

# インドネシア国

## 北スマトラ電力開発にかかる 協力可能性検討調査フェーズ 2

### ファイナルレポート

平成 22 年 11 月  
(2010 年)

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

委託先  
東電設計株式会社

民 連
CR(10)
10-002

---

## インドネシア国

### 北スマトラ電力開発にかかる協力可能性検討調査 フェーズ2

#### ファイナルレポート

#### 【目次】

調査対象地域位置図

用語集

### 第1章 調査の目的と背景

1.1	調査の目的および概要.....	1-1
1.2	調査の背景.....	1-1
1.2.1	北スマトラにおける電力供給の現状.....	1-1
1.2.2	アサハンアルミ製錬事業.....	1-3

### 第2章 調査概要

2.1	調査対象地域.....	2-1
2.2	関係機関.....	2-1
2.3	作業方法および作成報告書.....	2-2
2.4	調査作業工程.....	2-5

### 第3章 北スマトラの電力需給の現況

3.1	電力供給と既存発電設備.....	3-1
3.1.1	電力供給.....	3-1
3.1.2	既存発電設備.....	3-3
3.1.3	既存送電設備.....	3-4
3.1.4	電力供給の信頼度.....	3-5
3.2	電力需要と需要予測.....	3-6
3.2.1	電力需要.....	3-6
3.2.2	需要予測.....	3-6

3.3	電力供給計画.....	3-10
3.3.1	電力供給事業計画（RUPTL:2010-2019） .....	3-10
3.3.2	イナルム増設を想定した電力供給事業計画.....	3-15
3.3.3	送電線の整備計画.....	3-16

## 第4章 発電モード毎の開発ポテンシャルの確認

4.1	石炭・ガス火力発電.....	4-1
4.1.1	石炭・ガス埋蔵量.....	4-3
4.1.2	発電用石炭・ガスの必要供給量.....	4-7
4.1.3	生産量・販売実績.....	4-8
4.1.4	輸送インフラの整備状況.....	4-11
4.1.5	環境対策.....	4-13
4.2	地熱発電.....	4-14
4.2.1	北スマトラの地熱資源概要.....	4-14
4.2.2	北スマトラ地域の地熱ポテンシャル.....	4-26
4.3	水力発電.....	4-29
4.3.1	北スマトラの水力資源概要.....	4-29
4.3.2	建設費の比較.....	4-54
4.3.3	水カマスタープランの概要.....	4-56
4.3.4	RUPTLにおける水力地点の概要.....	4-57

## 第5章 電モード毎の有望開発地点

5.1	石炭・ガス火力発電.....	5-1
5.1.1	発電所開発地点.....	5-1
5.1.2	電源開発規模.....	5-2
5.1.3	火力発電所建設・運営費用.....	5-4
5.2	地熱発電.....	5-6
5.2.1	北スマトラにおける地熱発電候補地域と開発計画.....	5-6
5.2.2	地熱開発有望地域の抽出.....	5-8
5.3	水力発電.....	5-9
5.3.1	有望水力ポテンシャルの抽出条件.....	5-9
5.3.2	有望水力ポテンシャルの抽出.....	5-10
5.3.3	有望水力ポテンシャルの計画諸元.....	5-11

5.4	開発可能オプションの運転開始時期 .....	5-13
5.5	環境調査 .....	5-16
5.5.1	インドネシアの森林保護区分 .....	5-16
5.5.2	有望ポテンシャル地点位置 .....	5-17

## 第6章 電源開発及び発電所建設にかかる制度確認

6.1	電源開発における法体系と主要法制度の概要 .....	6-1
6.2	電力分野関連の法制度 .....	6-4
6.2.1	新電力法 .....	6-4
6.2.2	電気事業者の分類 .....	6-6
6.2.3	電気料金 .....	6-6
6.2.4	送電線の賃借 .....	6-7
6.2.5	クラッシュプログラム .....	6-8
6.3	地熱発電関連法規 .....	6-9
6.3.1	関連法規／規定 .....	6-9
6.3.2	地熱発電開発における問題点 .....	6-10
6.4	石炭開発関連法規 .....	6-11
6.5	天然ガス関連法規 .....	6-12
6.6	環境関連の法制度 .....	6-12
6.7	投資及び事業運営関連の法制度 .....	6-14
6.8	イナルム増設用電源確保のための法規制上の課題 .....	6-15
6.9	各発電モードにおける法手続き .....	6-16
6.9.1	石炭/ガス開発の場合 .....	6-16
6.9.2	地熱開発の場合 .....	6-17
6.9.3	水力開発の場合 .....	6-19

## 第7章 電力供給有望オプション

7.1	電力供給オプションの選定手順 .....	7-1
7.2	事業体制の検討 .....	7-2
7.2.1	SWAP .....	7-2
7.2.2	PPP 事業 .....	7-2
7.2.3	IPP 事業 .....	7-3
7.2.4	Captive Power ・ 自家用発電事業 .....	7-3

7.2.5	PLN 事業 .....	7-4
7.3	電力供給オプションの選定 .....	7-4
7.3.1	200MW 供給オプション（イナルム増設用） .....	7-4
7.3.2	400MW 供給オプション（イナルム 200MW+民生用 200MW） .....	7-9
7.3.3	600MW 供給オプション（イナルム 200MW+民生用 400MW） .....	7-15
7.4	電力供給オプションでの事業体制の適用 .....	7-20

## 第 8 章 電力供給オプションについての経済財務分析

8.1	運営体制と資金調達 .....	8-1
8.1.1	JBIC からの融資区分（融資スキーム） .....	8-1
8.1.2	ODA での融資スキーム .....	8-4
8.1.3	融資条件と金利シナリオ .....	8-5
8.2	事業性評価の検討 .....	8-6
8.2.1	財務計算の方針 .....	8-6
8.2.2	財務計算の条件 .....	8-8
8.3	経済性の計算と評価 .....	8-10
8.3.1	石炭火力オプションの経済性計算 .....	8-11
8.3.2	ガス火力オプションの経済性計算 .....	8-17
8.3.3	地熱発電オプションの経済性計算 .....	8-19
8.3.4	水力発電オプションの経済性計算 .....	8-20
8.4	財務分析から見た事業性評価 .....	8-23
追補 1	地熱で「独自の送電線による事業形態」の発電原価と電力料金 .....	8-25
追補 2	日本仕様の亜臨界火力発電の建設コストでの発電原価と料金 .....	8-28
追補 3	石炭価格が 55USD/トンのときの各ケースの原価と電力料金 .....	8-31
8.5	推奨電力供給オプション .....	8-34

## 第 9 章 調査結果および提言

9.1	調査結果 .....	9-1
9.2	提言 .....	9-3

---

## 添 付 表

表 2.2-1 国内/現地関係機関並びに資料・情報収集事項 .....	2-1
表 2.2-2 調査作業工程.....	2-5
表 2.2-3 調査メンバー.....	2-5
表 3.1-1 北スマトラ系統の発電設備.....	3-3
表 3.1-2 停電回数/時間の統計 .....	3-5
表 3.2-1 需要予測の条件.....	3-7
表 3.2-2 RUPTL2010 による北スマトラ系統の需要予測 .....	3-7
表 3.2-3 RUKN(2008-2027)による需要予測 .....	3-8
表 3.3-1 北スマトラ系統での電源導入計画 .....	3-11
表 3.3-2 北スマトラ系統での既設電源を考慮に入れた電源導入計画 .....	3-13
表 3.3-3 イナルム増設用の需要と RUPTL2010 計画変更を考慮した需要予測 .....	3-15
表 3.3-4 イナルム増設用の需要と新規電源投入を考慮した需要予測.....	3-16
表 3.3-5 送電線の整備計画 .....	3-17
表 4.1-1 北スマトラ系統内の石炭火力発電所(既設および計画)一覧 .....	4-1
表 4.1-2 南スマトラ州、東・南カリマンタン州の石炭資源量、埋蔵量データ.....	4-4
表 4.1-3 スマトラ島北部地域の石炭資源量、埋蔵量データ.....	4-4
表 4.1-4 各州の石炭採掘会社の石炭生産量.....	4-9
表 4.1-5 主要生産会社による天然ガスの生産実績 .....	4-11
表 4.2-1 北スマトラの地熱開発地域一覧表.....	4-15
表 4.2-2 Sarulla 地熱地域地熱資源量評価概要 .....	4-23
表 4.2-3 北スマトラ地域地熱ポテンシャル .....	4-26
表 4.2-4 公園規制を考慮した地熱ポテンシャル.....	4-27
表 4.2-5 北スマトラ地域地熱ポテンシャル評価 .....	4-28
表 4.3-1 Asahan-1 地点計画諸元 .....	4-32
表 4.3-2 Asahan-3 地点計画諸元 .....	4-33
表 4.3-3 Tampur-1 地点計画諸元 .....	4-34
表 4.3-4 Wampu 地点計画諸元 .....	4-36
表 4.3-5 Lawe Alas-4 地点計画諸元.....	4-37
表 4.3-6 Toru-1 地点計画諸元.....	4-39
表 4.3-7 Ordi-1 地点計画諸元.....	4-40
表 4.3-8 Peusangan-4 地点計画諸元 .....	4-41
表 4.3-9 Sirahar 地点計画諸元 .....	4-43
表 4.3-10 Simanggo-1 地点計画諸元 .....	4-44

表 4.3-11 Toru-3 地点計画諸元.....	4-45
表 4.3-12 Kumbih-3 地点計画諸元 .....	4-46
表 4.3-13 Jambu Aye 地点計画諸元 .....	4-48
表 4.3-14 Teunom- 1 地点計画諸元 .....	4-49
表 4.3-15 Aceh-2 地点計画諸元.....	4-51
表 4.3-16 Raisan-3&4 地点計画諸元.....	4-52
表 4.3-17 Simanggo-2 地点計画諸元 .....	4-53
表 4.3-18 フェーズ1調査 2009 と包蔵水力調査の比較 .....	4-54
表 4.3-19 水カマスタープラン資料と包蔵水力調査の比較 .....	4-54
表 4.3-20 水力有望ポテンシャルサイトの建設費.....	4-55
表 4.3-21 水カマスタープランによる有望水力地点.....	4-56
表 4.3-22 RUPTL2010-2019 にて計画されている水力開発地点.....	4-57
表 5.1-1 火力発電設備の建設費、O&M 費と運用条件の推定値 .....	5-4
表 5.2-1 地熱発電開発地点一覧表.....	5-7
表 5.2-2 地熱開発有望地域の地熱発電所建設費推定額.....	5-8
表 5.3-1 抽出された有望開発地点 .....	5-10
表 5.3-2 抽出から除外された水力ポテンシャル地点.....	5-10
表 5.3-3 有望水力ポテンシャル地点計画諸元.....	5-12
表 5.4-1 開発可能オプションの運転開始時期 .....	5-14
表 5.4-2 開発可能オプションの概要 .....	5-15
表 6.1-1 インドネシアの法体系.....	6-1
表 6.1-2 電源開発に関わる関連法のリスト .....	6-1
表 6.2-1 新旧電力法の比較.....	6-5
表 6.2-2 イナルム増設用電力を PLN より買電する場合の料金.....	6-7
表 6.2-3 今後の電気料金の推移 .....	6-7
表 6.2-4 第1次・第2次クラッシュプログラムの比較.....	6-9
表 6.2-5 第2次クラッシュプログラムにおける電源構成.....	6-9
表 6.6-1 AMDAL の適用を受ける分野 .....	6-13
表 6.6-2 環境影響評価の対象施設と所轄機関(環境大臣令 No.11/2000) .....	6-13
表 7.3-1 200MW 供給オプション(イナルム増設用)の概要と開発リスク .....	7-8
表 7.3-2 400MW 供給オプション(イナルム増設用 200MW+民生用 200MW)の概要 と開発リスク .....	7-12
表 7.3-3 600MW 供給オプション(イナルム増設用 200MW+民生用 400MW)の概要 と開発リスク .....	7-17
表 7.4-1 電力供給オプションでの事業体制.....	7-21
表 8.1-1 LIBOR アメリカドルレート(6か月) .....	8-2

表 8.2-1	発電事業別 O&M コストの推定方法 .....	8-9
表 8.3-1	発電モード別・事業主体別・融資形態別ケース名 .....	8-11
表 8.3-2	製錬工場近傍での SPC による亜臨界石炭火力の計算結果 .....	8-12
表 8.3-3	製錬工場近傍での SPC による亜臨界石炭火力の前提 .....	8-12
表 8.3-4	国営イナルムによる亜臨界火力発電の計算結果 .....	8-12
表 8.3-5	国営イナルムによる亜臨界火力発電の前提 .....	8-12
表 8.3-6	製錬工場近傍での SPC による超/超々臨界石炭火力の計算結果 .....	8-13
表 8.3-7	製錬工場近傍での SPC による超/超々臨界石炭火力の前提 .....	8-13
表 8.3-8	国営イナルムによる超/超々臨界石炭火力の計算結果 .....	8-13
表 8.3-9	国営イナルムによる超/超々臨界石炭火力の前提 .....	8-13
表 8.3-10	立地不特定での PLN による亜臨界石炭火力の計算結果 .....	8-14
表 8.3-11	立地不特定での PLN による亜臨界石炭火力の前提 .....	8-14
表 8.3-12	立地不特定での IPP による亜臨界石炭火力の計算結果 .....	8-14
表 8.3-13	立地不特定での IPP による亜臨界石炭火力の前提 .....	8-14
表 8.3-14	立地不特定での PPP による亜臨界石炭火力の計算結果 .....	8-15
表 8.3-15	立地不特定での PPP による亜臨界石炭火力の前提 .....	8-15
表 8.3-16	立地不特定での PLN による超/超々臨界石炭火力の計算結果 .....	8-15
表 8.3-17	立地不特定での PLN による超/超々臨界石炭火力の前提 .....	8-15
表 8.3-18	立地不特定での IPP による超/超々臨界石炭火力の計算結果 .....	8-16
表 8.3-19	立地不特定での IPP による超/超々臨界石炭火力の前提 .....	8-16
表 8.3-20	立地不特定での PPP による超/超々臨界石炭火力の計算結果 .....	8-16
表 8.3-21	立地不特定での PPP による超/超々臨界石炭火力の前提 .....	8-16
表 8.3-22	製錬工場近傍での SPC によるガス火力発電の計算結果 .....	8-17
表 8.3-23	製錬工場近傍での SPC によるガス火力発電の前提 .....	8-17
表 8.3-24	Belawan 改修によるガス火力発電の計算結果 .....	8-17
表 8.3-25	Belawan 改修によるガス火力発電の前提 .....	8-17
表 8.3-26	立地不特定での PLN によるガス火力発電の計算結果 .....	8-18
表 8.3-27	立地不特定での PLN によるガス火力発電の前提 .....	8-18
表 8.3-28	立地不特定での IPP によるガス火力発電の計算結果 .....	8-18
表 8.3-29	立地不特定での IPP によるガス火力発電の前提 .....	8-18
表 8.3-30	立地不特定での PPP によるガス火力発電の計算結果 .....	8-19
表 8.3-31	立地不特定での PPP によるガス火力発電の前提 .....	8-19
表 8.3-32	IPP による地熱発電の計算結果 .....	8-19
表 8.3-33	IPP による地熱発電の前提 .....	8-19
表 8.3-34	PLN による水力発電合計の計算結果 (177.4MW) .....	8-20
表 8.3-35	PLN による水力発電所 Toru-1 の計算結果 (38MW) .....	8-20



表 8.3-36 PLN による水力発電所 Simanggo-2 の計算結果 (59MW) .....	8-20
表 8.3-37 PLN による水力発電所 Raisan-3,4 の計算結果 (80MW) .....	8-20
表 8.3-38 PLN による水力発電の各ケースの前提 .....	8-21
表 8.3-39 IPP による水力発電合計のケースの計算結果 (177.4MW) .....	8-21
表 8.3-40 IPP による水力発電所 Toru-1 の計算結果 (38MW) .....	8-21
表 8.3-41 IPP による水力発電所 Simanggo-2 の計算結果 (59MW) .....	8-22
表 8.3-42 IPP による水力発電所 Raisan-3,4 の計算結果 (80MW) .....	8-22
表 8.3-43 IPP による水力発電の各ケースの前提 .....	8-22
表 8.4-1 発電モード別・事業主体別発電原価と売電料金(1) .....	8-23
表 8.4-1 発電モード別・事業主体別発電原価と売電料金(2) .....	8-24
追表 1-1 独自の送電線での SPC による地熱発電の計算結果 .....	8-25
追表 1-2 独自の送電線での SPC による地熱発電の前提 .....	8-25
追表 1-3 独自の送電線での PPP による地熱発電の計算結果 .....	8-26
追表 1-4 独自の送電線での PPP による地熱発電の前提 .....	8-26
追表 1-5 Sarulla2 地熱発電所の発電コスト .....	8-26
追表 2-1 日本仕様の亜臨界火力発電のケース .....	8-28
追表 2-2 製錬工場近傍で SPC による亜臨界石炭火力の計算結果 .....	8-28
追表 2-3 製錬工場近傍での SPC による亜臨界石炭火力の前提 .....	8-28
追表 2-4 製錬工場近傍での国営イナルムによる日本仕様の亜臨界火力発電の 計算結果 .....	8-29
追表 2-5 製錬工場近傍での国営イナルムによる日本仕様の亜臨界火力発電の 前提 .....	8-29
追表 2-6 立地不特定での PLN による日本仕様の亜臨界石炭火力の計算結果 .....	8-29
追表 2-7 立地不特定での PLN による日本仕様の亜臨界石炭火力の前提 .....	8-29
追表 2-8 立地不特定での IPP による日本仕様の亜臨界石炭火力の計算結果 .....	8-30
追表 2-9 立地不特定での IPP による日本仕様の亜臨界石炭火力の前提 .....	8-30
追表 2-10 立地不特定での PPP による日本仕様の亜臨界石炭火力の計算結果 .....	8-30
追表 2-11 立地不特定での PPP による日本仕様の亜臨界石炭火力の前提 .....	8-30
追表 3-1 石炭価格が 55USD/トンのときの試算ケース .....	8-31
追表 3-2 製錬工場近傍での SPC による亜臨界石炭火力発電 .....	8-31
追表 3-3 製錬工場近傍での国営イナルムによる亜臨界石炭火力発電 .....	8-31
追表 3-4 製錬工場近傍での SPC による超/超々臨界石炭火力発電 .....	8-32
追表 3-5 製錬工場近傍での国営イナルムによる超/超々臨界石炭火力発電 .....	8-32
追表 3-6 立地不特定での PLN による亜臨界石炭火力発電 .....	8-32
追表 3-7 立地不特定での IPP による亜臨界石炭火力発電 .....	8-32
追表 3-8 立地不特定での PPP による亜臨界石炭火力発電 .....	8-32

追表 3-9 立地不特定での PLN による超/超々臨界石炭火力発電 .....	8-33
追表 3-10 立地不特定での IPP による超/超々臨界石炭火力発電.....	8-33
追表 3-11 立地不特定での PPP による超/超々臨界石炭火力発電.....	8-33
追表 3-12 立地不特定での日本仕様で PLN,PPP, 国営イナルムによる亜臨界石炭 火力発電 .....	8-33
追表 3-13 立地不特定での日本仕様で SPC,IPP による亜臨界石炭火力発電 .....	8-33
表 8.5-1(a) 電力供給オプションの財務性と有意性評価一覧表 (200MW 供給オプション) .....	8-39
表 8.5-1(b-1) 電力供給オプションの財務性と有意性評価一覧表 (400MW 供給オプション) .....	8-40
表 8.5-1(b-2) 電力供給オプションの財務性と有意性評価一覧表 (400MW 供給オプション) .....	8-41
表 8.5-1(c-1) 電力供給オプションの財務性と有意性評価一覧表 (600MW 供給オプション) .....	8-42
表 8.5-1(c-2) 電力供給オプションの財務性と有意性評価一覧表 (600MW 供給オプション) .....	8-43

## 添 付 図

図 1.2-1 北スマトラ系統の送電線網図.....	1-3
図 1.2-2 プロジェクト位置図.....	1-4
図 3.1-1 アチェ州の送電系統図 .....	3-1
図 3.1-2 北スマトラ州の送電系統図.....	3-2
図 3.1-3 スマトラ島内の既設/計画送電系統図.....	3-4
図 3.2-1 北スマトラ系統の需要予測曲線.....	3-9
図 3.2-2 北スマトラ系統の最大負荷予測.....	3-9
図 3.3-1 北スマトラ系統での電力供給計画 .....	3-13
図 4.1-1 各州の石炭資源量と埋蔵量 .....	4-5
図 4.1-2 各州の天然ガス埋蔵量.....	4-5
図 4.1-3 既設と計画の LNG 関連設備 .....	4-6
図 4.1-4 インドネシア国内で算出される石炭販売先の実績と予測 .....	4-9
図 4.1-5 天然ガスの生産量と消費量の推移.....	4-10
図 4.1-6 石炭輸送の一般的なモデル.....	4-12
図 4.2-1 地熱開発地域位置図.....	4-16

---

図 4.2-2	スマトラ断層沿いのプルアパート盆地等の分布 (Muraoka et al., 2010).....	4-17
図 4.2-3	Sarulla 周辺のプルアパート盆地等の分布 (Muraoka et al., 2010) .....	4-18
図 4.2-4	Sibayak 地域の地質・変質分布及び坑井基地(Daud et al., 2001) .....	4-19
図 4.2-5	Sarulla 地域の地熱開発地域位置図(Gunderson, 2000) .....	4-20
図 4.2-6	Sarulla 地域のランドサット画像 .....	4-21
図 4.2-7	Sarulla 地域の地熱構造 (Gunderson, 2000).....	4-22
図 4.2-8	Sarulla – Sipaholon 地域のランドサット画像 .....	4-24
図 4.2-9	Sibayak - Sinabung 地域のランドサット画像.....	4-25
図 4.3-1	水力有望ポテンシャルサイト位置図 .....	4-31
図 5.3-1	有望水力ポテンシャル地点計画位置.....	5-12
図 5.4-1	有望ポテンシャルの運転開始時期 .....	5-14
図 5.4-2	開発可能オプションの位置図 .....	5-15
図 5.5-1	アチェ州森林保護区分図 .....	5-18
図 5.5-2	北スマトラ州森林保護区分図.....	5-19
図 8.1-1	LIBOR アメリカドルレート(6か月)の推移.....	8-2
追図 1	Sarulla2 からイナルムアルミ製錬所への専用送電線ルート(参考) .....	8-27

## 付 属 資 料

付属資料-1：財務計算の結果

付属資料-2：北スマトラ州とアチェ州の電力事情（RUPTL）

付属資料-3：本調査で収集した法制度の主旨詳細

付属資料-4：潮流解析／系統安定解析について

付属資料-5：地熱発電建設費推定

付属資料-6：現地調査報告書



調査対象地域位置図

用語集

略語	インドネシア語表記 / 英語表記	日本語表記
AMDAL	Analisa Mengenai Dampak Lingkungan	環境影響調査
BAPPENAS	Perencanaan Pembangunan Nasional / National Development Planning Agency	国家開発計画庁
BKPM	Badan Koordinasi Penanaman Modal / Investment Coordinating Board	インドネシア投資調整庁
CC	Combined Cycle	コンバインド・サイクル発電
CCOW	Coal Contract of Work	石炭採掘請負業者
CNG	Compressed Natural Gas	圧縮天然ガス
CP	Captive Power	自家発電
CV	Calorific Value	発熱量
D/D	Detail Design	詳細設計
DMO	Domestic Market Obligations	国内市場割当量
EIA	Environmental Impact Analysis	環境影響調査
EPC	Engineering, Procurement and Construction	設計・調達・建設包括工事契約
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務内部収益率
F/S	Feasibility Study	実施可能性調査
GHG	Green House Gas	温室効果ガス
GWh	Giga Watt Hour (one billion watt hour)	百万キロワット(十億ワット)時
HRSD	Heat Recovery Steam Generator	排熱回収ボイラー
HSD	High Speed Diesel Oil	高速ディーゼル油
INAGA	Asosiasi Panasbumi Indonesia / Indonesia Geothermal Association	
INALUM	PT. Indonesia Asahan Aluminum	インドネシア アサハン アルミニウム
IPP	Independent Power Producer	独立電力生産者
IRR	Internal Rates of Return	内部収益率
IUP	Izin Usaha Pertambangan / Geothermal Energy Business Permit	地熱開発許可
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JKT	Jakarta	ジャカルタの略記
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
JV	Joint Venture	共同事業
KUD	Koperasi Unit Desa / Village Cooperation System	村落協同組合
kV	Kilo volt	千ボルト
LARAP	Land Acquisition and Resettlement Action Plan	住民移転計画書
LIBOR	London Inter-Bank Offered Rate	ロンドン銀行間取引金利
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
MEMR	Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral / Ministry of Energy Mineral Resources	鉱物エネルギー省

MFO	Marine Fuel Oil	船舶燃料油
MMbtu	Million British Thermal Unit	百万英熱量単位
MMscf	Million Standard Cubic Foot	百万立方フィート
MMscfd	Million Standard Cubic Foot per Day	百万立方フィート/日
M/P	Master Plan	マスタープラン調査
MW	Mega Watt (one million watt)	千キロワット、百万ワット
NAD	Nangroe Aceh Darussalam	アチェ州
NEP	National Energy Policy	国家エネルギー計画
NGAI	National Geological Agency of Indonesia	
NIL	Namora-I-Langit	Sarulla北部地域
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development	経済協力開発機構
O/M	Operation and Maintenance	操業・維持管理
ORMAT	Ormat Technologies Inc.	(米) オーマット社
PERTAMINA	PT. Pertamina (Persero)	インドネシア国営石油会社
PGE	PT. Pertamina Geothermal Energy	インドネシア国営地熱エネルギー会社
PGN	PT. Perusahaan Gas Negara (Persero)	インドネシア国営ガス会社
PIKITRING	Proyek Induk Pembangkit dan Jaringan	建設事務所 (PLN)
PIUKU	Pemberian Izin Usaha Ketenagalistrikan / Electricity Business Licence Holder	電力事業許可保持者
PKUK	Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan / Electricity Business Authority	電気事業権限保持者
PLN	PT. PLN (Persero)	国営電力会社
PLTA (HEP)	Pusat Listrik Tenaga Air / Hydro-electric Power Station	水力発電所
PLTD	Pusat Listrik Tenaga Diesel	ディーゼル火力発電所
PLTG	Pusat Listrik Tenaga Gas	ガスタービン発電所
PLTGU	Pusat Listrik Tenaga Gas dan Uap	コンバインドサイクル火力発電所
PLTP	Pusat Listrik Tenaga Panas Bumi	地熱発電所
PLTU	Pusat Listrik Tenaga Uap	一般汽力発電所
PPP	Public-Private Partnership	官民連携
Pre-F/S	Pre Feasibility Study	概略実施可能性調査
PTBA	PT. Bukit Asam (Persero) Tbk.	インドネシア石炭公社
RES	Reservoir Type	貯水池式 (水力発電方式)
RKL	Rencana Pengelolaan Lingkungan	環境マネジメント計画書
ROE	Return of Equity	資本利益率
ROR	Run-of-River Type	流れ込み式 (水力発電方式)
RPL	Rencana Pemantauan Lingkungan	環境モニタリング計画書
R/S	Reconnaissance Study	現地調査
RUKN	Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional	国家電力総合計画
RUPTL	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik	電力供給事業計画
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	平均停電継続時間
SAIFI	System Average Interruption Frequency	平均停電回数

	Index	
scf	Standard Cubic Foot	立方フィート気圧
SPC	Special Purpose Company	特別目的会社
STEP	Special Terms for Economic Partnership	本邦技術活用条件
Tscf	Trillion Standard Cubic Foot	兆立方フィート
UKL	Upaya Pengelolaan Lingkungan Hidup / Environment Management Efforts	環境管理活動
UNSG	Unocal North Sumatra Geothermal Ltd.	ユノカル北スマトラ地熱会社
UPL	Upaya Pengelolaan Lingkungan Hidup / Environment Control Efforts	環境モニタリング活動
USD	US Doller	米ドル
WACC	Weighted Average Capital Cost	資金調達コスト
Wilayah	Wilayah / Region	配電地域単位 (PLN)
WKP	Wilayah Kerja Panas Bumi / Geothermal Working Area	地熱開発区域
WTI	West Texas Intermediate	米国産ウエスト・テキサス・インターミディエート

## 第1章 調査の目的と背景

### 1.1 調査の目的および概要

本調査は、2009年2月～4月に実施されたJICA調査（フェーズ1）の結果をアップデートすることを目的としたもので、アサハンアルミニウム事業に資する追加電源として考えられる水力、石炭、ガス、地熱の各電源に関し、開発可能なポテンシャルを確認し、将来の開発電源として実現可能な計画案を提示するとともに、今後の産業開発の促進にともなう更なる需要増が見込まれる民生用電力供給の開発を検討することを目的とする。調査対象範囲はアチェ州と北スマトラ州からなる北スマトラ電力系統域とする。

フェーズ1調査（2009）では数多くの電源開発オプション案を想定し、これらオプションの実現可能性について実施体制を含め経済財務性および事業リスク等、今後検討すべき課題や問題を提起している。また、2013年以降のアサハンアルミニウム事業延長問題に係る追加電力供給の他、今後の産業投資の推進に伴う更なる需要増が見込まれる民生用電力供給のための電力開発の必要性を説いている。北スマトラ地域の電力開発については、資源価格の経済性精査、社会環境影響等を考慮した開発リスク、事業体リスク、インドネシア側のインセンティブ等を踏まえた上で、数多くの電力供給オプションから財務的に健全で将来実現可能な有望オプションを絞り込む必要がある。

主な調査業務内容は次の通りである。

- ・北スマトラ電力需給状況の確認
- ・発電モード毎の開発ポテンシャルの確認
- ・電源開発及び発電所建設に係る制度の確認
- ・開発ポテンシャルのある発電計画毎の発電容量及び場所オプションの提示
- ・投融资を含めた電力供給オプションの検討

### 1.2 調査の背景

#### 1.2.1 北スマトラにおける電力供給の現状

インドネシアの北スマトラ系統のピーク需要は、2018年まで年間平均8%の伸びが予想されているが、一方で2013年までの電力供給予備率は今後の開発計画を見込んででも25%未満（フェーズ1調査結果）に留まる見込みである。また同系統はアチェ州と連携・供給範囲としているが、2004年12月に発生したスマトラ沖地震により同州の発電所に



多大な被害を受けており、復興に伴い更なる需要増が見込まれている。2005年度および2006年度に円借款を承諾された水力発電所（アサハン No.3: 154MW、プサンガン No.1&2 : 86MW）の投入を考慮したとしても、更なる電源開発が必要である。2010年9月現在、北スマトラ州の州都であるメダン市では、地域によっては週2、3回の計画停電が実施されている。

インドネシアの電力需要は1997年のアジア通貨危機により一時的に減衰したものの、近年の経済発展により年率7～8%程度の上昇を示している。この傾向はスマトラ島でも同様で好調な経済発展に伴い、電力需要の堅調な伸びが予想される一方で、電力供給体制はその整備が遅れており、計画停電が各所で実施されている。このような背景と近年の原油価格高騰に起因する電力供給に対する石油依存度を下げる目的からインドネシア政府は、「第一次クラッシュプログラム」と称し、合計10,000MWの新規石炭火力の開発を実施し、北スマトラ系統内では合計600MWの開発を実施中である。

フェーズ1調査（2009）では、同プログラムは当初2009年までの計画で実施され、多少の遅れはあるものの、2011年中には完了する予定であると報告しているが、2010年10月現在、多くの発電所の建設工事が遅延しており、すべての発電所の運転が開始されるのは、早くても当初計画より2～3年遅れるものと想定される。インドネシア政府はこの「第一次クラッシュプログラム」に続き「第二次クラッシュプログラム」として総計10,000MWの地熱、水力を中心とした再生可能エネルギー及び石炭、ガスによる電源の開発を行う計画を2010年から開始する予定であるが、第一次プログラムの遅延により第二次プログラムが遅れる可能性が高い。北スマトラ系統内では合計1,124MWの開発が予定されている。しかしながら、実情は上記プログラムの進捗がかなり遅れており、また既設発電所の老朽化による発電効率の低下、経済発展による電力需要の急激な増加などにより、電力供給が危機的状況に至っており、北スマトラ系統は電力不足特定地域として、緊急対応が必要な地域に指定されている。

北スマトラ系統域の電化率はアチェ州で78.7%、北スマトラ州78.2%（2008年）であり、インドネシアでも比較的高い電化率を達成している。スマトラ島北西部へ供給する北スマトラ系統とリアウ系統は2007年にBagan Batu-Kota Pinang-Rantau Prapat間で150kVの送電網で連結されたものの、両系統とも電力供給不足の解消には至らず、更に南スマトラ系統との275kV送電線による連結が2012年に計画されておりPayakumbuhとPadangsidempuan間が完成する。2018年にはスンダ海峡を通過する500kV海底送電線によりジャワバリ系統との接続も予定されている。



図 1.2-1 北スマトラ系統の送電線網図

### 1.2.2 アサハンアルミ製錬事業

北スマトラ州のトバ湖に源を発するアサハン川流域は、水資源開発の観点からはその安定的流量と高落差が利用できる極めて魅力的地点であり、第2次大戦以前からオランダ、その後はロシア、フランス等により発電所建設を目的として現地踏査が幾度となく行われてきた。その後1970年代の始め、日本のアルミ製錬5社並びに関連商社7社が海外アルミ資源の確保のため、アサハンアルミ製錬プロジェクト（以下、アルミ事業と称する）の実施に向けたコンソーシアムを結成し、日本政府の支援を得て国策プロジェクトとして実現されることになった。日本側にとってはアルミの海外開発輸入が目的であったが、一方イ国側は経済開発方針に沿った地方経済開発、雇用の拡大、更には外貨収入増大の目的があり、日伊双方にとって望ましい事業であった。

このような経緯の下、イ国政府と日本側投資家との間で1975年に開発に係るマスターアグリーメントが締結され、アサハン河に3つのダムと2つの発電所（計513MW）並びにメダン南東約80 kmのマラッカ海峡に面した海岸に立地するアルミ製錬工場、関連

する付帯設備等の建設を目的としたアサハンアルミ製錬プロジェクトの建設が着手され、1982年からアルミ生産が開始されている。

同アグリーメントでは、アルミ生産の実施会社である日伊合弁現地法人PT. Indonesia Asahan Aluminum (INALUM：イナルム)が設立され、建設・運営に当たっている。イナルムを通じてアハサン河の水利権、各種免税措置並びにイ国外資法に基づきプロジェクト完成後の2013年10月まで30年間の操業権が認められている。電力開発に関連した重要な点は、イ国と日本側投資家との間で合意が得られれば、現製錬工場の拡張を前提として操業権の延長が可能となることである。イナルムはアルミ製錬設備の9万トン/年の増設を計画しており、そのためには安価で安定した電源の確保が不可欠である。増設に必要な電源の規模は9万トンのアルミニウム増産に対して200MW（送電ロスを考慮し、受電端で150MWを想定）で、現在の北スマトラ系統の設備容量の2～3割にも達するため、電力需給の現況ならびに将来計画で、このような低価格の安定電源が確保できるかどうかを見極めることが必要である。

以上の背景から、北スマトラ系統での需給ギャップを認識した上で、大規模開発（イナルムの増設計画）による電力需要増の発生時期・規模を確認し、系統での需給バランスへの影響を最小あるいは解消できるような電源の開発可能性に関する調査を実施した。

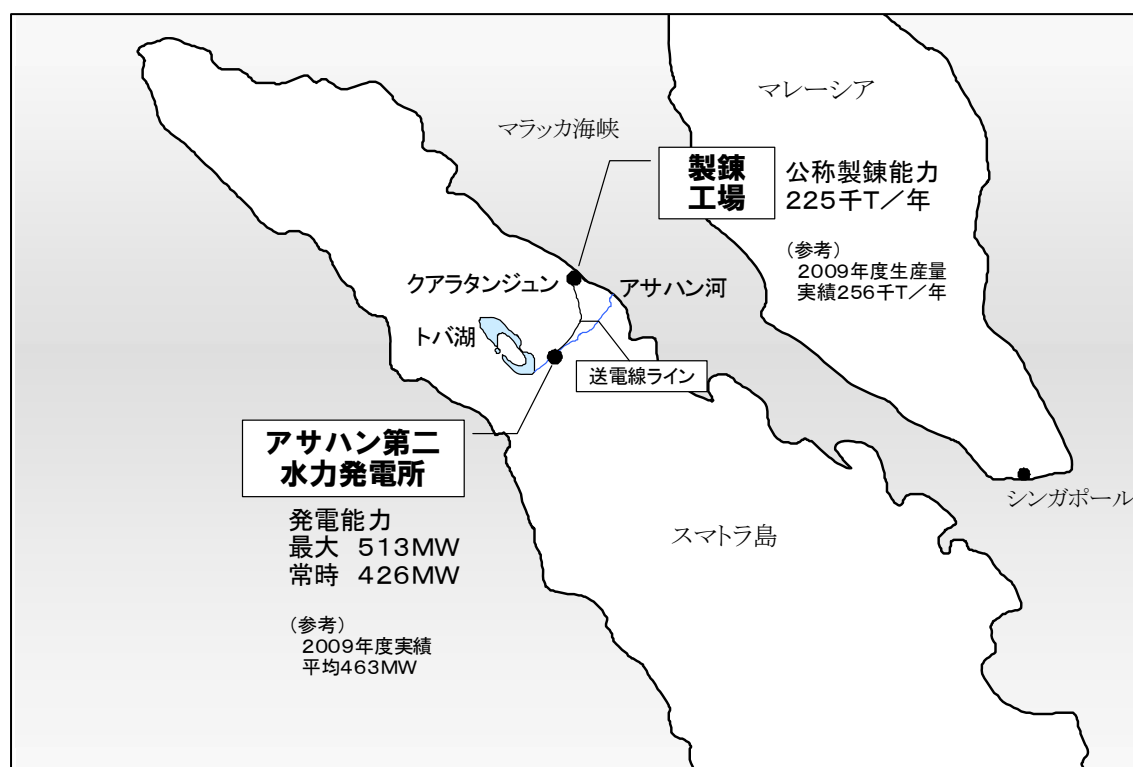


図 1.2-2 プロジェクト位置図

## 第2章 調査概要

### 2.1 調査対象地域

調査対象地域はイナルムの位置する北スマトラ電力系統（北スマトラ州とアチェ州）を対象とする。なお、石炭・ガスに関する諸資料の入手は、資源流通および実績等の必要資料の入手を含め、インドネシア各地を対象に調査をおこなう。

### 2.2 関係機関

資料収集を図った国内およびインドネシアの関係機関は表 2.2-1 に示すとおりである。

表 2.2-1 国内/現地関係機関並びに資料・情報収集事項

関係機関	資料・情報収集事項
<b>(国内)</b>	
日本アサハンアルミニウム(株)	インドネシア政府へ提出の増設計画及び今後の工程、i.e. 事業拡張に関する方針（拡張内容、規模、工程他） 出資者としての事業継続に関する意向 その他アサハン事業に係る情報
国際協力機構 (JICA)	アサハン事業に係る日本国政府の意向・動向 出資者としての意向 投資・民活に関わる制度・手続き 前回調査時の情報・収集資料の入手（議事録等）
日本工営(株)	フェーズ1調査（2009）時の情報、収集資料の入手 調査実施時の留意事項
<b>(現地)</b>	
エネルギー鉱物資源省 (MEMR)	北スマトラ系統の電源開発計画
国家開発計画庁 (BAPPENAS)	北スマトラでの電源開発に関わる政府方針
電力公社 (PT. PLN)	北スマトラ系統域内の電源・送電開発計画の現状と進捗 電力融通に関わる意向・実施方針 北スマトラ系統の水力・石炭/ガス発電計画に関わる最新情報 IPPによる電源開発計画に関わる最新情報 電力売買の制度・手続き 送電託送に関わる制度・手続き・料金・優遇制度他
石油・ガス公社 (PERTAMINA)	石炭/ガス供給に関わる情報・制度 拡張事業用燃料への供給の可能性 北スマトラ系統の地熱発電計画の最新情報 ポテンシャル地域の各種データ
プルトミナ地熱エネルギー会社 (PGE)	北スマトラ系統の地熱発電計画の最新情報 ポテンシャル地域の各種データ

森林省 Ministry of Forestry	北スマトラ系統域の自然保護区の分布状況確認
伊藤忠商事(株)ジャカルタ事務所	北スマトラ系統域の地熱ポテンシャル地点に関する情報収集
インドネシア投資調整庁 (BKPM)	投資に関する情報収集
日本工営(株)ジャカルタ事務所	フェーズ1調査(2009)に関する情報収集
JBIC ジャカルタ事務所	JBIC ローン、JBIC シンジケート、金利見通し他ヒアリング

## 2.3 作業方法および作成報告書

調査作業は、業務仕様書に基づき作成されたプロポーザルおよびその後の JICA 関係者、日本アサハンおよび前調査フェーズ1調査(2009)を実施したコンサルタントからの諸情報を基に調査団が準備した作業方法、工程に従い実施した。本調査における作成報告書は、契約にしたがい、業務開始にあたってのインセプションレポート、現地調査前までの国内での資料収集を基にまとめた中間(第一次)レポート(中間報告)、現地調査をまとめた現地調査報告書および最終報告書(ドラフトおよびファイナル)からなる。その他、現地調査において関係機関で調査目的と内容を周知してもらうための必要な配布資料を作成した。

### 1) 第1次国内作業

国内での資料収集は JICA から提供された資料、および調査団の各担当者が独自に入手した資料および情報を整理した。インドネシア国の主要関係機関へは JICA を通して、質問事項を送付したが、現地調査実施前までの国内作業期間中においては、質問事項に対する返答はなく、したがって、諸資料の入手はすべて現地調査に譲ることとした。本調査の幹事会社である JKT TEPSCO 事務所からもイ国関係機関へ事前に諸資料の入手を試みたが、主要な資料を入手するには至らなかった。なお JICA 産業開発部で現在実施中の「インドネシア国水力開発マスタープラン調査」は、今年7月に中間報告結果が終了しているとのことから、それら結果は本調査の水力計画における主要なアップデート資料と考えられたが、実施中案件のため情報開示ができないことから、一部のヒアリング情報を除き最新情報として水力計画に反映されていない。したがって、北スマトラ系統内の水力計画については同調査の終了後に整合させる必要がある。

### インセプションレポート

本調査業務の開始にあたってインセプションレポートを作成、提出した。レポートの内容は基本的に本件のプロポーザルにおける「業務方針と方法」に基づいているが、プロポーザル提出以後、本調査開始前までに得た新資料や新情報、およびフェーズ1調査（2009）を実施したコンサルタントや日本アサハンの面会から得たヒアリング情報から、今後収集すべき資料や関係機関、調査全体方針、方法、作業計画等について再検討し、これをインセプションレポートとして作成した。

### 中間（第1次）レポート

現地調査前までに得られた情報を基に中間報告レポートを作成した。フェーズ1調査（2009）で報告されている内容を国内作業の中で調査全事項を対象にアップデートするのは困難なので、中間報告では地熱、水力、石炭・ガスの電力ポテンシャルに焦点をあててまとめた。また、電力供給オプションの経済財務分析を実施するにあたって本調査としてポイントとなる検討対象事項の整理と財務計算の条件について記述した。電力需給の現況や電源開発にあたっての法制度、有望な電力供給オプションについては現地調査の結果をまとめてアップデートすることとした。

## 2) 現地調査

国家開発庁（BAPENAS）、エネルギー鉱物省（MEMR）、および電力公社（PLN）、石油公社（Purutama）の関連会社である地熱会社（PGE）等の関係者と面会、協議および資料収集を実施した。これら機関から本調査に必要な資料収集を試みたが、本調査がイ国側の要請に基づくものではなく、又、本調査の目的が特定企業の電源開発を含むものであることから「取り扱いに慎重を要する内容」と認識されており、PGEや一般会社を除きイ国政府関係機関からの情報収集および資料入手は非常に制限された。アップデートの資料収集先として最も期待していた北スマトラ州のメダン PLN Pikitring (Main Project Office for Power Generation and Transmission Line) では関係者との面会はできたものの本調査に関わる協議は叶わず資料収集はできなかった。以上のような状況から、現地調査期間中においては JKT TEPCO 事務所の協力を中心にして調査団個人による関係機関からの諸資料入手が鋭意行われた。したがって、PLNをはじめ関係機関が一般に公開している資料を除き、本調査で入手した資料は取り扱いには十分注意を要し、本調査の最終報告書を作成するにあたり、これら資料の使用が制限される。

### 現地調査報告書

調査工程、関係機関、関係者との協議内容、および現地調査期間中に収集した資料を調査結果としてまとめて現地調査報告書として提出した（付属資料として添付）。

この現地調査報告書は調査団が帰国後ただちに JICA に提出したもので、調査内容結果のうち、特に電力供給オプションや発電モードごとの実施可能性については、その後、JICA 他関係者との協議を経て一部修正されており最終報告書の内容と一部に相違がある。

### 3) 第 2 次国内調査

1 次国内調査および現地調査を通して得た資料を整理し、これらを検討、解析してドラフトファイナルレポートを作成した。

#### ドラフトファイナルレポート

国内調査および現地調査を通して得られた諸資料および情報を整理し、本調査の目的であるフェーズ 1 調査（2009）のアップデートをおこないドラフトファイナルとしてまとめた。本調査の核心部である「電源供給オプションの提示」については、フェーズ 1 調査（2009）で多数提案されているオプションの中で最新情報から実現不可能とされる供給オプションを削除し、新しい電源（ガス）や新地点（水力）を加えて実現可能な供給オプションを検討した。また、事業実施体制や法制度内において現実的に可能な電力開発について検討し、困難な課題や問題を有する供給オプションについては検討対象から外した。なお、本調査の目的はフェーズ 1 調査（2009）のアップデートにあり、各電源のポテンシャルや実際に開発可能な容量についての技術的根拠（調査熟度）は進展していない。

#### ファイナルレポート

ドラフトファイナルの内容について JICA はじめ関係機関、関係者との協議を経て、内容の修正等をおこなって最終報告書とした。特に、最終章の次期調査への提言については JICA 他関係者の助言や勧告を反映させ、今後どのような調査を具体的に実施すべきかについて記述した。なお、本調査の目的がインドネシア政府関係機関には「取り扱いに慎重を要する内容」とであると認識されているため、英文報告書の言い回しや表現には和文報告書と必ずしも一致しない箇所がある。

## 2.4 調査作業工程

本調査にかかる調査作業工程並びに調査メンバーを以下に示す。

表 2.2-2 調査作業工程

作業項目	調査期間		2010年度				
	7月	8月	9月	10月	11月		
全体工程		国内作業		国内作業			
報告書		▲ IC/R	▲ 1st DR	▲ 調査報告	▲ DF/R	▲ F/R	
1. 北スマトラ電力需給状況の把握							
(1) 供給状況							
(2) 電力需要現状及び将来予測アップデート							
(3) 今後の建設計画及び需給ギャップの確認・アップデート							
2. 発電モード毎の追加開発ポテンシャル							
(1) 地熱							
(2) 水力							
(3) 石炭							
(4) ガス							
3. 開発ポテンシャルの電源開発及び発電所建設に係る制度確認							
(1) 開発、建設及び管理運営に係る法制度							
(2) 開発、建設及び管理運営に係る手続き							
4. 開発ポテンシャルのある発電計画毎の発電容量及び場所オプションの提示							
(1) 実現可能性の高い発電モードオプションの検討							
(2) オプション毎の可能発電容量及び建設候補場所の検討							
5. 電力供給オプションの提示							
(1) 実施体制オプションの検討							
(2) 投融資オプションの検討							
(3) 実施体制及び投融資オプションの適用検討							
(4) 建設コスト、発電単価及び運営経費を含めた事業経済計算の試算							
(5) 実施体制及び投融資オプションの比較検討							

凡 例  : 現地調査期間  : 国内作業期間 ▲ : 報告書等の説明・提出

表 2.2-3 調査メンバー

担当分野	氏名	所属
業務主任/電力開発計画	寺尾 啓一	東電設計(株)((財)国際開発センター)
地熱開発	小関 武宏	東電設計(株)(三菱マテリアルテクノ(株))
石炭・ガス開発	小坂 幸生	東電設計(株)
水力開発	宮本 幸男	東電設計(株)
電力投資(経済財務)	井上 友幸	東電設計(株)(株テクノソフト)
法制度	清水 満	東電設計(株)



### 第3章 北スマトラの電力需給の現況

#### 3.1 電力供給と既存発送電設備

##### 3.1.1 電力供給

北スマトラ地域において電力供給を行う事業者は、国営電力会社 PT.PLN であり発電/送電/変電/配電をカバーする電力供給設備を所有し統括管理している。北スマトラ系統は北スマトラ州とアチェ州を電力供給エリアに持ち 150kV の送電線により連絡されており、150kV の北スマトラ系統と、その他独立した小さな電力系統とともに、PLN が電力供給を行っている。独立した小系統はディーゼルエンジン発電による電力供給が主な電力源であり、割高な燃料油を使用している。一方、北スマトラ系統は水力/ディーゼル/汽力/ガスタービン/コンバインドサイクル発電と多様な電源構成となっている。図 3.1-1 と図 3.1-2 はアチェ州と北スマトラ州の送電系統図、発電所および変電所が記された地図である。これらの発電所や送電線には既設だけでなく計画段階の設備も含まれている。

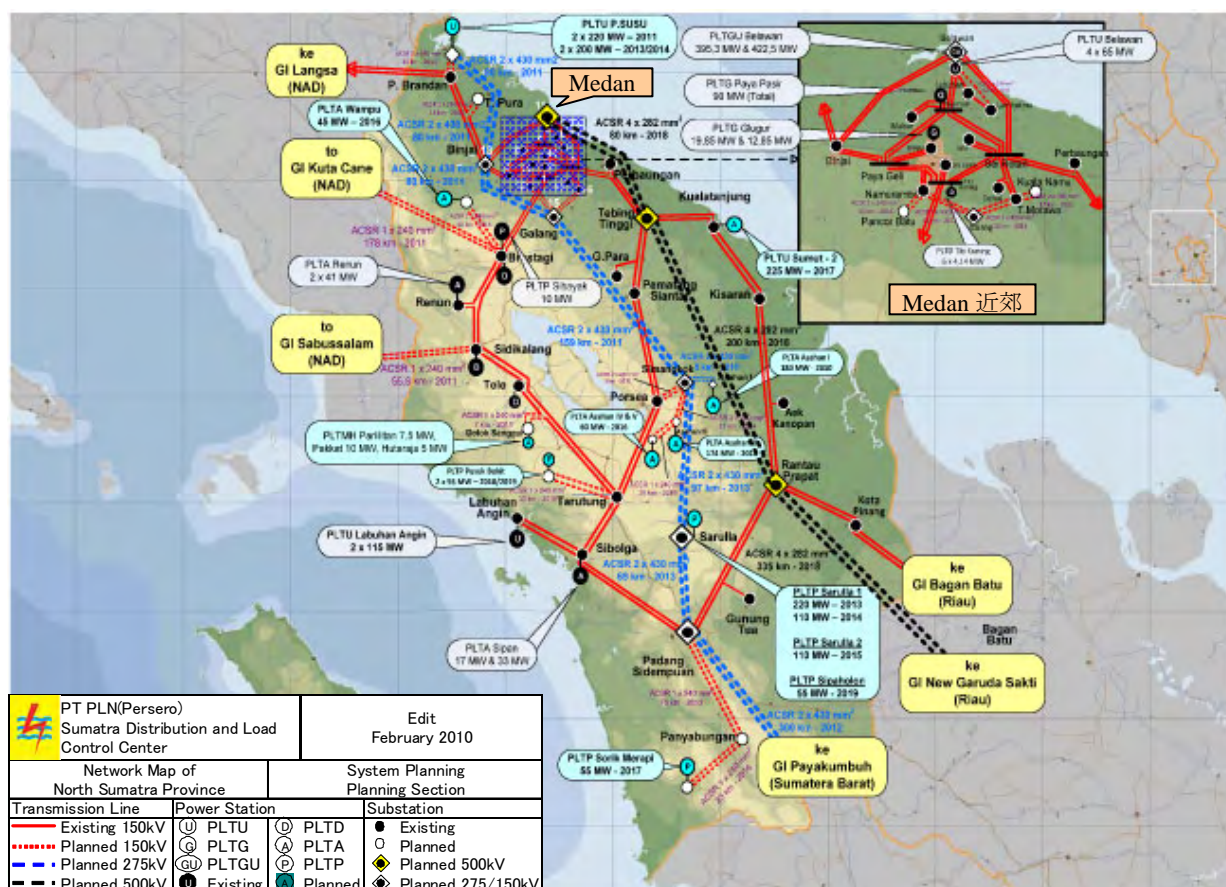


Source: RUPTL(2010-2019)

図 3.1-1 アチェ州の送電系統図

その他にアチェ州の南西岸部及び山間僻地、アチェ州と北スマトラ州の諸島部は北スマトラ系統の送電線グリッドに連絡されておらず、独立した小さな系統で電力供給が行われている。ただし山間部は将来的に北スマトラ系統に連絡される計画である。

アチェ州内への電力は70%が北スマトラ系統から供給を受けており、残りの30%が独立した20kVの系統でHSDを燃料とするPLTDで賄われている。一方、北スマトラ州ではごく限られた地域でHSDを燃料とするPLTDによる電力供給が行われているが、系統全体の1%程度の容量であり、残る殆どの電力は北スマトラ系統から電力供給を受けている。しかし、現状では北スマトラ系統に接続されている発電設備の電源容量が十分な余力を有していないため、送電網の障害や比較的出力の大きい発電設備に障害が生じると大規模な停電が引き起こされるリスクが常にある。大規模停電を回避するため PLN Wilayah Sumatra Utara は、電力需要のピーク時に計画停電を行うとともに、負荷成長の抑制を目的に新規接続者数の制限を行っている。また、ピーク時にはイナルムの PLTA から 150kV の送電網を通じて直接 45-65MW の電力供給を受け、オフピーク時には 15MW をイナルムに供給している。その差額は PLN とイナルムとの契約に基づき PLN が支払いをしている。



Source: RUPTL(2010-2019)

図 3.1-2 北スマトラ州の送電系統図

3.1.2 既存発電設備

表 3.1-1 に北スマトラ系統に現在接続されている発電所の一覧を示す。

表 3.1-1 北スマトラ系統の発電設備

Name/Location	No.	Type	Fuel	Total Generation Capacity (MW) RUPTL 2010-2019					Year of operation start	
				Installed						Available
				PLTD	PLTG	PLTU	PLTGU	PLTA		
Lueng Bata/Ache (Rental)	1	PLTD	HSD	60.17					30.00	1978
	2	PLTD	HSD							1978
	3	PLTD	HSD							1981
	4	PLTD	HSD							1984
	5	PLTD	HSD							1985
	6	PLTD	HSD							1986
	7	PLTD	HSD							1986
	8	PLTD	HSD							1986
	9	PLTD	HSD							1986
	10	PLTD	HSD							1986
	11	PLTD	HSD							1988
	12	PLTD	HSD							-
	13	PLTD	HSD							-
	14	PLTD	HSD							-
Cot Trueng/Ache		PLTD	HSD	14.00				14.00	-	
Pulo Pisang/Ache		PLTD	HSD	7.90				7.90	-	
Glugur /North Sumatra	1	PLTG	HSD		44.51			11.00	1975	
	2	PLTG	HSD						1967	
Paya Pasir /North Sumatra	1	PLTG	HSD		111.94			47.00	1976	
	2	PLTG	HSD						1976	
	3	PLTG	HSD						1976	
	4	PLTG	HSD						1978	
	5	PLTG	HSD						1983	
Belawan-1 /North Sumatra	1	PLTGU	GAS/HSD			817.88		741.00	1993	
	2	PLTGU	GAS/HSD						1988	
	3	PLTGU	GAS/HSD						1995	
	4	PLTGU	GAS/HSD						1995	
	5	PLTGU	GAS/HSD						1994	
	6	PLTGU	GAS/HSD						1994	
Belawan-2 /North Sumatra	1	PLTU	MFO			260.00		198.00	1984	
	2	PLTU	MFO						1984	
	3	PLTU	MFO/GAS						1989	
	4	PLTU	MFO/GAS						1989	
Titi kuning /North Sumatra	1	PLTD	HSD	24.85				14.00	1976	
	2	PLTD	HSD						1976	
	3	PLTD	HSD						1976	
	4	PLTD	HSD						1976	
	5	PLTD	HSD						1976	
	6	PLTD	HSD						1976	
Labuhan Angin /North Sumatra	1	PLTU	Coal			230.00		230.00	2008	
	2	PLTU	Coal						2009	
Sipansihaporas /North Sumatra	1	PLTA	Water				50.00	17.00	2002	
	2	PLTA	Water						2003	
Renun /North Sumatra	1	PLTA	Water				82.00	82.00	2005	
	2	PLTA	Water						2006	
Total Capacity of North Sumatra System				106.92	156.45	490.00	817.88	132.00		
				1,703.25					1,340.00	
Ratio of Generation Capacity				6.3%	9.2%	28.8%	48.0%	7.7%	78.7%	

Source: RUPTL(2010-2019)

表 3.1-1 に示すように発電設備の電源設備容量を合計すると、アチェ州で約 80MW、北スマトラ州で約 1,620MW の合計約 1,700MW となる。しかし、これらの発電所の多くは 1970 年代から 1980 年代にかけて建設された発電所であり、老朽化による効率低下が著しく、全設備の設備容量を平均すると現状では定格容量の 80%程度しか発電する能力を有していない。この電力設備の劣化は、電力需要の増加だけでなく、電力供給を逼迫させている原因のひとつになっている。そのため PLN は北スマトラ系統を”Critical Area” (電力不足特定地域)のひとつに指定し、緊急な対応が必要な地域としており、これら老朽化した発電設備の改修／更新も緊急の課題と考えられる。

### 3.1.3 既存送電設備

図 3.1-3 は計画段階の送電線を含むスマトラ島内の送電系統図である。北スマトラ系統とスマトラ南部・中部の系統とは既に 150kV の送電線で連絡済みではあるが、系統安定上問題があり、まだ両系統は電氣的に分離されている。



Source: RUPTL(2010-2019)

図 3.1-3 スマトラ島内の既設/計画送電系統図

PLN が 2010 年に策定・発表した「電力供給事業計画 (RUPTL : 2010-2019)、以下 RUPTL2010」によれば、2012 年には南西スマトラ系統と北スマトラの基幹送電線である 275kV 送電線がスマトラ島内の系統全てに連携される計画となっている。実際には若干の遅れの懸念があるが、この系統連携がなされれば、系統内の安定限界を上限とする送電容量に限界はあるものの、安価で安定供給可能な一次エネルギーが豊富なスマトラ南部の系統から北スマトラ系統へ電力が供給されることになる。スマトラ島内の送電網が完成すれば、発電設備容量で約 6,200MW 程度、最大負荷が約 4,500MW 程度の規模を持つ予備率約 38% の送電網となる。また 2018 年にはジャンビ州に建設予定の石炭火力発電所と 500kV 送電線により連絡される計画もあり、最終的にはスンダ海峡を横断する 500kV の海底送電線によりジャワバリ系統とも連絡される予定であり、より一層の系統安定が見込まれる。

### 3.1.4 電力供給の信頼度

PLN では毎年電力に関する統計を発表しており、Statistics PLN 2008 によると停電回数や停電時間は表 3.1-2 のとおりである。

表 3.1-2 停電回数／時間の統計

Location	Number of Annual Outages per One Consumer (SAIFI)	Annual Outage Hours per One Consumer (SAIDI)
Ache (NAD)	10.97/8.73	5.42/4.92
North Sumatra	59.59/53.13	143.99/126.49
Java-Bali system	9.99/7.10	103.73/9.61
Whole Indonesia <sup>1</sup>	13.33/10.78	80.90/16.70

Source: Statistik PLN 2008

表内の数値はどれも需要家当たりの数値であり、停電回数・停電時間が北スマトラ州では、Java-Bali 系統や全国平均より大きい数値となっている。これらの主原因は 3.1.2 項で述べたように北スマトラ系統内の電源容量不足によるものであり、電源開発が急務な地域であったが、PLTU Labuhan Angin (2 x 115MW) の 2 ユニットが 2008 年/2009 年に連続して営業運転を開始したことにより、アチェ州/北スマトラ州ともに改善が図られた。しかしながら北スマトラ州では依然として停電回数・停電時間ともに大きな値を示していることから、更なる電源の増強が必要であることに変わりはないもの、2010 年 10 月に PLTA Asahan-1 (180MW) が予定とおり運転を開始していれば、改善が進んでいると考えられる。今後は RUPTL2010 に記載の新規電源が計画通り導入されれば、より一層の改善が見込まれ、2012 年以降は若干の余裕が生じるものと推察される。

<sup>1</sup> Statistics PLN 2009 は未発行のため、アチェ州、北スマトラ州やジャワバリ系統は 2008 年のデータのみを記載、インドネシア全土は RUPTL2010-2019 に 2009 年のデータがあるため、2008 年/2009 年の数値を記載した。

## 3.2 電力需要と需要予測

### 3.2.1 電力需要

北スマトラ系統の電化率は Statistics PLN 2009 によると、2009 年時点では北スマトラ州で 76.8%、アチェ州で 87.8%であり、スマトラ島全体の 60.6%やインドネシア全体の 63.8%よりも高く比較的電化が進んだ地域と言える。RUPTL2010 では将来的には北スマトラ州で 2020 年、アチェ州で 2015 年には電化率 100%を目指している。RUPTL2010 によれば、北スマトラ系統の 2009 年の最大負荷はアチェ州で 272MW、北スマトラ州で 1,235MW の合計 1,507MW であったものが、2010 年にはアチェ州で 293MW、北スマトラ州で 1,293MW の合計 1,586MW にそれぞれ増加している。これに対し 3.1.2 項で述べたように、導入済みの発電設備の合計容量は、約 1,700MW で約 6.7%の予備率しかない。しかも実際の発電可能容量は約 1,340MW 程度しかなく、最大負荷に対応できるだけの能力を有しておらず、最大負荷時に計画停電を行わざるを得ない状況である。

### 3.2.2 需要予測

電力需要は、経済発展や人口増加に伴い増加するもので、その予測はできるだけ早期に将来の発電設備から送配電設備ならびに燃料の調達計画に至るまで詳細に検討して正確な予測を立てる必要がある。本調査では電力需要予測は行わないが、PLN で 2010 年 7 月に策定された、「電力供給事業計画 (RUPTL:2010-2019)」の需要予測に基づき評価する。

RUPTL2010 によると、2005 年からの 2009 年までの 5 年間の平均販売電力量の成長率は、インドネシア全土で 6.1%、ジャワバリ系統で 5.4%に比べ、スマトラ島全体では 8.7%と高い成長率を示していた。しかし、スマトラ島では電源容量の増設が年平均でわずか 3.3%と低く、この不均衡により生じるギャップが慢性的な電力不足の一つの原因となり、販売電力を抑えなければならない事態を引き起こしている。スマトラ系統の発電電力量は 2010 年の 21,533GWh から 2019 年の 54,807GWh になり、年平均で 10.9%成長すると予測されている。このうち 43%程度が北スマトラ系統の需要を満たすためのもの考えられている。スマトラ系統の最大負荷は 2010 年に 3,743MW となり、年平均 10.7%成長し、2019 年には 9,355MW になると予想されている。

一方、アチェ州と北スマトラ州では、それぞれ表 3.2-1 の条件に基づき、需要予測を行い、アチェ州では販売/発電電力量/最大負荷が 2010 年の 1,470GWh/1,591GWh/293MW から 2019 年の 3,541GWh/3,893GWh/684MW で年平均 10.4%/9.8%/9.7%、同様に北スマトラ州では 6,782GWh/7,474GWh/1,293MW から 15,042GWh/16,262GWh/2,821MW で 8.5%/8.3%/7.9%の成長が見込まれている。

表 3.2-1 需要予測の条件

	Ache(NAD)	North Sumatra
Economic Growth Rate	6.67%	5.95%
Population Growth Rate	1.2%	1.7%
Power Loss Rate	8.58%	7.26%
Elasticity Modulus for Electric Growth Rate respect to Economic Growth Rate	1.47%	1.49%
Year of 100% Electrification Rate	2015	2020

スマトラ系統全体に比べると電力量/最大負荷とも若干低い成長率となっているものの、依然として高い成長率を維持するものと予測されている。詳細は、表 3.2-2 の RUPTL2010 による需要予測に示されたとおりである。同表内における2段書きの電力需要 (Power Demand: GWh) と最大負荷 (Peak Load: MW) の上段は RUPTL(2009-2018 : 2009 年版)、下段は RUPTL(2010-2019 : 2010 年版)に記載されている数値である。

表 3.2-2 RUPTL2010 による北スマトラ系統の需要予測

RUPTL (2010-2019)	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
<b>Ache(NAD)</b>												
Power Demand	GWh	2009	1,232	1,324	1,408	1,497	1,591	1,692	1,798	1,912	2,032	-
		2010	1,470	1,595	1,732	1,906	2,137	2,406	2,686	2,971	3,263	3,541
Growth Rate	%	-	8.5	8.6	10.0	12.1	12.6	11.6	10.6	9.8	8.5	
Peak Load	MW	2009	270	285	301	317	334	353	371	394	413	-
		2010	293	315	340	372	416	466	518	572	625	684
Growth Rate	%	-	7.5	7.9	9.4	11.8	12.0	11.2	10.4	9.3	9.4	
<b>North Sumatra</b>												
Power Demand	GWh	2009	6,826	7,470	8,180	8,963	9,822	10,773	11,761	12,849	14,042	-
		2010	6,782	7,411	8,093	8,835	9,638	10,502	11,489	12,568	13,749	15,042
Growth Rate	%	-	9.3	9.2	9.2	9.1	9.0	9.4	9.4	9.4	9.4	
Peak Load	MW	2009	1,343	1,462	1,592	1,735	1,891	2,064	2,241	2,436	2,648	-
		2010	1,293	1,433	1,567	1,713	1,859	2,012	2,189	2,382	2,593	2,821
Growth Rate	%	-	10.8	9.4	9.3	8.5	8.2	8.8	8.8	8.9	8.8	
<b>Total of North Sumatra System</b>												
Power Demand	GWh	8,252	9,006	9,825	10,741	11,775	12,908	14,175	15,539	17,012	18,583	
Growth Rate	%	-	9.1	9.1	9.3	9.6	9.6	9.8	9.6	9.5	9.2	
Peak Load	MW	1,586	1,748	1,907	2,085	2,275	2,478	2,707	2,954	3,218	3,505	
Growth Rate	%	-	10.2	9.1	9.3	9.1	8.9	9.2	9.1	8.9	8.9	

アチェ州では電力需要と最大負荷とも 2010 年版の方が高い成長率を予測している。これはアチェ州では 2004 年に発生したスマトラ沖大地震やその後の津波による被害からの復興が軌道に乗り、経済が回復するとともに治安が改善していきていることが大きな要因と考えられる。一方、北スマトラ州では若干ではあるが、2009 年版の方が高い数値が並んでおり、2011 年はその後の年に比べ突出して最大負荷の成長率が大きくなっている。これは先にも述べたように日常的な電力不足対策として、2010 年までは新規契約者の制限を行ってきたことで直近年の伸びを抑制したため最大負荷が低めであったのに対し、2011 年以降は計画されている発電所の運転開始を見込んで新規契約を受け入れ最大負荷が増加することの現れであると思われる。

参考までに表 3.2-3 の RUPTL2010 による北スマトラ系統の需要予測、図 3.2-1 に RUKN/RUPTL2009/RUPTL2010 による北スマトラ系統の需要予測曲線と、図 3.2-2 に RUKN/RUPTL2009/RUPTL2010 による北スマトラ系統の最大負荷予測曲線を示す。

表 3.2-3 RUKN(2008-2027)による需要予測

RUKN	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Power Demand Forecast											
Ache(NAD)	GWh	1,378	1,546	1,773	1,942	2,176	2,435	2,717	3,030	3,378	3,763
North Sumatra	GWh	7,008	7,543	8,124	8,756	9,441	10,183	11,020	11,939	12,945	14,044
Total of North Sumatra System	GWh	8,386	9,089	9,897	10,698	11,617	12,618	13,737	14,969	16,323	17,807
Growth Rate	%	8.0	8.4	8.9	8.1	8.6	8.6	8.9	9.0	9.0	9.1
Power Loss Rate	%	13.3	13.2	13.1	13.0	12.9	12.8	12.7	12.6	12.5	12.4
Load Factor	%	62.0	62.0	62.0	62.0	62.0	62.0	62.0	62.0	62.0	63.0
Peak Load	MW	1,781	1,928	2,097	2,264	2,456	2,664	2,897	3,153	3,435	3,683
Growth Rate	%	7.9	8.3	8.8	8.0	8.5	8.5	8.7	8.8	8.9	7.2



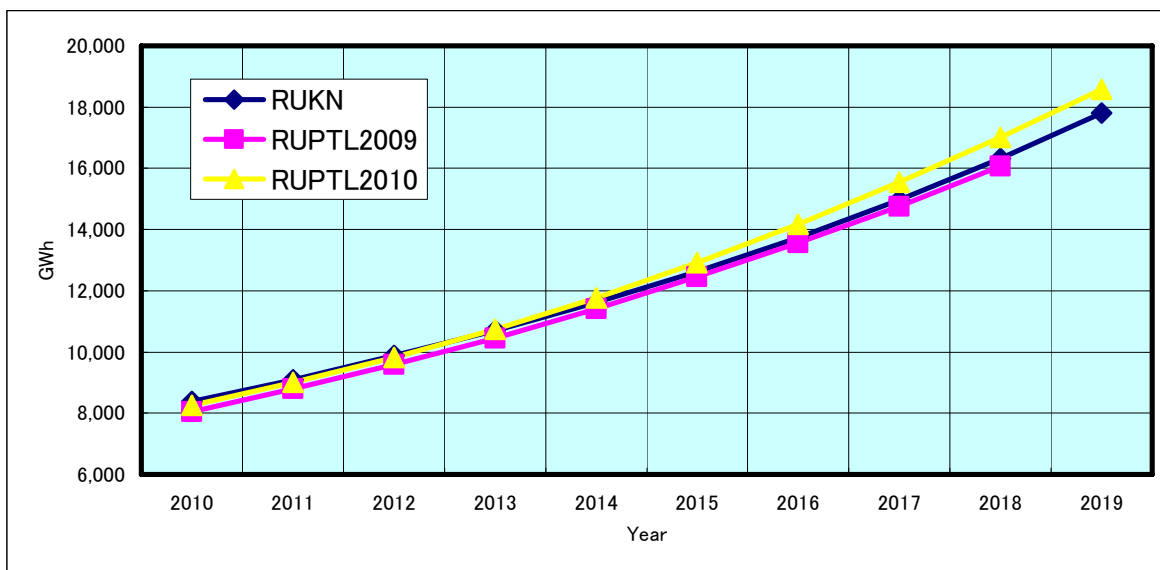


図 3.2-1 北スマトラ系統の需要予測曲線

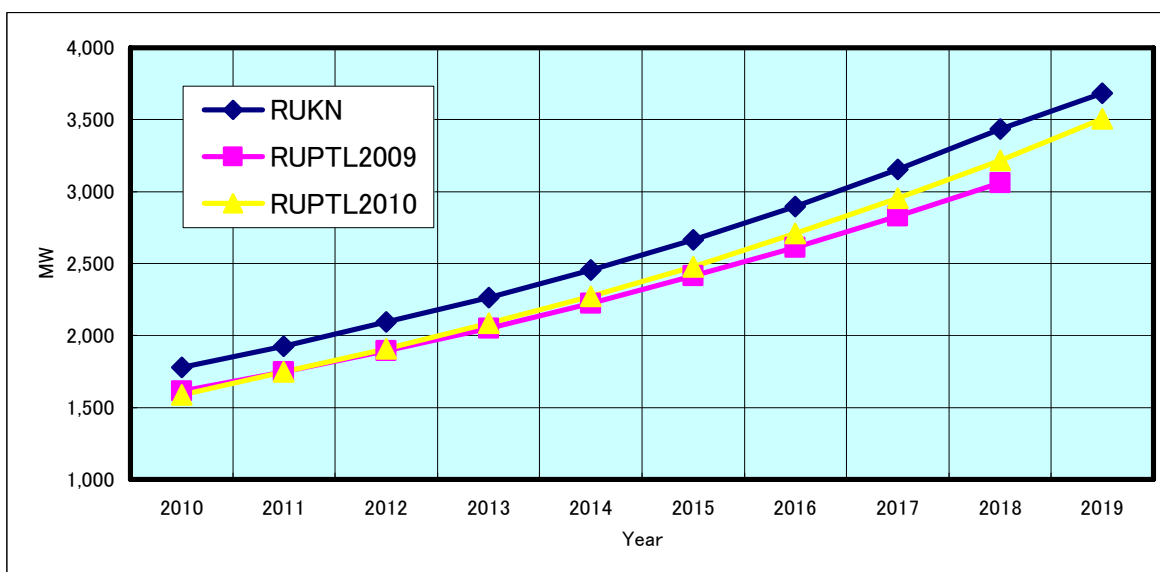


図 3.2-2 北スマトラ系統の最大負荷予測

### 3.3 電力供給計画

#### 3.3.1 電力供給事業計画(RUPTL:2010-2019)

電力に関する法律 2009 年 30 号の第 28 条と第 29 条に基づき、公共用の電力供給事業許可保持者としての PLN は、十分な量の良質で信頼性のある電力を継続的に供給する義務を負っている。そのため PLN は現在及び将来の電力需要を賄うために、毎年 10 年先までの電力需要の予測を行い、電力供給事業計画(RUPTL)を作成している。最新版の RUPTL(2010-2019)においても急増する電力需要に対応するため、新規電源の導入計画を策定している。

フェーズ1調査(2009)でも述べているとおり、インドネシア政府と PLN は石油資源の枯渇や価格の高騰を受けて、電源の多様化を目的に石炭火力を主体して 2009 年までに 10,000MW の石炭火力を開発する「非石油電源開発促進計画(通称:第一次クラッシュプログラム、別称:Fast Track Program)」を 2006 年に策定した。北スマトラ系統には、第一次クラッシュプログラムで Pangkaran Susu (1&2 PLTU 2x200MW 北スマトラ州)と Meulaboh (PLTU 2x100MW アチエ州)が計画されているが、いずれも工程の遅延が発生し RUPTL2010 では 2012 年の完成となっている。

更に第二次クラッシュプログラムでも以下のプロジェクトが計画されている。

- PLTU: Pangkalang Susu Baru(3&4) /2x200MW /2013 年/2014 年
- PLTA: Asahan-3 /174MW /2013 年
- PLTP: Seulawah /55MW /2014 年
- Sarulla-1 /220MW/110MW /2013 年/2014 年
- Sarulla-2 /110MW /2014 年
- Sorik Merap /55MW /2014 年

クラッシュプログラム以外も含め、北スマトラ系統における電源の導入計画の詳細は表 3.3-1 に示すとおりである。

北スマトラ系統に限らず他の系統においても、既設の発電設備は劣化による出力低下があり、また IPP プロジェクトが不確実であるため、必要な電源を確保できないリスクを考慮して、RUPTL2010 ではジャワ-バリ系統以外の系統の予備率は 40%程度としている。現在計画されているプロジェクトが遅延なく完工して北スマトラ系統に導入され、電力を供給するようになれば、2014 年には当面目標としている予備率(Reserve Margin)は 40%を超え 43.3%を確保できることになる。

表 3.3-1-① 北スマトラ系統での電源導入計画

Item	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1 Summary											
Demand	GWh	8,252	9,006	9,825	10,741	11,775	12,908	14,175	15,539	17,012	18,583
Peak Load	MW	1,586	1,748	1,907	2,085	2,275	2,478	2,707	2,954	3,218	3,505
Load Factor	%	59.4%	58.8%	58.8%	58.8%	59.1%	59.5%	59.8%	60.0%	60.3%	60.5%
Reserve Margin	%	3.9%	6.9%	21.0%	43.3%	54.6%	42.0%	43.4%	46.9%	36.5%	28.5%
2 Supply	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Capacity of Power Supply (PLN)	MW	1,703	1,923	2,363	3,043	3,573	3,573	3,938	4,393	4,448	4,558
Type											
Diesel/PLTD	MW	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
Gas Turbine/PLTG	MW	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156
Combined Cycle/PLTGU	MW	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818
Steam Turbine/PLTU	MW	490	710	1,150	1,350	1,550	1,550	1,750	2,175	2,175	2,175
Hydro/PLTA	MW	132	132	132	392	392	392	557	587	587	587
Geothermal/PLTP	MW	0	0	0	220	550	550	550	550	605	715

表 3.3-1-② 北スマトラ系統での電源導入計画

3 Developing plan	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
3.1 On-Going Project Name/Type/Location	180	220	440	0	0	0	0	0	0	0
① PLN										
Meulaboh (FTP1)/ PLTU/Ache			220							
Pangkalan Susu (FTP1)/ PLTU/North Sumatra		220	220							
② IPP										
Asahan I/ PLTA/North Sumatra	180									
3.2 Planed Project	0	0	0	680	530	0	365	455	55	110
① PLN										
Peusangan 1-2/ PLTA/Ache				86						
Asahan III (FTP2)/ PLTA/North Sumatra				174						
Pangkalan Susu Baru (FTP2)/ PLTU/North Sumatra				200	200					
Meulaboh/ PLTU/Ache							200	200		
② IPP										
Sumut-2/ PLTU/North Sumatra								225		
Seulawah (FTP2)/ PLTP/Ache					55					
Sarulla I (FTP2)/ PLTP/North Sumatra				220	110					
Sarulla II (FTP2)/ PLTP/North Sumatra					110					
Pusuk Bukit/ PLTP/North Sumatra									55	55
Sorik Merap (FPT2)/ PLTP/North Sumatra					55					
Sipaholon/ PLTP/North Sumatra										55
Wampu/ PLTA/North Sumatra							45			
Lawe Mamas/ PLTA/Ache							60	30		
Asahan 4&5/ PLTA/North Sumatra							60			

表 3.3-1 の北スマトラ系統での電源導入計画は、あくまでも既設の発電設備が定格出力で発電するとの前提となっているため、2010 年においても若干の予備率を確保している。しかし現実には 1970/1980 年代に設置された発電設備は、適切なメンテナンスが行われていないため経年劣化による出力低下が顕著であり、表 3.1-1 の北スマトラ系統の発電設備にある可能発電出力を表 3.3-1 の電源導入計画に適用すると、表 3.3-2 や図 3.3-1 のとおり至近年では需要より発電可能出力が下回ることとなる。そのため PLN は現在でも計画停電など対策により電

力供給力不足に対応している。ただし PLTA Asahan-1 (180MW)の運転開始により、状況は改善しているものと思われる。

表 3.3-2 北スマトラ系統での既設電源を考慮に入れた電源導入計画

Item	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Available Generation Capacity	MW	1,392	1,612	2,052	2,732	3,262	3,262	3,627	4,082	4,137	4,247
Type											
Diesel/PLTD	MW	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9
Gas Turbine/PLTG	MW	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
Combined Cycle/PLTGU	MW	741	741	741	741	741	741	741	741	741	741
Steam Turbine/PLTU	MW	428	648	1088	1288	1488	1488	1688	2113	2113	2113
Hydro/PLTA	MW	99	99	99	359	359	359	524	554	554	554
Geothermal/PLTP	MW	0	0	0	220	550	550	550	550	605	715
Reserve Margin respect to Peak Load	%	-12.2%	-7.8%	7.6%	31.0%	43.4%	31.6%	34.0%	38.2%	28.6%	21.2%
Available Capacity Rate	%	84.5%	86.3%	88.9%	91.4%	92.7%	92.7%	93.4%	94.1%	94.2%	94.3%

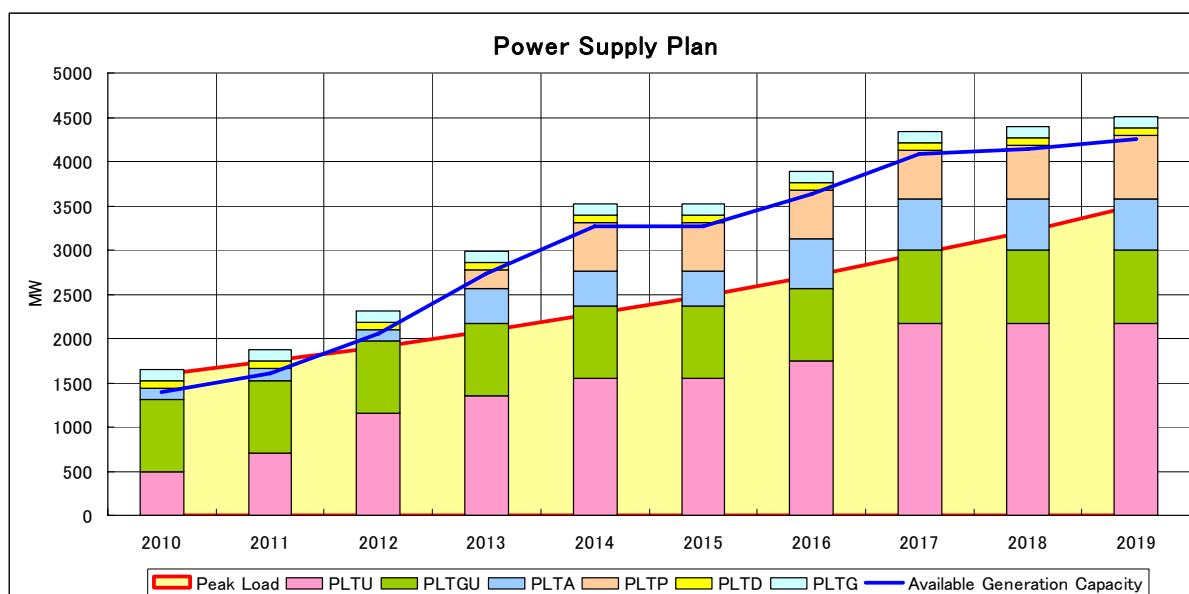


図 3.3-1 北スマトラ系統での電力供給計画

火力発電所の開発では先述したとおり、クラッシュプログラムには盛り込まれていない PLN の Labuhan Angin (PLTU 2x115MW)が2009年に完成して既に電力供給を行っているものの、第一次クラッシュプログラムで計画されている Pangkaran Susu 1&2 (2x220MW)と Meulaboh (220MW)の計 660MW は完成時期が2012年に延期されている。更に第二次クラッシュプログ

ラムでは Pangkalang Susu Baru 3&4 (2x200MW)も RUPTL2009 より1年程度遅延した計画となっている。これら遅延の主な原因は、資金調達や請負者のマネージメントの問題に加え、石炭生産地における土地の取得や環境問題の解決が難航しているためである。

上記の IPP プロジェクトのうち、PLTU には特定のサイト名ではなく所在地名が記載されているだけである。これは、PLN が競争入札で開発業者に IPP プロジェクトをオファーできるようにするためのものである。現在 RUPTL2010 にある IPP の火力発電所で北スマトラ系統にある PLTU Sumut-2 は PLTU Kuala Tanjung を指している。

