムアルデヒドによって保存され分析・特定した。

プランクトンと底生生物の分析は動植物の種別、分類、生育密度を理解する目的で行なわれる。プランクトンと底生生物の種類の多様性は Shannon - Wiener インデックスを使用して評価した。

3.3.3.2 遊泳動物

遊泳動物や魚類のデータ収集については全てのサンプル収集場所で地元の漁師が捕獲したものを記録した。また地元の漁師にインタビューをすることにより更なる情報を得ることができた。

正体不明の動物については捕獲し、研究機関に送り正体を特定した。

3.4 社会、経済、文化

3.4.1 公衆衛生

住民の健康に関する調査は環境管理長官令（Head of Environmental Impact Control Agency-BAPEDAL）の 1997 年 Decree Number 124 の Study of Public Health Aspects in Compilation of EIA のガイドラインに従い、現地調査による二次データや住民インタビューによる一次データ収集を行った。収集データは健康管理、環境衛生、地域衛生状況に関するものである。

住民の健康に関する調査は、発電所建設予定地から半径 3km 以内にある村落に対して行った。その中でもマハカム川流域の住民や送電線敷設予定地付近の住民が対象となる。評価方法は環境健康影響評価法に準じて行った。

3.5 広範囲にわたり重大な影響の評価方法

3.5.1 大気質

大気汚染の汚染物質濃度は Gaussian の公式を使い計算される。

3.5.2 騒音

騒音の評価に関しては 2 つの側面を考慮しなければならない。すなわち

(1) 種々の騒音の大きさとそれに曝される蓄積量のレベル

(2) 距離による騒音の大きさの変化。

3.5.3 水質

水質に関する影響評価は法に定められていない方法、つまり、現状の水質と建設前段階、建設段階、運転段階、運転後段階で起こる水質変化の比較対比によって行われる。各段階の活動によってもたらされる水質パラメータ濃度の計測には Metcalfe の式を採用した。

3.5.4 電磁場

電磁場の大きさを計算した。計算結果は基準値と比較することにより評価した。基準値に関しては 1998 年に出版された International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP) とその中に引用されている World Health Organization (WHO) のデータである。

4. 初期環境設定

発電所建設候補地は PT Bukit Baiduri Energy の敷地である。発電所は 20ha の空地に建設される。初期環境設定は計画した活動が始まる前（現状）の各種データを収集することを目的としている。

4.1 物理化学

4.1.1 気候

4.1.1.1 気候区分、降水量

Koppen の気候区分によれば、中央クタイ県とその周辺は熱帯雨地域に分類される。調査地域は雨期（10月～4月）と乾期（5月～9月）のシーズンがある。平均降水量は 14.6～243.8 mm / 月。年間降水量 1,093.4 mm で平均すると 91.12 mm / 月。月間降水日は 9～20 日である。

4.1.1.2 気温、湿度

気候学的に調査地域の気温と湿度は Meteorology and Geophysics Agency (BMG) Station および Agriculture and Food Crops のサマリダ事務所の 2005 年データによると、それぞれ 24.47～32.30 °C、81.88～89.98 % である。

4.1.1.3 日照

データ解析の結果、年間日照は 48.20 % であった。平均月間日照は 40～55% であった。

表 4-1 気候状況

月	気候要素						
	*降水量 (mm)	降水日数 (day)	気温 (°C)			湿度 (%)	*日照 (%)
			最高	最低	平均		
1月	124.80	17	31.36	21.88	25.18	85.52	50.60
2月	98.40	17	33.03	22.49	26.77	85.11	51.60
3月	52.60	16	34.02	22.85	26.82	85.24	51.60
4月	14.60	11	32.86	23.28	26.39	88.97	53.20
5月	77.20	21	33.03	23.46	26.49	89.98	45.80
6月	65.40	20	30.65	21.49	24.47	84.11	42.60
7月	37.80	10	31.25	21.55	26.20	86.12	48.00
8月	79.00	17	33.30	22.31	26.24	87.10	55.00
9月	20.20	9	34.20	21.88	26.34	81.88	48.50
10月	243.80	20	33.11	22.56	26.14	84.12	40.90
11月	139.80	20	32.68	22.90	26.03	85.45	40.60
12月	139.80	20	32.68	22.90	26.03	85.45	40.00
合計	1,093.4	218	392.2	269.5	313.1	1,029.0	
平均	91.12	18	32.68	22.46	26.09	85.75	48.20

出典: Office of Agriculture and Food Crops, 2005, *Temindung Airport, 2006

4.1.1.4 風速及び風向

サマリダ空港にある気象台データによると、10年間（1988-1998）の風速は4～6ノットで推移している。一般的に1月～4月の風向きは南から、5月～10月は東北から、11月～12月は西から吹いていることを示していた。

4.1.2 大気質

調査地域の大気質はPT Bukit Baiduri Energiの港、Loa Janan 郡 Loa Duri Ulu 村、および発電所建設候補地の3箇所から集められたサンプルに基づいて評価した。調査結果は政府基準（Government Regulation 41/1999）の許容範囲内であり良好な状態であった。

表 4-2 大気質測定の結果

パラメータ	単位	規制値	場所 1	場所 2	場所 3
気温			33	31	29
湿度	%		61	62	71
騒音	dB		62,4	48	54,3
平均風速	m/det		1,04	1,44	1,38
風向 (from)	°		200	200	210
二酸化硫黄, SO ₂	mg/m ³	0,9	0,0153	0,0292	0,0431
窒素酸化物, NO _x	mg/m ³	0,4	0,0417	0,0783	0,0617
一酸化炭素, CO	mg/m ³	30	1,3157	0,9208	0,8849
塵（総浮遊粒子）, TSP	mg/m ³	0,23	0,0405	0,0756	0,0872

注）規制値：Government Regulation 41/1999

- 場所 1 : PT Bukit Baiduri Energi 港
 : 00°35'09.1" S, 117°03'04.6" E
 : 23 September 2006, 14:34 – 15:34
- 場所 2 : Loa Janan 郡 Loa Duri Ulu 村 RT15 地区
 : 00°34'53.6" S, 117°02'54.7" E
 : 23 September 2006, 15:50 – 16:50
- 場所 3 : 発電所建設候補地
 : 00°34'59.7" S, 117°03'17.8" E
 : 23 September 2006, 17:08 – 18:08

4.1.3 水理（水資源）

計画された活動が始まる前に現状の川の品質を調査するため、発電所建設候補地周辺の異なる川から3箇所のサンプルポイントを選定し河川水のサンプリングを行った。この3箇所の川は計画された活動によって直接的な影響を受け、環境の変化に直面することが予想される。分析結果を表 4-3 に示す。

表 4-3 水質測定の結果

No.	パラメータ	単位	サンプル場所			政府 規制値
			1	2	3	
	Physics					
1	Temperature	°C	30.1	30.2	27.9	Deviation 3
2	TSS	mg/l	48.75	97.50	23.75	50
3	TDS	mg/l	102.50	98.75	123.75	1000
4	Conductivity	uS	95.7	68.8	144.1	-
5	Salinity	‰	0.1	0.0	0.1	-
	Chemicals					
6	pH		6.49	6.77	6.45	6-9
7	DO	mg/l	2.98	3.11	2.10	6
8	BOD	mg/l	2.18	1.19	1.52	2
9	COD	mg/l	18.47	16.42	11.29	10
10	Iron (Fe)	mg/l	2.53	2.49	2.97	0,3
11	Manganese (Mn)	mg/l	0.051	0.036	0.079	0,1
	Microbiology					
12	Total Coli	MPN/100 ml	21	0	9	1000

Note:

サンプル場所

- 1 Merandai 川 14:36 WITA 23/09/2006 00° 35' 08.0" S; 117° 02' 57.5" E
 2 Mahakam 川 15:02 WITA 23/09/2006 00° 34' 58.0" S; 117° 03' 14.0" E
 3 Benamang 川 17:11 WITA 23/09/2006 00° 34' 45.7" S; 117° 03' 25.2" E

出典 : Government Regulation No. 82 / 2001

4.2 物理的特性

4.2.1.1 水温

調査地域における水温は 27.9 ~ 30.2°C であった。これは熱帯地域における自然水系の水温を示している。

4.2.1.2 全浮遊物質 (TSS) と全溶解性固形物 (TDS)

TSS とは 0.45 μm のミリポア膜を使って濾過した後に残った物質を示す。調査地域の TSS 濃度は、23.75mg/l ~ 97.50mg/l のであった。マハカム川の濃度を例外として、50mg/l の TSS 品質基準に対して対比したところ、調査地域の濃度は最大限界値未満であった。溶解性固形物 (TDS) とは、蒸発または加熱中に溶解または失った物質を示す。サイズは溶解性固形物は懸濁物質より小さい。TDS は水に溶けた有機的および非有機物、鉱物および塩類からなる。調査地域の TDS 濃度は最大限界値 1,000mg/l よりはるかに低い 98.75mg/l ~ 123.75mg/l の範囲であった。

4.2.2 化学的特性

4.2.2.1 酸性度 (pH)

酸性度(pH)に影響する要因としては陽イオンと陰イオンの数、光合成プロセスおよび降雨などである。水酸性度は化学的、生物学的なプロセスに重要な役割を果たす。酸性度(低いpH値)を高めることは、鉄、銅、カルシウム、マンガンおよび他の金属の溶解が影響し、炭酸ガスと重炭酸ソーダおよび炭酸塩のバランスに影響を及ぼす。調査地域で測定されたpHは、6.45～6.77の範囲であった。

4.2.2.2 BOD と COD

調査地域における溶存酸素(DO)濃度は、2.10mg/l～3.11mg/lの範囲であった。グループBにおける水質基準における推奨DO濃度が6.0mg/lであるので、これらの値は水生生物の生活にそれほどふさわしいとはいえない。溶存酸素の減少の主な原因は、(有機)廃棄物が破壊過程に酸素を消費するためである。そのような廃棄物は、動物および人間の糞便、死んだ植物あるいは他の有機廃棄物のような様々なところからでてくる。湿地と地下水の有機的な汚染物質の発生率を評価する方法としてBODとCODが使われている。生物化学的酸素要求量5(BOD5)とは、20の一定温度の下で5日間水の中の有機物質が消費した酸素量である。調査地域のBODの値は、1.19mg/l～と2.18mg/lの範囲であった。これらの値は、一般に、BOD値が3mg/l(クラスIIタイプ)の最大許容限界よりかなり低い値であった。化学的酸素要求量(COD)とは、被酸化性物質を酸化させるために必要になった酸素量である。CODの値は有機性廃棄物の増加に伴い大きくなる。調査地域におけるCODの値は、11.29mg/l～18.47mg/lの範囲であった。この値はGovernor of East Kalimantan Decree Number 339 Year 1988 on Environmental Quality Standard of East Kalimantan Province for Group B Waterの規制値である10mg/lを満たしている。

4.2.2.3 マンガン、鉄

マンガン(Mn)および鉄(Fe)は、土の主要物質の風化作用によって水系に生じる金属である。ある程度の濃度では人間、動物または水生動物生物相に有毒ではない。調査地域のMnおよびFeの濃度はそれぞれ0.036mg/l～0.079mg/l、2.49mg/l～2.97mg/lの範囲であった。

4.2.2.4 細菌学

大腸菌はラクトーゼを発酵させ、48時間の間で37および44.5の温度で酸とガスを発生させるバクテリアである。試験の結果、調査地域の大腸菌数は0MPN/100ml～21MPN/100mlの範囲にあった。

4.2.3 空地と土地

National Land Administration Agency's(BPN)のデータ(表4-4)によると、一般に中央クタイ県の土地利用状況が主として森林または生産森林として使われていた。利用可能な地域(50.6%あるいは1,325,198ha)の半分は生産森林のために使用している。県はまだ5万

ha(約2%)以上のプランテーション用の土地を有している。計画された発電所の位置はLoa Janan 郡のLoa Duri Ulu 村であり、送電線はマハカム川を渡ってLoa Janan 郡からHarapan baru まで至る。地元住民の主な生計手段は農業またはプランテーションである。

表 4-4 中央クタイ県における土地利用状況

	土地使用状況	土地 (ha)	比率 (%)
1	住宅	5,037	0.19
2	二毛作水田	15,055	0.57
3	天水田	5,908	0.38
4	裏庭	29,795	1.13
5	ヤシ - ココナッツ農園	31,412	1.19
6	一次林	322,799	12.26
7	二次林	1,325,198	50.33
8	草原/背丈の高い草	989,960	37.60
9	湿地帯、沼	13,000	0.49
	合計	2,632,600	100.00

プロジェクトサイトは20haを想定している。南方にLoa Duri Ulu 村があり、北側はPT Bukit Baiduri Energy Coal Mining に接している。

水田と畑が西側で散見され、範囲は狭いが現地住民のための米などの作物を栽培している。湿地帯もプロジェクトサイト周辺で散見されるが同様に範囲は狭い。特にプロジェクトサイトの北側の川辺は灌木が散見される。

多くの民家がプロジェクトサイトの西と東の境界で散見された。その民家はそれぞれ離れている。また、合板工場労働者の小さなコミュニティも集落の近くにあった。発電所サイトと異なり、送電線のルートは耕作地ではなかった。

4.3 生物学 (生物学資源)

プロジェクトサイトおよび周辺地域の植物は、主として灌木帯、アランアラン帯、二次林、食用作物用の森林、田畑、水田および果物畑からなる。

4.3.1 陸生植物相

花の構成、気候条件および地理的位置に基づいて、調査地域は熱帯雨林として分類することができる。植物相構成は農業およびプランテーションの植物類によって支配されていた。森林の植物相構成はプロジェクトサイトのわずかな部分であり、年代の新しい二次林であった。

4.3.1.1 灌木帯

この植物は調査地域の管理されていない場所で見うけられた。これは、シダ類、アランアラン、キンマなどで、人為的に伐採された場所としての特徴を持っている。

4.3.1.2 二次林

二次林は、植物構造が三段階の成長レベル（苗、若木および幹）を備えた植物によって構成され、主として先駆植物に特徴づけられる。幹の直径が 50cm を越える木は非常にまれであった。二次林で散見された植物を下記に示す。

表 4-5
二次林の植生

No	学名	現地の呼び名	頻度
1.	<i>Piper aduncum</i>	Sirih-sirih	豊富
2.	<i>Macaranga converta</i>	Mahang	希少
3.	<i>Pieredhopyilia sp.</i>	Paku-paku	希少
4.	<i>Vernonia sp.</i>	Merembung	希少
5.	<i>Milletia sp.</i>	Mali hutan	希少
6.	<i>Trema orientalis</i>	Trema	希少
7.	<i>Vitex pubescens</i>	Laban	希少
8.	<i>Homalanthus populneus</i>	Balik angin	希少
9.	<i>Artocarpus elasticus</i>	Terap	希少

出典: Primary data, 2006

4.3.1.3 食物作物林

食物作物林は、PT Bukit Baiduri Energi の埋立地で見うけられた。植物は特別な維持管理を必要としないセンゴン、アカシアのような成長が早い種類であった。さらに、現地住民によって植えられた植物がプロジェクトサイト（Loa Duri 村 RT14 地区）を囲む地域で見つけられた。その植物は jabon、jati、waru、sonokembang である。

4.3.1.4 田畑、水田、果樹園

プロジェクトサイトおよび周辺地域において地域コミュニティによって栽培された作物を識別することで、社会経済的見地から現地住民の福祉を改善するための参考となる。プロジェクトサイトの西と北側に、それぞれ 7ha および 20ha の水田が見うけられた。東側にかけて、池、プランテーション、森林、牛の放牧地をもつ所有者が柵をはっている 7ha の土地がある。植えられた植物は jabon、sengon、jati、petai cina などである。さらに、現地住民によって植えられた様々な果樹も調査地域で見つけられた。

表 4-6 プロジェクトサイト及び周辺の植物

No	現地呼名	学名
Fruited plants		
1	Pisang – banana	<i>Musa paradisiaca</i>
2	Nangka - jackfruit	<i>Artocarpus heterophyllus</i>
3	Jeruk - orange	<i>Cytrus sp.</i>
4	Pepaya – Papaya	<i>Carica papaya</i>
5	Mangga - mangoes	<i>Mangifera indica</i>
6	Sirsak – soursop	<i>Annonia murricea</i>
7	Jambu air - watery guava	<i>Eugenia sp.</i>
8	Rambutan - hairy fruit	<i>Nephelium lappaceum</i>
9	Jambu batu/biji – guava	<i>Psidium guajava</i>
10	Petai Cina -	<i>Farchia marginallis</i>
11	Belimbing – star fruit	<i>Averhoe carambola</i>
12	Wanyi	<i>Mangifera sp.</i>
13	Jarak – bush castor	<i>Jatropha curcas</i>
14	Durian	<i>Durio zibhetinus</i>
15	Kelapa – coconut	<i>Cocos nucifera</i>
16	Mempelam	<i>Mangifera sp.</i>
17	Kemiri – candle nut	<i>Aleurites mollucana</i>
18	Jengkol	<i>Pithecelobium dulce</i>
19	Salak - snakeskin fruit	<i>Salacca sp.</i>
20	Nanas – pineapple	<i>Ananas comosus</i>
21	Langsat – lanseh fruit	<i>Aglaia sp.</i>
22	Sawo – sapodilla	<i>Achras zapota</i>
23	Kedondong -	<i>Spondias cytherea</i>
Seasonal crops/vegetables		
1	Padi – paddy/rice	<i>Oryza sativa</i>
2	Tebu – sugarcane	<i>Sacharum sp.</i>
3	Kacang Panjang – long bean	<i>Vigna sinensis</i>
4	Bayam – spinach	<i>Amaranthus hybridus</i>
5	Jahe – ginger	<i>Zingiber sp.</i>
6	Jagung – corn	<i>Zea mays</i>
7	Labu Putih – white pumpkin	<i>Lagenaria siceraria</i>
8	Labu Merah – red pumpkin	<i>Cucurbita moschata</i>
9	Singkong – cassava	<i>Manihot esculenta</i>
10	Mentimun – cucumber	<i>Cucumis sativus</i>
11	Lombok – hot chilli	<i>Capsium sp.</i>
12	Merica/sahang – black pepper	<i>Piper nigrum</i>
13	Kunyit	<i>Curcuma longa</i>
14	Langkuas - galangale	<i>Lenguas galangal</i>
15	Serai – lemon grass	<i>Andropogon nordus</i>
16	Gambas	<i>Cucurbita sp.</i>
17	Buncis – string bean	<i>Phaseolus vulgaris</i>
18	Terong – eggplant	<i>Solanum melongena</i>
19	Sawi – green mustard	<i>Brassica rugosa</i>
20	Kangkung	<i>Ipomea aquatica</i>
Natural/Forestry/Plantation Plants		
1	Sono kembang	<i>Pterocarpus sp.</i>
2	Waru	<i>Hibiscus sp.</i>
3	Akasia	<i>Acacia mangium, Ac. Auriculiformis</i>
4	Laban	<i>Vitex pubescens</i>
5	Pulai	<i>Alstonia scholaris.</i>

6	Perupuk	<i>Lophopetalum sp.</i>
7	Jati	<i>Tectona grandis</i>
8	Kelapa sawit	<i>Elais guinensis</i>
9	Jabon	<i>Neolamarckia cadamba</i>
10	Sengon	<i>Paraserianthes falcataria</i>
11	Keluwih	<i>Artocarpus integra</i>
12	ketapang	<i>Terminolia Cattapa</i>
13	Beringin	<i>Ficus benyamina.</i>
14	Aren	<i>Arenga pinnata</i>
15	Bambu	<i>Bambusa sp.</i>
16	Simpur	<i>Dillenia reticulata</i>
17	Jambu-jambu	<i>Eugenia sp</i>
18	Karamunting	<i>Melastoma sp</i>
19	Medang	<i>Litsea sp</i>
20	Kopi hutan	<i>Nauclea sp.</i>
21	Nanasian	<i>Callicarpa sp.</i>
22	Kedang belung	<i>Millettia sirisia</i>
23	Mali-mali	<i>Leea indica</i>
24	Jengkol	<i>Pithecelobium dulce</i>
25	Kapuk	<i>Ceiba petandra</i>
26	Bungur	<i>Langerstroemia speciosa</i>

出典: Primary data, 2006

4.3.2 陸生動物相

プロジェクトサイトにおける動物相の観察を行うとともに、地元住民のインタビューを行った。直接観察は動物足跡および糞便に基づき実施した。住民インタビューは議論を促進するために動物識別ガイドブックを使って行なわれた。