地熱開発については、第二次クラッシュプログラムで 2014 年までに 3,967MW が計画され、さらに RUPTL2010 では 2019 年までに 6,100MW が計画されている。2014 年までに終了するプロジェクトは既存の地熱発電所の拡張と一部選択されたサイトである。一方、開発地点の選定は地熱マスタープラン調査(2007)に基づくもので、北スマトラ地域においては、2014 年までに Sarulla-1 (330MW)、Sarulla-2 (110MW)、Sorik Merapi (55MW)、2019 年までに Sipaholon (55MW)の開発計画がある。スマトラでは多くの PLTP 地熱プロジェクトが候補に挙がっており、石炭系 PLTU とあわせて全ての PLTP プロジェクトが予定通り実施された場合には、ベース発電所である PLTU のキャパシティーファクターは低下することになる。しかしながら、多くの PLTP プロジェクトの実施がまだ不確実(多くのサイトが掘削によるポテンシャルが証明されていないため)であり、また IPP プロジェクトの不確定要素も大きいため、計画通りに PLTP が進まない場合にはスマトラは危機的な状態に陥ることになる。現在実施中の Sarulla-1 は、実際には RUPTL2010 の計画より1年遅れる見通しであり、それに続く Sarulla-2 も Sarulla-1 の遅れによる影響を受け、さらに調査ステージを経て開発ステージに進むには数年必要となることから、運転開始はそれだけ遅れることになる。

水力開発については、Asahan-1 は 2010 年 8 月に運転が開始されたが、2013 年の運転開始を予定する Asahan-3 は、現状から察して2~3年の工程遅延が予想される。一方、アチェ州に位置し実施段階に入っている Pusangan-1、2 についても、今後建設工事を含め運転開始までに解決すべき諸課題を抱え、2013 年の運転開始は望めそうになく、少なくとも2~3年の工程遅延が予想される。一方、IPP 案件として挙げられている 2016 年の運転開始を予定している Wampu については、1992 年に JICA F/S 調査を終了しているものの、すでに 20 年余を経ており、実施段階に進むためには再調査が必要とされる。Wampu 地点の原案は、発電所および送電線ルートが国立公園に位置するために開発が問題とされたこともあり、これらの再調査だけでなく基本計画の見直しを余儀なくされることから、再調査、設計、建設工事の工程を考慮すると実際には2~3年の遅れが発生すると予想される。

なお、上記の工程遅延等の見通しは、調査団が現地において複数関係者からヒアリングにより得た情報を基に判断したもので、当事者である PLN 関係者から具体的情報を得たもので

はない。したがって、具体的な根拠に基づく情報および資料を PLN から入手していないため（入手できなかったため）、2010 年 7 月に発行された RUPTL2010-19 にある供給計画について調査団が独自に検討し、実際の電力需給ギャップについて分析、確認することを本調査では実施していない。

### 3.3.2 イナルム増設を想定した電力供給事業計画

イナルム増設のアルミニウム生産量を 90,000 トン/年、アルミニウムを 1 トン生産するのに必要な電力を約 15kWh と仮定すると、90,000 トン/年 x 15kWh/トン=約 1,350GWh/年の電力供給可能な発電設備の導入を考慮する必要がある。これを 200MW の発電設備で賄うこととすると、 $200\text{MW} \times 24\text{h} \times 365 \times 77\% = 1,349\text{GWh}$  となり 77% と高い設備利用率を確保する必要があるものの、十分な電力供給能力を有することとなる。この電源は RUPTL2010 では想定されていないが、RUPTL2010 の新規電源導入計画（表 3.3-1）に記載されている電源のなかから、PLN が計画している Meulaboh（PLTU:2x200MW, 2016 年/2017 年）の完成を 2015 年に前倒して、北スマトラ系統への投入が可能であれば、新規電源建設は不要になる。この計画変更を加味して仮に 2015 年に運転開始するとして、電力供給計画に RUPTL2010 に盛り込んだ需要予測を表 3.3-3 に示す。

表 3.3-3 イナルム増設用の電源を RUPTL2010 の計画変更で対応した需要予測

Item	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1 Summary											
Demand	GWh	8,252	9,006	9,825	10,741	11,775	14,257	15,524	16,888	18,361	19,932
Peak Load	MW	1,586	1,748	1,907	2,085	2,275	2,678	2,907	3,154	3,418	3,705
Load Factor	%	59.4%	58.8%	58.8%	58.8%	59.1%	60.8%	61.0%	61.1%	61.3%	61.4%
Reserve Margin	%	7.4%	10.0%	23.9%	46.0%	57.1%	40.9%	42.4%	39.3%	30.1%	23.0%
2 Supply	Unit										
Capacity of Power Supply (PLN)	MW	1,703	1,923	2,363	3,043	3,573	3,773	4,138	4,393	4,448	4,558

200MW の電源導入と新設のアルミニウム製錬用の需要(1,349GWh)を 2015 年に盛り込んだ結果、PLN が目標としている予備率 40%を僅かに上回る 40.9%を確保できると想定できる。しかしその後の新規電源計画がなければ 2017 年には予備率の低下が再度表面化して北スマトラ系統の安定性を阻害することになる。また新規電源導入の時期は遅くなることはあっても、計画が早まることは考えにくいいため、RUPTL2010 で計画されている発電所の計画変更による対応ではなく、RUPTL2010 の計画にない新規電源から電力供給を受けることが望ましい。

以上を考慮して RUPTL2010 に記載されていない新規導入電源と新設のアルミニウム製錬

設備が2015年に運転開始すると仮定して、RUPTL2010の電力供給計画に盛り込んだ需要予測を表3.3-4に示す。2017年までは大型電源の導入が計画されているため、予備率は目標の40%を上回っているが、2018年以降は中規模の地熱発電所のみが系統に導入される計画のため、旺盛な需要増加の影響により2018年以降は予備率が40%を下回ることになる。

いずれの場合も2018年以降の新規電源導入を再度計画して予備率を確保するか、275kVおよび500kV送電線による南・北スマトラ系統の連携を、計画通り確実に実行して系統の安定性を確保する必要がある。このすることで、南・北スマトラ系統連携が達成されれば、系統全体の電源容量が増加し、安定した系統になることが予想される。

表 3.3-4 イナルム増設用の電源を新規電源とした需要予測

Item	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1 Summary											
Demand	GWh	8,252	9,006	9,825	10,741	11,775	14,257	15,524	16,888	18,361	19,932
Peak Load	MW	1,586	1,748	1,907	2,085	2,275	2,678	2,907	3,154	3,418	3,705
Load Factor	%	59.4%	58.8%	58.8%	58.8%	59.1%	60.8%	61.0%	61.1%	61.3%	61.4%
Reserve Margin	%	7.4%	10.0%	23.9%	46.0%	57.1%	40.9%	42.4%	45.6%	36.0%	28.4%
2 Supply	Unit										
Capacity of Power Supply (PLN)	MW	1,703	1,923	2,363	3,043	3,573	3,773	4,138	4,593	4,648	4,758

### 3.3.3 送電線の整備計画

RUPTL2010では新規電力開発に合わせて、送電線網の整備も計画している。現在スマトラの送電系統はアチェ州からランブン州まで連携しているものの、新規変電所のフィーダーとしての役割のほか、既設の系統を強化するために、多くの送電線の追加が必要な地域が多く残っている。長距離中圧架空送電線が原因の電圧低下／電力損失の削減、系統信頼性の向上を目的に、2019年までに2,360kmの送電線開発が必要であり、また既に飽和している既設の変電所対策として、新規変電所間の送電線開発(最高3 x 60MW)が必要である。表3.3-5にRUPTL2010に示されている送電線網の整備計画を示す。

発電モード毎に選定される発電設備は、イナルムの送電線系統または PLN の北スマトラ系統に連携される必要はあるものの、イナルムの増設電源はアルミ製錬の特殊性から出来るだけ独立した系統として、また民生用電源は北スマトラ系統の送電線に短距離で連結されることが望ましい。



表 3.3-5 送電線の整備計画

No.	From	To	Voltage	Conductor	Distance	Cost (M US\$)	COD
<b>Ache</b>							
1	Sidikalang	Sabulussalam	150kV	2cct,1HAWK	111	6.2	2011
2	Brastagi	Kuta Can	150kV	2cct,1HAWK	356	19.7	2011
3	Sigli	Meulaboh	150kV	2cct,2Zebra	333	75	2011
4	Meulaboh	PLTU Meulaboh	150kV	2cct,1HAWK	60	3.3	2011
5	PLTA Peusangan-1	Takengon	150kV	2cct,2HAWK	22	171.7	2011
6	PLTA Peusangan-1	PLTA Peusangan-2	150kV	2cct,2HAWK	14	1.1	2011
7	Bireun	PLTA Peusangan-2	150kV	2cct,2HAWK	114	8.7	2011
8	Jantho	Incomer (Sigli - BandaAceh)	150kV	2cct,1HAWK	1	0.1	2012
9	Panton Labu	Incomer (Idi - Lhokseumawe)	150kV	2cct,1HAWK	1	0.1	2012
10	Meulaboh	Blang Pidie	150kV	2cct,1HAWK	190	10.5	2012
11	Blang Pidie	Tapak Tuan	150kV	2cct,1HAWK	130	7.2	2012
12	Cot Trueng	Incomer (Bireun - Lhokseumawe)	150kV	2cct,1HAWK	6	0.3	2012
13	Samalanga	Incomer (Bireun - Sigli)	150kV	2cct,1HAWK	4	0.2	2013
14	BandaAceh	Krueng Raya	150kV	2cct,1HAWK	90	5	2014
15	PLTA Peusangan-2	Blang Kjerem	150kV	2cct,1HAWK	174	9.6	2014
16	PLTP Seulawah (FTP2)	2Pi Incomer (Sigli - Banda Aceh)	150kV	2cct,1HAWK	16	0.9	2014
17	Kuta Cane	Lawemamas	150kV	2cct,1HAWK	50	2.8	2016
<b>North Sumatra</b>							
1	Porsea	Simangkok	150kV	2cct,2HAWK	10	0.8	2010
2	Tanjung Marowa	Kuala Namu	150kV	2cct,2HAWK	34	2.6	2011
3	Dolok Sanggul	Incomer (Tele - Tarutung)	150kV	2cct,1HAWK	14	0.8	2011
4	Galang	Namurambe	150kV	2cct,2Zebra	80	7.9	2011
5	Galang	Tanjung Marowa	150kV	2cct,2Zebra	20	2	2011
6	Padang Sidempuan	Panyabungan	150kV	2cct,1HAWK	140	7.8	2013
7	Namurambe	Pancor Batu	150kV	2cct,1HAWK	30	1.7	2013
8	Simangkok	PLTA Asahan-3 (FTP2)	150kV	2cct,2HAWK	22	1.7	2013
9	Pangkalan Susu-3&4 (FTP2)	Pangkalan Brandan	150kV	2cct,2HAWK	22	1.7	2013
10	Lamhotma	Belawan	150kV	12ndcct, 1HAWK	6	0.5	2013

11	Tanjung Pura	Incomer (P.Brandan - Binjai)	150kV	2cct,1HAWK	30	1.7	2015
12	PLTA Wampu	Brastagi	150kV	2cct,1HAWK	80	4.4	2016
13	Teluk Dalam	Gunung Sitoli	70kV	2cct,1HAWK	220	12.2	2012
14	Panyabunganyg	PLTP Sorik Merapi (FTP2)	150kV	2cct,1HAWK	46	2.5	2014
15	Tarutung	PLTP Pusuk Bukit	150kV	2cct,2HAWK	60	3.3	2018
16	PLTA Asahan-1	Simangkok	275kV	2cct,2Zebra	16	3.6	2010
17	Tele	Pangururan	150kV	2cct,1HAWK	50	3.8	2012
18	Simangkok	Galang	275kV	2cct,2Zebra	318	71.6	2011
19	Galang	Binjai	275kV	2cct,2Zebra	160	36	2011
20	Pangkalan Susu	Binjai	275kV	2cct,2Zebra	160	36	2011
21	PLTP Sarulla (FTP2)	Simangkok	275kV	2cct,2Zebra	194	43.7	2013
22	Padang Sidempuam	PLTP Sarulla (FTP2)	275kV	2cct,2Zebra	138	31.1	2013
23	Rantau Prapat	Tebing Tinggi	500kV	2cct,4Dove	400	123.6	2018
24	Tebing Tinggi	Belawan	500kV	2cct,4Dove	160	49.4	2018

## 第4章 発電モード毎の開発ポテンシャルの確認

### 4.1 石炭・ガス火力発電

2008年11月に鉱物エネルギー省により策定された「国家電力総合計画(RUKN: 2008-2027)」によれば、政令2006年26号による規定として、エネルギー源を脱石油化する方針とし、電源用エネルギー源の多様化を加速することとし、石炭・天然ガスのシェアの拡大、再生可能エネルギーのシェアの増大を図り最適かつ経済的なエネルギーミックスを構築することとしている。

RUKNの方針に加え、インドネシア国内における石油資源枯渇の懸念や世界的な石油価格の高騰の影響もあり、PLNでは「非石油電源開発促進計画(通称:第一次クラッシュプログラム、別称:Fast Acceleration Program)」を2006年に策定し、インドネシア全国で石炭火力発電所建設を進めると同時に既設の石油系燃料を使用する熱効率の悪い古くなった発電設備の利用を停止している。ただし、当初第一次クラッシュプログラムは2011年中には完了するとしていたものの、主に資金調達の不調や鉱区の土地取得や環境面の問題等により完成が2013年に延期されたことが発表されている。一方2010年1月に策定された第二次クラッシュプログラムは再生可能エネルギーの開発に重点が置かれているものの、発電出力ベースで約4割が石炭やガス火力発電所の計画となっている。北スマトラ系統では第一次/第二次クラッシュプログラムとも、ガス火力発電所の計画はなく火力発電では石炭火力発電所のみが計画されている。表4.1-1は「電力供給事業計画(RUPTL: 2010-2019)」に記載のある北スマトラ系統の石炭火力発電所の一覧である。これらは主に民生用の電力を供給する既設と計画段階の火力発電所である。

表4.1-1 北スマトラ系統内の石炭火力発電所(既設および計画)一覧

Developer	Name of Power Station	Crush Program (FTP)	Location	Capacity (MW) Number	Completion Year	
					Initial Plan	Current Plan
PLN	Meulaboh	1 (First)	Ache	220 (110 x 2)	2010	2012
	Pangkalan Susu	1 (First)	North Sumatra	440 (220 x 2)	2010	2011/12
	Pangkalan Susu Baru	2 (Second)	North Sumatra	400 (200 x 2)	2012	2013/14
	Labuhan Angin	-	North Sumatra	230 (115 x 2)	Existing	2009 completion
IPP	Sumat-2	-	North Sumatra	225 (225 x 1)	-	2017

Source: RUPTL(2010-2019)

新規の石炭・ガス火力発電の開発のポテンシャルを考える上で、燃料の調達が最も重要なファクターとなることから、以下のように燃料の調達方法に主眼をおいて開発ポテンシャルを整理する。

◎北スマトラ系統に石炭火力発電を導入する場合、

- 1) 発電所を山元(石炭埋蔵地域)付近に建設し、石炭を発電所へ直接供給して発電を行い、需要地まで長距離送電による電力供給
- 2) 発電所は需要地に近い立地条件の最適な位置に建設し、石炭は産炭地から輸送して発電に使用して発電して需要地に電力供給

以上の二案が考えられるが、本調査ではフェーズ1調査(2009)と同様に石炭火力発電の追加開発ポテンシャルの確認として石炭埋蔵量、生産量・販売実績、輸送インフラの整備状況、北スマトラへの供給の可能性、環境問題について述べる。

◎北スマトラ系統にガス火力発電を導入する場合、

フェーズ1調査(2009)で報告されているようにアチェ州で生産されている天然ガスについては、近年生産量が低下しており、近隣を含む地域内からのガス調達は困難であることに変わりはない。そこで北スマトラ州の需要地近くにガス火力発電所を建設し、そこへの天然ガス調達を考えた場合、

- 1) 島内の他地域からパイプラインでの送ガスによる調達
- 2) 島内の他地域からLNG/CNGタンクローリー方式による調達
- 3) 島外からLNG/CNG船方式による調達

以上の三案が考えられるが、どれもがインフラ整備の面で高額な設備投資が必要である。また南スマトラ州などで産出される天然ガスはジャワ島内への供給が優先され、ジャワ以外の地域でのガス火力発電は天然ガスの供給が確実にした場合にのみ計画するとしている点が、北スマトラ州でのガス火力発電の可能性を低くしている。ただし、2013年の完成を目指して計画されている北スマトラ州の州都Medan沖の洋上LNG受入基地から燃料となるガスが調達できれば、コンバインドサイクル方式の火力発電が可能となる。

#### 4.1.1 石炭・ガス埋蔵量

##### (1) 石炭

Indonesian Coal Book2008/2009によると、インドネシア全土の石炭資源量は約700億トン、採掘の経済性が確認された推定埋蔵量は約64億トン、確認埋蔵量は約55億トンの合計約119億トンである。北スマトラへの石炭供給源の候補になる資源量の特により南スマトラ州、東・南カリマンタン州の3州について、資源量、推定・確認埋蔵量を表4.1-2に示す。

資源量、推定・確認埋蔵量を見る限り、今後ともこれら3州がインドネシアの石炭生産の中心的な役割を担うことが判る。どの州も中品位(Medium Rank Quality)炭の資源量が多く、国内向けの石炭供給源として十分なポテンシャルがある。南スマトラで低品位(Low Rank Quality)炭が多く、国内で消費されることになる。一方、東カリマンタンには発熱量の高い高品位(High Rank Quality)炭が比較的多く、国外輸出に振り向けられている。

スマトラ島の北部の各州については、表4.1-3の通り、リアウ州に若干の石炭があると推定されるが、資源量から考えて先述の3州と違い将来にわたり安定的な供給を可能にするポテンシャルは期待できない。

以上のことからスマトラ島北部での山元発電所の可能性は低く、北スマトラ州への石炭供給は、南スマトラ州、または東・南カリマンタン州からの輸送を前提とする発電所の計画が適切であると考えられる。図4.1-1には主な石炭産地各州の石炭資源量と埋蔵量をマッピングしたものを示す。

石炭火力発電所を建設する場合、ボイラーで発生する蒸気の種類により、亜臨界/超臨界/超々臨界圧ボイラーから選択するが、熱効率に優れた超臨界/超々臨界圧ボイラーを適用する火力発電設備は、日本での導入実績から一般的に単機容量で400MW程度が最小となる。北スマトラ系統は2010年現在発電能力で約1,700MW規模の系統であり、系統全体に占める容量の割合は、約23%にもなり、単機容量4%以下が適切とされる新規導入電源の発電出力を大幅に超過してしまう。クラッシュプログラムなどで計画されている発電所が完成し発電を開始すれば、2015年に系統容量は約3,500MWになるとしても、それでもなお系統容量に占める割合は11%にもなることから、いずれにしても系統へ与える影響などを考慮して系統潮流解析などを行った上で導入の検討が必要となる。

表4.1-2 南スマトラ州、東・南カリマンタン州の石炭資源量、埋蔵量データ

(Unit: 100million ton)

Province	Quality	CV(kcal/kg)	Resources	Reserves	
				Probable	Proven
South Sumatra	Low	<5,100	11,851	2,426	0
	Medium	5,100-6,100	11,338	0	186
	High	6,100-7,100	479	0	67
	Sub-Total		23,669(33.8%)	2,426(38.0%)	253(4.6%)
South Kalimantan	Low	<5,100	1,015	214	536
	Medium	5,100-6,100	10,253	1,422	1,217
	High	6,100-7,100	798	90	45
	Very High	>7,100	30	0	0
	Sub-Total		12,096(17.3%)	1,725(27.0%)	1,798(32.9%)
East Kalimantan	Low	<5,100	912	0	0
	Medium	5,100-6,100	15,838	407	1,486
	High	6,100-7,100	9,288	390	1,178
	Very High	>7,100	220	73	31
	Sub-Total		26,258(37.5%)	870(13.6%)	2,695(49.3%)
<b>Total</b>			<b>62,023(88.6%)</b>	<b>5,022(78.6%)</b>	<b>4,746(86.9%)</b>

Source: Indonesian Coal Book2008/2009

表4.1-3 スマトラ島北部地域の石炭資源量、埋蔵量データ

(Unit: 100million ton)

Province	Quality	CV(kcal/kg)	Resources	Reserves	
				Probable	Proven
Ache	Low	<5,100	91.8	0.0	0.0
	Medium	5,100-6,100	358.4	0.0	0.0
	Sub-Total		450.2	0.0	0.0
North Sumatra	Low	<5,100	20.0	0.0	0.0
	Medium	5,100-6,100	7.0	0.0	0.0
	Sub-Total		27.0	0.0	0.0
Riau	Low	<5,100	1,613.8	1,340.6	569.1
	Medium	5,100-6,100	103.3	14.1	0.0
	High	6,100-7,100	50.5	0.0	16.5
	Sub-Total		1,767.5	1,354.8	585.6
WestSumatra	Medium	5,100-6,100	369.2	0.0	2.8
	High	6,100-7,100	316.7	0.7	19.2
	Very High	>7,100	41.0	0.0	14.0
	Sub-Total		726.9	0.7	36.1
<b>Total</b>			<b>2,972(4.2%)</b>	<b>1,355(21.2%)</b>	<b>622(11.4%)</b>

Source: Indonesian Coal Book2008/2009

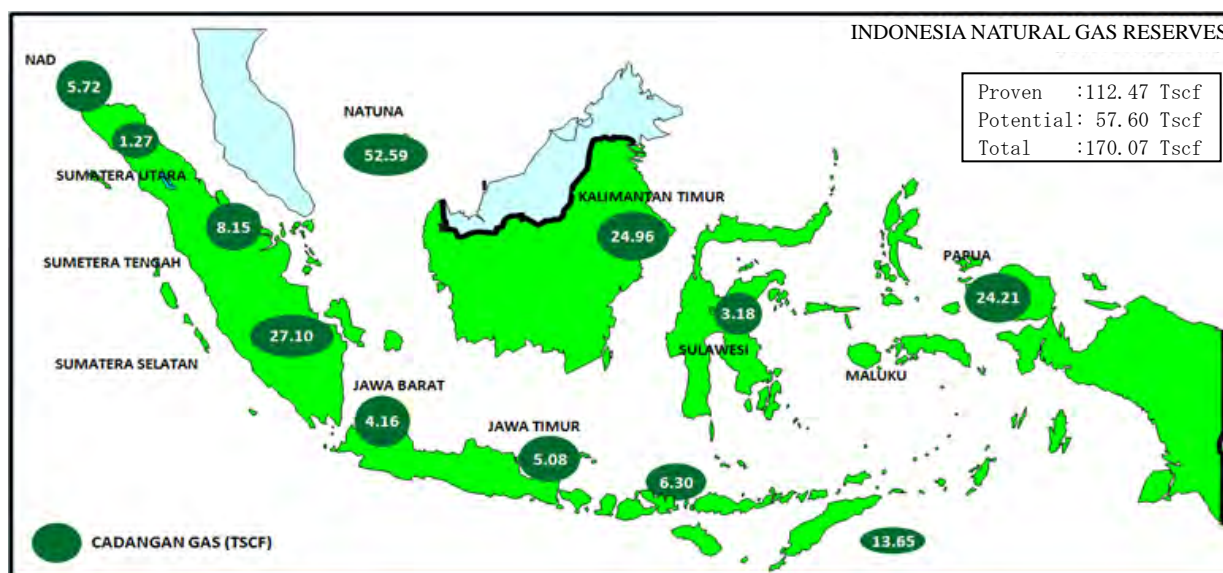


Source: University of Texas Librariesの地図情報に、Indonesian Coal Book2008/2009のデータを記載  
(Unit: 100million ton)

図4.1-1 各州の石炭資源量と埋蔵量

(2) ガス

MEMRのホームページにあるData Warehouseのデータによるとインドネシア国内の天然ガス資源は、170.07Tscf存在し、うち確認埋蔵量112.47Tscf、潜在埋蔵量は57.60Tscfと報告されている。図4.1-2に示すとおりインドネシア各地に天然ガスの埋蔵が確認されている。



Source: MEMR, Data Warehouse, (Unit: Tscf)

図4.1-2 各州の天然ガス埋蔵量

そのうち特に多くのポテンシャルが期待できる州は、ナトゥナ州、南スマトラ州、東カリマンタン州と西パプア州であり、ナトゥナ島近辺に最大のガス田があり、インドネシア全体の31%を占めている。次いで南スマトラ州16%、東カリマンタン州15%、西パプア州14%となっている。ただし最大のポテンシャルを有するナトゥナ島近海のガス田は、埋蔵量が豊富で北スマトラにも近く、天然ガスの供給源として期待したいところであるが、CO<sub>2</sub>の含有量が70%あるなど、埋蔵量の推計値だけで判断できない問題もある。

スマトラ島内では、アチェ州にもArunガス田があり1977年より日本向けのLNGを生産してきたが、近年生産量が低下しておりガス田枯渇の問題が浮上している。一方、北スマトラ州では小規模なガス田から約40MMscfd程度の天然ガスがプルタミナやPGN(国営ガス公社)のパイプラインを通して既設のBelawan火力発電所にも供給されているが、埋蔵量も十分とは言えず近年生産量も低下していることから今後の開発ポテンシャルは望めない。また南スマトラ州にあるガス田からの算出される天然ガスはジャワ島内への供給が優先されることに加え、LNGタンクローリーを使用するには1,000kmを超える距離を輸送しなくてはならず現実的ではない。またパイプラインを利用した天然ガス調達に関しては、現在南スマトラ州のGrissikからリアウ州のDuriまでは既にパイプラインが敷設され運用も開始されているが、その先北スマトラ州のMedanまでの500km超の区間は現状では計画のみで具体的な建設工程などは決まっておらず、供給が開始される時期などは未定のため、残る手段として東カリマンタン州や西パプア州からのガス調達が候補となる。



Source: PGN, Presentation to the investors

図4.1-3 既設と計画のLNG関連設備



この場合LNGまたCNGによる輸送となるが、図4.1-3にもあるようにPGNが出資する新会社が2013年の完成を目指して、Medan沖に60MMscfd規模の洋上LNG受入基地の建設を計画しており、LNGによる調達の方が現実的であると考え。現時点では調達先など未定であるが、西パプア州または東カリマンタン州からの調達が適していると考えられ、火力発電用の燃料源としての期待は持てる。ただしこの場合にはLNGの貯蔵や気化設備が必要となるため、割高な燃料費になることが予想され、高効率なガスタービンと排熱回収ボイラー(HRSG)に蒸気タービンを組み合わせたコンバインドサイクル(以下:CC)発電システムを導入しても発電単価は高くなる傾向がある。

#### 4.1.2 発電用石炭・ガスの必要供給量

##### (1) 石炭

フェーズ1調査(2009)報告では、イナルム増設用に約1.2百万トン/年程度の石炭が必要になると試算しており、これは出力450MWの発電設備を建設した場合の年間の石炭必要量としているが、発電設備の年間利用率70%、発電熱効率を39%、5,000kcal/kgの中品位炭を用いる条件で計算したものに相当している。この計算によると100MWの出力当たり27万トン(0.27百万トン)余りの石炭が必要となり、表4.1-1にあるPLNの発電所(合計出力1,290MW)で使用する石炭は、約3.5百万トン/年が必要となる。これにはイナルム増設用の石炭は含まれておらず、合計で4.7百万トン/年程度の石炭供給が実際には必要となる。南スマトラ州や南・東カリマンタン州の石炭資源量や埋蔵量から判断すれば、上記の必要量は確保可能であると考えられるものの、北スマトラ州へ必要十分な石炭を供給するには、山元での石炭採掘量だけでなく、輸送インフラの増強による輸送量増加が前提となる。

##### (2) ガス

天然ガスの性状は、メタンを主成分とする可燃性ガスの混合物で、大気圧では気体となるため、埋蔵量は国際的な気体の単位scf(Standard Cubic Feet)で表される。また一般的に取扱量もscf表記されるが、場合によっては熱量を表すBtu(British Thermal Unit)を使用することもあるが、本調査ではscfでの表記とする。一方LNGを扱う場合は液体であるため貯蔵量や取扱量は $m^3$ またはトンで表す。天然ガスによる火力発電を考えた場合、石炭を燃料とする既存型のボイラーと蒸気タービンによる発電方式ではなく、CC発電方式が適している。北スマトラ地域には日本でも十分実績のあるガスタービン燃焼温度が $1,100^{\circ}C$ のEクラスと言われるCC発電の導入を検討する。EクラスのCC発電は熱効率が45%程度であり、発電設備の年間利用率を石炭火力と同じ70%とした場合、一般的な $9,800kcal/Nm^3$ の天然ガスを燃料として燃焼させると、100MWあたり年間1,200万 $Nm^3$ 、イナルム増設用の200MWとすれば、2倍の2,400万 $Nm^3$ が必要となる。これを発表されている埋蔵量の単位であるscfに換算すると年間約8,400MMscf、日量平均は約23 MMscfdのガス供給が必要である。

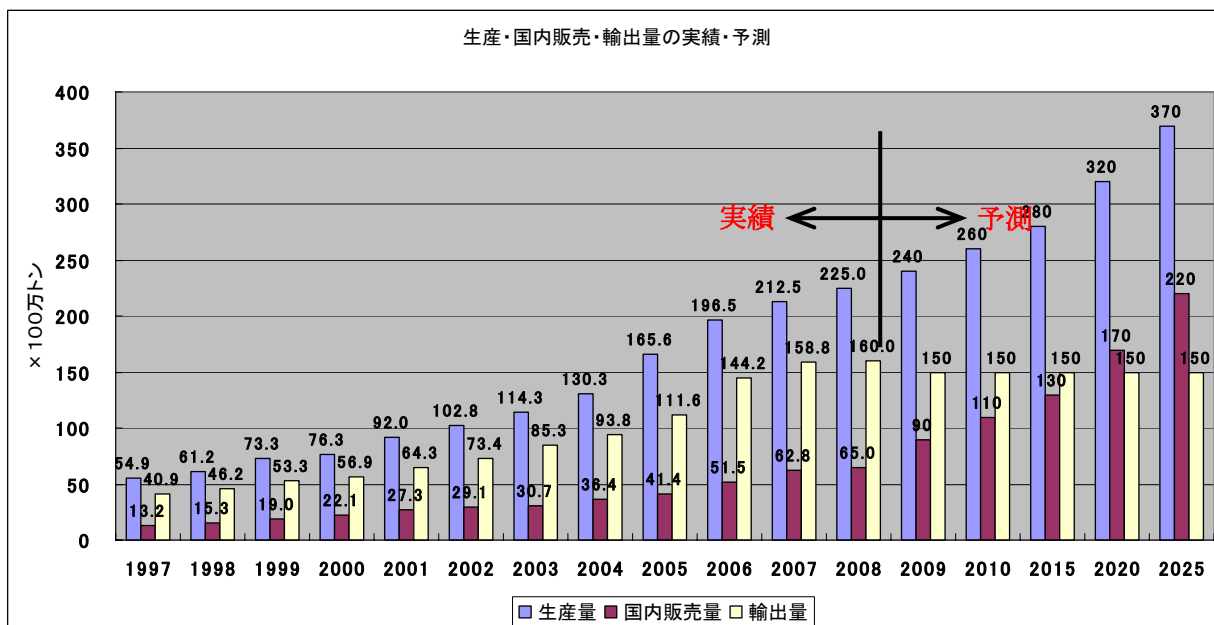
洋上LNG基地のガス取扱量は60MMscfdと計画されており、CC発電で消費する23MMscfdは全体の約40%近くを占めることになり、製造業など他の産業への供給も考慮して、LNGをCC発電用に用いるには今後のLNG基地の拡張計画と合わせて、新規電源に十分な量のガスを供給できるか詳細な検討が必要となる。パイプラインによる供給ならばDuri-Medan間の建設時期は未定であるが、送ガス容量は420MMscfd(約5.5%)と計画されており、CC発電に必要な量に加え他の産業などへの用途にも十分な量の天然ガスが供給されることが見込まれる。

#### 4.1.3 生産量・販売実績

##### (1) 石炭

インドネシア国内において石炭生産は、国営炭鉱(PTBA)、採掘請負業者(CCOW)、小規模鉱業権者(KP)、および村落共同組合(KUD)により行われており、石炭生産量のうちPTBAが約4%、CCOWが約80%で生産量の大半を占め、生産量は年々増加している。「Indonesian Coal Book 2008/2009」によると、2007年の石炭生産量は約212.5百万トンあり、輸出約158.8百万トン、国内利用約62.8百万トンで、約2/3を輸出にまわしているが、石炭政策として輸出量は横ばい・削減、国内利用を増加させて将来的には輸出量と国内使用量が逆転する計画となっている。図4.1-4 に石炭の生産・輸出・国内販売量の実績と予測の推移を示す。ここで示されるデータは2007年までが実績値で、それ以降は予測値であるため、最新のデータが入手できれば、2008年と2009年のデータは実績値に変更する。輸出用には発熱量の高い高品位炭、国内向けには発熱量の低い低品位炭が多く用いられる。2007年時点では国内での約62.8百万トンの消費量のうち、ほぼ50%の約31.5百万トンが電力セクターで消費され、年により変動はあるものの、電力セクターが最大の石炭消費者となっている。2007年のインドネシア国内への販売実績は約62.8百万トンあり、南カリマンタン州が約27.67百万トンで約44.0%、東カリマンタン州が約26.1百万トンで約41.5%、南スマトラ州が約6.74百万トンで約10.7%となり、これら3州で約96.3%を占めている。また、炭鉱会社の形態は政府との石炭事業契約に基づくCCOWの炭鉱がその大部分を担っている。

北スマトラ地域に建設される石炭火力発電所への石炭供給の可能性について、フェーズ1調査(2009)では南カリマンタン州と東カリマンタン州の石炭採掘会社が評価されているのみで、距離的にも近い南スマトラ州で産出される石炭については言及されていない。しかし南スマトラ州には、PTBAであるPT.Tambang Batubara Bukit AsamのTanjung Enim炭鉱があり、2009年の生産量は約10.8百万トンあることから、今回調査では石炭供給源の候補として評価する。南カリマンタン州のPT.Adaro Indonesia、PT.Arutmin Indonesiaや東カリマンタン州のPT.Kaltim Prima Coal、PT.Kideco Jaya Agung、PT.Berau Coal、PT.Indominco Mandiri、(PT.Gunung Bayan Pratama Coal、PT.Jembayan Muarabara)らの大手石炭採掘会社からの購入が適切であると考えられる。



Source: Indonesian Coal Book2008/2009

図4.1-4 インドネシア国内で算出される石炭販売先の実績と予測

表4.1-4に上記各社の石炭資源量・埋蔵量ならびに直近5年の生産量を示す。南・東カリマンタン州の各社はCCOWの炭鉱であり、生産開始は1990年代であるが、30年間の契約期間があり、鉱区面積、年産量に比較しての埋蔵量も確保され、当面は安定的な操業が期待できる。

表 4.1-4 各州の石炭採掘会社の石炭生産量

(Unit: 100million ton)

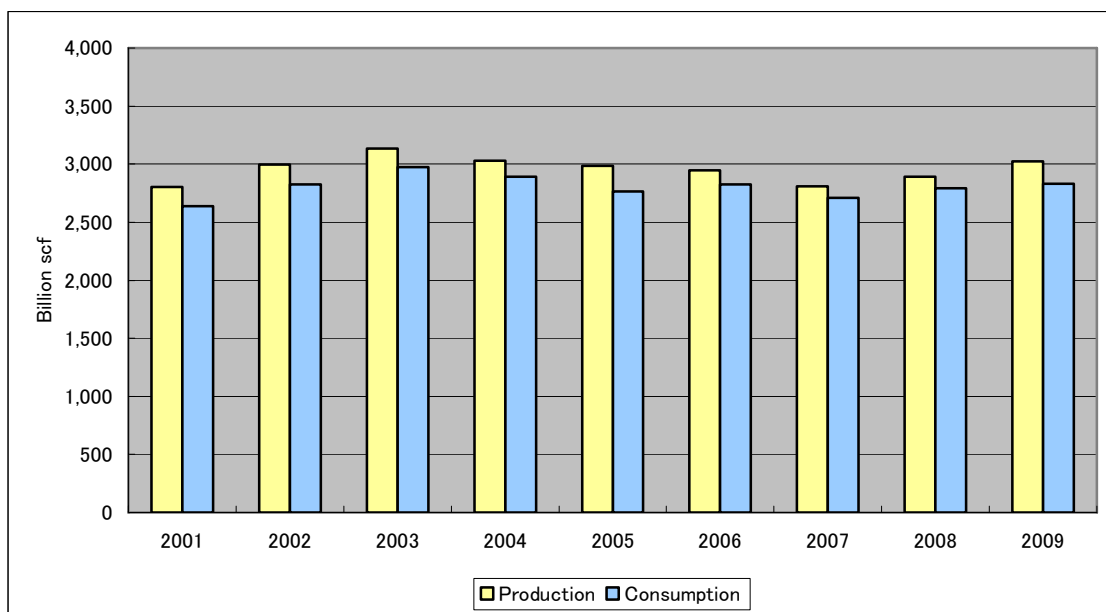
Company/Location	Year of Production Start	Resources	Reserves	Production				
				2005	2006	2007	2008	2009
PT. Tambang Batubara Bukit Asam / South Sumatra	1991	7,500	1,200	9.1	9.2	9.3	10.8	11.6
PT. Adaro Indonesia / South Kalimantan	1992	2,803	987	26.6	34.4	36.1	38.5	40.6
PT. Arutmin Indonesia / South Kalimantan	1990	2,422	540	16.8	15.3	17.3	15.4	19.3
PT. Berau Coal / East Kalimantan	1994	2,512		9.2	10.6	11.8		
PT. Indominco Mandiri / East Kalimantan	1999	609	93	7.7	10.3	11.5	12	13.8
PT. Kaltim Prima Coal / East Kalimantan	1991	4,333	903	27.6	35.3	36.3	37.5	40.3
PT. Kideco Jaya Agung / East Kalimantan	1993	2,857	915	18	19	20.5	22	24.7

Source: Indonesian Coal Book2008/2009 または各社 Annual Report

フェーズ1調査(2009)でも報告されているとおりインドネシアの石炭は一般に発熱量は低いが低灰分、低硫黄分の環境に適合した一般炭として世界的に評価されているものであり、国内消費量のうち半分程度が電力セクターで使用されている実績からも、北スマトラ州での発電用燃料として使用することに問題は無いと判断できる。

(2) ガス

現在天然ガスは、アチェ州のArun、南スマトラ州のPagardewa、Corridor、東カリマンタン州のBontang、西パプア州のTangguhなどのガス田で生産されている。南スマトラ州の2つのガス田からは、ガスパイプラインを通じて西ジャワ方面へガスを供給するが、他のガス田はガス消費地からは遠隔地になるため液化してLNG船により消費地に輸送する形態となる場合が多い。また図4.1-5に示されるように天然ガスの生産量と消費量は、近年おおよそ2.5～3.0兆立方フィートの間で推移しており、最大の消費者は、電力セクターで40%近いシェアを有している。今後経済発展に伴い生産量・消費量とも増加するものと思われる。



Source: MEMR, Data Warehouse

図4.1-5 天然ガスの生産量と消費量の推移

火力発電用の燃料ガスは、エクソンモービルなど表4.1-5に示される主に国外資本の企業が生産した天然ガスを、ガス供給者が購入してパイプラインを経由して調達するか、LNG生産者のLNG液化プラントからLNG船で貯蔵設備に移送後、需要に応じて気化させたガスを調達する。

表 4.1-5 主要生産会社による天然ガスの生産実績

(単位: Billion SCF)

Company	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Vico Indonesia	464.0	399.0	391.7	329.5	231.4	208.5	184.7	176.9	169.7
Exxon Mobil Oil Indonesia Inc.	268.1	508.2	602.1	507.1	379.1	322.4	280.7	231.5	178.6
ConocoPhillips (Grissik) Ltd	118.4	172.4	128.4	157.3	194.6	209.8	225.9	247.4	331.1
Conoco Phillips Natuna Ltd	41.4	68.9	116.0	127.3	145.3	132.9	164.5	166.9	190.3
Chevron Indonesia Company	159.3	138.5	138.8	102.9	84.7	76.1	74.7	81.3	66.7
BP Indonesia	181.9	169.3	191.8	138.8	123.7	139.3	118.9	117.6	91.4
Total E&P Indonesie	880.2	759.6	872.6	909.9	1067.2	1088.5	1016.1	1010.0	999.6

Source: MEMR, Data Warehouse

本調査では北スマトラ州でのガス田枯渇の問題があるため、ガス田からの直接供給は検討から除外して、LNGを調達してMedan近郊の洋上LNG基地へ移送することを検討する。洋上LNG基地へは東カリマンタン州のBontang、または西パプア州のTangguhで稼働中のLNG液化プラントからの調達が有力である。ガス田からLNGの原料となる天然ガスを生産するのは、表4.1-5にあるVico Indonesia、Total E&PやIndonesiaやBP Indonesiaなどであり、天然ガスからLNGを生産するのは、PT Badak NGLやBP Indonesiaとなる。それぞれのLNG液化プラントでは、2,259万トン/年、760万トン/年のLNGを生産しており、LNG生産量に応じた量の天然ガスを天然ガス生産者から購入している。現状では十分な量の天然ガスが供給されているが、将来的に生産量が低下する可能性は否定できず、今後この天然ガス供給力を確保するためには、未開発のガス田を開発させることも必要となる可能性はある。

#### 4.1.4 輸送インフラの整備状況

##### (1) 石炭

インドネシアでは、石炭輸送のために河川を利用したバージ輸送が鉄道輸送よりも数多く利用されている。一般的に、石炭は山元よりトラックあるいは鉄道にて最寄りの河川に面したコールターミナルまで運ばれ、貯炭後、時には整粒過程を経てバージに積み込まれる。インドネシア国内および近隣諸国の海外需要家に対しては、通常バージにて同ターミナルより直接輸送される。一方、日本を含む長距離の輸送用には外港ターミナルに荷揚げ後か、直接沖合の外航船に沖積みされる。航行速度は遅いものの、バージの建造コストが安いことに加え、港の喫水が浅い場所で、しかも簡易な荷役設備で対応できることがバージ輸送の特徴であり、インドネシアでは石炭輸送に広く用いられている。現在のインドネシアの石炭生産の大部分を占めている政府との事業実施契約によるCCOWの炭鉱においても同様に、トラックやバージで積出港や沖積ポイントへ輸送して、石炭のバージ船に積み替える方法が一般的で、河川や海岸までの輸送インフラの整備、河川および海岸での積出港を自社で建設・運営し、バージから本船

への積み替えは沖合のAnchorage PointにてGeared Vesselへの積み込み、あるいはFloating Crane等により実施されている。図4.1-6に石炭輸送の一般的なモデルを示す。

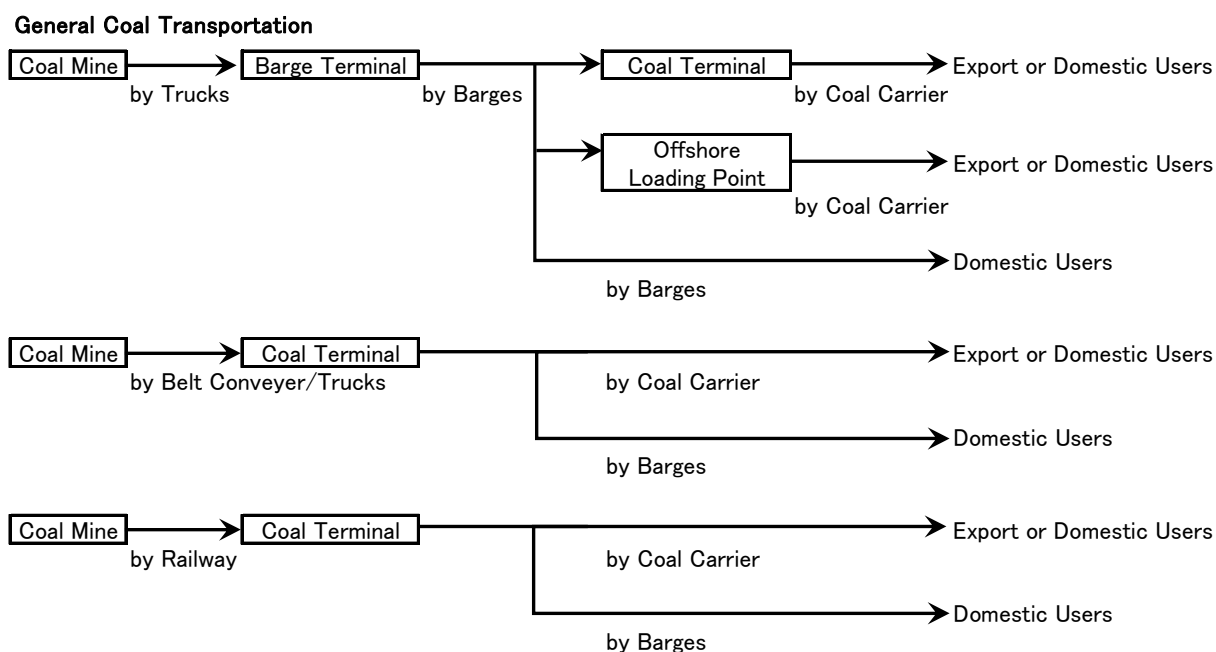


図 4.1-6 石炭輸送の一般的なモデル

北スマトラ州で石炭火力を建設するには、石炭を輸送するために使用されるバージの増加を必要とするが、インドネシア国内ではバージを使用した輸送システムは、既に確立されたシステムと考えられるため、需要増への対応は可能であると判断される。南スマトラ州のTanjung Enimで産出される石炭の多くは積出港まで鉄道輸送され、パレンバン市内のKertapati Terminal (河港)やランブン州のTarahan Terminal (海港)からバージ船またはパナマックス級の大型外航船によりジャワ島や国外へ輸送されている。

現在 Kertapati Terminalで取り扱う石炭量はほぼ上限に達しており、全量北スマトラ州以外のジャワ島などへ輸送されているため、今のところ北スマトラ州への石炭供給の期待は低い。ただし石炭輸送能力の向上を目的に当初計画ではパンレンバン近郊から南シナ海側のTanjung Api Api新港まで新たに鉄道を建設する予定であったものが、Tanjung EnimからTanjung Api Api新港までの270kmを直接結ぶ路線建設に変更され、その契約が2009年8月に締結された。この計画が実現すればTanjung Api Api新港で35ton/yearもの石炭を取り扱うことが可能となり、PT.Tambang Batubara Bukit Asam社からの購入が現実的になれば、輸送距離はカリマンタンからの半分程度にできる可能性が高まる。

## (2) ガス

北スマトラ州内でガス火力発電所を建設するにあたっては、南スマトラのガス田からパイプラインによるガス供給を受けるか、メダン沖の洋上LNG基地からLNGを気化させたガスの供給を受けることが現実的であるが、「4.1.1 石炭・ガス埋蔵量」の項でも述べたように、パイプラインによる供給は現時点では不確実であるので、洋上LNG基地からの供給が第一候補となる。この場合、LNGの輸送に必要なLNG船とガス田でのLNG製造プラントや洋上LNG基地については、LNG生産会社やガス供給会社などが設備を準備または建設することになる。また発電所の立地にもよるが、Kuala Tanjung付近に発電所を建設する場合には、現在稼働しているメダン周辺の既存ガスパイプライン網から発電所までのパイプラインは、ガス供給者か消費者のどちらが設備投資をするかの検討も必要となる。

### 4.1.5 環境対策

#### (1) 石炭

石炭を火力発電所の燃料として使用する場合、環境への影響は発電所の貯炭場を中心とした輸送・ハンドリング中の粉じんの飛散、貯炭場や発電設備の起動停止に伴う排水と石炭の燃焼に伴う排ガス中に含まれる窒素酸化物や二酸化硫黄などの大気汚染物質の排出が想定される。粉じん対策、排水処理や排ガス中の脱硝・脱硫などは、使用する石炭の性状に応じて対応方法を検討する必要はあるものの、既に確立された技術であり、インドネシア国内においても、適切な環境対策を取り入れることで、環境への影響を考慮した石炭火力発電所の建設・運営は可能である。ただし、直接的な環境影響は低いものの、石炭燃焼後に排出される石炭灰の処理方法については、事前に十分な検討が必要である。

#### (2) ガス

天然ガスまたはLNGを気化させたガスを燃料とする場合、ガスタービン発電機＋排熱回収ボイラー＋蒸気タービン発電機を組み合わせた高効率なコンバインドサイクル発電方式を採用することが近年のトレンドである。この場合、主に燃焼排ガス中に含まれる窒素酸化物などの大気汚染物質の排出が想定されるが、ガスタービンには既に確立された技術であるLow-NOx型の燃焼器が導入されることになり、適切な環境対策を取り入れた発電設備を建設・運営することが可能である。

## 4.2 地熱発電

### 4.2.1 北スマトラの地熱資源概要

#### (1) インドネシアの地熱概要

インドネシアは世界最大級の地熱ポテンシャルの保有国であり、NGAI (National Geological Agency of Indonesia)によると約27,000MWのポテンシャルが推定されている。INAGA (Indonesian Geothermal Association) と NGAI によれば、インドネシアには256箇所の地熱地域があり、29地域(2,795MW)の地熱開発有望地域、18地域(1,205MW)の開発中の地域がある。現在7地域において地熱発電所が稼動中で発電容量は1,196MWである (Surya Darama et al., 2010)。

インドネシアにおける地熱開発目標は「地熱開発ロードマップ」として2003年に発表され、2025年に9,500MWの地熱発電開発目標を掲げている。また、JICAによる地熱発電開発マスタープラン調査(以下、地熱マスタープラン調査(2007))が実施され、開発目標達成が技術的には可能であることが示されている。さらに新エネルギーを中心とした第二次クラッシュプログラム(合計10,153MW)では、3,977MWの地熱開発が計画されている。

#### (2) 北スマトラの地熱地域

スマトラ島ではNW-SE方向に伸張するスマトラ断層沿いに多数の地熱地帯が分布しており、北スマトラでは3,626MWの地熱ポテンシャルが推定されている。本地域における地熱地域は表4.2-1に示す10地域がある(なお、本調査ではSarullaについては、フェーズ1調査によるSarullaをSarulla-1と記載し、フェーズ1調査によるSarulla/Sibual BualiをSarulla-2と記載する)。

このうちSibayakにおいては12MWの地熱発電所が稼動しており、Sarulla-1ではPLNとIPPの間で330MWの売電契約が2010年4月に行われている。MerapiとSipaholonでは開発地域の入札が実施されている。SinabungはSibayakに隣接した地域で、PGEにより地表調査が進められている地域であるが、現在Sinabung火山の噴火により調査が中止されている。それ以外の地域はGreen Field(未調査地)とされているが、ほとんどの地域で地表調査が始められている。地熱マスタープラン調査(2007)によれば、Sibayak、Sarulla、Merapi、Sipaholonの地熱ポテンシャルが記載されている。開発優先順位はSibayakとSarullaがAランク、MerapiがBランクとされている。フェーズ1調査(2009)においては1～4、7、8地域についての地熱資源が検討された。これらの地熱地域のほとんどはスマトラ断層沿いで火山の周辺に位置している(図4.2-1)。



表 4.2-1 北スマトラの地熱開発地域一覧表

No.	Field name	Total Potential <sup>1)</sup> (MW)	Development Priority <sup>2)</sup>	Developing Process
1	Lau Debuk-Debuk/ Sibayak	40	A	Operation
2	Sarulla-1 Sarulla-2	630	A	Development
3	Sorik-Merapi	100	B	Tender
4	Sipaholon	50	L	Tender
5	Sinabung	ND (40) <sup>3)</sup>	N	exploration
6	Dolok Marawa	-	-	Green Field (API NEWS, 2010)
7	Pusuk Bukit-Danau Toba	ND	N	
8	Simbolon-Samosir	ND	N	
9	Pagaran	-	-	
10	Sibubuhan	-	-	

1) Total Potential, : 地熱マスタープラン調査(2007)

2) Development Priority : 地熱マスタープラン調査(2007)

A: Existing Power Plant or Existing Expansion/ Development Plan

B: High Possibility of Existing Geothermal reservoir

L: Low Possibility of Existing Geothermal reseivor

N: Not Enough Data for Evaluation

3) PGE による推定資源量



- 1: Lau Debuk-Debuk/ Sibayak, 2: Sarulla-1/ Sarulla-2, 3: S. Merapi, 4: Sipaholon,  
 5: Sinabung, 6: Dolok Marawa, 7: Pusuk Bukit-Danau Toba, 8: Simbolon-Samosir,  
 9: Pagaran, 10: Sibubuhan

図 4.2-1 地熱開発地域位置図

(3) 北スマトラの地質概要

スマトラ島はジャワ島、バリ島、フローレス島まで繋がる弧状列島の一つで、インド・オーストラリアプレートがスンダプレートに衝突・沈み込んでいる。このプレートは移動方向が北北東であるためにスマトラ島西岸付近に右横ズレのスマトラ断層が生じている。このスマトラ断層に伴うプリアパート盆地が地熱資源の賦存に適した構造を形成しており、スマトラ島における地熱貯留層は火山山麓とプリアパート盆地に分布している。スマトラ島はプリアパート盆地が存在する分だけ通常の火山帯より地熱貯留層が多い(村岡他, 2007)。本地域周辺のスマトラ断層とプリアパート盆地の分布を図 4.2-2、図 4.2-3 に示す。

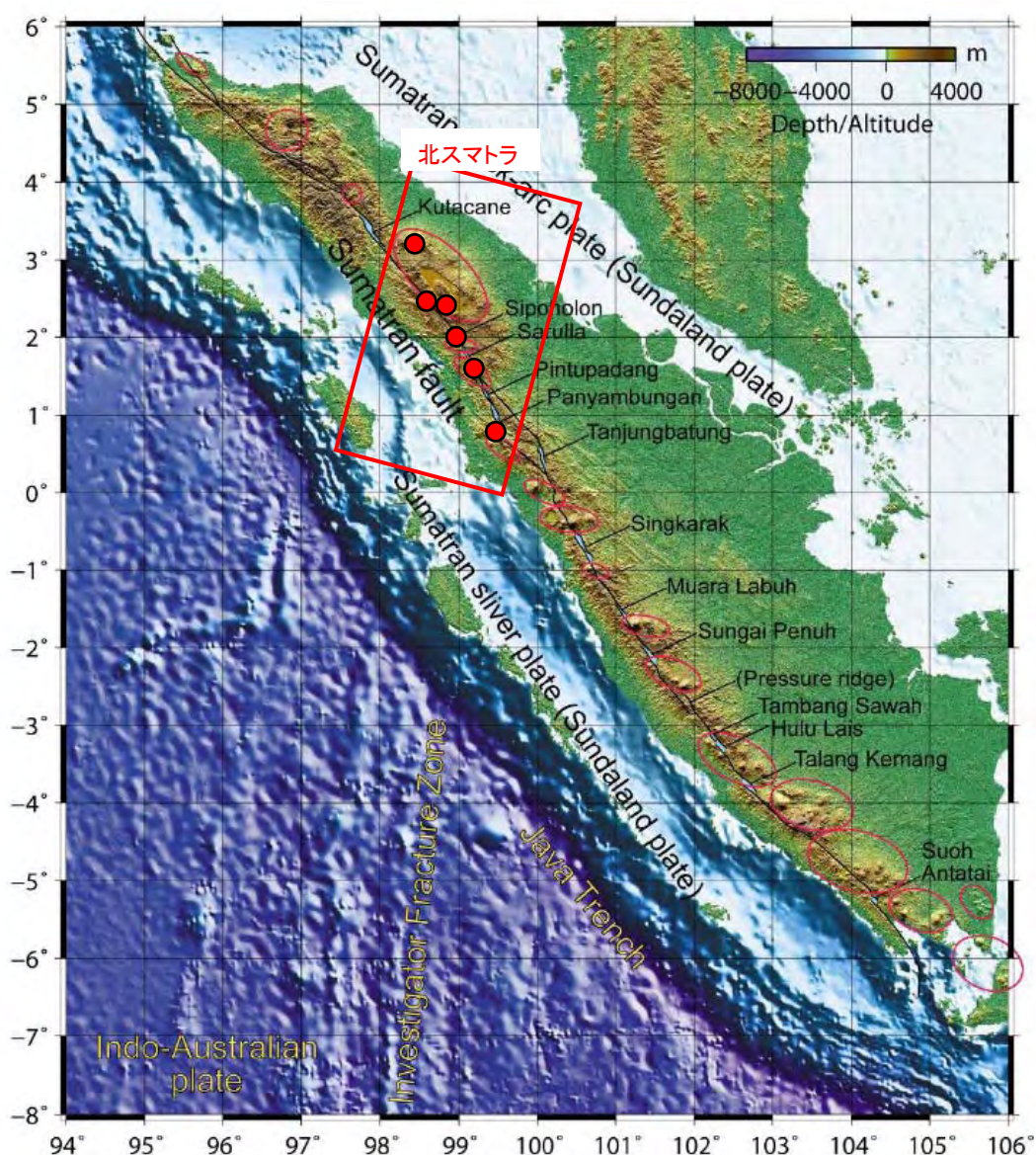


図 4.2-2 スマトラ断層沿いのプリアパート盆地等の分布 (Muraoka et al., 2010)

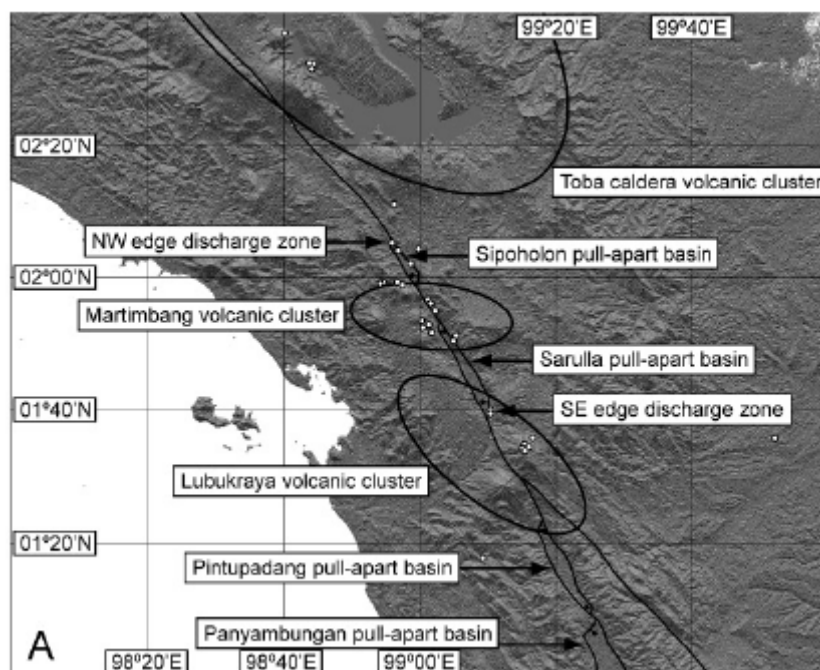


図 4.2-3 Sarulla 周辺のプルアパート盆地等の分布 (Muraoka et al., 2010)

北スマトラ南西部のスマトラ断層沿いには Sinpoholon プルアパート盆地と Sarulla プルアパート盆地が分布している。さらに、これらの地域の北側にはトバカルデラが分布している。カルデラは 100km×35km と巨大なもので、74,000 年前に形成されたとされている。トバカルデラの北端には Sibayak、Sinabung の地熱地帯が存在する。

#### (4) 地熱地域概要

##### (a) Sibayak (Lau Debuk-Debuk / Sibayak)

本地域は Medan 市南西約 50km の Singit カルデラに位置している。このカルデラ内には Mt. Sibayak (2,090m)、Mt. Pintau (2,212m)、Mt. Pratektekan (1,844m) の火山がある。カルデラ構造は NW-SE 方向に伸張し NW-SE 系、NE-SW 系の断層が発達し、カルデラ内の火山は NE-SW 系の構造に規制されている。地熱徴候は Mt. Sibayak と Mt. Pratektekan の間の高標高地点まで分布しており、活発な上昇流が生じている地域と推定される。地熱開発地点は Mt. Sibayak の南側である (図 4.2-4)。

本地域では 1991 年から開発が行われ、1996 年に 2MW の地熱発電所が運転開始された。その後 5MW×2 の増設が行われ 12MW となった。坑井は 3 坑井基地から 10 坑井掘削されており、40MW の地熱発電のための蒸気供給が可能と見られている。調査坑井及び生産井の出力は 2~6MW/well とされている(Supriyanto et al., 2005)。開発計画で

は 2012 年までに 7.5MW 拡張し、2014 年には 19.5MW とされているが、今後の拡張のために、隣接する Sinabung 地熱徴候地での調査が計画されている(Surya Darama et al., 2010)。本地域では拡張のための坑井掘削は 2011 年に予定されている。RUPTL2010 には開発計画は記載されていない。

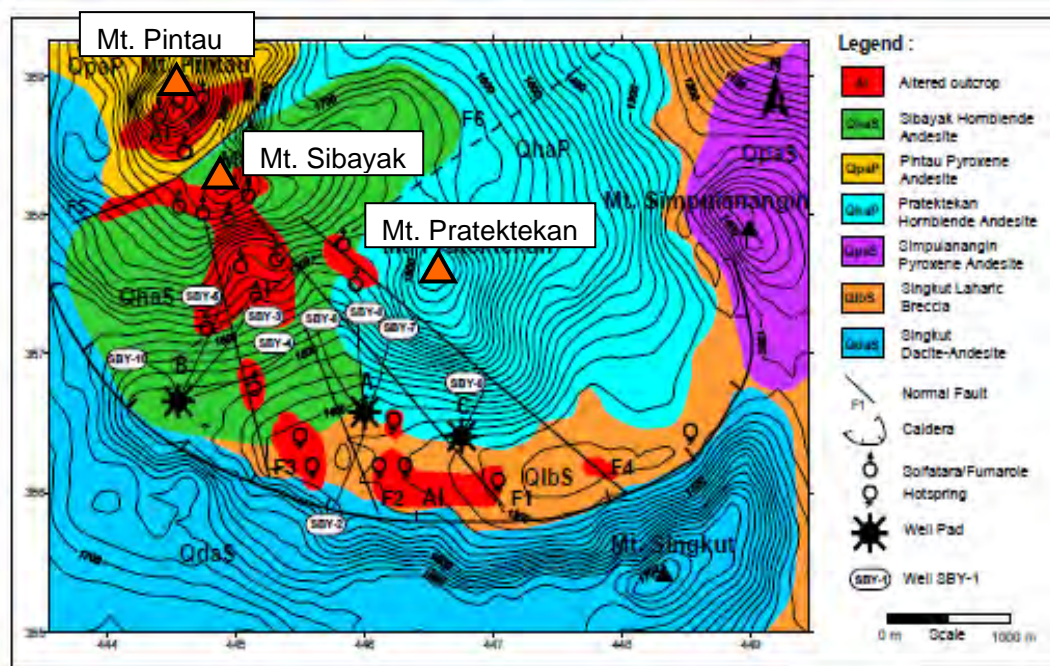


図 4.2-4 Sibayak 地域の地質・変質分布及び坑井基地 (Daud et al., 2001)

(b) Sarulla (Sarulla-1 / Sarulla-2)

1) 地域概要

Sarulla 地熱地域は Tarutung 市南東約 10km の地点を北西端とする長さ約 60km、幅 15km の Sarulla 地溝内に位置する。Sarulla 地溝は、大スマトラ断層の活動によって生じたプルーアパート盆地であり、北から 4 地域に区分されているが、3 地域 (Namora-I-Langit、Silangkitang、Sibualbuali) において地熱開発調査が行われている (図 4.2-5、図 4.2-6)。

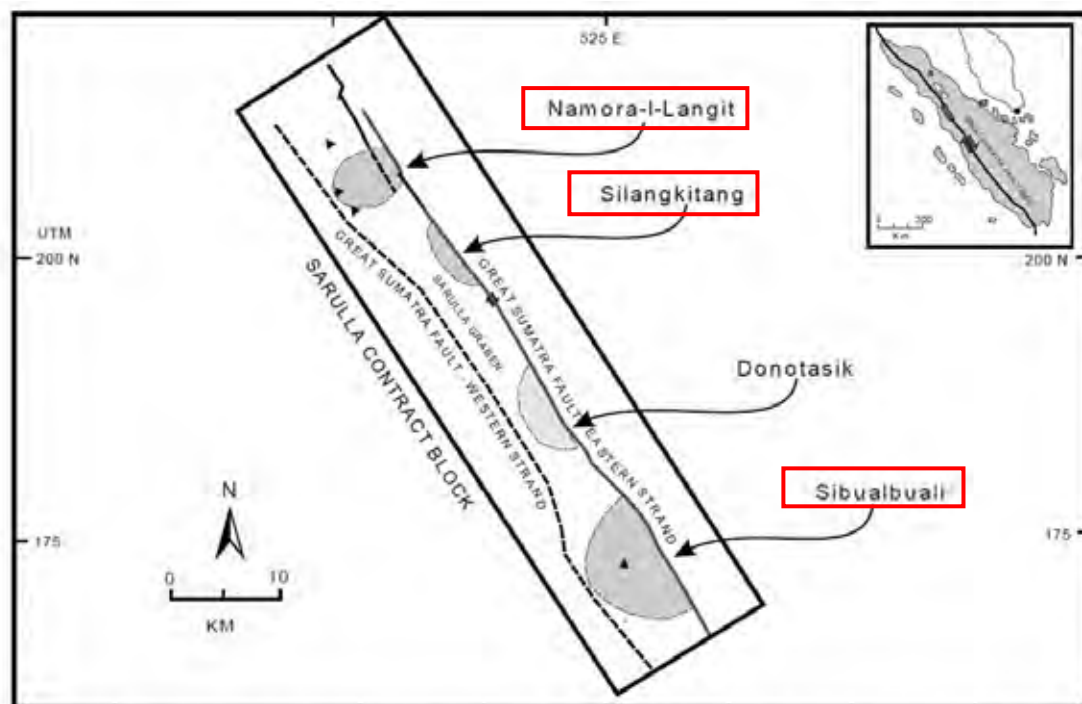


図 4.2-5 Sarulla 地域の地熱開発地域位置図(Gunderson, 2000)

## 2) 開発経緯

1993年から1997年にかけて UNSG (Unocal North Sumatra Geothermal Ltd.)により3地域において13本の坑井が掘削された(図4.2-7)。1998年の経済危機により開発は中断し、2004年 PLN に譲渡し撤退、現在は Medco Power (37.25%)、伊藤忠 (25%)、九州電力 (25%)、ORMAT (12.75%) による consortium により開発が進められている。フェーズ1調査(2009)では、 $\phi$  4.642/kWh の売電価格は採算が合わないため検討中という情報であったが、WGC2010 (World Geothermal Congress; April 25, 2010)において PLN と  $\phi$  6.79/kWh で契約された。本地域の開発権は4地域すべてを含むもので、Sarulla-1 の 330MW の開発以降も開発が進めば PLN に売電される予定である。

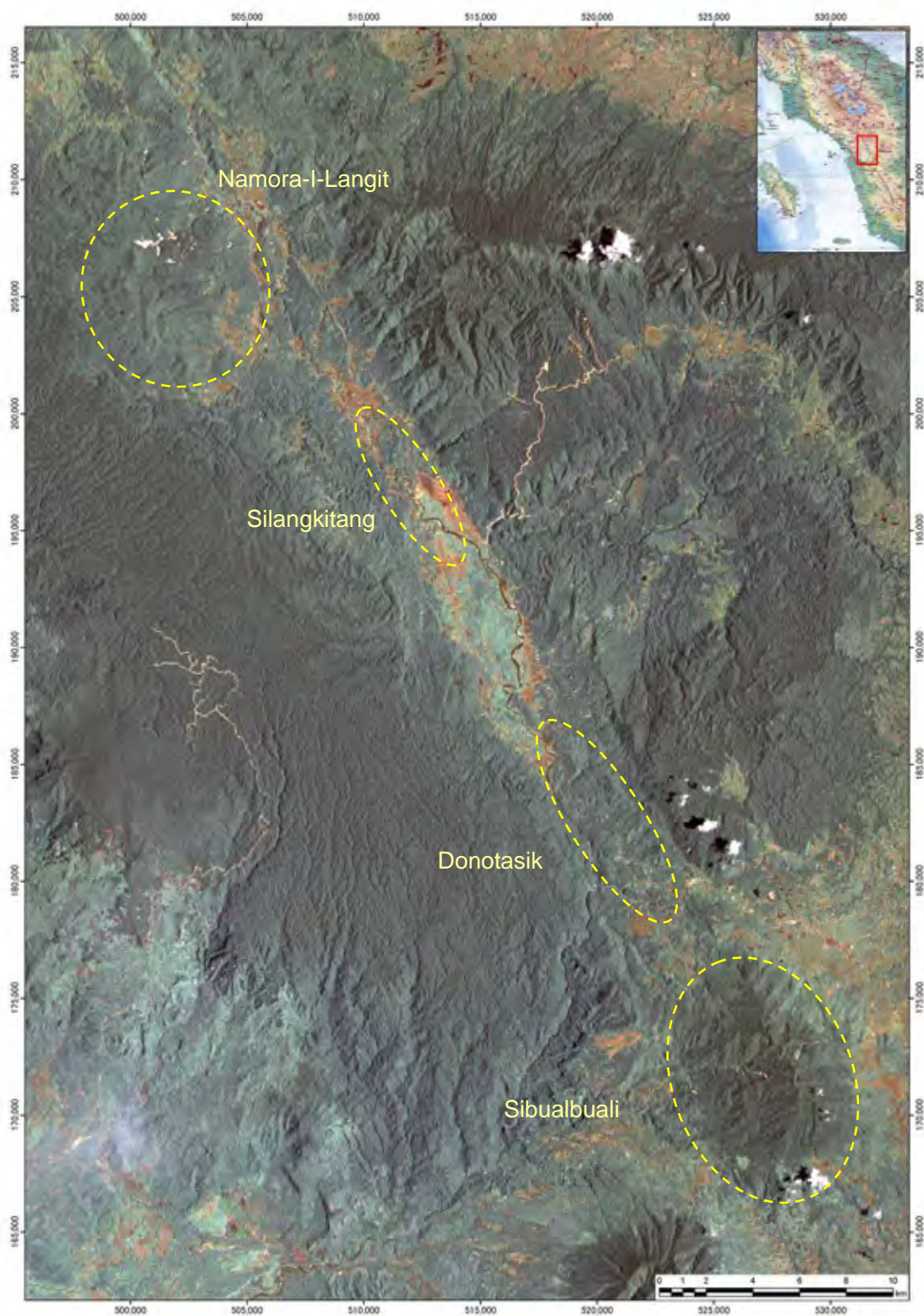
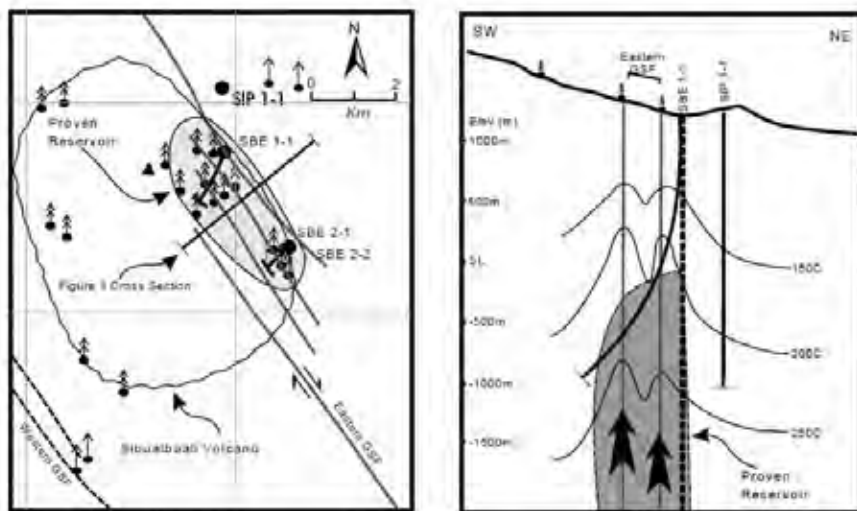
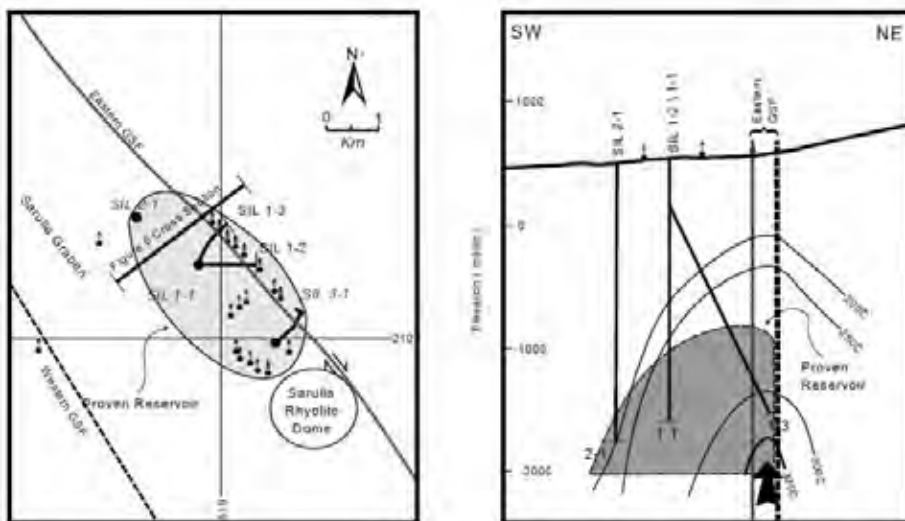


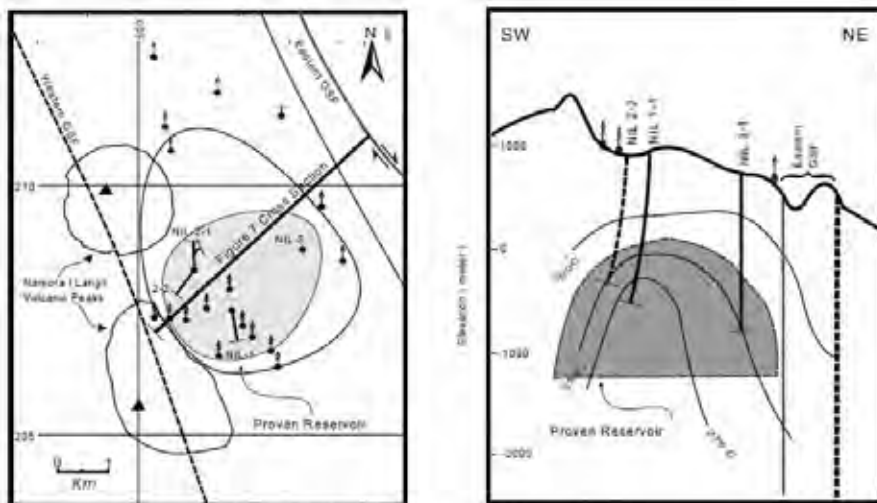
図 4.2-6 Sarulla 地域のランドサット画像



A: Sibualbuali 地域 (平面図, 断面図)



B: Silangkitang 地域 (平面図, 断面図)



C: Namora-I-Laungit 地域 (平面図, 断面図)

図 4.2-7 Sarulla 地域の地熱構造 (Gunderson, 2000)



3) 開発状況

Surya Darama et al. (2010) によれば、現在までに3地域において13坑井が掘削されている。F/Sが実施され、初期のSilangkitangとNILにおける330MWの開発プログラムが作成されている。地熱マスタープラン調査(2007)による最終的な地熱ポテンシャルは630MWである。現在得られている蒸気はNILにおいて46MW相当、Silangkitangにおいて80MW相当で合計126MWである(表4.2-2)。Silangkitangでは50MW相当の噴出量の坑井(SIL1-3)が報告されているが、今後開発容量を達成するためには相当量の坑井掘削が必要となると推定される。

現在のSarulla-1では北側のNILとSilangkitangにおいて330MWが計画されている。続くSarulla-2の開発はステップを踏んで確認しながら進められ、330MW以上については今後計画される。RUPTL2010には2014年までにSarulla-1の330MW、2014年にSarulla-2の110MWが計画されているが、現在の進捗では開発は遅れる見込みである。

表 4.2-2 Sarulla 地熱地域地熱資源量評価概要

Sarulla	Name*	Remark	Depth	Temp.	Generating Capacity (MW)	Resource Potential (MW)	Restricted by National Park & Power Demand (MW)	Steam Available (MW)	Proven Reserve (MW)	Potential (MW)
1 Namora-I-Langit	NIL1-1 (P)		1333-1722m	>260°C, max. 276°C	210			46	210	965
	NIL2-1 (P)	WHP: 5MPa								
	NIL2-2 (P)									
	NIL3-1 (I)									
2 Silangkitang	SIL1-1 (I)		2031-2330m	max. 310°C	80	660	630	80	100	395
	SIL1-2 (P)									
	SIL1-3 (P)	50MW								
	SIL2-1 (I)									
	SIL3-1 (I)									
3 Sibualbuali	SIP1-1		1266-2439m	218-248°C, max. 267°C	40			-	20	90
	SBE1-1									
	SBE2-1									
	SBE2-2									
Total					330	660	630	126	330	1450
Reference	1					2		3		

Name \*) P: Production well, I: Injection well  
 Reference 1) JICA(2009) Phase1 Report & Gunderson et al. (2000)  
 2) JICA(2007) MP Report  
 3) Surya Darama et al. (2010)

## (c) Merapi (Sorik-Merapi)

本地域は北スマトラ州の南端部に位置し、大スマトラ断層上の S-Merapi 火山の東側～北側山麓に分布する。地熱マスタープラン調査（2007）によれば、本地域では詳細な地表調査が実施され、地化学温度によれば貯留層温度は高いと推定されるが、深部調査井は掘削されていない。本地域では大規模な地熱貯留層の存在が推定され、地熱開発ポテンシャルは 500MW であるが、国立公園の規制を受け開発可能ポテンシャルは 100MW である。現在、地熱開発権の入札が行われており開発権者は近々決定する見込みである。

## (d) Sipaholon (Sipaholon-Tarutung)

本地域は Toba 湖の南東約 40km、大スマトラ断層沿いの Tarutung 地溝北西端のプルアパート盆地に位置する（図 4.2-8）。この盆地は Sarulla 地域の北側に位置し、温泉及び自然噴気が北西－南東方向の断層沿いに分布している。地熱マスタープラン調査（2007）によれば、地熱貯留層温度は地化学温度より 170℃以上と推定されるが、まだ本格的な調査は実施されていない。地熱開発ポテンシャルは 50MW とされている。地域内に極小規模の保護林が存在するだけで、国立公園の設定はない。現在、地熱開発権の入札が行われている。

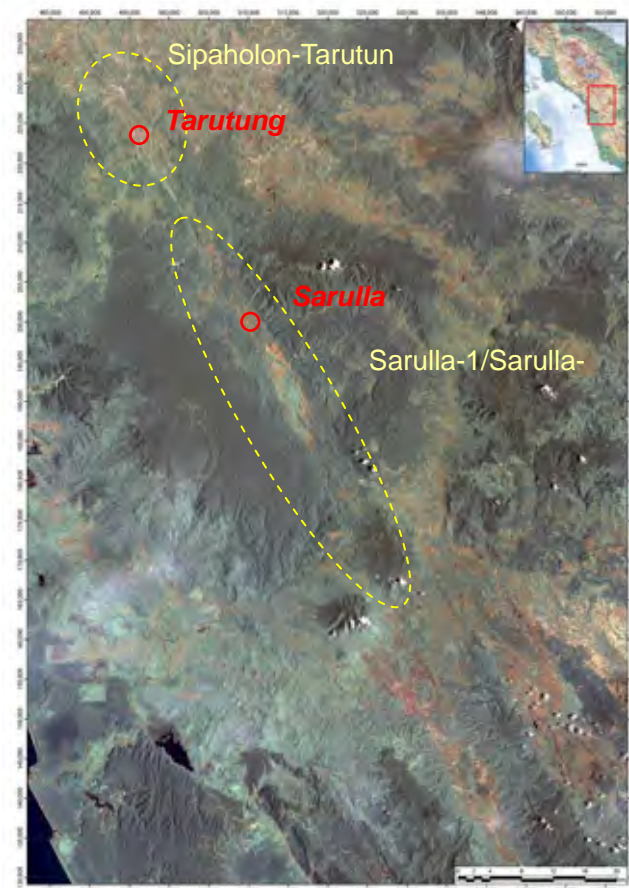


図 4.2-8 Sarulla – Sipaholon 地域のランドサット画像

## (e) Sinabung

本地域は Sibayak の西側に隣接する地域で Sinabung 火山があり、この火山は 2010 年 8 月に噴火した。本地域では PGE が地熱調査を行っていたが、噴火により中断している。Sibayak、Sinabung とともに、トバカルデラの外輪山に相当している (図 4.2-9)。Sinabung 火山は円錐形の成層火山であり、標高 2,460m である。今後は Sibayak の拡張とともに、次期開発が予定されている地域で、詳細な地表調査として地質調査、地化学調査、物理探査 (電磁探査) が実施される予定である。資源量は PGE により Sinabung と同等の 40MW と見込まれている。

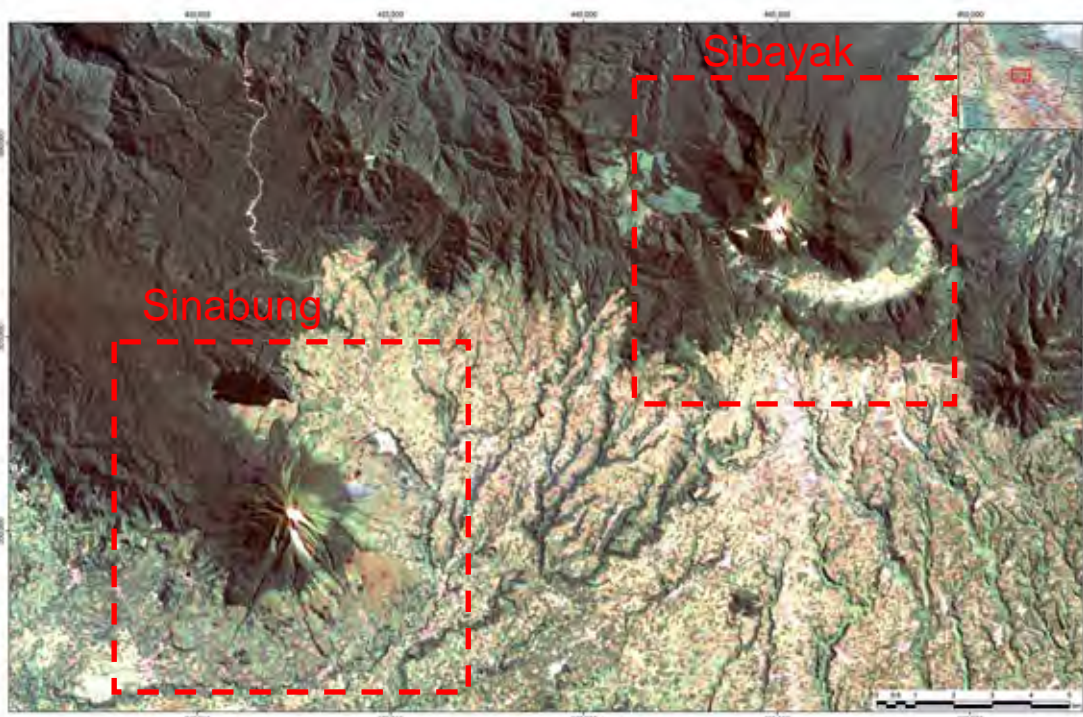


図 4.2-9 Sibayak - Sinabung 地域のランドサット画像

## (f) その他の地域

その他の地域として Dolok Marawa、Pusk Bukit-Danau Toba、Simbolon- Samosir、Pagaran、Sibubuhan が Green Field として API NEWS (2010) に記載されているが、ほとんどの地域で初期の地表調査が開始されている。