下表にプロジェクトサイトの野生生物の観察結果を示す。

表 4-7 プロジェクトサイトの野生動物

No.	種/名	学名	備考
I. Mammals			
1.	Kalong besar	<i>Pteropus vampyrus</i>	PTL
2.	Trenggiling	<i>Manis javanica</i>	PTL/DL
3.	Tikus lading	<i>Rattus exulans</i>	PL
4.	Tikus belukar	<i>Rattus tiomanicus</i>	PL
5.	Tikus rumah	<i>Rattus tanezumi</i>	PL
6.	Musang	<i>Martes sp.</i>	PTL
7.	Babi hutan	<i>Sus barbatus</i>	PTL
8.	Tupai	<i>Tupai gracilis</i>	PL
9.	Landak	<i>Hystrix brachyuran</i>	PTL/DL
II. Primate			
1.	Monyet	<i>Macaca nemestrina</i>	PTL
III. Reptiles			
1.	Biawak	<i>Varanus salvator</i>	PL
2.	Ular sawah	<i>Phyton molurus</i>	PTL/DL
3.	Ular kobra	<i>Ophiophagus sp.</i>	PTL
4.	Ular air	<i>Enhydrius enhydrius</i>	PTL
5.	Ular cincin	<i>Boiga dendrophila</i>	PTL
6.	Ular hijau	<i>Dryphia sp.</i>	PTL
7.	Kadal	<i>Mabonya multifasciata</i>	PL
IV. Amphibians			
1.	Kodok tegalan	<i>Fejervarya limnocharis</i>	PL
2.	Kodok kongkang	<i>Rana sp.</i>	PTL
V. Aves			
1.	Belibis	<i>Aythya fuligula</i>	PTL
2.	Belibis batu	<i>Dendrocygna javanica</i>	PTL
3.	Puyuh	<i>Caturnix chinensis</i>	PL
4.	Punai besar	<i>Treron capellei</i>	PTL
5.	Punai kecil	<i>Treron olax</i>	PL
6.	Punai gading	<i>Treron vernans</i>	PTL
7.	Bubut	<i>Eudynamis scolopacea</i>	PL
8.	Bubut alang-alang	<i>Centropus sinensis</i>	PL
9.	Pelatuk	<i>Halcyon pileate</i>	PTL
10.	Kutilang	<i>Setorais criniger</i>	PTL
11.	Gelatik batu	<i>Parus major</i>	PTL
12.	Kacer	<i>Copsychus saularis</i>	PTL
13.	Murai batu	<i>Copsychus malabaricus</i>	PTL
14.	Murai	<i>Chloropsis sonnerati</i>	PTL
15.	Pipit	<i>Anthus sp.</i>	PL
16.	Tiung	<i>Gracula religiosa</i>	PTL/DL
17.	Jalak	<i>Sturnupostor jalla</i>	PTL
18.	Tekukur	<i>Streptopelia bitorquata</i>	PL
19.	Elang	<i>Gyps bengalensis</i>	PL
20.	Burung hantu	<i>Otus spilocephalus</i>	PTL

注:

PL : 直接観察

PTL : 間接的観測

DL : 天然記念物

調査地域における野生生物の多様性は多種の昆虫によって豊かになる。フィールド調査中に、蝶、蛾、トンボ、スズメバチ、アリ、コオロギ、イナゴ、テントウムシ、セミ、ハエ、様々なカブト虫の昆虫が観察できた。しかしながら、詳細な調査を行うことが不可能だったためフィールド調査中に遭遇した動物相の生息密度は反映されていない。動物の種類によって異なる観察方法を取り入れ、長期的、連続的な観察が必要である。表 4-7 の中で示された結果では数種類の天然記念物がいた。しかしながら、このデータは間接的観察（つまりインタビューを通じて）から集められたもので、実際に生存しているか詳しい調査を必要とする。

4.3.3 水中生物

4.3.3.1 プランクトン

プランクトンは浮遊し、またはゆっくり水柱を移動する水生生物である。プランクトンは植物プランクトン（プランクトン様の小さな植物）と動物プランクトン（プランクトン様の小さな動物）に分類することができる。

水界生態系において植物プランクトンは水界食物網すべての生物のための一次生産者としての役割を果たしている。植物プランクトンは光合成プロセスを通じて日光の助けを借りエネルギーに換えて栄養源としている。動物プランクトンは、二次生産者あるいは一次消費者の役割をする。

調査の結果、植物プランクトン（Chrysophyceae と Cyanophyceae）の 2 つのクラスおよび動物プランクトン（Mastigophora と Ciliata）の 2 つのクラスが 3 箇所のサンプリングポイントで収集された。マハカム川で 7 つの分類群を記録した。プランクトンは 1 リットル当たり 279 から 372 個体の範囲であった。マハカム川が最も高く、Benamang 川が最も低かった。

多様性インデックス(H')は 1.52 ~ 1.91 の値で適度であった。公正値(E')は 0.95 ~ 0.98 の範囲であった。言い換えれば、多様性インデックスは低かったが、特定のプランクトンが多いことはなかった。更に、 H' , E' , D' 値はサンプリングの水は汚染物質が少なかったことを示している。(表 4-8) に調査結果を示す。

4.3.3.2 底生生物

底生生物とは水中の沈殿物に存在する植物種と動物種の両方を言う。底生生物の存在は水質変化と関連したときにしばしば影響を与える。水質変化が底生生物を生むため、しばしば水質の指標として使われる。(表 4-9) に調査結果を示す。

表 4-8 プランクトンのサンプリング結果

No.	プランクトン種別	サンプル場所		
		1	2	3
A.	Phytoplankton			
1	Chrysophyceae			
	<i>Navicula cancellata</i>	-	31	62
	<i>Frustulia rhomboids</i>	62	62	31
	<i>Surirella robusta</i>	31	62	-
2	Cyanophyceae			
	<i>Oscillatoria sp</i>	62	-	62
B.	Zooplankton			
1	Mastigophora			
	<i>Eudorina elegans</i>	-	62	-
	<i>Euglena oxyuris</i>	31	62	93
	<i>Phacus undulates</i>	62	-	31
2	Ciliata			
	<i>Vorticella sp</i>	-	31	-
	<i>Colpoda cucullus</i>	62	62	-
	Number of plankton individual per litre	310	372	279
	Number of taxa	6	7	5
	Diversity Index (H')	1.75	1.91	1.52
	Equity Index (E')	0.98	0.98	0.95
	Dominance Index (D')	0.18	0.15	0.23

注: 1. Merandai 川 2. Mahakam 川 3. Benamang 川

表 4-9 底生生物サンプル結果

No.	パラメータ	サンプル場所		
		1	2	3
A	Gastropoda			
	<i>Bratia sp</i>	-	26	-
	<i>Compeloma integrum</i>	13	-	13
	<i>Neritina reclinata</i>	26	-	-
	<i>Pleurocera acuta</i>	832	-	-
	<i>Pomatiopsis lapidaria</i>	182	13	169
	<i>Litorina anguliter</i>	-	-	78
	<i>Epitonium dalianum</i>	-	13	-
B	Pelecypoda			
	<i>Arcidens confragosus</i>	39	-	-
C	Oligochaeta			
	<i>Tubifex sp</i>	130	-	364
D	Insecta			
	<i>Chironomus</i>	26	-	13
	Number of benthos individuals per square-metres	195	52	546
	Number of taxa	7	3	5
	Diversity Index (H')	0.42	1.04	0.75
	Equity Index (E')	0.22	0.95	0.47
	Dominance Index (D')	0.48	0.38	0.41

注: 1. Merandai 川 2. Mahakam 川 3. Benamang 川

4.4 社会、経済、文化

4.4.1 調査地域の概要

Loa Janan 郡 Loa Duri Ulu 村で調査を行った。村の大きさは 12,225ha である。調査地域の位置は下記のとおり。

Merandai village: RT IV and V

Pimping village: RT VII

回答者は 12 名で事前に選抜した村の住民である。

表 4-10 Loa Duri Ulu 村の人口

年	Loa Duri Ulu 村			
	男	女	合計	# 世帯
2004	4,579	3,228	7,807	4,072
2005	4,727	3,334	8,061	4,435
2006	4,819	3,357	8,176	4,701

出典: Office of the Head of Loa Duri Ulu Village, Kutai Kartanegara Regency

村の境界線は以下のとおり:

北 : Loa Buah 村: Loa Buah village

南 : Purwajaya 村: Purwajaya village

東 : Loa Duri Ilir 村: Loa Duri Ilir village

西 : Bakungan 村: Bakungan village

表 4-11 年令構成

	年令構成	性別		
		男	女	合計
1.	15 才以下	1,167	811	1,978
2.	16 – 55 才	3,472	2,414	5,886
3.	56 才以上	184	128	312
	合計	4,823	3,353	8,176

出典: Office of the Head of Loa Duri Ulu Village, Kutai Kartanegara Regency

表 4-12 生計

No	生計	Loa Duri Ulu 村
		人数
1	市民サービス (役人)	56
2	陸軍	5
3	自営業	3,413
4	商人	515
5	農業	913
6	職人	25
7	年金受給者	32
8	漁業	42
	合計	5,001

出典: Office of the Head of Loa Duri Ulu Village, Kutai Kartanegara Regency

表 4-13 宗教別住民数

No	宗教	Loa Duri Ulu 村	
		人数	
1	イスラム教徒	5,091	
2	キリスト教徒 - プロテスタント教徒	1,874	
3	キリスト教徒 - カトリック教徒	842	
合計		8,176	

出典: Office of the Head of Loa Duri Ulu Village, Kutai Kartanegara Regency

表 4-14 教育レベル

No	教育	Loa Duri Ulu 村	
		人数	
1	幼稚園	76	
2	小学校	1,597	
3	中学校	1,961	
4	高校	2,415	
5	専門学校 (D1 - D3)	493	
6	大学 (S1 - S3)	79	
合計		6,621	

出典: Office of the Head of Loa Duri Ulu Village, Kutai Kartanegara Regency

表 4-15 教育施設

No	教育施設	Loa Duri Ulu 村	
		公立	私立
1	保育所	-	-
2	幼稚園	-	2
3	小学校	3	1
4	中学校	1 (準備中)	1
5	高校	-	-
6	専門学校	-	-
7	大学	-	-
合計		4	4

出典: Primary data, 2006

表 4-16 保険医療施設

No.	保険医療施設	数
1	病院	-
2	コミュニティーヘルスセンター (Puskesmas)	-
3	Auxiliary Centre (Pusban)	1
4	Integrated Service Post (Posyandu)	3
5	その他	-
合計		4

出典: Primary data, 2006

表 4-17 人口増加

No.	人口の移動	2006年8月			
		男	女	増加	減少
1	誕生	6	3	9	-
2	死亡	2	-	2	-
3	転入	28	6	34	-
4	転出	8	14	22	-
合計		44	23	67	-

出典: Primary data, 2006

表 4-18 村の運搬車両数 (2006)

No.	車両	台数
1.	村営自動車	-
2.	自家用車	42
3.	トラック	15
4.	タクシー	17
5.	オートバイ	1,079
6.	ボート(エンジン付)	55
7.	ボート(エンジンなし)	25
8.	自転車	232

出典: Office of the Village Head, 2006

4.4.2 回答者の所得水準

回答者は近くの会社の従業員、農業、サービス業(バイクタクシー運転手など)に従事している。回答者の所得水準は下記のとおり:

表 4-19 回答者の身元

年齢	教育*	生業	副業	宗教
62	Technical SrHS	床屋	建築作業員	イスラム
41	JrHS	Kalamur 従業員	-	イスラム
40	Economic SrHS	PT OTP 従業員	-	イスラム
28	JrHS	バクソ行商人	Melapi 木材従業員	イスラム
25	Islamic SrHS	モスク管理人	Kalamur 従業員	イスラム
40	JrHS			
41	SrHS	会社員	-	イスラム
45	SrHS	農業	-	イスラム
50	SrHS	農業	-	イスラム
52	SrHS	農業	会社員	イスラム
38	SrHS	会社員	-	
45	SrHS	会社員	農業	イスラム

JrHS = Junior High School (SMP/SLTP); SrHS = Senior High School (SMA/SLTA)

表 4-20 地域住民の所得

主な生計手段	副業	RT	月収
床屋	建築作業員	3	1,500,000
Kalamur 従業員(合板工場)	-	5	1,000,000
PT OTP 従業員	-	4	1,000,000
バクソ行商人	Melapi 木材従業員	3	1,300,000
モスク管理人	Kalamur 従業員	5	1,500,000
	-	6	2,000,000
会社員	-	4	200,000
農業	-		900,000
農業	-	4	130,000
農業	会社員		800,000
会社員	-	1	800,000
会社員	農業		1,800,000

出典: Primary data, 2006

4.4.3 伝統

調査地域の民族は以下のとおり。

- 1) ジャワ人 2) バンジャル人 3) ブギス人 4) クタイ人

この民族の多様性は、調査地域の文化が全く異質なものであることを示している。したがって、現地ではこれらすべての主要な民族の伝統を反映している。実際に、この民族的背景は、ともに働き、互いの関係を維持している。調査期間中に遭遇した1つの共同体の問題は飲酒問題であった。飲酒問題は通常週末に、そしてローカルコミュニティの間で不安定な状況時に起きる。これはたぶん高いレベルの失業が原因となっている。

4.4.4 社会化形成課程

一般に地域コミュニティは他の地域コミュニティと共に働くことができた。共に働くことが互いに有益であったこと、地域社会が開放されていたこと（すなわち、インドネシアの他の地域からの新来者にとって開かれている）が主な理由であった。さらに、調査地域に生活しているコミュニティとそれ以外の人々との間の同化の過程はこれまでうまくいっていた。この同化はコミュニケーションが良好で、ふるまい、および同じ宗教のおかげでスムーズに行われた。

4.4.5 コミュニティの認識

コミュニティの回答者の意見は以下のとおり

表 4-21 発電所建設に係るコミュニティの態度

No	回答者の態度	RT 14		RT 15	
		F	%	F	%
1.	大賛成	-	-	5	83
2.	賛成	4	66	1	17
3.	反対	-	-	-	-
4s.	わからない	2	33.33	-	-
合計		6	100	6	100

出典: Primary data, 2006

回答者は下記について注意することを前提に計画に賛成した。

環境に易しい活動を行わなければならない。

大気汚染は現行の法律、規則に従って管理されなければならない。

表 4-22 回答者が考える計画された活動に対する利益

No	回答者の意見	RT 14		RT 15	
		F	%	F	%
1.	地方及び地域開発の援助	3	60	-	-
2.	ビジネスチャンス	2	40	2	33
3.	雇用機会	2	40	3	50
4.	地域開発	2	40	1	17
5.	収入増	-	-	2	33
6.	道路などの交通	-	-	2	33
7.	電力供給	1	20	-	-

出典: Primary data, 2006

さらに、回答者には雇用機会の可能性があるというプラスの認識を持っていた。これは一般的に定職がないからであった。回答者は、その地域の木材会社（合板工場）が、原材料不足に直面し不安定な経営に直面している傾向があると報告した。発電所の建設計画において、回答者及び地域住民が発電所建設の仕事に就くか、または発電所に関連したビジネスが形成されることを期待していた。

4.5 公衆衛生

住民の健康データは下記のとおり:

表 4-23 回答者の家族がよくかかる病気

No	よく罹る病気	RT 14		RT 15	
		F	%	F	%
a.	呼吸器系(喘息など)	3	60	5	83
b.	皮膚(痒みなど)	-	-	2	33
c.	下痢	-	-	2	33
d.	マラリア	-	-	-	-
e.	インフルエンザ、熱、咳、経済的圧力	4	80	-	-

出典: Primary data, 2006

表 4-24 回答者のトイレ状況

No	回答者のトイレ状況	RT 14		RT 15	
		F	%	F	%
a.	川	1	17	1	17
b.	屋内	5	83	5	83
合計		6	100	6	100

出典: Primary data, 2006

表 4-25 回答者のゴミ処理方法

No	ゴミ処理方法	RT 14		RT 15	
		F	%	F	%
1.	焼却	5	83	6	100
2.	川に投棄	1	17	-	-
合計		6	100	6	100

出典: Primary data, 2006

表 4-26 調理用の水源

No	水源	RT 14		RT 15	
		F	%	F	%
1.	雨水	-	-	2	33
2.	井戸	-	-	1	17
3.	川	1	20	1	17
4.	企業提供 (Samtraco)	4	80	-	-
5.	企業提供 (BBE)	-	-	5	83

出典: Primary data, 2006

表 4-27 家族が病気になったときの治療法

No	治療法	RT 14		RT 15	
		F	%	F	%
1.	コミュニティーヘルスセンターに行く	3	50	6	100
2.	会社保険 (医者にあう)	3	50	-	-
3.	たまたま BBE や会社に行く	-	-	2	33

出典: Primary data, 2006

一般的にローカルコミュニティーは最も近い地域医療センターを活用するという傾向を示した。また、これらセンターのサービスと治療、そして手頃な医療費に関して賛意を述べていた。

5. 広範囲にわたり重大な影響の解析

発電所と送電線の建設は限られたインフラ設備しかない比較的僻地で行われることが計画されている。この建設活動によってプラスとマイナスの影響を与えることが想定される。本章では各開発段階の仮説の影響および広範囲にわたる重大な影響の評価および環境に与える影響について記す。

5.1 建設前段階

この段階の主な活動は一般調査、マッピング、プロジェクト計画、土地取得および栈橋の建設である。影響のほとんどは社会経済的、社会文化的な要素である。(表 5-1)

5.2 建設段階

建設段階では約 1,170 人の労働者と 24 か月の工期が計画されている。この段階の労働者数は活動のタイプによる。この段階の活動はほぼすべての環境要素に影響を及ぼすものと想定される。(表 5-2)

5.3 運転段階

運転段階ではいくつかの環境要素に対して影響を与えるものと予想される。(表 5-3)

5.4 運転後段階

運転後段階とは発電所運転が終了した後の段階のことである。

表 5-1 建設前段階における影響

Activity Phase	Preconstruction						Note
	1	2	3	4	5	6	
Environmental Component							
1. Climate, Air Quality and Noisy							1 = General Survey
a. Noise and Vibration						-	2 = Activity Planning Socialization
2. Hidrology							3 = Planning and Mapping
a. Water Resources Potency						-	4 = Land Aquisition
b. Water Resources Quality						-	5 = Manpower Recruitment
3. Space, Land and Soil							6 = Jetty Construction
a. Land Utility Existing				-			- = Negative Impact
b. Land Using				-			+ = Positive Impact
c. Land Owner Status			-	-			
d. Landscape				-			
4. Biology							
a. Freshwater Composition						-	
b. Nekton						-	
5. Social, Economic, and Culture							
a. Demography					-		
b. Sex Ratio					-		
c. Demography Dispersal					-		
d. Manpower						+	
e. Livelihood				-	+		
f. Live Style				-			
g. Acceptibility			-	-			
h. Perseption			-	-			

表 5-2 建設段階における影響

Activity Phase	Construction												Note	
	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
Environmental Component														
1. Climate, Air Quality, and Noisy														7 = Manpower Mobilization
a. Micro Climate				-										8 = Loading Unloading
b. Air Quality				-										9 = Equipment Mobilization
c. Noise and Vibration		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			10 = Land Clearing and Land Preparation
2. Physiographic and Geology														11 = Land Preparation for PLTU
a. Erosion				-										12 = Installation Development
b. Land Stability				-					-					13 = Freshwater Facility Installation
c. Ground Water							-							14 = Infrastructure Construction
3. Hidrology														15 = Tower Construction
a. Water Resource Potency	-	-	-	-				-						16 = Tower Setting
b. Water Resources Quality	-	-	-	-				-						17 = Cable Pulling and Setting
c. Sedimentation				-										18 = Release Manpower
d. Sediment Quality				-										- = Negative Impact
e. Flood Hazard				-										+ = Positive Impact
4. Space, Land, and Soil														
a. Land Utility Existing				-										
b. Land Scape	-			-										
5. Biology														
a. Secondary Forest Community				-										
b. Bushes Community				-										
c. Mand Made Ecosystem				-										
d. Wildlife Home Range				-										
e. Freshwater Biotic Composition		-	-	-										
f. Nekton		-	-	-										
6. Social, Economic, and Culture														

表 5-3 運転段階における影響

Activity Phase	Operation											Pasca Oprs			Note
	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
Environmental Component															
1. Climate, Air Quality, and Noisy														19	= Manpower Recruitment on Operational Phase
a. Air Quality		-	-		-	-	-	-						20	= Coal Delivery
b. Noise and Vibration				-	-				-					21	= Coal Pilling
2. Hidrology														22	= Water Intake and Water Outlet
a. Water Resources	-		-	-	-			-						23	= Coal Combustion
b. Water Resources Quality	-		-	-	-			-						24	= Fly-Ash Pilling
c. Sediment Quality			-	-										25	= Ash Delivery
3. Space, Land, and Soil														26	= Bottom-Ash Pilling
a. Landscape													+	27	= Power Distribution
4. Biology														28	= Power Plant & Transmission Line Maintanance
a. Secondary Forest Community					-									29	= Equipment and Material Maintenance
b. Bushes Community					-									30	= Asset Deliverieable
c. Man Made Ecosystem					-									31	= Manpower release on Operational Phase
d. Wildlife Home Range					-									-	= Negative Impact
5. Social, Economic, and Culture														+	= Positive Impact
a. Manpower	+														
b. Livelihood	+														+
c. Perseption	-								-						
6. Health															
a. Sanitation Hazard					-				-						

6. 広範囲にわたる重大な影響の評価

開発は環境社会に対してプラスの変化あるいはマイナスの変化をもたらすことがある。しかしながら、すべての変化が広範囲で重大な影響が続くというわけではない。本章では発電所と送電線の工事に関連した変化を評価し、広範囲にわたり重大な影響を引き起こすかどうか決定するを目的としている。また、この影響を緩和させるための管理指針、環境モニタリングの指針について示す。

6.1 広範囲にわたる重大な影響の解析

詳細な影響評価を各々の開発段階毎に時系列的に示す。

6.1.1 建設前段階

6.1.1.1 測定、作図、データ収集

この活動はプロジェクトサイトに関連するデータと情報を収集することにある。影響を与える環境的側面は土地所有権の状況、労働力の状況、コミュニティの認識、生計と生産活動である。