## 4.2.2 北スマトラ地域の地熱ポテンシャル

### (1) 地熱ポテンシャル

地熱マスタープラン調査（2007）ではインドネシア国内 73 地域についての地熱資源評価が実施されている。このうち北スマトラでは 6 地域（Sibayak、Sarulla、Merapi、Sipaholon、Pusuk Bukit-Danau Toba、Simbolon-Samosir）の評価が実施された。フェーズ 1 調査（2009）においても地熱ポテンシャルは地熱マスタープラン調査（2007）のものを用いている。本調査でもこの評価を踏襲する。

地熱マスタープラン調査（2007）では地熱貯留層の体積、温度などから総合的な地熱資源量を評価している。北スマトラにおける地熱ポテンシャルを表 4.2-3 に示す。各地熱地域における調査・開発状況は、Sibayak では地熱発電所がすでに稼動しており、拡張が計画されている。Sarulla-1(Sarulla)では坑井が掘削されて F/S が終了し開発段階にある。Sarulla-2 (Sarulla/Sibual Buali)では Pre-F/S 調査が終了している。その他の地域では地表調査が実施され、Merapi と Sipaholon では開発権の入札が実施されている。地下温度は Sibayak と Sarulla-1 で 300℃以上の高温が坑井により確認されている。Merapi では地化学温度から、地下で高温の地熱貯留層の存在が推定されている。調査時点での開発計画は、Sibayak では既開発を含めて 20MW、Sarulla-1 では 330MW である。地熱マスタープラン(2007)により 4 地域で地熱ポテンシャルが推定されており、Sibayak が 160MW、Sarulla-1/ Sarulla-2 が 660MW、Merapi が 500MW、Sipaholon が 50MW である。なお、Sinabung では PGE により 40MW が見込まれている。

表 4.2-3 北スマトラ地域地熱ポテンシャル

	Field Name	Develop. Status*	Temperature(°C)			Reservoir Existence Possibility **	Installed Capacity (MW)	Existing Develop. Plan (MW)	Possible Additional /New Capa.	Total Potential (MW)
			Surface Max.	Geot./ Reserv.	Measured @well					
1	Lau Debuk-Debuk/ Sibayak	OP	116	-	302	1	12	7.5	140	160
2	Sarulla-1	F2	101	-	310	1	0	330	330	660
	Sarulla-2	F1	72	-	267	1				
3	Sorik-Merapi	S2	119	<290	-	2	0	0	500	500
4	Sipaholon	S2	65	>170	-	Low	0	0	50	50
5	Sinabung	S1	65	-	-	NE	0	0	-	(40)***
6	Dolok Marawa	S1	-	-	-	-	0	0	-	-
7	Pusuk Bukit-Danau Toba	S1	90	<290	-	NE	0	0	-	-
8	Simbolon-Samosir	S1	91	<290	-	NE	0	0	-	-
9	Pagaran	S1	-	-	-	-	0	0	-	-
10	Sibubuhan	S1	-	-	-	-	0	0	-	-

\*Development Status  
 OP: Power plant in operation  
 F2: Feasibility syudies done  
 F1: Pre-feasibility studies done  
 S2: Detailed surface exploration done  
 S1: Local surface exploration done

\*\*Reservoir Existence Possibility  
 1: Confirmed by well  
 2: Inferred mainly by geothermometer  
 Low: Low possibility or low temp.  
 NE: Not enough data for evaluation

\*\*\* Sinabung  
 Estimated by PGE

(2) 自然公園規制

インドネシアでは、国立公園内の地熱発電開発は許可されていない。このため有望地域内に推定される地熱貯留層範囲における国立公園の占める面積割合に基づいて開発可能資源量の評価が行われている。地熱マスタープラン調査（2007）による国立公園及び保護林による規制を考慮した地熱ポテンシャルを表 4.2-4 に示す。

本地域では Sibayak は公園規制を受け、公園規制を考慮した地熱ポテンシャルは 40MW で、Sarulla は 630MW、また、Merapi は最も規制を受け 100MW とされた。Sipaholon はほとんど規制を受けずに 50MW とされた。

表 4.2-4 公園規制を考慮した地熱ポテンシャル

	Field Name	Develop. Status*	Installed Capacity (MW)	Existing Develop. Plan (MW)	Possible Additional /New Capa.	National Park in Possible Reservoir Area		Percentage of Protected Forest in Possible Reservoir Area (%)	Limit by National Park (MW)	
						Percentage in the Area (%)	Note/ Name of National Park		Possible Add./ New Capacity	Total Potential
1	Lau Debuk-Debuk/ Sibayak	OP	12	7.5	150	100	THR. Bukit Barisan	none	28	40
2	Sarulla-1	F2	0	330	330	25	western and southern part/ CA. Sibolga, CA. Sibual Bual, etc.	20	330	630
	Sarulla-2	F1								
3	Sorik-Merapi	S2	0	0	500	80	southwestern part/ SM. Batang Gadis	none	100	100
4	Sipaholon	S1	0	0	50	none	-	3	50	50
5	Sinabung	S1	0	0	(40)***	-	-	-	-	(40)***
6	Dolok Marawa	S1	0	0	-	-	-	-	-	-
7	Pusuk Bukit-Danau Toba	S1	0	0	-	none	-	75	-	-
8	Simbolon-Samosir	S1	0	0	-	none	-	10	-	-
9	Pagaran	S1	0	0	-	-	-	-	-	-
10	Sibubuhan	S1	0	0	-	-	-	-	-	-

\*Development Status  
 OP: Power plant in operation  
 F2: Feasibility studies done  
 F1: Pre-feasibility studies done  
 S2: Detailed surface exploration done  
 S1: Local surface exploration done

\*\*Reservoir Existence Possibility  
 1: Confirmed by well  
 2: Inferred mainly by geothermometer  
 Low: Low possibility or low temp.  
 NE: Not enough data for evaluation

\*\*\* Sinabung  
 Estimated by PGE

(3) 地熱ポテンシャル評価

地熱マスタープラン調査（2007）による北スマトラ地域の地熱ポテンシャル評価を表 4.2-5 に示す。この評価は地熱資源量の検討結果（開発可能容量）を前提に各地域の経済性が加味されている。収益性は Sarulla : E1 > Sibayak、Merapi : E3 > Sipaholon : E4 と評価され、総合的な開発優先順位は A が Sarulla、Sibayak、B が Merapi、L が Sipaholon と評価された。さらにフェーズ 1 調査（2009）での調査地域の評価について、優先順位は第 1 位が Sarulla-2、第 2 位が Merapi、第 3 位が Sibayak としている。

表 4.2-5 北スマトラ地域地熱ポテンシャル評価

	Field Name	Develop. Status <sup>1)</sup>	Reservoir Existence Possibility <sup>2)</sup>	Economy <sup>3)</sup>	T/L Length (km)	Installed Capacity (MW)	Existing Develop. Plan (MW)	Possible Additional /New Capa. <sup>4)</sup>	Total Potential (MW)	Development Priority <sup>5)</sup>
1	Lau Debuk-Debuk/ Sibayak	OP	1	E3	6	12	7.5	28	40	A
2	Sarulla-1	F2	1	E1	21	0	330	300	630	A
	Sarulla-2	F1								
3	Sorik-Merapi	S2	2	E3	23	0	0	100	100	B
4	Sipaholon	S2	Low	E4	19	0	0	50	50	L
5	Sinabung	S1	-	-	-	0	0	(40) <sup>6)</sup>	(40) <sup>6)</sup>	-
6	Dolok Marawa	S1	-	-	-	0	0	-	-	-
7	Pusuk Bukit-Danau Toba	S1	NE	-	-	0	0	-	-	N
8	Simbolon-Samosir	S1	NE	-	-	0	0	-	-	N
9	Pagaran	S1	-	-	-	0	0	-	-	-
10	Sibubuhan	S1	-	-	-	0	0	-	-	-

- 1) Development Status  
 OP: Power plant in operation  
 F2: Feasibility studies done  
 F1: Pre-feasibility studies done  
 S2: Detailed surface exploration done  
 S1: Local surface exploration done
- 2) Reservoir Existence Possibility  
 1: Confirmed by well  
 2: Inferred mainly by geothermometer  
 Low: Low possibility or low temp.  
 NE: Not enough data for evaluation
- 3) Economy  
 Classification of Project IRR: E1>E2>E3>E4
- 4) Possible Additional/ New Capacity: Limited by National Park
- 5) Development Priority  
 A: Existing Power Plant or Existing Expansion/ Development Plan  
 B: High Possibility of Existing Geothermal reservoir  
 L: Low Possibility of Existing Geothermal Reservoir  
 N: Not Enough Data for Evaluation
- 6) Sinabung  
 Estimated by PGE

## 4.3 水力発電

### 4.3.1 北スマトラの水力資源概要

2009年のフェーズ1調査で実施した有望水力ポテンシャル地点の抽出は、1999年にPT.PLNが実施した包蔵水力調査「Hydro Inventory and Pre-Feasibility Study」に基づいて行っている。この包蔵水力調査では、インドネシア全土の水力ポテンシャル地点を対象に3次のスクリーニングを実施、計17地点を北スマトラ系統域において抽出している。同調査では、この包蔵水力調査で抽出された17地点のうち、建設が完了した2地点を除いた15地点について、自然・社会環境を考慮の上、発電原価、開発容量を基に有望案件4件を選定している。本調査では上記の包蔵水力調査資料に新しい資料を加え、さらに現地調査で得た情報および資料に基づいて、水力発電ポテンシャルの確認をおこなった。

本項では確認された水力発電ポテンシャル位置を図4.3-1に、また、各地点の水力開発計画の概要を紹介する。なお、本調査で使用した主な資料は以下のとおりである。

- ・「北スマトラ電力開発にかかる協力可能性検討調査（JICA 2009年9月）」  
本件調査の前年に行われたフェーズ1調査
- ・「JICA 環境社会配慮助言委員会ワーキンググループ資料」  
現在、JICAで実施中の「インドネシア国 水力開発マスタープラン調査」（以下、水力マスタープラン）で抽出された8案件に対し、2010年7月にJICAにて行われた環境社会配慮に対する委員会の助言案作成資料。JICA ホームページで公開済
- ・「Hydro Inventory and Pre-Feasibility Studies」調査報告書  
1999年世界銀行支援のもと、PT.PLNにて実施したインドネシア全土を対象とした包蔵水力調査報告書で、本調査では1997年発行されたInventory Studyの調査結果をまとめた中間報告書並びに1999年に発行された最終報告のExecutive Summaryを使用
- ・「Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2010-2019」（RUPTL）  
PT.PLNでは毎年、今後10年間の開発計画を策定し「Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik」として公表、現行のRUPTLは2010年7月発行のもので、2010年から2019年までのインドネシア国内の各PT.PLN支店（WILAYAH）毎の電力需給計画、電源・送電網開発計画を記載

- ・「RAISAN NO.3 & 4 HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT IN NORTH SUMATRA (June 2004)」  
北スマトラ州南部に位置し、東電設計(株)は 2004 年に PT.PLN の協力をもとに初期調査(Reconnaissance Study)を実施。
- ・「FEASIBILITY STUDY ON WAMPU HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT (December 1992)」  
北スマトラ州の州都メダンの南東に位置し、1992 年に JICA F/S が実施。



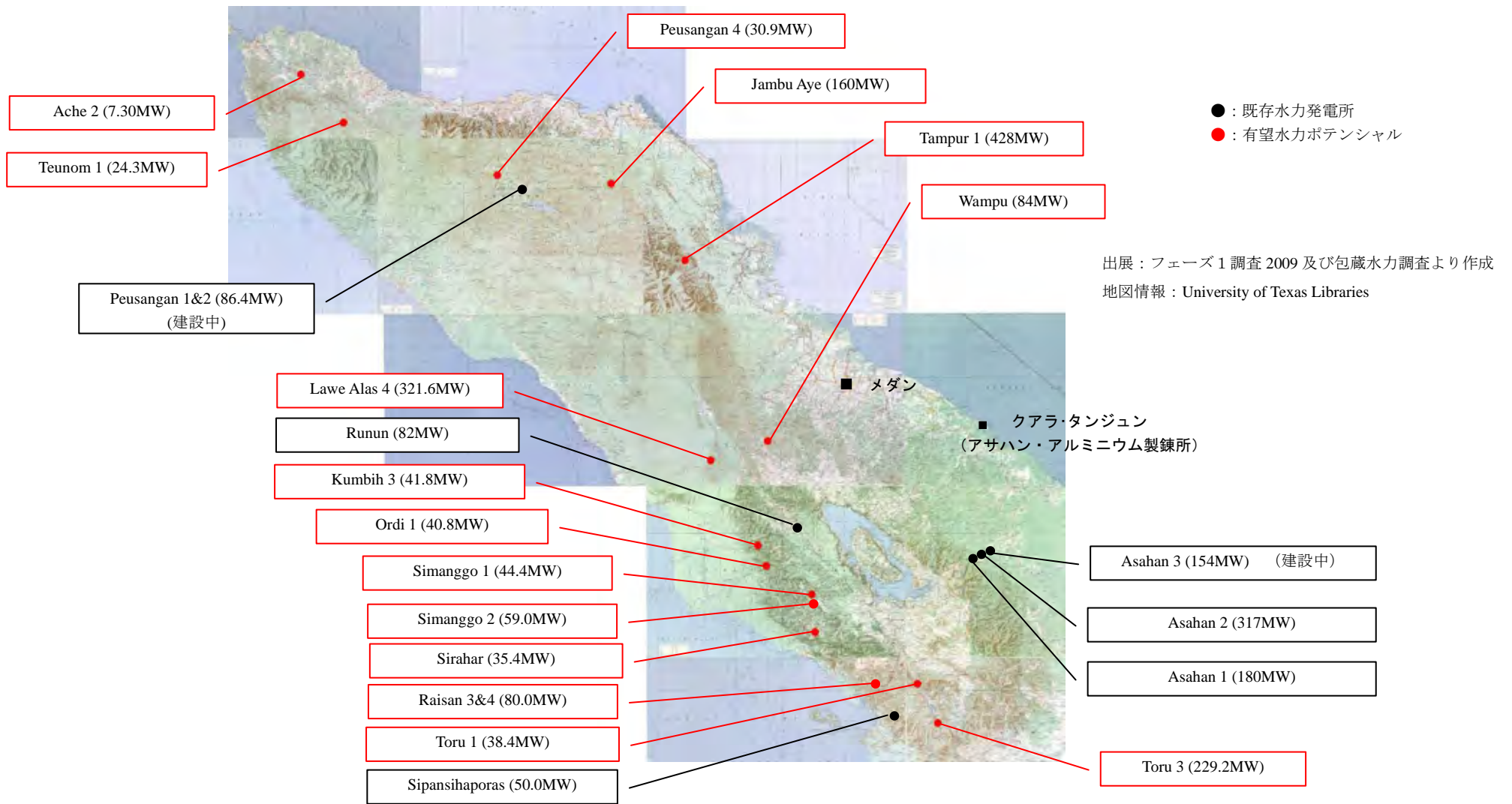


図 4.3-1 水力有望ポテンシャルサイト位置図

(1) Asahan-1 地点

本地点は北スマトラ州中部のトバ湖から北東に流下する Asahan 川に位置し、1983 年に建設されたアサハン第 2 発電所（タンガ・シグラグラ発電所）の上流部に計画された流れ込み式発電所である。Asahan 川は標高約 900m に位置するトバ湖からの唯一の流出河川であり、トバ湖を天然の貯水池に見立てた水力開発の優良河川である。本発電所は平均流量  $107.5\text{m}^3/\text{s}$  の河川水を約 170m の落差を利用して最大出力 180MW、年間 1,360GWh の電力を得るものである。インドネシアの IPP 事業者 PT. Bajradaya Nusantara がメインコントラクターを中国企業 China Gezhouba Group Corporation として 2006 年 6 月に着工し、2010 年 8 月 30 日に竣工式が行われ、発電運転が開始した。

表 4.3-1 Asahan-1 地点計画諸元

位置	北スマトラ州
発電方式	流れ込み式
最大出力	180MW
年間発生電力量	1,360GWh
稼働率	86.3%
建設費	263.0 million USD

出展：包蔵水力調査より作成

(2) Asahan-3

本地点は Asahan-1 同様に Asahan 川に計画されている流れ込み式水力発電所であり、アサハン第 2 発電所の下流に位置する。本地点は Asahan 川から最大  $100\text{m}^3/\text{s}$  を取水し、有効落差 181.1m を利用して最大出力 154MW、年間 1,286GWh の電力を得るものである。取水地点の流域面積は  $3,840\text{km}^2$  を有し、流域での平均降水量 1,700mm、取水地点での年間平均流量も  $98.8\text{m}^3/\text{s}$  を有することから安定した電力供給が可能である。取水ダムは堤高 6.6m、堤頂長 55.0m のコンクリート重力式ダムで比較的小規模である。これより発電所近傍に設けられるサージタンクまで 0.3km のボックスカルバート、3.1km の開水路、6.4km の水路トンネル（内径 6.4m）にて Asahan 川左岸の山岳を經過し、これより地下埋設式の延長 388.5m の水圧管路にて地上式発電所まで導水する。総工事費は 404.4 Million USD で kW 当りの建設費は 2,623 USD/kW と想定される。

本計画は、当初貯水池式発電所として高さ 129m のダムを構築し 400MW の電力を得る計画で 1987 年に D/D が実施されたが、1987 年当時で約 866 百万 US ドルに及ぶ建設費の工面と、貯水池による住民移転の問題により計画が頓挫していた。その後、PLN は流

れ込み式発電方式に計画を変更し 2004 年に変更計画による F/S を実施した。その後、2010 年 6 月に北スマトラ州政府により建設計画の承認が下され、円借款による建設が開始される予定である。

表 4.3-2 Asahan-3 地点計画諸元

計画諸元	地点位置	州	北スマトラ州
		水系／河川名	Aek Asahan / Aek Asahan
	水文諸元	流域面積	3,840 km <sup>2</sup>
		年間平均流量	98.80 m <sup>3</sup> /s
		年間平均降水量	1,700 mm
	発電諸元	発電方式	流れ込み式
		最大出力	154.0 MW
		最大使用水量	100.0 m <sup>3</sup> /s
		総落差	193.70 m
		有効落差	181.10 m
		年間発電電力量	1,286 GWh
		一次電力量	—
		二次電力量	—
稼働率	95.3%		
設備諸元	取水堰	取水位	EL. 266.6 m
		最低水位	EL. 260.45 m
		堰形式	コンクリート重力式
		堤高	6.60 m
		堤頂長	55.00 m
		設計洪水流量	1,500 m <sup>3</sup> /s
	導水路	形式	ボックスカルバート：305.0m 開水路：3,068.2m 圧力トンネル：6,409.4m
		断面形状	ボックスカルバート：矩形 開水路：台形 圧力トンネル：円形
		内径（幅）	ボックスカルバート：B5.5 m×H7.4 m 開水路：B2.9 m×H5.22 m 圧力トンネル：6.4 m
	サージタンク ／ヘッドタンク	形式	制水口サージタンク
		高さ	74.0 m
		内径	14.0 m
	水圧管路	形式	地下式
		延長	388.5 m
		内径	平均 5.4 m
	放水路	形式	開渠
		長さ	—
		幅	—
		放水位	72.9 m
	発電所	形式	—
	水車	形式	縦軸フランシス水車
		台数	2 基
	送電線	送電電圧	150 kV
		送電線距離	143.0 km

経済性	総建設費	404.4 million USD
	kW 当り建設費	2,623 USD / kW
	kWh 当り建設費	—
	既存調査	1982 年 F/S 実施 1987 年 D/D 実施 2004 年 F/S 見直し

出展："Feasibility Study for Reviewed Design" Asahan No.3 Hydroelectric Power Project in North Sumatra Province, July 2004, PT.PLN

※「—」の項目は該当無し、またはデータ無し

(3) Tampur-1

本地点はアチェ州の中部山岳地に位置し、年間降水量が比較的多く 2,580mm に達する。ダム地点の Tampur 川の流域面積は 2,030 km<sup>2</sup> と十分な流域を有し、平均河川流量も 108m<sup>3</sup>/s と豊富な水量に恵まれており水力発電地点として開発に適した地点である。ダム築造により得られる有効落差 160.6m と有効貯水容量 697.4 million m<sup>3</sup> を利用して出力 428.0MW, 年間発生電力量 1,214.3GWh を得る。年間発生電力量 1,214.3GWh のうち 1 次電力は 927.6GWh、2 次電力は 286.7GWh で 1 次電力が 3/4 を占める。発電所の最大使用水量は約 330.0m<sup>3</sup>/s で数時間のピーク運転が可能である。ダムは堤高 173.5m、堤頂長 472.0m のロックフィルダムである。水路は導水路 650.0m (内径 6.7m) および水圧鉄管 380.0m (内径 3.4~5.6m) からなり、地上式の発電所に繋がれる。建設費は 704.5 million US\$, kW 当たりの建設費は 1,646 USD/kW と想定されている。

本地点は水量に恵まれた有望な開発地点であるが、貯水池湛水面積が約 41km<sup>2</sup> の大貯水池であり、200 人以上の住民移転と自然林の水没が発生することから、プロジェクト実施により社会・環境面への影響は非常に大きい。このため、1993 年に ADB は環境影響調査と F/S のレビューを実施し、貯水池最高水位を 20m 下げ、貯水池による水没エリアを少なくする設備出力 330MW の計画に変更した。今後、この計画に沿ったプロジェクトの実施可能性について詳細な自然・社会環境調査が望まれる。

表 4.3-3 Tampur-1 地点計画諸元

計画諸元	位置	州	アチェ州
		水系/河川名	Sei Taming/ Sie Tampur
	水文諸元	流域面積	2,030 km <sup>2</sup>
		年間平均流量	108.00 m <sup>3</sup> /s
		年間平均降水量	2,580.0 mm
	発電諸元	発電方式	貯水池式
		最大出力	428.0 MW
		最大使用水量	329.6 m <sup>3</sup> /s
		総落差	169.80 m
		有効落差	160.60 m
年間発電電力量	1,214.3 GWh		

		一次電力量	927.6 GWh
		二次電力量	286.7 GWh
		稼働率	32.4%
設備諸元	貯水池	常時満水位	EL. 280.0 m
		最低水位	EL. 261.5 m
		湛水面積	40.9 km <sup>2</sup>
		総貯水容量	2,759.1×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
		有効貯水容量	697.4×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
	ダム	ダム形式	ロックフィルダム
		堤高	173.50 m
		堤頂長	472.00 m
		設計洪水流量	4,308.0 m <sup>3</sup> /s
	導水路	形式	圧力トンネル
		延長	650.0 m
		断面形状	円形
		内径 (幅)	6.70 m
	サージタンク ／ヘッドタンク	形式	制水口サージタンク
		高さ	48.70 m
		内径	13.00 m
	水圧管路	形式	地下式
		延長	380.0 m
		内径	3.4 m ~ 5.6 m
	放水路	形式	開渠
長さ		—	
幅		—	
放水位		108.95 m	
発電所	形式	地上式	
水車	形式	縦軸フランシス水車	
	台数	4 基	
送電線	送電電圧	150 kV	
	送電線距離	167.0 km	
経済性	総建設費	704.5 million USD	
	kW 当り建設費	1,646 USD/kW	
	kWh 当り建設費	0.580 USD/kWh	
	既存調査	1984 年 F/S 実施	

出展：計画・設備諸元はフェーズ1調査2009より転記（一部修正）。経済性のうち、総建設費は包蔵水力調査より記載し、作成。

※「—」の項目は該当無し、またはデータ無し

#### (4) Wampu

本地点はトバ湖の北西を流下する Wampu 川本流に位置する流れ込み式の発電計画である。Wampu 川最上流部に取水ダムを設け、これより、35.0m<sup>3</sup>/s の河川水を取水、導水トンネル及び水圧管路を経て、有効落差 276.4m を得て発電する計画で、発電後は Wampu 川へ放流する。最大出力は 84.0MW、年間発生電力量 475.3GWh を発生させ、発電後の電力は 61km の送電線により北スマトラ系統へ供給する計画である。

取水地点の流域面積は 959km<sup>2</sup> を有し、流域での平均降水量 1,500mm、取水地点での年間平均流量も 30.5m<sup>3</sup>/s を有することから安定した電力供給が可能である。取水ダムは堤高 14.5m、堤頂長 68.0mのコンクリート重力式ダムで比較的小規模である。これより発電所まで 17.8km の水路トンネル（内径 4.2m）にてワンプー川右岸の山岳を經過し、水槽まで接続、これより地上式の延長 555mの水圧管路にて半地下式発電所まで導水する。総工事費は 127.2 million USD で kW 当りの建設費は 1,514USD/kW と想定される。

本地点は大規模な貯水池を持たない流れ込み式の計画で地域の自然・社会環境へ大規模な影響をもたらす計画ではない。しかし、一部アクセス道路及び送電線経過地が Gunung Leuser 国立公園に位置する可能性があり、計画が中断している。開発を促進するためには詳細な自然・社会環境の調査と開発計画の見直しが望まれる。

表 4.3-4 Wampu 地点計画諸元

	地点位置	州	北スマトラ州	
			水系／河川名	Sei Wampu/ Sie Wampu
計画諸元	水文諸元	流域面積	959 km <sup>2</sup>	
		年間平均流量	30.50 m <sup>3</sup> /s	
		年間平均降水量	1,500.0 mm	
	発電諸元	発電方式	流れ込み式	
最大出力		84.0 MW		
最大使用水量		35.0 m <sup>3</sup> /s		
総落差		303.50 m		
有効落差		276.40 m		
年間発電電力量		475.3 GWh		
一次電力量		232.5 GWh		
二次電力量		242.8 GWh		
	稼働率	64.6%		
設備諸元	取水堰	取水位	EL. 528.0 m	
		最低水位	EL. 514.5 m	
		堰形式	コンクリート重力式	
		堤高	14.50 m	
		堤頂長	68.00 m	
		設計洪水流量	940.0 m <sup>3</sup> /s	
	導水路	形式	無圧トンネル	
		延長	17,760.0 m	
		断面形状	馬蹄形	
		内径（幅）	4.20 m	
	サージタンク／ヘッドタンク	形式	ヘッドタンク	
		長さ	50.00 m	
		幅	15.00 m	
	水圧管路	形式	地上式	
		延長	555.0 m	
		内径	2.6 m ～ 3.8 m	
	放水路	形式	開渠	
		長さ	—	
		幅	—	

	放水位	219.00 m	
	発電所	形式 半地下式	
	水車	形式	縦軸フランシス水車
		台数	2 基
	送電線	送電電圧	150 kV
送電線距離		61.0 km	
経済性	総建設費	127.2 million USD	
	kW 当り建設費	1,514 USD/kW	
	kWh 当り建設費	0.268 USD/kWh	
	既存調査	1992 年 F/S 実施	

出展：計画・設備諸元はフェーズ1調査2009より転記（一部修正）。経済性のうち、総建設費は包蔵水力調査より記載し、作成。

※「-」の項目は該当無し、またはデータ無し

(5) Lawe Alas-4

本計画はアチェ州の南部、北スマトラ州との州境に位置し、アチェ州の南西部を南東に流下する Krueng Singkel 川水系 Lawe Alas 川の中流域に計画する貯水池式の発電計画である。ダム地点での集水面積は 5,705km<sup>2</sup>あり、流域内の年間平均降水量も 2,270mm、ダム地点での河川平均流量も 270m<sup>3</sup>/s と豊富で、水力地点として開発に恵まれた条件を持つ。一方、貯水池面積は 20km<sup>2</sup>を越えると思われ、Gunung Leuser 国立公園に位置する可能性もあり、社会・自然環境への配慮、計画の見直しが必要と思われる。

ダムは堤高 110m、堤頂長 180mのロックフィルダムで、これより最大使用水量 369.8m<sup>3</sup>/s を取水、延長 750mの圧力導水路（内径 7.3m）並びに延長 350mの水圧管路（内径 6.3 m）にて下流の地上式発電所まで導水することにより、有効落差 105.7mを得て、最大出力 321.6MW、年間発生電力量 1,549.1GWh を発電する計画である。総工事費は 473.3 million USD と見積もられ、kW 当りの建設費は 1,472USD/kW と想定される。

表 4.3-5 Lawe Alas-4 地点計画諸元

	位置	州	アチェ州
		水系/河川名	Krueng Singkil / Lawe Alas
水文諸元		流域面積	5,705 km <sup>2</sup>
		年間平均流量	270.00 m <sup>3</sup> /s
		年間平均降水量	2,270.0 mm
計画諸元	発電諸元	発電方式	貯水池式
		最大出力	321.6 MW
		最大使用水量	369.8 m <sup>3</sup> /s
		総落差	—
		有効落差	105.70 m
		年間発電電力量	1,549.1 GWh
		一次電力量	1,408.7 GWh
		二次電力量	140.4 GWh
	稼働率	55.0%	

設備諸元	貯水池	常時満水位	EL. 150.00 m
		最低水位	EL. 122.51 m
		湛水面積	—
		総貯水容量	$1,360.0 \times 10^6 \text{ m}^3$
		有効貯水容量	$586.51 \times 10^6 \text{ m}^3$
	ダム	ダム形式	ロックフィルダム
		堤高	110.00 m
		堤頂長	180.00 m
		設計洪水流量	$5,100.0 \text{ m}^3/\text{s}$
	導水路	形式	圧力トンネル
		延長	750.0 m
		断面形状	円形
		内径 (幅)	7.32 m
	サージタンク /ヘッドタンク	形式	制水口サージタンク
		高さ	—
		内径	—
	水圧管路	形式	地下式
		延長	350.0 m
		内径	6.32 m
	放水路	形式	開渠
長さ		—	
幅		—	
放水位		32.63 m	
発電所	形式	地上式	
水車	形式	縦軸フランシス水車	
	台数	4基	
送電線	送電電圧	150 kV	
	送電線距離	75.0 km	
経済性	総建設費	473.3 million USD	
	kW 当り建設費	1,472 USD/kW	
	kWh 当り建設費	0.306 USD/kWh	
	既存調査	1987年 Pre-F/S 実施	

出展：計画・設備諸元はフェーズ1調査2009より転記（一部修正）。経済性のうち、総建設費は包蔵水力調査より記載し、作成。

※「—」の項目は該当無し、またはデータ無し

(6) Toru-1

本地点は北スマトラを貫くバリサン山脈と平行に流れる Batang Toru 川本流の中流域に位置する流れ込み式の発電計画である。取水ダム地点での流域面積は  $1,013\text{km}^2$  あり、流域内の年間平均降雨量も  $2,344.2\text{mm}$  を有することから比較的豊富な水量が確保可能である。取水ダムは堤頂長  $34.0\text{m}$  の小規模な堰堤で、これより、 $3,465\text{m}$  の水路トンネル及び  $950\text{m}$  の地上式の水圧管路により発電所まで導水、最大出力  $38.4\text{MW}$ 、年間発生電力量  $308.1\text{GWh}$  を得る。総建設費は  $63.2 \text{ Million USD}$  で kW 当りの建設費は  $1,646\text{USD/kW}$  と見積もられている。



表 4.3-6 Toru-1 地点計画諸元

計画諸元	地点位置	州	北スマトラ州
		水系／河川名	Batang Toru / Batang Toru
	水文諸元	流域面積	1,013 km <sup>2</sup>
		年間平均流量	—
		年間平均降水量	2,344.2 mm
	発電諸元	発電方式	流れ込み式
		最大出力	38.4 MW
		最大使用水量	—
		総落差	—
		有効落差	—
		年間発電電力量	308.1 GWh
		一次電力量	—
		二次電力量	—
稼働率	91.6%		
設備諸元	取水堰	取水位	EL. 915.8 m
		最低水位	EL. 915.8 m
		堰形式	コンクリート
		堤高	—
		堤頂長	34.00 m
		設計洪水流量	—
	導水路	形式	圧力トンネル
		延長	3,465.0 m
		断面形状	円形
		内径（幅）	2.90 m
	サージタンク ／ヘッドタンク	形式	制水ロサージタンク
		長さ	18.80 m
		幅	10.0 m
	水圧管路	形式	地上タイプ
		延長	950.0 m
		内径	3.1 m
	放水路	形式	—
		長さ	—
		幅	—
		放水位	—
	発電所	形式	地上式
	水車	形式	縦軸フランシス水車
		台数	2基
	送電線	送電電圧	150 kV
		送電線距離	14.0 km
	経済性	総建設費	63.2 million USD
		kW 当り建設費	1,646 USD/kW
kWh 当り建設費		0.205 USD/kWh	
既存調査		1995年 Pre-F/S 実施	

出展：計画・設備諸元はフェーズ1調査2009より転記（一部修正）。経済性のうち、総建設費は包蔵水力調査より記載し、作成。

※「—」の項目は該当無し、またはデータ無し

(7) Ordi-1

本地点は北スマトラ州に位置し、トバ湖の西部を流下する Krueng Singkel 川水系 Ordi 川に取水ダム、導水路、発電所を設置する流れ込み式の発電計画である。取水地点での流域面積は 264km<sup>2</sup> で、最大使用水量 22.30m<sup>3</sup>/s 及び有効落差 221.6mにより最大出力 40.8MW の発電を行う計画である。この計画により発生する年間発生電力量は 263GWh で、総工事費は 66.3 million USD、kW 当りの建設費は 1,625USD/kW と想定されている。

取水ダムは高さ 13m、幅 200.6mのゲート式堰堤で、これより最大 22.30m<sup>3</sup>/s を取水し、延長 2,500m、内径 3.3mの圧力導水路と延長 1,500m、内径 2.6mの水圧管路にて発電所まで導水、発電を行う。発生する電力は延長 26.2km の送電線にて既設の北スマトラ系統へ連系される計画である。

表 4.3-7 Ordi-1 地点計画諸元

計画諸元	地点位置	州	北スマトラ州
		水系／河川名	Krueng Singkel / Lae Ordi
	水文諸元	流域面積	264 km <sup>2</sup>
		年間平均流量	—
		年間平均降水量	—
	発電諸元	発電方式	流れ込み式
		最大出力	40.8 MW
		最大使用水量	22.3 m <sup>3</sup> /s
		総落差	—
		有効落差	221.6 m
		年間発電電力量	263.0 GWh
		一次電力量	153.7 GWh
		二次電力量	109.3 GWh
稼働率	73.6%		
設備諸元	取水堰	取水位	EL. 830.0 m
		最低水位	EL. 824.3 m
		堰形式	ゲート堰
		堤高	13.00 m
		堤頂長	200.60 m
		設計洪水流量	—
	導水路	形式	圧力トンネル
		延長	2,500.0 m
		断面形状	—
		内径（幅）	3.30 m
	サージタンク ／ヘッドタンク	形式	サージタンク
		長さ	21.60 m
		幅	13.3 m
	水圧管路	形式	地下式
		延長	1,500.0 m
		内径	2.6 m
	放水路	形式	開渠

		長さ	30.0 m
		幅	18.4 m
		放水位	EL. 590.0 m
	発電所	形式	—
	水車	形式	—
		台数	1 基
送電線	送電電圧	150 kV	
	送電線距離	26.2 km	
経済性	総建設費		66.3 million USD
	kW 当り建設費		1,625 USD/kW
	kWh 当り建設費		0.252 USD/kWh
	既存調査		Map Study

出展：計画・設備諸元はフェーズ1 調査 2009 より転記（一部修正）。経済性のうち、総建設費は包蔵水力調査より記載し、作成。

※「—」の項目は該当無し、またはデータ無し

(8) Peusangan-4

本計画はアチェ州の中央部を源流としマラッカ海峡側へ流下する Peusangan 川本流の中流部に計画された流れ込み式の発電計画である。取水地点での集水面積は 945km<sup>2</sup> であるが、流域の年間平均降雨量は 3,130mm と見積もられ、豊富な水力資源を伺える。取水地点での年間平均流量 42.4m<sup>3</sup>/s のうち、最大 30m<sup>3</sup>/s を取水し、有効落差 128.4m を得て、最大出力 30.9MW、年間発生電力量 234.2GWh を得る計画である。

取水ダムは堤高 20m、堤頂長 66m の重力式コンクリートダムで、これより、延長 3,650 m、内径 3.8m の導水トンネルと延長 150m、内径 3.0m の水圧管路にて、下流に設置する地上式の発電所まで導水し発電を行う。発電後の電力は延長 40km の送電線にてグリッドに接続され供給される計画である。Peusangan 川流域では、本計画の上流において、PLN による Peusangan-1 及び Peusangan-2 の開発（合計出力 86.4MW）が進められており、円借款による供与が決定している。

表 4.3-8 Peusangan-4 地点計画諸元

計画諸元	地点位置	州	アチェ州
		水系／河川名	Kr. Peusangan / Kr. Peusangan
	水文諸元	流域面積	945 km <sup>2</sup>
		年間平均流量	42.4 m <sup>3</sup> /s
		年間平均降水量	3,130.0 mm
	発電諸元	発電方式	流れ込み式
		最大出力	30.9 MW
		最大使用水量	30.0 m <sup>3</sup> /s
		総落差	—
		有効落差	128.4 m
年間発電電力量		234.2 GWh	
一次電力量	118.7 GWh		

		二次電力量	115.5 GWh
		稼働率	86.5%
設備諸元	取水堰	取水位	EL. 545.74 m
		最低水位	EL. 545.74 m
		堰形式	コンクリート重力式
		堤高	20.00 m
		堤頂長	66.00 m
		設計洪水流量	1,600.0 m <sup>3</sup> /s
	導水路	形式	圧力トンネル
		延長	3,650.0 m
		断面形状	円形
		内径 (幅)	3.80 m
	サージタンク ／ヘッドタンク	形式	制水口サージタンク
		長さ	—
		幅	—
	水圧管路	形式	地下式
		延長	150.0 m
		内径	3.0 m
	放水路	形式	開渠
長さ		—	
幅		—	
放水位		EL. 412.81 m	
発電所	形式	地上式	
水車	形式	縦軸フランシス水車	
	台数	2 基	
送電線	送電電圧	150 kV	
	送電線距離	40.0 km	
経済性	総建設費		55.7 million USD
	kW 当り建設費		1,803 USD/kW
	kWh 当り建設費		0.238 USD/kWh
	既存調査		1987 年 Pre-F/S 実施

出展：計画・設備諸元はフェーズ1調査2009より転記（一部修正）。経済性のうち、総建設費は包蔵水力調査より記載し、作成。

※「—」の項目は該当無し、またはデータ無し

(9) Sirahar

本計画地点は北スマトラ州に位置し、トバ湖の南西部の Aek Batugarigis 川水系 Sirahar 川を利用した発電計画である。近傍には Simanngo-1 地点が所在する。取水地点での集水面積は 207km<sup>2</sup> で、高さ 12.5m、幅 64.1m のゲート式取水堰を設け、これより最大使用水量 16.7m<sup>3</sup>/s を取水し、延長 2,990m、内径 3.0m の導水トンネル並びに延長 524m、内径 2.3m の水圧管路により発電所まで導水、有効落差 256.3m により 35.4MW を得る流れ込み式の発電計画である。年間発生電力量は 228.3GWh で建設費は 58.9 million USD と想定され、kW 当りの建設費は 1,664USD/kW と想定される。発電後の電力は 91.9km の送電線にて北スマトラ系統へ連系される。

表 4.3-9 Sirahar 地点計画諸元

計画諸元	地点位置	州	北スマトラ州
		水系／河川名	Aek Batugarigi / Aek Sirahar
	水文諸元	流域面積	207 km <sup>2</sup>
		年間平均流量	—
		年間平均降水量	—
	発電諸元	発電方式	流れ込み式
		最大出力	35.4 MW
		最大使用水量	16.7 m <sup>3</sup> /s
		総落差	—
		有効落差	256.3 m
		年間発電電力量	228.3 GWh
		一次電力量	133.3 GWh
設備諸元	取水堰	取水位	EL. 389.5 m
		最低水位	EL. 384.0 m
		堰形式	ゲート堰
		堤高	12.50 m
		堤頂長	64.10 m
		設計洪水流量	—
	導水路	形式	圧力トンネル
		延長	2,990.0 m
		断面形状	—
	サージタンク ／ヘッドタンク	内径（幅）	3.00 m
		形式	サージタンク
		長さ	21.10 m
水圧管路	幅	12.0 m	
	形式	地下式	
	延長	524.0 m	
放水路	内径	2.3 m	
	形式	開渠	
	長さ	30.0 m	
発電所	幅	16.8 m	
	放水位	EL. 120.0 m	
水車	形式	—	
	台数	1 基	
送電線	送電電圧	150 kV	
	送電線距離	91.9 km	
経済性	総建設費	58.9 million USD	
	kW 当り建設費	1,664 USD/kW	
	kWh 当り建設費	0.258 USD/kWh	
	既存調査	Map Study	

出展：計画・設備諸元はフェーズ1調査2009より転記（一部修正）。経済性のうち、総建設費は包蔵水力調査より記載し、作成。

※「—」の項目は該当無し、またはデータ無し

(10) Simanggo-1

本計画地点は、北スマトラ州のトバ湖南西部に位置し、Sirahar 地点の近傍に位置する。Krueng Singkel 川水系 Simmanggo 川に高さ 11.2m、幅 129.7mのゲート式堰堤を設置、これより、最大 33.1m<sup>3</sup>/s を取水し、延長 2,000m、内径 3.90mの導水トンネル及び延長 850m、内径 3.1mの水圧管路にて、発電所まで導水、有効落差 162.4mを得て最大出力 44.4MWを得る流れ込み式の発電計画である。本計画による年間発生電力量は285.8GWhと見積もられ、建設費 77.8 million USD から、kW 当りの建設費は 1,752USD/kW と想定されている。

表 4.3-10 Simanggo-1 地点計画諸元

	地点位置	州	北スマトラ州
			水系／河川名
計画諸元	水文諸元	流域面積	436 km <sup>2</sup>
		年間平均流量	—
		年間平均降水量	—
		発電諸元	発電方式
		最大出力	44.4 MW
		最大使用水量	33.1 m <sup>3</sup> /s
		総落差	—
		有効落差	162.4 m
		年間発電電力量	285.8 GWh
		一次電力量	167.3 GWh
		二次電力量	118.5 GWh
		稼働率	73.5%
設備諸元	取水堰	取水位	EL. 683.2 m
		最低水位	EL. 679.9 m
		堰形式	ゲート堰
		堤高	11.20 m
		堤頂長	129.70 m
		設計洪水流量	—
	導水路	形式	圧力トンネル
		延長	2,000.0 m
		断面形状	—
		内径 (幅)	3.90 m
	サージタンク ／ヘッドタンク	形式	サージタンク
		長さ	19.70 m
		幅	15.40 m
	水圧管路	形式	地下式
		延長	850.0 m
		内径	3.1 m
	放水路	形式	開渠
		長さ	30.0 m
		幅	20.6 m
		放水位	EL. 510.0 m
発電所	形式	—	

	水車	形式	—
		台数	1 基
	送電線	送電電圧	150 kV
		送電線距離	94.5 km
経済性	総建設費		77.8 million USD
	kW 当り建設費		1,752 USD/kW
	kWh 当り建設費		0.272 USD/kWh
	既存調査		Map Study

出展：計画・設備諸元はフェーズ1 調査 2009 より転記（一部修正）。経済性のうち、総建設費は包蔵水力調査より記載し、作成。

※「—」の項目は該当無し、またはデータ無し

(11) Toru-3

本地点は北スマトラ州に位置し、トバ湖の南部を流れる Batang Toru 川本流の中流域に位置する発電計画である。上流には Toru-1 地点が位置する。ダム地点での流域面積は 2,320km<sup>2</sup> を有し、最大使用水量 212.1m<sup>3</sup>/s、有効落差 130.4m により、最大出力 229.2MW、年間発生電力量 519.7GWh を発電する貯水池式発電計画である。ダムは、堤高 124.1m、堤頂長 405.6m を持つロックフィルダムで、ダム直下流に設置する発電所まで延長 500m、内径 5.0m の水圧管にて導水、発電を行う。発電後の電力は延長 43km の送電線にて、北スマトラ系統へ接続する。想定される建設費は 322.7 million USD で、kW 当りの建設費は 1,408USD/kW と見積もられている。

表 4.3-11 Toru-3 地点計画諸元

	位置	州	北スマトラ州
		水系/河川名	Batang Toru / Batang Toru
計画諸元	水文諸元	流域面積	2,320 km <sup>2</sup>
		年間平均流量	—
		年間平均降水量	—
		発電諸元	発電方式
		最大出力	229.2 MW
		最大使用水量	212.1 m <sup>3</sup> /s
		総落差	—
		有効落差	130.40 m
		年間発電電力量	519.7 GWh
		一次電力量	498.4 GWh
		二次電力量	17.7 GWh
		稼働率	25.9%
設備諸元	貯水池	常時満水位	EL. 433.1 m
		最低水位	EL. 420.4 m
		湛水面積	—
		総貯水容量	541.8×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
		有効貯水容量	282.2×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
	ダム	ダム形式	ロックフィルダム
		堤高	124.10 m
		堤頂長	405.60 m

		設計洪水流量	5,019.0 m <sup>3</sup> /s
	導水路	形式	—
		延長	—
		断面形状	—
		内径 (幅)	—
	サージタンク ／ヘッドタンク	形式	—
		高さ	—
		内径	—
	水圧管路	形式	地下式
		延長	500.0 m
		内径	5.0 m
	放水路	形式	開渠
		長さ	30.0 m
		幅	—
		放水位	295.0 m
発電所	形式	—	
水車	形式	—	
	台数	1 基	
送電線	送電電圧	150 kV	
	送電線距離	43.0 km	
経済性	総建設費		322.7 million USD
	kW 当り建設費		1,408 USD/kW
	kWh 当り建設費		0.621 USD/kWh
	既存調査		Map Study

出展：計画・設備諸元はフェーズ1 調査 2009 より転記（一部修正）。経済性のうち、総建設費は包蔵水力調査より記載し、作成。

※「—」の項目は該当無し、またはデータ無し

(12) Kumbih-3

本計画地点は北スマトラ州に位置し、トバ湖の西部を流れる Krueng Singkel 川水系 Kumbih 川の中流に発電設備を設ける計画である。近傍には、Ordi-1 地点が位置する。ダム地点での流域面積は 469.0km<sup>2</sup> で、ここに高さ 11.8m、幅 120.9m のゲート式堰堤を設置、これより延長 3,700m、内径 4.1m の導水トンネル及び延長 354.6m、内径 3.3m の水圧管路にて発電所まで導水、最大使用水量 37.9m<sup>3</sup>/s、有効落差 133.3m にて 41.8MW の発電を行う流れ込み式の発電計画である。発生電力は延長 42km の送電線により、北スマトラ系統へ供給される。想定される建設費は 78.6 Million USD で、これより kW 当りの建設費は 1,880USD/kW と見積もられる。

表 4.3-12 Kumbih-3 地点計画諸元

計画諸元	地点位置	州	北スマトラ州
		水系／河川名	Krueng Singkel / Lae Kumbih
	水文諸元	流域面積	469 km <sup>2</sup>
		年間平均流量	—
		年間平均降水量	—
	発電諸元	発電方式	流れ込み式



		最大出力	41.8 MW
		最大使用水量	37.9 m <sup>3</sup> /s
		総落差	—
		有効落差	133.3 m
		年間発電電力量	269.6 GWh
		一次電力量	157.5 GWh
		二次電力量	112.1 GWh
		稼働率	73.6%
設備諸元	取水堰	取水位	EL. 263.8 m
		最低水位	EL. 260.1 m
		堰形式	ゲート堰
		堤高	11.80 m
		堤頂長	120.90 m
		設計洪水流量	—
	導水路	形式	圧力トンネル
		延長	3,700.0 m
		断面形状	—
		内径 (幅)	4.10 m
	サージタンク ／ヘッドタンク	形式	サージタンク
		長さ	25.30 m
		幅	16.20 m
	水圧管路	形式	地下式
		延長	354.6 m
		内径	3.3 m
	放水路	形式	開渠
		長さ	30.0 m
		幅	21.0 m
		放水位	EL. 120.0 m
	発電所	形式	—
	水車	形式	—
		台数	1 基
	送電線	送電電圧	150 kV
送電線距離		42.0 km	
経済性	総建設費	78.6 million USD	
	kW 当り建設費	1,880 USD/kW	
	kWh 当り建設費	0.292 USD/kWh	
	既存調査	Map Study	

出展：計画・設備諸元はフェーズ1 調査 2009 より転記（一部修正）。経済性のうち、総建設費は包蔵水力調査より記載し、作成。

※「—」の項目は該当無し、またはデータ無し

(13) Jambu Aye

本計画はアチェ州の Jambu Aye 川本流にアースフィルダムを構築する電力を含めた多目的ダム計画である。ダム地点での集水面積は 3,890km<sup>2</sup> と大きく、年間平均降雨量 1,812mm により河川流量は平均で 149m<sup>3</sup>/s に達し、水資源開発地点として良好な条件を持つ。一方、貯水面積も 115km<sup>2</sup> と非常に大きく、社会・自然環境への影響が懸念される。多目的計画については現在公共事業省で F/S のレビューが行われており、これによ

り、環境影響がどの程度に及ぶか明らかにされるであろう。ダムは堤高66m、堤頂長3,200mのアースフィルダムでダム直下に設置する発電所まで延長130m、内径4.70mの水圧管路にて導水し発電を行う貯水池式計画である。最大使用水量86.0m<sup>3</sup>/s、有効落差54.0mにて、最大出力160MW、年間発生電力650GWhを得る。

建設費は443.1 million USDと想定されているが、事業開始前に、多目的ダム事業者との発電事業に関する事業分担費を明確にし、発電事業の経済性を確認する必要がある。

表 4.3-13 Jambu Aye 地点計画諸元

	位置	州	アチェ州
			水系/河川名
計画諸元	水文諸元	流域面積	3,890 km <sup>2</sup>
		年間平均流量	149.00 m <sup>3</sup> /s
		年間平均降水量	1,812.0 mm
	発電諸元	発電方式	貯水池式
最大出力		160.0 MW	
最大使用水量		86.0 m <sup>3</sup> /s	
総落差		60.5 m	
有効落差		54.0 m	
年間発電電力量		650.0 GWh	
一次電力量		—	
二次電力量		—	
稼働率	46.4%		
設備諸元	貯水池	常時満水位	EL. 84.0 m
		最低水位	EL. 74.0 m
		湛水面積	115.0 km <sup>2</sup>
		総貯水容量	4,170.0 × 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
		有効貯水容量	1,050.0 × 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
	ダム	ダム形式	ゾーン型アースダム
		堤高	66.00 m
		堤頂長	3,200.00 m
		設計洪水流量	3,850.0 m <sup>3</sup> /s
	導水路	形式	—
		延長	—
		断面形状	—
		内径 (幅)	—
	サージタンク / ヘッドタンク	形式	—
		高さ	—
		内径	—
	水圧管路	形式	地上式
		延長	130.0 m
		内径	4.7 m
	放水路	形式	開渠
		長さ	—
		幅	—
放水位		26.00 m	
発電所	形式	地上式	
水車	形式	縦軸フランシス水車	

		台数	4 基
	送電線	送電電圧	150 kV
		送電線距離	64.0 km
経済性	総建設費		433.1 million USD
	kW 当り建設費		2,707 USD/kW
	kWh 当り建設費		0.666 USD/kWh
	既存調査		1985 年 F/S 実施

出展：計画・設備諸元はフェーズ1調査2009より転記（一部修正）。経済性のうち、総建設費は包蔵水力調査より記載し、作成。

※「-」の項目は該当無し、またはデータ無し

(14) Teunom-1

本計画地点はアチェ州北西部を流下する Teunom 川本流に位置する貯水池式発電計画である。ダム地点での集水面積は 900km<sup>2</sup> で、年間平均降雨量 3,140mm により、ダム地点での平均流量は 55.60m<sup>3</sup>/s と想定される。ダムは堤高 96m、堤頂長 240m のロックフィルダムで、これより最大 214.0m<sup>3</sup>/s を取水、延長 450m、内径 3.85m の導水路トンネル及び延長 250m、内径 3.23m の水圧管路にて発電所まで導水、有効落差 213.8m にて、最大出力 24.3MW の発電を行う。年間発生電力量は 212.4GWh と見積もられ、建設費 99.7 million USD から kW あたりの建設費は 4,103USD/kW と想定される。発生する電力は延長 65km の送電線により北スマトラ系統へ供給される。

表 4.3-14 Teunom-1 地点計画諸元

計画諸元	位置	州	アチェ州
		水系/河川名	Kr. Teunom / Kr. Teunom
	水文諸元	流域面積	900 km <sup>2</sup>
		年間平均流量	55.60 m <sup>3</sup> /s
		年間平均降水量	3,140.0 mm
	発電諸元	発電方式	貯水池式
		最大出力	24.3 MW
		最大使用水量	214.0 m <sup>3</sup> /s
		総落差	231.0 m
		有効落差	213.8 m
		年間発電電力量	212.4 GWh
		一次電力量	-
		二次電力量	-
稼働率	99.8%		
設備諸元	貯水池	常時満水位	EL. 309.34 m
		最低水位	EL. 296.74 m
		湛水面積	-
		総貯水容量	-
		有効貯水容量	-
	ダム	ダム形式	ロックフィル
		堤高	96.00 m
		堤頂長	240.00 m
		設計洪水流量	3,370.0 m <sup>3</sup> /s

	導水路	形式	圧力トンネル
		延長	450.0 m
		断面形状	円形
		内径 (幅)	3.85 m
	サージタンク /ヘッドタンク	形式	制水口サージタンク
		高さ	—
		内径	—
	水圧管路	形式	地下式
		延長	250.0 m
		内径	3.23 m
	放水路	形式	開渠
		長さ	—
		幅	—
		放水位	215.56m
発電所	形式	地上式	
水車	形式	縦軸フランシス水車	
	台数	2 基	
送電線	送電電圧	150 kV	
	送電線距離	65.0 km	
経済性	総建設費	99.7 million USD	
	kW 当り建設費	4,103 USD/kW	
	kWh 当り建設費	0.469 USD/kWh	
	既存調査	1987 年 Pre-F/S 実施	

出展：計画・設備諸元はフェーズ1調査2009より転記（一部修正）。経済性のうち、総建設費は包蔵水力調査より記載し、作成。

※「—」の項目は該当無し、またはデータ無し

(15) Aceh-2

本計画はアチェ州バンダアチェ近郊の Aceh 川本流に計画中の貯水池式発電計画である。貯水池式発電計画であるものの、出現する貯水池面積は 0.6km<sup>2</sup> と小さく、環境への影響は最小限に留められると予想される。取水ダム地点での流域面積は 323.0km<sup>2</sup> を有し、年間平均降雨量 2,170mm から平均河川流量 13.20m<sup>3</sup>/s と想定されている。ダムは堤高 72.0 m、堤頂長 260.0m のロックフィルダムにより計画されており、これより最大 80.0m<sup>3</sup>/s を取水、延長 2,700m、内径 2.28m の導水トンネル及び延長 500m、内径 1.80m の水圧管路にて有効落差 111.40m を得て、最大出力 7.3MW、年間発生電力量 64.30GWh の発電を行う。発生する電力は 59km の送電線によりバンダアチェへ供給される。

建設費は 56.3 million USD と見積もられ、kW あたりの建設費は 7,712USD/kW と想定されている。本計画は計画当初バンダアチェへの供給を主目的とされており、今後北スマトラ系統への供給として再検討が必要と思われる。

表 4.3-15 Aceh-2 地点計画諸元

	位置	州	アチェ州
			水系／河川名
計画諸元	水文諸元	流域面積	323 km <sup>2</sup>
		年間平均流量	13.20 m <sup>3</sup> /s
		年間平均降水量	2,170.0 mm
		発電諸元	発電方式
		最大出力	7.30 MW
		最大使用水量	80.0 m <sup>3</sup> /s
		総落差	—
		有効落差	111.40 m
		年間発電電力量	64.30 GWh
		一次電力量	32.10 GWh
		二次電力量	32.10 GWh
		稼働率	—
設備諸元	貯水池	常時満水位	EL. 231.21 m
		最低水位	EL. 225.32 m
		湛水面積	—
		総貯水容量	19.20×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
		有効貯水容量	4.23×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
	ダム	ダム形式	ロックフィル
		堤高	72.00 m
		堤頂長	260.00 m
		設計洪水流量	1,760.0 m <sup>3</sup> /s
	導水路	形式	圧力トンネル
		延長	2,700.0 m
		断面形状	円形
		内径 (幅)	2.28 m
	サージタンク ／ヘッドタンク	形式	制水口サージタンク
		高さ	—
		内径	—
	水圧管路	形式	地下式
		延長	500.0 m
		内径	1.80 m
	放水路	形式	開渠
		長さ	—
		幅	—
放水位		110.08m	
発電所	形式	地上式	
水車	形式	縦軸フランシス水車	
	台数	2基	
送電線	送電電圧	150 kV	
	送電線距離	59.0 km	
経済性	総建設費	56.3 million USD	
	kW 当り建設費	7,712 USD/kW	
	kWh 当り建設費	0.876 USD/kWh	
	既存調査	1987年 Pre-F/S 実施	

出展：計画・設備諸元はフェーズ1調査2009より転記（一部修正）。経済性のうち、総建設費は包蔵水力調査より記載し、作成。

※「—」の項目は該当無し、またはデータ無し

(16) Raisan-3&4

本計画は北スマトラ州南部の Tarutung から Sibolga 周辺を流域としインド洋へ流下する Raisan 川本流に位置し、上流に小規模な調整池を建設して日調整運転を行う Raisan-3 水力地点とその下流に設置する流れ込み式の Raisan-4 水力地点からなる。Raisan-3 地点の上流には、PT.PLN が所有する流れ込み式の Raisan-1&2 発電所（合計出力 750kW）が運転を行っており、Raisan-3 地点の取水位置はこの 3~4km 下流である。

Raisan-3 地点の取水ダムは高さ 40m の重力式コンクリートダムで、これより最大 40m<sup>3</sup>/s を取水し、発電所までの山岳地を圧力トンネル（延長 3.7km）、サージタンク、水圧管路にて導水することにより、有効落差 106.0m を得て、37.0MW の日調整運転を行う。また、Raisan-3 発電所の直下流に位置する Raisan-4 地点の取水ダム（高さ 15.0m）にて同量の 40m<sup>3</sup>/s を取水し、無圧トンネル（延長 4.0km）、水槽、水圧管路にて発電所まで導水し、有効落差 122.0m にて 43.0MW の発電を行う。Raisan-3 地点の取水地点流域面積は 204km<sup>2</sup> を有し、年間の平均降水量も 4,000~4,500mm と想定され、平均河川流量 19.0m<sup>3</sup>/s と小規模な調整池により、両水力地点合計で年間 295.0GWh の電力を得る。発生する電力は既設の Tarutung 変電所まで送電し北スマトラ系統へ接続する。本計画では、日調整運転を行うため Raisan-3 発電所取水地点上流に小規模な調整池が出現するが、水没地は数 km<sup>2</sup> と小規模で、現地調査の結果、住民移転の必要性もなく、自然・社会環境上の影響は非常に低いと想定される。

表 4.3-16 Raisan-3&4 地点計画諸元

計画地点		Raisan-3	Raisan-4	
計画諸元	位置	州	北スマトラ州	
		水系/河川名	Raisan	
	水文諸元	流域面積	204km <sup>2</sup>	259km <sup>2</sup>
		年間平均流量	19.0 m <sup>3</sup> /s	24.0 m <sup>3</sup> /s
		年間平均降水量	4,000-4,500mm	
	発電諸元	発電方式	調整池式	流れ込み式
		最大出力	37.0MW	43.0MW
		最大使用水量	40.0 m <sup>3</sup> /s	40.0m <sup>3</sup> /s
		総落差	113.0m	129.0m
		有効落差	106.0m	122.0m
年間発電電力量		135.0GWh	160.0GWh	
稼働率		41.7%	42.5%	
設備諸元	貯水池	常時満水位	EL.345.0	EL.229.0m
		最低水位	EL.342.0m	EL.229.0m
	ダム	ダム形式	コンクリート重力式	
		堤高	40.0m	15.0m
	導水路	形式	圧力トンネル	無圧トンネル
		延長	3.70km	4.00km
断面形状		円形	馬蹄形	

		内径 (幅)	4.5m	4.5m
	サージタンク /ヘッドタンク	形式	サージタンク	ヘッドタンク
	水圧管路	形式	地上式	
	発電所	形式	地上式	
経済性	総建設費	140.0 million USD		
	kW 当り建設費	1,750 USD/kW		
	kWh 当り建設費	0.475 USD/kWh		
	既存調査	Reconnaissance Study		

出展："RAISAN NO.3 & 4 HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT IN NORTH SUMATRA (June 2004)"

(17) Simanggo-2

水力マスタープランにて選定されたポテンシャルサイトで今後 Pre-feasibility study の実施が予定されている。本地点は前記の Simanggo-1 地点の下流に位置し、包蔵水力調査にて3次スクリーニングを通過した計画地点で 2018 年以降の開発予定地点としてあげられていた。計画諸元の詳細は現在調査中であることから、公開されていない。JICA 環境社会配慮助言委員会ワーキンググループ資料に示された計画概要は下表の通りであり、包蔵水力調査からの大きな変更はない。

表 4.3-17 Simanggo-2 地点計画諸元

計画地点	Simanggo-2	
位置	州	北スマトラ州
	水系/河川名	Krueng Singkel / Aek Simanggo
発電形式	流れ込み式	
最大出力	59.0MW	
年間発電電力量	367.0GWh	
総建設費	118.0 million USD	
kW 当り建設費	2,000 USD/kW	
kWh 当り建設費	0.322 USD/kWh	
既存調査	Pre-feasibility study を実施中	

出展：「JICA 環境社会配慮助言委員会ワーキンググループ資料」

### 4.3.2 建設費の比較

フェーズ1調査(2009)では包蔵水力調査にて抽出された有望案件を対象に、それぞれの案件の建設費について「物価上昇と為替換算率を考慮し2008年ベースに修正」(フェーズ1調査(2009) 6-9ページ注釈)建設費を想定している。フェーズ1調査(2009)と包蔵水力調査の建設費を開発規模、発生電力量を含め比較すると以下の通りである。

表 4.3-18 フェーズ1調査(2009)と包蔵水力調査の比較

No.	Project	Type	Province	前回調査 2009			包蔵水力調査 1999				建設費の修正割合 %	コメント
				Capacity MW	Energy GWh	Cost M USD	Capacity MW	Energy GWh	Cost M USD	Category		
1	Asahan-1	ROR	N. Sumatra	180.0	1,360.0	263.0	180.0	1,360.0	263.0	A-1	100.0	建設中地点
2	Asahan-3	ROR	N. Sumatra	174.0	1,477.0	326.7	400.0	1,930.0	689.6	A-1	47.4	建設開始予定、開発規模の修正(減少)あり。
3	Tampur-1	RES	Aceh	330.0	1,067.0	559.4	428.0	1,214.3	704.5	A-2	79.4	運送への配慮のため開発規模の修正(減少)あり。
4	Wampu	ROR	N. Sumatra	84.0	475.3	123.5	84.0	475.3	127.2	A-2	97.1	
5	Lawe Alas-4	RES	Aceh	321.6	1,549.1	459.7	321.6	1,549.1	473.3	A-2	97.1	
6	Toru-1	ROR	N. Sumatra	38.4	308.1	61.4	38.4	308.1	63.2	A-2	97.2	
7	Ordi-1	ROR	N. Sumatra	40.8	263.0	64.4	40.8	263.0	66.3	A-3	97.1	
8	Peusangan-4	ROR	Aceh	30.9	331.7	71.6	30.9	234.2	55.7	A-3	128.5	電力量の見直し(増加)があった模様。
9	Sirahar	ROR	N. Sumatra	35.4	228.3	57.2	35.4	228.3	58.9	A-4	97.1	
10	Simanggo-1	ROR	N. Sumatra	44.4	285.8	75.6	44.4	285.8	77.8	A-4	97.2	
11	Toru-3	RES	N. Sumatra	229.2	519.7	313.4	229.2	519.7	322.7	A-4	97.1	
12	Kumbih-3	ROR	N. Sumatra	41.8	269.6	76.3	41.8	269.6	78.6	A-4	97.1	
13	Jambu Aye	RES	Aceh	160.0	650.0	350.4	160.0	650.0	433.1	B-1	80.9	建設費の見直し(減少)があった模様。
14	Teunom-1	RES	Aceh	24.3	212.4	96.8	24.3	212.4	99.7	B-1	97.1	
15	Aceh-2	RES	Aceh	7.3	64.3	54.7	7.3	64.3	56.3	B-1	97.2	

出展：フェーズ1調査2009及び包蔵水力調査より作成

\* ROR: 流れ込み式発電 (Run-of-River Type)、RES: 貯水池式発電 (Reservoir Type)

これによると一部有望案件に計画変更に伴う建設費の修正があるものの、それ以外の有望案件に対する建設費修正に利用した価格換算率は97.1%程度と思われる。

同様にマスタープラン資料に示される建設費と包蔵水力調査に示される建設費を比較した結果を以下に示す。

表 4.3-19 水力マスタープラン資料と包蔵水力調査の比較

No.	Project	Type	Province	マスタープラン資料 2010			包蔵水力調査 1999				建設費の修正割合 %	コメント
				Capacity MW	Energy GWh	Cost M USD	Capacity MW	Energy GWh	Cost M USD	Category		
1	Sirahar	ROR	N. Sumatra	18.0	114.0	71.0	35.4	228.3	58.9	A-4	120.5	開発規模の修正(減少)があった模様。
2	Simanggo-2	ROR	N. Sumatra	59.0	367.0	118.0	59.0	366.9	108.1	B-2	109.2	
3	Gumanti-1	ROR	W. Sumatra	16.0	85.0	54.0	15.8	85.4	32.2	B-2	167.7	
4	Anai-1	ROR	W. Sumatra	19.0	109.0	57.0	19.1	109.2	39.4	B-2	144.7	
5	Endikat-2	ROR	S. Sumatra	22.0	154.0	69.0	22.0	179.8	65.7	B-2	105.0	電力量の見直し(減少)があった模様。
6	Cibareno-1	ROR	Banten	18.0	117.0	61.0	17.5	117.0	48.8	B-2	125.0	
7	Cimandiri-1	ROR	W. Jawa	24.0	168.0	111.0	24.4	167.5	77.3	B-2	143.6	
8	Masang-2	ROR	W. Sumatra	40.0	256.0	111.0	39.6	256.1	91.5	B-2	121.3	

出展：水力マスタープラン資料及び包蔵水力調査より作成

これによると開発規模・発電電力量に修正が見られるものの、包蔵水力調査の建設費に対するマスタープラン資料での建設費の増加は5%~67%程度あり、平均で30%程度の上昇が見られる。



上記の両算定手法とも詳細は不明であるが、1999年以降のインドネシアの経済発展を見ても、物価上昇は明白であり、これに為替の換算率を加味したとしても2010年時点での1999年に対する建設費は減少するとは考えにくく、30%程度の上昇が妥当と思われる。このため、本件調査では包蔵水力調査から現在までの建設費の上昇率を30%と想定し検討を行うこととする。

これより、包蔵水力調査にて有望とされた水力ポテンシャルのうち、建設が完了若しくは開始されたAsahan-1及びAsahan-3地点を除いたポテンシャル地点の建設費、発電原価は以下の通りと推定される。フェーズ1調査(2009)では、Tampur-1、Jambu Aye地点を有望ポテンシャルとして、それぞれ発電原価を0.053USD/kWh、0.054USD/kWhと算定したが、下表より0.076USD/kWh、0.087USD/kWhとなり、30~60%増加することとなる。なお、Tampur-1についてはADBによるレビュー結果が不明なため、下表の発電諸元は包蔵水力調査の結果をもととした。

表 4.3-20 水力有望ポテンシャルサイトの建設費

No.	Project	Type	Province	Capacity	Energy	Cost	kWh当り建設費	kWh当り建設費	発電原価
				MW	GWh	M USD	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh
3	Tampur-1	RES	Aceh	428.0	1,214.3	915.9	2,140	0.754	0.076
4	Wampu	ROR	N. Sumatra	84.0	475.3	165.4	1,969	0.348	0.035
5	Lawe Alas-4	RES	Aceh	321.6	1,549.1	615.3	1,913	0.397	0.040
6	Toru-1	ROR	N. Sumatra	38.4	308.1	82.2	2,140	0.267	0.027
7	Ordi-1	ROR	N. Sumatra	40.8	263.0	86.2	2,113	0.328	0.033
8	Peusangan-4	ROR	Aceh	30.9	234.2	72.4	2,343	0.309	0.031
9	Sirahar	ROR	N. Sumatra	35.4	228.3	76.6	2,163	0.335	0.034
10	Simanggo-1	ROR	N. Sumatra	44.4	285.8	101.1	2,278	0.354	0.036
11	Toru-3	RES	N. Sumatra	229.2	519.7	419.5	1,830	0.807	0.082
12	Kumbih-3	ROR	N. Sumatra	41.8	269.6	102.2	2,444	0.379	0.038
13	Jambu Aye	RES	Aceh	160.0	650.0	563.0	3,519	0.866	0.087
14	Teunom-1	RES	Aceh	24.3	212.4	129.6	5,334	0.610	0.062
15	Aceh-2	RES	Aceh	7.3	64.3	73.2	10,026	1.138	0.115

出展：包蔵水力調査より作成

\*発電原価はフェーズ1調査2009と同様に下式により概算した。

発電原価 = (建設費 / 年経費率 10.1%) / 年間発生電力量

### 4.3.3 水力マスタープランの概要

現在、JICA では「インドネシア国 水力開発マスタープラン調査」を 2009 年度より実施している。この調査は、1999 年に PLN が実施した包蔵水力調査からすでに 10 年が経過し、各ポテンシャルサイトの自然・社会環境等の変化が生じていることから、包蔵水力調査を社会・自然環境条件に着目し再評価を実施するとともに、経済性指標も検討の上、2 地点の Pre-F/S を実施することを目的としている。

水力マスタープランは現在、中間報告が完了した段階で、Pre-F/S を実施するポテンシャルサイトの抽出を行っている。本調査ではこの水力マスタープランの情報を入手し、有望ポテンシャル地点の抽出に追加検討することを考えたが、水力マスタープランはいまだ中間報告が完了した段階であり、今後の調査結果によっては調査結果に変更が生じる可能性もある。また、調査中であることから詳細な情報開示が出来ないことが判明し、これら情報は本調査の検討に加えなかった。なお、水力マスタープランにて現在判明している有望ポテンシャルサイトの計画諸元は下表の通りで、このうち、北スマトラ系統域に位置する計画は Sirahar 地点と Simanggo-2 地点である。加えて、Simanggo-2 地点は有望地点として Pre-F/S の実施が予定されている。

表 4.3-21 水力マスタープランによる有望水力地点

No	Project Name	Type	Province	Capacity (MW)	Energy (GWh/yr)	Cost (M. USD)
1	Sirahar	RoR*	N. Sumatra	35	228	71
2	Simanggo-2	RoR	N. Sumatra	59	367	118
3	Gumanti-1	RoR	W. Sumatra	16	85	54
4	Anai-1	RoR	W. Sumatra	19	109	57
5	Endikat-2	RoR	S. Sumatra	22	180	69
6	Cibareno-1	RoR	Banten	18	117	61
7	Cimandiri-1	RoR	W. Jawa	24	168	111
8	Masang-2	RoR	W. Sumatra	40	256	111

\* RoR: 流れ込み式発電 (Run-of-River Type)

出典: JICA ホームページ「環境社会配慮助言委員会ワーキンググループ」

#### 4.3.4 RUPTL における水力地点の概要

現行の RUPTL は 2010 年 7 月に発行されたもので、この中で計画されている水力発電計画は下表の通りで、2016 年以降の計画はすべて IPP による計画である。

表 4.3-22 RUPTL2010-2019 にて計画されている水力開発地点

地点名	開発者	開発規模	導入時期	開発場所
Asahan-1	IPP	180MW	2010	North Sumatra
Asahan-3	PT.PLN	174MW	2013	North Sumatra
Peusangan-1&2	PT.PLN	86MW	2013	Ache
Wampu	IPP	45MW	2016	North Sumatra
Lawe Mamas	IPP	90MW	2016-2017	Ache
Asahan-4&5	IPP	60MW	2016	North Sumatra

この内、Asahan-1 発電所は 2010 年 8 月に運転を開始しており、Asahan-3、Peusangan-1&2 も日本の ODA 資金により近々に建設が開始される予定である。なお、RUPTL に記載されているすべての電源開発は民生用電源として開発される予定で、PT.PLN が事業主体であるか、IPP による開発でも全て PT.PLN へ供給され、民生用電力として使用されることを前提としている。

一方、水力発電の開発権は地方政府が開発者に付与する権限を有しており、PT.PLN への情報収集によると、仮に PT.PLN が特定の水力開発地点の F/S を実施しても F/S 終了後地方政府が開発権を IPP へ付与してしまうケースもあり、PT.PLN も積極的な開発を促進出来ない状況にある。このため、現在 RUPTL に掲載されている建設予定の水力計画のうち、計画が確定している Asahan-3 と Peusangan-1&2 を除くと全て IPP での開発となっている。

また、1992 年に F/S を実施後、環境影響により計画実施が遅延していた Wampu 地点については、最大出力を 45MW に修正した計画で 2016 年運転開始を想定し、RUPTL に記載されている。現地調査では変更された計画案について、PT.PLN からの情報収集は出来なかったが、環境影響を回避した計画であると想定できる。加えて、Asahan-4&5 については、PT.PLN によると上流に計画中の Asahan-3 地点と計画案が重複するようで、Asahan-3 地点の計画によっては実現が難しい状況にある。

## 第5章 発電モード毎の有望開発地点

### 5.1 石炭・ガス火力発電

一般的に火力発電を建設する場所の選定に当たっては、主要な機器や水処理関係の設備に加え、燃料の種類によっては燃料貯蔵設備を設置できる広さの土地が確保でき、発電所の運営に欠かせない淡水や蒸気の冷却水が取水できる場所であれば、地熱や水力と違い発電所の候補地点としての制約は少ない。石炭火力の場合は、通常のボイラー／タービン／発電機の主機や補機と、それらに付属する設備に加え、石炭を貯蔵する貯炭場やサイロが必要となるため、発電所の敷地面積を多めに確保しなければならない。一方ガス火力の場合は、燃料となるガスはLNGと言う形で別会社が貯蔵設備を保有するため、燃料貯蔵設備を発電所構内に設置する必要はない。

石炭・ガス火力ともできるだけ需要地に近い場所に発電所を建設し送電距離を短くできる地点から選定することが多いが、石炭火力の場合は炭鉱近くの山元に発電所を建設し、送電距離は長くなるものの、石炭の輸送距離を短くする方法を選択する場合もある。どちらが経済的・技術的に適しているかを検討した上で、発電所建設の候補地を絞り込むこととなる。しかし南北スマトラ系統が連携されたとしても、南スマトラ州の山元から北スマトラまで1,000km以上もの送電距離を考慮すると、発電所の開発は需要地近傍が適していると考えられる。

第4章でも述べたとおりアチェ州や北スマトラ州で産出する石炭や天然ガスを、同地域内に建設する火力発電所で使用するのに十分な量を確保するのは困難である。そこで石炭は膨大な賦存量を有する南スマトラ州の炭鉱から新規に建設される鉄道等を利用して、南シナ海側の Tanjung Api-api 新港まで輸送して北スマトラ州へ輸送するか、ガスはメダン沖の洋上に2013年の完成を目指して計画されているLNG基地から発電所候補地までパイプラインを敷設して燃料となるガスの供給を受ける方法からの選択となる。<sup>1</sup>

#### 5.1.1 発電所開発地点

石炭火力発電の建設場所は、石炭が北スマトラ地域外からの供給となるので、石炭輸送に有利な石炭荷下ろし施設が建設可能な海岸沿いで、発電所の運営に欠かせない淡水や蒸気の冷却用海水を取水できる地点が望ましい。イナルムのアルミニウム製錬工場のある Kuala

<sup>1</sup>当初は南スマトラからのガスパイプライン（「インドネシア国エネルギー分野への包括的な技術協力の在り方（プロジェクト研究）」のJICAレポートに記載）による供給方法を検討する予定であった。しかしリアウ州のDuriまでは1998年に敷設が完了しているものの、PLNの関係者へのヒヤリングによりDuriからMedanまでの500kmを越える区間は計画だけで、具体的な建設工程案もないことが判明したため検討から除外した。

Tanjung 付近に発電所を建設すれば専用送電線の距離も短くできるため発電所候補地点として適切と考えられる。また RUPTL2010 においても、IPP 案件として Kuala Tanjung 付近に発電所を建設する計画があることから、上記要件を満たしていると考えられる。

ガス火力発電の場合は、ガスパイプラインの敷設はガス供給会社が行うことが前提となるが、メダン近郊に発電所を建設してパイプラインの敷設距離をできるだけ短くして、アルミニウム製錬工場まで専用送電線を架設するか、石炭火力と同じ地点までパイプラインを敷設してもらい、専用送電線の距離を短くするかを選択になる。どちらの場合も 2013 年に完成予定の洋上 LNG 基地からの供給を前提としており、基地から供給可能なガス量は当初 40MMscfd 程度と計画されているため、洋上 LNG 基地の拡張計画と合わせて、新規電源に十分な量のガスを供給できるか詳細な検討が必要となる。またガス火力の場合、PLN が所有する既設の Belawan 火力の改修も検討候補となるが、PLN の既設送電系統からアルミニウム製錬工場まで専用送電線により電力の供給を受けることになる。

Belawan 火力には現在コンベンショナルの汽力発電方式の PLTU とコンバインドサイクル発電方式の PLTGU とが設置されており、特に汽力発電設備はボイラーの経年劣化が著しく、65MWx4ユニットで本来計 260MW の能力を有しているにも関わらず、現状 200MW 程度しか発電できない状態である。このボイラーを 130MW のガスタービン 4 基と排熱回収ボイラー (HRSG) に置き換えることで、520MW の出力増強により 780MW の発電能力を有する可能性がある。この場合土地取得や用水関係の問題はないものの、現在 PLTGU 向けに天然ガスを供給している北スマトラ州内のガス田は、生産量が低下し枯渇の懸念があるため、先述の新規ガス火力と同様の燃料供給の問題が残る。

### 5.1.2 電源開発規模

石炭・ガス火力発電における発電容量は、燃料となる石炭やガスが必要量確保できれば、比較的自由に選定できる。ここでは以下の発電容量について検討する。

- 1) イナルム増設専用 200MW
- 2) イナルム増設用 200MW+民生用 200MW の 400MW
- 3) イナルム増設用 200MW+民生用 400MW の 600MW

一方、石炭・ガス火力では以下の組み合わせが対象となる。

石炭火力	汽力発電方式	
	亜臨界圧	超(超々)臨界圧
200MW	200MW x 1 ユニット	適用無し
400MW	200MW x 2 ユニット 400MW x 1 ユニット	400MW x 1 ユニット

600MW	200MW x 3 ユニット 600MW x 1 ユニット	600MW x 1 ユニット
-------	----------------------------------	----------------

ガス火力	コンバインドサイクル 発電方式
200MW	200MW x 1 ユニット
400MW	200MW x 2 ユニット
600MW	200MW x 3 ユニット

石炭火力においては日本 ODA の供与は超臨界圧または超々臨界圧ボイラーの採用が条件となる可能性が高い。日本での導入実績から見て、超臨界・超々臨界圧発電設備のどちらの場合でも単機容量 400MW または 600MW の設備の建設は技術的には可能と判断できる。ただし、2012 年の南北スマトラ系統が連携された後の 2015 年にイナルム増設用の電源が導入されることを想定すると、RUPTL では 2015 年での最大負荷が 6,200MW 程度の系統に、イナルム増設用の負荷 200MW が追加されることになり、系統の最大負荷は 6,400MW となる。

これに対し単機容量 400MW または 600MW の設備が導入されると、それぞれの発電設備が系統に占める割合は、約 6.3%、約 9.4%となり、通常 4%以下程度と言われている割合に比べ単機容量が大きくなり過ぎる。このため設備不具合などにより緊急停止しなくてはならない時には、系統を不安定にさせてしまうリスクが伴い、系統潮流解析などにより系統へ与える影響に対する綿密な調査が必要となる。ちなみに単機容量 200MW の発電設備では、系統に占める割合が約 3.1%となり南北スマトラ系統が連携された後であれば、系統に与える影響は軽減される。

一方、単機容量 400MW または 600MW の石炭火力発電を導入する場合、200MW や 400MW の民生用電力が石炭火力から常時電力供給されるのであれば、ベース電源として運転でき設備形式によらず高負荷帯での効率的な運転が可能であるが、ピーク時用の電源となると、ピーク時以外にはアルミニウム製錬用の需要だけとなり、発電設備は部分負荷での運転となるため、設備利用率が低くなり高価な電力となる。初期投資額の大きい超臨界・超々臨界圧発電形式ほど、その傾向が顕著となるため、他の電源と組み合わせた運用方法を検討しなければならない。一方 200MW の発電設備を複数台導入する場合は、上記のような課題は低減されるものの、石炭火力では起動停止損失が大きく起動停止に時間を要するとともに負荷追従性が低いため、ピーク時用の電源には起動停止特性や負荷追従性に優れたコンバインドサイクル発電方式が適している。

また 200MW をイナルム増設専用とする場合、亜臨界圧の汽力発電かコンバインドサイクル発電のどちらでも導入可能である。ただし自前でのバックアップ電源を持たないため、PLN の系統と接続して、緊急時には PLN から電力を融通してもらう必要があり、そのためのコストを予め検討する必要がある。この場合固定分の費用として電力融通の有無に関わらず料金が発生

し、従量分は電力の消費量に応じて料金負担することになる。いずれの場合も通常の料金に比べ割高な料金設定となる。

### 5.1.3 火力発電所建設・運営費用

石炭・ガス火力発電設備を運転して安定的に電力を供給するには、燃料が常に十分な量供給される必要があり、燃料価格は火力発電所を運営していく上で収益に大きな影響を与える要素であることを考慮して、他の調査報告や現地調査でのヒヤリングを参考にして燃料価格を推定した。石炭の場合、低品位炭(4,500kcal/ton)を南スマトラ州内の炭鉱から鉄道・バージ船を利用して輸送して、Kuala Tanjung 付近に荷揚げすることを想定した価格とした。一方、天然ガスは、インドネシア国内のカリマンタン島やパプア島から LNG 船で輸送して、Medan 沖の洋上 LNG 基地に受入後、ガス供給会社のパイプライン網を経由して供給されるケースを想定した価格とした。

収益性に影響を与える他の要素となる発電所の建設費は借入れによる調達となり、運転開始後の収益に大きな影響を与える要素となる。石炭を燃料とする亜臨界圧ボイラーの汽力発電設備を建設できる企業は各国にあるため、現在インドネシア国内で進められているクラッシュプログラムによる石炭火力の平均的な建設単価 800USD/kW とし、超臨界圧ボイラーを採用する汽力発電設備は、設備に使用される材料のコストが亜臨界圧ボイラー用の材料に比べ高価になることに加え、建設できる企業が限られていることから建設単価を 1,300USD/kW と想定した。ガスを燃料とするコンバインドサイクル発電設備は、近年インドネシア国内で行われているプロジェクトの実績をベースに 1,000USD/kWと想定した。ただしここでは Belawan 火力の改修も既設設備の撤去が必要となることから新規コンバインドサイクル発電設備と同じ建設単価としたが、超々臨界圧発電設備については考慮していない。

表 5.1-1 火力発電設備の建設費、O&M 費と運用条件の推定値

Capacity	Fuel	Type	Construction Cost (Million USD)	O&M Cost/Year (Million USD)	Fuel Cost	Thermal Efficiency	Load Factor
200MW	Coal	Subcritical	160	9.6	45USD/ton	39%	70%
400MW	Coal	Subcritical	320	19.2	45USD/ton	39%	70%
600MW	Coal	Subcritical	480	28.8	45USD/ton	39%	70%
400MW	Coal	Supercritical	520	31.2	45USD/ton	41%	70%
600MW	Coal	Supercritical	780	46.8	45USD/ton	41%	70%
200MW	Gas	Combined Cycle	216	10.8	7USD/MMBtu	45%	70%

Subcritical:亜臨界圧、Supercritical:超臨界圧

その他発電所運営費用として O&M コストは石炭火力場合、貯炭設備の維持費用が必要となるため建設費の 6%、ガス火力場合は建設費の 5%とした。また熱効率は燃料中に含まれる水分の影響を排除したLHVベースの一般的な数値を採用し、設備利用率は一律 70%とした。表 5.1-1 に財務計算の基となる諸数値を設備形式の単機容量別に示す。



## 5.2 地熱発電

### 5.2.1 北スマトラにおける地熱発電候補地域と開発計画

地熱発電では現在運転中あるいは調査が実施されている地点として表 5.2-1 に示すように Sibayak、Sarulla、Merapi、Sipaholon、Sinabung 等がある。

#### (1) Sibayak

本地域の地熱貯留層の存在は「4章 4.2 地熱」に記述したように坑井により確認されている。地熱マスタープラン調査（2007）での開発ポテンシャルは 160MW と推定されているが、THR. Bukit Barisan 国立公園内に位置するために開発可能ポテンシャルは 40MW 制限されている。2010 年には 12MW の地熱発電所が稼動しており、今後の開発余地は 28MW と推定される。地熱発電所の拡張は 2014 年までには合計 19.5MW とされている(Surya Darama et al., 2010)。また、RUPTL2010 には開発計画は記載されていない。

#### (2) Sarulla

Sarulla では、Sarulla-1 (Silangkitang、NIL)において 330MW の開発プログラムが作成されており、2010 年 4 月にコンソーシアムと PLN の売電契約が締結されている。現在得られている蒸気は NIL において 46MW 相当、Silangkitang において 80MW 相当で合計 126MW である (Surya Darama et al, 2010)。コンソーシアムでは Sarulla の 4 地区での開発権が設定されており、330MW 以上の計画 (Sarulla-2) は今後検討される。Sarulla-1 は RUPTL2010 によれば 2014 年までに 330MW の計画である。Sarulla-2 については、既に RUPTL 2010 に IPP として 110MW が記載されていること、コンソーシアムでは Sarulla-1 後の開発についても PLN へ売電されることから、民生用電源として利用される。ただし、RUPTL2010 に計画されていない資源量を検討すると、地熱マスタープラン調査（2007）による Sarulla の全資源量を 630MW とすると 190MW の開発余地があると考えられる。実際の開発計画は RUPTL2010 の計画より遅れ、Sarulla-1 は最短でも 2015 年までに 330MW、Sarulla-2 はそれ以降と見込まれているが、本地域の開発はステップを踏んで段階的に進められることから、この見込みよりさらに遅れる可能性がある。

#### (3) Merapi

地熱マスタープラン調査（2007）によれば、本地域では詳細な地表調査が実施され、貯留層温度は地化学温度より 290℃と推定されるが、深部調査井は掘削されていない。本地域では大規模な地熱貯留層が推定されており、地熱開発ポテンシャルは 500MW であるが、国立公園の規制を受け開発可能ポテンシャルは 100MW である。本地域については現在、地熱開発区域の入札が行われており、RUPTL2010 には 55MW の開発計画が

記載されている。開発が計画されている 2014 年の稼働は厳しいと見込まれる。RUPTL2010 に記載されていない資源量としては地熱マスタープラン調査(2007)を基準として 45MW の開発余地がある。

(4) Sipaholon

地熱マスタープラン調査 (2007) によれば、地熱開発ポテンシャルは 50MW が見込まれた。本地域については現在、地熱開発区域の入札が行われている。RUPTL によれば 2019 年に 55MW の開発計画が記載されている。

(5) Sinabung

Sibayak に隣接する地域であり、次期開発が予定されている地域である。地表調査が実施されていたが、噴火により中断している。今後詳細調査その後坑井調査が見込まれる。開発ポテンシャルは地表調査の段階で Sibayak と同等の 40MW と見込まれている。本地域の開発は RUPTL2010 には記載されていないが、地熱発電所建設までにはまだ時間が必要と推定される。

(6) その他の地域

その他の地域として Dolok Marawa、Pusk Bukit-Danau Toba、Simbolon- Samosir、Pagaran、Sibubuhan があるが、まだ初期調査の段階で、開発までにはまだ時間が必要である。

表 5.2-1 地熱発電開発地点一覧表

	Area Name	Developer	Geothermal Master Plan Study (2007) Total Capacity (MW)	Installed(2010) (MW)	RUPTL(2010-2019) (Operaion) (MW)	API NEWS(2010) Tender Status & Green Field List	Possible Additional Development (MW)
1	Sibayak	PGE	40	12	-	-	28
2	Sarulla-1	IPP	630	0	330 (2014)	-	-
	Sarulla-2	IPP		0	110 (2014)	-	190
3	Sorik-Merapi	IPP	100	0	55 (2014)	Tender	45
4	Sipaholon	IPP	50	0	55 (2019)	Tender	0
5	Sinabung	PGE	ND	0	-	-	(40)
6	Dolok Marawa	-	-	0	-	Green Field	-
7	Pusuk Bukit-Danau Toba	-	ND	0	-		-
8	Simbolon-Samosir	-	ND	0	-		-
9	Pagaran	-	-	0	-		-
10	Sibubuhan	-	-	0	-		-
	Total		820		550		273/(313)

## 5.2.2 地熱開発有望地域の抽出

### (1) 地熱開発有望地域

地熱発電では現在運転中あるいは調査が実施されている地点として Sibayak、Sarulla、Merapi、Sipaholon、Sinabung 等がある。Sarulla の開発 (330MW) は PLN と売電契約が締結され、その後の開発についても PLN に売電される。Sarulla-2 は既に RUPTL 2010 に IPP として 110MW が計上されていることから、民生用電源として利用される。ただし、RUPTL に計画されていない資源量としては、地熱マスタープラン調査 (2007) を基準とすると 190MW の開発余地が考えられる。

また、RUPTL に記載されていない計画としては Sibayak 増設、と Sinabung があげられ、イナルム用電源として現時点で確実視できる地点は Sibayak 増設 (28MW) があり、開発中の地点としては Sinabung がある。但し、Sinabung については地表調査の段階であり、開発可能量は推定の域を脱していない。

以上のことから 100MW の発電規模を想定すると、Sarulla-2 (190MW、民生利用) が地熱開発有望地域として抽出される。

### (2) 地熱発電所建設費

地熱開発有望地域において Sarulla-2 (190MW) の概算地熱発電所建設費を算出した。算出に当たって、地熱マスタープラン調査 (2007)、フェーズ 1 調査 (2009) にて推定された貯留層特性から求められた必要坑井数を基に掘削コスト、発電所建設費用等を考慮して新規情報を加えて地熱発電所建設費の概算額を推定した (表 5.2-2)。なお、フェーズ 1 調査 (2009) でも指摘されたように生産井能力 (出力) により建設費が影響を受ける。このため本調査では平均的な生産井能力 (8MW/Well) を用いて建設費を概算した。建設費算出の詳細は巻末に示す。

表 5.2-2 地熱開発有望地域の地熱発電所建設費推定額

No.	開発地域	発電容量	生産井能力	掘削費	初期投資総額	土木工事費	送電線	建設費総額	年間発生電力量
		(MW)	(MW)	(mUS\$)	(mUS\$)	(mUS\$)	(mUS\$)	(mUS\$)	(GWh)
1	Sarulla-2	190	8	275	553	28	6	586	1,332

## 5.3 水力発電

### 5.3.1 有望水力ポテンシャルの抽出条件

4章において示した各水力ポテンシャルについて、現地調査において関係機関から入手した情報などをもとに有望開発地点を抽出するための条件を下記の通り策定した。

#### 【大規模貯水池の環境影響】

フェーズ1調査(2009)にて有望ポテンシャル地点として抽出された **Tampur-1** や **Jambu Aye** のように貯水面積が数  $10\text{km}^2$  を超えるような大規模貯水池を有する計画は、社会・自然環境に与える影響が甚大で、PT.PLN 内でもこれらの問題を解決し開発を行うことは困難であるとの見解を持っている。このため、有望ポテンシャル地点からはこれら大規模貯水池を有するポテンシャル地点を除外することとする。

(PT.PLN では **Tampuir-1** については貯水池が **Conservation Area** に入ることから、また、**Jambu Aye** については、多目的ダム計画であり、関係省庁との調整・合意に長期間を要すると想定しており、両地点とも早期の開発は難しいとの見解も示している。)

#### 【アチェ州の政情】

アチェ州は長年にわたる中央政府との対立があり、開発に係る調整、合意形成に難航が予想される。PT.PLN 内でもアチェ州については地域主権が強く、政治的に対立していることから開発には長期間の調整を必要とするとの見解を示している。このため、有望ポテンシャル地点からはアチェ州に所在するポテンシャル地点を除外することとする。

#### 【流れ込み式・調整池式発電計画】

通常、水力発電所の開発には開発構想から始まり、F/S、D/D 等の各調査段階を踏んで詳細な開発計画を策定し建設業者の入札、建設に至る。これらの各調査段階他を含め構想から建設完了までには実に 20 年を超える場合も珍しくなく、特に大規模な貯水池を有するプロジェクトでは、これら各段階の他、社会・自然環境への配慮も必要である。一方で、本調査で抽出するポテンシャル地点はイナルムの拡張事業と同時期、若しくは拡張事業の運転開始後早期に発電を開始する必要がある。このため、本調査では、比較的早期に開発が可能な流れ込み式または調整池式のポテンシャル地点で、且つ、調査段階が **Map Study** を超える地点を抽出対象とする。

この場合、流れ込み式および調整池式発電所からの電力供給は河川流量の変動により増減し、常時一定量の電力供給を必要とするアルミ製錬工場への供給には適さ

ない。このため、水力ポテンシャルについては民生用電源を想定する。

### 5.3.2 有望水力ポテンシャルの抽出

4章にて抽出されたポテンシャル地点のうち、前記した条件に基づき有望開発地点を抽出した。以下に抽出されたポテンシャル地点を示す。

表 5.3-1 抽出された有望開発地点

地点名	設備出力 (MW)	年間発電電力量 (GWh)	設備利用率 (%)	発電形式	調査精度
Toru-1	38.4	308.1	91.6	流れ込み式	Pre-FS
Simanggo-2	59.0	367.0	71.0	流れ込み式	MP
Wampu	45.0	209.7	53.2	流れ込み式	FS
Raisan-3,4	80.0	295.0	42.1	調整池式	RS
計	222.4	1,179.8			

また、除外されたポテンシャル地点とその理由は以下に示す。

表 5.3-2 抽出から除外された水力ポテンシャル地点

地点名	除外理由			
	大規模貯水池 <sup>*1</sup>	アチェ州所在	Map Study 以下	その他
<b>【Hydro Inventory and Pre-Feasibility Studies】</b>				
Tampur-1 <sup>*2</sup>	○(40.9km <sup>2</sup> )	○		
Lawe Alas-4	○(21km <sup>2</sup> )	○		
Ordi-1			○	
Peusangan-4		○		
Sirahar			○	
Simanggo-1			○	
Toru-3	○(22km <sup>2</sup> )		○	
Kumbih-3			○	
Jambu Aye <sup>*3</sup>	○(115.0km <sup>2</sup> )	○		
Teunom-1	(2km <sup>2</sup> )	○		
Aceh-2	(1km <sup>2</sup> )	○		
<b>【RUPTL】</b>				
Lawe Mamas		○		
Asahan-4&5				○ <sup>*4</sup>

- \*1: ( ) 内は貯水池面積。Lawe Alas-4, Toru-3, Teunom-1, Aceh-2 は計画諸元より概算。  
 \*2: Tampur-1 については計画が Conservation area に入ることからも開発は困難であると想定される。  
 \*3: Jambu Aye については、計画が多目的ダムであることから、関係省庁間の調整に長期を要することからも早期の開発は困難である。  
 \*4: Asahan-4&5 については、現在計画中の Asahan-3 計画により開発の可能性が左右される案件であり、この理由から除外した。

### 5.3.3 有望水力ポテンシャルの計画諸元

各有望水力ポテンシャルの計画諸元（設備諸元、建設工事費）を以下の通り推定した。

#### (1) Toru-1

本計画地点の設備諸元は 1999 年実施の包蔵水力調査を採用する。建設工事費については 4 章に示したとおり、1999 年時点の建設費に 30% のエスカレーションを見込む。

#### (2) Simanggo-2

本計画地点は、現在、JICA にて実施中の「インドネシア国 水力開発マスタープラン調査」にて抽出された地点で、Pre-F/S の実施が予定されている。詳細な情報は現在調査継続中であることから本調査では入手できなかったが、JICA 環境社会配慮助言委員会ワーキンググループ資料に記載された計画諸元を採用する。なお、本計画の推進については水力マスタープラン完了後、調査結果に基づいて再度見直しを行う必要がある。

#### (3) Wampu

本計画地点は、1992 年に JICA により F/S が実施されており、その際、発電規模として 84.0MW が採用された。しかし、送電線及び進入道路が保全林（Conservation Forest）を通過することが判明し、開発が遅延していた。現在は RUPTL において、発電規模を 45MW に縮小し 2016 年に IPP により開発予定となっている。本調査では、計画の詳細が判明していないため、1992 年に実施した F/S をもとに Conservation Forest に抵触しない 45MW の計画として、F/S の中で検討対象となったケースをもとに設備諸元を策定した。建設工事費については、F/S Report の建設費から包蔵水力調査までの建設費エスカレーション（9%）と包蔵水力調査から水力マスタープランまでのエスカレーション（30%）を参考に 40% のエスカレーションを見込み概算した。

#### (4) Raisan-3&4

本計画地点の計画諸元は、2004 年に実施した R/S に基づく設備諸元を採用する。建設工事費については包蔵水力調査から水力マスタープランまでのエスカレーション（30%）を参考に 15% のエスカレーションを見込むこととする。

これら検討による各ポテンシャルの計画諸元及び計画位置は以下の通りとなる。なお、上記 4 案件のうち、Wampu 地点については RUPTL2010 に IPP により 2015 年運転開始予定の案件として掲載されている。

表 5.3-3 有望水力ポテンシャル地点計画諸元

計画地点		Toru-1	Simanggo-2	Wampu	Raisan-3	Raisan-4	
計画諸元	州	北スマトラ州					
	河川名	Bintang Toru	Aek Simanggo	Sie Wampu	Raisan		
	流域面積(km <sup>2</sup> )	1,013	480	959	204	259	
	発電方式	流れ込み式	流れ込み式	流れ込み式	調整池式	流れ込み式	
	最大出力(MW)	38.4	59.0	45.0	37.0	43.0	
	最大使用水量(m <sup>3</sup> /s)	-	38.1	35.6	40.0	40.0	
	総落差(m)	-	187.4	114.0	113.0	129.0	
	年間発電電力量(GWh)	308.1	366.9	209.7	135.0	160.0	
	稼働率(%)	91.6	71.0	53.2	42.1		
設備諸元	ダム	ダム形式	コンクリート式	ゲート堰堤	コンクリート式	コンクリート式	コンクリート式
		堤高(m)	-	15.0	4.5	40.0	15.0
	導水路	形式	圧力トンネル	無圧トンネル	無圧トンネル	圧力トンネル	無圧トンネル
		延長(km)	3.47	4.75	8.0	3.70	4.00
		内径 (m)	2.9	4.1	4.2	4.5	4.5
	水圧管路	形式	地上式	トンネル式	地上式	地上式	
発電所	形式	地上式	地上式	地上式	地上式		
経済性	総建設費(million USD)	82.2	118.0	148.3	161.0		
	kW 当り建設費(USD/kW)	2,140	2,000	3,296	2,013		
	kWh 当り建設費(USD/kWh)	0.267	0.322	0.707	0.546		
	既存調査	Pre-F/S	M/P	F/S	R/S		



図 5.3-1 有望水力ポテンシャル地点計画位置

#### 5.4 開発可能オプションの運転開始時期

これまでに抽出した各開発可能ポテンシャルについて、それぞれの運転開始時期を検討した。各電源地点の運転開始までには計画案の実施構想から調査、設計、資金調達、入札、建設の各工程があり、検討ではこれら工程の開始時期を本調査終了後の2011年と仮定した。ただし、水力発電の Simanggo-2 地点については現在 JICA で行われている水力開発マスタープランの完了が2011年7月となっており、その直後に次の工程が開始されると仮定した。また、事業主体によりこれら工程は異なるが、検討では IPP の開発が確定している Sarulla-2 地熱開発を除き、事業主体が公的資金を得てプロジェクトを実施することを想定した。加えて、本検討では各ポテンシャル地点の特性から必要とされる諸工程が順調に推移すると仮定した。

各計画地点の運転開始は発電機が複数台ある場合、最初の発電機が運転開始する時期を意味する。通常、複数台ある計画では工程上発電機器の据付をずらして順次設置、運転を開始し、これら工程は数ヶ月の間隔を要する。石炭火力発電では超臨界あるいは超々臨界ボイラーを採用した場合、その構造上単機での開発が有利である。一方、地熱発電では、坑井調査を実施しながら貯留層の状況を確認、順次開発を行う段階的な開発が行われ、全ての開発が完了するまで数年を要する。本調査の対象となる Sarulla-2 の開発段階は Pre-F/S とされており、坑井調査を含む開発調査の F/S が終了してから開発段階となる。Sarulla-1 建設中に Sarulla-2 (110MW) の F/S が開始され、本調査で対象とする発電所 Sarulla-2 (190MW) は、Sarulla-2 (110MW) 建設のための F/S 終了後に開発調査を開始する。

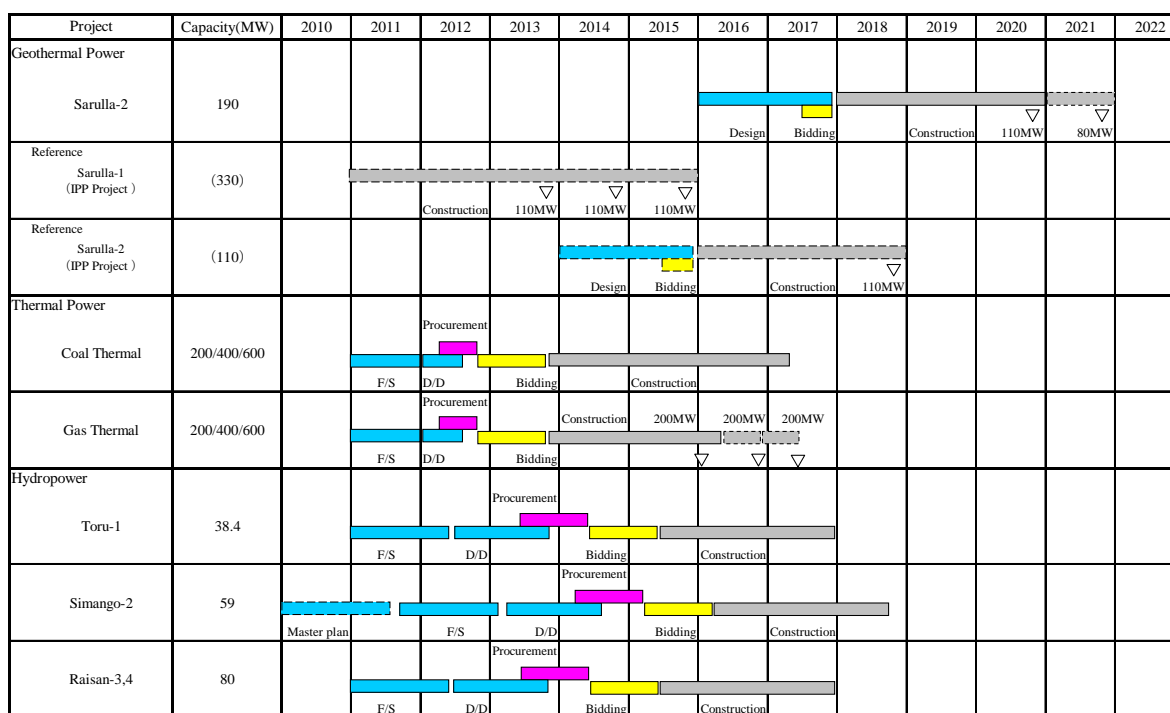
これらの条件を加味し、全ての工程が順調に推移した場合の各ポテンシャルの運転開始までの工程を以下に示す。これによると、調査、設計及び建設が比較的短期間で可能なガス火力発電がもっとも早く2016年に運転を開始し、その後、石炭火力発電が2017年に、水力発電が2017年～2018年に順次運転を開始する。一方、地熱発電 (Sarulla-2 (190MW)) はすでに開発予定となっている Sarulla-1 (330MW) 及び Sarulla-2 (110MW) の開発後に続いて開発されるため運転開始は2020年になる。ただし、本検討では全ての工程が順調に推移した場合の最短の運転開始時期を想定しており、事業者の形態、インドネシア政府並びに地方政府のインセンティブおよび電源開発に係る調整等の諸要因により工程が変更となる可能性がある。



表 5.4-1 開発可能オプションの運転開始時期

計画	容量	電源用途	運転開始	
地熱	Sarulla-2	190MW	民生用/(イナルム増設用)	2020年
石炭火力	Kuala Tanjung 近郊	200/400/600MW (亜臨界)	イナルム増設用/民生用	2016年
	Kuala Tanjung 近郊	>450MW (超/超々臨界)	イナルム増設用/民生用	2016年
	新規	200/400/600MW (亜臨界)	民生用	2016年
	新規	>450MW (超/超々臨界)	民生用	2016年
ガス火力	Kuala Tanjung 近郊	200/400/600MW	イナルム増設用/民生用	2016年
	Belawan Rehabilitation	520MW	民生用	2016年
	新規	200/400/600MW	民生用	2016年
水力	Toru-1	38.4MW	民生用	2017年
	Simanggo-2	59.0MW	民生用	2018年
	Raisan-3&4	80.0MW	民生用	2017年

図 5.4-1 有望ポテンシャル地点の運転開始時期



Remarks: M/P: Master Plan, R/S: Reconnaissance Study, F/S: Feasibility Study, D/D: Detailed Design  
 \*地熱発電のうち、Sarulla-1 (330MW)と Sarulla-2 (110MW)は IPP での開発が決定している案件で本調査の対象外であり、参考として記載した。

表 5.4-2 開発可能オプションの概要

計画	形式	位置	系統との関係
Sarulla-2	地熱	北スマトラ州 Tarutung 近郊	275kV T/L (新設 16km) にて Sarulla S/S へ接続。新設される 275 k V 送電系統へ供給。
Kuala Tanjung 近郊	石炭・ガス 火力	北スマトラ州 Kuala Tanjung 近郊	150kV T/L (新設 10km) にて Kuala Tanjung S/S へ接続。既設系統若しくはイナルム製錬所へ供給。
Belawan Rehabilitation	ガス火力	北スマトラ州 Belawan	Belawan 火力発電所で使用している 150 k V T/L を流用。
Toru-1	水力	北スマトラ州 Tarutung 近郊	275kV T/L (新設 15km) にて Sarulla S/S へ接続。新設される 275 k V 送電系統へ供給。
Simanggo-2	水力	北スマトラ州 トバ湖南部	150kV T/L (新設 35km) にて Tele S/S へ接続。既設 150 k V 送電系統へ供給。
Raisan-3&4	水力	北スマトラ州 Sibolga 近郊	150kV T/L (新設 10km) にて Sibolga S/S へ接続。既設 150 k V 送電系統へ供給。



図 5.4-2 開発可能オプションの位置図

## 5.5 環境調査







### 5.5.1 インドネシアの森林保護区分

森林省（Ministry of Forestry）では、森林法 No.41/1999に基づき、森林保護区分を次の3つの機能に分類し、その保護および管理を行っている。

- 1) Conservation forest      (保全林)
- 2) Protection forest       (保護林)
- 3) Production forest       (生産林)

これらのうち、1) Conservation forest は同法でその土地利用が認められておらず（「6.6 環境関連の法制度」に詳述）、電力関連設備の開発には多くの調整が必要となり、事実上開発が困難である。2) Protection forest 内の開発は、EIAを実施し森林省から事業許可を得たうえで可能となる。

図5.5-1、図5.5-2に、森林省から入手した2009年のアチェ州および北スマトラ州の森林保護区分を示す。同図における森林区分は以下のとおりであり、紫色で示される部分が Conservation Forest 区域である。

<ul style="list-style-type: none"> <li> : Natural Sanctuary and Natural Conservation Land</li> <li> : Protection Forest</li> <li> : Limited Production Forest</li> <li> : Production Forest</li> <li> : Convertible Production Forest</li> <li> : Other Use Area</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>} Conservation Forest</li> <li>} Protection Forest</li> <li>} Production Forest</li> </ul>
---	---

### 5.5.2 有望ポテンシャル地点位置

図5.5-2に有望ポテンシャル位置を投影すると、それぞれの地点の森林保護区分は以下のとおりであり、Conservation Forest を避けた地点となっている。

#### 1) 石炭・ガス有望地点

石炭およびガス火力発電所をイナルム・アルミ製錬工場近傍の海岸沿いに計画をする場合には、Kuara Tanjung 付近の海岸はProduction Forest の範囲にあることに留意する必要がある。

#### 2) 地熱有望地点

・ Sarulla地点 : Production Forest の範囲である

#### 3) 水力有望地点

・ Toru-1地点 : Production Forest の範囲である

・ Simanggo-2地点 : 森林保護区には指定されていない

・ Wampu地点 : 1992年に実施したF/S案では工事用進入道路及び送電線の一部がConservation Forestを通過することが判明しているが、現在の計画は、Protection Forest内の計画に変更していると思われる。事業の実施に先立ちEIAの実施が必須となる。

・ Raisan-3&4地点 : Protection Forest の範囲であり、事業の実施に先立ちEIAの実施が必須となる。

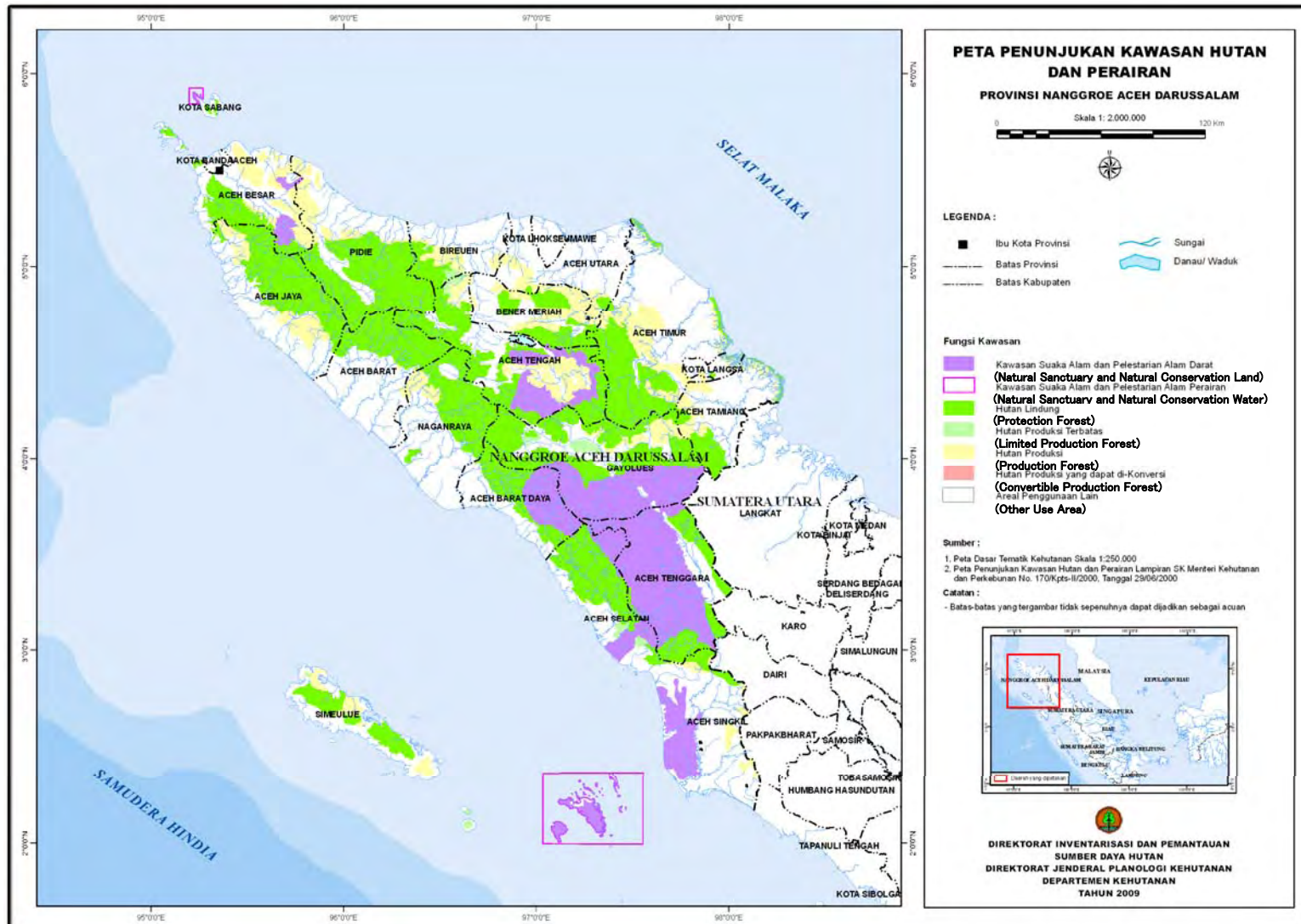


図 5.5-1 アチェ州森林保護区分図

出展: Ministry of Forestry より入手の図に追記

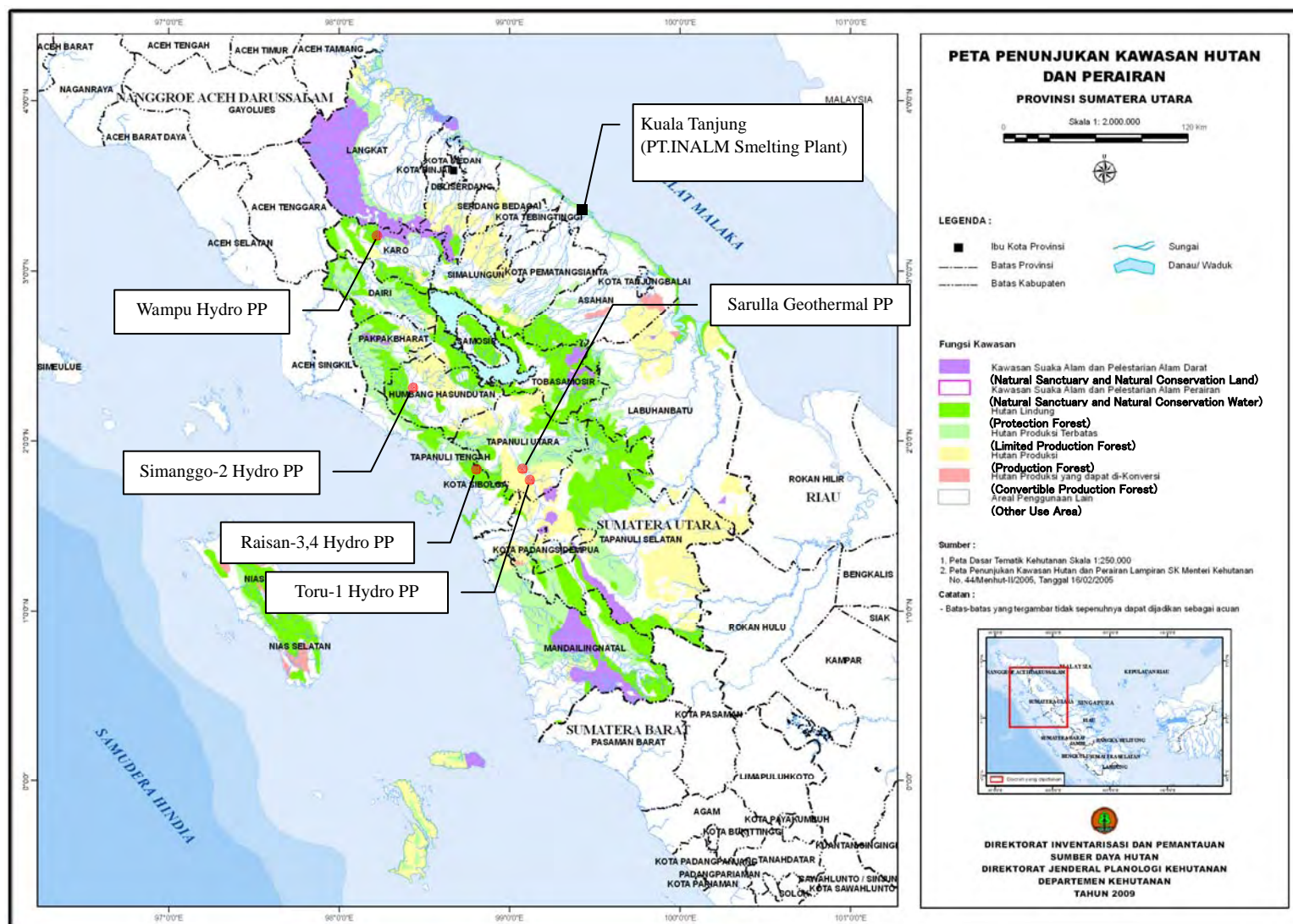


図 5.5-2 北スマトラ州森林保護区分図

出展: Ministry of Forestry より入手の図に追記

## 第6章 電源開発及び発電所建設にかかる制度確認

### 6.1 電源開発における法体系と主要法制度の概要

イ国での法体系は憲法および「法規定に関する法律」2004年10号によって以下のような階層順位となっており、実用優先度は、法律→政令→大統領令→大臣令→地方条令の順である。

表 6.1-1 インドネシアの法体系

順位	法令・英語表記（インドネシア語表記）	日本語表記
1	1945 Constitution (UUD1945)	1945年 憲法
2	People's Consultative Resolution (Ketetapan MPR)	国民評議会決定
3	Law (Undang Undang)	法律
4	Government Regulation Substituting a Law (PP penggantian UU/Perupu)	法律に替わる政令
5	Government Regulation (Peraturan Pemerintah)	政令
6	Presidential Regulation (Keputusan Presiden/Perpres) Presidential Decree (Keputusan Presiden/Inpres)	大統領令
7	Presidential Instruction (Instruksi Presiden/Inpres)	大統領指令
8	Ministerial Decree (Keputusan Menteri/KepMen)	大臣令
9	Regional Regulation (Peraturan Daerah/Perda)	地方条令

この階層順位を考慮して電源開発に関わる一連の関連法規を表 6.1-2 に示す。

表 6.1-2 電源開発に関わる関連法のリスト

分野	名称	区分	概要
エネルギー政策	2006年5号	大統領令	国家エネルギー政策に関する大統領令 2025年における一次エネルギーミックスの割合を、石炭で33%以上、地熱で5%以上、水力・バイオマス・原子力等の再生可能エネルギー計で5%以上を目標とする。
	2007年法律30号	法律	エネルギー法として布告された。 エネルギー政策に基づくエネルギー管理について規定した。
電力	1985年法律15号 (旧電力法)	法律	電力に関する法律 この電力法は、2002年に政府によって改定されようとしたが2004年に裁判所によって違憲と判断された。新電力法2009年法律30号の制定に伴い、本法は廃止された。
	2009年法律30号 (新電力法)	法律	基本的にNo.15/1989を踏襲するも、地方分権政策を反映している。 国家電力総合計画(RUKN)、電気料金改定は国会(地方決済分は地方議会)の承認が必要 電気料金の設定方法などは、政令で詳細に規定する(但し、現時点では新政令は発行しておらず、旧法律に基づく政令等は引き続き有効) 新旧電力法の比較を表 6.2-1 に示す)

分野	名称	区分	概要
	政令(No.10/1989)	政令	電力供給および使用は、国家電力総合計画 (RUKN) に基づき実施される。電力供給事業は、基本的には国家によって実施される。
	政令 (No.25/1999)	政令	電力支援事業 (Electric Power Support Businesses) に関する政令
	政令 (No.53/2003)	政令	電力市場監督委員会 (Electric Power Market Supervisory Board) の設立に関する法律
	政令 (No.3/2005)	政令	電力供給と使用に関する政令 1989 年 10 号の変更に関する政令 ◆変更の内容 1. 大臣の権限 2. 国家電力総合計画 (RUKN) の策定 3. 再生可能エネルギーの最優先 4. 政府および地方政府の役割 5. 公益の為の電力事業許可保持者となりうる団体等 6. 公益のための送電網の使用 7. 電力購入および送電線網貸借の一般入札もしくは直接指名 8. 需要家向け電力販売価格の決定
	政令 (No.26/2006)	政令	電力供給および使用に関する政令 1989 年 10 号の 2 回目の変更 ◆変更の内容 石油燃料から非石油燃料へのエネルギー源多様化により電力生産コストを削減する。 1. 直接選定による非石油燃料をエネルギー源とする電力調達および直接指名による同一エリア内の発電所容量増設からの電力購入 2. 電力販売価格におけるルピアあるいは外国通貨の使用
	2006 年 71、72、86 号	大統領令	石炭使用発電所開発加速のための PLN の任務に関する一連の大統領令 (クラッシュプログラム)
	第二クラッシュプログラム大統領令 2010 年 4 号	大統領令	逼迫する電力需給状況を改善するためのプログラム。電源開発量は第 1 クラッシュプログラムと同じく、10,000MW。(詳細は表 6.2-3,4 参照)
	エネルギー鉱物資源大臣令 No.9/2005	大臣令	電力購入・送配電網貸借大臣令 公益のための電力供給事業における電力購入および/あるいは送電網貸借の手順に関するエネルギー鉱物資源大臣令
	エネルギー鉱物資源大臣令 No.10/2005	大臣令	州間あるいは国家送電網と接続する電力事業許可手続きに関する大臣令
	エネルギー鉱物資源大臣令 No.1/2006	大臣令	電力購入および送配電網貸借大臣令 2005 年 9 号 (03-04) の明確化、および、電力購入及び送電網貸借の手続きを再度定める
	エネルギー鉱物資源大臣令 No.4/2007	大臣令	電力購入送電網貸借変更大臣令 2006 年 1 号 (03-07) の変更 (「直接選定」の付加)
	エネルギー鉱物資源大臣令 No.7/2010	大臣令	基本電気料金を規定する大臣令
石炭	電力、エネルギー利用総局規定 No.751-12		1 基あたり 8MW までの接続容量の石炭火力発電建設における国産品、サービス利用に関する規定
	国家石炭政策		2004 年 1 月制定。国内の石炭供給安定、石炭利用の付加価値増加、石炭輸出量増加を目指す。
	2008 年法律 17 号	法律	インドネシア海運法 沿海航行権とインドネシア船籍船優先の原則が規定された。



分野	名称	区分	概要
	2009 年法律 4 号：鉱物石炭鉱業法	法律	2009 年 1 月に大統領の承認を受けたので施行は 2010 年からの見通し。 地方政府による事業許可制への移行。中央政府との契約に基づく CCOW（石炭鉱業事業契約）制度の 1 年以内の廃止。外資の 5 年後の資本現地化義務等。
	石炭国内供給義務と国内石炭価格政策に関する政令（案）		石炭生産各社に一定割合の生産量をインドネシア国内への供給を義務付けるもので、価格は各種価格指標を参考に決定される。（現在政令化中）
地熱を含む再生可能エネルギー	大統領令 No.45/1991、No.49/1991	大統領令	民間地熱事業者が発電事業に参加でき、更に地熱開発への税率を 46%から 34%に低減した。
	2003 年法律 27 号	法律	地熱法で、地熱エネルギーの開発を規定するもの。この法律で、34%の税率は通常の中央及び政府の定める税法に従うことに改定された。
	エネルギー鉱物資源大臣令（No.0002/2004）	大臣令	再生可能エネルギーに関する政令。新エネルギー（バイオマス、地熱、太陽熱、水力、風力、海洋などのグリーンエネルギー）の開発とエネルギー保全に関する政令。
	2004 年 6 月公布		地熱エネルギー法を受けて 2004～2020 年までの地熱開発目標を掲げた「地熱ロードマップ」の公布。
	エネルギー鉱物資源大臣令 No.2/2006	大臣令	中規模再生可能エネルギー発電事業における電力販売価格に関する規定
	地熱鉱業に関わる政令（No.59/2007）	政令	2003 年の地熱法に基づいて発布された 2007 年政令 59 号
	エネルギー鉱物資源大臣令 No.14, No.269/2008	大臣令	地熱発電の売電単価は周辺地域の発電コストを基準として、単価の 80～85%が基準であると規定
	エネルギー鉱物資源大臣令 No.5/2009	大臣令	上記大臣令 No.269/2008 で、発電事業者の発電する電力の購入単価は PLN の供給コストをもとに政府が決めていたが（単価の 80～85%）、この大臣令でキャンセルされ、PLN の専決権限となりその算定方法が示されないことになった。
環境関連	大統領令 No.36 及び No.65/2005	大統領令	用地取得・住民移転に関する大統領令
	1982 年法律 4 号	法律	環境管理基本法の制定
	政令 No.27/1999	政令	環境アセスメント制度に関する政令で、評価手続き AMDAL を規定している。
	環境省令 No.11/2000、No.17/2001	大臣令	AMDAL を提出すべき事業活動と規模、所管官庁についての規定。
	環境省令 No.86/2002	大臣令	AMDAL の実施が義務付けられていない業種で求められる環境管理活動を規定している。
1999 年法律第 41 号	法律	森林法で、森林の区分を規定。	
投資及び事業運営関連	政令 No.20/1994	政令	外国投資企業とインドネシア人社会との共同所有に関する政令
	1995 年法律 1 号	法律	会社設立に関する法律
	1999 年法律 22 号	法律	地方自治法で、地方分権と地方自治に関する法律。天然資源に対する地方の権限を規定
	1999 年法律 25 号	法律	中央・地方政府財政均衡法で、中央と地方政府間の財政配分を規定。上記 22 号と同時に布告
	2000 年法律 16～20 号	法律	外国投資への課税控除について
	No.29/2004	大統領令	投資許認可のワンストップサービスの実施
	政令（No.1/2007）	政令	「投資に対する税の優遇措置」の制定。 その後、2008 年に No.62/2008 政令として優遇措置を受ける対象業種が拡大され、地熱発電が含まれた。

分野	名称	区分	概要
	2007 法律 25 号	法律	新投資法で、外国投資促進による国家経済建て直しのため、それまでの国内外の投資関連法をまとめた。
	政令 (No.36/2008)	政令	所得税の最高税率が 25%に引き下げられた。
	No.76 と No.77/2007 年	大統領令	発電・送電・配電事業への外資参入は資本比率が最大 95%までと規定
	No.41/2008	工業大臣令	総資産 2 億ルピア以上の全ての工業会社の営業許可・拡張許可に関する手続き
石油・ガス	新石油・ガス法 (No.22/2001)	法律	石油・ガスセクターの機能分離と自由化により、プルトミナの独占支配を解消し、同セクターに競争原理を導入。現在修正法案作成中
	政令 (No.42/2002)	政令	石油ガス上流事業の実行機関設立に関する政令
	政令 (No.67/2002)	政令	石油ガス下流事業の規制機関設立に関する政令
	政令 (No.31/2003)	政令	国家石油天然ガス会社 (State Oil and Natural Gas Company) の民営化に関する政令
	政令 (No.35/2004)	政令	<ul style="list-style-type: none"> <li>・石油ガス上流部門に関する政令</li> <li>・参加権益の 10%を地元公営企業に与える (34 条)</li> <li>・国内需要向けに生産高の 25%を供給義務 (146 条)</li> </ul>
	政令 (No.36/2004)	政令	<ul style="list-style-type: none"> <li>・石油ガス下流部門に関する政令</li> <li>・家庭用及び小規模家向けは政府が価格を決める。それ以外は市場競争メカニズムに定める。</li> </ul>
	エネルギー鉱物資源大臣令 No.1321K/20/MEM/2005	大臣令	国家ガス送配電網マスタープラン

エネルギー政策において最上位の指標を与えるのは、2006 年第 5 号の大統領令及びそれに基づいて布告された 2007 年法律 30 号のいわゆるエネルギー法である。大統領令では、エネルギーの国内安定供給と持続的発展を目的として、2025 年における一次エネルギーミックスの割合を、石炭 33%以上、地熱 5%以上、水力・バイオマス・原子力等の再生可能エネルギー5%以上とする目標が掲げられた。このエネルギー政策を実施・管理するための組織として、エネルギー法において国家エネルギー総合計画評議会の設置を規定した。国家エネルギー政策は同評議会で計画・立案される一方、地方政府はこの国家エネルギー政策を参照して地方エネルギー政策をとりまとめることになる。

## 6.2 電力分野関連の法制度

### 6.2.1 新電力法

イ国では、電気事業は長らく 1985 年の電力法によって規制を受け、電力供給は基本的に PLN が電力事業権限保持者 (PKUK) として独占的に責任を有してきた。しかしながら増大する電力需要を満たすためには公的資金のみでは限界があり、1992 年 37 号の大統領令により IPP 参入が認められ、民間による電力供給許可保持者 (PIUKU) の取得

ができるようになった。市場経済を重視した電力政策を推進するために、2002年更に新電力法を成立させ電力改革を促進しようとしたが、2004年憲法裁判所で、電力供給は国民の福祉に直接影響するため国が事業を運営・管理すべきとして違憲と判断され、基本的には1985年の電力法が有効となった（但し2002年の新法の下に行った政府との契約は有効としている）。この事態を受け2005年に政府は政令第3号を發布して電力セクターへの民間参加の条件について規定をして混乱を避ける処置がとられた。また、2005年に、大臣令9、10号として電力購入や送電線網の賃借に関する一連の大臣令が公布されている。

2009年9月、上記のような混乱を避けるべく新電力法(No.30/2009)が発効した。

#### (1) 新旧電力法の比較

新電力法の特徴は下記のとおりであり、新旧電力法の比較を表6.2-1に示す。

- 基本的に1985年の電力法(No.15/1985)を踏襲しているが、地方分権政策を反映して2002年電力法(No.20/2002)も取り込んでいる。
- 国家電力総合開発計画(RUKN)、電気料金改定は国会(地方決裁分は地方議会)の承認が必要になった。
- 電気料金の設定方法など(その他の事項も)、今後発令される政令で詳細は規定されることになる。

表 6.2-1 新旧電力法の比較

種別	電力法 (No.15/1985)	新電力法 (No.30/2009)
電力開発計画	中央政府が国家電力総合計画(RUKN)を策定	中央政府が RUKUN 策定 (要国会承認) 地方政府は RUKN を基に地方電化総合計画 (RUKD) 策定
事業責任	中央政府の管理下で PLN が実施	中央政府の管理下において中央政府と地方政府が分担
事業認可	国の認可	国の認可 但し、事業地域が複数州/県に跨らない場合は地方政府。
事業の実施	PLN による実施、一部独立システムでは協同組合等	PLN、公営企業、民間、協同組合、市民団体。但し、PLN 事業優先
電気料金	全国一律 大統領の認可	中央政府 (要国会承認) 但し、事業地域が複数州/県に跨らない場合、地方政府は当該地域の料金を地方議会承認で定める。

## 6.2.2 電気事業者の分類

現法規制下における電気事業者は下記のように分類される。

- ① 電力事業権限保持者  
政令により定められ公共利益のために電力事業を行うものであり、具体的には PLN を指す。
- ② 電力事業許可保持者  
一般電気供給事業認可を受け、公共利益のための電力供給を行うもので、公営企業、協同組合のほか民間企業による IPP を含む。
- ③ 特定供給電力事業許可保持者  
特定の需要家に対する電力供給事業の認可を取得している事業者であり、供給区域は限定（工業団地等のインフェンス：Captive Power）される。
- ④ 自家用発電電力事業許可保持者  
自家用目的で電力設備設置に関わる事業許可を取得している者

## 6.2.3 電気料金

事業範囲が州/県を跨ぐ場合（PLN による国家送電網範囲）の電気料金は、国会承認により一律に設定される。現行の電気料金は MEMR 大臣令 No.7/2010（2010 年 7 月改訂）により規定されている。（平均で約 15%の値上げとなった）電気料金の内、従量制料金(Consumption Charge)に関しては大口、高圧需要家で 605Rp/kWh（約 ¥7/kWh<sup>1</sup>）であり、国家送電網カバー区域では一律料金となっている。仮にイナルムが PLN から買電する場合、この料金体系に従わなければならない。イナルムが PLN より買電する場合の料金は表 6.2-2 のように試算される。

なお、PLN は国から 2010 年においても約 6,800 億円相当の補助金（PLN 経営計画より）を受けており、今後、MEMR は補助金を削減すべく電気料金の改定を引き続き行っていく方針である。RUPTL2010-2019 に示される電気料金改定予定は表 6.2-3 に示すとおりである。

<sup>1</sup> 1US\$=8,800Rp とし換算

表 6.2-2 イナルム増設用電力を PLN より買電する場合の料金

項目	Demand Charge	Consumption Charge	備考
Group I-4/TT	24,200 (Rp/kVA/Month)	605 (Rp/kWh)	Demand Charge は産業電力を対象とした場合
イナルム増設用電力	150,000kVA	86,400k,000kWh/Month	設備の力率:1.0 稼働率:80%とした場合
月電力料金 (Rp/month)	24,200 x 150,000 =3,630,000,000	86,400,000 x 605 =52,272,000,000	
月合計(Rp/month)	55,902,000,000		
月合計(US\$/month)	6,352,500		1US\$=8,800Rp
平均買電単価	647 (Rp/kWh)		=55,902,000,000/86,400,000
	7.35 (¢ /kWh)		=6,352,500/86,400,000

出典：MEMR 大臣令 No.07/2010 に基づく Basic Electricity Tariff 2010

表 6.2-3 今後の電気料金の推移

年	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
政府補助金(兆 Rp)	68.0	52.1	43.3	40.3	40.2	44.7	
平均電力料金(Rp/kWh)	703	805	885	910	935	960	
上昇率	100	115	126	129	133	137	
供給原価(Rp/kWh)	1,187	1,145	1,111	1,088	1,078	1,103	
差額 (Rp/kWh)	(Rp/kWh)	484	340	226	178	143	143
	(¢ /KWh)*	5.50	3.86	2.56	2.02	1.65	1.65

出典：RUPTL 2010-2019 \*：1US\$=8,800Rp

#### 6.2.4 送電線の賃借

新電力法は既往の政令は改定されない限り有効であるとされており、送電線の賃借に関しては政令 2005/3 及び 2006/26 が適用される。政令 2005/3 及び 2006/26 の第 11 条において、PLN の送電線賃借義務を規定しているが、現時点では下記の理由により実質上、送電線の賃借は困難であり、実施例も無い。

- ① 賃借に関する細則規定<sup>2</sup>は国が制定することとなっているが、技術的・経済的検討が行われておらず棚上げ状態であり、現時点で制定の目処が立っていない。
- ② 賃借料金<sup>3</sup>についても上記細則規定の範疇であり、現時点では決められていない。

<sup>2</sup> 日本国の経済産業省令「一般電気事業託送供給約款料金算定規則、1999年12月発効、最終改訂2010年3月」(全59頁)に相当する規定。

<sup>3</sup> 日本国某電力会社の託送料金は特別高圧需要(7MV以上)で約2.3円/kWh

仮に SPC が発電所をイナルム用電源として開発したとしても、現時点では送電線の賃借に関する細則がないために、現実的には PLN の送電線を賃借することができない。したがって、専用送電線を引くか、PLN に売電し PLN の電気料金体系に従って買電する方法以外の選択肢がない。

### 6.2.5 クラッシュプログラム

大統領規程 2006 年 71 号に基づき、政府は PLN に対し燃料ミックスを改善し、全国の電力需要を持たすために 1 万 MW 程度の石炭系発電所の開発を委任した。(第 1 次クラッシュプログラム) 第 1 次クラッシュプログラムはジャワ・バリで平均 8 ヶ月遅れており、ジャワ・バリ以外のエリアではそれ以上に遅れている。これは、ファイアランスや建設の問題が主な原因である。

第 2 次クラッシュプログラムは 2010 年 1 月 8 日に再生可能エネルギー、石炭、ガスを利用した電源開発加速化実施の PLN への委任に関する大統領規程 2010 年 4 号の制定により正式に発表された。第 2 次クラッシュプログラムは再生可能エネルギー、特に地熱の更なる活用を計画したものである。しかし、需給バランスと地熱プロジェクトの態勢がまだ完全ではないことを考慮し、第 2 次クラッシュプログラムの地熱プロジェクトとして計画されているのは 2014 年までに 3967MW である。これだけの地熱プロジェクトが計画されていることから、PLN はそれまでの RUPTL で計画していた石炭火力の開発のいくつかを延期し、高すぎないレベル<sup>4</sup>でのリザーブマージンの維持を行うこととしている。

地熱発電プロジェクトは、PLN が下流側を開発するいくつかの WKP<sup>5</sup> サイトを除き、一般にトータルプロジェクト（蒸気と電気をひとつのプロジェクトとして統合したもの）として IPP が行う。2014 年までに終わる予定のプロジェクトは、既存の WKP の拡張のものと地熱関係者が選んだいくつかの新しいサイトだけである。

地熱発電開発地域の選定と有望地点の決定は、JICA と石炭地熱総局が 2006-2007 年に行った”Master Plan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia”とに基づいている。

第 1 次、2 次クラッシュプログラムを比較すると以下のとおりとなる。

<sup>4</sup> スマトラのリザーブマージンは PLTP プロジェクトに対応できるよう 40%以上で計画

<sup>5</sup> WKP=鉱業区

表 6.2-4 第1次・第2次クラッシュプログラムの比較

種別	第1次クラッシュプログラム	第2次クラッシュプログラム
開発計画年	2006-2009	2010-2014
開発方式	100%PLN	PLN:50.4% IPP 49.6%:
電源開発量	約 10GW	約 10GW
目的(背景)	緊急電源開発 (ジャワバリ中心) 脱石油政策	緊急電源開発 電源の多様化 再生可能エネルギーの導入
電源種別	石炭 100%	再生可能エネルギー: 51% 化石燃料(ガス・石炭): 49%
法的根拠	大統領令(No.71/2006)	大統領令(No.4/2010)
開発所要資金	電源: 80 億 US\$	電源: 160 億 US\$ 送電: 4 億 US\$

表 6.2-5 第2次クラッシュプログラムにおける電源構成

種別	PLN 関連		IPP		合計
	設備出力 (MW)	所要資金 (百万\$)	設備出力 (MW)	所要資金 (百万\$)	設備出力 (MW)
水力	1,174 (174)	923 (261)	30 (0)	45 (0)	1,204 (174)
コンバインド	1,200	1,020	360	360	1,506
地熱	880 (0)	1,343 (0)	3,097 (550)	7,212 (1,254)	3,977 (550)
汽力	1,764 (400)	2,567 (520)	1,548 (0)	2,240 (0)	3,312 (400)
ガス	100	50			100
合計	5,118	5,903	5,035	10,057	10,153

注) ( )内は北スマトラ地域のみ計画値

## 6.3 地熱発電関連法規

### 6.3.1 関連法規/規定

地熱開発に関わる法律・諸制度は、2002年に定められた国家エネルギー計画 (National Energy Policy : NEP) に国家としての地熱利用が明記されたことにより整備が進められた。それ以降、2003年に制定された地熱エネルギー法がベースとなり、地熱発電の目標値の決定、地熱開発区域の設定方法、許可の付与方法、開発期間、地熱発電による売電単価に関する諸制度が制定されている。

#### ① 地熱エネルギー法 (2003年法律第27号)

地熱エネルギー法は、インドネシア国内に豊富に賦存し、再生可能エネルギーである地熱エネルギーを、エネルギー供給源として積極的に活用し、社会の持続的発展に寄与させることを目的としている。

本法では「公開による地熱開発区域（Working Area；WKP）の設定と制限」、「地熱開発許可（Geothermal Energy Business Permit：IUP）」、「入札による地熱開発区域の決定」が定められている。

- ◇ 国（鉱山エネルギー省）は地熱開発区域(Working Area；WKP)を設定する責任がある。
- ◇ IUP については、「期間の設定(探査3年[2年延長可]、FS2年、開発30年[延長可能])」「返還義務(探査終了後2年以内に開発に移行しない場合)」「開発計画の届出制度と監督官庁による変更命令に関する規定」がなされている。

本法における重要事項は、法第10条は第1号で地熱開発行為を、予備調査、探査、事業化可能性調査(FS)、開発および利用の5区分に分割し、そのうち予備調査に関しては、第2号にて「国および州政府はそれぞれの権威に沿って予備調査を実施しなければならない」と規定しているところにある。

## ② 地熱開発 Road Map（Road Map Development Planning of Geothermal Energy for 2004-2020）

地熱開発ロードマップは、国家エネルギー計画及び地熱エネルギー法を受けて、2020年までに6,000MWの地熱開発を目標として、その達成のための指針を示すために2004年6月に作成された。2005年には、2025年までに9,500MWの地熱開発を行うと新たな高い目標が示されている。

## ③ 地熱エネルギー法に基づく地熱事業活動に関する政府則第59号（2007年）

本政府則は、地熱法で規定している地熱開発区域(本政府則ではWork Siteと表記)設定・入札・開発行為の手続きの詳細を定めている。

### 6.3.2 地熱発電開発における問題点

上記の関連法規は地熱開発の促進と公平性の確保を目的とするものであるが、以下のような問題から、現実には開発は停滞している。

- ① 事前調査は、制度上は中央/地方政府が直接可能であるが、調査資金を基本的には民間に期待しており、調査が開発権所得に直接繋がらない。
- ② 作業地域の入札時に蒸気または売電価格を提示しなければならない。探鉱やF/S実施前の提示はリスクが大きい。
- ③ 作業地域落札後でないとIUPが供与されない。一方、調査井掘削はIUPを保持しないと不可能。従って、地上調査のみで作業地域を入札しなければならない。従い、地上



調査のみで売電価格を提示できる「技術的根拠」は得られない（経済的根拠は挙げられるが、極めて高いものとなる。）

#### 6.4 石炭開発関連法規

石炭開発に関わる法制度として、現在最も注目されているのが、2009年法律第4号の鉱物石炭鉱業法、国内供給義務及び石炭価格政策に関する政令、及び2008年法律第17号の新海運法である。いずれも最近公布され、現在は鉱物石炭鉱業法による鉱業実施体制の移行期であり、新海運法による国内海運のインドネシア船籍化する輸送体制の移行期である。

新鉱物石炭法では、これまでの石炭採掘活動が政府と石炭採掘会社との間の契約形態で行う制度が廃止され、鉱業事業が鉱業事業区域を対象として入札による許可制となる。従って今後は国有企業、地方公営企業、民間企業、協同組合、果ては個人を対象に鉱業の実施許可が発行される。2009年1月に承認を受け施行された。インドネシア政府の政策として自国の経済活動、及び福利厚生を優先させるべく発電所からセメント・パルプ工場にいたるまでのインドネシア国内への石炭供給確保を目的として、“国内供給義務及び石炭価格政策”に関わる政令化が進められている。したがって、国内石炭火力発電所への石炭供給が政策的にも確保されることとなる。

2009年法律第4号の鉱物石炭鉱業法には明確に国内供給義務が謳われている。該当箇所は以下の通りである。

##### ① 第2章 原則及び目的

- ・ 第3条 c.国内需要のための原料として、又はエネルギー源として鉱物と石炭の供給を保証する。

##### ② 第3章 鉱物・石炭の利用

- ・ 第4条 (1)再生不能な天然資源としての鉱物と石炭は、最大限の国民福祉のために国家が管理する国家財産である。
- ・ 第(1)項で述べた国家による鉱物と石炭の管理は、政府又は地方政府により実行される。
- ・ 第5条 (1)国家利益のために、政府はインドネシア共和国国民議会と協議の上で、鉱物・石炭に関し国家利益を最優先する政策を策定することができる。
- ・ (2)第(1)項で述べた国家利益は、生産と輸出の管理により実行することができる。
- ・ 第(2)項で述べた管理の実行において、政府は各州における毎年の各鉱種の年間生産量を決定する権限を有する。

- 地方政府は、第(3)項で述べた政府が定めた数量の規定に従わなければならない。
- 詳細は別途政府規定にて定められる。

鉱物石炭鉱業法によりインドネシア国内への供給義務は法律で明確に規定されたことになり、実施の詳細は政令に定められることになるが、インドネシア国内へ石炭供給義務には、すべての石炭火力発電所、セメント工場、パルプ工場等への供給が対象となるので、新たに石炭発電所をインドネシア国内へ建設・運用を考える場合は燃料供給確保の明確・確実な根拠となる。

## 6.5 天然ガス関連法規

天然ガス利用に関する法律としては新石油・ガス法（No.22/2001）がある。この法律では石油・ガスセクターの機能分離と自由化により、プルトミナの独占支配を解消し、同セクターに競争原理を導入した。ガス採掘は国の管理下で行われるが、事業主体としては国有企業その他、地方公営企業、協同組合及び民間の参入を認めている。ガス利用に関しては、国内での利用を優先とするものの、同時に国家歳入の重要な財源であるとしている。

## 6.6 環境関連の法制度

石炭、地熱、水力、いずれの電源開発においても自然・社会環境面からの調査が必要である。政令 No.51/1993 で環境影響評価 AMDAL が最初に取り上げられ、その後政令 No.27/1999 の制定によって確立され、事業活動の範囲と影響に応じて市又は県、複数の市あるいは県にまたがっている場合は州、州をまたいでいる場合は中央が、それぞれの事業を監督することになっている。AMDAL 適用の対象業種と規模は環境省令 No.17/2001 で14分野、84業種に規定され、環境影響評価書 AMDAL、環境管理計画 RKL、環境モニタリング計画 RPL の作成が必要である。一方、AMDAL 非適用の業種でも、政令 No.27/1999 において環境管理活動 UKL と環境モニタリング活動 UPL の提出が義務付けられている。本調査業務に関連した AMDAL 適用分野一覧と所管機関を表 6.3-1,2 に示す。

表 6.6-1 AMDAL の適用を受ける分野  
(Provided by Ministry Decree No.17/MENLH/02/2001)

No.	ACTIVITIES	SCALE/AREA
<b>I .MINING AND ENERGY SECTOR</b>		
<b>A. General Mining</b>		
1	License Area	>=5000 ha and/or
	Open Mining Area	>=100 ha(cumulative/year)* and/or
2	Production and Exploitation Phases	
	a. Coal	>=1,200,000ton/year(ROM)
	*To prevent too wide land clearing **Raw of Material	
<b>B. Electricity</b>		
1	Transmission	>=150KV
2	PLTD/PITG/PLTU/PLTGU	>=100MW
3	Electric Hydro Power with Dam Height/	>=15m or
	Electric Electric Hydro Power with Puddle Area	>=200ha
4	Geothermal electricity generating stations	>=55MW
<b>D. Environmental System Geology</b>		
1	Ground Water Exploitation (either Shallow or Deep Soil Well)	>=50 lt./day (from 1 well / or from 5 wells in < 10 ha area for commercial purposes)
<b>II .COMMERCE AND INDUSTRIAL SECTOR</b>		
7	Aluminum manufacture	All (Raw Material from Alumina)
<b>IX.FORESTRY AND PLANTATION SECTOR</b>		
1	Forest Concession (HPH)	All
2	Sago Forest Concession	All
3	Bamboo Forest Concession	All
4	Industrial Forest Concession	>=10,000 ha or with Areas of <=10,000 ha located just next to the protected area
<b>X .PUBLIC WORK</b>		
1	Dam construction	Height>=15m, or
		Reservoir area>=200ha
13	Water Intake from Lake, River, Water Spring or Other Water Sources	Flow rate>=500 l/second

表 6.6-2 環境影響評価の対象施設と所轄機関（環境大臣令 No.11/2000）

対象施設	規模	所管機関
石炭火力発電所	出力 100MW 以上	所属県・市（県・市をまたがる場合は州、州をまたがる場合は環境省）
地熱発電所	出力 55MW 以上、但し 55MW 以下でも保護区であれば対象 (*1)	所属県・市（県・市をまたがる場合は州、州をまたがる場合は環境省）
水力発電所	ダム高 15m 以上 貯水池面積 200ha 以上 出力 50MW 以上	所属県・市（県・市をまたがる場合は州、州をまたがる場合は環境省）
送電線	電圧 150kV より大	所属県・市（県・市をまたがる場合は州、州をまたがる場合は環境省）

\*1：森林保護地域、水源地域、海岸、河川岸、湖沼・貯水池周辺地域、自然保護地域、海洋及び淡水保護地域、マングローブ地域、国立公園、レクリエーション公園、文化遺跡、科学的研究地域、自然災害のおそれがある地域

森林の保護は環境省の所管ではなく森林省が保護の指定や管理を担当している。森林法 No.41/1999 によると、インドネシアの森林は、①保全林 (CONSERVATION FOREST)、②保護林 (PROTECTION FOREST) 及び③生産林 (PRODUCTIVE FOREST) の3つの

機能に分類される。森林の使用については、Sanctuary forest 及び Core zone of National Park を除いて使用できるとしている。

① 保全林 (CONSERVATION FOREST)

保全林は植物・動物の多様性、及びそのエコシステムを保全する特別な地域であり、下記のように細分される。保全林の使用は別途政令で定めることとなっているが、Sanctuary forest 及び Core zone of National Park は使用できない。

- a. Sanctuary forest (natural reserve forest)
  - Natural sanctuary forest
  - Animal / wild life sanctuary forest
- b. Nature conservation forest
  - National park (core zone, utilization zone, others)
  - Grand forest park
  - Nature tourism park
  - Game Hunting Park

② 保護林

保護林は住民の生命・財産の保護として、水文、洪水防御、侵食防止、海水遡上防止及び土壌肥沃の維持の機能を持つ。保護林の使用は環境サービス及び非木材の採取に限られ、事業許可取得が条件である。

③ 生産林

生産林は森林による生産及びサービスの機能をもつ。生産林の使用は環境サービス、木材及び非木材の採取・生産が事業許可を得て許される。社会環境面の検討では住民移転への対応が大きな課題である。用地取得・住民移転に関する法制度は大統領令 No.36/2005 で公布され、No.65/2005 で改定が行われている。同法に従って住民からの同意を取得し、補償を実施することになる。又、この中で住民移転計画書 (L A R A P) の策定が記載されており、AMDALの承認及びJ B I Cを含む国際機関からの融資を受けるためには必須事項である。

## 6.7 投資及び事業運営関連の法制度

IPMによる事業運営を想定して、投資と運営に関わる法制度について簡単に記述する。

### 新投資法：

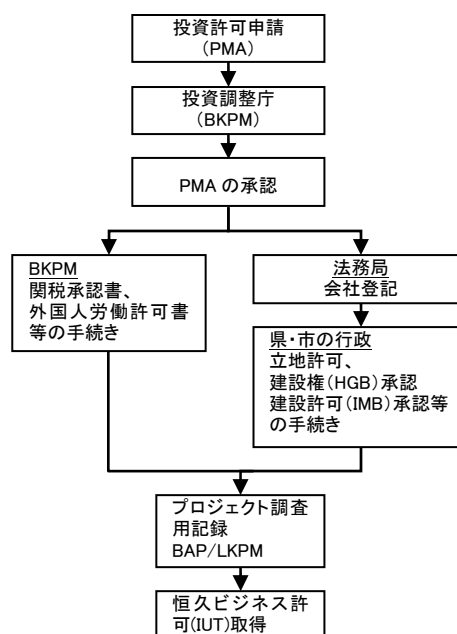
イ国では1967年に外国投資法を制定した。同法にて、外国直接投資企業は30年間の

営業保証を受けること、この期間内に追加投資を行えば保証期間がさらに 30 年間延長されることが規定されていた。外資導入促進による国家財政の立て直しを図るため、従来の 1967 年外国投資法、1970 年の同法改正法、1968 年内国投資法及び 1970 年の同法改正法を一本化して、2007 年に新投資法案が国会で可決され、外国企業の投資認可までの期間が大幅に短縮されるほか、税制面での優遇措置、中央政府と地方政府の認可手続きの一元化が図られている。2004 年の大統領令 29 号及び新投資法により、投資許認可・便宜サービスは全て投資調整庁（BKPM）が実施することになった。外資によるこれまでの進出はほとんど現地法人の設立であり、その主たる手続きを右図に示す。投資許認可期間は原則 30 年であるが、追加投資を行えば更に 30 年延長される。

税法：

イ国での租税は大きく国税、関税、地方税からなり、国税中の個人・法人所得税及び付加価値税が主たる租税である。土地・建物税も国税の一つである。1980 年代に抜本的税制改革を行い現在に至っているが、基本的に自己申告納税制度である。2008 年の No.36 政令によれば、法人所得税の税率は年間課税所得に応じて 10%（所得が 0.5 億ルピア以下）、15%（0.5～1 億ルピア）、25%（1 億ルピア以上）の 3 段階となった。減価償却費は、建物及び建設用重機械で最大 20 年となっている。付加価値税の税率は 10%である。投資に対する優遇措置として、2008 年 No.62 政令によって優遇措置を受ける業種が拡大され、地熱発電が含まれることになった。優遇措置の内容は、以下のとおりである。

- ✧ 投資額の 30%（毎年 5%で 6 年間）を課税所得から控除
- ✧ 減価償却期間の短縮（2 分の 1）
- ✧ 非居住者に対する配当税を 20%から 10%に軽減（既に 10%未満であれば現状通り）



**6.8 イナルム増設用電源確保のための法規制上の課題**

イナルム増設用電源確保に関し、最も大きな法規制上の課題は「PLN 送電線の賃借を現実的に可能とする細則規定が制定されていない」ことにある。また、RUPTL2010-2019 に示される電源開発及び送電線整備計画が予定通り進行したとしても

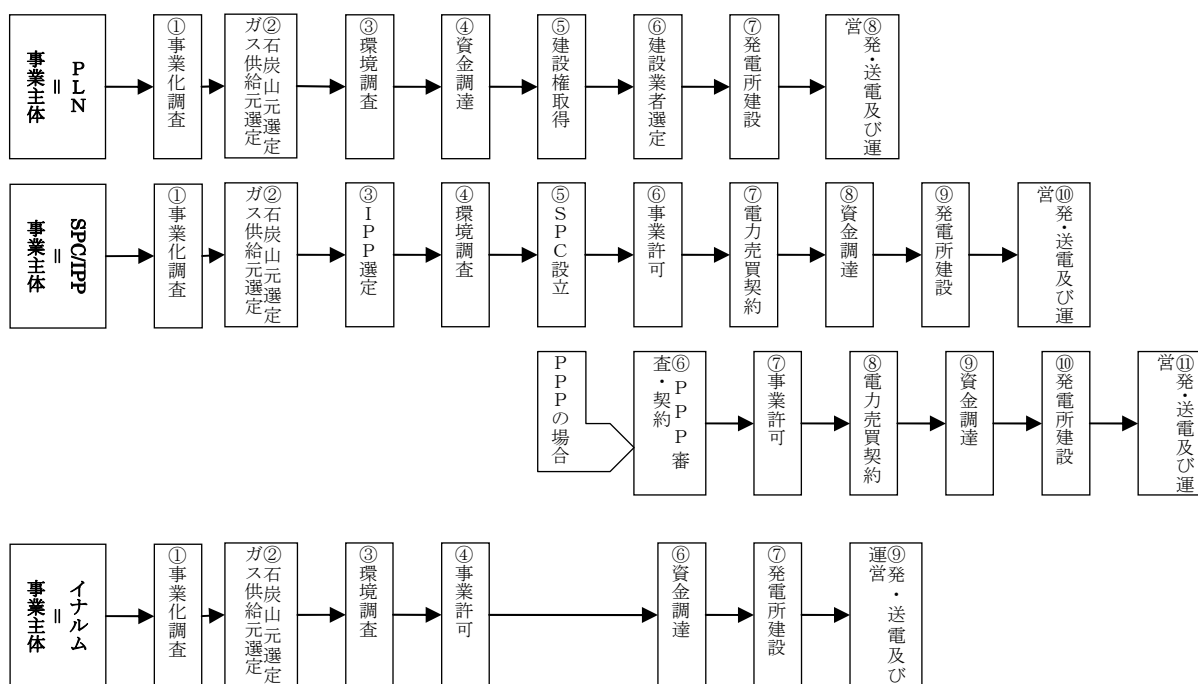
2012年までは北スマトラ系統は不安定な状態が続く<sup>6</sup>ものと予想されていることから、現実的に送電線の賃借は困難である。この場合、SPC 或いは IPP がイナルム用の電源を開発したとしても、PLN の送電線を利用する限り、発電原価に関わらず国家により規定される電気料金体系に従って買電せざるを得ない。

したがって、イナルム増設用電源を独自に確保する事業体制としては、SPC がアルミ製錬工場近傍に電源を確保し、専用送電線により送電する特定供給電力事業許可保持者 (CP) となるか、イナルムが自家用発電電力事業許可保持者として電源を確保する体制に限定される。いずれの場合も余剰電力は PLN に売電<sup>7</sup>することが可能であるが、同時に専用発電所の事故停止時のバックアップ電源<sup>8</sup>を PLN から供給を受ける必要がある。

## 6.9 各発電モードにおける法手続き

### 6.9.1 石炭/ガス開発の場合

石炭/ガス火力での電源開発に関する手続きと法規の関係を PLN、民間事業者 (特別目的会社 : SPC)、イナルムの 3 つの事業主体別に模式的に下図に示す。



<sup>6</sup> RUPTL2010-2019 は遅延するとの予測もあり、この場合、系統の不安定な状態はさらに長引くこととなる。  
<sup>7</sup> 余剰電力の場合、燃料費、人件費等のオペレーションコスト程度の低売電価格となることも想定される。  
<sup>8</sup> この場合、基本料金 (通常料金+割増料金) は使用の有無に関わらず支払う必要があり、従量部分についても実際の電力使用量に応じた料金 (割増料金含む) が課せられる。割り増し料金については明確な規定がない。

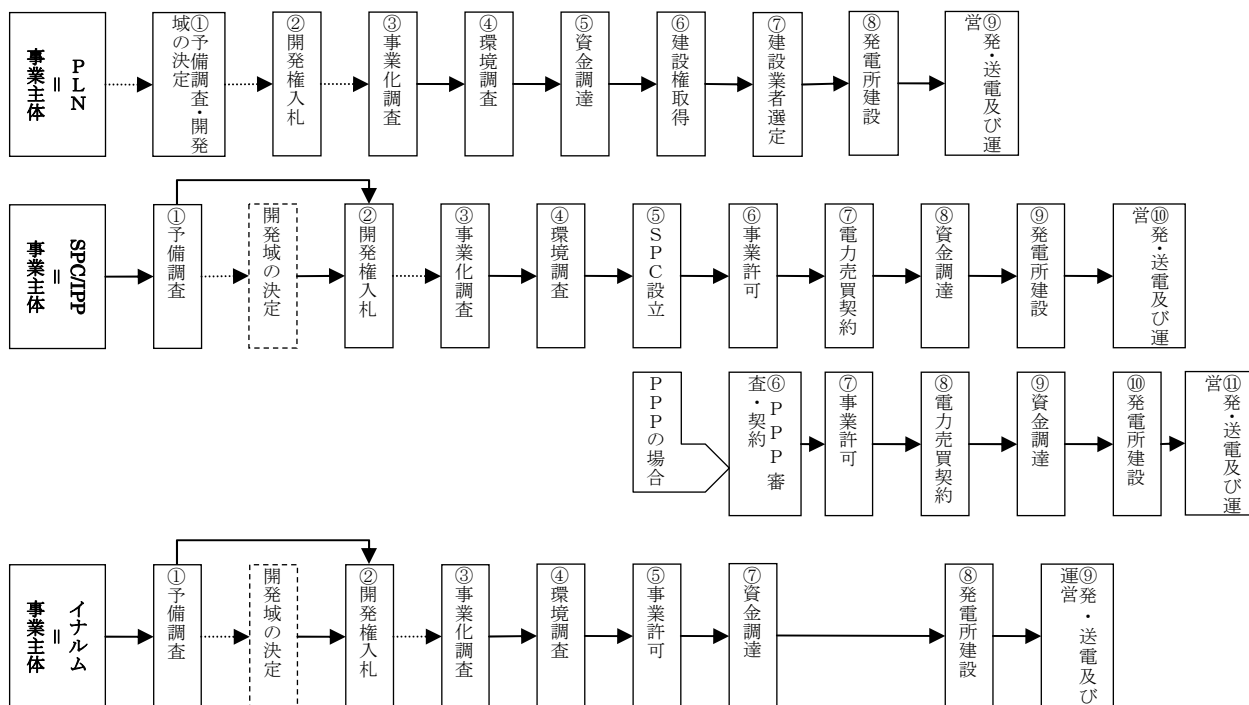
事業主体ごとの各開発手続きにおける法律・制度上の問題点あるいは留意点を以下に列記する。

手続き	法律	検討内容
<b>事業主体が PLN の場合</b>		
③環境調査	大統領令 No.36/2005	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線建設に対する森林法での確認</li> <li>発電所、送電線等構造物用の土地の取得あるいは借用</li> </ul>
	環境省令 No.17/2001	<ul style="list-style-type: none"> <li>AMDAL実施</li> </ul>
⑤建設権の取得		開発地点が県の場合は県、県をまたがる場合は州、州をまたがる場合は中央政府からの許可がそれぞれ必要。
<b>事業主体が SPC/IPP の場合</b>		
④環境調査		上記と同じ
⑤SPC設立	2007年法律25号 (新投資法)	<ul style="list-style-type: none"> <li>新投資法の適用</li> <li>外国投資家の発・送・配電への投資は最大95%まで</li> <li>投資許可期間は30年(+追加投資による30年)である。</li> </ul>
	政令 No.36/2008	<ul style="list-style-type: none"> <li>法人税は、最高税率である25%が適用されると想定</li> </ul>
⑥PPP審査・契約	No.67/2005	官民共同開発における下記政府支援の内容を確認する <ul style="list-style-type: none"> <li>資金調達支援、債務保証</li> <li>土地収用</li> </ul>
⑥、⑦事業許可	大統領令 No.29/2004	<ul style="list-style-type: none"> <li>投資調整庁へ投資許可申請</li> <li>立地は管轄の市あるいは県の土地局に申請</li> </ul>
	政令No.3/2005	<ul style="list-style-type: none"> <li>PKUK (PLN) が区域内に良質で信頼性のある電力を供給できないことの確認</li> </ul>
⑦、⑧電力売買契約	大臣令 No.9&10/2005	<ul style="list-style-type: none"> <li>PLN送電網の賃借については現在細則が規定されておらず、現実的に賃借は困難。売電価格はPLNとの調整となるが、買電価格は国が定めた規定に従う必要がある。</li> </ul>
	政令No.3/2005	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力の販売単価はルピア表示で、大臣/州知事/県知事の承認。但しプロジェクトによってはドル換算できる特記事項を設定している。(Sarulla地熱はドル建て)</li> </ul>
<b>事業主体がイナルムの場合</b>		
③環境調査		上記と同じ
④事業許可		追加投資が従来の1967年の外国投資法に該当するの、あるいは新投資法の対象になるのか法的検討が必要。 追加電源を事業の拡張と捉えると、工業大臣令No.41/2008に従って拡張許可取得が必要。 以下の手続きは新規事業を想定する。
	大統領令 No.29/2004	<ul style="list-style-type: none"> <li>投資調整庁へ投資許可申請</li> <li>立地は管轄の市あるいは県の土地局に申請</li> </ul>
	2007年法律25号 (新投資法)	<ul style="list-style-type: none"> <li>新投資法の適用</li> <li>外国投資家の発・送・配電への投資は最大95%まで</li> <li>事業権は30年+延長30年まで</li> </ul>
	政令 No.36/2008	<ul style="list-style-type: none"> <li>法人税は、最高税率である25%が適用されると想定</li> </ul>

### 6.9.2 地熱開発の場合

地熱開発に関する手続きと法規の関係を PLN、民間事業者(特別目的会社:SPC/IPP)、

イナルムの事業主体別に模式的に下図に示す。地熱法によれば、地熱開発を予備調査→探査（開発域の決定）→事業化調査（FS）→開発→利用の5つに分割し、開発権の入札作業までは、開発の規模に応じて最小単位は県、開発が県をまたがる時は州、更に州をまたがる時は中央政府の責任となっている。



事業主体ごとの各開発手続きにおける法律・制度上の問題点あるいは留意点を以下に列記する。

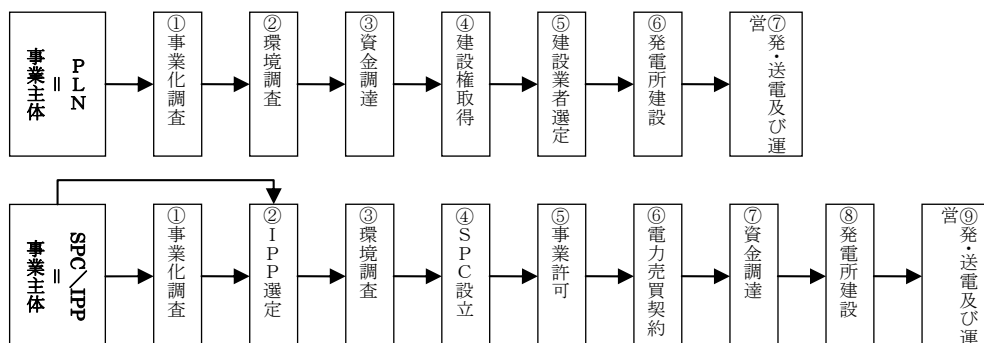
手続き	法律	検討内容
<b>事業主体が PLN の場合</b>		
①予備調査及び開発域の決定		この時点で蒸気生産コストと発電コストが決定されるが、開発権が保証されているわけではない。
②開発権入札		<ul style="list-style-type: none"> <li>予備調査を実施したが最小コストを提示できなかった場合は最小コストまで修正できる</li> <li>修正に応じなかった場合は開発権を入手できないが、予備調査費用は補償される。</li> </ul>
④環境調査	大統領令 No.36/2005	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線建設に対する森林法での確認</li> <li>発電所、送電線等構造物用の土地の取得あるいは借用</li> </ul>
	環境省令 No.17/2001	<ul style="list-style-type: none"> <li>55MW以上の地熱発電所、あるいは 55MW未満でも保護地域に立地する場合は AMDAL を実施し、それ以外は UKL と UPL を提出。</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>大気/水質/騒音に対する環境基準として、大気への排出基準に硫化水素が、排水基準では硫化水素、アンモニア、水銀、砒素、水温、pH が、騒音では土地利用種目に応じて最大音圧が、それぞれ設定されている。</li> <li>住民移転の回避や最小化のため、地形と地熱貯留層の位置関係によっては、坑井掘削における傾斜掘り技術を最大限活用する</li> </ul>