6.1.1.1.1 土地所有権の状況

前章に示したとおり、発電所のために取得する土地は地方政府が所有者であり、現在は石炭採掘で使用されている。

6.1.1.1.2 労働力

建設前段階における労働力についてはプラスの影響を与えるが、広範囲なものではなくわずかなものである。これは短期間であることと、現地の人に関われるのは5~10名程度の労働力でしかないためである。それゆえ彼らの採用は現地の人々の嫉妬心を招くことはないであろう。

6.1.1.1.3 コミュニティーの認識

概して現地の人々はプロジェクトに協力的である。調査団の訪問によってプラスの認識とプロジェクトに対する関心を高めている。しかし、プロジェクトがまだ現実性がないことと関わり合いがほとんどないため現地コミュニティの認識に係るプラスの影響はわずかだとだけ考えられる。

6.1.1.1.4 生計、生産活動

計画された活動は現地の人々にプラスの影響を与えるであろう。特に輸送部門。調査団が川を移動手段として使うことは、調査団が通常より高い支払いを行うためボートの所有者や操縦者の収入の増加につながる。しかしながら、5~10日程度しか利用しないため利益は一時的であり、現地の係わり合いもほとんどない。そのため、影響はわずかなものと考えられる。

6.1.1.2 土地の取得

6.1.1.2.1 土地所有者の状況

土地所有権の関係から土地取得はマイナスの影響となるであろう。現在の土地所有者からプロジェクトオーナーへの土地の権利の移転には賠償が伴うため、潜在的に対立が起こる可能性がある。住民のいない土地の補償問題は、地元の土地所有者とプロジェクト事業者に摩擦を引き起こすかもしれない。また、不明瞭な土地境界は、地元の土地所有者間で摩擦を引き起こすかもしれない。送電線の土地取得に関しては、土地所有者とプロジェクト事業者の間に土地補償問題について異なる認識をによって、さらにマイナスの影響を引き起こすかもしれない。その上、送電鉄塔直下の土地が耕作禁止になることで、土地価格が下がるであろう。

6.1.1.2.2 土地利用

発電所の建設によって、プロジェクトサイトは地域住民にとって近づきにくくなるであろう。アクセスの遮断は地域コミュニティの対立の引き金となるかもしれない。土地利用への影響は累積し長期にわたる。これは広範囲にわたり重大なマイナスの影響となると考えられる。

6.1.1.2.3 空間計画

土地取得によって既存の空間構造が変わる場合、特に Loa Janan 郡において、その領域の空間計画に影響を与えるであろう。しかしながら、そのような影響は送電塔が設置される地区では起きないと予想される（Harapan Baru 地区）。改訂版 Kutai Kartanegara Regency Year2002 の空間計画によると、プロジェクトサイトの地域は石炭採掘のためと指定されていた。発電所と送電線の建設には、エネルギー産業の目的のためにその地域の使用目的を変更するであろう。現行の政府規則を遵守している限り、そのような変更は可能である。したがって、マイナス影響はなく、広範囲にわたる重大な影響ではないと考えられる。

6.1.1.2.4 ライフスタイルと生産活動

土地所有状況の変更は、ライフスタイルと生産活動にマイナスの影響が起こすであろう。わずかな人々が影響を受けるだけであるので、生計と生産活動に関するマイナスの影響はわずかなものと考えられる。

6.1.1.2.5 ライフスタイル

土地取得は恐らく否定的に現地住民のライフスタイルに影響するであろう。賠償金が消費の活性化を引き起こし、不必要な支出を増加させるためである。したがって、マイナスの影響を与えるが広範囲にわたるものでなく一時的なものになるであろう。

6.1.1.2.6 コミュニティの認識

地域コミュニティは計画されたプロジェクトに対して大きな支持を示した。土地取得に関してはマイナスの認識を示さなかったが透明性をもって実行されなければならない。送電線のための土地取得は、恐らく特に補償問題で現地住民とプロジェクト実施者の間で異なる認識を生むであろう。地域コミュニティの人々は、送電線が通る土地はすべて補償対象になるという認識があった。しかし、鉱山エネルギー大臣令（Regulation No. 0.1.P/47/MPE/1992）及び（No. 975.K/47/MPE/1999）によると、補償される土地は送電鉄塔の土地のみだけである。この異なる認識は、プロジェクト実施者と土地所有者との間にコンフリクトを引き起こすであろう。多くの人々が影響されるので、広範囲にわたり重大なマイナスの影響となる。

6.1.1.3 労働力募集

6.1.1.3.1 人口統計学

計画された活動はプロジェクトサイト周辺の人口の増加につながり、建設段階まで連続的に続くであろう。これは、特に Loa Janan 地区の人口構造、ジェンダー比率および労働力構造に影響するであろう。しかしながら、影響は小さいものと考えられる。

6.1.1.3.2 労働力

労働者が棧橋建設のために必要なだけであるので、建設前段階における雇用機会は制限される。約 200 人の未熟練の労働者が 3 か月の建設のために必要である。現地の未熟練の人々が関与できるため、雇用機会に関してプラスの影響を示す。しかし、雇用期間が短い影響は小さいと考えられる。

6.1.1.3.3 生計および生産活動

農作業に比べて建設作業は現地の若者を引きつけるであろう。これは建設現場で働くことがより高い収入及びよりよい雇用条件を得られるという期待があるからであった。しかしながら、この段階では雇用機会が少ないため影響は小さい。

6.1.1.4 棧橋の建設

6.1.1.4.1 騒音

棧橋の建設は、浚渫及び棧橋の基礎の打ち込み期間中に 74dB(A)に達する騒音が発生するであろう。この騒音レベルは規制値を超過する。しかし、最も近い居住区はプロジェクトサイトから約 500m 離れているのでマイナスの影響は小さいと考えられる。

6.1.1.4.2 水資源の潜在性と品質

棧橋建設は浚渫期間中に川の沈殿物が攪拌されるため水質に影響を及ぼす。懸濁物質 (TSS) の濃度が周囲濃度より 30% 以上増加するだろうと推測された。TSS の増加は棧橋建設場所周辺の酸素濃度を 0.5 ~ 2mg/l 減少させることが予想される。棧橋がより低い範囲で建設されるため、TSS の増加は現地住民に影響しない。したがって、マイナスの影響は小さいものと考えられる。

6.1.1.4.3 水生生物資源

栈橋の建設は、川底の居住する底生生物である水生生物にマイナスの影響を及ぼすであろう。この影響は建設中のみであり一時的なものである。建設が終了すれば底生生物は回復するであろう。

栈橋建設に関連した水質の変化は、プランクトンおよび遊泳生物（魚）の種構成に影響を及ぼすが、それらが可動性の有機体（つまり、この地域を回避することができ、他の地域へ移動することができる）のため、影響は短期的で小さいと予想される。建設が終了すればプランクトンと遊泳生物は回復するであろう。

底生生物、プランクトンおよび遊泳生物へのマイナスの影響があるが、広範囲にわたるものでなく影響も小さい。

表 6-1 建設前段階における環境影響マトリックス

Activity Phase	Preconstruction						Note
	1	2	3	4	5	6	
Environmental Component							
1. Climate, Air Quality, and Noisy							1 = General Survey
a. Noise and Vibration						□	2 = Activity Planning Socialization
2. Hidrology							3 = Planning and Mapping
a. Water Resources						□	4 = Land Aquisition
b. Water Resources Quality						□	5 = Manpower Recruitment
3. Space, Land, and Soil							6 = Jetty Construction
a. Land Utility Existing				■			■ = Important Negative
b. Land Using				□			□ = Unimportant Negative
c. Land Owner Status			□	■			● = Important Positive
e. Landscape				□			○ = Unimportant Positive
4. Biology							
f. Freshwater Biotic Composition							
g. Nekton						□	
5. Social, Economic, and Culture							
a. Demography					□		
b. Sex Ratio					□		
c. Demography Dispersal					□		
d. Manpower					○		
e. Livelihood			□	□	○		
f. Life Style				□			
g. Acceptibility				□			
h. Perseption			□	■			

6.1.2 建設段階

6.1.2.1 労働力募集と動員

6.1.2.1.1 水資源の品質

労働力募集および動員は、1日当たり 77,760 リットルあるいは BOD、COD および TSS を含んでいる家庭排水の毎秒 0.90 リットルを排出するであろう。マハカム川への家庭排水の直接放流は BOD、COD および TSS 濃度を 10% 増加させ、川の水質にマイナスの影響を与えるであろう。この影響は自然界に対して一時的なものであり、設備が整わない建設段階の初期に生じるであろう。設備が改善し排水処理池が完成すれば影響はなくなるであろう。水資源の品質に対してマイナスの影響はあるが小さいものと考えられる。

6.1.2.1.2 空間計画

プロジェクトサイトおよび周辺地域に多くの労働者が流入することは、空間計画に間接的な影響を与える。プロジェクト労働者数は、職を求める約 200 人の労働者を加え 1,170 人に達すると予想される。それらは適切なインフラストラクチャー、住宅、設備、清潔な水、環境衛生設備、そして乗り物/輸送のような設備を必要とする。

職を求める労働者はプロジェクトサイトの近くで衛生設備がない場所に極めて簡素な住宅を作ることが予想される。これはスラム地区を形成することになり空間条件の質を下げることになる。

清潔な水の供給には制限があるため、川の水の使用を増加させる。これは地域コミュニティおよびプロジェクト労働者双方にとって疾病の源となる可能性がある。

適切な陸上交通のインフラストラクチャー、および公共交通機関ターミナルのような設備がないことは、特に Loa Duri Ulu 村で交通渋滞を生むであろう。

空間計画に対するマイナスの影響は大きく、広範囲にわたり重大なものになることが想定される。

6.1.2.1.3 人口統計学

建設段階において外部からの流入で、Loa Duri Ulu 村の人口が増加することが予想される。更に労働者が家族を伴えば劇的に人口が増加する。それは、地方レベルにおいて人口構造、ジェンダー比率および労働力問題に影響を与える。さらに、人口増加によって家屋、水消費が増え、既存のインフラストラクチャーおよび設備では不十分なものとなる。しかしながら、人口増加は一時的なもので建設段階が終了すれば、「正常」な状態に戻ると予想される。したがって影響は小さいと考えられる。

6.1.2.1.4 輸送

Loa Janan 郡とサマリダ市の陸上輸送および水上輸送が増加すると予想される。

現在、Loa Janan 郡とサマリダ市の間の水上輸送は制限されていた。1日当たり平均 5 隻のボートが運航されていた。プロジェクトによって 1日当たり 10 隻のボートが運航されることが予想される。同様に、陸上輸送も増加するであろう。

輸送は広範囲にわたり重大なプラスの影響を与えるものと考えられる。

6.1.2.1.5 労働力

発電所と送電線の建設には24ヶ月にわたり異なる教育レベルおよび技術を持つ1,170人の労働者が必要になると予想され、地域住民の雇用機会も生まれる。

地域住民の雇用機会が増えるためプラスの影響を与えるものと考えられる。

6.1.2.1.6 生計および生産活動

建設段階では直接建設に係る雇用と建設によって派生した雇用が生まれる。300種類の生産活動が生まれると予想される。これらは、貿易、輸送、サービス（設備、レストランなど）およびテレコミュニケーションに関連した活動である。地域コミュニティの生計および生産活動への影響はプラスの要因を与え、広範囲にわたると考えられる。