手続き	法律	検討内容
		ことが重要。
⑥建設権の取得		開発地点が県の場合は県、県をまたがる場合は州、州をまたがる場合は中央政府からの許可がそれぞれ必要。
<b>事業主体が SPC/IPP の場合</b>		
①予備調査		この時点で蒸気生産コストと発電コストを推定する必要がある。
②開発権入札		上記と同じ
④環境調査		上記と同じ
⑤SPC 設立	2007 年法律 25 号 (新投資法)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 新投資法の適用</li> <li>・ 外国投資家の発・送・配電への投資は最大 95%まで</li> <li>・ 投資許可期間は 30 年 (+追加投資による 30 年)である。</li> </ul>
	政令 No.36/2008	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 法人税は、最高税率である 25%が適用されると想定</li> <li>・ 2008 年 10 月の税法改正により、運転開始年より 6 年間にわたり投資額の 5%が課税所得から控除され、減価償却期間も半分に短縮することができる。</li> </ul>
⑥PPP 審査・契約	No.67/2005	官民共同開発における下記政府支援の内容を確認する <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 資金調達支援、債務保証</li> <li>・ 土地収用</li> </ul>
⑥、⑦事業許可	大統領令 No.29/2004	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 投資調整庁へ投資許可申請</li> <li>・ 立地は管轄の市あるいは県の土地局に申請</li> </ul>
	政令 No.3/2005	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ PKUK (PLN) が区域内に良質で信頼性のある電力を供給できないことの確認</li> </ul>
⑦、⑧電力売買契約	大臣令 No.9&10/2005	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ PLN 送電網の賃借については現在細則が規定されておらず、現実的に賃借は困難。売電価格は PLN との調整となるが、買電価格は国が定めた規定に従う必要がある。</li> </ul>
	政令 No.3/2005	電力の販売単価はルピア表示で、大臣/州知事/県知事の承認。但しプロジェクトによってはドル換算できる特記事項を設定している。 (Sarulla 地熱はドル建て)
<b>事業主体がイナルムの場合</b>		
①予備調査		この時点で蒸気生産コストと発電コストを推定する必要がある。
②開発権入札		上記と同じ
④環境調査		追加投資が従来の 1967 年の外国投資法に該当するのか、あるいは新投資法の対象になるのか法的検討が必要。 追加電源を事業の拡張と捉えると、工業大臣令 No.41/2008 に従って拡張許可取得が必要。 以下の手続きは新規事業を想定する。
	大統領令 No.29/2004	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 投資調整庁へ投資許可申請</li> <li>・ 立地は管轄の市あるいは県の土地局に申請</li> </ul>
	2007 年法律 25 号 (新投資法)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 新投資法の適用</li> <li>・ 外国投資家の発・送・配電への投資は最大 95%まで</li> <li>・ 事業権は 30 年+延長 30 年まで</li> </ul>
	政令 No.36/2008	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 法人税は、最高税率である 25%が適用されると想定</li> </ul>

### 6.9.3 水力開発の場合

水力を電源とした開発における手続きの流れを、PLN、民間事業者（特別目的会社：SPC/IPP）、の事業主体別に模式的に下図に示す。



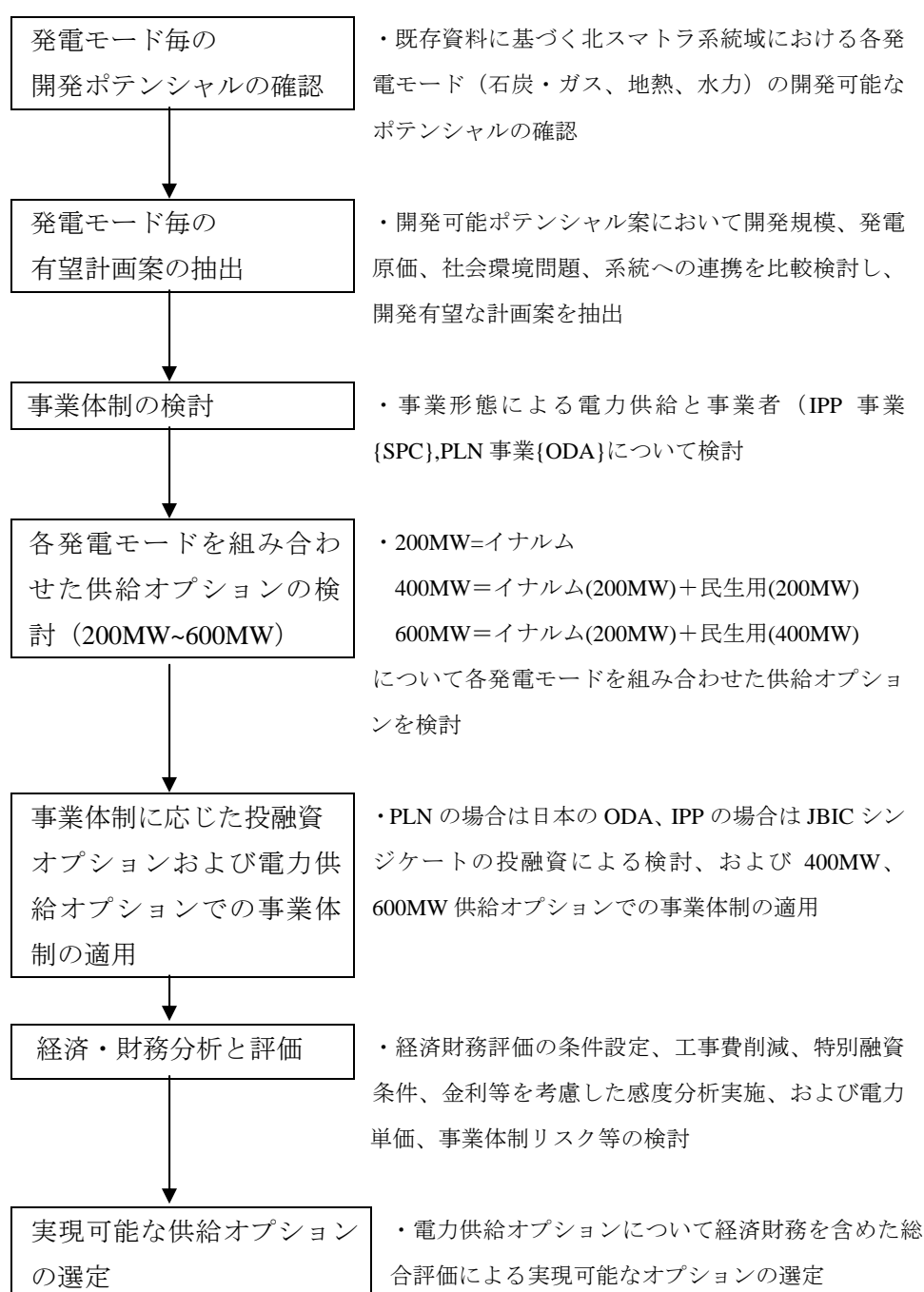
事業主体ごとの各開発手続きにおける法律・制度上の問題点あるいは留意点を以下に列記する。

手続き	法律	検討内容
<b>事業主体が PLN の場合</b>		
①事業化調査		PLN の監督の下、PLN あるいは民間事業者が実施している。
②環境調査	大統領令 No.36/2005	AMDAL 実施と課題のクリア
④建設権の取得		開発地点が県の場合は県、県をまたがる場合は州、州をまたがる場合は中央政府からの許可がそれぞれ必要。
<b>事業主体が SPC/IPP の場合</b>		
①事業化調査		SPC の参入は、事業化調査から実施する場合もあれば、IPP 選定から参入する場合もある。
③環境調査		上記と同じ
④SPC 設立	2007 年法律 25 号 (新投資法)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 新投資法の適用</li> <li>・ 外国投資家の発・送・配電への投資は最大 95%まで</li> <li>・ 投資許可期間は 30 年 (+追加投資による 30 年) である。</li> </ul>
	政令 No.36/2008	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 法人税は最高税率である 25%が適用される</li> </ul>
⑤PPP 審査・契約	No.67/2005	官民共同開発における下記政府支援の内容を確認する <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 資金調達支援、債務保証</li> <li>・ 土地収用</li> </ul>
⑤、⑥事業許可	大統領令 No.29/2004	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 投資調整庁へ投資許可申請</li> <li>・ 立地は管轄の市あるいは県の土地局に申請</li> </ul>
	政令 No.3/2005	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ PKUK(PLN)が区域内に良質で信頼性のある電力を供給できないことの確認</li> </ul>
⑥、⑦電力売買契約	大臣令 No.9&10/2005	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ PLN 送電網の賃借については現在細則が規定されておらず、現実的に賃借は困難。売電価格は PLN との調整となるが、買電価格は国が定めた規定に従う必要がある。</li> </ul>
	政令 No.3/2005	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 電力の販売単価はルピア表示で、大臣/州知事/県知事の承認。但しプロジェクトによってはドル換算できる特定事項を設定している。(Sarulla 地熱はドル建て)</li> </ul>

## 第7章 電力供給有望オプション

### 7.1 電力供給オプションの選定手順

発電モード毎の供給オプションと事業体制から実現可能なオプション選定の手順を以下に示す。



## 7.2 事業体制の検討

イナルム増設用電源及び民生用電源を確保するための事業体制は以下のように集約される。

### 7.2.1 SWAP

フェーズ1調査(2009)では、イナルムが PLN から電力供給を受け、別途建設した発電所から PLN に電力を供給する SWAP 方式(電力融通による電力供給)を提案しているが、その対象となる電源が Tampur-1 水力発電所を利用したピーク電力とベース電力の SWAP である。しかし、本調査では社会自然環境等の理由で Tampur-1 の建設が不可能であると判断される。したがって、イナルム自体が新たな電源を所有/運営しない場合、SWAP は成立しない。仮にイナルム自体が発電所を所有/運営するとした場合、石炭火力であればピーク電力とベース電力の SWAP が技術的には可能である。ただし、この場合、発電所の設備利用率が下がるため、発電コストが割高となることは明らかである。また、増設の時期にもよるが、現行の電源計画が順調に進んだ場合には、民生用ピーク電力の価値が下がり、SWAP 自体の必要性が低下する<sup>1</sup>ことも考えられる。以上より、SWAP は実現性の高いオプションとは考えられない。

### 7.2.2 PPP 事業

資金調達および運営方式として官民連携による PPP (Public-Private Partnership) 方式がある。これは官民連携することで、民間資本の導入を促進するものである。PLN 等の国営企業が政府資金(イ国政府予算または ODA など)を得て参加し、運営は民間側が実施する形が想定できる。PPP に関しては急速な進展を見せており電力関係でも既に 5 事業<sup>2</sup>が公示されている。但し、イナルム用電源を含む場合は、PLN の合意を取り付けられることが前提である。この件に関して現地調査時点ではイ国関係者から悲観的な意見が多く聞かれた。また、PLN をパートナーとした場合、特定企業(イナルム)への電力供給を含む計画に国家予算を利用することは困難と考えられる。

一方、供給先を特定せずイナルム増設用電力を PLN から買電する場合、特に石炭火力あるいはガス火力発電の場合は、PLN をパートナーとする PPP は可能性が高い。第5章で抽出された水力及び地熱に関しては地元利権が強く、PLN が開発に関与する PPP

<sup>1</sup> RUPTL 2010 が順調に進捗した場合、スマトラ全体系等の 2014 年の予備率は 62%となり、供給過剰となることも予想されている。

<sup>2</sup> 内、PLN をパートナーとする事業は 4 事業(石炭火力)。他の 1 事業は州政府による水力開発

事業は困難と考えられる。また、イナルムが国営化された場合、現在 IPP が開発権を有している Sarulla-2 については、イナルムと IPP の PPP は可能である。この場合、資源量調査等に公的資金を投入することによる開発促進の効果や ODA 利用による発電原価の低下は期待できるが、イナルムが Sarulla-2 からの直接電力供給をうけることは前述のとおり困難であることから、PLN からの買電となることに変わりはなく、電力価格に関するイナルムのメリットはない。このことから本調査ではイナルム国営化を前提とした PPP は検討対象から除外した。

### 7.2.3 IPP 事業

IPP 事業は、現法制下で電力事業許可保持者として一般電気供給事業認可を受け、公共利益のための電力供給を行うもので、公営企業、協同組合のほか民間企業を含む企業が建設・発電運転を行い、PLN に売電する事業である。PLN は一般需要家へ電力を供給する。近年、地方主権の拡大と共に、水力、地熱等の地域エネルギー資源関連の開発に IPP が参画する事例が増加している。但し、中規模（一般には 10MW~100MW）の水力発電の IPP 事業は、多額の初期投資が必要であることや社会自然環境問題などのリスクが非常に大きいこと、多くの IPP は水力開発の経験が乏しいことから実現性が低く、今後の水力開発が停滞することが懸念される。一方、インドネシア国の新規水力開発及び地熱開発計画のほとんどは、地方自治権の進む州政府関係者が開発権を取得しており、中央政府および PLN は手が出せない状況にある。

### 7.2.4 Captive Power ・ 自家用発電事業

特定の目的または特定された需要家に電力供給する事業形態である。現行電力法では、CP（特定需要家への電力供給）あるいは自家用発電事業と IPP（公共目的のための電力供給/PLNへの売電）のライセンスは別である。PLNは電力の需給逼迫緩和のため、CPからの余剰電力の活用・購入を推進している。CPの実施例はジャカルタ東部のCikarang工業団地へ電力を供給する PLTGU-Cikarang（ガスコンバインドサイクルで容量:150MW、事業者：PT. CikarangListrindo）がある。余剰電力をPLNに売電しており、PPAにおける売電価格は4.47セント/kWhとしている。

現電力法（2009年30号及び関連する政令）では、自家発電またはCPによる発電事業を行う場合は、1）電力供給事業者であるPLNの電力供給を要請し、2）PLNが供給不可能であることを表明した場合に、3）中央政府（鉱物エネルギー省）或いは地方政府から事業許可を取得し、事業を実施することが出来るとしている。

なお、イナルム自体が発電所を開発運用し、アルミ製錬用に利用する場合は、自家用発電事業となる。仮にイナルムが国営化された場合、ODA の利用が可能となるが、亜臨界の石炭火力については、ODA の適用が現状では困難である。

### 7.2.5 PLN 事業

公共のための電力は PLN から供給される。PLN が発電所、送電線を建設し需要家に電力を供給する。近年、発電事業に関しては IPP の参画が増加しているが、送電及び配電は基本的に PLN が主体<sup>3</sup>となっている。基幹系統供給区域においては CP を除き、PLN が唯一の電力の買い手となっている。

## 7.3 電力供給オプションの選定

本調査ではイナルムの増設用電源として必要とされる「200MW 供給オプション」を基本とし、加えて民生用電源として 200MW および 400MW を供給する「400MW オプション」と「600MW オプション」の2供給オプションを検討対象とする。供給電源は、「5 章 有望ポテンシャル地点」で抽出された電源を組み合わせることで 400MW および 600MW をカバーできる供給オプションを提案するが、ここでは各電源ともイナルム増設計画が具体化する 2013 年以降に運転開始を予定している電源とした。

### 7.3.1 200MW 供給オプション(イナルム増設用)

イナルム用増設用電源は、下記の理由により PLN からの買電あるいは SPC が製錬工場付近に石炭/ガス火力を設置する案に限定される。

- 第 5 章で抽出された水力計画地点は流れ込み式主体であり、貯水池式のように安定した電力を供給できないためアルミ製錬用に適さない。また、1 地点あたりの出力が中規模（10MW～100MW）であるため、仮に専用送電線を設置した場合にはコスト高となり現実的でない。また、水力発電は中規模開発でも他の電源開発と異なり広範囲の計画域を有し、社会環境問題や土地収用、補償問題等 SPC が事業主体となるにはリスクが大きく州政府の全面的支援が必要となる。
- 地熱は現時点でポテンシャルが明らかになっている地点の内、200MW 程度の包蔵量が期待できる地点としては Sarulla-2 のみであるが、PLN への売電を前提として開発が進められていることから、イナルム用の電源として直接利用できる可能性は低い。

<sup>3</sup> 基幹系統に連系されない地域を除く

## (1) PLN からの買電を前提とする場合の 200MW 供給オプション

イナルム増設用電源を PLN からの買電に依存する場合、現行の RUPTL2010 にはイナルム増設のための需要は考慮されておらず、イナルム増設への電力供給を行うためには RUPTL に記載される計画以外の新規開発が必要となる。以下、PLN からの買電を前提とした場合の 200MW 新規計画を列挙する。但し、この場合、発電モード・供給オプションに関わらずイナルムの買電価格は一定となる。また、電気料金は今後上昇していく可能性が高い。(第 6 章 表 6.2-2 及び表 6.2-3 参照)

### ① 石炭火力発電;新規石炭火力(200MW)開発

イナルム増設による新規需要増に対処するため、現行の RUPTL2010 には計上されていない石炭火力を新規に開発する。この場合、立地地域はアルミ製錬工場に隣接させる必要はなく、立地に関する条件は、後述するイナルム増設専用の石炭火力発電開発に比べ緩和される。具体的には現行の RUPTL2010 に掲載される Kuala Tanjung 近傍への設置が、燃料輸送、送電の利便性から可能性が高いと考えられる。

### ② ガス火力発電;新規石炭火力(200MW)開発

イナルム増設による新規需要増に対処するため、現行の RUPTL2010 には計上されていないガス火力を新規に開発する。この場合も上記の石炭火力同様、立地地域選定に関する制約条件は緩和される。

### ③ 地熱発電;Sarulla-2 ポテンシャル 300MW の内、RUPTL に記載されていない 190MW を開発

第 5 章に示したとおり、現段階で 200MW 規模の開発ポテンシャルが有望視される地熱開発地点は Sarulla-2 のみである。しかしながら、Sarulla-2 を含む Sarulla の開発は PLN と売電契約が締結され、その後の開発についても PLN に売電される。さらに Sarulla は範囲が広く 4 つの地区に区分されるが、ひとつのワーキングエリアとされ、開発権はその全ての地域に及ぶことからイナルムが増設用に同地点から直接電力供給を受けることは困難である。

一方、地熱に関する「地熱マスタープラン調査(2007)」では Sarulla-2 地点の開発可能量は 300MW 規模とされており、このうち RUPTL2010 には、2014 年の開発量として 110MW が記載されている。本調査では RUPTL に記載されない 190MW(300MW-110MW)分を対象とする。なお、Sarulla-2 をイナルム増設専用利用することについては、開発

権（PLN への一括売電）以外にも下記のような障害が予想され実現は極めて困難と考えられることから、本調査では検討の対象から除外した<sup>4</sup>。

- ▶ PLN はこれまでに特定企業のための送電線を賃借した実績はなく、賃借の為の細部規定も制定されていない。
- ▶ 直接送電のための長距離専用送電線の建設には、建設費だけでなく土地収用、補償、社会自然環境等、IPP にとっては開発リスクが大きく現実的でない。
- ▶ Sarulla-2 地点の開発可能量は 300MW 規模とされているが、これは地熱マスタープラン調査(2007)における Pre-F/S 段階での評価であり、現段階では坑井調査等による技術的な裏付けがなされていない。
- ▶ イナルム増設専用とするためには、既権益保有者との譲渡交渉それに伴う費用増が予想される。一方、地熱開発は時機を逸しない協議・交渉が関係者間で必要とされ、さらに Sarulla-1 の開発後で初めて Sarulla-2 (110MW) の開発に着手される可能性が高い。したがって、Sarulla-2 (190MW)を具体化して発電開始するまでには、かなりの年数を要することになる。

#### ④ 水力発電;流れ込み式、調整池式の3水力を新規に開発(合計出力:177.4MW)

フェーズ1調査(2009)で有望水力地点として提案された Tampur-1 (330MW)および Jambu Aye (160MW)については「5章 有望ポテンシャル地点」で記述したように社会自然環境をはじめ諸状況から開発が不可能である。したがって、本調査では実現性が高いと判断される流れ込み式発電および小規模な調整池式計画4地点が抽出された。このうち Wampu 地点 (45MW)は RUPTL2010 に既に記載されていることから、同地点を除く3地点を対象とした。なお、現在建設中の2014年運転開始予定の Asahan No3 (174MW)から買電することが考えられるが、同発電所は PLN が民生用電力として建設しており、民生用の電力需要が逼迫している中で、特定企業に電源供給することは難しいと考えられる。

また、地域自治が強固になりつつある今、地元の固有資源として認識される水力発電に関しては地元住民及び自治体の理解を得ることが難しくなっている。このため、中央政府および PLN はほとんど新規開発計画を立てられない状況にあり、対象3地点の開発は IPP が主体になるものと考えられる<sup>5</sup>。

<sup>4</sup> 上記全ての障害が解決された場合のイナルムへの売電価格(専用送電線敷設を前提)については、参考として第8章追補1に示す。

<sup>5</sup> PLN に代わって IPP が水力開発を実施するにしても Pre-F/S や F/S 調査およびそれらのレビュー、EIA 作成等、長年にわたる調査検討が必要とされるので他電源と比べて建設・運転実施に至るまでには課題が山積みであり、中央政府および州政府の特定機関が権限を持って関与しない限りイ国での IPP による水力の至近年における開発は実質上困難である。



## (2) イナルム増設専用の発電所を新設する場合の 200MW 供給オプション

イナルム増設用に専用の発電所を建設する場合の電源種別は、前記のように水力、地熱の可能性が低いことから、石炭火力あるいはガス火力に限定される。この場合、必然的に当該発電所は **Captive Power** あるいは自家発電所となる。また、専用発電所が事故停止した場合の バックアップ契約<sup>6</sup>を PLN との間に取り交わす必要がある。

### ① 石炭発電による供給;アルミ製錬工場近くに専用の石炭火力発電所(200MW)設置

地熱や水力が抱えるような開発ポテンシャルの問題はないが、EIA の作成を含め F/S 調査が必要である。また、PLN 開発計画 (RUPTL) と調整し、新規案件として認知させる必要がある。石炭発電は石炭価格に依存しているため、石炭価格の上昇により発電単価が上昇する可能性が大きく、また石炭会社との契約交渉が必要であり、安定的な石炭確保が重要である。これらの課題を解決すれば、地熱や水力発電と比べて、調査、設計、建設が比較的円滑に進むので、発電開始時期を具体化しやすい。主な石炭の購入先はカリマンタンまたは南スマトラとなるが輸送コスト等により発電コストが上昇する可能性もある。一方、現在インドネシアでは非石油電源開発促進計画「クラッシュプログラム」のもと、石炭火力発電所の建設を推し進めているが、同プログラムで計画されている発電所の完成年が当初計画より数年遅れており、その理由が生産地点の鉱区の土地取得や環境問題であることも留意すべきである。

### ② ガス火力発電に供給;アルミ製錬工場近くに専用のガス火力発電所(200MW)を設置

燃料用のガスが適当量供給されることが前提となり、南スマトラからのパイプラインか、メダン沖の洋上 LNG 基地からの供給が可能性としてはある。ただしどちらもまだ計画段階であり今後の動向を注視する必要がある。この場合においても EIA の作成を含め F/S 調査が必要である。また、PLN 開発計画 (RUPTL) と調整し、新規案件として認知させる必要がある。ガスの調達価格はガスの供給会社である PGN との交渉で決まると考えられるが、需給状況により価格の変動が見込まれる。ガス発電の発電単価も購入するガスの価格に依存しているため、ガス価格の上昇により発電単価が上昇する可能性が大きく価格交渉が必須であり、安価なガスを安定的に確保することが重要である。これらの課題を解決すれば、地熱や水力発電と比べて、調査、設計、建設が比較的円滑に進むので、発電開始時期を具体化しやすい。

<sup>6</sup> バックアップ契約に関する割増し料金については、明確な規定がない。昨年、本訪企業が 65MW の自家発電を設置しバックアップを PLN に期待したが、バックアップ契約の割増は通常料金の 100%増で請求された例がある。(現在まで協議が継続されている)

表 7.3-1 200MW 供給オプション(イナルム増設用)の概要と開発リスク

整理番号	発電モード	供給モードの概要	想定される事業体制	至近年における実現の確実性/課題
<b>(1) PLN からの買電を前提とする場合の 200MW 供給オプション: イナルム買電料金は、発電モード・発電原価に関わらず一律料金 (2015 年までに 37% 上昇予定)</b>				
PLN-200-①	石炭火力	RUPTL 2010-2019 に記載されない新規石炭火力(亜臨界 200MW)を新設。	PLN/IPP PLN+IPP による PPP の可能性はある。	実現の可能性: 中 スマトラ地域には低カロリーの石炭が豊富に存在し、燃料調達が比較的容易イナルム用の電源を前提とした開発となるため、それぞれの事業主体がインセンティブを持てるかが課題 石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件の調査等の技術的確認が必要
PLM-200-②	ガス火力	RUPTL 2010-2019 に記載されない新規ガス火力(200MW)を新設。	PLN/IPP PLN+IPP による PPP の可能性はある。	実現の可能性: 中 LNG 基地やガスパイプラインの建設の進捗を注視する必要あり。計画の遅延が予想される。 ガス価格の動向、ガス供給の安定性、立地条件の調査等の技術的確認が必要
PLN-200-③	地熱	Sarulla-2 の開発可能ポテンシャル 300MW の内、RUPTL に記載されていない190MWを新規に開発。	開発権を取得している IPP	実現の可能性: 中 Sarulla-1 の開発は遅延傾向にあり、Sarulla-2 についても開発工程の遅延が予想される。開発可能量の技術的確認が必要
PLN-200-④	水力	Toru-1、Simango-2、Raisan-3,4 (合計出力 177.4MW) を開発する。	IPP PLN が開発するためには地元協力が条件となる	実現の可能性: 低 IPP の水力開発に関する実施能力不足から至近年の開発は困難と予想される 開発可能量・立地条件等の技術的確認が必要
<b>(2) イナルム増設専用の発電所を新設する場合の 200MW 供給オプション: 専用発電所事故停止時のバックアップ契約が必要</b>				
INALM-200-①	石炭火力	アルミ製錬工場近くに専用の石炭火力発電所 (亜臨界 200MW) を設置。	SPC Captive Power 或いは自家用発電所となる。	実現の可能性: 高 特定供給電力事業者/自家用発電電力事業者としての認可が必要 石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要
INALM-200-②	ガス火力	アルミ製錬工場近くに専用のガス火力発電所 (200MW) を設置。	SPC Captive Power 或いは自家用発電所となる。イナルムが国営化された場合、ODA の適用が可能	実現の可能性: 中 LNG 基地やガスパイプラインの建設の進捗を注視する必要あり。計画の遅延が予想される。 特定供給電力事業者/自家用発電電力事業者としての認可が必要 ガス価格の動向、ガス供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要
—	地熱	該当無し		Sarulla-2 は PLN への一括売電を条件とした開発権が設定
—	水力	該当無し		アルミ製錬用の安定した電源供給が困難

### 7.3.2 400MW 供給オプション (イナルム 200MW+民生用 200MW)

本供給オプションも前述の 200MW 供給オプションと同様、イナルム用増設用電源を PLN からの買電とする場合と専用発電所を建設する場合に区分される。

#### (1) PLN からの買電を考慮する場合の 400MW 供給オプション

イナルム増設用電源 200MW を PLN から買電し、さらに 200MW の民生用電源を別途確保する供給オプションとしては、本章 7.3.1(1)に示した①～④の供給オプションの組み合わせあるいは、400MW クラスの石炭火力およびガス火力を新設するオプションが考えられる。(個別計画の内容は本章 7.3.1 参照) なお、水力と地熱については第 5 章において 400MW クラスの開発ポテンシャルが確認されていないため、それぞれ単独での供給オプションは設定していない。

##### ① 地熱と水力の組み合わせによる供給; 地熱 (Sarulla-2:190MW) + 水力3地点 (177.4MW)

本供給オプションは合計開発地点数が 4 地点となり、かつ、それぞれ地域や事業主体が異なることから、イナルムアルミ製錬工場増設に時期を合わせた開発は、基本的に困難と考えられる。

##### ② 地熱と石炭火力の組み合わせによる供給; 地熱 (Sarulla-2:190MW) + 石炭火力(200MW)

本供給オプションは上記①に比較して具現化の可能性は高いと考えられるが、開発時期についてはイナルム・IPP および PLN との調整が必要となる。

##### ③ 地熱とガス火力の組み合わせによる供給; 地熱 (Sarulla-2:190MW) + ガス火力(200MW)

上記②と同様の課題がある。

##### ④ 水力と石炭火力の組み合わせによる供給; 水力3地点 (177.4MW) + 石炭火力(200MW)

上記①と同様の課題がある。

##### ⑤ 水力とガス火力の組み合わせによる供給; 水力3地点 (177.4MW) + ガス火力(200MW)

上記①と同様の課題がある。

**⑥ 石炭火力とガス火力の組み合わせによる供給;石炭火力(200MW)+ガス火力(200MW)**

上記①～⑤)に比べ具現化の可能性は高いと考えられるが、開発時期についてはイナルム・IPP および PLN との調整が必要となる。立地条件の詳細な調査と燃料となる石炭やガスの調達価格の動向確認や安定供給が前提となる。

**⑦ 石炭火力 400MW の新設による供給;石炭火力(400MW)**

本章7.2.1(1)③)に示した新設石炭火力発電所の総設備出力を 400MW とした供給オプションである。上記⑥)と同様の課題がある。

**⑧ ガス火力 400MW の新設による供給;ガス火力(400MW)**

本章7.2.1(1)④)に示した新設ガス火力発電所の総設備出力を 400MW とした供給オプションである。上記⑥)と同様の課題がある。

**(2) イナルム専用発電所と民生用電源を確保する計 400MW の供給オプション**

イナルム増設用電源 200MW を発電所の建設により確保すると同時に 200MW の民生用電源を確保する供給オプションとしては、本章 7.3.1(2)の①、②と同(1)に示した③、④)の供給オプションの組み合わせあるいは、400MW クラスの石炭火力およびガス火力を新設するオプションが考えられる。専用発電所が事故停止した場合のバックアップ契約を PLN との間に取り交わす必要がある。(個別計画の内容は本章 7.3.1 参照)

**① イナルム専用石炭火力と民生用地熱の組み合わせによる供給**

イナルム専用石炭火力(200MW)+民生用地熱(Sarulla-2:190MW)

**② イナルム専用石炭火力と民生用水力の組み合わせによる供給**

イナルム専用石炭火力(200MW)+民生用水力3地点(177.4MW)

**③ イナルム専用ガス火力と民生用地熱の組み合わせによる供給**

イナルム専用ガス火力(200MW)+民生用地熱(Sarulla-2:190MW)

**④ イナルム専用ガス火力と民生用水力の組み合わせによる供給**

イナルム専用ガス火力(200MW)+民生用水力3地点(177.4MW)

**⑤ 石炭火力 400MW の新設による供給; 石炭火力によるイナルム増設用電源と民生用電源の供給**

本章 7.3.1(2)①に示した専用石炭火力発電所の総設備出力を 400MW とした供給オプションである。この場合、建設地点はアルミ製錬所近傍となる。また、後述するとおり事業体制としては SPC による Captive Power あるいは自家用発電所となり、民生用電力は PLN に余剰電力として売電<sup>7</sup>することとなる。立地条件の詳細な調査と燃料となる石炭の調達価格の動向確認や安定供給が前提となる。

**⑥ ガス火力 400MW の新設による供給; ガス火力 によるイナルム増設用電源と民生用電源の供給**

本章 7.3.1(2)②に示した専用ガス火力発電所の総設備出力を 400MW とした供給オプションである。この場合、建設地点はアルミ製錬所近傍となる。上記⑤と同様、事業体制としては SPC による Captive Power あるいは自家用発電所となり、民生用電力は PLN に余剰電力として売電することとなる。立地条件の詳細な調査と燃料となるガスの調達価格の動向確認や安定供給が前提となる。

<sup>7</sup>余剰電力と見なされた場合、燃料費、人件費等のオペレーションコスト程度の低売電価格となることも想定される。Captive Power については数例の実施例がある。この内、チカラン工業団地の CP は余剰電力を 4.47 ¢ /kWh で PLN に売電している。

表 7.3-2 400MW 供給オプション(イナルム増設用 200MW+民生用 200MW)の概要と開発リスク

整理番号	発電モード	供給モードの概要	想定される事業体制	至近年における実現の確実性/課題
<b>(1) PLN からの買電を考慮する場合の 400MW 供給オプション:イナルム買電料金は、発電モード・発電原価に関わらず一律料金(2015 年までに 37%上昇予定)</b>				
PLN-400-①	地熱+水力	地熱 Sarulla-2(190MW) + 水力 Toru-1、Simango-2、Raisan-3,4 (177.4MW)の開発 合計出力: 367.4MW	地熱:IPP 水力:IPP PLN が水力開発するためには 地元協力が条件となる	実現の可能性:低 Sarulla-2 の開発工程の遅延。IPP の水力開発に関する実施能力不足。地域・事業主体が異なることから、実現の可能性は低い 開発可能量の技術的確認が必要
PLN-400-②	地熱+石炭 火力	Sarura-2(190MW)及び石炭火力(亜臨界 200MW)の開発 合計出力: 390MW の新設	地熱:IPP 石炭:PLN/IPP	実現の可能性:中 Sarulla-2 の開発工程の遅延が予想される。 地熱開発可能量・石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要
PLN-400-③	地熱+ガス 火力	Sarura-2(190MW)及びガス火力(200MW)の開発 合計出力: 390MW の新設	地熱:IPP ガス:PLN/IPP	実現の可能性:低 Sarulla-2 の開発工程の遅延が予想される。LNG 基地やガスパイプラインの建設の進捗を注視する必要あり。計画の遅延が予想される。 地熱開発可能量・ガス価格の動向、ガス供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要
PLN-400-④	水力+石炭 火力	Toru-1、Simango-2、Raisan-3,4 (177.4MW)の開発及び石炭火力(亜臨界 200MW)開発 合計出力: 377.4MW	水力:IPP PLN が水力開発するためには 地元協力が条件となる 石炭:PLN/IPP PLN+IPP の PPP の可能性有	実現の可能性:低 IPP の水力開発に関する実施能力不足。地域・事業主体が異なることから、実現の可能性は低い。石炭火力により補填が可能。 水力開発可能量の技術的確認が必要 石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要
PLM-400-⑤	水力+ガス 火力	Toru-1、Simango-2、Raisan-3,4 (177.4MW)の開発及び石炭火力(亜臨界 200MW)開発 合計出力: 377.4MW	水力:IPP PLN が水力開発するためには 地元協力が条件となる ガス:PLN/IPP PLN+IPP の PPP の可能性有	実現の可能性:低 IPP の水力開発に関する実施能力不足。LNG 基地やガスパイプラインの建設の進捗を注視する必要あり。計画の遅延が予想される。 水力開発可能量、ガス価格の動向、ガス供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要
PLM-400-⑥	石炭火力+ ガス火力	石炭火力(亜臨界 200MW)とガス火力(200MW)を開発する	IPP/PLN PLN+IPP の PPP の可能性有	実現の可能性:中 スマトラ地域には低カロリーの石炭が豊富に存在し、燃料調達が比較的容易

整理番号	発電モード	供給モードの概要	想定される事業体制	至近年における実現の確実性/課題
		合計出力：400MW		石炭/ガス価格の動向、石炭/ガス供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要。LNG 基地やガスパイプラインの建設の進捗を注視する必要あり。計画の遅延が予想される。
PLM-400-⑦	石炭火力	石炭火力(亜臨界 400MW)の開発	IPP/PLN PLN+IPP による PPP の可能性はある。	<b>実現の可能性：高</b> スマトラ地域には低カロリーの石炭が豊富に存在し、燃料調達が比較的容易 石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要
PLM-400-⑧	ガス火力	ガス火力(亜臨界 400MW)の開発	IPP/PLN PLN+IPP による PPP の可能性はある。	<b>実現の可能性：中</b> LNG 基地やガスパイプラインの建設の進捗を注視する必要あり。計画の遅延が予想される。 ガス価格の動向、ガス供給の安定性、立地条件の調査
<b>(2) イナルム増設専用発電所(200MW)の新設+民生用電源 200MW 確保 計 400MW の供給オプション</b>				
INALM-400-①	石炭火力+ 地熱	イナルム専用石炭火力(亜臨界 200MW) と 民生用地熱 (Sarulla-2:190MW) の組み合わせによる供給	石炭:SPC 地熱:IPP	<b>実現の可能性：中</b> Sarulla-2 の開発工程の遅延が予想される。 地熱開発可能量・石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要 専用火力は特定供給電力事業者/自家用発電電力事業者としての認可が必要
INALM-400-②	石炭火力+ 水力	イナルム専用石炭火力(亜臨界 200MW)と民生用水力 (3 地点：177.4MW) の組み合わせによる供給	石炭:SPC 水力:IPP PLN が水力開発するためには 地元協力が条件となる	<b>実現の可能性：中</b> IPP の水力開発に関する実施能力不足。 石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要 専用火力は特定供給電力事業者/自家用発電電力事業者としての認可が必要 イナルム用に石炭火力が開発されれば、水力開発時期の遅延問題は緩和可能
INALM-400-③	ガス火力+ 地熱	イナルム専用ガス火力(200MW) と民生用地熱 (Sarulla-2:190MW) の組み合わせによる供給	ガス:SPC イナルムが国営化された場合、 ODA の適用が可能 地熱:IPP	<b>実現の可能性：低</b> Sarulla-2 の開発工程の遅延。LNG 基地やガスパイプラインの建設の進捗を注視する必要あり。計画の遅延が予想される。 地熱開発可能量・ガス価格の動向、ガス供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要 専用火力は特定供給電力事業者/自家用発電電力事業者としての認可が必要

INALM-400-④	ガス火力+ 水力	イナルム専用ガス火力(200MW) と民生用水力(3地点:177.4MW) の組み合わせによる供給	<p><b>ガス:SPC</b> イナルムが国営化された場合、 ODAの適用が可能</p> <p><b>水力:IPP</b> PLN 水力開発は地元協力が前提</p>	<p><b>実現の可能性:低</b> IPPの水力開発に関する実施能力不足。LNG基地やガスパイプラインの建設の進捗を注視する必要あり。計画の遅延が予想される。 ガス価格の動向、ガス供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要 専用火力は特定供給電力事業者/自家用発電電力事業者としての認可が必要</p>
<b>整理番号</b>	<b>発電モード</b>	<b>供給モードの概要</b>	<b>想定される事業体制</b>	<b>至近年における実現の確実性/課題</b>
INALM-400-⑤	石炭火力	アルミ製錬工場近くに石炭火力 発電所(亜臨界400MW)を設置。	<p><b>SPC</b> Captive Power/自家用発電所</p>	<p><b>実現の可能性:高</b> 特定供給電力事業者/自家用発電電力事業者としての認可が必要 民生用電力への供給は余剰電力と見なされる可能性が高い。(売電価格安価) 石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要</p>
INALM-400-⑥	ガス火力	アルミ製錬工場近くにガス火力 発電所(400MW)を設置。	<p><b>SPC</b> Captive Power/自家用発電所 イナルムが国営化された場合、 ODAの適用が可能</p>	<p><b>実現の可能性:中</b> LNG基地やガスパイプラインの建設の進捗を注視する必要あり。計画の遅延が予想される。 特定供給電力事業者/自家用発電電力事業者としての認可が必要 民生用電力への供給は余剰電力と見なされる可能性が高い。(売電価格安価) ガス価格の動向、ガス供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要</p>



### 7.3.3 600MW 供給オプション (イナルム 200MW+民生用 400MW)

本供給オプションも、イナルム用増設用電源を PLN からの買電とする場合と専用発電所を建設する場合に区分される。

#### (1) PLN からの買電を考慮する場合の 600MW 供給オプション

イナルム増設用電源 200MW を PLN から買電し、さらに 400MW の民生用電源を別途確保する供給オプションとしては、本章 7.3.1(1)に示した①、②の設備出力を 400MW に変更し、同③、④の供給オプションを組み合わせたケース、あるいは、600MW クラスの石炭火力およびガス火力を新設するオプションが考えられる。なお、3種以上の発電モードの組み合わせ(例：地熱+水力+石炭火力)については、開発地域および事業主体が多岐に亘り、イナルム増設時期に併せた開発が困難と考えられることから検討対象外とした。

- ① 地熱と石炭火力の組み合わせによる供給;地熱(Sarulla-2:190MW)+石炭火力(400MW)
- ② 地熱とガス火力の組み合わせによる供給;地熱(Sarulla-2:190MW)+ガス火力(400MW)
- ③ 水力と石炭火力の組み合わせによる供給;水力3地点(177.4MW)+石炭火力(400MW)
- ④ 水力とガス火力の組み合わせによる供給;水力3地点(177.4MW)+ガス火力(400MW)
- ⑤ 石炭火力 600MW の新設による供給;石炭火力(600MW)

本章 7.3.1(1)①に示した新設石炭火力発電所の総設備出力を 600MW とした供給オプションである。この場合、系統安定上の問題がなければ単機容量 600MW となる超臨界或いは超々臨界の導入も可能となる。立地条件の詳細な調査と燃料となる石炭の調達価格の動向確認や安定供給が前提となる。

- ⑥ ガス火力 600MW の新設による供給;ガス火力(600MW)

本章 7.3.1(1)②に示した新設ガス火力発電所の総設備出力を 600MW とした供給オプションであるが、設備出力は 600MW に届かないものの、PLN の既設 Belawan 火力発電所の改修/増出力(520MW)も対象となる。立地条件の詳細な調査と燃料となるガスの調達価格の動向確認や安定供給が前提となる。

#### (2) イナルム専用発電所 200MW と民生用電源 400MW を確保する 600MW 供給オプション

イナルム増設用電源 200MW を専用発電所の建設により確保すると同時に 400MW の民生用電源を別途確保する供給オプションとしては、本章 7.3.1(2)の①、②の設備出力を 400MW に変更したケースと同(1)に示した③、④の供給オプションの組み合わせあるいは、600MW クラスの石炭火力およびガス火力を新設するオプションが考えられる。この場合、石炭火力およ

びガス火力はイナルム増設用電力(200MW)以外に民生用電力(200/400MW)の供給を同時に行う発電所となり、事業体制としてはSPCによるCaptive Powerあるいは自家用発電所となるため、民生用電力はPLNに余剰電力として売電することとなる。

- ① 石炭火力(イナルム+民生用:400MW)と民生用地熱の組み合わせによる供給;石炭火力(400MW)+民生用地熱(Sarulla-2:190MW)
- ② 石炭火力(イナルム+民生用:400MW)と民生用水力の組み合わせによる供給;石炭火力(400MW)+民生用水力3地点(177.4MW)
- ③ ガス火力(イナルム+民生用:400MW)と民生用地熱の組み合わせによる供給;ガス火力(400MW)+民生用地熱(Sarulla-2:190MW)
- ④ ガス火力(イナルム+民生用:400MW)と民生用水力の組み合わせによる供給;ガス火力(400MW)+民生用水力3地点(177.4MW)
- ⑤ 石炭火力600MWの新設による供給;石炭火力(600MW)によるイナルム増設用電源と民生用電源の供給

石炭火力発電所の総設備出力を600MWとした供給オプションである。この場合、建設地点はアルミ製錬所近傍となる。また、事業体制としてはSPCによるCaptive Powerあるいは自家用発電所となり、民生用電力はPLNに余剰電力として売電することとなる。

この場合、系統安定上の問題がなければ単機容量600MWとなる超臨界或いは超々臨界の導入も可能となる。立地条件の詳細な調査と燃料となる石炭の調達価格の動向確認や安定供給が前提となる。

- ⑥ ガス火力600MWの新設による供給;ガス火力(600MW)によるイナルム増設用電源と民生用電源の供給

ガス火力発電所の総設備出力を400MWとした供給オプションである。この場合、建設地点はアルミ製錬所近傍となる。上記⑤と同様、事業体制としてはSPCによるCaptive Powerあるいは自家用発電所となり、民生用電力はPLNに余剰電力として売電することとなる。この場合、系統安定上の問題がなければ単機容量600MWとなる超臨界或いは超々臨界の導入も可能となる。立地条件の詳細な調査と燃料となるガスの調達価格の動向確認や安定供給が前提となる。

表 7.3-3 600MW 供給オプション(イナルム増設用 200MW+民生用 400MW)の概要と開発リスク

整理番号	発電モード	供給モードの概要	想定される事業体制	至近年における実現の確実性/課題
<b>(1) PLN からの買電を考慮する場合の 600MW 供給オプション:イナルム買電料金は、発電モード・発電原価に関わらず一律料金(2015 年までに 37%上昇予定)</b>				
PLN-600-①	地熱+石炭 火力	Sarura-2(190MW)及び石炭火力 (400MW)の開発 合計出力:590MW	地熱:IPP 石炭:PLN/IPP PLN+IPP の PPP の可能性有	実現の可能性:中 Sarulla-2 の開発工程の遅延が予想される。 地熱開発可能量・石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件等の技術的 確認が必要
PLN-600-②	地熱+ガス 火力	Sarura-2(190MW)及びガス火力 (400MW)の開発 合計出力:590MW	地熱:IPP ガス:PLN/IPP PLN+IPP の PPP の可能性有	実現の可能性:低 Sarulla-2 の開発工程の遅延。LNG 基地やガスパイプラインの建設の進捗を注 視する必要あり。計画の遅延が予想される。 地熱開発可能量・ガス価格の動向、ガス供給の安定性、立地条件等の技術的 確認が必要
PLN-600-③	水力+石炭 火力	Toru-1、Simango-2、Raisan-3,4 (177.4MW)の開発及び石炭火 力(400MW)開発 合計出力:577.4MW	水力:IPP PLN 水力開発は地元協力が前 提 石炭:PLN/IPP PLN+IPP の PPP の可能性有	実現の可能性:低 IPP の水力開発に関する実施能力不足。地域・事業主体が異なることから、 実現の可能性は低い。開発可能量の技術的確認が必要 石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要
PLM-600-④	水力+ガス 火力	Toru-1、Simango-2、Raisan-3,4 (177.4MW)の開発及び石炭火力 (400MW)開発 合計出力:577.4MW	水力:IPP PLN 水力開発は地元協力が前 提 ガス:PLN/IPP PLN+IPP の PPP の可能性有	実現の可能性:低 LNG 基地やガスパイプラインの建設の進捗を注視する必要あり。計画の遅延 が予想される。IPP の水力開発に関する実施能力不足。 水力開発可能量、ガス価格の動向、ガス供給の安定性、立地条件等の技術的 確認が必要
PLM-600-⑤	石炭火力	石炭火力(600MW)の開発 超臨界或いは超々臨界の導入も 可能(但し、系統安定の確認要)	IPP/PLN PLN+IPP による PPP の可能性 はある。	実現の可能性:高 スマトラ地域には低カロリーの石炭が豊富に存在し、燃料調達が比較的容易 石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要
PLM-600-⑥-a	ガス火力	ガス火力(600MW)の開発	IPP/PLN PLN+IPP による PPP の可能性 はある。	実現の可能性:中 LNG 基地やガスパイプラインの建設の進捗を注視する必要あり。計画の遅延 が予想される。

整理番号	発電モード	供給モードの概要	想定される事業体制	ガス価格の動向、ガス供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要 至近年における実現の確実性/課題
PLM-600-⑥-b	ガス火力	PLN : Belawan 火力発電所の改修/増出力 (520MW)	PLN	<b>実現の可能性: 中</b> LNG 基地やガスパイプラインの建設の進捗を注視する必要あり。計画の遅延が予想される。 ガス価格の動向、ガス供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要
<b>(2) イナルム増設専用発電所(200MW)新設+民生用電源 400MW 確保 600MW の供給オプション</b>				
INALM-600-①	石炭火力+地熱	石炭火力(400MW)はイナルム(200MW)と民生用電力(200MW)を供給すると同時に地熱 (Sarulla-2:190MW) を民生用に開発	石炭:SPC 地熱:IPP	<b>実現の可能性: 中</b> Sarulla-2 の開発工程の遅延が予想される。 専用火力は特定供給電力事業者/自家用発電電力事業者としての認可が必要 専用発電所の民生用電力への供給は余剰電力と見なされる可能性が高い。 地熱開発可能量・石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要
INALM-600-②	石炭火力+水力	石炭火力(400MW)はイナルム(200MW)と民生用電力(200MW)を供給すると同時に水力3地点 (177.4MW) 民生用に開発	石炭:SPC 水力:IPP PLN 水力開発は地元協力が前提	<b>実現の可能性: 中</b> IPP の水力開発に関する実施能力不足。 専用火力は特定供給電力事業者/自家用発電電力事業者としての認可が必要 専用発電所の民生用電力への供給は余剰電力と見なされる可能性が高い。 石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要 イナルム用に石炭火力が開発されれば、水力開発時期の遅延問題は緩和可能
INALM-600-③	ガス火力+地熱	ガス火力(400MW)はイナルム(200MW)と民生用電力(200MW)を供給すると同時に地熱 (Sarulla-2:190MW) を民生用に開発	ガス:SPC イナルムが国営化された場合、ガス火力の ODA の適用が可能 地熱:IPP	<b>実現の可能性: 低</b> LNG 基地やガスパイプラインの建設の進捗を注視する必要あり。計画の遅延が予想される。Sarulla-2 の開発工程遅延。 地熱開発可能量・ガス価格の動向、ガス供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要 専用火力は特定供給電力事業者/自家用発電電力事業者としての認可が必要 専用発電所の民生用電力への供給は余剰電力と見なされる可能性が高い。
INALM-600-④	ガス火力+水力	ガス火力(400MW)はイナルム(200MW)と民生用電力(200MW)	石炭:SPC イナルムが国営化された場合、	<b>実現の可能性: 低</b> LNG 基地やガスパイプラインの建設の進捗を注視する必要あり。計画の遅延

整理番号	発電モード	供給モードの概要	想定される事業体制	至近年における実現の確実性/課題
		を供給すると同時に水力3地点(177.4MW)を民生用に開発	ガス火力の ODA の適用が可能 <b>水力:IPP</b> PLN 水力開発は地元協力が前提	が予想される。ガス価格の動向、ガス供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要。IPP の水力開発に関する実施能力不足。 専用力は特定供給電力事業者/自家用発電電力事業者としての認可が必要 専用発電所の民生用電力への供給は余剰電力と見なされる可能性が高い。
INALM-600-⑤	石炭火力	アルミ製錬工場近くに石炭火力発電所(600MW)を設置。 超臨界或いは超々臨界の導入も可能(但し、系統安定の確認要)	<b>SPC</b> Captive Power/自家用発電所 イナルムが国営化された場合、超臨界或いは超々臨界は ODA の適用が可能	<b>実現の可能性:高</b> 特定供給電力事業者/自家用発電電力事業者としての認可が必要 民生用電力は余剰電力と見なされる可能性が高い。(売電価格は安価) 石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要
INALM-600-⑥	ガス火力	アルミ製錬工場近くにガス火力発電所(600MW)を設置。	<b>SPC</b> Captive Power/自家用発電所 イナルムが国営化された場合、ODA の適用が可能	<b>実現の可能性:中</b> LNG 基地やガスパイプラインの建設の進捗を注視する必要あり。計画の遅延が予想される。 ガス価格の動向、ガス供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要 特定供給電力事業者/自家用発電電力事業者としての認可が必要 民生用電力は余剰電力と見なされる可能性が高い。(売電価格は安価)

#### 7.4. 電力供給オプションでの事業体制の適用

本章 7.3 に示す電力供給オプションは、電力の用途（イナルム用／民生用）、開発規模（200MW／400MW／600MW）により表 7.3-1～表 7.3-3 に示されるように多くのケースが考えられるが、事業体制については下記の理由により発電モードおよび電力の用途毎に表 7.4-1 のように整理できる

- 選定された水力および地熱はその供給能力に限界がある。（ともに 200MW 未満）
- 石炭／火力発電の建設コストは開発規模によって変化しない<sup>8</sup>。
- 発電モードおよび電力の用途によって事業主体がほぼ一義的に設定される。（例：水力・地熱→IPP、イナルム電源→SPC 等）

表 7.4-1 のうち「民生専用」および「民生優先」は、事業体制が PLN、IPP 或いは PLN と IPP の PPP 事業となるものであり、イナルム用電力は PLN からの買電となる。（買電価格は表 6.2-2 および表 6.2-3 参照）

「イナルム優先+民生」は事業体制が SPC あるいはイナルムとなる。この内、開発規模が 200MW のケースでは、イナルムは PLN とバックアップ契約（シンクロ接続：PLN が現在検討中）についても考慮する必要がある。この場合、基本料金（通常料金＋割増料金）は使用の有無に関わらず支払う必要があり、従量部分についても実際の電力使用量に応じた料金（割増料金含む）が課せられる。割り増し料金については、明確な規定がない。

「イナルム優先+民生」ケースのうち、開発規模が 200MW を超える場合、民生用電力の PLN の販売は、余剰電力と見なされる可能性がある。余剰電力と見なされた場合、燃料費、人件費等のオペレーションコスト程度の低売電価格となることも想定される。

<sup>8</sup> 本来、石炭/ガス火力もスケールメリットが期待できるが、本調査のように可能性評価段階（開発条件等に不確定要素が多く詳細な開発費用が算定できない段階）では、開発規模による顕著な差が出ないことから、本調査では開発費用は発電出力に単純比例するものとしている。

表 7.4-1 電力供給オプションでの事業体制

発電モード	プロジェクト名	発電容量 (MW)		事業体制				
				PLN	IPP	SPC (CP)	PPP	イナルム
石炭	製錬工場近傍	200/400/600 (亜臨界)		該当せず		イナルム優先 + 民生	該当せず	イナルム優先 + 民生
	製錬工場近傍	単機容量：450 以上 (超/超々臨界)				イナルム優先 + 民生		イナルム優先 + 民生
	PLN 系統範囲内	200/400/600 (亜臨界)		民生優先	民生優先	該当せず	民生優先	該当せず
	PLN 系統範囲内	単機容量：450 以上 (超/超々臨界)		民生優先	民生優先		民生優先	
ガス	製錬工場近傍	200/400/600		該当せず		イナルム優先 + 民生	該当せず	イナルム優先 + 民生
	Belawan 改修	520		民生優先	該当せず			
	PLN 系統範囲内	200/400/600		民生優先	民生優先		民生優先	
地熱	Sarulla-2	190		該当せず	民生優先	※	該当せず	
水力	Toru-1	38.4	177.4	民生専用	民生専用	該当せず		
	Simanggo-2	59.0		民生専用	民生専用			
	Raisan-3,4	80.0		民生専用	民生専用			

※: Sarulla-2 は RUPTL2010 に民生用電源として開発計画されており、これをイナルム用に直接供給する可能性は低いと判断されるが、参考として Sarulla-2 をイナルム専用利用する場合の経済・財務分析を第8章追補1に示す。

## 第8章 電力供給オプションについての経済財務分析

### 8.1 運営体制と資金調達

事業主体および投資・融資形態について、JICA および JBIC では、いくつかの融資スキームを用意している。これらのスキームの適用は、事業の経済性に大きく影響する。以下の JBIC・JICA の投資スキームと予想される金利水準について整理する。

#### 8.1.1 JBIC からの融資区分（融資スキーム）

JBIC の標準的な融資条件は金融種類に応じて異なり、今回の発電事業に適用される融資形態は以下のとおりである。

◆ 融資区分

融資区分として「輸入・投資・事業開発等(資源・国際競争力)」と「輸出金融」があるが、本プロジェクトには「輸入・投資・事業開発等(資源・国際競争力)」融資区分が適用されるものと思われる。

◆ 貸付金利（輸入・投資・事業開発等の場合）

輸入・投資金融の貸付の金利、貸付・据置期間および返済形態に応じて設定されている。

◆ 円貨の場合の金利

1.10%

本貸付利率は「10年（3年据置後7年均等）」の場合の例示で、その他の貸付・据置期間の場合の貸付利率については個別に協議される。また、日本にとって重要な資源の海外における開発・取得の促進、日本の国際競争力の維持などを勘案の上、特別金利（0.70～0.90%）が適用される。

◆ 外貨（USD）場合の金利

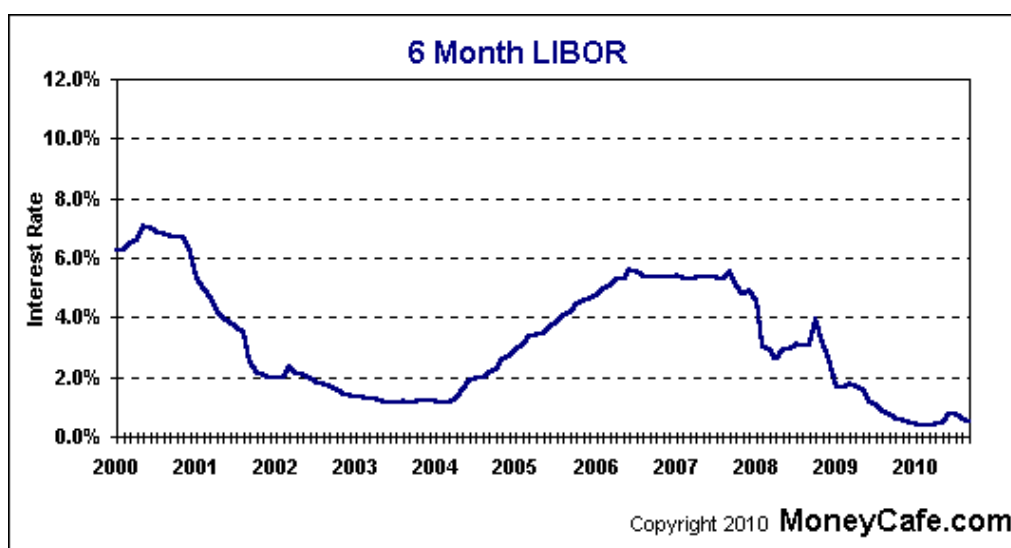
JBIC では、LIBOR（London Inter-Bank Offered Rate）（米ドル6か月物）を基準にしたスプレッド設定である。

最優遇貸付の場合は「LIBOR+0.25%」であるが、最優遇貸付でない場合は「LIBOR+0.5～2.5%」の範囲が、現状では考えられる。JBIC では、基本的にはプロジェクトご



とに金利設定をすとしており、ある程度の幅で金利を考える必要がある。(本調査では、現地大手商社等にヒアリングし実勢を反映する形で金利幅を考慮している。)

LIBOR の今後の動向は、各国の政策金利や信用リスクの状況により変化するが、2008年11月ころより、「サブプライムローン問題」と「リーマンショック」により、LIBOR は急落した。2006年,2007年中は5%台であったが、2008年は3%台、2009年中は1%台、2010年は1%以下の推移である。



出典： Fannie Mae, British Bankers' Association

図 8.1-1 LIBOR アメリカドルレート（6か月）の推移

表 8.1-1 LIBOR アメリカドルレート（6か月）

Month/Average	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Jan	6.24%	5.36%	1.99%	1.35%	1.21%	2.96%	4.81%	5.40%	4.60%	1.75%	0.43%
Feb	6.33%	4.96%	2.07%	1.34%	1.17%	3.15%	4.99%	5.37%	3.04%	1.66%	0.38%
Mar	6.53%	4.71%	2.33%	1.26%	1.16%	3.39%	5.12%	5.32%	2.93%	1.80%	0.39%
Apr	6.61%	4.23%	2.10%	1.29%	1.37%	3.42%	5.29%	5.36%	2.61%	1.74%	0.44%
May	7.06%	3.99%	2.09%	1.22%	1.58%	3.53%	5.32%	5.38%	2.97%	1.57%	0.53%
Jun	7.01%	3.83%	1.95%	1.12%	1.94%	3.69%	5.64%	5.38%	2.91%	1.24%	0.75%
Jul	6.89%	3.69%	1.86%	1.15%	1.99%	3.92%	5.55%	5.39%	3.11%	1.11%	0.75%
Aug	6.83%	3.48%	1.82%	1.21%	1.99%	4.08%	5.45%	5.33%	3.08%	0.93%	0.67%
Sep	6.76%	2.53%	1.75%	1.18%	2.17%	4.22%	5.37%	5.54%	3.12%	0.76%	0.50%
Oct	6.72%	2.17%	1.62%	1.22%	2.30%	4.45%	5.39%	5.13%	3.98%	0.63%	
Nov	6.68%	2.10%	1.47%	1.23%	2.62%	4.58%	5.35%	4.81%	3.12%	0.56%	
Dec	6.21%	1.98%	1.38%	1.22%	2.78%	4.69%	5.37%	4.91%	2.59%	0.49%	
Year Average	6.66%	3.59%	1.87%	1.23%	1.86%	3.84%	5.30%	5.28%	3.17%	1.19%	0.40%
Moving Average	3.13%	2.77%	2.68%	3.02%	3.01%	3.20%	3.07%	2.51%	1.59%	0.79%	0.40%

注意 1：「Year Average は、各年の 1 月から 12 月の平均金利」

注意 2：「Moving Average は、当該年から 2010 年間の平均金利」(移動平均金利)

出典：同上

今後の米ドル LIBOR は、主要国の「政策金利」（米国の例では Federal funds rate）と各国が抱える財政や金融問題への「信用リスク」によって LIBOR の水準が決まるものと思われる。すなわち、LIBOR は、「政策金利+信用リスクプレミアム+その他」という変数で決まるとも考えられる。この式では、現在 1%以下の各国の政策金利が、これまでの金利水準にいつごろ戻るかということが重要な見通しとなるが、当面は政策金利 3%超というのは考えにくい。その理由の一つとしてギリシャのような財政不安国が、今後現れるかどうかで信用リスクは、2008 年や 2009 年のように上昇することも考えられる。ただ、信用リスクの上昇と政策金利の上昇は、これまでの経験から反比例する傾向にあり、政策金利が上昇すれば信用リスクは下がる傾向にある。このような状況を考慮して、先行き 30 年の LIBOR を見通すると以下のようなシナリオも考えられる。

2010 年	おおよそ 0.5%から 0.7%
2015 年ごろまでは	1.0% = 「政策金利 0.5%」 + 「信用リスクプレミアム 0.5%」
2020 年ごろまでは	2.5% = 「政策金利 2.3%」 + 「信用リスクプレミアム高々 0.2%」
2030 年ごろまでは	3.0% = 「政策金利 3.0%」 + 「信用リスクプレミアム限りなく 0%」
2040 年ごろまでは	4.0% = 「政策金利 4.0%」 + 「信用リスクプレミアム限りなく 0%」

このシナリオでは、LIBOR は、2010 年から 2040 年までの 30 年間の平均は、約 2.53%程度で過去の平均 3%を下回るものと思われる。2030 年代に入ってから、過去の平均に近い LIBOR になると想定される。以上の前提より、今後の JBIC の 2010 年から 2040 年までの平均金利を 3~5%に設定する。

◆ 融資割合

JBIC の融資割合は必要資金の 60%が原則であるが、資源分野の海外向け貸付は 70%を上限としている。本プロジェクトでは 70%を採用する。

◆ 輸入・投資金融の返済期間

標準的な返済期間は「10 年（3 年据置後 7 年均等）」であるが、JBIC としては、プロジェクトの内容に応じて適切に設定するとしている。本プロジェクトの調査の進行に合わせて別途 JBIC に相談する必要があるが、操業後 12 年の返済を前提とする。

### 8.1.2 ODAでの融資スキーム

日本にとって重要な資源の海外における開発促進への貢献、日本の産業の国際競争力の維持への貢献などについて特別金利を適用している。つまり、低金利の ODA タイプの融資である。この低金利の融資に関して、JICA では、「一般スキーム」、「優先条件スキーム」、「気候変動スキーム」の3種類のスキームを用意している。その他に本邦技術活用条件（STEP）がある。

#### (1) 一般条件スキームでの融資

一般スキームでの対象分野は、以下のとおりである。

- ◆ 探鉱事業における資金調達の支援としての融資
- ◆ 農林水産業の開発、食糧事情の改善、同産業での雇用の拡大などの支援
- ◆ 開発事業の準備調査、試験的実施事業の支援
- ◆ 民活インフラ事業（民間金融機関の融資に係る環境を整える役割）の支援
- ◆ 出資（海外融資業務では、全業種を対象としているが民間ベースでは実施が困難な経済協力性の高い事業に対して出資を行っている。）

インドネシアは中所得国であり、一般条件の金利は「1.40%」、償還期間「25年」、据え置き期間は、「7年」、調達条件は、「アンタイド」である。

#### (2) 優先条件適用可能な対象分野

- ◆ 地球環境に関する事業
- ◆ 人材育成支援に関する事業
- ◆ 中小企業
- ◆ 平和の構築支援

インドネシアに関しては、優先条件の金利は「0.65%」、償還期間「40年」、据え置き期間は「10年」、調達条件は「アンタイド」である。

#### (3) 気候変動対策円借款

途上国の開発／経済成長及びGHG排出削減に貢献する事業を支援するスキームで、たとえば、再生可能エネルギー（地熱発電等）、高効率エネルギー（超臨界石炭火力発電等）の利用、省エネルギー設備導入等などの資金調達に利用できる。インドネシアに関しては、気候変動対策円借款の金利は「0.30%」、償還期間「40年」、据え置き期間は「10年」、調達条件は「アンタイド」である。

#### (4) 本邦技術活用条件（STEP）

日本の優れた技術やノウハウを活用し、途上国への技術移転を通じて我が国の「顔

の見える援助」の促進を目的としている。対象国は、円借款の対象国であり、OECDルール上タイド借款が供与可能な国であるとしている。

- ◆ 対象案件には、発電・送配電、石油・ガス輸送貯蔵施設、環境対策事業などが含まれ、日本の技術・資機材が必要かつ実質的に活かされる案件であること
- ◆ 金利・償還期間は、タイドが可能となる条件とし毎年見直しを行っている
- ◆ 調達条件は、主契約は日本タイド、下請けは一般アンタイド。主契約については借入国との共同企業体（JV）を認めるが、日本企業が当該JVのリーディング・パートナーとなることが条件である
- ◆ 融資比率は、総事業費の円借款融資適格項目の100%相当額までが対象となっている
- ◆ 原産地ルールは、円借款融資対象となる本体契約総額の30%以上については、日本を原産とする資機材及び日本企業の提供する役務を調達することとなっている。

### 8.1.3 融資条件と金利シナリオ

#### (1) 転貸融資費用

転貸融資費用は、プロジェクトへの融資の際、インドネシアの銀行等を経由して資金を提供する場合に費用が発生する。直接日本の銀行がプロジェクトに融資するようであれば転貸融資費用は発生しない。本プロジェクトではJBIC融資については転貸融資費用は発生しないで、ODA融資のときは転貸融資率は0.5%~1.0%程度で発生すると仮定して金利シナリオを作成した。

#### (2) JBIC シンジケート金利シナリオ

JBICの「LIBOR+ $\alpha$ 」(3%~5%)というルールを念頭に、併せて市中銀行での金利をそれより0.5%~1.0%程度高いと想定する。その結果、JBICシンジケートの貸付金利は、2015年から2040年ごろまで、4%~6%の範囲で推移するものと思われる。従って、JBICシンジケートの金利のシナリオとして4%、5%、6%と過去の事例から完全民間資本を想定した7%とする。また、総投資額の30%を自己資本とし融資比率は70%とする。

#### (3) JICAの融資・金利シナリオ

ODA融資のJICAスキームには、金利1.4%の「一般条件スキーム」、金利0.65%の「優先条件スキーム」、金利0.3%の「気候変動対策円借款」などがある。これにインドネシアでの転貸融資率0.5%~1.0%を顧慮して、JICAによるODA金利シナリオを1.5%、2.0%、2.5%、3.0%とする。また、日本ODAの融資条件により総投資額の15%は自己資本とし融資比率は85%とする。

## 8.2 事業性評価の検討

### 8.2.1 財務計算の方針

#### (1) 事業性評価基準

一般的にプロジェクトの事業性評価は管理会計原則を基礎とした財務分析で行われる。特に、事業性が資金調達に依存した形で表わされていると、事業本来の収益性を示すものではなく、場合によっては資金調達の良し悪しが、事業性を決定することにもなる。本来、事業性は、資金調達とは独立したものであり、資金調達とは独立した事業性の評価がプロジェクトの優劣を決めるべきである。そのような目的のため、現在価値法を基盤とした内部利益率法が考案され今日広く利用されている。

しかし、インフラ整備やエネルギー事業のように極めて公共性の高いプロジェクトでは、一般的に内部利益率は、低位に留まることが多く、国をはじめ、国際開発機関や金融機関の支援なしでは成立しないことがある。特に、新興国、中所得国、発展途上国などでは、この傾向が強い。そこで、投資家・市中銀行・取引企業などへの収益性や財務的な安定性を示す指標としては、自己資本利益率（Return on Equity: ROE）が使われている。

ROE は、借入金利の多寡により変化するが、低い金利の資金を調達できたプロジェクトほど ROE は高くなる。これを「Leverage 効果」という。一般的に公共性の高い事業においては、事業主体やステークホルダーへの収益性を示すために ROE を計算し、融資する側の当該国政府や国際金融機関への事業性の評価、または他プロジェクトとの比較のために内部利益率（Internal Rate of Return: IRR）を計算する。

#### (2) IRRとROE の判断基準

世界では、長い間、IRR の判断基準を 15%以上としてきた。このとき仮に金利 7% の借入金投資額の 70%とすると ROE は約 20%になる。民間企業ではこのような投資リターンが、いわば常識であったが、リーマンショック以降、景気の落ち込み、EU における財政の悪化、世界的なデフレと低金利政策などにより、状況は大きく変化している。つまり、IRR の値が低くとも資金調達における金利（または利率）が低いため、収益が確保できるという考えである。

また、完全な民間企業での ROE は、高ければ高いほどよいビジネスであるが、国家あるいは、国際機関から低利、または債務保証を受けているようなプロジェクトにつ

いて投資家のリターンを完全競争状態にある民間企業と同等で良いのかという問題もある。早い話が、国家、あるいは、世界的な規模で支援されているプロジェクトについては事業関係者や投資家は、それ相当の利益配分は、当然としても過大な収益を期待すべきものではない。むしろステークホルダーは、良好な二国間関係の維持、雇用の増大、生産物の安定供給などと言った事業に付随的に生み出される便益こそが、重要な要素である。

インドネシア国内の投資家や融資機関の現状を考えると ROE ベースでは 15%～20%の範囲が期待されているので、ROE がこれに適合するような電力料金を設定する。期待される ROE は、JBIC シンジケートによる民間プロジェクトでは 18%とし、JICA による ODA 融資では、事業主体の ROE を 15%とする。

以上の ROE を満足する電力料金体系の中で、民間プロジェクトでは JBIC シンジケートでの長期金利が 4%～7%程度と考えているので IRR の判断基準としては「8%～14%」（金利の 2 倍）を基準と考え、一方、ODA における金利は 1%～3%の範囲であるので、国営または公的事業主体の IRR としては 2%～6%の範囲を判断基準とする。

### (3) 実効金利

新興国や発展途上国では、一般的に借入金利は、先進国と比較すると高い。たとえば、現状インフレ率 6%のインドネシアでは、短期金利が 15%から 16%である。つまり、金利自身、当該国のインフレを含んだ形で決定されている。これを「名目金利」というが、本財務分析では、インフレ要素は除外しているので、金利も名目金利でなくインフレを除いた「実効金利」を使う。

新興国や発展途上国では、実効金利はこれまでは 7%前後が普通で、資金需要が少ない先進国では 5%前後であった。ただ、現状のインドネシアでは、実効金利が 9%～10%であり、必ずしも低金利状態ではない。

### (4) 割引率

将来のキャッシュフローや発電単価を現在価値に割り引くときに使われる「割引率」は、基本的には資金調達コスト（Weighted Average Capital Cost: WACC）に連動して決められるものである。ただ、実際は、当該国の実効金利がそのまま「割引率」として使われることが多く、現状のインドネシアの実効金利が 10%前後あること、同国の他の経済分析資料（Geothermal Plan by PLN in 2006）をみても 10%を利用していることなどから、本プロジェクトでも割引率として 10%を使用する。

## 8.2.2 財務計算の条件

### (1) 実質価格での計算

本プロジェクト計算では、基本的にインドネシアの国内事情によるインフレ要素は考慮しない。このことは、すべての原価要素が現状のままであることを意味していない。たとえば、インドネシアでインフレがなくとも国際市場ではコストの上昇とともに価格の上昇をもたらすものがある。エネルギー価格、食糧、鉱物資源など今後の世界経済の動向を見ると上昇が予想される。これらの要素は、「実質価格の上昇」として計算に織り込む。

### (2) エネルギー価格

原油、石炭、天然ガスなどのエネルギー価格は、インドネシアのインフレとは関係なく、採掘費用の増加・輸送距離の増大などにより、世界的な規模で上昇することが専門家の間では考えられる。たとえば、原油価格は、現状では WTI ベースで 80USD/bbl であるが、サウジ政府の意向では、「ドルの目減り分（年率 2.0%-2.5%）は、原油価格は上昇したほうがよい。」（2030 年時点で 130USD/bbl）との見通しを持っている。短期的には各エネルギー価格は、それぞれの事情によって上下するが、長期的には石炭や天然ガスは原油価格と同じような動きを見せている。そのため、本プロジェクトでは石炭価格・ガス価格などは原油価格と同等の上昇率で上昇すると仮定する。

### (3) 計算期間

財務評価期間は、設備の平均的耐用年数及びインドネシア国での事業権所有期間を勘案して 30 年とした。つまり操業後 30 年間が計算期間である。

### (4) 建設費

建設費は、基本的に発電設備のみを対象とする。したがって、遠距離送電設備の費用は含まない。製錬所近傍での立地では直接製錬所に送電可能であるし、立地不特定の場合は、近隣の PLN 送電設備に接続することを前提とする。

### (5) O/M 費用

O/M 費用としては、火力の燃料費、人件費、消耗品費、修繕費などを指すが、これらの設定の方法は以下のとおりである。

表 8.2-1 発電事業別 O&amp;M コストの推定方法

石炭	天然ガス	地熱	水力
建設費の 6.0% 燃料費	建設費の 5.0% 燃料費	建設費の 3.5% +補充井	建設費の 2.0%

注意) 石炭火力の O&M コストは、リグナイトの使用を前提としているため建設費の 6%とした。

#### (6) 発電コストの原価構成

以上のことを前提とすると、本プロジェクトでは経年とともに燃料費は上昇することになり、発電コストの償却費や金利などの固定的費用の構成比は相対的に小さくなる。ただし、石炭、天然ガスなどの燃料費は上昇するので、石炭・ガス火力などの燃料費を引いた変動費利益額は、原油価格の上昇とともに同じ率で上昇することになる。ただし、水力発電や地熱発電などは、燃料代が必要ないので、エスカレーションによるコストの上昇はない。

#### (7) 売電単価

コストの上昇は、変動費は原油価格並みの上昇、固定費は、ほとんど変化しない。むしろ借入金利の低下により減少することが想定される。そのため、変動費と固定費を取り込んだところの売電単価は、原油価格の上昇率以下ということになる。つまり、ガス価格、石炭価格の上昇よりは低い上昇率になる。ただ、変動費利益額（率は一定）の増大があるので、経年の収益額は大きくなる。

#### (8) 償却・税率・優遇制度

- ◆ 償却対象となる設備の償却期間は石炭火力、ガス火力、地熱発電は設備劣化期間考慮して 25 年とし、水力発電は、経済計算期間に合わせて 30 年とした（40 年、50 年という例もある）
- ◆ 法人税率は最新の税制から 25%とする
- ◆ 2008 年 10 月の税法改正により、地熱発電の場合は、運転開始年より 6 年間にわたり税前利益の 5%が課税所得から控除される



### 8.3 経済性の計算と評価

経済性の計算や評価に際しては、以下の状況を考慮し、評価ケースの作成を行う。

#### (1) 亜臨界石炭火力とガス火力について

第7章で選定した亜臨界石炭火力やガス火力において 200MW、400MW、600MW の開発可能オプションについて、経済性の評価においては、200MW、400MW、600MW のオプションでは、経済的に規模の差以外は、経済財務分析では何らの差異も生じないので、本計算では 200MW オプションとして分析する。つまり、計算された発電原価や売電単価は、200MW,400MW、600MW とともに同じと見なすことができる。

#### (2) 超/超々臨界石炭火力について

超/超々臨界石炭火力のように、技術的に規模の制約を受けるものについては、200,400,600MW 分類に拘束されることなく建設可能な最小規模を設定している。ここでは、「450MW」を想定した。なお、超/超々臨界石炭火に対しては、ODA 融資時には気候変動対策ローンが適用される。

#### (3) 地熱発電について

地熱発電は、坑井により蒸気の発生量は異なるのが普通で、範囲としては 6MW～10MW である。ここでは、8MW/坑井について評価する。なお、地熱発電に対しては、ODA 融資時には気候変動対策ローンが適用される。

#### (4) 既存設備の再構築

Belawan 改修(ガス火力)のように既存設備の再構築については、既設能力との合計で供給が可能とし、520MW (=400MW (新設分) +120MW (既設分)) としている。

第7章で選定した発電モード別、事業主体別オプションと計算・評価ケースは、以下の表の通りである。各セルのケースごとに経済財務分析が行われる。

表 8.3-1 発電モード別・事業主体別・融資形態別ケース名

発電モード	プロジェクト名	容量	事業主体				
			PLN	IPP	SPC	PPP	イナルム
			ODA	JBIC	JBIC	ODA	ODA
			ROE=15%	ROE=18%	ROE=18%	ROE=15%	ROE=15%
石炭	製錬工場近傍	200/400/600MW 亜臨界			C_SPC_Near		C_INA_Near
	製錬工場近傍	450MW以上 超/超々臨界			C_SPC_NU450		C_INA_NU450
	Anywhere	200/400/600MW 亜臨界	C_PLN_Any	C_IPP_Any		C_PPP_Any	
	Anywhere	450MW以上 超/超々臨界	C_PLN_AU450	C_IPP_AU450		C_PPP_AU450	
LNG	製錬工場近傍	200/400/600MW			L_SPC_Near		L_INA_Near
	Belawan改修	520MW	L_PLN_Below				
	Anywhere	200/400/600MW	L_PLN_Any	L_IPP_Any		L_PPP_Any	
地熱	Sarulla-2	190MW		S_IPP Sarul			
水力	Total	177.4MW	H_PLN_Total	H_IPP_Total			
	Toru-1	38.4MW	H_PLN_Toru	H_IPP_Toru			
	Simanggo-2	59.0MW	H_PLN_Simang	H_IPP_Simang			
	Raisan-3,4	80.0MW	H_PLN_Raisan	H_IPP_Raisan			

### 8.3.1 石炭火力オプションの経済性計算

#### (1) 製錬工場近傍での SPC による亜臨界火力発電

- ・このときは、SPCはJBICシンジケートローンが使用できる
- ・亜臨界の建設費は、すべて最近のインドネシアの事例を参考に設定している
- ・JBICローンが期待でき、JBICシンジケートの平均金利は5%と推定される
- ・400MW以上であればイナルムと民生用に電力を供給する

表 8.3-2 製錬工場近傍での SPC による亜臨界石炭火力の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_SPC_ Near	4%	4.3	5.8	11.6	18.0
	5%	4.3	5.9	12.1	18.0
	6%	4.4	5.9	12.5	18.0
	7%	4.4	6.0	12.9	18.0

表 8.3-3 製錬工場近傍での SPC による亜臨界石炭火力の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	200MW	投資額	1.6 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 30%
発電効率	39.0%	据置/返済	なし/12年
石炭価格	45USD/t (4500kcal/kg)	償却期間	25年

注意) 石炭価格は、2.0%/年でエスカレーションする。

(2) 製錬工場近傍での「国営イナルム」による亜臨界石炭火力発電

- ・ JBIC シンジケートローンが期待でき平均金利は 5%と推定

表 8.3-4 国営イナルムによる亜臨界火力発電の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_INA_ Near	4%	4.3	5.5	10.2	15.0
	5%	4.3	5.6	10.6	15.0
	6%	4.4	5.6	11.0	15.0
	7%	4.4	5.7	11.5	15.0

表 8.3-5 国営イナルムによる亜臨界火力発電の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	200MW	投資額	1.6 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 30%
発電効率	39.0%	据置/返済	0年/12年
石炭価格	45USD/t (4500kcal/kg)	償却期間	25年

注意) 石炭価格は、2.0%/年でエスカレーションする。

(3) 製錬工場近傍での SPC による超/超々臨界火力発電

- ・ イナルム用と PLN 向けに電力を供給する
- ・ このときは、IPP は JBIC シンジケートローンが使用で、平均金利は 5%と推定

表 8.3-6 製錬工場近傍での SPC による超/超々臨界石炭火力の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_SPC_NU450	4%	5.0	7.5	11.5	18.0
	5%	5.1	7.6	12.0	18.0
	6%	5.2	7.7	12.4	18.0
	7%	5.2	7.8	12.8	18.0

表 8.3-7 製錬工場近傍での SPC による超/超々臨界石炭火力の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	450MW	投資額	5.85 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 30%
発電効率	41.0%	据置/返済	なし年/12 年
石炭価格	45USD/t (4500kcal/kg)	償却期間	30 年

注意) 石炭価格は、2.0%/年でエスカレーションする。

#### (4) 製錬工場近傍での国営イナルムによる超/超々臨界石炭火力発電

- ・ イナルム用と PLN 経由で民生用に電力を供給する
- ・ このときは、気候変動対策円借款が利用できるため 1%程度の ODA ローンが使用でき、平均金利は 2%程度と推定

表 8.3-8 国営イナルムによる超/超々臨界石炭火力の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_INA_AU450	1.5%	4.9	5.1	2.3	15.0
	2.0%	5.0	5.2	2.9	15.0
	2.5%	5.0	5.3	3.4	15.0
	3.0%	5.1	5.4	3.9	15.0

表 8.3-9 国営イナルムによる超/超々臨界石炭火力の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	450MW	投資額	5.85 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 15%
発電効率	41.0%	据置/返済	10 年/30 年
石炭価格	45USD/t (4500kcal/kg)	償却期間	30 年

注意) 石炭価格は、2.0%/年でエスカレーションする。

#### (5) 立地不特定での PLN による亜臨界火力発電

- ・ PLN の資金調達平均金利を 5%と推定
- ・ ただし、イナルムの電力購入価格は PLN の料金体系に従う

表 8.3-10 立地不特定での PLN による亜臨界石炭火力の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_PLN_ Any	4%	4.3	5.5	10.2	15.0
	5%	4.3	5.6	10.6	15.0
	6%	4.4	5.6	11.0	15.0
	7%	4.4	5.7	11.5	15.0

表 8.3-11 立地不特定での PLN による亜臨界石炭火力の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	200MW	投資額	1.6 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 30%
発電効率	39.0%	据置/返済	0 年/12 年
石炭価格	45USD/t (4500kcal/kg)	償却期間	25 年

注意) 石炭価格は、2.0%/年でエスカレーションする。

(6) 立地不特定の IPP による亜臨界火力発電

- ・ このときは、IPP は JBIC シンジケートローンが使用でき、平均金利は 5% と推定
- ・ IPP は基本的に電力を PLN に販売するので、イナルムは、PLN 経由の購入になる

表 8.3-12 立地不特定での IPP による亜臨界石炭火力の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_IPP_ Any	4%	4.3	5.8	11.6	18.0
	5%	4.3	5.9	12.1	18.0
	6%	4.4	5.9	12.5	18.0
	7%	4.4	6.0	12.9	18.0

表 8.3-13 立地不特定での IPP による亜臨界石炭火力の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	200MW	投資額	1.6 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 30%
発電効率	39.0%	据置/返済	なし/12 年
石炭価格	45USD/t (4500kcal/kg)	償却期間	25 年

注意) 石炭価格は、2.0%/年でエスカレーションする。

(7) 立地不特定の PPP による亜臨界火力発電

- ・ JBIC シンジケートローンが使用でき、平均金利は 5% と推定
- ・ ただし、PPP が電力を PLN 経由で販売した場合は、PLN の料金体系にしたがう