6.1.2.1.7 受容性、ライフスタイルおよび文化変容

地元住民のライフスタイルは消費型になるものと予想される。これは土地賠償金の収入、プロジェクトに関与することによる収入の増加によって起きる。その他、地域コミュニティおよびプロジェクト労働者の社会問題を引き起こす売春の出現である。これらは地域における受容性、ライフスタイルおよび文化変容に対して広範囲にわたり重大なマイナスの影響を与えるであろう。

6.1.2.1.8 犯罪

プロジェクトサイトおよび周辺地域に多くの人々が流入することによって、強盗や喧嘩などの犯罪が増加することが予想される。犯罪の増加は飲酒店の増加、売春婦の出現に関連付けられる。さらに地元住民と労働者の間のコンフリクトを生じさせる。広範囲にわたり重大なマイナスの影響を与えると予想される。

6.1.2.1.9 公衆衛生

劇的な人口増加と多くの労働者の出現は、下記の理由により公衆衛生に間接的な影響を与えることが予想される。

- ・病気に係る危険性の増加。
- ・下痢およびマラリア発生の危険性の増加。
- ・不十分な公衆衛生施設および計画された活動に関連した健康問題に対処する施設。

労働者募集と動員が公衆衛生に関してマイナスの影響を与えることが予想される。

6.1.2.2 設備、物資の荷揚げ

6.1.2.2.1 騒音

物資、設備の荷揚げに伴う騒音は、荷揚げを行う棧橋が居住区から離れているため影響がないと予想される。また荷揚げは規則的に、そして主に建設段階に限って行われる。荷揚げに関する騒音はマイナスの影響として分類される。

6.1.2.2.2 水資源の品質

荷揚げにおける石油流出の可能性がマハカム川の水質悪化を引き起こすことが予想されるが一時的なもので短期間である。小さなマイナスの影響と考えられる。

6.1.2.2.3 水生生物資源

物資、設備の荷揚げは水生生物に間接的な影響を与える。油の流出はプランクトン、底生生物および遊泳生物(魚)のような水生生物に影響を及ぼす前に最初に水質に影響を及ぼす。しかし、この影響は一時的なもので直ぐに回復する。小さなマイナスの影響に分類される。

6.1.2.3 設備搬入

6.1.2.3.1 騒音

設備の搬入において、毎時 30km で走行する乗り物から距離 15m 離れた場所で最大平均 65～74dB(A)の騒音に達すると予想されている。現在のプロジェクトサイトの騒音は 48dB(A)で、周辺地域では 62dB(A)であった。わずかなマイナスの影響があると考えられるが一時的なものであり、棧橋で働く労働者だけが影響を受けるであろう。

6.1.2.3.2 水資源の品質

設備搬入は、一時的に水質を悪化させ、マハカム川に影響を与える。わずかなマイナスの影響があると考えられる。

6.1.2.3.3 水生生物資源

搬入中しばし起きる油の流出は水質を悪化させ、プランクトン、底生生物および遊泳生物(魚)のような水生生物に影響を及ぼす。しかし、この影響は恒久的に続くのではなく、水質が改善されれば回復する。わずかなマイナスの影響を与えるであろう。

6.1.2.3.4 輸送

設備搬入は輸送に間接的な影響を及ぼす。周辺地域から Loa Janan 郡、特に Loa Duri Ulu 村へ求職者および(または)労働者の流入が増加する。河川輸送の交通量の増加が、Loa Janan 郡とサマリダ市のルートで起こるが必ずしも設備搬入が原因ではない。わずかなマイナスの影響を与えるであろう。

6.1.2.4 土地造成と整地

6.1.2.4.1 微気候と大気質

微気候の変化が、土地を覆っていた植物の損失により温度が上昇し引き起こされる。温度上昇による地表面の蒸発によって土壌の乾燥やほこりの原因となるであろう。しかし、この影響は一時的なものであり、土地造成及び整地する場所に限定される。この作業が終了すれば回復する。したがって、微気候及び大気質に関してわずかなマイナスの影響があるが広範囲にわたるものではない。

6.1.2.4.2 騒音

土地造成及び整地によって発生する騒音は最大許容値である 45dB(A)(日中)及び 40dB(A) (夜間) を超過する。影響は一時的なものであるが、労働者と現地住民に対し影響を及ぼす可能性がある。マイナスの影響として分類される。

6.1.2.4.3 水資源および品質

土地造成及び整地は水資源の品質に影響を及ぼし、土壌の水浸透能力を低下させる。懸濁したオーバーフロー水が増加し、豪雨の場合は現在より 40% も高い濃度となる。さらに、規模に関してはプロジェクトサイトからの 200m まで影響し、非常に広範囲にわたる。しかしながら、影響は一時的なもので、適切な設備の建設によって抑制でき、地域コミュニティは上流の水を使用しているため影響はない。したがって、わずかなマイナスの影響を与えるものと考えられる。

6.1.2.4.4 堆積物

土地造成及び整地による土壌流出が増加することで Merandai 川の堆積作用が進むことが予想される。一時的ではあるが広範囲にわたり重大な影響を与えるものと考えられる。適切な設備と排水システムを構築することによってこの影響を低減させることが望まれる。このことによって、堆積作用を最小限にすることができる。

6.1.2.4.5 侵食と土地安定性

土地造成と整地は浸食および土地安定性にマイナスの影響を及ぼすであろう。しかし、このプロセスが徐々に行われ、整地作業が侵食を少なくするために土地造成の直後に行われるのであれば、影響は小さくなり広範囲にわたるマイナスの影響を与えない。

6.1.2.4.6 空間計画

土地造成と整地はプロジェクトサイトの土地利用/機能を変更（非建設用地/農業用地から建設用地/非農業用地）するために空間計画に直接的な影響を及ぼすであろう。これは、中央クタイ県、特に Loa Janan 郡の空間計画を変更することになる。しかしながら、この影響は送電線の敷設に関しては当てはまらない。既存の空間計画の土地利用/機能の変更は、現行の地方政府規則に従って認められた場合に限る。したがって、わずかなマイナスの影響を受けるものと考えられる。

6.1.2.4.7 土壌

土地造成及び整地は肥沃な表土の損失を引き起こすので、土壌に対してマイナスの影響を及ぼす。プロジェクトサイトは肥沃な土地ではないので影響は小さいものと考えられる。

6.1.2.4.8 植物相と動物相資源

土地造成及び整地は植物相と動物相に広範囲にわたり重大な影響を与える。それは、下記理由による。

- ・野生動物の居住区である耕作地を消滅させる
- ・調査地域に3種類の保護動物がいる。
- ・野生動物の移動（移住のため）が地域コミュニティ/住民に混乱を引き起こす。

6.1.2.4.9 水生生物資源

土地造成及び整地は水生生物に間接的なマイナスの影響を与える。濁水と堆積作用によって水質を低下させる。しかし、活動が終了すれば水生生物は回復するため影響は一時的なものである。遊泳生物（魚）は可動性の動物のため回避することができる。一方、底生生物は混濁と堆積作用の影響に対して許容できる。

6.1.2.5 発電所の建設

発電所の建設は騒音に関する影響を生じる。騒音源は、特に、土地の水平、強固にするための重機から発生する。重機の騒音レベルが騒音源から15～20m離れた距離で70～90dB[A]に達するものと予想され、労働者に影響を与えるであろう。騒音源から170m離れると騒音レベルは55dB(A)まで減少する。したがって、最も近い住居は発生源から200m離れているため、騒音の影響はない。わずかなマイナスの影響と考えられる。

6.1.2.6 クリーンウォーター設備の建設

6.1.2.6.1 騒音

騒音は水貯蔵所を建設するために重機を使用することから発生する。現在のプロジェクトサイトの騒音レベルは45dB(A)であり、重機の使用によって20m離れた場所の騒音レベルは70～90dB(A)に達すると予想される。騒音はプロジェクト労働者と野生生物のみに影響を与えるであろう。建設場所は住居から離れている。マイナスの影響であるが、影響は小さいものである。

6.1.2.6.2 地下水

水貯蔵所から半径200m以内の地下水は活動によって影響を受ける。しかし、住民は井戸を使っていないので影響はない。植物もこの範囲では伐採されている。その外側については地盤が高い不透性を示すため影響は最小限にとどまる。この影響は一時的なもので影響はわずかである。

6.1.2.7 建設労働者の解雇

6.1.2.7.1 人口統計学

建設段階の終了によって労働者が新しい仕事を求め他の場所へ移動するため地域の人口は著しい減少となるであろう。人口の減少は人口分布、ジェンダー比率のような地域の人口統計学の構造を変更させる。この変更は人口統計学上に影響を及ぼさないが、他の環境上の要素に影響を及ぼす。

6.1.2.7.2 生計および生産活動

労働者の解雇は、特に発電所の建設に直接依存している地域住民の生計および生産活動にマイナスの影響を及ぼす。現地の労働者は他の仕事を捜すが外部からの労働者は、地元の戻ることが予想される。

生計と生産活動を失うことは地域住民の間の社会不安が生まれるが、発電所運転段階において雇用が確保されるのであればこの影響は一時的なものとなる。労働者の解雇はマイナスの影響を与える。

6.1.2.7.3 ライフスタイル

建設労働者の解雇は地域のライフスタイルにマイナスの影響を与える。労働者を徐々に解雇することによって潜在的な社会不安を防ぐことになり、影響を小さくすることになる。この影響は永久的なものではなく徐々に消滅していく。ライフスタイルに対しマイナスの影響を与えると考えられる。

6.1.2.7.4 犯罪

建設労働者の解雇は失業が直ちに解決されない場合、地域コミュニティの中で社会不安を生じる犯罪活動を引き起こすかもしれない。マイナスの影響と考えられる。

表 6-2 建設段階における環境影響マトリックス

Activity Phase	Construction												Note	
Environmental Component	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
1. Climate, Air Quality, and Noisy													7	= Manpower Mobilization
a. Micro Climate				■									8	= Loading Unloading
b. Air Quality				■									9	= Equipment Mobilization
c. Noise and Vibration		□	□	■	□	□	□	□	□	□	□		10	= Land Clearing and Land Preparation
2. Physiographic and Geology													11	= Land Preparation For PLTU
a. Erosion				□									12	= Installation Development
b. Land Stability				□					□				13	= Freshwater Facility Installation
c. Ground Water							□						14	= Infrastructure Construction
3. Hidrology													15	= Tower Construction
a. Water Resources	□	□	□	■				□					16	= Tower Setting
b. Water Resources Quality	□	□	□	■				□					17	= Cable Pulling and Setting
c. Sedimentation				□									18	= Manpower Release
d. Sediment Quality				□									■	= Important Negative
e. Flood Hazard				□									□	= Unimportant Negative
4. Space, Land, and Soil													●	= Important Positive
a. Land Using Existing				□									○	= Unimportant Positive
b. Landscape	■			□										
5. Biology														
a. Secondary Forest Community				■										
b. Bushes Community				■										
c. Man Made Ecosystem				■										
d. Wildlife Home Range				■										
e. Freshwater Biotic Composition		□	□	□										
f. Nekton		□	□	□										
6. Social, Economic, and Culture														
a. Demography	□											□		
b. Sex Ratio	□											□		
c. Demography Dispersal	□											□		
d. Manpower	●											□		