表 8.3-14 立地不特定での PPP による亜臨界石炭火力の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_PPP_ Any	4%	4.3	5.5	10.2	15.0
	5%	4.3	5.6	10.6	15.0
	6%	4.4	5.6	11.0	15.0
	7%	4.4	5.7	11.5	15.0

表 8.3-15 立地不特定での PPP による亜臨界石炭火力の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	200MW	投資額	1.6 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 30%
発電効率	39.0%	据置/返済	0 年/12 年
石炭価格	45USD/t (4500kcal/kg)	償却期間	25 年

注意) 石炭価格は、2.0%/年でエスカレーションする。

(8) 立地不特定の PLN による超/超々臨界石炭火力発電

- PLN はイナルム用と民生用に電力を供給する
- このときは、PLN は気候変動対策円借款が利用できるため 1%程度の ODA ローンが使用でき、平均金利は 2.0%程度と推定
- ただし、イナルムの電力購入価格は PLN の規定にしたがう

表 8.3-16 立地不特定での PLN による超/超々臨界石炭火力の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_PLN_ AU450	1.5%	4.9	5.1	2.3	15.0
	2.0%	5.0	5.2	2.9	15.0
	2.5%	5.0	5.3	3.4	15.0
	3.0%	5.1	5.4	3.9	15.0

表 8.3-17 立地不特定での PLN による超/超々臨界石炭火力の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	450MW	投資額	5.85 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 15%
発電効率	41.0%	据置/返済	10 年/30 年
石炭価格	45USD/t (4500kcal/kg)	償却期間	30 年

注意) 石炭価格は、2.0%/年でエスカレーションする。

(9) 立地不特定の IPP による超/超々臨界火力発電

- IPP は、PLN 経由でイナルム用と民生用に電力を供給する
- このときは、IPP は JBIC シンジケートローンが使用で、平均金利は 5%と推定される

表 8.3-18 立地不特定での IPP による超/超々臨界石炭火力の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_IPP_ AU450	4%	5.0	7.5	11.5	18.0
	5%	5.1	7.6	12.0	18.0
	6%	5.2	7.7	12.4	18.0
	7%	5.2	7.8	12.8	18.0

表 8.3-19 立地不特定での IPP による超/超々臨界石炭火力の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	450MW	投資額	5.85 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 30%
発電効率	41.0%	据置/返済	なし年/12 年
石炭価格	45USD/t (4500kcal/kg)	償却期間	30 年

注意) 石炭価格は、2.0%/年でエスカレーションする。

(10) 立地不特定の PPP による超/超々臨界石炭火力発電

- ・ イナルム用と民生用に電力を供給する
- ・ このときは、気候変動対策円借款が利用できるので 1%程度の ODA ローンが使用でき、平均金利は 2.0%程度と推定
- ・ ただし、イナルムの電力購入価格は PLN を経由する場合は PLN の規定にしたがう

表 8.3-20 立地不特定での PPP による超/超々臨界石炭火力の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_PPP_ AU450	1.5%	4.9	5.1	2.3	15.0
	2.0%	5.0	5.2	2.9	15.0
	2.5%	5.0	5.3	3.4	15.0
	3.0%	5.1	5.4	3.9	15.0

表 8.3-21 立地不特定での PPP による超/超々臨界石炭火力の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	450MW	投資額	5.85 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 15%
発電効率	41.0%	据置/返済	10 年/30 年
石炭価格	45USD/t (4500kcal/kg)	償却期間	30 年

注意) 石炭価格は、2.0%/年でエスカレーションする。

(11) 参考ケース

亜臨界石炭火力発電の日本仕様での経済財務分析、および、石炭価格が 55USD/トンのシミュレーションについては追補を参照。

### 8.3.2 ガス火力オプションの経済性計算

#### (1) 製錬工場近傍での SPC によるガス火力発電の建設

- ・ イナルム近傍に 200MW の LNG によるガス火力発電所を建設
- ・ コンバインドサイクルで発電所を新設する
- ・ JBIC ローンが期待でき、JBIC シンジケートの平均金利は 5% と推定

表 8.3-22 製錬工場近傍での SPC によるガス火力発電の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
L_SPC_ Near	4%	8.5	8.7	2.6	18.0
	5%	8.6	8.8	3.1	18.0
	6%	8.7	8.9	3.6	18.0
	7%	8.7	8.9	4.1	18.0

表 8.3-23 製錬工場近傍での SPC によるガス火力発電の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	200MW	投資額	2.16 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 30%
発電効率	45.0%	据置/返済	なし/12 年
LNG 価格	7USD/MMbtu	償却期間	25 年

(注意) LNG 価格は、2.0%/年でエスカレーションする。

#### (2) 製錬工場近傍にある「Belawan」発電所改修によるガス火力発電

- ・ PLN によって LNG のガス火力発電を建設
- ・ コンバインドサイクルで、既設発電所の改修
- ・ PLN によりイナルム用と民生用に電力を供給する
- ・ ODA ローンが使用でき、平均金利は 2.5% と推定
- ・ ただし、イナルムの電力購入価格は PLN の規定にしたがう

表 8.3-24 Belawan 改修によるガス火力発電の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
L_PLN_ Belaw	1.5%	8.2	8.4	2.8	15.0
	2.0%	8.2	8.4	3.2	15.0
	2.5%	8.3	8.5	3.7	15.0
	3.0%	8.4	8.5	4.2	15.0

表 8.3-25 Belawan 改修によるガス火力発電の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	520MW	投資額	4.49 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 15%
発電効率	45.0%	据置/返済	7 年/25 年
LNG 価格	7USD/MMbtu	償却期間	25 年

(注意) LNG 価格は、2.0%/年でエスカレーションする。



(3) 立地不特定での PLN によるガス火力発電

- ・ LNG によるコンバインドサイクルで、いずれかに発電所を建設
- ・ PLN の資金調達では ODA ローンが使用でき平均金利は 2.5% と推定
- ・ ただし、イナルムの電力購入価格は PLN の規定にしたがう

表 8.3-26 立地不特定での PLN によるガス火力発電の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
L_PLN_ Any	1.5%	8.5	8.7	2.6	15.0
	2.0%	8.6	8.8	3.1	15.0
	2.5%	8.7	8.9	3.6	15.0
	3.0%	8.7	8.9	4.1	15.0

表 8.3-27 立地不特定での PLN によるガス火力発電の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	200MW	投資額	2.16 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 15%
発電効率	45.0%	据置/返済	7 年/25 年
LNG 価格	7USD/MMbtu	償却期間	25 年

注意) LNG 価格は、2.0%/年でエスカレーションする。

(4) 立地不特定での IPP によるガス火力発電

- ・ IPP は、PLN 経由でイナルムに電力を供給する
- ・ このときは、JBIC シンジケートローンが使用でき平均金利は 5% と推定される

表 8.3-28 立地不特定での IPP によるガス火力発電の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
L_IPP_ Any	4%	8.6	10.7	11.7	18.0
	5%	8.6	10.8	12.1	18.0
	6%	8.7	10.9	12.6	18.0
	7%	8.8	11.1	13.0	18.0

表 3.8-29 立地不特定での IPP によるガス火力発電の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	200MW	投資額	2.16 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 30%
発電効率	45.0%	据置/返済	なし/12 年
LNG 価格	7USD/MMbtu	償却期間	25 年

注意) LNG 価格は、2.0%/年でエスカレーションする。

(5) 立地不特定での PPP によるガス火力発電

- ・ LNG によるコンバインドサイクルで、いずれかに発電所を建設
- ・ 400MW 以上であれば、イナルム用と民生用に電力を供給する

- PPPは国営企業扱いであるため ODA ローンが使用でき平均金利は 2.5%と推定
- ただし、PPP が PLN 経由で電力販売したときは、イナルムの電力購入価格は PLN の規定にしたがう

表 8.3-30 立地不特定での PPP によるガス火力発電の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
L_PPP_ Any	1.5%	8.5	8.7	2.6	15.0
	2.0%	8.6	8.8	3.1	15.0
	2.5%	8.7	8.9	3.6	15.0
	3.0%	8.7	8.9	4.1	15.0

表 8.3-31 立地不特定での PPP によるガス火力発電の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	200MW	投資額	2.16 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 15%
発電効率	45.0%	据置/返済	7 年/25 年
LNG 価格	7USD/MMbtu	償却期間	25 年

注意) LNG 価格は、2.0%/年でエスカレーションする。

### 8.3.3 地熱発電オプションの経済性計算

#### (1) IPP による地熱発電

- 事業主体としては、IPP 形態が考えられる
- 坑井の効率は、8MW/坑井を想定
- JBIC シンジケートの平均金利は 5%と推定される
- 税前利益の 5%が課税対象額より 6 年間控除されるというインセンティブがある

表 8.3-32 IPP による地熱発電の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
S_IPP_ Sarul	3%	4.2	8.8	10.7	18.0
	4%	4.3	9.0	11.2	18.0
	5%	4.5	9.2	11.6	18.0
	6%	4.6	9.4	12.1	18.0

表 8.3-33 IPP による地熱発電の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	190MW	投資額	5.86 億 USD
稼働率	80%	資本金	必要資金の 30%
補充井	1.2 本	据置/返済	なし/12 年
掘削費用	550 万 USD/本	償却期間	25 年

(2) 参考ケース

事業主体が SPC、PPP の経済財務分析については、追補を参照。

8.3.4 水力発電オプションの経済性計算

(1) PLN による水力発電

- ・ 事業主体は PLN
- ・ Toru-1 (38.4MW)、Simanggo-2 (59MW)、Raisan-3,4 (80MW) を合計して 177.4MW
- ・ ODA ローンが期待でき PLN の資金調達達の平均金利は 2.5% と推定

表 8.3-34 PLN による水力発電合計の計算結果 (177.4MW)

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
H_PLN_ Total	1.5%	2.4	3.1	3.4	15.0
	2.0%	2.5	3.5	3.9	15.0
	2.5%	2.6	3.5	4.4	15.0
	3.0%	2.8	3.6	4.9	15.0

表 8.3-35 PLN による水力発電所 Toru-1 の計算結果 (38MW)

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
H_PLN_ Touuru	1.5%	1.6	2.2	3.3	15.0
	2.0%	1.7	2.3	3.9	15.0
	2.5%	1.8	2.4	4.4	15.0
	3.0%	1.9	2.5	4.9	15.0

表 8.3-36 PLN による水力発電所 Simanggo-2 の計算結果 (59MW)

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
H_PLN_ Simanggo	1.5%	2.0	2.6	3.4	15.0
	2.0%	2.1	2.7	3.9	15.0
	2.5%	2.2	2.9	4.4	15.0
	3.0%	2.3	3.0	4.9	15.0

表 8.3-37 PLN による水力発電所 Raisan-3,4 の計算結果 (80MW)

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
H_PLN_ Raisan	1.5%	3.3	4.4	3.4	15.0
	2.0%	3.5	4.8	3.9	15.0
	2.5%	3.8	4.9	4.4	15.0
	3.0%	4.0	5.1	4.9	15.0

表 8.3-38 PLN による水力発電の各ケースの前提

合計 設備前提		合計 ファイナンス前提	
発電能力	177.4MW	投資額	3.61 億 USD
稼働率	61%	資本金	必要資金の 15%
		据置/返済	7/25 年
		償却期間	30 年
Toru-1 設備前提		Toru-1 ファイナンス前提	
発電能力	38.4MW	投資額	0.82 億 USD
稼働率	92%	資本金	必要資金の 15%
		据置/返済	7/25 年
		償却期間	30 年
Simanggo-2 設備前提		Simanggo-2 ファイナンス前提	
発電能力	59MW	投資額	1.18 億 USD
稼働率	71%	資本金	必要資金の 15%
		据置/返済	7/25 年
		償却期間	30 年
Raisan-3,4 設備前提		Raisan-3,4 ファイナンス前提	
発電能力	80W	投資額	1.61 億 USD
稼働率	42%	資本金	必要資金の 15%
		据置/返済	7/25 年
		償却期間	30 年

(2) IPP による水力発電

- ・ 事業主体としては、IPP 形態で、3 箇所合計で 177.4MW
- ・ Toru-1 (38MW)、Simanggo-2 (59MW)、Raisan-3,4 (80MW)
- ・ JBIC ローンが期待でき、JBIC シンジケートの平均金利は 5%と推定される

表 8.3-39 IPP による水力発電合計のケースの計算結果 (177.4MW)

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
H_IPP_ Total	4%	2.4	7.4	11.7	18.0
	5%	2.6	7.6	12.2	18.0
	6%	2.7	7.9	12.7	18.0
	7%	2.9	8.1	13.2	18.0

表 8.3-40 IPP による水力発電所 Toru-1 の計算結果 (38MW)

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
H_IPP_ Toru	4%	1.7	5.1	11.7	18.0
	5%	1.8	5.3	12.2	18.0
	6%	1.9	5.5	12.7	18.0
	7%	2.0	5.6	13.2	18.0

表 8.3-41 IPPによる水力発電所 Simanggo-2 の計算結果 (59MW)

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
H_IPP_ Simanggo	4%	2.0	6.2	11.7	18.0
	5%	2.2	6.4	12.2	18.0
	6%	2.3	6.6	12.7	18.0
	7%	2.4	6.8	13.2	18.0

表 8.3-42 IPPによる水力発電所 Raisan-3,4 の計算結果 (80MW)

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
H_IPP_ Raisan	4%	3.5	10.4	11.7	18.0
	5%	3.7	10.8	12.2	18.0
	6%	3.9	11.2	12.7	18.0
	7%	4.1	11.5	13.2	18.0

表 8.3-43 IPPによる水力発電の各ケースの前提

合計 設備前提		合計 ファイナンス前提	
発電能力	177.4MW	投資額	5.1 億 USD
稼働率	61%	資本金	必要資金の 30%
		据置/返済	なし/12 年
		償却期間	30 年
Toru-1 設備前提		Toru-1 ファイナンス前提	
発電能力	38MW	投資額	0.82 億 USD
稼働率	92%	資本金	必要資金の 30%
		据置/返済	なし/12 年
		償却期間	30 年
Simanggo-2 設備前提		Simanggo-2 ファイナンス前提	
発電能力	59MW	投資額	1.18 億 USD
稼働率	71%	資本金	必要資金の 30%
		据置/返済	なし/12 年
		償却期間	30 年
Raisan-3,4 設備前提		Raisan-3,4 ファイナンス前提	
発電能力	80W	投資額	1.61 億 USD
稼働率	42%	資本金	必要資金の 30%
		据置/返済	なし/12 年
		償却期間	30 年

8.4 財務分析からみた事業性評価

以上の発電モード・プロジェクト形態別・事業主体別の発電原価と電力料金を一覧表にすると下表のとおりである。

表 8.4-1 発電モード別・事業主体別発電原価と売電料金 (1)

発電モード	プロジェクト名	容量	事業主体					課題
			PLN	IPP	SPC	PPP	イナルム	
			ODA	JBIC	JBIC	ODA	ODA	
			ROE=15%	ROE=18%	ROE=18%	ROE=15%	ROE=15%	
石炭	製錬工場近傍	200/400/600MW 亜臨界			C_SPC_Near 4.3/5.9		C_INA_Near 4.3/5.6	(1)イナルムの場合は、バックアップ電源を用意する必要があり、コスト・料金ともに上昇する。 (2)発電所を別事業体にするのか、イナルムの中に取り込むのかによって、イナルムの買電価格は違ってくる。 (3)PLN とイナルムとの 200MW の売買契約が必要であるが、社会的に電力供給不足の現状では、交渉の長期化が予想される。 (4)PLN は大規模消費者に料金面で対応するか否かという課題がある。 (5)IPP の場合は、IPP,PLN,イナルムとの協議が必要。
	製錬工場近傍	450MW 以上 超/超々臨界			C_SPC_NU450 5.1/7.6		C_INA_NU450 5.0/5.2	
	Anywhere	200/400/600MW 亜臨界	C_PLN_Any 4.3/5.6	C_IPP_Any 4.3/5.9		C_PPP_Any 4.3/5.6		
	Anywhere	450MW 以上 超/超々臨界	C_PLN_AU450 5.0/5.2	C_IPP_AU450 5.1/7.6		C_PPP_AU450 5.0/5.2		
LNG	製錬工場近傍	200/400/600MW			L_SPC_Near 8.6/10.8		L_PPP_Near 8.7/8.9	(6)当該課題は(1)に同じ、また、LNG を利用することで、コスト的に実現性が少ない。
	Belawan 改修	520MW	L_PLN_Belaw 8.3/8.5					(7)PLN の内部事情ともいえるケースで、国内市場優先 (DMO) の実例として、北スマトラで LNG 発電を行う可能性はある。
	Anywhere	200/400/600MW	L_PLN_Any 8.7/8.9	L_IPP_Any 8.6/10.8		L_PPP_Any 8.7/8.9		(8) IPP では LNG を利用することで、コスト的に実現性が少ない。PLN は、DMO の例として、LNG 発電を行う可能性はある。

表中数字の左は発電原価(¢/kWh)、 右の数字は売電料金 (¢/kWh)

表 8.4-1 発電モード別・事業主体別発電原価と売電料金 (2)

発電モード	プロジェクト名	容量	事業主体					課題	
			PLN	IPP	SPC	PPP	イナルム		
			ODA	JBIC	JBIC	ODA	ODA		
			ROE=15%	ROE=18%	ROE=18%	ROE=15%	ROE=15%		
地熱	Sarulla-2	190MW		S_IPP Sarul 4.5/9.2					(1)現規定では IPP は PLN に売電することになっているが、IPP からイナルムへの託送の可否を検討。
水力	Total	177.4MW	H_PLN_ Total 2.6/3.5	H_IPP_ Total 2.6/7.6					(2)水力発電では、ODA 資金を使う場合と IPP ベース (JBIC シンジケートあり) の場合とは、売電料金が大きく違ってくる。金利負担の違いによるもので、その意味からも IPP による水力発電の可能性は少ない。
	Toru-1	38.4MW	H_PLN_ Toru 1.8/2.4	H_IPP_ Toru 1.8/5.3					
	Simanggo-2	59.0MW	H_PLN_ Simang 2.2/2.9	H_IPP_ Simang 2.2/6.4					(3)イナルムが IPP から水力発電の電力を購入する (発電料金+送電費) より、PLN からの通常の買電のほうが安いケースもあり得る。
	Raisan-3,4	80.0MW	H_PLN_ Raisan 3.8/4.9	H_IPP_ Raisan 3.7/10.8					

表中数字の左は発電原価(¢/kWh)、右の数字は売電料金 (¢/kWh)

### 追補 1 地熱で「独自の送電線による事業形態」の発電原価と電力料金

フェーズ 1 調査 (2009) で有望視されていた Sarulla-2 をイナルム増設専用利用するオプションは、本調査において以下の事項が確認されたことから、前項までの検討では、あくまでも IPP による民生用電源として取り扱っている。

- ◇ Sarulla-2 を含む地域は既に開発権が取得されており、電力は全て PLN に一括売電することが義務付けられている。
- ◇ イナルムアルミ精錬所に送電する方法は、PLN の送電線を利用する場合と、専用送電線を敷設する場合に区分されるが、下記の理由によりいずれも実現性が低い。
  - PLN はこれまでに特定企業のための送電線を賃借した実績はなく、賃借の為の細部規定も制定されていない
  - 直接送電のために長距離専用送電線の建設実施には、建設費だけでなく土地収用、補償、社会自然環境等、IPP には開発リスクが大きく現実的でない
- ◇ イナルム増設専用とするためには、既権益保有者との譲渡交渉それに伴う費用増のリスクがあり、地熱開発は時機を逸しない協議・交渉が関係者間で必要とされる。さらに Sarulla-1 の開発後でないと Sarulla-2 (110MW) の開発に着手されない可能性が高い。したがって、Sarulla-2 (190MW) を具体化して発電開始するまでには、かなりの年数を要することになる。

以下は、上記のような課題が全て解消された場合の財務性を参考として検討した結果である。

#### (1) 独自の送電線での SPC による地熱発電

- ・ 事業主体としては、SPC が考えられ、独自の送電線でイナルムに供給する
- ・ JBIC シンジケートが期待でき、平均金利は 5% と推定
- ・ 税前利益の 5% が課税対象額より 6 年間控除されるインセンティブがある

追表 1-1 独自の送電線での SPC による地熱発電の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
RS_SPC_Sarul	3%	4.4	9.5	10.8	18.0
	4%	4.6	9.7	11.1	18.0
	5%	4.8	9.9	11.6	18.0
	6%	5.0	10.1	12.0	18.0

追表 1-2 独自の送電線での SPC による地熱発電の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	190MW	投資額	6.32 億 USD
稼働率	80%	資本金	必要資金の 30%
補充井	1.2 本	据置/返済	なし/12 年
掘削費用	550 万 USD/本	償却期間	25 年

投資額には、0.23 百万 USD/km×200km の送電コストが加算されている。



(2) 独自の送電線での PPP による地熱発電

- ・ 事業主体としては、PPP が考えられ、独自の送電線でイナルムに供給する
- ・ ODA ローン の気候変動対策融資が期待でき、平均金利は 2.0% と推定
- ・ 税前利益の 5% が課税対象額より 6 年間控除されるインセンティブがある

追表 1-3 独自の送電線での PPP による地熱発電の計算結果

ケース名	金利 %	原価 ¢ /kWh	電力料金 ¢ /kWh	IRR %	ROE %
RS_PPP_ Sarul	1.5%	4.3	4.6	1.9	15.0
	2.0%	4.5	4.8	2.5	15.0
	2.5%	4.8	5.0	3.1	15.0
	3.0%	5.0	5.2	3.7	15.0

追表 1-4 独自の送電線での PPP による地熱発電の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	190MW	投資額	6.32 億 USD
稼働率	80%	資本金	必要資金の 15%
補充井	1.2 本	据置/返済	10/30 年
掘削費用	550 万 USD/本	償却期間	30 年

投資額には、0.23 百万 USD/km×200km の送電コストが加算されている。

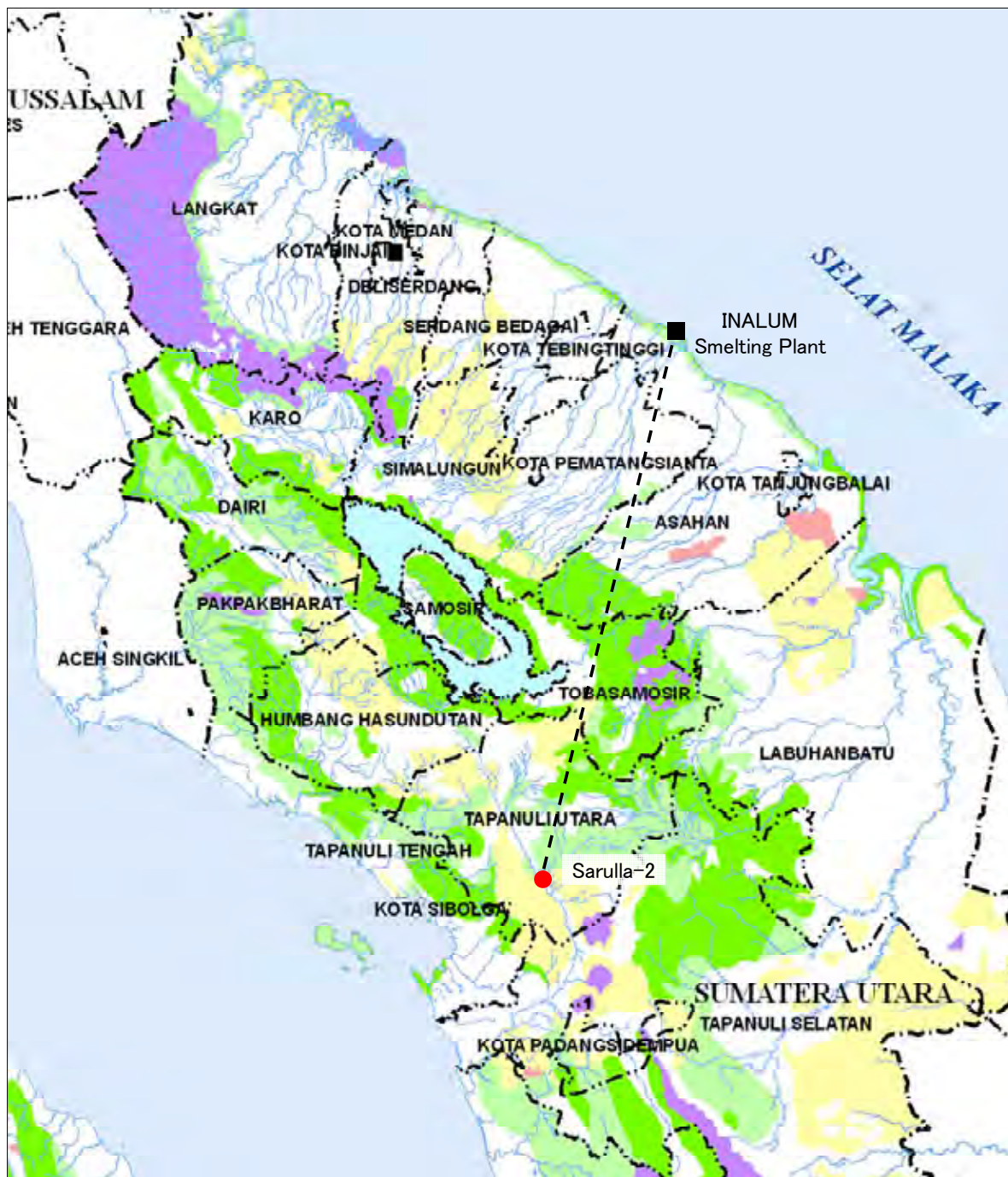
(3) 事業主体による発電コストの比較

下表に示す通り事業体制を SPC とした場合には専用送電線敷設費用増加に伴い発電コストは民生用とした場合より上昇する。一方、仮にイナルムが国営化され ODA が利用できること、ROE が 15% となることから、売電価格は低下し 5.0 ¢ /kWh 程度となる。

追表 1-5 Sarulla-2 地熱発電所の発電コスト

種別	事業主体	発電原価 (¢ /kWh)	売電価格 (¢ /kWh)
Sarulla-2 を民生用に 開発した場合	IPP	4.5	9.2
Sarulla-2 をイナルム用に 開発した場合(参考)	SPC	4.8	9.9
	PPP (IPP+国営イナルム)	4.5	4.8

注) 参考ケースでは送電線は専用送電線(200km)を敷設するものとした。追図 1-1 参照



追図 1-1 Sarulla-2 からイナルムアルミ製錬所への専用送電線ルート (参考)

追補2 日本仕様の亜臨界火力発電の建設コストでの発電原価と料金

ここでは、日本製の亜臨界火力発電を前提としときの経済財務分析をおこなう。各ケース設定は、以下のとおりである。

追表 2-1 日本仕様の亜臨界火力発電のケース

電源 モード	プロジェクト 名	容量	事業主体				
			PLN	IPP	SPC	PPP	イナルム
			ODA	JBIC	JBIC	ODA	ODA
			ROE=15%	ROE=18%	ROE=18%	ROE=15%	ROE=15%
石炭 火力	製錬工場近傍 日本仕様	200MW 亜臨界			RC_SPC_ Near		RC_INA_ Near
	Anywhere 日本仕様	200MW 亜臨界	RC_PLN_ Any	RC_IPP_ Any		RC_PPP_ Any	

(1) 製錬工場近傍での SPC による日本仕様による亜臨界火力発電

- ・ 建設費は、現地仕様 800USD/kW、日本仕様 1300USD/kW に設定している
- ・ JBIC ローンが期待でき、平均金利は 5% と推定される

追表 2-2 製錬工場近傍で SPC による亜臨界石炭火力の計算結果

	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_SPC_ Near	4%	5.8	8.3	11.6	18.0
	5%	5.8	8.4	12.0	18.0
	6%	5.9	8.5	12.4	18.0
	7%	6.0	8.6	12.9	18.0

追表 2-3 製錬工場近傍での SPC による亜臨界石炭火力の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	200MW	投資額	2.6 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 30%
発電効率	39.0%	据置/返済	なし/12 年
石炭価格	45USD/t(4500kcal/kg)	償却期間	25 年

注意) 石炭価格は、2.0%/年でエスカレーションする

(2) 製錬工場近傍での「イナルム」による日本仕様の亜臨界火力発電

- ・ JBIC シンジケートローンが使用でき、平均金利は 5% と推定
- ・ 建設費は、現地仕様 800USD/kW、日本仕様 1300USD/kW に設定している

追表 2-4 製錬工場近傍での国営イナルムによる日本仕様の亜臨界火力の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_INA_Near	4%	5.1	7.2	10.1	15.0
	5%	5.2	7.3	10.5	15.0
	6%	5.3	7.4	10.9	15.0
	7%	5.4	7.5	11.4	15.0

追表 2-5 製錬工場近傍での国営イナルムによる日本仕様の亜臨界火力の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	200MW	投資額	2.6 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 30%
発電効率	39.0%	据置/返済	0年/12年
石炭価格	45USD/t (4500kcal/kg)	償却期間	25年

注意) 石炭価格は、2.0%/年でエスカレーションする

(3) 立地不特定での PLN によって日本仕様の亜臨界火力発電を建設

- ・ PLN の資金調達の平均金利を 5% と推定
- ・ 建設費は、現地仕様は 800USD/kW であるが、日本仕様は 1300USD/kW である

追表 2-6 立地不特定での PLN による日本仕様の亜臨界石炭火力の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_PLN_Any	4%	5.1	7.2	10.1	15.0
	5%	5.2	7.3	10.5	15.0
	6%	5.3	7.4	11.0	15.0
	7%	5.4	7.5	11.4	15.0

追表 2-7 立地不特定での PLN による日本仕様の亜臨界石炭火力の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	200MW	投資額	2.6 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 30%
発電効率	39.0%	据置/返済	0年/12年
石炭価格	45USD/t (4500kcal/kg)	償却期間	25年

注意) 石炭価格は、2.0%/年でエスカレーションする

(4) 立地不特定での IPP による日本仕様の亜臨界火力発電

- ・ このときは、IPP は JBIC シンジケートローンが使用でき、平均金利は 5% と推定
- ・ 建設費は、現地仕様は 800USD/kW であるが、日本仕様は 1300USD/kW である

追表 2-8 立地不特定での IPP による日本仕様の亜臨界石炭火力の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_IPP_ Any	4%	5.1	7.6	11.6	18.0
	5%	5.2	7.7	12.1	18.0
	6%	5.3	7.8	12.4	18.0
	7%	5.4	7.9	12.9	18.0

追表 2-9 立地不特定での IPP による日本仕様の亜臨界石炭火力の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	200MW	投資額	2.6 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 30%
発電効率	39.0%	据置/返済	なし/12 年
石炭価格	45USD/t (4500kcal/kg)	償却期間	25 年

注意) 石炭価格は、2.0%/年でエスカレーションする。

(5) 立地不特定での PPP による日本仕様の亜臨界火力発電

- ・ JBIC シンジケートローンが使用でき、平均金利は 5%と推定
- ・ ただし、PPP が PLN 経由の売電した時は、PLN の料金体系にしたがう
- ・ 建設費は、現地仕様は 800USD/kW であるが、日本仕様は 1300USD/kW である

追表 2-10 立地不特定での PPP による日本仕様の亜臨界石炭火力の計算結果

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_PPP_ Any	4%	5.1	7.2	10.1	15.0
	5%	5.2	7.3	10.5	15.0
	6%	5.3	7.4	11.0	15.0
	7%	5.4	7.5	11.4	15.0

追表 2-11 立地不特定での PPP による日本仕様の亜臨界石炭火力の前提

設備前提		ファイナンス前提	
発電能力	200MW	投資額	2.6 億 USD
稼働率	70%	資本金	必要資金の 30%
発電効率	39.0%	据置/返済	0 年/12 年
石炭価格	45USD/t (4500kcal/kg)	償却期間	25 年

注意) 石炭価格は、2.0%/年でエスカレーションする。

追補3 石炭価格が55USD/トンのときの各ケースの原価と電力料金

石炭火力発電に関して石炭価格が55USD/トンのときの発電原価と電力料金を以下の各ケースについて行う。

追表 3-1 石炭価格が55USD/トンのときの試算ケース

発電モード	プロジェクト名	容量	事業主体				
			PLN	IPP	SPC	PPP	イナルム
			ODA	JBIC	JBIC	ODA	ODA
			ROE=15%	ROE=18%	ROE=18%	ROE=15%	ROE=15%
石炭火力	製錬工場近傍	200MW 亜臨界			C_SPC_Near		C_INA_Near
	製錬工場近傍	450MW以上 超/超々臨界			C_SPC_NU450		C_INA_NU450
	Anywhere	200MW 亜臨界	C_PLN_Any	C_IPP_Any		C_PPP_Any	
	Anywhere	450MW以上 超/超々臨界	C_PLN_AU450	C_IPP_AU450		C_PPP_AU450	
	製錬工場近傍 日本仕様	200MW 亜臨界			RC_SPC_Near		RC_INA_Near
	Anywhere 日本仕様	200MW 亜臨界	RC_PLN_Any	RC_IPP_Any		RC_PPP_Any	

(1) 製錬工場近傍での亜臨界石炭火力発電

追表 3-2 製錬工場近傍での SPC による亜臨界石炭火力発電

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_SPC_Near 55USD/t	4%	4.9	6.4	11.6	18.0
	5%	4.9	6.5	12.1	18.0
	6%	5.0	6.6	12.5	18.0
	7%	5.0	6.6	13.0	18.0

追表 3-3 製錬工場近傍での国営イナルムによる亜臨界石炭火力発電

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_INA_Near 55USD/t	4%	4.9	6.1	10.1	15.0
	5%	4.9	6.2	10.6	15.0
	6%	5.0	6.3	11.0	15.0
	7%	5.0	6.3	11.5	15.0

(2) 製錬工場近傍での超/超々臨界石火力発電

追表 3-4 製錬工場近傍での SPC による超/超々臨界石火力発電

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_SPC_ NU450	4%	5.6	8.1	11.6	18.0
	5%	5.7	8.2	12.0	18.0
	6%	5.8	8.3	12.4	18.0
55USD/t	7%	5.8	8.4	12.9	18.0

追表 3-5 製錬工場近傍での国営イナルムによる超/超々臨界石火力発電

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_INA_ NU450	1.5%	5.5	5.7	2.3	15.0
	2.0%	5.6	5.8	2.9	15.0
	2.5%	5.6	5.9	3.4	15.0
55USD/t	3.0%	5.7	6.0	3.9	15.0

(3) 立地不特定での亜臨界石火力発電

追表 3-6 立地不特定での PLN による亜臨界石火力発電

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_PLN_ Any	4%	4.9	6.1	10.1	15.0
	5%	4.9	6.2	10.6	15.0
	6%	5.0	6.3	11.0	15.0
55USD/t	7%	5.0	6.3	11.5	15.0

追表 3-7 立地不特定での IPP による亜臨界石火力発電

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_IPP_ Any	4%	4.9	6.4	11.6	18.0
	5%	4.9	6.5	12.1	18.0
	6%	5.0	6.6	12.5	18.0
55USD/t	7%	5.0	6.6	13.0	18.0

追表 3-8 立地不特定での PPP による亜臨界石火力発電

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_PPP_ Any	4%	4.9	6.1	10.1	15.0
	5%	4.9	6.2	10.6	15.0
	6%	5.0	6.3	11.0	15.0
55USD/t	7%	5.0	6.3	11.5	15.0

(4) 立地不特定での PLN による超/超々臨界石炭火力発電

追表 3-9 立地不特定での PLN による超/超々臨界石炭火力発電

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_PLN_ AU450	1.5%	5.5	5.7	2.3	15.0
	2.0%	5.6	5.8	2.9	15.0
	2.5%	5.6	5.9	3.4	15.0
55USD/t	3.0%	5.7	6.0	3.9	15.0

追表 3-10 立地不特定での IPP による超/超々臨界石炭火力発電

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_IPP_ AU450	4%	5.6	8.1	11.6	18.0
	5%	5.7	8.2	12.0	18.0
	6%	5.8	8.3	12.5	18.0
55USD/t	7%	5.8	8.4	12.9	18.0

追表 3-11 立地不特定での PPP による超/超々臨界石炭火力発電

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
C_PPP_ AU450	1.5%	5.5	5.7	2.4	15.0
	2.0%	5.6	5.8	2.9	15.0
	2.5%	5.6	5.9	3.4	15.0
55USD/t	3.0%	5.7	6.0	3.9	15.0

(5) 立地不特定での日本仕様で亜臨界石炭火力発電

追表 3-12 立地不特定での日本仕様で PLN,PPP,国営イナルムによる亜臨界石炭火力発電

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
55USD/t	4%	5.8	7.8	10.1	15.0
	5%	5.8	7.9	10.6	15.0
	6%	5.9	8.0	11.0	15.0
	7%	6.0	8.1	11.4	15.0

追表 3-13 立地不特定での日本仕様で SPC,IPP による亜臨界石炭火力発電

ケース名	金利	原価	電力料金	IRR	ROE
	%	¢ /kWh	¢ /kWh	%	%
55USD/t	4%	5.8	8.3	11.6	18.0
	5%	5.8	8.4	12.0	18.0
	6%	5.9	8.5	12.5	18.0
	7%	6.0	8.6	13.0	18.0



## 8.5 推奨電力供給オプション

電力供給オプション（表 7-1～表 7-3 参照）毎の財務性及び開発の有意性を表 8.5-1 に集約する。各電源供給オプションの有意性を、至近年における実現の確実性、開発に際しての課題（表 7-1～表 7-3 参照）、発電モード毎の発電コスト（表 8.4-1 及び表 8.4-2）の観点から評価した結果、下記の電源供給オプションの有意性が高く本調査における推奨案とした。なお、PLN からの買電を前提とした供給オプションは、供給規模、発電モードに関わらずイナルムは PLN から料金体系に従って一律料金で買電することとなる。買電料金は現時点で 7.35 ¢ /kWh であるが、2015 年までには 10.07 ¢ /kWh 程度まで値上げされる可能性が高く、イナルム側のメリットがない。また、当該発電所はイナルムへの電力供給を前提としたものとなるが、この場合 SPC 或いはイナルム以外の事業主体（IPP、PLN 或いは両者による PPP）が電源開発を行う動機付けが困難と考えられる。以上より PLN からの買電を前提とするオプションは全て有意性が低く、推奨できない。

### (1) 第一推奨案:200MW のイナルム専用石炭火力発電所を SPC 或いはイナルムが開発 (整理番号 INALM-200-①)

#### ① 至近年における実現の確実性

SPC 或いはイナルムが独自に計画、開発出来ることから、他の電力供給オプションに比べ開発に関する不確定要素が最も少ない。

#### ② 開発に際しての課題

石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要である。また、開発に際しては特定供給電力事業者/自家用発電電力事業者としての認可が必要となる。

#### ③ 発電コスト

事業主体	発電原価 (¢ /kWh)	売電価格 (¢ /kWh)
SPC	4.3	5.9
イナルム	4.3	5.6

注) 送電コストと受電側接続工事費等は含まず。

#### ④ 総合評価

SPC 或いはイナルム自体が専用の発電所を開発するオプションでは、発電コスト及び開発の確実性から、石炭火力（亜臨界 200MW）が最も有利となる。この場合、発電所事故停止時のバックアップが必要となるが、バックアップ料金については、

RUPTL2010 計画が順調に推移した場合、予備力の向上に伴う低減が期待できる。

**(2) 第二推奨案:200MW のイナルム専用石炭火力発電所を SPC 或いはイナルムが開発すると同時に民生用電力 200MW を水力発電により確保する。(整理番号 INALM-400-②)**

① 至近年における実現の確実性

石炭火力によりイナルム増設用電源を SPC 或いはイナルムが独自に計画、開発出来ることから、他の電力供給オプションに比べ開発に関する不確定要素が少ない。水力の開発時期に関しては不確実性が高いが、開発時期を必ずしもイナルムアルミ製錬増設時期に合致させる必要はない。

② 開発に際しての課題

石炭火力発電所に関しては石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件等の技術的確認が必要である。また、開発に際しては特定供給電力事業者/自家用発電電力事業者としての認可が必要となる。水力発電に関しては開発可能量・立地条件等の技術的確認及び事業主体に関する調整が必要である。

③ 発電コスト

発電モード	事業主体	発電原価 (¢ /kWh)	売電価格 (¢ /kWh)
イナルム用石炭火力 (亜臨界：200MW)	SPC	4.3	5.9
	イナルム	4.3	5.6
民生用水力 (177.4MW)	IPP	2.6	7.6
	PLN	2.6	3.5

注) 送電コストと受電側接続工事費等は含まず

④ 総合評価

石炭火力を SPC 或いはイナルム自体が増設用電源として開発するケースは実現性及び発電コストの観点から 400MW 供給オプションの中では最も有意なオプションである。本オプションはイナルム用石炭火力と並行して民生用に水力開発を行うものであるが、水力は発電コストが安価で PLN の財務状況改善への貢献度の最も高い発電モードである。水力は「IPP の低い水力開発実施能力」や「PLN と地元との調整難航」のため至近年の実現性は低いものの、イナルム用電源が石炭火力により確保されれば、水力の開発年度の遅延問題は緩和できる。さらに地元協力の基、PLN が開発できれば ODA の投入が可能となり、PLN 財務状態改善への貢献度は向上する。このことが PLN とのバックアップ料金優遇に関する交渉を優位に導くことも期待できる。

**(3) 第三推奨案:200MW のイナルム専用石炭火力発電所を SPC 或いはイナルムが開発すると同時に民生用電力 200MW を地熱発電により確保する。(整理番号 INALM-400-①)**

① 至近年における実現の確実性

石炭火力によりイナルム増設用電源を SPC 或いはイナルムが独自に計画、開発出来ることから、他の電力供給オプションに比べ開発に関する不確定要素が少ない。地熱のアルミ製錬増設時期に合わせた開発に関しては不確実性が高いが、民生用電源のため開発時期を必ずしもイナルムアルミ製錬増設時期に合致させる必要はない。

② 開発に際しての課題

石炭火力に関しては第一及び第二推奨案と同様の課題を有する。地熱発電に関しては Sarulla-1 の開発が遅延傾向にあること、開発可能量が技術的に確認されていないことが課題として上げられる。

③ 発電コスト

発電モード	事業主体	発電原価 (¢ /kWh)	売電価格 (¢ /kWh)
イナルム用石炭火力 (亜臨界：200MW)	SPC	4.3	5.9
	イナルム	4.3	5.6
民生用地熱 (190MW)	IPP	4.5	9.2

注) 送電コストと受電側接続工事費等は含まず

④ 総合評価

本オプションはイナルム用石炭火力と並行して民生用に Sarulla-2 の地熱開発を行うものである。Sarulla-2 については既に開発権が取得されており、開発時期を除けば実現性は高い。イナルム用電源が石炭火力により確保されれば、Sarulla-2 の開発年度の遅延問題は緩和できる。但し、地熱は事業主体が IPP であるため、第二推奨案 (INALM-400-②) のように石炭火力事故停止時のバックアップに関する PLN の優遇処置は期待できない。

**(4) 第四推奨案:SPC 或いはイナルムが 400MW 石炭火力発電所を開発し、イナルム用に 200MW、民生用に 200MW を供給する。(整理番号 INALM-400-⑤)**

① 至近年における実現の確実性

SPC 或いはイナルムが独自に計画、開発出来ることから、他の電力供給オプションに比べ開発に関する不確定要素が少ない。

② 開発に際しての課題

石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件等の技術的確認、特定供給電力事業者/自家用発電電力事業者としての認可等に関する課題は第一推奨案と同様である。

③ 発電コスト

事業主体	発電原価 (¢ /kWh)	売電価格 (¢ /kWh)
SPC	4.3	5.9
イナルム	4.3	5.6

注) 送電コストと受電側接続工事費等は含まず

④ 総合評価

発電所事故停止時のバックアップに関して第一～第三推奨案より有利となるが、民生用に関しては余剰電力として安い価格での売電となる可能性が高い。RUPTL2010 の計画が順調に推移した場合、予備力向上に伴い余剰電力売電価格のさらなる低下が懸念されるため、将来的にはバックアップのための費用増より余剰電力売電に関わる損益の方が大きくなる可能性が高い。

**(5) 第五推奨案:SPC 或いはイナルムが 600MW 石炭火力(超臨界/超々臨界)発電所を開発し、イナルム用に 200MW、民生用に 400MW を供給する。(整理番号 INALM-600-⑤)**

① 至近年における実現の確実性

SPC 或いはイナルムが独自に計画、開発出来ることから、他の電力供給オプションに比べ開発に関する不確定要素が少ない。

② 開発に際しての課題

石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件等の技術的確認、特定供給電力事業者/自家用発電電力事業者としての認可等に関する課題は第一推奨案と同様である。

③ 発電コスト

イナルムが仮に国営化された場合、超臨界/超々臨界の石炭火力についてはお ODA の適用が可能であり、売電価格は亜臨界の場合に比べて低下 (5.6→5.3 ¢ kWh) するが、設備費が高価なため、発電原価は逆に上昇 (4.3→5.0 ¢ kWh) する。

事業主体	発電原価 (¢ /kWh)	売電価格 (¢ /kWh)
SPC	5.1	7.6
イナルム (国営化)	5.0	5.2

注) 送電コストと受電側接続工事費等は含まず

## ④ 総合評価

600MW 供給オプションは民生用に 400MW を供給するものであるが、RUPTL2010 の計画が順調に推移した場合には過剰供給となることも懸念されている状況下で、新たに 400MW の民生用電源が必要となる可能性は低い。また、余剰電力として安い価格での売電分が多くなり、この損益は 400MW 供給オプションよりさらに大きくなる。以上より 600MW 供給オプションの有意性は 200MW、400MW 供給オプションより低い。本オプションは超臨界とすることで日本企業の参画を期待したものである。但し亜臨界より発電原価が高いこと、系統安定への影響が懸念されること、単機設備のため発電所事故停止時には PLN からのバックアップが必要となり発電コストの増加を招くこと等、問題点も多い。このことから推奨案の中では最も有意性が低い。

表 8.5-1(a) 電力供給オプションの財務性と有意性評価一覧表 (200MW 供給オプション)

(1) PLN からの買電を前提とする場合の 200MW 供給オプション: イナルム買電料金は、発電モード・発電原価に関わらず一律料金 (2015 年までに 37% 上昇予定)

整理番号	発電モード	設備出力 MW		事業主体	財務分析 ケース名	経済・財務分析結果 ¢/kWh		INALUM増設用電力料金 (PLN電気料金) ¢/kWh	開発の有意性
						発電原価	売電価格		
PLN-200-①	石炭火力	200 (垂臨界: 現地仕様)		PLN	C_PLN_Any	4.3	5.6	7.35+料金上昇分 (2015年: 10.07¢/kWh)	石炭価格の変動や調達の実現性等に関するリスクはあるものの、発電原価・売電価格は水力に次いで安価であり、実現の可能性が高い。但し、INALUM用の電源を前提とした開発となるため、それぞれの事業主体がインセンティブを持てるかが課題となる。 また、INALUM増設用に利用する場合は、PLNからの買電となるため、INALUMにとってメリットがない。  LNG基地やガスパイプラインの建設計画の進捗を注視する必要あり、現状では計画の遅延が予想される。 発電原価・売電価格はともに高価であり、特に実施主体がIPPの場合は、PLN電気料金より高くなるため実現の可能性は低い  2015時点ではPLN電気料金よりIPPからの売電価格が安くなること、既に開発権が設定されていることから実現性は高いが、Sarullaの開発が遅延傾向にあることから至近年での実現は難しい。PLNからの買電となるため、INALUMのメリットはない。 全体としてPLN電気料金より発電原価・売電価格は安価であり、PLNの財務状況改善に寄与する優良な発電モードである。 但し、事業主体がIPPの場合、PLN財務改善への貢献度はPLN自体が開発する場合に比べ低い。IPPの水力開発実施能力が低く、至近年の実施は困難と考えられる。 さらに、現状ではPLN自体が地元合意の上で開発することが困難なため、IPPの場合と同様、至近年の実現性は低い。 仮に開発されたとしても、PLNからの買電となるため、INALUMにとってメリットがない。
				IPP	C_IPP_Any	4.3	5.9		
				PPP	C_PPP_Any	4.3	5.6		
PLN-200-②	ガス火力	200.0		PLN	L_PLN_Any	8.7	8.9		
				IPP	L_IPP_Any	8.6	10.8		
				PPP	L_PPP_Any	8.7	8.9		
PLN-200-③	地熱	190.0		IPP	S_IPP_Sarul	4.5	9.2		
PLN-200-④	水力	Touru-1	38.4	IPP	H_IPP_Touru	1.8	5.3		
				PLN	H_PLN_Touru	1.8	2.4		
		Simango-2	59.0	IPP	H_IPP_Simang	2.2	6.4		
				PLN	H_PLN_Simang	2.2	2.9		
		Raisan-3,4	80.0	IPP	H_IPP_Raisan	3.7	10.8		
				PLN	H_PLN_Raisan	3.8	4.9		
		全体	177.4	IPP	H_IPP_Total	2.6	7.6		
				PLN	H_PLN_Total	2.6	3.5		

(2) イナルム増設専用の発電所を新設する場合の 200MW 供給オプション: 専用発電所事故停止時のバックアップ契約が必要

整理番号	発電モード	設備出力 MW		事業主体	財務分析 ケース名	経済・財務分析結果 ¢/kWh		INALUM増設用電力料金 ¢/kWh	開発の有意性
						発電原価	売電価格		
INALM-200-①	石炭火力	200 (垂臨界: 現地仕様)		SPC	C_SPC_Near	4.3	5.9	5.9+バックアップ料金	<b>第一推奨案:</b> 発電所事故停止時のバックアップ料金は必要となるが、INALUM増設用電源コストはPLNから買電する場合の半額程度であり、最も有利なケースである。バックアップ料金についてはRUPTL計画が順調に推移した場合、予備力の向上に伴う低減も期待できる。  LNG基地やガスパイプラインの建設計画の進捗に左右され実現性が懸念される。電源コストがPLNから買電する場合との差が少ないことからINALUMにとってメリットはない。
				INALUM	C_INA_Near	4.3	5.6	5.6+バックアップ料金	
INALM-200-②	ガス火力	200.0		SPC	L_SPC_Near	8.6	10.8	10.8+バックアップ料金	
				INALUM	L_INA_Near	8.7	8.9	8.9+バックアップ料金	

： 推奨案

表 8.5-1(b-1) 電力供給オプションの財務性と有意性評価一覧表(400MW 供給オプション)

(1) PLN からの買電を考慮する場合の 400MW 供給オプション:イナルム買電料金は、発電モード・発電原価に関わらず一律料金(2015 年までに 37%上昇予定)

整理番号	発電モード	設備出力 MW	事業主体	財務分析 ケース名	経済・財務分析結果 ¢/kWh		INALUM増設用電力料金 ¢/kWh	開発の有意性
					発電原価	売電価格		
PLN-400-①	水力	190.0	IPP	S IPP Sarul	4.5	9.2	7.35+料金上昇分 (2015年:10.07¢/kWh)	水力はPLN電気料金より発電原価・売電価格は安価であり、PLNの財務状況改善に寄与する優良な発電モードであるが、IPPの低い水力開発実施能力やPLNと地元との調整難航のため至近年の実現性は低い。また、地熱に関してSarulla1の開発が遅延傾向にあることから、INALUMアルミ製錬増設に時期を合わせた開発が難しい。このことから、有意なケースとはならない。 INALUM増設用に利用する場合は、PLNからの買電となるため、INALUMにとってメリットがない。 一部はINALUM用の電源を前提とした開発となるため、それぞれの事業主体がインセンティブを持てるかが課題
				Toru-1	38.4	H IPP Touru		
		59.0	IPP	H PLN Touru	1.8	2.4		
				H IPP Simang	2.2	6.4		
		80.0	PLN	H PLN Simang	2.2	2.9		
				H IPP Raisen	3.7	10.8		
		177.4	PLN	H PLN Raisen	3.8	4.9		
				H IPP Total	2.6	7.6		
PLN	H PLN Total	2.6	3.5					
PLN-400-②	石炭火力	190.0	IPP	S IPP Sarul	4.5	9.2	地熱に関しては開発時期がINALUM製錬増設時期に合致しない(Sarulla1の開発が遅延傾向)ことも考えられるが、既に開発権が設定されていることから、時期を除けば実現性が高い。石炭火力は水力に次いで発電原価・売電価格の安価な発電モードであり、開発の実現性に関する課題も少なく、INALUMアルミ製錬増設に併せた開発が可能であるため、地熱開発の遅延をカバーできる。但し、INALUM増設用に利用する場合は、PLNからの買電となるため、INALUMにとってメリットがない。一部はINALUM用の電源を前提とした開発となるため、それぞれの事業主体がインセンティブを持てるかが課題	
				PLN	C PLN Any	4.3		5.6
		200 (垂臨界:現地仕様)	IPP	C IPP Any	4.3	5.9		
		PPP		C PPP Any	4.3	5.6		
PLN-400-③	ガス火力	190.0	IPP	S IPP Sarul	4.5	9.2	売電価格が高いことに加え、地熱(Sarulla1の開発が遅延傾向)、ガス火力(LNG基地やガスパイプラインの建設計画の進捗に左右される)とも至近年での実現性が低いこと、INALUM増設用にはPLNからの買電となるため有意なケースではない。	
				PLN	L PLN Any	8.7		8.9
		200.0	IPP	L PLN Any	8.6	10.8		
				PPP	L PPP Any	8.7		8.9
				IPP	H IPP Touru	1.8		5.3
PLN-400-④	水力	Toru-1	38.4	PLN	H PLN Touru	1.8	2.4	異なる発電モードの組み合わせの中では全体的な発電コストが最も安価な組み合わせである。 現状において水力はIPPの水力開発実施能力が低いこと、PLNが地元合意の上で開発することが困難であることなどからINALUMアルミ製錬増設に併せた開発は難しいが、開発時期に関する課題が少ない石炭火力と組み合わせることで、開発時期の問題はある程度緩和できる。 但し、INALUM増設用に利用する場合は、PLNからの買電となるため、INALUMにとってメリットがない。現実的には可能性が低い。
				59.0	IPP	H IPP Simang	2.2	
		PLN	H PLN Simang			2.2	2.9	
		80.0	IPP	H IPP Raisen	3.7	10.8		
				PLN	H PLN Raisen	3.8	4.9	
		177.4	IPP	H IPP Total	2.6	7.6		
				PLN	H PLN Total	2.6	3.5	
		PLN-400-⑤	石炭火力	200 (垂臨界:現地仕様)	PLN	C PLN Any	4.3	
IPP	C IPP Any					4.3	5.9	
Toru-1	38.4			IPP	H IPP Touru	1.8	5.3	
					PLN	H PLN Touru	1.8	2.4
PLN-400-⑥	水力	Simango-2	59.0	IPP	H IPP Simang	2.2	6.4	ガス火力に関するLNG基地やガスパイプラインの建設計画の不確実性によりINALUMアルミ製錬増設に併せた開発は難しい上に、発電コストが高いために、石炭火力の有意性を相殺してしまう。このため、有意なケースとならない。 INALUM増設用に利用する場合は、PLNからの買電となるため、INALUMにとってメリットがない。一部はINALUM用の電源を前提とした開発となるため、それぞれの事業主体がインセンティブを持てるかが課題
				PLN	H PLN Simang	2.2	2.9	
		80.0	IPP	H IPP Raisen	3.7	10.8		
				PLN	H PLN Raisen	3.8	4.9	
		177.4	IPP	H IPP Total	2.6	7.6		
				PLN	H PLN Total	2.6	3.5	
		200.0	PLN	L PLN Any	8.7	8.9		
				IPP	L PLN Any	8.6	10.8	
PPP	L PPP Any			8.7	8.9			
PLN-400-⑦	石炭火力	200 (垂臨界:現地仕様)	PLN	C PLN Any	4.3	5.6	石炭価格の変動や調達の実現性等に関するリスクはあるものの、発電原価・売電価格は水力に次いで安価であり、実現の可能性が高い。INALUM用の電源確保に関する事業主体のインセンティブに関しても、民生用も同時に開発されることから、200MW供給オプションのケースより緩和できる。一部はINALUM用の電源を前提とした開発となるため、それぞれの事業主体がインセンティブを持てるかが課題但し、INALUM増設用に利用する場合は、PLNからの買電となるため、INALUMにとってメリットがない。	
				IPP	C IPP Any	4.3		5.9
		400 (垂臨界:現地仕様)	PPP	C PPP Any	4.3	5.6		
				PLN	L PLN Any	8.7		8.9
PLN-400-⑧	ガス火力	400.0	IPP	L PLN Any	8.6	10.8	LNG基地やガスパイプラインの建設計画の進捗に左右され実現性が懸念される。電源コストがPLNから買電する場合との差が少ないことからINALUMにとってメリットはない。	
				PLN	L PLN Any	8.7		8.9
				PPP	L PPP Any	8.7		8.9

注) 石炭火力(垂臨界)を日本仕様とした場合については、200MW供給オプション参照。日本仕様とする場合にはその必然性(技術的有意性、耐久性、信頼性等)について検証が必要

表 8.5-1(b-2) 電力供給オプションの財務性と有意性評価一覧表 (400MW 供給オプション)

(2) イナルム増設専用発電所(200MW)の新設+民生用電源 200MW 確保 計 400MW の供給オプション:200MW 専用発電所事故停止時のバックアップ契約が必要

整理番号	発電モード	設備出力 MW		事業主体	財務分析 ケース名	経済・財務分析結果 ¢/kWh		INALUM増設用電力料金 ¢/kWh	開発の有意性
						発電原価	売電価格		
INALM-400-①	石炭火力	200 (亜臨界:現地仕様)		SPC	C_SPC_Near	4.3	5.9	5.9+バックアップ料金	<b>第三推奨案:</b> 石炭火力をSPC或いはINALUM自体が増設用電源として開発するケースは実現性及びは発電コストの観点から最も有利なケースである。INALUM用電源が石炭火力により確保されれば、Sarulla2の開発年度の遅延問題は緩和できる。但し、地熱は事業主体がIPPであるため、下記(INALM-400-②)のようにバックアップ料金の優遇は期待できない。
				INALUM	C_INA_Near	4.3	5.6	5.6+バックアップ料金	
	地熱	190.0	IPP	S_IPP_Sarul	4.5	9.2	民生用		
INALM-400-②	石炭火力	200 (亜臨界:現地仕様)		SPC	C_SPC_Near	4.3	5.9	5.9+バックアップ料金	<b>第二推奨案:</b> 石炭火力をSPC或いはINALUM自体が増設用電源として開発するケースは実現性及びは発電コストの観点から最も有利なケースである。本オプションはINALUM用石炭火力と並行して民生用に水力開発を行うものであり、水力は発電コストが安価でPLNの財務状況改善への貢献度の最も高い電源モードである。水力はIPPの低い水力開発実施能力やPLNと地元との調整難航のため至近年の実現性は低いが、INALUM用電源が石炭火力により確保されれば、水力の開発年度の遅延問題は緩和できる。さらに地元協力の元、PLNが開発できればODAの投入が可能となり、PLN財務状態改善への貢献度は向上する。このことがPLNからのバックアップ料金の優遇に関する交渉を優位に展開することも可能と考えられる。
				INALUM	C_INA_Near	4.3	5.6	5.6+バックアップ料金	
	水力	Toru-1	38.4	IPP	H_IPP_Touru	1.8	5.3	民生用	
				PLN	H_PLN_Touru	1.8	2.4		
		Simango-2	59.0	IPP	H_IPP_Simang	2.2	6.4		
				PLN	H_PLN_Simang	2.2	2.9		
		Raisan-3,4	80.0	IPP	H_IPP_Raisan	3.7	10.8		
				PLN	H_PLN_Raisan	3.8	4.9		
		全体	177.4	IPP	H_IPP_Total	2.6	7.6		
				PLN	H_PLN_Total	2.6	3.5		
INALM-400-③	ガス火力	200.0		SPC	L_SPC_Near	8.6	10.8	10.8+バックアップ料金	売電価格が高いことに加え、地熱((Sarulla1の開発が遅延傾向)、ガス火力(LNG基地やガスパイプラインの建設計画の進捗に左右される)とも至近年での実現性が低いこと、INALUM増設用にはPLNからの買電となるため有意なケースではない。
				INALUM	L_INA_Near	8.7	8.9	8.9+バックアップ料金	
	地熱	190.0	IPP	S_IPP_Sarul	4.5	9.2	民生用		
INALM-400-④	ガス火力	200.0		SPC	L_SPC_Near	8.6	10.8	10.8+バックアップ料金	ガス火力をSPC或いはINALUM自体が増設用電源として開発することは、発電コストが高いこと、LNG基地やガスパイプラインの建設計画の進捗に左右されることなどから有意なケースではない。
				INALUM	L_INA_Near	8.7	8.9	8.9+バックアップ料金	
	水力	Toru-1	38.4	IPP	H_IPP_Touru	1.8	5.3	民生用	
				PLN	H_PLN_Touru	1.8	2.4		
		Simango-2	59.0	IPP	H_IPP_Simang	2.2	6.4		
				PLN	H_PLN_Simang	2.2	2.9		
		Raisan-3,4	80.0	IPP	H_IPP_Raisan	3.7	10.8		
				PLN	H_PLN_Raisan	3.8	4.9		
		全体	177.4	IPP	H_IPP_Total	2.6	7.6		
				PLN	H_PLN_Total	2.6	3.5		
INALM-400-⑤	石炭火力	400 (亜臨界:現地仕様)		SPC	C_SPC_Near	4.3	5.9	5.9+余剰売却損益	<b>第四推奨案:</b> 発電所事故停止時のバックアップに関しては200MW供給オプションより有利となるが、民生用に関しては余剰電力として安い価格での売電となる可能性が高い。RUPTL2010の計画が順調に推移した場合、予備力向上に伴い余剰電力売電価格のさらなる低下が懸念される。
				INALUM	C_INA_Near	4.3	5.6	5.6+余剰売却損益	
INALM-200-②	ガス火力	400.0		SPC	L_SPC_Near	8.6	10.8	10.8+余剰売却損益	LNG基地やガスパイプラインの建設計画の進捗に左右され実現性が懸念されこと、電源コストがPLNから買電する場合との差が少ないこと、民生用200MWは余剰電力となることから、有意なケースではない。
				INALUM	L_INA_Near	8.7	8.9	8.9+余剰売却損益	

注) 石炭火力(亜臨界)を日本仕様とした場合については、200MW供給オプション参照。日本仕様とする場合にはその必然性(技術的有意性、耐久性、信頼性等)について検証が必要



表 8.5-1(c-1) 電力供給オプションの財務性と有意性評価一覧表 (600MW 供給オプション)

(1) PLN からの買電を考慮する場合の 600MW 供給オプション:イナルム買電料金は、発電モード・発電原価に関わらず一律料金(2015年までに37%上昇予定)

整理番号	発電モード	設備出力 MW		事業主体	財務分析 ケース名	経済・財務分析結果 ¢/kWh		INALUM増設用電力料金 ¢/kWh	開発の有意性
						発電原価	売電価格		
PLN-600-①	地熱	190.0		IPP	S_IPP_Sarul	4.5	9.2	7.35+料金上昇分	第六推奨案:地熱に関しては開発時期がINALUM製錬増設時期に合致しない(Sarulla1の開発が遅延傾向)とも考えられるが、既に開発権が設定されている。石炭火力は水力に次いで発電原価・売電価格の安価な発電モードであり、開発の実現性に関する課題も少なく、INALUMアルミ製増設に併せた開発が可能であり、地熱開発の遅延をカバーできる。但し、石炭火力は400MWでありINALUM用のバックアップの必要性は低下するが、反面、民生用の200MWは余剰電力となる。RUPTL2010では今後スマトラ系統は供給過剰となることも予想されており、この場合、石炭火力からの民生用供給そのものの必要性が低下し、余剰電力売電価格のさらなる低下も予想される。以上より400MW供給オプション(PLN-400-②)以上の有意性はない。 INALUM増設用にはPLNからの買電となる上、一部はINALUM用の電源を前提とした開発となるため、それぞれの事業主体がインセンティブを持てるかが課題
		石炭火力 (亜臨界:現地仕様)	400		PLN	C_PLN_Any	4.3		
	400		IPP	C_IPP_Any	4.3	5.9			
			400		PPP	C_PPP_Any	4.3		
PLN-600-②	地熱	190.0		IPP	S_IPP_Sarul	4.5	9.2	売電価格が高いことに加え、地熱(Sarulla1の開発が遅延傾向)、ガス火力(LNG基地やガスパイプラインの建設計画の進捗に左右される)とも至近年での実現性が低いこと、INALUM増設用にはPLNからの買電となるため有意なケースではない。INALUM増設用にはPLNからの買電となる上、一部はINALUM用の電源を前提とした開発となるため、それぞれの事業主体がインセンティブを持てるかが課題	
		ガス火力	400.0		PLN	L_PLN_Any	8.7		8.9
	400.0		IPP	L_PLN_Any	8.6	10.8			
			400.0		PPP	L_PPP_Any	8.7		8.9
PLN-600-③	水力	Toru-1	38.4	IPP	H_IPP_Touru	1.8	5.3	異なる発電モードの組み合わせの中では全体的な発電コストが最も安価な組み合わせである。 現状において水力はIPPの水力開発実施能力が低いこと、PLNが地元合意の上で開発することが困難であることなどからINALUMアルミ製増設に併せた開発は難しいが、開発時期に関する課題が少ない石炭火力と組み合わせることで、開発時期の問題はある程度緩和できる。 但し、RUPTL2010に示される電源開発計画が実現すれば、石炭火力からの民生用供給(200MW)の必要性が低下も予想される。以上より400MW供給オプション(PLN-400-④)以上の有意性はない。 INALUM増設用にはPLNからの買電となる上、一部はINALUM用の電源を前提とした開発となるため、それぞれの事業主体がインセンティブを持てるかが課題	
				PLN	H_PLN_Touru	1.8	2.4		
		Simango-2	59.0	IPP	H_IPP_Simang	2.2	6.4		
				PLN	H_PLN_Simang	2.2	2.9		
		Raisan-3,4	80.0	IPP	H_IPP_Raisan	3.7	10.8		
				PLN	H_PLN_Raisan	3.8	4.9		
	全体	177.4	IPP	H_IPP_Total	2.6	7.6			
	石炭火力 (亜臨界:現地仕様)	400		PLN	H_PLN_Total	2.6	3.5		
		400		PLN	C_PLN_Any	4.3	5.6		
		400		IPP	C_IPP_Any	4.3	5.9		
		400		PPP	C_PPP_Any	4.3	5.6		
		400		IPP	H_IPP_Touru	1.8	5.3		
400		PLN	H_PLN_Touru	1.8	2.4				
PLN-600-④	水力	Toru-1	38.4	IPP	H_IPP_Simang	2.2	6.4	水力はIPPの水力開発実施能力が低いこと、PLNが地元合意の上で開発することが困難であることなどから至近年の実現性が低いこと、ガス火力はLNG基地やガスパイプラインの建設計画の進捗に左右されることなど、それぞれ単体の発電モードで開発するケースに比べ実現性がさらに低下することから、有意なケースではない。 INALUM増設用に利用する場合は、PLNからの買電となるため、INALUMにとってメリットがない。一部はINALUM用の電源を前提とした開発となるため、それぞれの事業主体がインセンティブを持てるかが課題	
				PLN	H_PLN_Simang	2.2	2.9		
		Simango-2	59.0	IPP	H_IPP_Raisan	3.7	10.8		
				PLN	H_PLN_Raisan	3.8	4.9		
		Raisan-3,4	80.0	IPP	H_IPP_Total	2.6	7.6		
				PLN	H_PLN_Total	2.6	3.5		
	全体	177.4	IPP	H_IPP_Total	2.6	7.6			
	ガス火力 (亜臨界:現地仕様)	400		PLN	L_PLN_Any	8.7	8.9		
		400		IPP	L_PLN_Any	8.6	10.8		
		400		PPP	L_PPP_Any	8.7	8.9		
		400		PLN	C_PLN_Any	4.3	5.6		
		400		IPP	C_IPP_Any	4.3	5.9		
400		PPP	C_PPP_Any	4.3	5.6				
PLN-600-⑤	石炭火力	亜臨界 (現地仕様)	600.0	PLN	C_PLN_AU450	5.0	5.2	石炭価格の変動や調達の確実性等に関するリスクはあるものの、発電原価・売電価格は水力に次いで安価であり、実現の可能性が高い。民生用も同時に開発されることからINALUM用の電源確保に関する事業主体のインセンティブは得易いが、RUPTL2010において供給過剰となることも懸念される現状において民生用400MWの必要性は低いものと考えられる。INALUM増設用にはPLNからの買電となる上、一部はINALUM用の電源を前提とした開発となるため、それぞれの事業主体がインセンティブを持てるかが課題	
				IPP	C_IPP_AU450	5.1	7.6		
				PPP	C_PPP_AU450	5.0	5.2		
		超臨界	600.0	PLN	C_PLN_AU450	5.0	5.2		
				IPP	C_IPP_AU450	5.1	7.6		
				PPP	C_PPP_AU450	5.0	5.2		
PLN-600-⑥-a	ガス火力	600.0		PLN	L_PLN_Any	8.7	8.9	LNG基地やガスパイプラインの建設計画の進捗に左右され実現性が懸念される。電源コストがPLNから買電する場合との差が少ないことからINALUMにとってメリットはない。一部はINALUM用の電源を前提とした開発となるため、それぞれの事業主体がインセンティブを持てるかが課題	
		600.0		IPP	L_PLN_Any	8.6	10.8		
		600.0		PPP	L_PPP_Any	8.7	8.9		
PLN-600-⑥-b	ガス火力	520.0		PLN	L_PLN_Below	8.3	8.5	LNG基地やガスパイプラインの建設計画の進捗に左右されること、発電コストが高いこと等から有意なケースではない。 INALUM増設用にはPLNからの買電となる上、一部はINALUM用の電源を前提とした開発となるため、それぞれの事業主体がインセンティブを持てるかが課題	

注) 石炭火力(亜臨界)を日本仕様とした場合については、200MW供給オプション参照。日本仕様とする場合にはその必然性(技術的有意性、耐久性、信頼性等)について検証が必要

表 8.5-1(c-2) 電力供給オプションの財務性と有意性評価一覧表 (600MW 供給オプション)

(2) イナルム増設専用発電所(200MW)新設+民生用電源 400MW 確保 600MW の供給オプション

整理番号	発電モード	設備出力 MW		事業主体	財務分析 ケース名	経済・財務分析結果 ¢ /kWh		INALUM増設用電力料金 ¢ /kWh	開発の有意性
						発電原価	売電価格		
INALM-600-①	石炭火力	400 (亜臨界:現地仕様)		SPC	C_SPC_Near	4.3	5.9	5.9+余剰売却損益	石炭火力をSPC或いはINALUM自体が増設用電源として開発するケースは実現性及びは発電コストの観点から有利なケースではある。但し、RUPTL2010において供給過剰となることも懸念される現状において民生用にさらに200MWを確保する必要性には疑問がある。また余剰電力料金となることによる収益性の低下は免れない
				INALUM	C_INA_Near	4.3	5.6	5.6+余剰売却損益	
	地熱	190.0		IPP	S_IPP_Sarul	4.5	9.2	民生用	
INALM-600-②	石炭火力	400 (亜臨界:現地仕様)		SPC	C_SPC_Near	4.3	5.9	5.9+余剰売却損益	水力はIPPの低い水力開発実施能力やPLNと地元との調整難航のため至近年の実現性は低い、INALUM用電源が石炭火力により確保されれば、水力の開発年度の遅延問題は緩和できる。さらに地元協力の元、PLNが開発できればODAの投入が可能となり、PLN財務状態改善への貢献度は向上する。このことがPLNからのバックアップ料金の優遇に関する交渉を優位に展開することも可能と考えられる。但し、RUPTL2010に示される電源開発計画が実現すれば、石炭火力からの民生用供給(200MW)の必要性が低下も予想される。以上より400MW供給オプション(INALM-400-②)以上の有意性はない。
				INALUM	C_INA_Near	4.3	5.6	5.6+余剰売却損益	
	水力	Toru-1	38.4	IPP	H_IPP_Touru	1.8	5.3	民生用	
				PLN	H_PLN_Touru	1.8	2.4		
		Simango-2	59.0	IPP	H_IPP_Simang	2.2	6.4		
				PLN	H_PLN_Simang	2.2	2.9		
		Raisan-3.4	80.0	IPP	H_IPP_Raisan	3.7	10.8		
				PLN	H_PLN_Raisan	3.8	4.9		
		全体	177.4	IPP	H_IPP_Total	2.6	7.6		
				PLN	H_PLN_Total	2.6	3.5		
INALM-600-③	ガス火力	400.0		SPC	L_SPC_Near	8.6	10.8	10.8+余剰売却損益	売電価格が高いことに加え、地熱(Sarulla1の開発が遅延傾向)、ガス火力(LNG基地やガスパイプラインの建設計画の進捗に左右される)とも至近年での実現性が低いこと、INALUM増設用にはPLNからの買電となるため有意なケースではない。
				INALUM	L_INA_Near	8.7	8.9	8.9+余剰売却損益	
	地熱	190.0		IPP	S_IPP_Sarul	4.5	9.2	民生用	
INALM-600-④	ガス火力	400.0		SPC	L_SPC_Near	8.6	10.8	10.8+余剰売却損益	ガス火力をSPC或いはINALUM自体が増設用電源として開発することは、発電コストが高いこと、LNG基地やガスパイプラインの建設計画の進捗に左右されることなどから有意なケースではない。さらに、RUPTL2010に示される電源開発計画が実現すれば、石炭火力からの民生用供給(200MW)の必要性が低下も予想される。
				INALUM	L_INA_Near	8.7	8.9	8.9+余剰売却損益	
	水力	Toru-1	38.4	IPP	H_IPP_Touru	1.8	5.3	民生用	
				PLN	H_PLN_Touru	1.8	2.4		
		Simango-2	59.0	IPP	H_IPP_Simang	2.2	6.4		
				PLN	H_PLN_Simang	2.2	2.9		
		Raisan-3.4	80.0	IPP	H_IPP_Raisan	3.7	10.8		
				PLN	H_PLN_Raisan	3.8	4.9		
		全体	177.4	IPP	H_IPP_Total	2.6	7.6		
				PLN	H_PLN_Total	2.6	3.5		
INALM-600-⑤	石炭火力	亜臨界 (現地仕様)	600.0	SPC	C_SPC_Near	4.3	5.9	5.9+余剰売却損益	発電所事故停止時のバックアップに関しては200MW供給オプションより有利となるが、民生用に関しては余剰電力として安い価格での売電となる可能性が高い。RUPTL2010の計画が順調に推移した場合、予備力向上に伴い余剰電力売電価格の低下による影響は400MW供給オプション(INALM-400-⑤)よりさらに大きくなるため、有意なケースとはならない。 <b>第五推奨案:</b> 亜臨界より発電コストが高い上に安価な余剰電力価格での売電を考えた場合、収益性はさらに低下することが予想される。また、単機設備となるため発電所事故停止時にPLNからのバックアップが必要となり実質上の発電コスト増加が懸念されるなどの課題があるが、超臨界とすることで日本企業参画の可能性が高くなることから推奨案に加えた。なお、系統の安定、INALUM増設用以外の400MW供給の必要性については確認が必要である。
				INALUM	C_INA_Near	4.3	5.6	5.6+余剰売却損益	
		超臨界	600.0	SPC	C_SPC_NU450	5.1	7.6	7.6+余剰売却損益	
				INALUM	C_INA_NU450	5.0	5.2	5.0+余剰売却損益	
INALM-600-⑥	ガス火力	600.0		SPC	L_SPC_Near	8.6	10.8	10.8+余剰売却損益	LNG基地やガスパイプラインの建設計画の進捗に左右され実現性が懸念される。電源コストがPLNから買電する場合との差が少ないことからINALUMにとってメリットはない。
				INALUM	L_INA_Near	8.7	8.9	8.9+余剰売却損益	

注) 石炭火力(亜臨界)を日本仕様とした場合については、200MW供給オプション参照。日本仕様とする場合にはその必然性(技術的有意性、耐久性、信頼性等)について検証が必要

## 第9章 調査結果および提言

本章では 2009 年に実施されたフェーズ 1 調査の各電源供給オプションに新たにガス火力を加え、至近に入手した資料を基にアップデートした調査結果について要約する。また、今後解決すべき課題や問題について提言する。フェーズ 1 で提案されたオプションの中には、現実的に開発が不可能と判断されるオプションもあり、本調査では、それらを候補電源から除外し、新たに代替オプションを提案している。

### 9.1 調査結果

#### (1) 石炭火力

北スマトラへの石炭供給源は、資源量の特により多い南スマトラ州、東・南カリマンタン州の3州候補地に限定される。東・南カリマンタン州は、中品位 (Medium Quality) 炭の資源量が多く、国内向けの石炭供給源として十分なポテンシャルを有する。一方、南スマトラ州は低品位 (Low Quality) 炭が多く、国内で消費される。スマトラ島の北部の各州については、リアウ州に若干の石炭があると推定されるが、資源量から考えて上記3州と違い、将来にわたり安定供給を可能にするポテンシャルは期待できない。従ってスマトラ島北部での山元発電の可能性は低く、北スマトラ州への石炭供給は、南スマトラ州、または東・南カリマンタン州からの輸送を前提とする発電所の計画が適切である。輸送距離、輸送インフラの整備状況を考えると、南スマトラ州の石炭を利用することが最良と考えられる。

石炭が必要量確保できれば、発電所の建設場所の制限は特にない。用水取得が可能で、主要機器の設置場所に加え、石炭の貯蔵設備用の土地が確保できる場所が発電所の候補地となる。経済財務性については、例えば、イナルム製錬工場近傍でSPC(特別目的事業会社)を設立し、JBICローンにより発電所および送電線を建設し、200MW規模の亜臨界石炭火力の発電運転をおこなう場合、発電原価は4.3Cent/kWh、電力料金 5.9 Cent/kWh、FIRR 12.1%、ROE 18% と試算される(その他諸計算ケースについては本文参照)。

#### (2) ガス火力

天然ガスのポテンシャルが期待できる地域は、ナトゥナ州、南スマトラ州、東カリマンタン州と西パプア州である。ただし、最大のポテンシャルを有するナトゥナ島近海のガス田は、埋蔵量が豊富で北スマトラにも近く、天然ガスの供給源として期待はできるものの、CO<sub>2</sub>の含有量が70%あるなど、埋蔵量の推計値だけで判断できない問題がある。スマトラ島内で

は、アチェ州や北スマトラ州にもガス田があるが、近年生産量が低下しており、ガス田枯渇の問題が浮上している。また、南スマトラ州にあるガス田から算出される天然ガスは、ジャワ島内への供給が優先されることに加え、LNGタンクローリーを使用するには1,000kmを超える距離を輸送する必要があり現実的ではない。パイプラインを利用しての天然ガス調達については、現在南スマトラ州のGrissikからリアウ州のDuriまで、既にパイプラインが敷設され運用も開始されているが、その先の北スマトラ州Medanまでの500km超の区間は、現在は計画のみで具体的な建設工程は決まっておらず、供給が開始される時期は未定である。一方、既設のBelawan火力(コンバインドサイクルタイプ)向けを主要供給先とした、洋上LNG受入基地については、Medan 近郊の海上に2013年に建設予定である。この基地へは、東カリマンタン州や西パプア州からガスを調達して、コンバインドサイクル発電所を建設するか、または既設のBelawan火力にある経年劣化している汽力発電設備を改修して電源の増強をはかる方法がある。

燃料となる天然ガスが必要量確保できれば、発電所の建設場所の制限は特にない。用水取得が可能で、主要機器の設置場所分の土地が確保できる場所が発電所の候補地となる。経済財務性については、例えば、イナルム製錬工場近傍でSPC(特別目的事業会社)を設立し、JBICローンにより発電所および送電線を建設し、200MW規模のガス火力の発電運転を行う場合、発電原価は8.6Cent/kWh、電力料金 8.8 Cent/kWh、FIRR 3.1%、ROE 18% と試算される(その他諸計算ケースについては、8章電力供給オプションについての経済財務分析を参照)。

### (3) 地熱

200MW 規模の開発ポテンシャルが有望視される地熱開発地点は Sarulla-2 のみである。しかしながら、Sarulla-2 を含む IPP 事業による Sarulla の開発(330MW) は PLN と売電契約が締結されており、開発後の電力は PLN に売電される。このため、イナルムが Sarulla から直接電力供給を受けることは難しい。一方、地熱マスタープラン調査(2007)によると、Sarulla-2 地点の開発可能量は 300MW 規模とされており、このうち RUPTL には、2014 年の開発量として 110MW が記載されている。このため、本調査では RUPTL に記載されていない 190MW 分を民生利用の対象とした。なお、Sarulla-2 をイナルム専用利用することについては、開発権以外にもいくつかの障害が予想されている。

経済財務性については、例えば、事業体をIPPとし、JBICローンにより発電所および送電線を建設し、200MW 規模の地熱の発電運転を行う場合、発電原価は4.5Cent/kWh、電力料金 9.2 Cent/kWh、FIRR 11.6%、ROE 18% と試算される(その他諸計算ケースについては、8章電力供給オプションについての経済財務分析を参照)。

#### (4) 水力

フェーズ1ではTampur-1およびJamb Ayeの2地点を供給候補に挙げており、両地点とも大規模貯水池を有し安定した電源を必要とするイナルムには適切な供給オプションであるが、自然保護地域にあり環境影響上、開発が困難ある。また、両地点はアチェ州に位置し州政府および中央政府を含め政治的対立がある地域でもあり、事実上長期間に渡って開発は困難である。したがって、本調査ではこの2地点を水力候補地点から除外した。この2地点に代わって、200MW相当を供給できる地点としてToru-1、Simanggo-2、Wampu、Raisan-3,4の計4地点を新たに提案した。これら4地点のうちWampuを除く3地点はRUPTLには載っていない地点である。4地点とも規模の小さい調整池式または流れ込み式であるので環境影響上の問題は小さく、開発しやすい発電形式である。

経済財務性については、例えば、事業体をIPP形態として、JBICローンにより発電所および送電線を建設し、200MW規模の水力4地点の発電運転を行う場合、発電原価は2.6Cent/kWh、電力料金7.6Cent/kWh、FIRR 12.2%、ROE 18%と試算される(その他諸計算ケースについては、8章電力供給オプションについての経済財務分析を参照)。

注：最近では水力の開発権が州政府に係るIPPに委ねられるケースが多くなっているが、これまでは中規模以上の水力開発はPLNが担ってきており、現在のイ国のシステムでは水力開発の性格上、IPPによる開発は実質困難で、PLNによる開発が現実的である。

## 9.2 提言

### (1) 石炭火力

熱効率に優れた超臨界/超々臨界圧ボイラーを適用する火力発電設備は、日本での導入実績から一般的に単機容量で400MW程度が最小となる。北スマトラ系統は2010年現在発電能力で約1,700MW規模で、系統全体に占める容量の割合が約23%になることから、単機容量4%以下が適切とされる新規導入電源の発電出力を大幅に超過する。クラッシュプログラムなどで計画されている発電所が完成し運転を開始すれば、2015年に系統容量が約3,500MWになるとしても、それでもなお系統容量に占める割合は11%になる。いずれにしても、系統潮流解析などを行った上で、系統へ与える影響などを考慮して導入計画を検討する必要がある。

200MWをイナルム増設専用とする場合、亜臨界圧の汽力発電となるが、自前でのバックアップ電源を持たないため、PLNの系統と接続して、緊急時にはPLNから電力を融通してもらう

必要があり、そのためのコストを予め検討する必要がある。この場合固定分の費用として電力融通の有無に関わらず料金が発生し、従量分は電力の消費量に応じて料金負担することになる。いずれの場合も通常の料金に比べ割高な料金設定となる(400MW や 600MW の石炭火力を単機で導入する場合も同様にバックアップ必要)。

## (2) ガス火力

LNG 受入基地から供給可能なガス量は当初 40mmcf/d 程度と計画されているため、洋上 LNG 基地の拡張計画と合わせて、新規電源に十分な量のガスを供給できるか詳細な検討が必要となる。イナルム工場近傍の Kuala Tanjung 付近に発電所を建設する場合には、現在稼働しているメダン周辺の既存ガスパイプライン網から発電所までのパイプラインは、ガス供給者が消費者のどちらが設備投資をするか等の検討も必要となる。200MW をイナルム増設専用とする場合、石炭火力と同様バックアップ電源が必要となる。

## (3) 地熱

Sarulla-2 を含む Sarulla の開発(330MW)はコンソーシアムと PLN 売電契約が締結され、開発後の電力は PLN に売電される。Sarulla は範囲が広く 4 つの地区に区分されるが、ひとつのワーキングエリアとされ、開発権はその全ての地域に及ぶ。このため、本地域を開発対象とする場合、既権益保有者など関係者との協議・交渉が必要である。また、Sarulla-2 の開発は現状では Sarulla-1 の開発後となるため、Sarulla-2 を開発対象とするには、Sarulla-1 の迅速な開発促進が必要である。このためには掘削及び発電所建設に対する援助が不可欠である。一方、地熱マスタープラン調査(2007)によると Sarulla-2 の開発可能量は 300MW 規模とされるが、これは Pre-F/S 段階の調査結果に基づくものであり、今後は坑井調査を含む地熱開発調査により精度の高い資源量の評価が必要である。Sarulla を含め地熱発電開発には、掘削調査等に多くの資金投入が必要とされるため、開発調査および発電所の建設には政府の資金援助が不可欠である。

## (4) 水力

本調査では有望ポテンシャルの抽出条件として計画精度が比較的高い計画案件を選定したが、各案件とも初期調査段階の発電計画に留まっている。また、各案件とも調査完了からすでに数年を経ていることから再調査が必要である。したがって、早期に開発計画を具体化するためには、早急に調査精度を高め、円滑に設計・建設の実施段階に移行する必要がある。本調査で提案した流れ込み式及び調整池式は貯水池式と比べて環境影響が小さいとは言え十分な調査・検討を必要とする。一方、現在インドネ

シアでは地方分権が進み、水力開発に係る開発権の付与は州政府に権限がある。また、水力開発や地熱開発等の自然エネルギーを利用する電源開発はその資源が算出する地域にその資源を使用する権限があるとの考えもある。これらのことから、各案件の実現には州政府との事前調整を早期に開始する必要がある。

#### (5) 法制度

インドネシアでは 2009 年 9 月から新電力法がスタートしたが、関連する政令等の改訂は未だなされていない。このうち「送電線の賃借」に関する規定は政令 (No.3/2005) /政令 (No.26/2006) に既に規定されているものの、細部規定が制定されていない。送電線の賃借に関する細部規定策定のためには、システムの安定性、電源開発および需要の推移を考慮した検討が必要であるが、賃借に関するニーズが増加してこなければ、策定作業そのものも開始されない可能性が高い。このため、本調査段階では「送電線の賃借」は現状において困難と判断した。しかしながら、イナルム増設用電源確保に最も強く影響する事項であることから、今後、細部規定策定に関して注視していく必要がある。

## 付 属 資 料

付属資料-1：財務計算の結果

付属資料-2：北スマトラ州とアチェ州の電力事情（RUPTL）

付属資料-3：本調査で収集した法制度の主旨詳細

付属資料-4：潮流解析／系統安定解析について

付属資料-5：地熱発電建設費推定

付属資料-6：現地調査報告書



付属資料-1：財務計算の結果

200MW オプションでの発電形態別・事業主体別・融資形態

発電モード	プロジェクト名	容量	事業主体				
			PLN	IPP	SPC	PPP	イナリム
融資種類			ODA	JBIC	JBIC	ODA	ODA
ROE			15%	18%	18%	15%	15%
石炭	精錬工場近傍	200/400/600 亜臨界			C_SPC_ Near 4.3/5.9		C_INA_ Near 4.3/5.6
	精錬工場近傍	450 以上 超/超々臨界			C_SPC_ NU450 5.1/7.6		C_INA_ NU450 5.0/5.2
	Anywhere	200/400/600 亜臨界	C_PLN_ Any 4.3/5.6	C_IPP_ Any 4.3/5.9		C_PPP_ Any 4.3/5.6	
	Anywhere	450 以上 超/超々臨界	C_PLN_ AU450 5.0/5.3	C_IPP_ AU450 5.1/7.6		C_PPP_ AU450 5.0/5.3	
LNG	精錬工場近傍	200/400/600			L_SPC_ Near 8.6/10.8		L_PPP_ Near 8.7/8.9
	Belawan 改修	520	L_PLN_ Belaw 8.3/8.5				
	Anywhere	200/400/600	L_PLN_ Any 8.7/8.9	L_IPP_ Any 8.6/10.8		L_PPP_ Any 8.7/8.9	
地熱	Sarulla-2	190		S_IPP_ Sarul 4.5/9.2			
水力	Total	177.4	H_PLN_ Total 2.6/3.5	H_IPP_ Total 2.6/7.6			
	Toru-1	38.4	H-PLN_ Touru 1.8/2.4	H-IPP_ Touru 1.8/5.3			
	Simanggo-2	59.0	H-PLN_ Simang 2.2/2.9	H-IPP_ Simang 2.2/6.4			
	Raisan-3,4	80.0	H-PLN_ Raisan 3.8/4.9	H-IPP_ Raisan 3.7/10.8			

地熱・石炭火力に関する参考ケース

発電モード	プロジェクト名	容量	事業主体				
			PLN	IPP	SPC	PPP	イナリム
融資種類			ODA	JBIC	JBIC	ODA	ODA
ROE			15%	18%	18%	15%	15%
石炭	精錬工場近傍 日本仕様	200/400/600 亜臨界			RC_SPC_ Near 5.2/7.7		RC_INA_ Near 5.2/5.5
	Anywhere 日本仕様	200/400/600 亜臨界	RJ_PLN_ Any 5.2/5.5	RJ_IPP_ Any 5.2/7.7		RJ_PPP_ Any 5.2/5.5	
地熱	Sarulla-2	190			RS_SPC_ Sarul 4.8/9.9	RS_PPP_ Sarul 4.8/5.0	

# Coal-1. C SPC Near

Coal													13													36																						
Option	JBIC syndicate	Cost	Tariff	FIRR	ROE	Capacity	Operation	Efficiency	Invest.	Equity	Heat Value																																					
Finance	Interest Case1	4%	5.8	11.6	18.0	700	70%	39.0%	160	30%	0.4%																																					
	Interest Case2	5%	4.2	5.9	12.1	18.0	Interest	Loan Rep	Grace	Residual	Coal Price																																					
	Interest Case3	6%	4.4	5.9	12.5	18.0	%	Years	Years	Years	\$/ton																																					
	Interest Case4	7%	4.4	6.0	12.9	18.0	7.0%	12	0	25	10%	45																																				
Pre-conditions													13													36																						
Economic factor	Escalation factor	%	2.0%	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046											
Escalation index	2013=100		100	102.0	104.0	106.1	108.2	110.4	112.6	114.9	117.2	119.5	121.9	124.3	126.8	129.4	131.9	134.6	137.3	140.0	142.8	145.7	148.6	151.6	154.6	157.7	160.8	164.1	167.5	171.0	174.1	177.6	181.1	184.8	188.5	192.2												
Discount rate	2013=100%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%											
Exchange rate Rupia	1000Rp / US\$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10										
Project	Capacity	MW	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200										
Operation load	%	70%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%											
Power generation	QWh		38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792	38,792										
Efficiency	%	39%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%										
Coal consumption	1000tce		8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113											
Heat value	toe/ton	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450											
Coal consumption	1000ton		801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801										
Coal price	\$/ ton	45	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029											
Construction cost	Million \$		16	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48											
Pre-Op Interest	Million \$		17	1	3	5	8																																									
Finance	Equity	30%	53	5	15	16	17																																									
Loan	Million \$	70%	124	12	36	37	39																																									
Total investment	Million \$		177	17	51	53	56																																									
Interest rate	Million \$	7.0%	48	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%												
Loan Amortization	Loan Repayment	Million \$	12																																													
Depreciation	Residual value rate	%	10.0%																																													
Tax & incentive	Corporate tax			25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%												



# Coal-3. C SPC NU450

## C SPC NU450

Option	Coal	Cost	Tariff	FIRR	ROE	Capacity	Operation	Efficiency	Invest	Equity	Heat Value																										
Finance	JBCG syndicate	Cent/kWh	Cent/kWh	%	%	MW	Year	%	Million \$	%	tee/ton																										
Interest Case1	4%	5.0	7.5	11.5	18.0	450	70	41.0%	585	30%	0.450																										
Interest Case2	5%	5.1	7.6	12.0	18.0	Interest	Loan Rep	Green	Coal Price																												
Interest Case3	6%	5.2	7.7	12.4	18.0	%	Years	Years	Years	%	\$/ton																										
Interest Case4	7%	5.2	7.8	12.8	18.0	7.0%	12	0	25	10%	45																										
<b>Pre-conditions</b>																																					
Economic factor	Escalation factor	%	2.0%	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
	Escalation index	2013=100	100	102.0	104.0	106.1	108.2	110.4	112.6	114.9	117.2	119.5	121.9	124.3	126.8	129.4	131.7	134.6	137.3	140.0	142.8	145.7	148.8	151.6	154.6	157.7	160.8	164.1	167.3	170.7	174.1	177.8	181.1	184.8	188.5	192.2	
	Discount rate	%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
	Discount index	2013=100	100	110	121	133	146	161	177	195	214	236	259	285	314	345	380	418	459	505	556	612	673	740	814	895	985	1,083	1,192	1,311	1,441	1,586	1,745	1,919	2,112	2,323	
	Exchange rate Russia	1000R/US\$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Project	Capacity	MW	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
	Operation load	%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	
	Power generation	GWh	82,782	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	
	Efficiency	%	41%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%		
	Coal consumption	1000tce	17,364	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579		
	Heat value	tee/ton	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450			
	Coal consumption	1000R/ton	38,587	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286			
	Coal price	\$/ton	43	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	61	62	63	64	66	67	68	70	71	72	74	75	77	78	80	82	83	85	87	89			
	Construction cost	Million \$	585	59	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176		
	Pre-Op Interest	Million \$	63	3	11	20	29																														
Finance	Equity	Million \$	30%	194	18	56	59	61																													
	Loan	Million \$	70%	454	43	131	137	143																													
	Total investment	Million \$	648	61	187	196	204																														
	Interest rate	%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%		
	Interest	Million \$	175	26.5	23.8	21.2	18.5	15.9	13.2	10.6	7.9	5.3	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
Loan Amortization	Loan Repayment	Million \$	12	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	
	Loan Balance	Million \$	43	174	311	454	416	378	340	302	265	227	189	151	113	76	38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Depreciation	Depreciation term	years	25																																		
	Residual value rate	%	10.0%																																		
	Depreciation	Million \$	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3		
Tax & Incentive	Corporate tax	%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%		
	Incentive	%																																			
<b>Cost calculation</b>																																					
Generation Cost	Coal cost	Million \$	2,542	63	64	65	66	68	69	71	72	73	75	76	78	79	81	83	84	86	88	89	91	93	95	97	99	101	103	105	107	109	111				
	O/M expenses	Million \$	1,053	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35			
	Depreciation	Million \$	585	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23			
	Interest	Million \$	175	29	26	24	21	19	16	13	11	8	5	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
	Generation cost	Million \$	4,353	150	149	147	146	145	143	142	141	140	139	137	136	138	139	141	143	144	146	148	150	152	153	155	157	159	138	140	142	144	146				
	Annual unit cost	\$/MWh	0.053	0.054	0.054	0.053	0.053	0.052	0.052	0.052	0.051	0.051	0.050	0.050	0.049	0.050	0.051	0.051	0.052	0.052	0.053	0.054	0.054	0.055	0.056	0.056	0.057	0.058	0.059	0.061	0.061	0.061	0.062				
Present Value	Generation cost	Million \$	1,025	103	92	83	75	68	61	55	49	45	40	36	33	30	28	25	23	21	20	18	17	15	14	13	12	11	10	9	8	7	7	6			
	Income tax	Million \$	19,544	1,885	1,713	1,558	1,416	1,287	1,170	1,064	967	879	799	727	661	601	546	496	451	410	373	339	308	280	255	232	210	191	174	158	144	131	119				
	Unit cost	\$/MWh	0.052	0.054	0.054	0.053	0.053	0.052	0.052	0.052	0.051	0.051	0.050	0.050	0.049	0.050	0.051	0.051	0.052	0.052	0.053	0.054	0.054	0.055	0.056	0.056	0.057	0.058	0.059	0.061	0.061	0.061	0.062				
<b>Income statements</b>																																					
Tariff	Margin (to total cost)	% of TotalCost	45%																																		
	Power tariff	\$/MWh	0.081	0.080	0.079	0.079	0.078	0.077	0.077	0.076	0.075	0.075	0.074	0.073	0.074	0.075	0.076	0.077	0.078																		

# Coal-4. C INA NU450

PLN450 Option																																						
Finance	Goal	Cost	Tariff	FIRR	ROE	Capacity	Operation	Efficiency	Invest.	Equity	Loan Pay																											
	JICA Loan	Cent/kWh	Cent/kWh	%	%	MW	%	%	Million \$	%	Years																											
Interest Case1	1.5%	4.9	5.1	2.3	15.0	450	70%	41.0%	585	10%	0.450																											
Interest Case2	2.0%	5.0	5.2	2.9	15.0	Interest	Loan Rep	Grace	Days	Residual	Coal Prod																											
Interest Case3	2.5%	5.0	5.3	3.4	15.0	%	Years	Years	Years	%	\$/ton																											
Interest Case4	3.0%	5.1	5.4	3.9	15.0	3.0%	30	10	30	10%	45																											
Pre-conditions																																						
Economic factor	Escalation factor	%	2.0%	2.0%	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Escalation index	2013=100		100	102.0	104.0	106.1	108.2	110.4	112.6	114.9	117.2	119.5	121.9	124.3	126.8	129.4	131.9	134.6	137.3	140.0	142.8	145.7	148.6	151.6	154.6	157.7	160.8	164.1	167.3	170.7	174.1	177.6	181.1	184.8	188.5	192.2		
Discount rate	%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	
Discount index	2013=100		100	110	121	133	146	161	177	195	214	236	259	285	314	348	380	414	450	485	505	556	612	673	740	814	895	985	1,083	1,192	1,311	1,442	1,586	1,745	1,919	2,111	2,323	
Exchange rate Rupia	1000Rp / US\$		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
Project	MW	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	
Operation load	%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%		
Power generation	GWh	82,782	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759		
Efficiency	%	41%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%			
Coal consumption	1000tce	17,364	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579			
Heat value	tce/ton	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450				
Coal consumption	1000ton	38,587	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286				
Coal price	\$/t	45	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	61	62	63	64	66	67	68	70	71	72	74	75	77	78	80	82	83	85	87	89	91	93			
Construction cost	Million \$	555	59	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176				
Pre-Op Interest	Million \$	33	1	6	10	15																																
Finance	Equity	Million \$	15%	93	9	27	28	29																														
Loan	Million \$	85%	525	51	154	158	162																															
Total investment	Million \$	618	60	181	186	196																																
Interest rate	Million \$	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%			
Interest	Million \$	307	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8			
Loan Amortization	Loan Repayment	Million \$	30																																			
Loan Balance	Million \$		51	205	363	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525		
Depreciation	Depreciation term	years	30																																			
Residual value rate	Million \$	10.0%																																				
Depreciation	Million \$		18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5			
Tax & Incentive	Corporate tax		25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%			
Incentive																																						
Cost calculation																																						
Generation Cost	Coal cost	Million \$	2,542	63	64	65	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66		
O/M expenses	Million \$	1,053	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35		
Depreciation	Million \$	555	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19			
Interest	Million \$	307	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16			
Generation cost	Million \$	4,458	132	133	135	136	137	139	140	141	143	144	145	146	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167		
Annual unit cost	\$/kWh	0.054	0.048	0.048	0.049	0.050	0.050	0.051	0.051	0.052	0.052	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.054	0.054	0.054	0.054	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055			
Present Value	Generation cost	Million \$	1,004	90	83	76	70	64	59	54	50	45	42	38	35	32	29	27	24	22	20	19	17	16	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4			
Interest	Million \$	19,544	1,885	1,713	1,558	1,416	1,287	1,170	1,064	967	879	799	727	661	601	546	496	451	410	373	339	308	280	255	232	210	191	174	158	144	131	119						
Unit cost	\$/kWh	0.051	0.048	0.048	0.049	0.050	0.050	0.051	0.051	0.052	0.052	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.054	0.054	0.054	0.054	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055					
Income statements																																						
Tariff	Margin (to total cost)	% of TotalCost	4.3%																																			
Power tariff	\$/kWh		0.050	0.050	0.051	0.051	0.052	0.052	0.053	0.053	0																											











# Coal-9. C IPP AU450

Option		Coal		Cost	Tariff	FIRR	ROE	Capacity	Operation	Efficiency	Invest.	Equity	Heat Value
Finance		JBIC syndicate		Cent/kWh	Cent/kWh	%	%	MW	Year	%	Million \$	%	tee/ton
Interest Case1		4%		5.0	7.5	11.5	18.0	450	70	41.0%	585	30%	0.450
Interest Case2		5%		5.1	7.6	12.0	18.0	Interest	Loan Rep	Green	Dee	Residual	Coal Price
Interest Case3		6%		5.2	7.7	12.4	18.0	%	Years	Years	Years	%	\$/ton
Interest Case4		7%		5.2	7.8	12.8	18.0	45.0%	12	0	25	10%	4.5

Pre-conditions		Initial value	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Economic factor	Escalation factor	%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
	Escalation index	2013=100	100	102.0	104.0	106.1	108.2	110.4	112.6	114.9	117.2	119.5	121.9	124.3	126.8	129.4	131.7	134.6	137.3	140.0	142.8	145.7	148.8	151.6	154.6	157.7	160.8	164.1	167.3	170.7	174.1	177.8	181.1	184.8	188.5	192.2	
	Discount rate	%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
	Discount index	2013=100	100	110	121	133	146	161	177	195	214	236	259	285	314	345	380	418	459	505	556	612	673	740	814	895	985	1,083	1,192	1,311	1,441	1,586	1,745	1,919	2,112	2,323	
	Exchange rate Russia	1000R/US\$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

Project		Initial value	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Capacity	MW	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
Operation load	%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%
Power generation	GWh	82,782	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759
Efficiency	%	41%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%	41.0%
Coal consumption	1000tce	17,364	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579	579
Heat value	tee/ton	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	
Coal consumption	1000tce	38,587	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	
Coal price	\$/ton	43	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83
Construction cost	Million \$	585	59	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
Pre-Op Interest	Million \$	63	3	11	20	29																															
Equity	Million \$	30%	194	18	56	59	61																														
Loan	Million \$	70%	454	43	131	137	143																														
Total investment	Million \$	648	61	187	196	204																															
Interest rate	%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	
Interest	Million \$	175	26.5	23.8	21.2	18.5	15.9	13.2	10.6	7.9	5.3	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Loan Repayment	Million \$	12	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
Loan Balance	Million \$	43	174	311	454	416	378	340	302	265	227	189	151	113	76	38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Depreciation term	years	25																																			
Residual value rate	%	10.0%																																			
Depreciation	Million \$	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	
Corporate tax	%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	
Incentive	%																																				

Cost calculation		Initial value	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Generation Cost	Million \$	2,542	63	64	65	66	68	69	71	72	73	75	76	78	79	81	83	84	86	88	89	91	93	95	97	99	101	103	105	107	109	111					
O/M expenses	Million \$	1,053	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	
Depreciation	Million \$	585	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	
Interest	Million \$	175	29	26	24	21	18	16	13	11	8	5	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Generation cost	Million \$	4,353	150	149	147	146	145	143	142	141	140	139	137	136	138	139	141	143	144	146	148	150	152	153	155	157	159	138	140	142	144	146	148	150	152	154	
Annual unit cost	\$/MWh	0.053	0.054	0.054	0.053	0.053	0.052	0.052	0.052	0.051	0.051	0.050	0.050	0.049	0.050	0.051	0.051	0.052	0.052	0.053	0.054	0.054	0.055	0.056													







# Coal-13. RJ PLN Any

RC PLN Any		Coal		Cost	Tariff	FIRR	ROE	Capacity	Operation	Efficiency	Invest.	Equity	Heat Value
Option	JICA Loan	Cent/kWh	Cent/kWh	%	MW	%	Million \$	%	Million \$	%	Million \$	%	toe/ton
Finance	Interest Case1	1.5%	5.1	5.3	2.5	15.0	200	7%	30.0%	200	1%	0.450	
	Interest Case2	2.0%	5.2	5.4	3.0	15.0	Interest	Loan Rep.	Grace	Depr.	Residual	Coal Price	
	Interest Case3	2.5%	5.2	5.5	3.5	15.0	Years	Years	Years	Years	%	\$/ton	
	Interest Case4	3.0%	5.3	5.6	4.0	15.0	25	7	25	10%	45		
Pre-conditions													
Economic factor	Escalation factor	%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
	Escalation index	2013=100	100	102.0	104.0	106.1	108.2	110.4	112.6	114.9	117.2	119.5	121.9
	Discount rate	%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
	2013=100	100	110	121	133	146	161	177	195	214	236	259	285
	Exchange rate Rupia	100Rp / 1	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Project	Capacity	MW	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	Operation lead	%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%
	Power generation	GWh	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792
	Efficiency	%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%
	Coal consumption	1000toe	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113
	Heat value	toe/ton	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450
	Coal consumption	1000ton	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029
	Coal price	\$/ ton	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	Construction cost	Million \$	260	26	78	78	78	78	78	78	78	78	78
	Pre-Op Interest	Million \$	15	1	3	5	7						
Finance	Equity	Million \$	15%	4	12	12	13						
	Loan	Million \$	85%	233	23	69	70	72					
	Total investment	Million \$	275	27	91	93	95						
	Interest rate	%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
	Interest	Million \$	109										
Loan Amortization	Loan Repayment	Million \$	25										
	Loan Balance	Million \$		23	91	161	233	233	233	233	233	233	233
Depreciation	Depreciation term	years	25										
(Straight line)	Residual value rate	%	10.0%										
	Depreciation	Million \$		9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9
Tax & incentive	Corporate tax	%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
	Incentive	%											
Cost calculation													
Generation Cost	Coal cost	Million \$	1,188	29	32	34	32	33	33	34	34	35	36
	O/M expenses	Million \$	468	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
	Depreciation	Million \$	247	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Interest	Million \$	109	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	Generation cost	Million \$	2,011	62	63	64	64	65	65	66	66	67	68
	Annual unit cost	\$/kWh	0.055	0.050	0.051	0.052	0.052	0.053	0.053	0.054	0.054	0.054	0.055
Present Value	Generation cost	Million \$	42	39	36	33	30	27	25	23	21	19	16
	Generation	GWh	8,686	8,686	8,686	8,686	8,686	8,686	8,686	8,686	8,686	8,686	8,686
	Unit cost	\$/kWh	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054
Income statements													
Tariff	Margine (to total cost)	% of Total	5%										
	Power tariff	\$/kWh	0.053	0.053	0.054	0.054	0.055	0.055	0.056	0.056	0.057	0.057	0.058
	Subsidy	% of Tariff	0%										
	Power tariff +	\$/kWh	0.053	0.053	0.054	0.054	0.055	0.055	0.056	0.056	0.057	0.057	0.058
Sales	Sales power	GWh	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226
	Subsidy	Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Sale income	Million \$	65	65	66	67	67	68	68	69	69	70	71
	Income	Million \$	65	65	66	67	67	68	68	69	69	70	71
Generation Cost	Coal cost	Million \$	29	30	30	31	32	32	33	34	34	35	36
	O/M cost	Million \$	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
	Depreciation	Million \$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Interest	Million \$	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	Total cost	Million \$	62	62	63	64	64	65	65	66	66	67	68
Profit	Profit before tax	Million \$	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	Income tax	Million \$	25%										
	Tax incentive	Million \$	0%										
	Profit after tax	Million \$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
FIRR													
Cash in	Power sales	Million \$	2,106	65	65	66	67	67	68	69	69	70	71
Cash out	Investment	Million \$	260	26	78	78	78						
	Coal cost	Million \$	1,188	29	30	30	31	32	32	33	34	34	35
	O/M expenses	Million \$	468	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
	Income tax	Million \$	24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Total	Million \$	1,839	26	78	78	78	46	48	47	47	48	49
Net cash flow	Net cash flow	Million \$	167	-26	-78	-78	-78	19	19	19	19	19	19
	FIRR	%	4.0%										
PV Cash in	PV sales value	Million \$	485	44	41	37	34	31	29	26	24	22	20
	PV sales power	GWh	8,686	8,686	8,686	8,686	8,686	8,686	8,686	8,686	8,686	8,686	8,686
	PV tariff	\$/kWh	0.056	0.053	0.053	0.054	0.054	0.055	0.055	0.056	0.056	0.057	
PV Cash out	Capital	Million \$	220	26	71	64	59						
	O/M & Coal	Million \$	357	31	28	26	24	22	20	19	17	16	15
	Tax	Million \$	5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2
ROE													
Cash in	Power sales	Million \$	41	4	12	12	13	13	13	13	13	13	13
Cash out	Construction	Million \$	27	3	9	8	6						
	Coal cost	Million \$	1,188	29	30	30	31	32	32	33	34	34	35
	O/M expenses	Million \$	468	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
	Interest	Million \$	123	1	3	5	7	7	7	7	7	7	7
	Income tax	Million \$	24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Repayment	Million \$	233	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	Million \$	2,062	4	12	12	13	53	53	54	54	55	56
Net cash flow	Net profit	Million \$	43	-4	-12	-12	-13	12	12	12	12	12	12
	ROE	%	15.0%										









# Gas-2. L INA Near

L PFP Near												
Option	Gas		Cost	Tariff	FIRR	ROE	Capacity	Operation	Efficiency	Invest	Equity	Heat value
Finance	JICA Loan	Cent./kWh	Cent./kWh	%	%	MW	%	116	%	Million \$	100	kcal /MMBtu
Interest Case1	1.5%	8.5	8.7	2.6	15.0	200	70%	45.0%	216	1%	252000	
Interest Case2	2.0%	8.6	8.8	3.1	15.0	Interest	Loan Rep	Grass	Dep	Residual	LNG Price	
Interest Case3	2.5%	8.7	8.9	3.6	15.0	%	Years	Years	Years	%	\$/ton	
Interest Case4	3.0%	8.7	8.9	4.1	15.0	3.0%	25	7	25	10%	7	
<b>Pre-conditions</b>												
Economic factor	Escalation factor	%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Escalation index	2013=100	100	102.0	104.0	106.1	108.2	110.4	112.6	114.9	117.2	119.5	121.9
Discount rate	%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
Discount index	2013=100	100	110	121	133	146	161	177	195	214	236	258
Exchange rate Russia	1000Rp / US\$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Project	Capacity	MW	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Operation lead	%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
Power generation	GWh	36,792	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226
Efficiency	%	45%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%
Gas consumption	10 <sup>9</sup> kcal	70,314	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344
Heat value	kcal /MMBtu	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000
Gas consumption	1000MMBtu	279,022	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301
Gas price (LNG+ReGas)	\$/MMBtu	7	7.8	7.7	7.9	8.0	8.2	8.4	8.5	8.7	8.9	9.1
Construction cost	Million \$	216	22	65	65	65	65	65	65	65	65	65
Pre-Opex Interest	Million \$	12	1	2	4	6	6	6	6	6	6	6
Finance	Equity	Million \$	15	34	3	10	10	11	11	11	11	11
Loan	Million \$	85	194	19	57	58	60	60	60	60	60	60
Total investment	Million \$	228	22	67	69	70	70	70	70	70	70	70
Interest rate	%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Interest	Million \$	90	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
Loan Amortization	Loan Repayment	Million \$	23									
Loan Balance	Million \$	19	76	134	184	194	194	194	194	183	172	162
Depreciation	Depreciation term	years	25									
(Straight line)	Residual value rate	%	10.0%									
Depreciation	Million \$	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
Tax & incentive	Corporate tax	%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Incentive	Million \$											
<b>Cost calculation</b>												
Generation Cost	Gas cost	Million \$	2,859	70	72	73	75	76	78	79	81	83
O/M expenses	Million \$	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Depreciation	Million \$	295	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Interest	Million \$	90	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Generation cost	Million \$	3,478	95	97	98	100	101	103	104	105	107	108
Annual unit cost	\$/kWh	0.995	0.878	0.873	0.860	0.851	0.842	0.834	0.826	0.818	0.810	0.802
Present Value	Generation cost	Million \$	758	60	55	51	47	44	40	37	34	31
Generation	GWh	8,686	638	761	692	629	572	520	473	430	391	355
Unit cost	\$/kWh	0.881	0.878	0.860	0.851	0.842	0.834	0.826	0.818	0.810	0.802	0.794
<b>Income statements</b>												
Tariff	Margin (to total cost)	% of TotalCost	2.4%									
Power tariff	\$/kWh	0.080	0.081	0.082	0.083	0.084	0.086	0.087	0.088	0.089	0.090	0.091
Subsidy	% of Tariff	0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Power tariff +	\$/kWh	0.080	0.081	0.082	0.083	0.084	0.086	0.087	0.088	0.089	0.090	0.091
Sales	Sales power	GWh	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226
Subsidy	Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sales income	Million \$	98	99	101	102	104	105	107	108	109	111	112
Income	Million \$	98	99	101	102	104	105	107	108	109	111	112
Generation Cost	Gas cost	Million \$	70	72	73	75	76	78	79	81	83	84
O/M cost	Million \$	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Depreciation	Million \$	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Interest	Million \$	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Total cost	Million \$	95	97	98	100	101	103	104	105	107	108	110
Profit	Profit before tax	Million \$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Income tax	Million \$	25										
Tax incentive	Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Profit after tax	Million \$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
<b>FIRR</b>												
Cash in	Power sales	Million \$	3,563									
Cash out	Investment	Million \$	216	22	65	65	65					
Gas cost	Million \$	2,859	70	72	73	75	76	78	79	81	83	84
O/M expenses	Million \$	324	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Income tax	Million \$	21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Total	Million \$	3,420	22	65	65	65	65	65	65	65	65	65
Net cash flow	Net cash flow	Million \$	143	-22	-65	-65	-65	16	16	16	16	16
FIRR	%	4.1%										
PV Cash in	PV sales value	Million \$	777	67	62	57	52	48	45	41	38	35
PV sales power	GWh	8,686	638	761	692	629	572	520	473	430	391	
PV tariff	\$/kWh	0.888	0.880	0.861	0.852	0.843	0.834	0.826	0.818	0.810	0.802	0.794
Capital	Million \$	183	22	59	54	49						
O/M & Coal	Million \$	670	56	51	47	44	41	38	35	32	30	
Tax	Million \$	5	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	
<b>ROE</b>												
Cash in	Power sales	Million \$	3,563									
Equity	Million \$	34	3	10	10	11	11	11	11	11	11	11
Construction	Million \$	22	3	8	6	5						
Gas cost	Million \$	2,859	70	72	73	75	76	78	79	81	83	84
O/M expenses	Million \$	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Interest	Million \$	102	1	2	4	6	6	6	6	6	6	6
Income tax	Million \$	21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Repayment	Million \$	194	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	Million \$	3,522	3	10	10	11	11	11	11	11	11	11
Net cash flow	Net profit	Million \$	10	-3	-10	-10	-11	10	10	10	10	10
ROE	%	15.0%										



# Gas-4. L PLN Any

PLN Any																																						
Option	Gas	Cost	Tariff	FIRR	ROE	Capacity	Operation	Efficiency	Invest	Equity	Heat value																											
Finance	JICA Loan	Cent./kWh	Cent./kWh	%	%	MW	%	%	Million \$	%	kcal /MMBtu																											
Interest Case1	1.5%	8.5	8.7	2.6	15.0	200	70%	45.0%	216	1%	252000																											
Interest Case2	2.0%	8.6	8.8	3.1	15.0	Interest	Loan Rep	Grac	Dep	Residual	LNG Price																											
Interest Case3	2.5%	8.7	8.9	3.6	15.0	%	Years	Years	Years	%	\$/ton																											
Interest Case4	3.0%	8.7	8.9	4.1	15.0	3.0%	25	7	25	10%	7																											
<b>Pre-conditions</b>																																						
Economic factor	Escalation factor	%	2.0%	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	
Escalation index	2013=100	10.0%	100	102.0	104.0	106.1	108.2	110.4	112.6	114.9	117.2	119.5	121.9	124.3	126.8	129.4	131.9	134.6	137.3	140.0	142.8	145.7	148.6	151.6	154.6	157.7	160.8	164.1	167.3	170.7	174.1	177.6	181.1	184.8	188.5	192.2	196.0	
Discount rate	2013=100	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	
Discount index	2013=100	10.0%	100	110	121	133	146	161	177	195	214	236	258	281	304	328	353	379	405	432	459	487	516	545	575	605	636	667	700	734	769	805	842	880	919	958	1000	
Exchange rate	1000Rp / US\$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Project	Capacity	MW	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Operation lead	%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	
Power generation	GWh	36,792	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	
Efficiency	%	45%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	
Gas consumption	10 <sup>9</sup> kcal	70,314	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	
Heat value	kcal /MMBtu	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	
Gas consumption	1000MMBtu	279,022	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301		
Gas price (LNG+Reas)	\$ /MMBtu	7	7.8	7.7	7.9	8.0	8.2	8.4	8.5	8.7	8.9	9.1	9.2	9.4	9.6	9.8	10.0	10.2	10.4	10.6	10.8	11.0	11.3	11.5	11.7	11.9	12.2	12.4	12.7	12.9	13.2	13.5	13.8	14.1	14.4	14.7	15.0	
Construction cost	Million \$	216	22	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65		
Pre-Opex Interest	Million \$	12	1	2	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6		
Finance	Equity	Million \$	15	34	3	10	10	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	
Total investment	Million \$	85	194	19	57	58	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	
Interest rate	%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%		
Loan Amortization	Loan Repayment	Million \$	23	19	76	134	184	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	
Depreciation	Depreciation term	years	25	19	76	134	184	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	
(Straight line)	Residual value rate	%	10.0%																																			
Tax & incentive	Corporate tax	Million \$	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25		
Incentive	Million \$																																					
<b>Cost calculation</b>																																						
Generation Cost	Gas cost	Million \$	2,859	70	72	73	75	76	78	79	81	83	84	86	88	89	91	93	95	97	99	101	103	105	107	109	111	113	116	118	120	123	125	128	131	133	136	
O/M expenses	Million \$	285	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7			
Depreciation	Million \$	295	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8		
Interest	Million \$	90	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6			
Generation cost	Million \$	3,478	95	97	98	100	101	103	104	105	107	108	109	111	112	114	115	117	118	120	122	123	125	127	129	130	132	134	136	138	140	142	144	146	148	150		
Annual unit cost	\$/kWh	0.995	0.078	0.078	0.080	0.081	0.082	0.084	0.085	0.086	0.087	0.088	0.089	0.090	0.092	0.093	0.094	0.095	0.096	0.098	0.099	0.101	0.102	0.103	0.105	0.106	0.108	0.109	0.111	0.113	0.115	0.117	0.119	0.121	0.123			
Present Value	Generation cost	Million \$	758	67	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100		
Generation	GWh	8,686	638	761	692	629	579	520	473	430	391	355	323	294	267	243	221	201	182	166	151	137	125	113	103	94	85	77	70	64	58	53	48					
Unit cost	\$/kWh	0.087	0.078	0.080	0.081	0.082	0.084	0.085	0.086	0.087	0.088	0.089	0.090	0.092	0.093	0.094	0.095	0.096	0.098	0.099	0.101	0.102	0.103	0.105	0.106	0.108	0.109	0.111	0.113	0.115	0.117	0.119	0.121	0.123				
<b>Income statements</b>																																						
Tariff	Margin (to total cost)	% of TotalCost	2.4%	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	
Power tariff	\$/kWh	0.080	0.081	0.082	0.083	0.084	0.086	0.087	0.088	0.089	0.090	0.091	0.093	0.094	0.095	0.096	0.098	0.099	0.100	0.102	0.103	0.104	0.106	0.107	0.109	0.111	0.113	0.116	0.118	0.120	0.123	0.125	0.128	0.131				

# Gas-5. L SPC Any

Option		Gas		Cost	Tariff	FIRR	ROE	Capacity	Operation	Efficiency	Invest	Equity	Heat value
Finance		JBIC syndicate		Cent./kWh	Cent./kWh	%	%	MW	%	%	Million \$	%	kcal/MMBtu
Interest Case1	%	4%	8.6	10.7	11.7	18.0	20.0	70	45.0%	216	30	25200	
Interest Case2	%	5%	8.6	10.8	12.1	18.0	20.0	70	45.0%	216	30	25200	
Interest Case3	%	6%	8.7	10.9	12.6	18.0	20.0	70	45.0%	216	30	25200	
Interest Case4	%	7%	8.8	11.1	13.0	18.0	20.0	70	45.0%	216	30	25200	
<b>Pre-conditions</b>													
Economic factor	Escalation factor	%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Escalation index	2013=100	%	100	102.0	104.0	106.1	108.2	110.4	112.7	115.2	117.9	121.3	124.8
Discount rate	2013=100	%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
Discount index	2013=100	%	100	110	121	133	146	161	177	195	214	236	259
Exchange rate	1000Rp./US\$		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Capacity	MW		200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Operation load	%		70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%
Power generation	GWh		36,782	36,782	36,782	36,782	36,782	36,782	36,782	36,782	36,782	36,782	36,782
Efficiency	%		45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%
Gas consumption	10 <sup>4</sup> kcal		70,314	70,314	70,314	70,314	70,314	70,314	70,314	70,314	70,314	70,314	70,314
Heat value	kcal/MMBtu		25,200	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200
Gas consumption	1000MMBtu		2,792.2	2,792.2	2,792.2	2,792.2	2,792.2	2,792.2	2,792.2	2,792.2	2,792.2	2,792.2	2,792.2
Gas price (LNG-Reg)	\$/MMBtu		7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Construction cost	Million \$		216	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Pre-Op Interest	Million \$		23	1	4	7	11						
Finance	Equity	Million \$	30%	72	7	21	22	23					
Loan	Million \$		70%	187	16	48	51	53					
Total investment	Million \$		239	23	69	72	75						
Interest rate	%		7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%
Loan Amortization	Loan Repayment	Million \$	12	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Loan Balance	Million \$		16	64	115	167	154	140	126	112	98	84	70
Depreciation	Depreciation term	years	25										
(Straight line)	Residual value rate	%	10.0%										
Depreciation	Million \$		8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6
Tax & incentive	Corporate tax	%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Incentive	Million \$												
<b>Cost calculation</b>													
Generation Cost	Gas cost	Million \$	2,859	70	72	73	75	76	78	79	81	83	84
O/M expenses	Million \$		324	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Depreciation	Million \$		215	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Interest	Million \$		64	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Generation cost	Million \$		3,463	101	101	102	102	103	103	104	104	104	105
Annual unit cost	\$/kWh		0.994	0.082	0.082	0.083	0.083	0.084	0.084	0.085	0.085	0.086	0.086
Present Value	Generation cost	Million \$	781	69	63	57	52	48	44	40	37	33	31
O/M	Million \$		658	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Depreciation	Million \$		686	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Interest	Million \$		0.082	0.082	0.083	0.083	0.084	0.084	0.085	0.085	0.086	0.086	0.086
Unit cost	\$/kWh		0.983	0.082	0.082	0.083	0.083	0.084	0.084	0.085	0.085	0.086	0.086
<b>Income statements</b>													
Tariff	Margin (to total cost)	% of TotalCost	25.0%	25.0%	25.0%	25.0%	25.0%	25.0%	25.0%	25.0%	25.0%	25.0%	25.0%
Power tariff	\$/kWh		0.103	0.103	0.103	0.104	0.105	0.105	0.106	0.106	0.107	0.108	0.108
Subsidy	\$/kWh		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Power tariff +	\$/kWh		0.103	0.103	0.103	0.104	0.105	0.105	0.106	0.106	0.107	0.108	0.108
Sales	Sales power	GWh	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226
Sales	Subsidy	Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sales income	Million \$		126	126	127	128	128	129	130	130	131	132	133
Income	Million \$		126	126	127	128	128	129	130	130	131	132	133
Generation Cost	Gas cost	Million \$	70	72	73	75	76	78	79	81	83	84	86
O/M cost	Million \$		11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Depreciation	Million \$		9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Interest	Million \$		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Total cost	Million \$		101	101	102	102	103	103	104	104	105	106	106
Profit	Profit before tax	Million \$	25	25	25	26	26	26	26	26	26	27	27
Income tax	Million \$		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Tax incentive	Million \$		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Profit after tax	Million \$		19	19	19	19	19	19	19	19	19	20	20
<b>FIRR</b>													
Cash in	Power sales	Million \$	4,328	126	126	127	128	128	129	130	130	131	132
Cash out	Investment	Million \$	216	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Gas cost	Million \$		2,859	70	72	73	75	76	78	79	81	83	84
O/M expenses	Million \$		324	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Income tax	Million \$		216	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Total	Million \$		3,815	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Net cash flow	Net cash flow	Million \$	713	-22	-65	-65	-65	-65	-65	-65	-65	-65	-65
FIRR	%		13.0%										
PV Cash in	PV sales value	Million \$	952	86	78	72	65	60	55	50	46	42	38
PV sales power	GWh		8,686	838	761	692	629	572	520	473	430	391	355
PV tariff	\$/kWh		0.103	0.103	0.103	0.104	0.105	0.105	0.106	0.106	0.107	0.108	0.108
PV Cash out	Capital	Million \$	183	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
O/M & Coal	Million \$		670	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Tax	Million \$		48	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
<b>ROE</b>													
Cash in	Power sales	Million \$	4,328	126	126	127	128	128	129	130	130	131	132
Cash out	Construction	Million \$	49	6	16	14	12						
Gas cost	Million \$		2,859	70	72	73	75	76	78	79	81	83	84
O/M expenses	Million \$		324	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Interest	Million \$		88	1	4	7	11	11	11	11	11	11	11
Income tax	Million \$		216	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Repayment	Million \$		187	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Total	Million \$		3,703	112	113	113	114	114	115	116	117	118	118
Net cash flow	Net profit	Million \$	625	-7	-21	-22	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23
ROE	%		18.0%										

# Gas-6. L PPP Any

L PPP Any																																						
Option	Gas	Cost	Tariff	FIRR	ROE	Capacity	Operation	Efficiency	Invest	Equity	Heat value																											
Finance	JICA Loan	Cent./kWh	Cent./kWh	%	%	MW	%	%	Million \$	%	kcal /MMBtu																											
Interest Case1	1.5%	8.5	8.7	2.6	15.0	200	70%	45.0%	216	1%	252000																											
Interest Case2	2.0%	8.6	8.8	3.1	15.0	Interest	Loan Rep	Grass	Dep	Residual	LNG Price																											
Interest Case3	2.5%	8.7	8.9	3.6	15.0	%	Years	Years	Years	%	\$/ton																											
Interest Case4	3.0%	8.7	8.9	4.1	15.0	3.0%	25	7	25	10%	7																											
<b>Pre-conditions</b>																																						
Economic factor	Escalation factor	%	2.0%	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	
Escalation index	2013=100	10.0%	100	102.0	104.0	106.1	108.2	110.4	112.6	114.9	117.2	119.5	121.9	124.3	126.8	129.4	131.9	134.6	137.3	140.0	142.8	145.7	148.6	151.6	154.6	157.7	160.8	164.1	167.3	170.7	174.1	177.6	181.1	184.8	188.5	192.2	196.0	
Discount rate	2013=100	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	
Discount index	2013=100	10.0%	100	110	121	133	146	161	177	195	214	236	258	281	304	328	353	380	414	459	505	556	613	674	740	814	895	985	1,083	1,192	1,311	1,442	1,586	1,745	1,919	2,111	2,323	
Exchange rate	1000Rp / US\$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Project	Capacity	MW	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Operation lead	%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	
Power generation	GWh	36,792	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	
Efficiency	%	45%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	
Gas consumption	10 <sup>9</sup> kcal	70,314	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	
Heat value	kcal /MMBtu	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	252000	
Gas consumption	1000MMBtu	279,022	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301		
Gas price (LNG+Reas)	\$/MMBtu	7	7.8	7.7	7.9	8.0	8.2	8.4	8.5	8.7	8.9	9.1	9.2	9.4	9.6	9.8	10.0	10.2	10.4	10.6	10.8	11.0	11.3	11.5	11.7	11.9	12.2	12.4	12.7	12.9	13.2	13.5	13.8	14.1	14.4	14.7	15.0	
Construction cost	Million \$	216	22	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65		
Pre-Op Interest	Million \$	12	1	2	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6		
Finance	Equity	Million \$	15	34	3	10	10	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	
Total investment	Million \$	85	194	19	57	58	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	
Interest rate	%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%		
Loan Amortization	Loan Repayment	Million \$	23	19	76	134	184	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	
Depreciation	Depreciation term	years	25	19	76	134	184	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	
(Straight line)	Residual value rate	%	10.0%																																			
Tax & incentive	Corporate tax	Million \$	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
Incentive	Million \$																																					
<b>Cost calculation</b>																																						
Generation Cost	Gas cost	Million \$	2,859	70	72	73	75	76	78	79	81	83	84	86	88	89	91	93	95	97	99	101	103	105	107	109	111	113	116	118	120	123	125	128	131	133	136	
O/M expenses	Million \$	285	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7			
Depreciation	Million \$	29	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3			
Interest	Million \$	90	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6			
Generation cost	Million \$	3,478	95	97	98	100	101	103	104	105	107	108	109	111	112	114	115	117	118	120	122	125	127	129	130	132	135	138	142	146	150	154	158	162	166	170	174	
Annual unit cost	\$/kWh	0.995	0.78	0.79	0.80	0.81	0.82	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.98	0.99	1.01	1.02	1.03	1.05	1.06	1.08	1.10	1.12	1.14	1.16	1.18	1.20	1.22	1.24			
Present Value	Generation cost	Million \$	758	65	60	55	51	47	44	40	37	34	31	29	27	24	23	21	19	18	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2			
Generation	GWh	8,686	638	761	692	629	579	520	473	430	391	355	323	294	267	243	221	201	182	166	151	137	125	113	103	94	85	77	70	64	58	53	48					
Unit cost	\$/kWh	0.881	0.718	0.709	0.680	0.681	0.682	0.684	0.685	0.686	0.687	0.688	0.689	0.690	0.692	0.693	0.694	0.695	0.696	0.698	0.699	0.701	0.702	0.703	0.705	0.706	0.708	0.710	0.712	0.714	0.716	0.718	0.720	0.722	0.724			
<b>Income statements</b>																																						
Tariff	Margin (to total cost)	% of TotalCost	2.4%	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	
Power tariff	\$/kWh	0.080	0.081	0.082	0.083	0.084	0.086	0.087	0.088	0.089	0.090	0.091	0.093	0.094	0.095	0.096	0.098	0.099	0.100	0.102	0.103	0.104	0.106	0.107	0.109	0.111	0.113	0.116	0.118	0.120	0.123	0.125	0.128	0.131	0.133			

# Coal(USD55)-1. C SPC Near

Option		Coal		Cost	Tariff	FIRR	ROE	Capacity	Operation	Efficiency	Invest.	Equity	Heat Value
Finance		JBI/C syndicate		Cent/kWh	Cent/kWh	%	%	MW	%	%	Million \$	%	tee/ton
Interest Case1	4%	4.9	6.4	11.8	18.0	7.0	30.0	200	70%	39.0%	160	30%	0.45
Interest Case2	5%	4.9	6.5	12.1	18.0	7.0	30.0	200	70%	39.0%	160	30%	0.45
Interest Case3	6%	5.0	6.6	12.5	18.0	7.0	30.0	200	70%	39.0%	160	30%	0.45
Interest Case4	7%	5.0	6.6	13.0	18.0	7.0	30.0	200	70%	39.0%	160	30%	0.45

Pre-conditions		Initial value	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	
Economic factor	Escalation factor	%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	
	Discount index	2013=100		100	102.0	104.0	106.1	108.2	110.4	112.6	114.9	117.2	119.5	121.9	124.3	126.8	129.4	131.9	134.6	137.3	140.0	142.8	145.7	148.6	151.6	154.6	157.7	160.8	164.1	167.3	170.7	174.1	177.6	181.1	184.8	188.5	192.2	
	Discount rate	%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	
	Escalation index	2013=100	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
	Exchange rate Rupia	1000Rp / US\$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Project	Capacity	MW	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	Operation load	%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	
	Power generation	GWh	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	
	Efficiency	%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	
	Coal consumption	1000tee	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113		
	Heat value	tee/ton	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450		
	Coal consumption	1000ton	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029		
	Coal price	\$ / ton	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55		
	Construction cost	Million \$	160	16	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48		
	Pre-Op Interest	Million \$	17	1	3	5	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8		
Finance	Equity	Million \$	30%	53	5	15	16	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17		
	Loan	Million \$	70%	124	12	36	37	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39		
	Total investment	Million \$	177	17	51	53	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56		
	Interest rate	%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%		
	Interest	Million \$	48	8.0	7.2	6.5	5.8	5.1	4.3	3.6	2.9	2.2	1.4	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
Loan Amortization	Loan Repayment	Million \$	12	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10		
	Loan Balance	Million \$	12	48	85	124	114	103	93	83	72	62	52	41	31	21	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Depreciation	Depreciation term	years	25																																			
(Straight line)	Residual value rate	%	10.0%																																			
	Depreciation	Million \$		6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4			
Tax & incentive	Corporate tax	%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%			
	Incentive	%																																				

Cost calculation		Initial value	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Generation Cost	Coal cost	Million \$	1,451	36	36	37	38	39	40	40	41	42	43	44	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	58	59	60	61	62	64				
	O/M expenses	Million \$	288	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
	Depreciation	Million \$	160	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6		
	Interest	Million \$	48	8	7	6	5	4	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Annual unit cost	\$ / kWh	1,947	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	
	Present Value	Million \$	437	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49		
	Generation	GWh	8,686	838	761	692	629	572	520	473	430	391	355	323	294	267	243	221	201	182	166	151															

# Coal(USD55)-2. C INA Near

Option		Coal		Cost	Tariff	FIRR	ROE	Capacity	Operation	Efficiency	Invest.	Equity	Heat Value																								
Finance		JICA Loan	Cent/kWh	Cent/kWh	%	%	MW	%	%	Million \$	%	\$/ton																									
Interest Case1	1.5%	4.8	5.0	2.6	15.0	200	7%	30.0%	160	1%	0.450																										
Interest Case2	2.0%	4.8	5.1	3.1	15.0	Interest	Loan Rep	(Grace)	Residual	Coal Price																											
Interest Case3	2.5%	5.0	5.1	3.6	15.0	%	Years	Years	Years	%	\$/ton																										
Interest Case4	3.0%	5.0	5.2	4.0	15.0	3.0%	25	7	25	10%	55																										
Pre-conditions		0.050	4.0%	15.0%	4.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%																									
Economic factor		Initial value	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Escalation factor	%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	
Escalation index	2013=100	100	102.0	104.0	106.1	108.2	110.4	112.6	114.9	117.2	119.5	121.9	124.3	126.6	129.4	131.9	134.6	137.3	140.0	142.8	145.7	148.6	151.5	154.4	157.7	160.8	164.1	167.3	170.7	174.1	177.6	181.1	184.8	188.5	192.2		
Discount rate	%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	
2013=100	100	110	121	133	146	161	177	195	214	236	259	285	314	345	380	418	459	505	556	612	674	744	814	895	985	1083	1192	1311	1442	1588	1745	1919	2111	2323			
Exchange rate Rupia	100Rp / 1	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Project		0.050	4.0%	15.0%	4.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%																								
Capacity	MW	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Operation lead	%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%
Power generation	GWh	36,792	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226
Coal consumption	1000toe	8,113	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
Heat value	toe/ton	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	
Coal consumption	1000ton	18,029	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	
Coal price	\$/ ton	55	60	61	62	63	64	66	67	68	70	71	73	74	76	77	79	80	82	83	85	87	88	90	92	94	96	98	100	102	104	106					
Construction cost	Million \$	160	16	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	
Pre-Op Interest	Million \$	9	0	2	3	4																															
Finance		0.050	4.0%	15.0%	4.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%																								
Equity	Million \$	15%	25	2	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Loan	Million \$	85%	144	14	42	43	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	
Total investment	Million \$	100%	169	18	51	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Interest rate	%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	
Interest	Million \$	67	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	
Loan Amortization		0.050	4.0%	15.0%	4.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%																								
Loan Repayment	Million \$	25																																			
Loan Balance	Million \$		14	56	99	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	
Depreciation		0.050	4.0%	15.0%	4.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%																								
Depreciation term	years	25																																			
Residual value rate	%	10.0%																																			
Depreciation	Million \$		6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1		
Tax & incentive		0.050	4.0%	15.0%	4.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%																								
Corporate tax	%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	
Incentive	%																																				
Cost calculation		0.050	4.0%	15.0%	4.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%																								
Generation Cost		Initial value	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Coal cost	Million \$	1,451	36	36	37	38	39	40	40	41	42	43	44	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	58	59	60	61	62	64					
O/M expenses	Million \$	288	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10		
Depreciation	Million \$	132	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6		
Interest	Million \$	67	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4		
Generation cost	Million \$	1,958	56	56	57	58	59	60	61	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	79	80	81	82	83	84	85	86	88		
Annual unit cost	\$/kWh	0.053	0.045	0.046	0.047	0.047	0.048	0.049	0.049	0.050	0.051	0.051	0.052	0.052	0.053	0.053	0.054	0.054	0.055	0.055	0.056	0.056	0.057	0.057	0.058	0.058	0.059	0.060	0.060	0.061	0.062	0.063	0.064	0.065			
Present Value		0.050	4.0%	15.0%	4.0%	15.0%	15.0%																														







# Coal(USD55)-5. C PLN Any

PLN Any		Coal		Cost	Tariff	FIRR	ROE	Capacity	Operation	Efficiency	Invest.	Equity	Heat Value
Option		JICA Loan		Cent/kWh	Cent/kWh	%	%	MW	%	%	Million \$	%	toe/ton
Finance	Interest Case1	1.5%	4.8	5.0	2.6	15.0	200	7%	30.0%	160	1%	0.450	
	Interest Case2	2.0%	4.8	5.1	3.1	15.0	Interest	Loan Rep.	Grace	Depr.	Residual	Coal Price	
	Interest Case3	2.5%	5.0	5.1	3.6	15.0	%	Years	Years	Years	%	\$/ton	
	Interest Case4	3.0%	5.0	5.2	4.0	15.0	3.0%	Years	7	25	10%	95	
Pre-conditions													
Economic factor	Escalation factor	%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
	Escalation index	2013=100	100	102.0	104.0	106.1	108.2	110.4	112.6	114.9	117.2	119.5	121.9
	Discount rate	%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
	2013=100	100	110	121	133	146	161	177	195	214	236	259	285
	Exchange rate Rupia	1000Rp / 1	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Project	Capacity	MW	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	Operation lead	%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
	Power generation	GWh	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792
	Coal consumption	1000toe	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113
	Heat value	toe/ton	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450
	Coal consumption	1000ton	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029
	Coal price	\$/ ton	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
	Construction cost	Million \$	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
	Pre-Op Interest	Million \$	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Finance	Equity	Million \$	15%	25	2	7	8	8	8	8	8	8	8
	Loan	Million \$	85%	144	14	42	43	44	44	44	44	44	44
	Total investment	Million \$	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169
	Interest rate	%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
	Interest	Million \$	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
Loan Amortization	Loan Repayment	Million \$	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	Loan Balance	Million \$	14	56	99	144	144	144	144	144	144	144	144
Depreciation	Depreciation term	years	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	Residual value rate	%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
	Depreciation	Million \$	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
Tax & incentive	Corporate tax	%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
	Incentive	%											
Cost calculation													
Generation Cost	Coal cost	Million \$	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451
	O/M expenses	Million \$	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288
	Depreciation	Million \$	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132
	Interest	Million \$	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
	Generation cost	Million \$	1,956	1,956	1,956	1,956	1,956	1,956	1,956	1,956	1,956	1,956	1,956
	Annual unit cost	\$/kWh	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053
Present Value	Generation cost	Million \$	435	38	35	32	31	27	25	23	21	18	15
	O/M expenses	Million \$	826	835	761	692	629	572	520	473	430	391	355
	Unit cost	\$/kWh	0.050	0.045	0.046	0.047	0.048	0.049	0.049	0.049	0.050	0.051	0.051
Income statements													
Tariff	Margin (to total cost)	% of Total	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	Power tariff	\$/kWh	0.047	0.048	0.048	0.049	0.049	0.050	0.051	0.051	0.052	0.053	0.053
	Subsidy	% of Tariff	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Power tariff +	\$/kWh	0.047	0.048	0.048	0.049	0.049	0.050	0.051	0.051	0.052	0.053	0.053
Sales	Sales power	GWh	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226
	Subsidy	Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Sales income	Million \$	58	58	59	60	61	61	62	63	64	65	66
	Income	Million \$	58	58	59	60	61	61	62	63	64	65	66
Generation Cost	Coal cost	Million \$	36	36	37	38	39	40	40	41	42	43	44
	O/M expenses	Million \$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Depreciation	Million \$	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	Interest	Million \$	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	Total cost	Million \$	56	56	57	58	59	60	61	61	62	63	64
Profit	Profit before tax	Million \$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Income tax	Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Tax incentive	Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Profit after tax	Million \$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
FIRR													
Cash in	Power sales	Million \$	2,020	2,020	2,020	2,020	2,020	2,020	2,020	2,020	2,020	2,020	2,020
Cash out	Investment	Million \$	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
	Coal cost	Million \$	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451
	O/M expenses	Million \$	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288
	Income tax	Million \$	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	Total	Million \$	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915
Net cash flow	Net cash flow	Million \$	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
	FIRR	%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%
PV Cash in	PV sales value	Million \$	448	39	36	33	31	28	26	24	22	20	19
	PV sales power	GWh	8,686	835	761	692	629	572	520	473	430	391	355
	PV tariff	\$/kWh	0.052	0.047	0.048	0.048	0.049	0.049	0.050	0.051	0.051	0.052	0.053
PV Cash out	Capital	Million \$	135	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
	O/M & Coal	Million \$	369	31	29	26	24	23	21	19	18	15	14
	Tax	Million \$	3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
ROE													
Cash in	Power sales	Million \$	25	2	7	8	8	8	8	8	8	8	8
Cash out	Construction	Million \$	16	2	6	5	4	4	4	4	4	4	4
	Coal cost	Million \$	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451
	O/M expenses	Million \$	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288
	Interest	Million \$	76	0	2	3	4	4	4	4	4	4	4
	Income tax	Million \$	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Repayment	Million \$	144	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	Million \$	1,991	2	7	8	8	8	8	8	8	8	8
Net cash flow	Net profit	Million \$	29	-2	-7	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8
	ROE	%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%

# Coal(USD55)-6. C IPP Any

CIPP Any		13%													13%																							
Option	Coal	Cost	Tariff	FIRR	ROE	Capacity	Operation	Efficiency	Invest.	Equity	Heat Value																											
Finance	JBIC syndicate	Cent/kWh	Cent/kWh	%	%	MW	%	%	Million \$	%	tee/ton																											
Interest Case1	4%	4.9	6.4	11.6	18.0	200	70%	39.0%	160	30%	0.45																											
Interest Case2	5%	4.9	6.5	12.1	19.0	Interest	Loan Rep	Interest	Dep	Residual	Coal Price																											
Interest Case3	6%	5.0	6.6	12.5	18.0	%	Years	Years	Years	%	\$/ton																											
Interest Case4	7%	5.0	6.6	13.0	18.0	%	Years	Years	Years	%	\$/ton																											
<b>Pre-conditions</b>		Initial value	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	
Economic factor	Escalation factor	%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
	Escalation index	2013=100	100	102.0	104.0	106.1	108.2	110.4	112.6	114.9	117.2	119.5	121.9	124.3	126.8	129.4	131.9	134.6	137.3	140.0	142.8	145.7	148.6	151.6	154.6	157.7	160.8	164.1	167.3	170.7	174.1	177.6	181.1	184.8	188.5	192.2		
	Discount rate	%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	
	2013=100	100	110	121	133	146	161	177	195	214	236	259	285	314	345	380	418	459	505	556	612	673	740	814	895	985	1,083	1,192	1,311	1,442	1,586	1,745	1,919	2,111	2,323			
	Exchange rate Rupia	1000Rp / US\$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
Project	Capacity	MW	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
	Operation load	%	70%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	
	Power generation	GWh	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792		
	Efficiency	%	39%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	
	Coal consumption	1000tee	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113		
	Heat value	tee/ton	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450		
	Coal consumption	1000ton	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	
	Coal price	\$ / ton	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55		
	Construction cost	Million \$	160	16	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48		
	Pre-Op Interest	Million \$	17	1	3	5	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8		
Finance	Equity	Million \$	30%	53	5	15	16	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17		
	Loan	Million \$	70%	124	12	36	37	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39		
	Total investment	Million \$	177	17	51	53	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56		
	Interest rate	%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%		
	Interest	Million \$	48	8.0	7.2	6.5	5.8	5.1	4.3	3.6	2.9	2.2	1.4	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
Loan Amortization	Loan Repayment	Million \$	12	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10		
	Loan Balance	Million \$	12	48	85	124	114	103	93	83	72	62	52	41	31	21	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Depreciation	Depreciation term	years	25																																			
(Straight line)	Residual value rate	%	10.0%																																			
	Depreciation	Million \$		6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4		
Tax & incentive	Corporate tax	%		25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%		
	Incentive	%																																				
<b>Cost calculation</b>		Initial value	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	
Generation Cost	Coal cost	Million \$	1,451	36	36	37	38	39	40	40	41	42	43	44	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	58	59	60	61	62	64	64	64	64		
	O/M expenses	Million \$	288	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
	Depreciation	Million \$	160	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6		
	Interest	Million \$	48	8	7	6	5	4	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Generation cost	Million \$	1,947	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	
	Annual unit cost	\$ / kWh	0.053	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.050	0.051	0.052	0.052	0.053	0.054	0.055	0.056	0.057	0.058	0.059	0.060	0.059	0.057	0.056	0.056			
Present Value	Generation cost	Million \$	437	11	37	34	31	28	25	23	21	19	17	16	14	13	12	11	10	9	8	8	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6		
	Generation	GWh	8,686	838	761	692	629	572	520	473	430	391	355	323	294	267	243	221	201	182	166	151	137	125	113	103	94	85	77	70	64	58	53	48	43			
	Unit cost	\$ / kWh	0.050	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.050	0.051	0.052	0.052	0.053	0.054	0.055	0.056	0.057	0.058	0.059	0.060	0.059	0.057	0.056	0.056	0.056			
<b>Income statements</b>		Initial value	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045		

# Coal(USD55)-7 C PPP Any

C PPP Any		Coal		Cost	Tariff	FIRR	ROE	Capacity	Operation	Efficiency	Invest.	Equity	Heat Value
Option	JICA Loan	Cent/kWh	Cent/kWh	%	MW	%	Million \$	%	Year	Year	Year	%	\$/ton
Finance	Interest Case1	1.5%	4.8	5.0	2.6	15.0	200	7%	30.0%	160	1%	0.450	
	Interest Case2	2.0%	4.8	5.1	3.1	15.0	Interest	Loan Rep	(Grace)	Residual	Coal Price		
	Interest Case3	2.5%	5.0	5.1	3.6	15.0	%	Years	Years	Years	%	\$/ton	
	Interest Case4	3.0%	5.0	5.2	4.0	15.0	3.0%	Years	7	25	10%	55	
Pre-conditions		0.050	4.0%	15.0%									
Economic factor	Escalation factor	%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
	Escalation index	2013=100	100	102.0	104.0	106.1	108.2	110.4	112.6	114.9	117.2	119.5	121.9
	Discount rate	%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
	2013=100	100	110	121	133	146	161	177	195	214	236	259	285
	Exchange rate Rupia	1000Rp / 1	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Project	Capacity	MW	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	Operation lead	%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
	Power generation	GWh	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792
	Coal consumption	1000toe	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113
	Heat value	toe/ton	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450
	Coal consumption	1000ton	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029
	Coal price	\$/ ton	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
	Construction cost	Million \$	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
	Pre-Op Interest	Million \$	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Finance	Equity	Million \$	15%	25	2	7	8	8	8	8	8	8	8
	Loan	Million \$	85%	144	14	42	43	44	44	44	44	44	44
	Total investment	Million \$	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169
	Interest rate	%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
	Interest	Million \$	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
Loan Amortization	Loan Repayment	Million \$	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	Loan Balance	Million \$		14	56	99	144	144	144	144	144	144	144
Depreciation	Depreciation term	years	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	Residual value rate	%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
	Depreciation	Million \$		6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
Tax & incentive	Corporate tax	%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
	Incentive	%											
Cost calculation		Initial value	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Generation Cost	Coal cost	Million \$	1,451	36	36	37	38	39	40	40	41	42	43
	O/M expenses	Million \$	288	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Depreciation	Million \$	132	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	Interest	Million \$	67	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	Generation cost	Million \$	1,938	56	56	57	58	59	60	61	61	62	63
	Annual unit cost	\$/kWh	0.053	0.045	0.046	0.047	0.047	0.048	0.048	0.049	0.049	0.050	0.051
Present Value	Generation cost	Million \$	435	38	35	32	21	25	23	21	18	16	15
	O/M expenses	Million \$	826	836	761	692	629	572	520	473	430	391	355
	Unit cost	\$/kWh	0.050	0.045	0.046	0.047	0.048	0.048	0.049	0.049	0.050	0.050	0.051
Income statements		Initial value	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Tariff	Margine (to total cost)	% of Total	3%	3.1%	3.1%	3.1%	3.1%	3.1%	3.1%	3.1%	3.1%	3.1%	3.1%
	Power tariff	\$/kWh	0.047	0.048	0.048	0.049	0.049	0.050	0.051	0.051	0.052	0.052	0.053
	Subsidy	% of Tariff	0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Power tariff +	\$/kWh	0.047	0.048	0.048	0.049	0.049	0.050	0.051	0.051	0.052	0.052	0.053
Sales	Sales power	GWh	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226	1226
	Subsidy	Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Sales income	Million \$	58	58	59	60	61	61	62	63	64	65	66
	Income	Million \$	58	58	59	60	61	61	62	63	64	65	66
Generation Cost	Coal cost	Million \$	36	36	37	38	39	40	40	41	42	43	44
	O/M expenses	Million \$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Depreciation	Million \$	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	Interest	Million \$	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	Total cost	Million \$	56	56	57	58	59	60	61	61	62	63	64
Profit	Profit before tax	Million \$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Income tax	Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Tax incentive	Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Profit after tax	Million \$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
FIRR		Initial Value	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Cash in	Power sales	Million \$	2,020	58	58	59	60	61	61	62	63	64	65
Cash out	Investment	Million \$	160	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
	Coal cost	Million \$	1,451	36	36	37	38	39	40	40	41	42	43
	O/M expenses	Million \$	288	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Income tax	Million \$	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	Million \$	1,915	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Net cash flow	Net cash flow	Million \$	105	-16	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48
	FIRR	%	4.0%										
PV Cash in	PV sales value	Million \$	448	39	36	33	31	28	26	24	22	20	19
	PV sales power	GWh	8,686	836	761	692	629	572	520	473	430	391	355
	PV tariff	\$/kWh	0.052	0.047	0.048	0.048	0.049	0.049	0.050	0.051	0.051	0.052	0.052
PV Cash out	Capital	Million \$	135	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
	O/M & Coal	Million \$	369	31	29	26	24	23	21	19	18	16	15
	Tax	Million \$	3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1
ROE		Initial value	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Cash in	Power sales	Million \$	25	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Cash out	Construction	Million \$	16	2	6	5	4						
	Coal cost	Million \$	1,451	36	36	37	38	39	40	40	41	42	43
	O/M expenses	Million \$	288	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Interest	Million \$	76	0	2	3	4	4	4	4	4	4	4
	Income tax	Million \$	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Repayment	Million \$	144	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	Million \$	1,991	2	7	8	8	8	8	8	8	8	8
Net cash flow	Net profit	Million \$	29	-2	-7	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8
	ROE	%	15.0%										









# Coal(USD55)-11. RC SPC Near

Option		Coal		Cost	Tariff	FIRR	ROE	Capacity	Operation	Efficiency	Invest.	Equity	Heat Value
Finance		JIBC syndicate		Cent/kWh	Cent/kWh	%	%	MW	%	%	Million \$	%	tee/ton
Interest Case1	4%	5.8	8.4	11.6	18.0	200	70%	200	30%	200	30%	0.45	
Interest Case2	5%	5.8	8.4	12.0	18.0	Interest	Loan Rep	Grace	Years	Years	Years	\$/ton	
Interest Case3	6%	5.9	8.5	12.4	18.0	%	Years	Years	Years	Years	%	\$/ton	
Interest Case4	7%	6.0	8.6	12.9	18.0	%	12	0	25	10%	55		

Note: Construction unit by Japanese specification = \$1300/kW  
Note: Construction unit by Chinese specification = \$800/kW

Pre-conditions		Initial value	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Economic factor	Escalation factor	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
	Escalation index	2013=100	100	102.0	104.0	106.1	108.2	110.4	112.6	114.9	117.2	119.5	121.9	124.3	126.8	129.4	131.9	134.6	137.3	140.0	142.8	145.7	148.6	151.6	154.6	157.7	160.8	164.1	167.3	170.7	174.1	177.6	181.1	184.8	188.5	192.2	
	Discount rate	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
	2013=100	100	110	121	133	146	161	177	195	214	236	259	285	314	345	380	418	459	505	556	612	673	740	814	895	985	1,083	1,192	1,311	1,442	1,586	1,745	1,919	2,111	2,323		
	Exchange rate Rupia	1000Rp./US\$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Project	Capacity	MW	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	Operation load	%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
	Power generation	GWh	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	
	Efficiency	%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%
	Coal consumption	1000tee	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	
	Heat value	tee/ton	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	
	Coal consumption	1000ton	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	
	Coal price	\$/ ton	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	
	Construction cost	Million \$	260	26	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78
	Pre-Op Interest	Million \$	28	1	5	9	13																														
Finance	Equity	30%	86	8	25	26	27																														
	Loan	Million \$	202	19	58	61	64																														
	Total investment	Million \$	288	27	83	87	91																														
	Interest rate	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	
	Interest	Million \$	78	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	
Loan Amortization	Loan Repayment	Million \$	12	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
	Loan Balance	Million \$	19	77	138	202	185	168	151	134	118	101	84	67	50	34	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciation	Depreciation term	years	25																																		
(Straight line)	Residual value rate	%	10.0%																																		
	Depreciation	Million \$		10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	
Tax & incentive	Corporate tax	%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	
	Incentive	%																																			

Cost calculation		Initial value	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Generation Cost	Million \$	1,451	40	36	37	38	39	40	40	41	42	43	44	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	58	59	60	61	62	64					
	O/M expenses	Million \$	468	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	
	Depreciation	Million \$	259	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
	Interest	Million \$	78	13	12	11	9	8	7	6	5	4	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Generation cost	Million \$	2,256	72	72	74	73	73	73	72	72	71	71	71	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	84	74	75	77	78	79				
	Annual unit cost	\$/kWh	0.061		0.061	0.060	0.060	0.059	0.059	0.059	0.059	0.058	0.058	0.058	0.057	0.058	0.059	0.060	0.060	0.061	0.062	0.063	0.064	0.065	0.065	0.066	0.067	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068		
Present Value	Generation cost	Million \$	522	51	46	42	38	34	31	28	25	23	21	19	17	16	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0	0	0	0	0		
	Generation	GWh	8,686	838	761	692	629	572	520	473	430	391	355	323	294	267	243	221	201	182	166																



# Coal(USD55)-13. RJ PLN Any

RC PLN Any		Coal		Cost	Tariff	IRR	ROE	Capacity	Operation	Efficiency	Invest.	Equity	Heat Value																								
Option	JICA Loan	Cent/kWh	Cent/kWh	%	MW	%	%	Million \$	%	%	Million \$	%	toe/ton																								
Finance	Interest Case1	1.5%	5.7	6.0	2.5	15.0	200	7%	30.0%	200	1%	0.450																									
	Interest Case2	2.0%	5.8	6.0	3.0	15.0	Interest	Loan Rep	Grace	Draw	Residual	Coal Price																									
	Interest Case3	2.5%	5.9	6.1	3.5	15.0	Years	Years	Years	Years	%	\$/ton																									
	Interest Case4	3.0%	6.0	6.2	4.0	15.0	25	7	25	10%	55																										
Pre-conditions																																					
Factor	Initial Value	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	
Economic factor	Escalation factor	%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
	Escalation index	2013=100	100	102.0	104.0	106.1	108.2	110.4	112.6	114.9	117.2	119.5	121.9	124.3	126.8	129.4	131.9	134.6	137.3	140.0	142.8	145.7	148.6	151.6	154.6	157.7	160.8	164.1	167.3	170.7	174.1	177.6	181.1	184.8	188.5	192.2	
	Discount rate	%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	
	2013=100	100	110	121	133	146	161	177	195	214	236	259	285	314	345	380	418	459	505	556	612	673	740	814	895	985	1083	1192	1311	1442	1588	1751	1934	2111	2323		
	Exchange rate Rupia	100Rp / 1	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
Project	Capacity	MW	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
	Operation lead	%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%		
	Power generation	GWh	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792	36,792		
	Efficiency	%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%		
	Coal consumption	1000toe	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113	8,113			
	Heat value	toe/ton	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450			
	Coal consumption	1000ton	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029	18,029			
	Coal price	\$/ ton	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55			
	Construction cost	Million \$	260	26	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78		
	Pre-Opex Interest	Million \$	15	1	3	5	7																														
Finance	Equity	Million \$	15%	41	4	12	12	13																													
	Loan	Million \$	85%	233	23	69	70	72																													
	Total investment	Million \$	275	27	31	31	33	35																													
	Interest rate	%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%			
	Interest	Million \$	109																																		
Loan Amortization	Loan Repayment	Million \$	25																																		
	Loan Balance	Million \$		23	91	161	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233		
Depreciation	Depreciation term	years	25																																		
(Straight line)	Residual value rate	%	10.0%																																		
	Depreciation	Million \$		9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9			
Tax & incentive	Corporate tax	%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%			
	Incentive	%																																			
Cost calculation																																					
Factor	Initial Value	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	
Generation Cost	Coal cost	Million \$	1,451	36	36	37	38	39	40	40	41	42	43	44	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	58	59	60	61	62	64				
	O/M expenses	Million \$	468	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16				
	Depreciation	Million \$	247	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10				
	Interest	Million \$	109	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7				
	Generation cost	Million \$	2,275	68	69	70	71	72	73	73	74	74	75	75	76	76	77	77	78	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92			
	Annual unit cost	\$/kWh	0.062																																		
Present Value	Generation cost	Million \$	518	47	43	39	36	33	31	28	26	23	21	20	18	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	4	4	4	4	3				
	Equity	Million \$	8,686	836	761	692	629	572	520	473	430	391	355	323	294	267	243	221	201	182	166	151	137	125	113	103	94	85	77	70	64	58	53				
	Unit cost	\$/kWh	0.062	0.056	0.056	0.057	0.057	0.058	0.059	0.059	0.060	0.060	0.061	0.061	0.062	0.062	0.062	0.062	0.062	0.062	0.063	0.064	0.064	0.064	0.065	0.065	0.066	0.067	0.067	0.068	0.068	0.069	0.069				
Income statements																																					
Factor	Initial Value	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040							





# Geo-1. S IPP Sarul

SIPP Sarul												
Option	Geothermal	Cost	Tariff	FIRR	ROE	Capacity	Operation	Replace	Invest	Equity		
Finance	JBIC syndicate	Cent/kWh	Cent/kWh	%	%	MW	%	Number	Million \$	%		
Interest Case1	3%	4.2	8.6	10.7	18.0	190	80%	588	30			
Interest Case2	4%	4.3	9.0	11.2	18.0	190	Interest	Loan Pay	Grace	Days		
Interest Case3	5%	4.5	9.2	11.6	18.0	190	%	Years	Years	Years		
Interest Case4	6%	4.6	9.4	12.1	18.0	6.0%	12	0	25	10%		
<b>Pre-conditions</b>												
Economic factor	Escalation factor	%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
	Escalation index	2013=100	100	102.0	104.0	106.1	108.2	110.4	112.6	114.9	117.2	119.5
	Discount rate	%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
	Discount index	2013=100	100	110	121	133	146	161	177	195	214	236
	Exchange rate Rupia	1000Rp / US\$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Project	Capacity	MW	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
	Operation load	%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
	Power generation	GWh	39,846	39,846	39,846	39,846	39,846	39,846	39,846	39,846	39,846	39,846
	Drilling cost	Million \$ / well	6.0	6.1	6.2	6.3	6.4	6.6	6.7	6.8	7.0	7.1
	Replacement well	Number of well	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
	Replacement cost	Million US\$	7.1	7.3	7.4	7.6	7.7	7.9	8.0	8.2	8.4	8.5
	Construction cost	Million \$	586	59	176	176	176					
	Pre-Op Interest	Million \$	54	2	10	17	25					
Finance	Equity	Million \$	30%	192	18	56	58	60				
	Loan	Million \$	70%	448	43	130	135	140				
	Total investment	Million \$	640	61	186	193	206					
	Interest rate	%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%
	Interest	Million \$	148	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	24.6	22.4	20.2	17.9	15.7
Loan Amortization	Loan Repayment	Million \$	12	37	37	37	37	37	37	37	37	37
	Loan Balance	Million \$	43	173	308	448	411	373	336	299	261	224
Depreciation	Depreciation term	years	25									
(Straight line)	Residual value rate	%	10.0%									
	Depreciation	Million \$	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0
Tax & incentive	Corporate tax	%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
	Incentive	to Profit before	5.0%									
<b>Cost calculation</b>												
Generation Cost	Fuel cost	Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	O/M expenses & Replace	Million \$	905	28	28	28	28	28	28	29	29	29
	Depreciation	Million \$	576	23	23	23	23	23	23	23	23	23
	Interest	Million \$	148	25	22	20	18	16	13	11	9	7
	Generation cost	Million \$	1,629	75	73	71	69	67	65	63	61	59
	Annual unit cost	\$ / kWh	0.041	0.057	0.055	0.053	0.052	0.050	0.049	0.047	0.046	0.044
Present Value	Generation cost	Million \$	438	51	45	40	35	31	28	24	21	18
	Generation	GWh	9,431	888	827	752	683	621	565	513	467	424
	Unit cost	\$ / kWh	0.046	0.057	0.055	0.053	0.052	0.050	0.049	0.047	0.046	0.044
<b>Income statements</b>												
Tariff	Margine (to total cost)	% of TotalCost	102%	102.0%	102.0%	102.0%	102.0%	102.0%	102.0%	102.0%	102.0%	102.0%
	Power tariff	\$ / kWh	0.114	0.111	0.108	0.105	0.102	0.098	0.095	0.092	0.089	0.086
	Subsidy	% of Tariff	0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Power tariff +	\$ / kWh	0.114	0.111	0.108	0.105	0.102	0.098	0.095	0.092	0.089	0.086
Sales	Sales power	GWh	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332
	Subsidy	Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Sale income	Million \$	152	148	144	140	135	131	127	123	118	114
	Income	Million \$	152	148	144	140	135	131	127	123	118	114
Generation Cost	Fuel cost	Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	O/M expenses & Replace	Million \$	28	28	28	28	28	28	29	29	29	29
	Depreciation	Million \$	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
	Interest	Million \$	25	22	20	18	16	13	11	9	7	4
	Total cost	Million \$	75	73	71	69	67	65	63	61	59	57
Profit	Profit before tax	Million \$	77	75	73	70	68	66	64	62	60	58
	Income tax	Million \$	19	18	18	17	17	16	15	15	14	14
	Tax incentive	Million \$	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	Profit after tax	Million \$	61	60	58	56	55	53	48	46	45	43
<b>FIRR</b>												
Cash in	Power sales	Million \$	3,291	152	148	144	140	135	131	127	123	118
Cash out	Investment	Million \$	586	59	176	176	176					
	Fuel cost	Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	O/M expenses & Replace	Million \$	905	28	28	28	28	28	29	29	29	29
	Income tax -incentive	Million \$	15	15	15	14	14	14	14	14	14	14
	Total	Million \$	1,885	59	176	176	176	43	43	42	42	42
Net cash flow	Net cash flow	Million \$	1,406	-59	-176	-176	-176	109	105	101	97	93
	FIRR	%	12.1%									
PV Cash in	PV sales value	GWh	888	104	92	81	72	63	56	49	43	38
	PV sales power	Million \$	9,431	909	827	752	683	621	565	513	467	424
	PV tariff	\$ / kWh	0.094	0.114	0.111	0.108	0.105	0.102	0.098	0.095	0.092	0.089
PV Cash out	Capital	Million \$	496	59	160	145	132					
	O/M & Coal	Million \$	205	19	17	16	14	13	12	11	10	9
	Tax	Million \$	100	10.5	9.3	8.2	7.2	6.4	5.6	4.8	4.2	3.7
<b>ROE</b>												
Cash in	Power sales	Million \$	192	18	56	58	60	152	148	144	140	135
Cash out	Equity	Million \$	138	16	46	41	36					
	Fuel cost	Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	O/M expenses & Replace	Million \$	905	28	28	28	28	28	29	29	29	29
	Interest	Million \$	202	2	10	17	25	22	20	18	16	13
	Income tax -incentive	Million \$	394	15	15	15	14	14	14	14	14	14
	Repayment	Million \$	448	37	37	37	37	37	37	37	37	37
	Total	Million \$	2,087	105	102	100	97	95	92	93	91	88
Net cash flow	Net profit	Million \$	1,204	-18	-56	-58	-60	47	45	44	42	40
	ROE	%	18.0%									