6.1.3 運転段階

6.1.3.1 労働者募集と動員

6.1.3.1.1 水資源の品質

運転段階では発電所に必要な水量の 31%に相当する 52,500 リットルの水を毎日必要とする。

家庭排水は、1日当たり 42,000 リットルと見積もられ、この排水には BOD、COD および TSS のような有機的な汚染物質を含んでいる。家庭排水は、汚水浄化槽あるいは活性汚泥廃水処理設置のいずれかに送ることが計画される。水塊（この場合マハカム川）から取水する際、水質を維持するために廃水処理を行うということは、マイナスの影響があると考えらるべきである。

6.1.3.1.2 労働者問題と生計

発電所を運転するためには異なる学歴および技術を持った合計 350 人の労働者が雇用されると推測される。このうち 100 名が非熟練工である。このことは大多数の地域住民が基礎教育レベルの学歴のため、雇用機会が制限されていることを意味する。その上、地方では工業より農業に関連した教育がされている。しかしながら雇用機会は地元住民のためにやや制限されているが、広範囲にわたり重大なプラスの影響を与えるものと考えられる。

6.1.3.1.3 コミュニティーの認識

発電所の雇用機会が限られていることは、地元住民の間にマイナスの認識を与え、コミュニティ内の摩擦や、プロジェクト事業者に対する嫌悪を生じさせるかもしれない。それは求職者が雇用人数を大幅に超過するため、地元の願望を提供できないためである。したがって、広範囲にわたり重大なマイナスの影響を与えるものと考えられる。

6.1.3.2 石炭運搬

ベルトコンベアシステムと車道の組み合わせによって石炭を運搬することによって、ほこりの飛散を最小限に抑えることができる。これが機能すればマイナスの影響を打ち消すことができる。

6.1.3.3 貯炭

6.1.3.3.1 大気質

風が吹く場合、屋外の貯炭場から炭じんが飛散しやすくなるため、プロジェクトサイトにおける貯炭は大気質に影響を与える。飛散を最小限にするために、定期的に散水を行うことが計画されている。マイナスの影響と考えられる。

6.1.3.3.2 水資源の品質

貯炭は浸出水が取水の水塊の品質を下げるので間接的に水資源の品質に影響するであろう。貯炭場に排水システムを導入することが計画された。このシステムは浸出水の水路を作り、そこで鉱物や金属を沈降させる。さらに上澄みの水は沈殿地に送られ処理される。このシステムの導入によって、マイナスの影響はわずかなものになると考えられる。

6.1.3.4 取水及び排水

6.1.3.4.1 騒音

主な騒音源は、70dB(A)の騒音レベルを発生させると推測されるポンプの運転である。この騒音は運転段階において影響を生じるが、ポンプステーションが最も近い住居から離れている。恐らく、絶えず高い強度の騒音の影響にさらされるオペレーターだけ影響を受けるが、騒音から保護する適切な道具を使用することによって影響を最小限にすることが可能である。これはマイナスの影響と考えられる。

6.1.3.4.2 水資源の品質

発電所の運転には1日当たり9,100 m³の水量を必要とする。その場合、毎秒477,451リットルの取水がマハカム川から行われるが、この量はマハカム川の単位時間当たり流量の0.88%であり、わずかなマイナスの影響を与えることが考えられる。

発電所から出る液体廃棄物は、ホテル、病院、産業、鉱業を対象とした東カリマンタン州知事令 (Governor of East Kalimantan Regulation No. 339 Year 1988 on Liquid Waste Quality Standard) に従って処理される。排水濃度はTSSが0.2%、BODが0.3%、CODが0.057%であるため、マハカム川に著しく影響を与えない。発電所を運転中に常時マハカム川に排水を続けることは、いくつかの汚染物質の濃度を増加させることも予想されるため、排水濃度は常時管理・モニタリングしなければならない。広範囲にわたり重大なマイナスの影響として考えられる。

6.1.3.4.3 堆積物

発電所の水使用量が1日当たり9,100 m³に達するものと計画されます。そのために1日当たり2,500 m³の能力のポンプを2台使用する。水の吸い上げには沈殿物を攪拌しない方式をとっている。わずかなマイナスの影響があると考えられる。

6.1.3.4.4 水生生物資源

運転期間中の取水と排水はプランクトン、遊泳生物及び底生生物のような水生生物に直接的に広範囲にわたる影響を及ぼさない。これは、水は貯水タンクから取水し、マハカム川へ放流する前に排水処理を行うためである。その処理では、水温を27℃まで下げ、中性レベルにすることを目的としている。この処理によって影響を低減させることが期待できる。マイナスの影響を与えると考えられる。

6.1.3.5 石炭燃焼

6.1.3.5.1 大気質

石炭燃焼は、プロジェクトサイト周辺の大気質を悪化させ、地域コミュニティ、特に Loa Janan 郡と2つの村に不快感を引き起こす。さらに、下降した大気質は地域の植物にも影響を与える可能性がある。

低 NO_x 燃焼技術、低硫黄分の石炭、静電集塵器(EP)を使用することによって、発電所の運転による大気質の悪化というマイナスの影響を最小限にする。しかしながら、連続的な燃焼（発電所の寿命が約 100 年と想定）が長期間続く場合、マイナスの影響が生じないと保証することができない。石炭燃焼は広範囲にわたり重大なマイナスの影響を与えることが考えられる。

6.1.3.5.2 騒音

タービン騒音レベルは 70dB(A)であると想定される。冷却装置は 25m 離れた場所で 80dB(A)、100m 離れた場所で 74dB(A)まで減少する。これらの騒音レベルは労働者に影響を与えるが、それを回避すべき適切な道具を装着するだろう。居住地は遠く離れているため影響を与えない。わずかなマイナスの影響と考えられる。

6.1.3.5.3 水資源の品質

石炭燃焼は水質に間接的な影響を及ぼす。燃焼によって発生した灰や排出ガスは雨水酸性度(pH)を減少させ酸性雨の原因となる。計算によると、最も高い灰と排出ガス濃度の場合、雨水に pH は 5.7 になり、良くても中性(pH 7)以下になることが予想される。現地調査によって現在のマハカム川の pH は 5~6 を示した。石炭燃焼は水資源の品質に対して広範囲にわたり重大な影響を与える。

6.1.3.5.4 動植物相資源

石炭燃焼は、プロジェクトサイト周辺の大気質の悪化を引き起こす。これは、主に静電集塵器(EP)が働いていないために起こる。灰は植物の葉を覆い、徐々に光合成能力低下させ植物の死に至らせる可能性がある。雨と風はこの影響を緩和する作用として働くが、EP が植物相へマイナスの影響を最小限にする。動物については、長期間灰が影響した場合、動物を死に至らせる呼吸障害を引き起こす可動性があるが、動物は移動性のため回避できるであろう。灰の影響は動物相に対してはやや小さい。

石炭燃焼は酸性雨を生じさせ、周辺地域の水質や土質の悪化を引き起こす NO_x と So_x を生む。植物にとって酸性雨が土壌 pH を低下させ、成長を妨げ、そして死に至らせる。動物については、酸性雨が移動性の動物に影響しないが、歩みの遅い動物には影響を与える。石炭燃焼の範囲がプロジェクトサイトから 3km の半径に達しているため、広範囲にわたり重大なマイナスの影響を与えるものと考えられる。

6.1.3.5.5 公衆衛生

最も弱い立場の人間は老人、幼児、子供であろう。分析によると、汚染は Loa Duri Ulu 村に集中することを示した。長期間、累積的に影響を与えるため大きなマイナスの影響と考えられる。

6.1.3.6 石炭灰の収集

石炭燃焼によって生じるフライアッシュとボトムアッシュは集められ、ホッパーに貯められる。灰の拡散を最小限にするため、運送トラックの準備ができた場合のみホッパーのカバーが開かれる。これによって影響はわずかになると考えられる。

6.1.3.7 石炭灰の運搬

石炭灰の運搬には荷台が覆ったトラックを使用する。しかし、正確なルートはまだ決定していない。トラックの排気ガスは大気質を悪化させるが、居住地を通らないルートの場合、影響は小さいと予想される。これに反して、居住地を通るルートの場合、大きなマイナスの影響になる。

6.1.3.8 石炭灰の貯蔵

石炭燃焼に伴うボトムアッシュは、建築資材や他の産業目的のために使用することが計画されているが、まだ最終的なものではない。ボトムアッシュを使用しない場合は、プロジェクトサイトの北 10km に位置する PT Bukit Baiduri Energy 炭鉱の採掘跡に送られ貯蔵される。

6.1.3.8.1 大気質

石炭灰の貯蔵はマイナスの影響を与えるが広範囲にわたるものでなく、その影響も小さい。これは石炭灰が採掘跡に貯蔵されるからである。したがってトラックから石炭灰を降ろすわずかな時間だけが大気質に影響を与える。そして、この場所は採掘地域であり居住区からも離れているため影響はわずかである。

表 6-3 運転段階における環境影響マトリックス

Activity Phase	Operational											Pasca Oprs			Note
	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
Environmental Component															
1. Climate, Air Quality, and Noisy														19	= Manpower Recruitment
a. Micro Climate														20	= Coal Delivery
b. Air Quality		□	□		■	□	□	□				□		21	= Coal Pilling
c. Noise and Vibration				□	□					□				22	= Water Intake and Water Outlet
2. Hidrology														23	= Coal Combustion
a. Water Resources	□		□	■	□			□				○		24	= Fly-Ash Pilling
b. Water Resources Quality	□		□	■	□			□						25	= Fly-Ash Transportation
d. Sediment Quality			□	□										26	= Bottom-Ash Pilling
3. Space, Land, and Soil														27	= Power Distribution
a. Landscape													●	28	= Power Plant & Transmission Line Maintenance
4. Biology														29	= Equipment and Material Maintenance
a. Secondary Forest Community					■									30	= Asset Deliverieable
b. Bushes Community					■									31	= Manpower Release
c. Man Made Ecosystem					■										■ = Important Negative
d. Wildlife Home Range					■										□ = Unimportant Negative
5. Social, Economic, and Culture															● = Important Positive
a. Manpower	●														○ = Unimportant Positive
b. Livelihood	●												□		
c. Perseption	■									■					
6. Health															
a. Sanitation Hazard					■					■					

6.1.4 運転後段階

6.1.4.1 装置及び設備の取り扱い

6.1.4.1.1 大気質

設備の撤去は大気質に対してマイナスの影響を与えるが一時的なものであり、範囲もプロジェクトサイトに限定される。わずかなマイナスの影響と考えられる。

6.1.4.1.2 水資源

水貯蔵所があることは地域コミュニティにプラスの影響を与える。つまり、きれいな水源にもなり、観光スポットにもなる。

6.1.4.2 資産と装置の引き渡し

6.1.4.2.1 空間計画

資産と設備、特に送電線の引き渡しは、土地所有者に「放棄された」土地を管理する機会を与え、より多くの生産活動のために使用することができる。明らかに土地価格は増加するであろう。また、空間計画の緩和にもつながる。これはプラスの影響と考えられる。

6.1.4.3 労働者の解雇

6.1.4.3.1 生計及び生産活動

運転段階の最後には多くの労働者が解雇されるであろう。この状況は長く続くと予想され、不必要な不安を最小限にするため、除去するために労働者問題に係る現行政府規則で対応することが予想される。しかしながら、生計と収入を失うため、プロジェクトに間接的に関係した労働者のために特別な注意を払う必要がある。もし適切に扱われなければ、これは社会的緊張と不安を引き起こすであろう。労働者の解雇は明白にマイナスの影響を与えるであろう。しかし、影響を受ける人々の数が比較的少ないので影響はわずかなものと考えられる。

6.2 環境管理及び環境モニタリング

広範囲にわたる重大な影響に関する解析を行った。第一に環境マネジメントと環境モニタリングの基本となる部分の作成を行った。第二に、マイナスの影響を低減及び最小限にし、プラスの影響を増加させる指針を作成した。

6.2.1 大気質

6.2.1.1 広範囲にわたる重大な影響 - 石炭燃焼 (タービンの運転)

大気質はタービンの運転のための石炭燃焼によって広範囲にわたって大きなマイナスの影響を与えるであろう。それは現地住民に不快感を引き起こし、呼吸器疾患の危険性を増加させる。

管理指針

- ・ チリ（浮遊粒子）と排出ガス濃度は、地方政府の基準にしたがって排出源および周辺地域の管理とモニタリングを実施しなければならない。

6.2.2 騒音

6.2.2.1 広範囲にわたる重大な影響 - 土地造成及び整地作業

発電所建設段階における土地造成や整地作業によるプロジェクトサイトの騒音は広範囲にわたり大きな負の影響を与えるであろう。

管理指針

- ・ 土建において影響を最小限にするために規則および手続きを遵守しなければならない。
- ・ 建設にあたっては夜間に作業しないなどの方法で騒音による影響を最小限にするように計画されなければならない。

6.2.3 水源及び水質

6.2.3.1 広範囲にわたる重大な影響 - 造成及び整地作業

造成及び整地作業は水源の位置や水質などの環境側面において広範囲にわたり大きなマイナスの影響を与えるであろう。

管理指針

- ・ 土地の地形を管理するなどによって排水をコントロールしなければならない。
- ・ 排水を直接マハカム川に流してはならない。
- ・ プロジェクトサイトで使われない土地は草木が生えたままの状態にしておく。

6.2.4 空間、土地、土壌

6.2.4.1 広範囲にわたる重大な影響 - 土地取得

土地に関しては賠償問題に起因する。

管理指針

- ・ 土地取得メカニズムと賠償プロセスは現地の人々が理解できる方法で実施しなければならない。
- ・ できるだけ土地取得には地元の著名人、土地のオーナー、地元の役所が関与すべきである。
- ・ 土地土地賠償プロセスはできるだけ透明性を確保し、賠償金額の開示を行わなければならない。
- ・ 土地取得の賠償と提供は協議を通して交渉し、均整の取れた価格で決定されるべきである。

6.2.4.2 広範囲にわたる重大な影響 - 空間計画

土地の取得は空間計画にも広範囲にわたり大きな影響を与えるであろう。

管理指針

- ・ マイナスの影響を減らすために Loa Janan 郡の詳細な空間計画が必要である。
- ・ 不十分な公共サービスと設備に対処するために、村および郡レベルの政府組織の定員を改善しなければならない。

6.2.5 植物相と動物相

6.2.5.1 広範囲にわたる重大な影響 - 植物相と動物相

植物相と動物相は土地の造成や石炭の燃焼によって影響を受けるであろう。土地の造成は陸生野生動物にマイナスの影響を与え、石炭燃焼は植物にマイナスの影響を与え、水生生物や野生動物の生活を脅かすであろう。

管理指針

- ・ 土地の造成は野生動物が安全に移動できるように徐々に行うべきである。
- ・ 野生動物の罨や狩猟を禁止すべきである。
- ・ 植物及び野生動物の生息地を守るため、石炭燃焼に伴う浮遊粒子及び排出ガス濃度をコントロールすべきである。

6.2.6 社会経済

6.2.6.1 広範囲にわたる重大な影響 社会経済

労働者問題、生計および生産活動は、労働者募集、動員によって、広範囲にわたり重大な影響を与えるであろう。

管理指針

- ・ 土地買収によって収入が減った住民を学歴と技術に準じた職に優先的に雇用すべきである。
- ・ 発電所活動において地域の生産活動を優先的に活用すべきである。

6.2.7 社会文化

6.2.7.1 広範囲にわたる重大な影響 社会文化

人口統計学、ライフスタイルおよび犯罪のような社会文化的要素は、労働者募集、動員によって間接的にマイナスの影響を与えるであろう。

管理指針

- ・ プロジェクトに従事する労働者および関連産業に従事する労働者は家族を含めて体系的に管理されなければならない。
- ・ 地域コミュニティの近隣安全システムを改善しなければならない。

6.2.8 公衆衛生

6.2.8.1 広範囲にわたる重大な影響 - 公衆衛生

住民の健康はは劇的な人口増加と貧弱な衛生設備によって、タービン運転のために石炭燃焼による大気汚染によって疫病の発生が懸念される。

管理指針

- ・ 公衆衛生施設の数、質が改善されなければならない。
- ・ 環境衛生（下水など）が開発、改善されなければならない。

7. 住民説明会

7.1 開催主旨

AMDAL の実施後、発電所建設候補地周辺住民に対して説明会（Public Consultansi）を実施した。説明会は発電所建設に特に影響を受けると想定される二箇所で実施した。これは「JICA 環境社会配慮ガイドラインガイドライン」に沿って、JICA 環境社会配慮室主管の環境社会配慮委員会指導に沿って実施したものである。この説明会では住民、NGO、州政府、市機関、郡機関、村長、軍、警察、市議会議員等の参加があり、活発な意見交換を行った。環境への不安も出たが、概して地域住民は電力不足、高い失業率が慢性的に続いており、発電所建設に期待する発言が多かった。環境 NGO からは環境対策を万全にし、地域社会に貢献できるような提案としてほしい旨の発言があった。

7.2 住民説明会

7.2.1 Loa Duri Ulu 村

場所：中央クタイ県 Loa Janan 郡 Loa Duri Ulu 村

日時：2006年12月11日

出席者：一覧表参照（表 7-1）

主な質問および要望は以下のとおりであった。概ね歓迎の意見が多かった。

- ・ このプロジェクトでの産業廃棄物はどのようなものか。
- ・ どのような雇用機会が生まれ、雇用に対する研修機会も要望したい。
- ・ 就職の機会も与えられ、本プロジェクトを歓迎し応援したく思う。要望であるが、発電所の従業員となれるよう着工前の3年間で研修を行って欲しい。
- ・ 発電所周辺の工事には地域経済の発展のため地元の建設業者を使って欲しい。
- ・ 未利用の資源を活用する提案は地域に貢献するものであると歓迎する。

7.2.2 Sungai Kunjang 郡

場所：Samarinda 市 Sungai Kunjang 郡

日時：2006年12月12日

出席者：一覧表参照（表 7-2）

主な質問および要望は以下のとおりであった。概ね歓迎の意見が多かった。

- ・ スラッジ、低品位炭を燃料に使用することだが、排煙に対する影響はいかなるものか。
- ・ 炭鉱が現在マハカム河にどのような影響を及ぼしているか。
- ・ 発電所による影響はどの地域か。
- ・ 発電所ができることにより雇用が生まれるが地域住民には技術がないので研修の機会を与えてほしい。

表 7-1 Duri Ulu 村住民説明会参加者

	所属	
1	Camat Loa Janan	Loa Janan 郡長
2	Babinsan Desa Loa Duri Ulu	Loa Duri Ulu 村 福利厚生担当
3	BABIM ICRMTIB MRS LDU	陸軍
4	Kades Loa Duri Ulu	Loa Duri Ulu 村長
5	Dinas Pertambangan Prop. Kaltim	東カリマンタン州鉱物エネルギー省
6	RT 7/5 LDU	住民
7	RT 02/1 LDU	住民
8	RT 16/5 LDU	住民
9	Ketua BPP LDU	Loa Duri Ulu 村議会 議長
10	Kapolsek Loa Janan	Loa Janan 警察署長
11	BPD Anggota	地方開発銀行 会員
12	BESSIE	NGO
13	Staf Desa	村職員
14	Kadus G LDU	Loa Duri Ulu 村 (内の) 部落長
15	Loa Duri	住民
16	RT 14 Loa Duri	住民
17	Wakil RT 14	住民
18	Staf Desa Loa Duri	村職員
19	Staf Desa	村職員
20	Staf Desa	村職員
21	Staf Desa	村職員
22	BAPEDALDA	環境影響管理センター (中央クタイ 県)
23	RT 16/5 Kutai Baru	住民
24	Wakil BPD Loa Duri	地方開発銀行 Loa Duri 支店長
25	Kantor Camat Loa Janan	郡役場職員

表 7-2 Sungai Kunjang 郡住民説明会参加者

	所属	
1	Camat Sungai Kunjang	サマリンダ市スンガイクンジャン郡 郡長
2	Polsek S. Kunjang	スンガイクンジャン郡 警察署長
3	Ketua RT. 14 Loa Buah	Loa Buah 村住民代表
4	Ketua RT. 11 Loa Buah	Loa Buah 村住民代表
5	Dinas Pertambangan	東カリマンタン州鉱物エネルギー省
6	不明	不明
7	Loa Buah	Loa Bua 村住民
8	Loa Buah	Loa bua 村住民
9	Sungai Kunjang	Sungai kunjang 住民
10	BAPEDALDA Samarinda	サマリンダ市環境影響管理センター
11	Kosi PMK	
12	Sek Coal	郡長補佐 サマリンダ市スンガイクンジャン郡
13	Kantor Pertambangan Smd	サマリンダ市鉱物エネルギー事務所