# Geo-3. RS PPP Sarul

## PPPPWELL

Option	Geothermal	Cost	Tariff	FIRR	ROE	Capacity	Operation	Replace	Invest.	Equity
Finance	JICA Loan	Cent/kWh	Cent/kWh	%	%	MW	%	Number	Million \$	%
Interest Cost	1.5%	4.3	4.6	1.9	15.0%	190	8%	1.2	632	15%
Interest Cost	2.0%	4.5	4.8	2.5	15.0%	Interest	Loan Pay	Grace	Dep	Residual
Interest Cost	2.5%	4.8	5.0	3.1	15.0%	3.0%	Years	Years	Years	%
Interest Cost	3.0%	5.0	5.2	3.7	15.0%	3.0%	10	10	30	10%
<b>Pre-conditions</b>										
Economic	Escalation fact %	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
	Escalation ind 2013-100	100	102.0	104.1	106.1	108.2	110.4	112.5	114.9	117.2
	Discount rate %	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
	Exchange rate 1000Rp / 1	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Project	Capacity MW	190.0	190	190	190	190	190	190	190	190
	Operation loss %	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
	Power generat GWh	39,946	39,946	39,946	39,946	39,946	39,946	39,946	39,946	39,946
	Drilling cost Million / w	5.5	6.0	6.1	6.2	6.3	6.4	6.6	6.7	6.8
	Replacement Number of	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
	Replacement Million US\$	7.1	7.3	7.4	7.6	7.7	7.8	8.0	8.2	8.4
	Construction Million \$	632	63	190	190	190				
	Pre-Op Inter Million \$	35	2	9	11	16				
Finance	Equity Million \$	100	10	29	30	31				
	Loan Million \$	567	65	167	171	175				
	Total investm Million \$	667	65	196	201	206				
	Interest rate %	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
	Interest Million \$	391	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	16.5
Loan Amn	Loan Repaym Million \$	30								
	Loan Balance Million \$	55	222	392	567	567	567	567	567	567
Depreciat	Depreciation Years	30								
(Straight	Residual value %	10.0%								
	Depreciation Million \$		20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Tax & inc	Corporate tax		25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
	Incentive to Profit %	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
<b>Cost calculation</b>										
Generato	Fuel cost Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	O/M expense Million \$	953	29	29	30	30	30	30	30	31
	Depreciation Million \$	601	20	20	20	20	20	20	20	20
	Interest Million \$	391	17	17	17	17	17	17	17	16
	Generation co Million \$	1,946	66	66	67	67	67	67	67	68
	Annual unit cost \$/kWh	0.449	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.051
Present	Generation co Million \$	45	45	38	34	31	28	26	24	22
	Generation GWh	9,431	909	827	752	683	621	565	513	467
	Unit cost \$/kWh	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.051	0.051
<b>Income statements</b>										
Tariff	Margine to total of Total \$/kWh	5%	5.1%	5.1%	5.1%	5.1%	5.1%	5.1%	5.1%	5.1%
	Subsidy % of Tariff	0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Power tariff \$/kWh	0.052	0.052	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053
Sales	Sales power Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Sale income Million \$	70	70	70	70	70	70	70	70	70
	Income Million \$	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Generato	Fuel cost Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	O/M expense Million \$	29	29	30	30	30	30	30	30	31
	Depreciation Million \$	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	Interest Million \$	17	17	17	17	17	17	17	17	16
	Total cost Million \$	66	66	67	67	67	67	67	67	68
Profit	Profit before tax Million \$	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
	Income tax Million \$	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8
	Tax incentive Million \$	5%	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Profit after tax Million \$	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.6
<b>FIRR</b>										
Cash in	Power sales Million \$	2,045	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Cash out	Investment Million \$	632	63	190	190	190	0	0	0	0
	Fuel cost Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	O/M expense Million \$	953	29	29	30	30	30	30	30	31
	Income tax -I Million \$	24	1	1	1	1	1	1	1	1
	Total Million \$	1,609	63	190	190	190	30	31	31	31
Net cash	Net cash flow Million \$	436	-63	-190	-190	-190	40	40	40	40
	FIRR %	3.7%								
PV Cash	PV sales power Million \$	4,931	48	43	40	36	33	30	27	25
	PV sales power GWh	9,431	909	827	752	683	621	565	513	467
	PV tariff \$/kWh	0.052	0.052	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053
	Capital Million \$	325	63	172	157	142	20	18	17	15
	O/M & Capital Million \$	217	5	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
	Tax Million \$	5								
<b>ROE</b>										
Cash in	Power sales Million \$	2,045	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Cash out	Equity Million \$	100	10	29	30	31	70	70	70	70
	Construction Million \$	65	8	23	19	15	0	0	0	0
	Fuel cost Million \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	O/M expense Million \$	953	29	29	30	30	30	30	30	31
	Interest Million \$	427	2	6	11	16	17	17	17	17
	Income tax -I Million \$	24	1	1	1	1	1	1	1	1
	Repayment Million \$	378	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total Million \$	1,847	10	29	30	31	47	47	47	48
Net cash	Net profit Million \$	198	-10	-29	-30	-31	23	23	23	23
	ROE %	15.1%								





















## 付属資料-2：北スマトラ州とアチェ州の電力事情（RUPTL）

### 2010-2019年 RUPTL から西部インドネシア（スマトラ）の現況概要

#### 1. 現在のスマトラ電力事情

スマトラでの電力販売成長は年平均 8.7%と高く、電源容量の増設が年平均わずか 3.3%に過ぎないために生じる不均衡により、多くの地域で慢性的な電力不足が起こっており、販売を抑えなければならない事態に陥っている。スマトラでは、供給側の制限と低い電化率によりウェイトイングリストとなっているものが多く存在するため、今後もかなりの成長可能性があると思われる。

電化率は、電化された世帯数を既存の世帯数で割ったものと定義されている。全国の電化率は 2005 年に 58.3%、2009 年に 65.0%となっており、年々上昇している。

ジャワ・バリとスマトラは電化率の成長が最も高く、年平均 1.1%である。過去 5 年間にジャワ・バリ以外の電力システムの最大負荷は平均 10.0%の成長を遂げているが最も成長したのはスマトラで 11.3%であった。

緊急的問題としては連係であれ、小規模の孤立型システムであれ、西部インドネシアの電力システムの多くは 2010 年に危機となる。この危機は、需要を満たすための PLN と IPP の電源能力が限られていることが原因である。これはかなり深刻な計画停電が起こっていることにも反映されており、短期的には PLN は電源の賃借と自家発電からの余剰電力の購入を行う。2010 年 3 月時点で危機的状況となっている電力システムは、エネルギー鉱物資源大臣規程 No.89-12/20/600.1/2010 によれば、10MW 以上の最大負荷のシステムスマトラ：Takenon, Subulussalaml Meulabo, Merawang, Belitung、10MW 未満の最大負荷のシステムではアチェ：Kutacane 北スマトラ：Nias, Nias Selatan

西部インドネシア営業地域の電力供給危機は、基本的に PLN、IPP を問わず、電源プロジェクトの完了の遅れが原因である。遅れの原因はさまざまであるが、資金の問題、現場での建設の問題などであり、予定通りに営業できていない。

危機的地域への対応として政府と PLN がすでに行っている短期的取り組みとしては、電源の賃借、PLTG クラッシュプログラムの購入、小規模電源からの電力購入、現地地方政府との発

電所の運転のためのパートナーシップ/協力、余剰電力の購入、大統領規程 2006 年 71 号に基づく石炭 PLTU 建設の加速化、連係送電線の建設、一次エネルギー供給の持続性の保護である。

大中規模の系統での危機への対処としては停電発生を早急に減らすために比較的短期間で調達可能な PLTD MFO 或いは HSD, PLTG, PLTMG(ガスエンジン)などの電源の賃借や購入によって行われる。危機的状況となっている孤立型の系統では、PLN は PLTD の賃借と大規模系統への連係の加速化により対処していく。また、DSM の適用、新規需要化数/増量数の制限の取り組みも行う。

## 2. 西部インドネシア営業地域の緊急的問題

### 発電

- ・ 1 万 MW 石炭系 PLTU クラッシュプロジェクトの建設加速化。PLTU Riau 2×100MW と PLTU Teluk Balikpapan 2×100MW の追加プロジェクトも含む
- ・ PLTA Asahan 3-174 MW, PLTA Peusangan 86 MW, PLTU Sumut Baru 2×200MW, Kalselteng Baru 2×100MW、Kalteng Baru 50MW などのその他の PLN の電源プロジェクトの加速化
- ・ PLTGU Belawan 2×300MW と追加である PLTG task force 100MW に 2012 年に供給するために北スマトラの（フローティングターミナルによる LNG）ガス調達の加速化
- ・ 第 2 次 1 万 MW クラッシュプログラムのスマトラでの PLTP プロジェクトの加速化。2014 年までの 1,770MW。内訳は PLTP Sarulla 1 (330MW), Ulubelu 3 & 4 (110MW), Lumut Balai 220MW, Sungai Penuh 100MW, Hululais 110MW, Rajabasa 220MW, Rantau Dedap 220MW, Muara Laboh 220MW, Seulawah 55MW, Sarulla2 (110MW), Sorik Merapi 55MW
- ・ Jambi Merang のガスと Aur Duri の 400MW の電源賃借契約の修正

### 送電・変電

- ・ スマトラ西ルート（Lahat-Lubuk Linggau-Bangko-Muara Bungo-Kiliranjao）の 275 k V 送電系統の 275/150kV IBT の調達加速化
- ・ Kiliranjao-Payakumbuh-Padang Sidempuan の 275 k V の送電線建設加速化
- ・ 2010 年の PLTA Asahan 1 の運転と同時に運転できなければならない Asahan 1-Simangkok-Galang の 275 k V 送電線と Simangkok & Galang の 275/150kV IBT の建設完了の加速化

- ・ 2010年の PLTU Pangkalan Susu の運転と同時に運転できなければならない PLTU Pangkalan Susu-Binjai の 275 k V 送電線の建設加速化
- ・ Pangkalan Susu-Binjai サーキット 3 の 275 k V 送電線の建設
- ・ スマトラ東ルート(Betung-Aur Duri-Rengat-Garuda Sakti)の送電線の建設

### 3. 電源開発計画

西部インドネシアの電源の増設シミュレーションに用いる発電所候補は系統容量に応じて異なる。スマトラ系統をみると、石炭系の PLTU の候補として 100MW,200MW, 300MW が、最大負荷を担う PLTG は 100MW である。

#### 石炭系燃料を利用した電源開発加速化プログラム(大統領規程 2006 年 71 号)

大統領規程 2006 年 71 号に基づき、政府は PLN に対し燃料ミックスを改善し、全国の電力需要を持たすために 1 万 MW 程度の石炭系発電所の開発を委任している。

このプログラムは、1 万 MW 発電所クラッシュプログラム、或いは大統領規程 71 号プロジェクトとして知られている。政府からの委任に基づき、現在 PLN はいくつかの電源プロジェクトを開発中であり、その容量と運転開始予定年を表 4.10 に示した。

2009 年 12 月までに大統領規程 71 号プロジェクトで建設が終わり、運転が始まっているのは PLTU Labuan Unit 1 (300MW) だけである。その他の発電所は、当初 2009 年に完了が予定されていたものの、Labuan Unit 2, Rembang Unit 1 そして Indramayu Unit 1 が 2010 年にずれ込むことになった。

2010 年に予定されているプロジェクトは、Labuan Unit 2 (300MW), Rembang 2×315MW), Indramayu (3×330MW)、Paiton (660MW), Suralaya(625MW)の 3205MW である。

大統領規程プロジェクトはジャワ・バリで平均 8 ヶ月遅れており、ジャワ・バリ以外のエリアではそれ以上に遅れている。これは、ファイナンスや建設の問題が主な原因である。

#### 第 2 次クラッシュプログラム

前回の RUPTL(2009-2018 年)では、第 2 次クラッシュプログラムと呼ばれる電源開発計画が載せられていた。このプログラムは石炭系 PLTU 7616MW, PLTP 2125MW, PLTGU 1440MW, PLTA 174MW の合計 11355MW が含まれていた。

時を経て、同プログラムは、2014 年までに石炭系 PLTU 3312MW, PLTP 3977MW, PLTGU 1560MW, PLTG 100MW, PLTA 1204MW の合計 10153MW という内容に変更となった。

第 2 次クラッシュプログラムは 2010 年 1 月 8 日に再生可能エネルギー、石炭、ガスを利用した電源開発加速化実施の PLN への委任に関する大統領規程 2010 年 4 号の制定により正式に発表された。しかし具体的なプロジェクトとサイト名は 2010 年 1 月 27 日に制定された、再生可能エネルギー、石炭、ガスを利用した電源と関連する送電開発加速化プロジェクトリストに関するエネルギー鉱物資源大臣規程 2010 年 2 号に別途定められた

本 RUPTL 策定時、エネルギー鉱物資源省と関係者は、第 2 次クラッシュプログラムに入れる電源プロジェクトリストを控えし、上述の大臣規定 2010 年 2 号の改正について議論しているところであった。改正予定の内容は表 4.11 の通り。

第 2 次クラッシュプログラムは再生可能エネルギー、特に地熱の更なる活用を計画したものである。しかし、需給バランスと地熱プロジェクトの態勢がまだ完全ではないことを考慮し、第 2 次クラッシュプログラムの地熱プロジェクトとして計画されているのは 2014 年までに 3967MW である。これだけの地熱プロジェクトが計画されていることから、PLN はそれまでの RUPTL で計画していた石炭系 PLTU の開発のいくつかを延期し、高すぎないレベル<sup>1</sup>でのリザーブマージンの維持を行うこととした。

6 年間でのこれほどの規模の地熱開発は、地熱の開発計画としては大規模で、非常に多額の投資を必要とする<sup>2</sup>。この開発は、本 RUPTL 2010-2019 年の中で、2019 年までに 6100MW に達するさらに大きな計画となっている。

9522MW の第 2 次クラッシュプログラムは、4216MW が PLN プロジェクト、5306MW が IPP プロジェクトである。しかし、このプロジェクトの割当は、新規借入れを行うための PLN の財務能力の検証結果に依存することになる。

---

<sup>1</sup> スマトラのリザーブマージンは PLTP プロジェクトに対応できるよう 40%以上で計画

<sup>2</sup> 開発費用が USD2500/kW の場合、90 億 USD 程度の投資が必要

PLTPプロジェクトは、PLNが下流側を開発するいくつかのWKP<sup>3</sup>サイトを除き、一般にトータルプロジェクト（蒸気と電気をひとつのプロジェクトとして統合したもの）としてIPPが行う。2014年までに終わる予定のプロジェクトは、既存のWKPの拡張のものと地熱関係者が選んだいくつかの新しいサイトだけである。

PLTPの場所の選定とPLTP候補の決定は、JICAと石炭地熱総局が2006-2007年に行った”Master Plan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia”というタイトルの調査に基づく。このマスタープランによれば、2008年6月19日に地熱事業地下水管理育成局事務所において、開発可能なPLTPサイトを選定するために、既存の電気需要とPLTPサイトの態勢に留意しつつ、PLNと開発者の協議が行われているとしている。

第2次クラッシュプログラムに含まれるものとして選ばれたPLTAプロジェクトはPLTA pumped Upper Cisokan (1000MW), PLTA Asahan III(174MW), PLTA Simpang Aur (30MW)である。この3プロジェクトは他のPLTAプロジェクトに比べて建設の態勢が整っているためである。

#### 容量増量計画(インドネシア全体)

- ・ 今後10年間(2010-2019年)の全国の電源容量増量は、55.5GW、年平均5.5GWの増量
- ・ そのうち、PLNは32.0GW、増量分の57.6%を開発。民間が23.5GW、42.4%参加
- ・ 石炭系PLTUは開発される電源種の大部分である32.7GW、58.8%を占める。また、ガス系PLTGUはこれに続き、7.0GW、12.6%である。再生可能エネルギーについては最大が地熱の6.6GW、10.8%、続いてPLTAの5.3GW、9.5%である。

#### 西部インドネシア営業地域の電源容量の増量

2019年までの電力需要を満たすために、コミットされたもの、進行中のものを含め、西部インドネシアで12365MW、東部インドネシアで6896MWの電源容量の増量が必要である。

2019年までの西部インドネシアにおけるPLNの電源開発が5.1GW(41.7%)であることを示されている。それ以外はIPPがPLNの開発より多い7.2GW(58.3%)を担う。

---

<sup>3</sup> WKP=鉱業区のこと

特に小規模石炭系 PLTU が供給するには負荷がまだそれほど多くない東部インドネシアの辺境地では、まだいくつかの PLTD が計画されている。

開発は、PLTP が 2735MW、PLTA が 2409MW と大規模に予定されている。これは、再生可能エネルギー開発を行うという政府の政策に同調したものである。

その他の再生可能エネルギーとして RUPTL 2010-2019 年の中で開発が予定されているのは、小規模の PLT Bayu と PLT Surya (photovoltaic) である。

### 戦略的プロジェクト

西部インドネシアにおける戦略的電力プロジェクトは：

- ・ 多くの地域が発電所の供給不足による電力危機となっていることから、大統領規程 71 号の電源プロジェクトの完了の加速化
- ・ PPA と建設ステータスにある IPP プロジェクトの完了の加速化
- ・ 2012 年に運転が予定されている 174MW の PLTA Asahan Unit 3、北スマトラの燃料ミックス改善にとって戦略的
- ・ 500 kV HVDC 送電網を経由してジャワに送られるだけでなく、スマトラ連係系統にも供給予定の南スマトラの大規模山元発電石炭系 PLTU
- ・ バタムの PLTU Tanjung Kasam の開発に関連する 150 kV の海底ケーブルによる Batam-Bintan 連係計画は無期延

### エネルギーバランスと燃料需要予測

2010 年に石油燃料の消費はまだ 16% あるが、2012 年には 6.7%、2019 年には 2.54% に削減が計画されている。また、石炭は 2010 年の 46% から 2019 年には 58% に増加する。天然ガスは 2010 年に 25% であったのが 2019 年には 18% に減少し、LNG は 2012 年から 3%、そして 2019 年には 4% に増加する。

また、電力供給における地熱割合が 2010 年の 6% から 2019 年には 13% に増加していることもわかる。

電力セクターにおける石油燃料の使用削減政策と同調し西部インドネシアの一次エネルギー種別の電力生産の構成は、2019年に石炭が59%、天然ガスが9%、水力が9%、石油が4%、地熱が19%と予測している。減少を続ける天然ガス需要はまだ実際の需要をはるかに下回っている。これは、PLNの発電所へのガス供給が限られているためである。例えば、PLTGU Belawanへのガス供給は減耗のために削減が続いている。理想的には、ガスは発電所の使用期間保証されていなければならない。

石炭需要は電力需要予測と並行して増加が続き、電力生産において大部分を占める燃料となる予定である。2010年の石炭生産は310万トンであるが、2019年には1960万トン、10年間で6倍程度にまで増加する。

RUPTLの投資必要額が会社としてのPLNの能力を超えているならば、PLNはその能力に応じた投資を行い、不足分はPLNが実施予定のRUPTLに記載の全てのプロジェクト実施に必要な資金サポートを受けるために政府に報告することになる。

得られた資金では完全なRUPTLプログラム実施に不十分という場合、PLNはプロジェクトのいくつかを実施せず、政府にその状況を報告することになる。

#### 4. 一次エネルギーの有無

##### 1999-2008年の燃料ミックス

PLNが過去10年間に使用した主要一次エネルギーでは、石炭消費は増加しているが、供給が減耗しており、発電所の需要を満たすためのインフラが不十分なために、天然ガスの使用は減少傾向にある。

過去数年間のPLNの主な非効率の源は、石油の使用が多すぎる<sup>4</sup>ものの、成長を含む電力需要を満たすために生産を続けたことにある。2008年の燃料別の生産構成は、石油燃料36%、石炭35%、天然ガス17%、地熱3%、水力9%であった。

燃料ミックス目標は、石炭系PLTU、地熱、ガス系PLTGUを開発するIPPからの電力購入によっても達成予定である。開発予定の発電所は、石油消費を大幅に削減し、そのために生産コ

---

<sup>4</sup> また、2008年に石油価格が高騰し、その後値下がりしたが現在までまだ高い値にあるため

ストを抑える 1 万 MW クラッシュプロジェクトである。また、いくつかの問題はあるものの、石油燃料からガスへの転換やガス系の発電所の増量により、PLN は新規天然ガス契約の増量に引き続き取り組んでいく。地熱発電所の開発はスマトラ、ジャワ、東ヌサトゥンガラ、北スラウェシで行う。石油系 PLTD の開発と賃借は短期的な電力危機の克服に限るものとし、小規模石炭系 PLTU にかえていくものとする。ただし、あまりに小規模で辺境地の電力系統はその限りではない。LNG は Belawan, Jakarta, Grati の PLTGU 向けに開発予定である。

### 一次エネルギー源ポテンシャル

#### ・石炭

国家電力総合計画 2008-2027 年によれば、インドネシアの石炭ポテンシャルは 93059 百万トンであり、うちカリマンタンに 54405 百万、南スマトラに 47085 百万トンとしている。1000MW の PLTU が石炭を年間 320 万トン使うことを考えれば、石炭ポテンシャルは発電所の主要燃料として信頼できる資源である。

石炭系の発電所の開発は、今後 10 年で 32659MW と予想されている。その容量の 30% 程度が lignite 石炭を活用した山元発電所であり、大部分はスマトラに存在する。

石炭系の発電所は、基本負荷を担うものとして設計される。なぜなら、他の燃料に対し、燃料価格が相対的に最も低いからである。しかし、石炭の燃焼は周辺環境を破壊しうる汚染粒子や化学物質を出すだけでなく CO<sub>2</sub> を発生させ、地球温暖化の影響がある。したがって、石炭系の発電所の開発は、環境影響に配慮しなければならない。超臨海圧ボイラ技術の利用は、kWh あたりの CO<sub>2</sub> の排出がより少ないために推奨される。また、electrostatic precipitator と flue gas desulphurization も推奨される。IGCC や CCS(carbon capture & storage)などのより進んだクリーンコール技術は本 RUPTL では計画していない。

CO<sub>2</sub> の排出量は電源開発最適化モデルの中で計算に入れられていないが、本 RUPTL 2010-2019 年では、ジャワ・バリ系統での超臨海圧発電所のほかに、PLTP と水力といった低排出/ゼロ排出プロジェクトが計画されている。これについては再度 4.6 項を参照。

石炭に関する PLN の問題としては供給安全がある。これは、道路、橋、埠頭、輸送設備など 1 万 MW クラッシュプログラムなどに対応するためのインフラ態勢の問題の他に、DMO と国



内価格制限に関する政府の政策に大きく依存する。2008年前期に1バレル140USDになった世界の原油価格の値上がりにより、これまでおきなことがない世界市場での石油価格の値上がりが起こった。同時に高品質の石炭は1トン100USDにまで達し、インドネシアの石炭メーカーが中国やインドなどの世界市場に輸出するのを促進することになった。インフラ態勢の問題は、鉱区にある石炭を計画通りに発電所まで運べるよう関係者が真摯に配慮する必要がある。

- ・天然ガス

インドネシアは世界規模のガス埋蔵国とはされていないが、天然ガスの埋蔵量は164.99Tscfと十分大きく、ナツナ諸島(リアウ諸島)に53.06Tscf、南スマトラに26.68Tscf、東カリマンタンに21.49Tsch、またナツナと同じ規模がイリアンジャヤのタングーに埋蔵していると思われる。

ただし、発電用の天然ガスは海外のバイヤーとの長期契約に拘束されていること、肥料や石油化学産業など電力以外の目的でのガス利用との競合の問題がある。

石炭同様、天然ガス価格も原油価格と強い関係性を有しており、過去2年で天然ガスは大幅に値上がりした。2005年に国内エネルギー市場での価格は3USD/mmbtu程度であったのは、2008年前期には6USD/mmbtuに値上がりしており、原油価格の値上がりに応じて随時値上がりする。

PLNが発電所に天然ガスを利用する上でのその他の問題として、ほとんどがジャワ島に所在している発電所の中心から資源までのガス配送パイプその他の設備の態勢が整っていないことがあげられる。

過去数年、PLNの発電所へのガス供給は大幅に減少し、新たなガス田からPLNの発電所へのガス供給インフラ開発は行われていない。一方、PLNの発電所、特に戦略的な立地のPLTGU、すなわち負荷中心では、送電の問題により他の場所の発電所にとって代わることができない。これにより、PLNはLNGの価格は相対的に高いにもかかわらず、発電用にLNGを求めることを余儀なくされている。現在、PLTGU Belawan、PLTGU Muara Karang & Pripk、PLTGU Gratiへの供給用にそれぞれメダン、ジャカルタ、グラティでのLNG floating receiving terminalを計画している。

そのため、国内における天然ガス使用に関する政府の政策は、国内のエネルギーミックスの効率向上のために非常に必要とされている。

基本的に天然ガス系の発電所は中間負荷を担う運転が行われている。天然ガス供給契約のうちいくつかについては契約条項の中で基本負荷を満たすための運転を行うとしている。

十分に継続的なガス供給に関する問題により、発電用により多く石炭を利用することとなり、石炭系 PLTU は今後相対的に低いキャパシティーファクター(50-70%)による中間負荷を担う役割をも果たすことになる。そのため、超臨海圧技術による PLTU での柔軟な運転が求められる。

- ・新・再生可能エネルギー

JICA と石炭地熱総局が 2007 年に共同で行った MasterPlan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia や 1982 年に PLN が行った Hydro Power Potential Study などの調査によれば、発電用の再生可能エネルギーポテンシャルは大きい。

上記地熱マスタープランスタディによれば、インドネシアの地熱ポテンシャルは採掘可能なものが 50 ヶ所に 9000MW、最小ポテンシャルが 12000MW とされている。本 RUTPL ではスマトラ、ジャワ、北スラウェシなどで開発予定の PLTP が多く存在する。PLTP の運転開始年は態勢にもよるが、一般に 2014-2018 年の間である。ただし、拡張がはやく可能な既存の PLTP の場合は別である。

本 RUPTL には 2019 年までに 4740MW に達する PLTA プロジェクトを多く記載している。

また上述の Hydro Power 調査によれば、水力ポテンシャルは 75000MW である。バイオマスもかなりポテンシャルが高く(49810MW)、また太陽光、風力、波などその他の代替エネルギーも確保できる。再生可能エネルギーのポテンシャルと利用については表 6.3 を参照。

PLTP と PLTA 開発における問題は、投資資金の問題と、多くの PLTP や PLTA ポテンシャルが保護林に所在することである。

- ・原子力

本 RUPTL には原子力開発プログラムはまだ存在しない。これは、発電所候補を選ぶ際の最適化プロセスの中で、原子力発電所 (PLTN) は 1000MW 級の超臨海圧石炭系 PLTU などの他の種類の発電所と競争できないためである。

PLTN の計画において最大の困難はキャピタルコスト、デコミッショニングにかかる運転・保守コスト、デコミッショニングコストが不明確であることである。キャピタルコストは、例えば PLN と海外の電力会社との共同調査の中で、USD1700/kW(EPC のみ)、USD2300/kW(建設中の借入金利を含む場合)が示されている。しかし最新の報告(2009年)によれば、各国の PLTN 開発コストは USD3500-5500/kW に達するとされているため、この値は小さすぎるとみられる。

また、世界のウラン価格は多くの国が原子力プログラムを行っているために値上がりが続いている。2006年には 30USD/lb であったのが現在は 130USD/lb に達している。ウラン価格の値上がりは実際には PLTN の経済性にはそれほど影響を及ぼさない。というのは PLTN の運転に必要なウランはわずかだからである。しかし、ウランの世界価格の値上がりについては引き続きモニタリングが必要である。

石油価格が高くなるにつれて、石炭や天然ガスなどの一次エネルギー価格も値上がりしていることから、PLTN は EPC コスト、spent fuel 管理コスト、デコミッショニングコストが明確になった場合には、国内需要を満たすために非常に魅力的なエネルギー源のひとつとなる。

PLTN 開発の決定にあたっては経済性やエネルギーを考慮するだけではなく、政治、治安、社会、文化、環境などの側面も考慮していかなければならない。これら多面的な側面があるために、PLTN の開発は政府のみがそれを決定できる

## A1 スマトラ連係系統

### A1.1 電力需要予測

スマトラ系統の電力生産は 2010-2019 年に年平均 10.9%増加するとみられている。すなわち 2010 年に 21533GWh、2019 年には 54807GWh になる。そのうち 43%程度はスマトラ北部系統 (Sumbagut) の需要を満たすためのものであり、残りがスマトラ南部 (Sumbagsel) の需要を満たすためのものである。

負荷率は 65.4%から 66.9%の間とされる。

スマトラ系統の最大負荷は 2010 年に 3743MW となり、年平均 10.7%成長し、2019 年には 9355MW になる。

### A.1.2 パワーバランス

#### 連係系統がまだ脆弱である

スマトラ北部とスマトラ南部・中部系統をつなぐ 150 k V 送電網の Baganbatu-Rantauprapat が開発されているものの、両系統は基本的に電氣的にはまだ分離されたままである。両系統は、北スマトラと南・中部スマトラの発電グループの間に非常に低いダンピングを伴う低周波でのエリア間振動があり、安定性の問題から連係系統として運転できていない。

2012 年の 275kV 送電網 Payakumbuh-Padangsidempuan を経由した両系統の連係により、スマトラの連係系統の実現<sup>5</sup>が期待されている。スマトラ連係が稼動することに、連係系統の安定限界に起因した送電量に限界はあるものの、安くて豊富な一次エネルギーのあるスマトラ南部系統がスマトラ北部の需要の一部に電力が供給可能となる。

#### 高いリザーブマージン計画

スマトラの連係系統のパワーバランスは、全ての電源プロジェクトが予定通り稼動した場合、2014 年に 62%の高いリザーブマージンとなることが計画されている。この状況は本当に起こる場合、スマトラ系統では供給過剰が発生することになる。しかし、これまでの PLN の経験

---

<sup>5</sup> 確認には small signal stability 調査が必要

からみれば、IPPプロジェクトの成功率は16%程度と非常に低く、それどころか多くの PLN の電源プロジェクトにおいても第1次クラッシュプログラムを含め遅れが見られる。本 RUPTL では、わずか5年間で1595MWと非常に多くの PLTP が予定されており、そのなかには green field のものや、それどころか鉱区の入札が終わっていないものも含まれている。2014年に完了が可能な PLTP はプルタミナがすでに鉱区を有する PLTP である。

したがって、62%にまでいたる高いリザーブマージンは電力がスマトラに十分用意されると(長期にわたり電力不足に悩まされてきた)スマトラの住民に確実性を提供することを目的に計画されたものである。

### PLTU IPP のネーミング

PLTP を除き、financial closing ができていない IPP プロジェクトには特定のサイト名ではなく所在地名が記載されているだけである。これは、PLN が競争入札で開発業者に IPP プロジェクトをオファーできるようにするためのものである。現在 RUPTL にあるいくつかの IPP のステータスは以下の通り。PLTU Sumut 2 は PLTU Kuala Tanjung、PLTU Sumbar 1 は PLTU Kambang、PLTU Sumsel 2 は PLTU Keban Agung、PLTU Sumsel 5 は PLTU Bayung Lencir、PLTU Sumsel 6 は PLTU Mulut Tambang Pondopo、PLTU Sumsel 7 は PLTU Sungai Lilin、PLTU Riau Mulut Tambang は PLTU Cirenti である。

### 戦略的なプロジェクト

1. 第1次クラッシュプログラム(PLTU Melaboh, PLTU Pangkalan Susu, PLTU Sumbar Pesisir, PLTU Tarahan)と PLTA Asahan III は非常に戦略的プロジェクトである。なぜなら、これらのプロジェクトは現在の供給不足を克服できるだけでなく、同時に既存の発電所の石油燃料の利用を抑えることも可能にするからである。
2. HVDC 関連の PLTU Mulut Tambang (IPP)。このプロジェクトはジャワ・スマトラ連係プロジェクトの完了に合わせて完了できなければならない。
3. 2×55MW の PLTP Ulubelu #1& #2 の運転は2011年と2012年に計画されている。

### PLTP 開発

PT Pertamina Geothermal との協力に関連し、PLN は下記のサイトで下流側の開発を行う予定である：PLTP Ulubelu #1,2 (2×55MW), PLTP Hulukais #1,2 (2×55MW), PLTP Sungai Penuh #1,2 (2×55MW)

PLTP Ulubelu unit 1 & 2 については、資金は、ローンアグリーメントは 2005 年に署名しており JBIC から確保済み。その他の PLTP プロジェクトは、2019 年までに合計 2000MW が IPP によって開発予定である。しかし、現在まで民間による PLTP 開発はまだ不完全であり、前述のスマトラのリザーブマージンの確保が非常に危ういものとなっている。

#### 第2次クラッシュプログラムの新規発電所

- PLTU Newsumbagut 2×200MW, Pangkalan Susu
- PLTA Asahan II 174MW
- PLTP Hulu Lais #1,2×55MW, PLTP Sungai Penuh 2×55MW
- IPP が開発予定の PLTP：PLTP Ulubelu 3,4 (2×55MW), PLTP Seulawah 55MW, PLTP Lumut Balai 4×55MW, PLTP Sarulla I 6×55MW, PLTP Sarulla II 2×55MW, PLTP Rajabasa 4×55MW, PLTP Muara Laboh 4×55MW, PLTP Rantau Dedap 4×55MW

スマトラシステムのパワーバランスは添付資料 A1.2 の通り。

#### **A1.3 障害のある IPP プロジェクト**

添付 A1.3 に説明の通り。

#### **A1.4 エネルギーバランス**

充足すべき需要成長に応じたスマトラシステムでの一次エネルギー別電力生産については添付 A1.4 の通り。

添付資料 B1.4 のエネルギー生産は、下記の燃料価格と確保に関する前提条件により、生産シミュレーションモデルを使ったメリットオーダーに基づく電源ユニットごとに振り分けた：

- HSD 価格=USD 82.5USD/barrel, MFO=63.8USD/barrel, 天然ガス=6USD/mmbtu、=石炭=70USD/ton

- ・ 天然ガスは既存の契約にもとづくもののみ確保
- ・ 石炭は無制限確保
- ・ 地熱と水力はパワーバランスにある PLTP と PLTA プロジェクトに応じて活用

添付資料 B1.4 は下記の一次エネルギーの役割を示している：

- 2009 年の MFO の役割はまだ大きく、1410GWh 程度。2013 年にはゼロに近い程度に削減予定。これは、石炭系の PLTU がスマトラ系統に入るため、PLTU Belawan 1-4 が運転をしなくなるためである。
- 2009 年の HSD の役割はまだ大きく 4144GWh 程度。段階的に減少し、2014 年には 58GWh になる。これは、石炭系 PLTU の稼働により、PLTGU Belawan での HSD の利用が段階的に減るためである。その後石油系のピーク発電所が稼働するために、HSD の役割はまだ上昇し、2019 年には 1295GWh になる。
- 2009 年に 5733GWh のガス系発電所の役割は、2012 年に 8849GWh に上昇し、その後段階的に減少し、2019 年には 5354GWh になる。これはガス系の発電所が既存の契約によって調整を受けるためである。
- 石炭系発電所の役割は徐々に大きくなる。2009 年には 5211GWh だが 2019 年には 6 倍の 31292GWh になる。
- 水力発電の役割は、2010 年に PLTA Asahan 1、2013 年に PLTA Asahan 3 と PLTA Peusangan 1-2、2016 年に PLTA Merangin が入るためにますます高まる。
- 地熱発電所の役割は 2019 年に 11639GWh、総生産量の 21% と非常に大きくなる。これは、2009 年にわずか 10MW であった PLTP 容量が 2019 年には 2330MW になるためである。スマトラでは多くの PLTP プロジェクトが候補に挙がっており、全ての PLTU と PLTP プロジェクトが予定通りに実施された場合には、他のベース発電所である石炭系 PLTU のキャパシティーファクターは低下することになる。しかし、多くの PLTP プロジェクトの実施がまだ不確定<sup>6</sup>であり、IPP プロジェクトの不確定要素も大きいいため、計画通りに PLTP の開発が進まない場合にはスマトラは危険な状況に陥ることになる。

## 燃料需要

2010 年から 2019 年までのスマトラ系統の一次エネルギー需要は添付 A1.4 に示したとおり。

---

<sup>6</sup> 多くの PLTP サイトが、掘削によるポテンシャルを証明されていないため

HSD 燃料湯用は 2009 年の 120 万リットルから 2012 年には 12 万リットルに減少し、その後 2019 年には、上述の生産に応じ、45 万リットルに増加する。MFO は 2013 年以降必要となくなる。これは、石炭系 PLTU のよりコストのかかる PLTU Belawan 1-4 が運転を停止するためである。

ガスの利用は、供給の減耗に応じていくものとなるが、Belawan の LNG floating terminal の建設計画により、PLTGU が LNG で稼動することになる。

石炭の使用量は年々増加し、2009 年の 280 万トンから 2019 年には 6 倍の 1630 万トンになる。

#### **A1.5 変電所のキャパシティーバランス**

変電所の開発は、既存の変電所と進行中のプロジェクトを考慮したキャパシティーバランスに基づき策定した。キャパシティーバランスは、各変電所の負荷から判断することができる。名目容量 70% 以上の負荷の変電所にはトランスの増設が必要である。また、サービスの質の改善と脱ディーゼル化のための変電所需要と新規発電所にかかる新規変電所の開発についても評価を行った。

必要な新規変電所を特定したら、その変電所の増設を考慮した新たなキャパシティーバランスを策定した。

これにより、変電所需要予測が出来上がり、変電所開発は供給システム開発の根拠としても使われることになる。

上述の信頼性規準と前提条件を用いた、2019 年までの新規変電所開発、既存変電所のトランス増設需要は 24920MVA であり、その詳細は添付資料 A1.5 の通り。

#### **A1.6 供給開発計画**

電力需要成長を満たす枠組みにおけるスマトラ系統の供給開発計画は次の通り：

- ・ クラッシュプログラム、PLTA, PLTU IPP, PLTP IPP プロジェクトにかかる 150kV 新規送電開発



- ・ クラッシュプログラムと PLTA IPP Asahan 1 プロジェクトにかかる 275 kV 新規送電開発
- ・ 信頼性規準 (N-1) を満たし、供給ボトルネックを解消し、サービス電圧と運転の柔軟性の改善のためのスマトラ系統に分布する 150 kV 送電開発
- ・ 一次エネルギー源が豊富な南部から北部の需要側への送電を容易にするためのスマトラ連係送電線の大黒柱としての 275 kV と 500 kV 送電開発
- ・ 最大負荷時間帯の違いを活用し、両系統の運転を最適化するための、スマトラ・マレー半島プラスマイナス 250 kV HVDC 海底ケーブル開発
- ・ 予定通りに運転が必要な送電プロジェクト：第 1 次クラッシュプログラムにかかる 150 kV と 275 kV、PLTU IPP 2×115MW の電力を避難させるための IPP Banjarsari-Lahat にかかる 150 kV、西ルートの 275 kV 送電線(Lahat-Lubuk Linggau-Muara Bungo-Bangko-Kiliranjao)の運転
- ・ スマトラ系統の送電網開発需要予測は添付資料 A1.6 の通り。

#### A1.7 送電開発マップ

スマトラ系統の送電開発マップは添付 A1.7 の通り。

#### A1.8 電力フロー分析

スマトラ系統の電力フロー分析は、275 kV, 150 kV, 70kV を含む、パワーバランスにある全ての発電所と負荷を計算したものである。しかし、本 RUPTL では 275 kV と 500 kV 送電系統のパワーフローの分析結果のみを示した。

スマトラの 275kV 系統の 2010-2019 年までのパワーフロー予測は下記の通り：

##### 1. 2010 年のパワーフロー

2010 年のパワーフローは、スマトラ北部も南部においても、中部方向に向かっている。これは、中部系統に新規発電所がないためである。南部からの電力は 224MW 程度に限られている。これは、スマトラ南部・中部連係点 (Lubuk Linggau-Bangko) において 150 kV 系統を使っており、送電安定性の限界があるためである。

パワーフローシミュレーションから、2010年の発電不足はリアウ副系統にあることがわかる。この副系統は西スマトラ副系統から 111MW、北スマトラ副系統から 56MW を得ている。

系統電圧は 90-105%の幅が存在する。最大電圧は GI Labuhan Angin (156kV)、最低電圧は GI Tualang Cut (137kV)である。スマトラ系統の新規電源はクラッシュプログラム(lot 2.3 & lot 3) 139MW と PLTA Asahan I (2×90MW)である。

## 2. 2011年のパワーフロー

2010年同様、スマトラ北部と南部から中部への流れである。南部から中部への電力が 230MW で、Lubuk Linggau-Bangko の 150 k V セグメントで障害が発生する場合、系統が不安定になり、停電となりうるため、南部から中部への安定性限界を超え、スマトラ系統が危機的状況になる。

このシミュレーションから、2011年の発電不足は 2010年と変わりなく、リアウ副系統が西スマトラ副系統から 105MW、北スマトラ系統から 120MW の供給を受けている状態である。

2010年には PLTU Pangkalan Susu の運転開始に伴い、PLTA Asahan I-Simangkok-Galang-Binjai-Pangkalan Susu の 275 k V 送電網が運転開始となる。

系統電圧は、北スマトラ副系統で電圧低下が生じる。最高電圧は GI Meulaboh (154kV)、最低電圧は GI Kiasaran (131kV)である。スマトラ系統の新規発電所は PLTGU Keramasan (2×43MW), PLTU Meulaboh (2×110MW), PLTU Pangkalan Susu (2×220MW), PLTU Simpang Belimbing (2×113.5MW), PLTG Sewa Jambi (2×100MW)である。

## 3. 2012年のパワーフロー

この年、150 k V で運転していた Lahat-Lubuk Linggau-Bangko-Muara Bungo-Kiliranjao が 275kV で運転を開始する予定である。新規 275kV 送電網は Kiliranjao-Payakumbuh-Padang Sidempuan, Payakumbuh-Garuda Sakti である。

この年のパワーフローは、275kV 送電網 Payakumbuh-Padang Sidempuan を経由して南部・中部から北部への 300MW の流れとなる。GI Payakumbuh275 kV から系統リアウ副系統 (GI New Garuda Sakti) へも 205MW が存在する。

275kV の系統電圧は良好で、最高が GI Padang Sidempuan (280kV)、最低が GI Galang (271kV)である。新規発電所は、OLTU Sumbar Pesisir-Perpres 1(2×112MW), PLTP Ulubelu #2 (1×55MW), PLTU Riau #1 (1×100MW), PLTG Sewa Jambi (2×100MW), PLTG Gunung Megang ST (30MW)である。

#### 4. 2013 年のパワーフロー

この年、PLTP Sarulla の運転に伴い、275KV 送電網 Padang Sidempuan-Sarulla-Simangkok が新規送電網として開発される。

パワーフローは、南部・中部から北部へ、Payakumbuh-Padang Sidempuan 300MW の 275kV 送電網を経由した流れである。また、PLTU Riau が 200MW 運転を始めているため、リアウ副系統への送電は 136MW となる。

275kV の系統電圧は良好で、最高が GI Bangko (283kV)、最低が GI Galang (266kV)である。新規発電所は、PLTA Peusangan (86MW), PLTA Asahan III(2×87MW), PLTU Pangkalan Susu-FTP2 #2 (1×200MW), PLTU Riau #2 (1×100MW, PLTP Hulu Lain-FTP2 #2 (1×55MW), PLTP Sungai Penuh-FTP2 #1 (1×55MW), PLTU Banjarsari (2×100MW), PLTU Keban Agung (2×112.5MW), PLTP Ulubelu-FTP2 #1 (1×55MW), PLTP Lumut Balai-FTP2 #1,2 (2×55MW), PLTP Sarulla-FTP2(220MW)である。

#### 5. 2014 年のパワーフロー

この年、Lahat-Muara Enim-Betung の 275 k V 送電網と (PLTU MT Muara Enim, PLTU Sungai Lilin, PLTU Bayung Lincir の開発に伴う) Sungai Lilin-Bayun Lincir-Aur Duri の 275 k V 送電網、Muara Enim-Gumawang の 275 k V 送電網 (Sumsel-Lampung の 150 k V セグメントはすでにオーバーロード) が開発される。

パワーフローは、Payakumbuh-Padang Sidempuan の 275 k V 送電網を経由して南部・中部から北部に 300MW 流れる。リアウ副系統へは 275kV 経由で 230MW、ランブン副系統へは 150MW の送電がある。

275kV 系統電圧は良好で、最高は GI Padang Sidempuan (281kV)、最低は GI Binjai (270kV) である。新規発電所は、PLTU Pangkalan Susu-FTP2 #2(1×200MW), PLTP Hulu Lais-FTP2 #2 (1 ×55MW), PLTP Sungai Penuh-FTP2 #2 (1 ×200MW), PLTU MT Muara Enim #1 (1 ×300MW), LTU Sumbar-1 (2×100MW), PLTU Sumsel 5 #1 (1×150MW), PLTU Ulubelu-FTP2 #2 (110MW), PLTP Seulawah-FTP2 (1×55MW), PLTP Rajabasa-FTP2 #1,2 (2×55MW)である。

#### 6. 2015年のパワーフロー

この年、Betung-Sungai Lilin と Aur Duri-Rengat-New Garuda Sakti の 275 k V 送電網が開発される。500MW の電源増設 (PLTU MT Muara Enim 300MW と Sumsel-5 150MW、Sumsel-7 150MW) に伴い、上記の送電網が運転開始となる。

パワーフローは、Payakumbuh-Padang Sidempuan の 275 k V 送電網から南部・中部から北部に 402MW 流れる。またランブン副系統にも 275 k V 系統から 195MW が流れる。ジャンビ系統 (Aur Duri) からリアウ副系統 (Rengat) へは 465MW が流れる。スマトラ島部を走る 275 k V 送電網が運転開始となることで、リアウ副系統は西スマトラの 275 k V からではなく、ジャンビ副系統の 275 k V から供給を受けることになる。

275kV 送電セグメント Aur Duri-Rengat 開発の初期段階に 500 k V 構造で開発され、2018 年以降、PLTU がジャンビで 800MW の運転後、500 k V で運転されることになる。

275kV の系統電圧は良好で、最高は GI Muara Enim1(284kV)、最低は GI Binjai (268kV) である。新規発電所は、PLTU Muara Enim #2 (1×300MW), PLTU Sumsel 5#2 (1×150MW), PLTU Sumsel 7#1 (1×150MW), PLTP Rajabasa-FTP2 #3, 4(2×55MW), PLTP Muara Labuh-FTP2 #1,2 (2×55MW), PLTP Rantau Dedap-FTP2 #1,2 (2×55MW), PLTP Sarulla II-FTP2(2×55MW)である。

#### 7. 2016年のパワーフロー

この年、新規 275 k V 送電網として開発されるのは、ナングロアチェダルサラム副系統の PLTU Meulaboh-Sigil-Lhokseumawe である。この送電も右派スマトラ北部-スマトラ南部・中部の 275 k V 系統と連結の必要はまだない。なぜなら、電力量がまだ少ないからである。それ以外にも、PLTU Cirenti-Rengat の 275 k V 送電網が PLTU Cirenti の電力の避難のために開発が必要となる。

パワーフローは、南部・中部から北部に Payakumbuh-Padang Sidempuan の k V275 送電網経由で 446MW、ランブン副系統へは 190MW、ジャンビ副系統（Aur Duri）からリアウ副系統（Rengat）へは 365MW である。

275 k V 系統電圧は良好で、最高は GI Muara Enim(281kV)、最低は GI Binjai (266kV)である。新規発電所は PLTU Meulaboh #1 (1×200MW), PLTU MT Cirenti #1(1×300MW), PLTU S Umsel 7 #2 (1×150MW), PLTP Muara Labuh-FTP2 #3,4(2×55MW), PLTP Rantau Dedap-FTP2 #3,4(2×55MW), PLTA Wamu (45MW), PLTA Lawe Mamas #1,2(2×30MW), PLTA Asahan #4,5(2×30MW)である。

#### 8. 2017 年のパワーフロー

2017 年の 275 k V 送電網の構成は 2016 年と同様であり、新規送電網と変電所の開発はない。

パワーフローは、南部・中部から北部に Payakumbuh-Padang Sidempuan の 275kV 送電網経由で 400MW、ランブン副系統へは 287MW、ジャンビ副系統（Aur Duri）からリアウ副系統（Rengat）へは 180MW である。

275 k V 系統電圧は良好で、最高は GI Pangkalan Susu(282kV)、最低は GI Galang (268kV)である。新規発電所は PLTA Merangin #1 (175MW), PLTU Meulaboh #2(1×200MW), PLTU MT Cirenti #2(1×300MW), PLTU Sumut-2(2×112.5MW), PLTP Sorik Merapi(55MW), PLTA Lawe Mamas #2(1×30MW)である。

#### 9. 2018 年のパワーフロー

この年、PLTU Jambi unit #1 (1×400MW)の運転に伴い、PLTU Jambi-Aur Duri-New Garuda Sakti-Rantau Prapat-Tebing Tinggi-Belawan の 500 k V 送電網が運転を開始している。

パワーフローはまだ南から北であり、71.4MW が Payakumbuh-Padang Sidempuan の 275 k V 送電網から、680MW が New Garuda Sakti-Rantau Prapat の 500kV 送電網から流れている。275 k V 送電網から北への送電は 2017 年の 400MW から 2008 年に 71.4MW に減少する。これはスマトラ北部方向への 500 k V 送電網の運転のためである。ジャンビ副系統からリアウ副系統への Aur Duri-New Garuda Sakti の 500 k V 送電網を経由した送電は 680MW である。

500 kV 送電網の運転に伴うリアクタ需要は、Rantau Prapat で 275MVAR、New Garuda Sakti で 900MVAR、Aur Duri で 100MVAR である。

275 kV 系統電圧は良好であり、最高は GI Padang Sidenpuan (285kV)、最低が GI Binjai (273 kV)である。また、500 kV では最高が Aur Duri と Rantau Prapat の 515 kV、最低は GI New Garuda Sakti の 504 kV である。新規発電所は、PLTU MT Jambi #1 (1×400MW)、PLTA Merangin #2 (175MW)、PLTA Tampur (48MW)、PLTP tersebar(130MW)である。

#### 10. 2019 年のパワーフロー

パワーフローはまだ南から北であり、130MW が Payakumbuh-Padang Sidenpuan の 275 kV 送電網から、9000MW が New Garuda Sakti-Rantau Prapat の 500kV 送電網から流れている。ジャンビ副系統からリアウ副系統への Aur Duri-New Garuda Sakti の 500 kV 送電網を経由した送電は 1000MW である。リアクタ需要は、Rantau Prapat で 320MVAR、New Garuda Sakti で 500MVAR、Aur Duri で 150MVAR である。

275 kV 系統電圧は良好であり、最高は GI Padang Sidenpuan (284kV)、最低が GI Binjai (270 kV)である。また、500 kV では最高が Aur Duri と Rantau Prapat の 515 kV、最低は GI New Garuda Sakti の 500 kV である。新規発電所は、PLTU MT Jambi #2(1×400MW)、PLTP tersebar (330MW)である。

### A1.9 配電開発需要

発電系統開発が必要なのは、

- ・ サービス電圧の質と信頼性の向上
- ・ SAIDI と SAIFI の改善
- ・ 電力網の技術損失の削減と老朽化した電力網のリハビリ
- ・ 需要家の増加に伴う電力販売の増加

スマートラの配電設備需要は添付資料 A1.9 の通り。

2010-2019 年の配電需要予測表から下記が明らかである：

- 2010-2019年の間に計画されているのは中圧網が46075kms、低圧網が42078kms、配電設備が8462MVA。これにより、620万の需要家の接続を支えることになる。
- 当該期間に必要なコストは、配電系統開発に2.301百万USD(中圧1.066百万USD,中圧433百万USD、設備476百万USD)であり、毎年230百万USDの予算が必要となる。
- この活動により、電化率が2009年の66.1%から2014年には76.8%になることが期待されている。

#### **A1.10 地方電化**

2010-2014年のスマトラの地方電化にかかる設備需要とコスト予測表から下記が明らかである：

- 2010-2014年に計画されているのは中圧網が14533kms、低圧網が13171kms、配電設備が357.2MVAである。
- 地方電化を支えるために必要なコストは、5.98兆ルピア(中圧3.4兆、低圧1.47兆、設備0.8兆、発電所と需要家向け0.25兆)である。
- この活動により、電化率が2009年の66.1%から2014年には76.8%になることが期待されている。

#### **A1.11 新・再生可能エネルギープログラム**

96ページの第4.11章参照

#### **A1.12 投資に必要な資金予測**

スマトラ系統の発電、送電、変電所の投資に必要な資金については添付資料A1.12を参照。

## A3 アチェ州の PLN 電力系統開発計画

### A3.1 現在の電力事情

アチェの電力系統は、Sumut-Aceh の 150kV 連係系統と 20 k V の配電電圧による孤立型副系統から構成されている。アチェの電力系統の 70%程度はスマトラ北部 150kV 連係系統から供給を受けており、残り 30%は拡散型の孤立 PLTD で賄われている。現在、Tamiang, Langsa, Aceh Timur, Lhokseumawe, Bireuen, Pidie, Pidie Jaya, Banda Aceh, Aceh Besar の県/市にある 7つの変電所経由して 150 k V の連携系統ですでに供給を受けている地域は、ナングロアチェダルッサラム州の東海岸である。

アチェの西海岸と中部及び諸島は 20 k V の電力系統により HSD 系の PLTD により賄われている。グリッドに入っている電源容量が十分にリザーブを有していないために、連係系統から賄われている地域はまだ停電の危険がある。大規模な停電は送電網の障害や大規模電源の障害(或いは保守)があると常に生じる。北スマトラ大規模電源中心からかなり離れたところに変電所があり、中圧網を通じて 100km 県内の負荷を賄わなければならないため、ナングロアチェダルッサラムの 150 k V/20kV 電圧が低すぎる (130 k V/19.5kV から 125kV/19kV) 結果を招いていることからその状況はさらに悪いものとなっている。

Aceh Jaya, Aceh Barat, Nagan Raya, Aceh Barat Daya, Aceh Selatan, Aceh Singkil, Kota Subulussalam, Aceh Tenggara, Gayu Lues, Kota Sabang, Simeulu をカバーする 20kV の孤立型系統の大部分は電力不足で警戒レベルにあり、電源の賃借や再配置をすることで再正常化手続きに入っている。

Subulussalam と Aceh Tenggara については、非常に長距離の 20kV を通じてきたスマトラ PLN から追加供給を受けているが、受け入れ電圧は 120 ボルトと非常に低い。

ナングロアチェダルッサラムの 7つの変電所の設備容量は 270MVA であり、現在の負荷が 80%を超えているのが GI Lhokseumawe, Sigil, Banda Aceh の 3つである。また Banda Aceh は PLTD Leung Bata からも供給を受けている。

約 174MW に達するアチェ州の電力系統の最大負荷は、大部分を 150kV 送電網である Pangkalan Brandan-Langsa-Idie-Banda Aceh を通じてきたスマトラ州の電源から供給を受けてい



る。アチェ州の電力供給原価は Rp.2238kWh とまだ高い。これは連係系統も孤立系統も多くの電源が PLTD であるためである。

### A3.2 アチェ州の電力需要予測

アチェの経済成長は過去 5 年間上昇を続けている。これは、2005-2009 年にアチェ・ニース再建庁が行った津波災害後のリハビリ・再建実施と大きく関連したものである。インドネシア政府と GAM とのヘルシンキでの MOU 署名がアチェ経済の回復に貢献し、治安も現在改善している。経済セクターの発展と治安の改善が電力需要成長に直接貢献した形となった。2009 年の電力販売は 11.02%、2010 年には 11.4% に成長するとみられている。また、系統最大負荷も 2008 年の 255MW から 2009 年の 272MW に上昇している。

#### a. 前提条件

- ・ 経済成長は年平均 6.67%
- ・ 人口成長は年 1.2%
- ・ 2019 年の配電損失は 8.58% に低下
- ・ 2015 年の電化率は 100%
- ・ 経済成長に対する電力成長率、弾性率は平均 1.47

#### b. 2010-2019 年のアチェ州の電力需要予測

過去 5 年間の PLN の電力販売成長は、2005 年の 699GWh から 2009 年に 1277GWh に増加しており、年平均 16% であった。世帯への販売が 823GW(64.5%) と最大であり、続いてビジネスセクターの 218GWh(17%) であった。

### A3.3 電力設備開発

10 年先の電力需要を満たすために、現地の一次エネルギーポテンシャルに留意しつつ、下記の発電、送電、配電設備開発を行う必要がある。

#### 一次エネルギーポテンシャル

アチェ全域の一次エネルギーは、地熱が 589.4MWe、水力 1482MW、石炭備蓄量 17 億トンと非常にポテンシャルが高い。

アチェ州にある一次エネルギーポテンシャルマップは図 2 の通り。アチェ州には、これに以外にもガスがあるがすでに開発されており、現在すでに減耗している。

### アチェ州の電源開発

2019 年までの電力需要を満たすために、891MW の Sumut-Aceh の 150 k V 系統へ連係されるアチェ州内と 49MW の孤立型系統の電源開発が必要である。

PLTP Seulawah 55MW の開発は現在アチェ州政府が鉱区の入札中である。サバンの PLTP Jaboi 7MW の鉱区はすでにサバン市政府が入札を行い、PT Sabang Geothermal Energy が落札している。

Sumut-Aceh 連係系統の電力量が需要とのバランスがとれていないため、アチェの電力システムの改善のために PLTA Peusangan 86MW, PLTG Arun 40MW(IPP), PLTU Nagan Raya 200MW, PLTP Seulawah Agam 55MW の運転が非常に重要となっている。

現在の電力不足を解消するために、2010 年 6 月にいくつかの副系統でディーゼル発電の追加賃借を行い、2010 年 6 月に Banda Aceh 30MW, Calang 2MW, Sabang 2MW, Meulaboh 9MW, Kuta Fajar 2MW, Kutacane 2MW, Blang Keujeuren 2MW, Takengon 2MW, Rimo 2MW が追加となり、また、Blang Pidie と Sinabang 向けにはそれぞれ 5MW と 4MW のディーゼル発電の再配置が行われる。

長期的な電力供給と同時に孤立型小規模系統の電力供給原価の改善のために、Tapak Tuan に小規模 PLTU 2×MW、Sinabang 2×3MW、Singkil 2×3MW、Sabang 2×4MW を開発予定である。

### 送電・変電所開発

変電所開発

新規の変電所開発は、大規模電源からの電力を避難させるために行われるものである。変電所別の成長予測とキャパシティーバランスから、PLN Wilayah Aceh の 2010-2019 年の変電所のトランス容量は、新規変電所開発向けが 850MVA であり、Uprating 変電所では 110MVA の増量が必要である。

#### 送電開発

2019 年までの 150 k V 送電開発計画は、1688kms であり、必要な資金は 153.2 百万 US \$ である。

#### 配電開発

需要予測に基づけば、511633 人、毎年 51000 人の需要家の追加が必要である。需要家の増加にあわせ、必要な開発は、中圧網が 4890kms、低圧網が 5390kms、配電トランス増量が 231MVA である。

### A3.4 サバンのウェ島開発

サバンは国際海洋・航空路にあるため特別な地域であり、海外からの投資、モノ・サービスの入り口となっている。アチェ政府は同地域をアチェ経済発展の中心とするべく工業団地として定めている。

#### 地理的状況と開発計画

サバンの面積は 39375ha、境界地域は北側を Benggala 湾、南側をインド洋、東側をマラッカ海峡、西側をインド洋に面している。

サバンは国益上非常に戦略的である。なぜなら、サバンはインドネシア共和国の西端であり、南アジアと境界線を接しており、サバンはインドネシア西部地域の国際貿易のゲートウェイとなっている。

サバンの発展のために、BPKS(サバン地域事業庁)が設立されており、州、全国、地域、国際規模での経済発展の促進役となることが期待されている。

サバンの開発加速化のために、十分に信頼性のある電力供給が必要となっている。

また、エキゾチックな島はアチェ州の海洋観光地域としても開発される。

#### 電力事情とエネルギーポテンシャル

現在の電力は PLN の PLTD HSD と賃借自家発電機から賄われている。生産能力は 4.2MW、最大負荷は 2.8MW である。

サバンの地熱ポテンシャルは 70MW とみられているが、現在サバン市が開発しているのは 2×5MW であり、2013 年と 2017 年に運転が期待されている。

#### サバン電力計画

アチェ政府によるサバン地域開発を支えるために、PLN は IPP による PLTP Jaboi 2×5MW の開発を促進し、妥当な価格での購入態勢にある。

また、PLTP Jaboi の運転開始の遅れの可能性があるため、PLN は IPP スキームにより、投資家が石炭系 PLTU2×4MW の開発を行う機会も開いている。

## A4 北スマトラ州の PLN の電力系統開発計画

### A4.2 現状

北スマトラ州の電力系統は、150 kV の送電系統を用いて供給されている（孤立型運転の Pulau Nias/Gunung Sitoli と Pulau Tello、Pulau Sembilan は含まず）。現在の最大負荷は 1235MW 程度であり、PLTGU/PLTU Belawan, PLTU Labuhan Angin, PLTD Sektor Medan, PLTA Sipansihaporas 85MW, PLTA Renun 50MW が供給している。最大負荷時、150 kV 送電網を通じ、直接 45-65MW を PLTA Inalum から追加供給されているが、昼間は PLN が 15MW を Inalum に供給している。その差額は、PT Inalum に契約に応じて支払っている。

上述のエネルギー源の他に、発電系統と IPP PLTO Siayak に直接 10MW 供給している PLTMH がいくつかある。

電源増量がないために起こっている北スマトラの電力供給不足のために、最大負荷時に計画停電が行われている。長期的な停電に対処するために、PLN Wilayah Sumatera Utara は負荷成長率の削減、すなわち新規接続者数の制限を行う形での DSM を行っている。これは PLN、地方政府及び地元住民にとってはマイナス効果となっている。

PLN にとっては、違法接続が増加し、損失の上昇を招いており、政府にとっては経済成長の遅れの影響を及ぼしている。また、住民は電力利用の制限と計画停電により活動に障害を感じている。

北スマトラの変電所は全部で 32 基、トランス容量は 2146.5MVA である。送電網のレイアウトは図 2 の通り。いくつかのサービス地域では送電線の長さが変電所から 200km にまで達しており、GI PadangSidempuan から供給される需要家の低圧側運転電圧が 90 ボルト（Penyabungan 地域）に過ぎない。GI Ranto Prapat penyulang RA1 は Ranting Labuhan Bilik Cabang Ranto Prapat に供給しているが、200kms に達する中圧架空線で Panipahan Cabang Dumai Wilayah Pekanbaru とリアウ諸島の守衛所とまだつながっている。そのため、送電開発計画の中でプライオリティを置く必要がある。

メダンについては、北スマトラ地域の負荷の 60%程度を占めており、第 2 次メダン工業団地の開発があり、負荷成長も高いため、GI Titi Kuning など飽和状態になっている変電所の負荷を克服するために、変電所の増設が必要である。

PLN Wilayah Sumatera Utara はプラス成長を遂げている北スマトラ州の経済成長に伴い、電力販売も成長している。しかし、電力供給セクター(発電)は発電設備の老朽化と電源容量の増設が少ないことからその生産能力を下げている。

PLTU Labuhan Angin 2×115MW と PLTA Asahan I (180MW)の運転により、北スマトラ州は電力をアチェ州に 170MW 程度、リアウ州に 60MW 程度輸出することが可能となる。

#### A4.3 電力需要予測

地方政府の統計・空間整備データに基づく今後 10 年間の電力需要予測は下記の通り：

- ・ 商業・工業セクター：自由貿易の適用により、シンガポールとマレーシアから近い距離にある東南アジアの輸出入ゲートウェイのひとつとして、また事業開発の土地がまだ十分にあることから、国内外の投資の発展が急速に進むと考えられる。
- ・ 住宅セクター：事業開発に伴い、住宅開発もそれまでより成長が予測されている。
- ・ 海港や空港などのインフラ：現在、2011 年完成予定の国際レベルの Kuala Namu 空港が開発中で、20MW 程度の電力供給が必要である。都市開発により、公共セクターの電力が増えることになる。

各セクターのデータから、今後 1-年間の電力予測を策定する際に用いた前提条件は以下の通り：

##### a. 前提条件

- ・ 経済成長は年平均 5.95%、世界的な金融危機などの短期的な変化には影響を受けないものとする
- ・ 人口成長は年 1.7%とする
- ・ 発電損失目標は 2010 年に 7.26%に低下し、翌年移行も一貫して目標値を期待する
- ・ 電化率は 2020 年に 100%

- ・ 経済成長に対する電力成長率、弾性率は平均 1.49
- ・ 孤立型、ニアス、その他の島の電力予測は別途作成

b. 2010-2019年の北スマトラの電力需要予測

過去5年間の事業実績と上記の前提条件に基づき、電力需要を DLK 3.01 ソフトで計算した。

#### A4.4 電力設備開発

電力需要を満たすために、下記の発電、送電、変電所、配電設備開発が必要となる：

##### 発電所

###### 一次エネルギーポテンシャル

北スマトラにある発電用再生可能エネルギーは水力、蒸気、天然ガスと豊富であり、石油系の発電所は減っていく。表 3.1 は再生可能エネルギーポテンシャルを示している。

##### 送電・変電所

###### 送電開発

現在、スマトラの送電系統はアチェからランブンまで連携している。しかし、新規変電所のフィーダーとしての他に、既存の系統の強化のために、多くの送電線の追加が必要な地域が多くある。

送電プログラムを支え、長すぎる中圧架空線が原因の電圧低下の削減、損失の削減、系統信頼性の向上というすでに定めた目標を達成するために、2019年までに2360kmsの送電開発が必要であり、またすでに飽和している既存の変電所の対策として新規変電所間の送電線の開発(最高3×60MW)が必要である。

###### 変電所開発

増加する負荷に対応し、北スマトラ地域の供給信頼性を高め、電圧の質を改善し、今後数年間でいくつかの電源が加わることに対処するために、変電所開発が計画されている。Labuhan Bilik, Penyabungan など変電所から需要家までの距離が遠いため非常に低い電圧状況になっていて緊急性のある変電所の開発のほかに、最寄のサービスユニットとしての Dolok Sanggul と Siborong borong 地域の最大負荷はわずか 5MW であることから、PLTM Simonggo 7.5MW, Hutaraja 5MW, PLTM Pakkat 4MW など Dolok 周辺の PLTM が発電した電力を送電系統に流すことで吸収できるよう、我々は GI Dolok Sanggul の開発の加速化を提案する。

2019 年までの新規変電所の増設は 7ヶ所であることがわかる。また、容量全体で 9210MVA になるよう、トランスを増設することで既存の多くの変電所の拡張を行う必要もある。



## 付属資料-3：本調査で収集した法制度の主旨詳細

### 1. 国家エネルギー政策に関する大統領令について

国内におけるエネルギー供給の安全を保証し、持続的な開発を支えるため、国家エネルギー管理の指針として国家エネルギー政策を定める必要があることを考慮し、「国家エネルギー政策に関する大統領令（2006 年第 5 号）」を發布した。

この中で国家エネルギー政策として、第 2 条では以下の通りの目標値が示された。

(a) 2025 年にエネルギー弾性値（エネルギー消費増加率と経済成長率との比）1 未満を達成

(b) 2025 年における最適な一次エネルギーミックスの実現（消費に対する核エネルギー手の役割が）

- 1) 石油は 20%未満
- 2) ガスは 30%以上
- 3) 石炭は 33%以上
- 4) バイオ燃料は 5%以上
- 5) 地熱は 5%以上
- 6) その他新・再生可能エネルギー、特にバイオマス、原子力、水力、太陽光、風力は 5%以上
- 7) 液化石炭は 2%以上

第 3 条では主要政策とサポート政策が示され、主要政策として、①国内エネルギー供給の保証、エネルギー生産の最適化、省エネルギーの実施、②エネルギー利用の効率化・多様化、③経済価格を指向したエネルギー価格政策（貧困国民への支援を考慮の上）、④持続的開発原理を適用した環境政策、を掲げている。さらに、サポート政策として、①エネルギーへの消費者アクセス向上を含むエネルギーインフラ開発、②政府・実業界のパートナーシップ、③国民エンパワーメント、④研究開発及び教育研修、を掲げている。

第 6 条では、エネルギー鉱物資源大臣により特定代替エネルギー源を指定した上、政府は省エネルギー実施者及び特定代替エネルギー源の開発者に対し、便宜及びインセンティブを供与できるとしている。

### 2. 新電力法について

#### (1) 新電力法(No.30/2009)の制定に至る経緯

1985 年12 月 電力法制定(No.15/1985)

1989 年 電力供給と使用に関する政令(No.10/1989)

2002 年9 月 電力法制定(No.20/2002)

電力セクター構造改革政策(1998 年8 月)、地方分権政策(1999 年)など電力を取り巻く環境変化に対応するため、電力法を改定した。競争地域（ジャワバリ地域）

と非競争地域に分け、競争地域ではPLN を発電、送電、配電を分離し、競争原理を導入するというものであった。

#### 2004 年12 月 電力法憲法違反により廃止、No.15/1985 が復活

競争原理を導入した電力法は、「国家にとって重要で国民の生活に大きな影響を与える産業部門は国家によって運営・管理される（憲法33 条2 項）に抵触するとして、憲法裁判所は違憲判決を下した。従い、1985 年の電力法が有効となった。

#### 2005 年1 月 電力供給と使用に関する政令(No.10/1989)の改正(No.5/2005)

旧電力法では、IPP に関する規定などがないため、政令を改定することで現状を追認する措置を行った。

#### 2009 年 9 月 8 日 電力法国会通過

### (2) 新電力法(和訳)全文

#### 電力に関するインドネシア共和国法律2009 年30号

唯一神のご加護のもとにインドネシア共和国大統領は、

- a. 国家開発は、パンチャシラと1945 年憲法に基づき、公平かつ物質的・精神的に均等かつ繁栄した国民の実現を目的としていること、
- b. 電力は国家開発の目的の実現を推し進める上で、重要な役割を担っており、電力供給事業は、国家が支配し、十分に均等かつ良質な電力を確保するために、開発の進展と並行してその供給を引き続き高めていく必要があること、
- c. 電力供給が資本・技術集約型であり、社会的、民族的、国家的生活パラダイムにおける民主化、地方自治の原則と並行して、地方政府と国民の電力供給における役割を高めていく必要があること、
- d. 電力は有益だけでなく危険でもあるため、その供給と利用は、電力安全規定に配慮しなければならないこと、
- e. 電力に関する法律1985 年15 号が国民生活の状況の発展ニーズと変化にそぐわないものとなっているため、新たな法律に替える必要があること、
- f. 上記 a,b,c,d,e を考慮し、電力に関する法律を策定する必要があること、を考慮し、1945 年憲法第5 条 (1) 項、第18 条、第20 条 (1) 項、第33 条を鑑み、インドネシア共和国国民議会とインドネシア共和国大統領の承認のもと以下を決定した：

#### 第 1 章 総則

##### 第 1 条

本法律の中で、

1. 電力事項とは、電力供給・利用および電力サポート事業に関連するあらゆる事項のことである。
2. 電力とは、あらゆる目的のために発電され、送電および配電される二次エネルギーの

- ことであり、コミュニケーション、エレクトロニクス、シグナルを含まないものことである。
3. 電力供給事業とは、発電、送電、配電、需要家への電力販売を含む電力の調達のことである。
  4. 発電とは、電力を生産する活動のことである。
  5. 送電とは、発電から配電システム又は需要家への電力供給又はシステム間の電力供給のことである。
  6. 配電とは、送電システム又は発電システムから需要家への電力の配給のことである。
  7. 需要家とは、電力供給事業許可保持者から電力を購入する者又は団体のことである。
  8. 電力販売事業とは、需要家に電力を販売する事業活動のことである。
  9. 電力総合計画とは、電力需要を満たすために必要な発電、送電、配電分野を含む、電力供給システム開発計画のことである。
  10. 電力供給事業許可とは、公共利益のために電力供給事業を実施するための許可のことである。
  11. 操業許可とは自家用の電力供給を行うための許可のことである。
  12. 事業地域とは、電力供給事業許可保持者が配電、及び/又は電力販売事業を行うために政府が定めた地域のことである。
  13. 地権の補償とは、土地とそれに付随する建物、樹木、及び/又はその他の物の地権の放棄や引渡しに対し補償することである。
  14. 賠償とは、地権の放棄や引渡しをすることなく、電力開発のために間接的に利用するために、土地とそれに付随する建物、樹木、及び/又はその他の物に対する権利保持者に対し、金銭を供与することである。
  15. 中央政府とは、1945年憲法に規定のインドネシア共和国政府の権限を保持する大統領のことであり、以後、政府と称する。
  16. 地方政府とは、地方執政機関の実施者としての州知事、県知事あるいは市長および地方機関のことである。
  17. 大臣とは、電力分野を管轄する大臣である。
  18. 各人とは、個人或いは法人・非法人形態の団体のことである。

## 第 2 章 原則と目的

### 第 2 条

- (1) 電力開発の原則は：
  - a. 有益性
  - b. 公平な効率性
  - c. 持続性
  - d. エネルギー資源利用における経済的最適化

- e. 自己能力への信頼
  - f. 健全な事業規範
  - g. 安全と安心
  - h. 環境機能の保護、及び
  - i. 地方自治
- (2) 電力開発は、公平かつ平等に国民の福祉と繁栄を向上し、持続的開発の実現のために、十分な量かつ良質で妥当な価格による電力供給の実施を保証することを目的とする。

### 第 3 章 支配と事業

#### 第 1 部 支配

##### 第 3 条

- (1) 電力供給事業は国家が支配し、政府と地方政府が地方自治の原則に基づき、その実施を担うものとする。
- (2) (1)項に規定の電力供給事業実施において、その権限に応じ、政府と地方政府は、政策を定め、規制と監督及び電力供給事業を実施するものとする。

#### 第 2 部 事業

##### 第 4 条

- (1) 政府と地方政府による電力供給事業は、国有企業及び公営企業がこれを実施するものとする。
- (2) 民間事業体、協同組合、市民団体は、電力供給事業に参加できる。
- (3) 3条(1)項に規定の電力供給において、政府と地方政府は以下に向けた資金を提供する：
- a. 貧困住民グループ
  - b. 未発展地域における電力供給設備開発
  - c. 辺境・国境地域における電力開発
  - d. 地方電化開発

### 第 4 章 管理権限

#### 第 5 条

- (1) 電力分野の政府の権限は以下を含む：
- a. 国家電力政策の制定
  - b. 電力分野の法規の制定
  - c. 電力分野の指針、基準、基準の制定
  - d. 需要家向けの電力料金設定指針の制定
  - e. 国家電力総合計画（RUKN）の制定
  - f. 事業地域の制定

- g. 越境電力売買許可の決定
  - h. 以下の事業体に対する電力供給事業許可の制定
    - 1. 州をまたぐ事業地域
    - 2. 国有企業による実施、及び
    - 3. 政府の定める電力供給事業許可保持者に対する電力の販売及び/或いは電力網の貸借
  - i. 設備が州をまたぐ操業許可の決定
  - j. 政府が発行する電力供給事業許可保持者の需要家向け電気料金の設定
  - k. 政府の定める電力供給事業許可保持者との電力販売価格及び電力網賃借価格の承認決定
  - l. 政府の定める操業許可保持者からの余剰電力販売承認の決定
  - m. 国有企業、或いは外国人投資家/大部分の株式を外国人投資家が保有する場合に彼らが実施する電力サポートサービス許可の決定
  - n. 政府の定める電力供給事業許可或いは操業許可保持者の所有する電力網を通信、マルチメディア、情報通信技術目的に利用するための電力網利用許可の決定
  - o. 政府の定める電力分野の許可を有する事業体の育成と監督
  - p. 電力監査官の任命、及び
  - q. 全ての行政レベルにおける電力監督官専門職の育成
  - r. 政府の定める許可を有する事業体に対する行政罰の決定
- (2) 電力分野の州政府の権限は以下を含む：
- a. 電力分野の州の地方条例の制定
  - b. 州の地方電力総合計画（RUKD）の制定
  - c. 事業地域が県/市をまたぐ事業体に対する電力供給事業許可の制定
  - d. 州政府の定める許可を有する電力販売及び/或いは電力網賃借を行う事業体に対する電力販売。電力網賃借価格の承認決定
  - e. 州政府の定める電力供給事業許可保持者の需要家向け電気料金の設定
  - f. 設備が県/市をまたぐ操業許可の決定
  - g. 州の定める操業許可保持者からの余剰電力販売承認の決定
  - h. 州政府の定める電力供給事業許可或いは操業許可保持者の所有する電力網を通信、マルチメディア、情報通信技術目的に利用するための電力網利用許可の決定
  - i. 州政府の定める電力分野の許可を有する事業体の育成と監督
  - j. 州の電力監査官の任命、及び
  - k. 州政府の定める許可を有する事業体に対する行政罰の決定
- (3) 電力分野の県/市政府の権限は以下を含む：

- a. 電力分野の県/市の地方条例の制定
- b. 県/市の地方電力総合計画（RUKD）の制定
- c. 事業地域が県/市内にある事業体に対する電力供給事業許可の制定
- d. 県/市政府の定める許可を有する電力販売及び/或いは電力網賃借を行う事業体に対する電力販売。電力網賃借価格の承認決定
- e. 県/市政府の定める電力供給事業許可保持者の需要家向け電気料金の設定
- f. 設備が県/市内にある操業許可の決定
- g. 州の定める操業許可保持者からの余剰電力販売承認の決定
- h. 大部分の株式を国内投資家が保有する事業体向けの電力サポートサービス事業許可の決定
- i. 県/市政府の定める電力供給事業許可或いは操業許可保持者の所有する電力網を通信、マルチメディア、情報通信技術目的に利用するための電力網利用許可の決定
- j. 県/市政府の定める電力分野の許可を有する事業体の育成と監督
- k. 県/市の電力監査官の任命、及び
- l. 県/市政府の定める許可を有する事業体に対する行政罰の決定

## 第 5 章 一次エネルギー源利用

### 第 6 条

- (1) 国内及び/又は国外に由来する一次エネルギー資源は、持続的電力供給を保障するため、国家エネルギー政策に基づき、最大限利用されなければならない。
- (2) (1)項に規定の一次エネルギー源利用は、新・再生可能エネルギーを優先すること。
- (3) (1)項に規定の国内にある一次エネルギー源利用は国内の電力利害を優先する。

## 第 6 章 国家電力総合計画

### 第 7 条

- (1) 国家電力総合計画は、国家エネルギー政策に基づき策定し、インドネシア共和国国民議会との相談の上、政府がこれを定める。
- (2) (1)項に規定の国家電力総合計画は、地方政府の参加のもと、策定する。
- (3) 地方電力総合計画は、国家電力総合計画に基づき策定し、地方国民議会との相談の上、地方政府がこれを定める。
- (4) (1)項と(3)項に規定の電力総合計画策定指針は大臣が定める。

### 第 8 条

電力事業は、以下から構成される。

- a. 電力供給事業、及び
- b. 電力サポート事業

## 第 2 部 電力供給事業

### 第 9 条

- (1) 第 8 条 a の電力供給事業は、以下から構成される。
- a. 公共向け電力供給事業
  - b. 自家用の電力供給事業

### 第 10 条

- (1) 第 9 条 a に規定の公共向け電力供給事業は以下の業種を含むことができる：
- a. 発電
  - b. 送電
  - c. 配電、及び/或いは
  - d. 電力販売
- (2) (1)項に規定の公共向け電力供給事業は、統合的に実施できる。
- (3) 第 9 条 に規定の公共向けの電力供給事業は、1 つの事業地域において1つの事業者が実施する。
- (4) (3)項に規定の事業地域の制限は、配電及び/或いは電力販売に限った公共向け電力供給事業にも適用される。
- (5) (3)項と(4)項に規定の事業地域は、政府が定める。

### 第 11 条

- (1) 第 10 条(1)項に規定の公共向け電力供給事業は、電力供給分野の事業を行う国有企業、公営企業、民間事業者、協同組合、市民団体が実施できる。
- (2) (1)項に規定の電力供給分野の国有企業は、公共向け電力供給事業実施のための優先権を得る。
- (3) 電力サービスがまだない地域向けに、その権限に応じ、政府或いは地方政府は、公営企業、民間事業者、或いは協同組合に対し、統合的電力供給事業実施者としての機会を与える。
- (4) 当該地域において電力供給を行うことのできる公営企業、民間事業者、或いは協同組合がない場合、政府は電力供給を行うために、国有企業にこれを委任することが義務付けられる。

### 第 12 条

第 9 条 b に規定の自家用の電力供給事業は、以下から構成できる：

## 第 7 章 電力事業

### 第 1 部 全般

- a. 発電
- b. 発電と配電、或いは
- c. 発電、送電、配電

#### 第 13 条

第 12 条に規定の自家用の電力供給事業は、政府、地方政府、国有企業、公営企業、民間事業体、協同組合、個人、その他機関/事業体がこれを実施できる。

#### 第 14 条

第 9 条から 13 条までに規定の電力供給事業に関する詳細規定は、政令で定める。

### 第 3 部 電力サポート事業

#### 第 15 条

第 8 条b に規定の電力サポート事業は以下から構成される：

- a. 電力サポートサービス事業、及び
- b. 電力サポート産業

#### 第 16 条

(1) 第 15 条a に規定の電力サポート事業は以下を含むものとする：

- c. 電力供給設備分野のコンサルティング
- d. 電力供給設備の建設と据付
- e. 電力設備の検査と試験
- f. 電力設備の操業
- g. 電力設備のメンテナンス
- h. 研究開発
- i. 研修
- j. 電気器具・電気製品試験ラボ
- k. 電気器具・電気製品認証
- l. 電気技術者能力認証、又は
- m. 電力供給に直接関連のあるその他のサービス事業

(2) (1)項に規定の電力サポートサービス事業は、法規に基づき認証、分類、資格を有する国有企業、公営企業、民間事業体、及び協同組合が実施する。

(3) 電力サポートサービス事業を実施する国有企業、公営企業、民間事業体、及び協同組合は、国産品と国内のポテンシャルを優先すること。

(4) 電力サポートサービス事業実施者の認証、分類、資格に関する詳細は、政令で定める。



## 第 17 条

- (1) 第15条b項に規定の電力サポート産業は以下を含むものとする：
- a. 電気器具産業、及び/又は
  - b. 電気製品産業
- (2) (1)項に規定の電力サポート産業は、国有企業、公営企業、民間事業体、及び協同組合が実施する。
- (3) 電力サポート産業を行う国有企業、公営企業、民間事業体、及び協同組合は国産品と国内ポテンシャルを優先すること。
- (4) (1)項に規定の電力サポート産業活動は、法規に基づき、実施される。

## 第 8 章 許認可

### 第 1 部 全般

## 第 18 条

第 8 条に規定の電力供給事業と電力サポート事業は、事業許可を取得後にこれを実施する。

### 第 2 部 電力供給事業許可と操業許可

## 第 29 条

- (1) 電力供給事業許可は、以下から構成される：
- a. 電力供給事業許可、及び
  - b. 操業許可
- (2) 電力供給を行う各人は、電力供給事業許可を有することが義務付けられている。

## 第 20 条

第 19 条a に規定の電力供給事業許可は、第10条(1)項に規定の業種に基づき定められる。

## 第 21 条

その権限に応じ、政府或いは地方政府は電力供給事業許可を定める。

## 第 22 条

第 19 条(1)項b に規定の操業許可は、大臣規程で定められる特定容量の電源に義務付けられる。

## 第 23 条

- (1) 第22条に規定の操業許可は、その権限に応じ、政府或いは地方政府が定める。

- (2) (1)項に規定の操業許可は、事務、技術、環境要件を満たした後に定められる。
- (3) 操業許可保持者は、その権限に応じ、政府或いは地方政府から承認を受けた後、公共向けの利用のために余剰電力を販売できる。

#### 第 24 条

電力供給事業許可と操業許可に関する詳細規定は、政令で定める。

### 第 3 部 電力サポート事業許可

#### 第 25 条

- (1) 第15条aと第16条(2)項に規定電力サポートサービス事業は、その権限に応じ、政府或いは地方政府から電力サポート事業許可を取得後、実施される。
- (2) 電力サポートサービス事業許可及び電力サポート産業事業許可の供与は、法規に基づき実施される。

#### 第 26 条

電力サポート事業許可に関する詳細は、政令で定める。

### 第 4 部 電力供給事業許可保持者の権利と義務

#### 第 27 条

- (1) 第 10 条(1)項に規定の公共向けに電力事業を行う電力供給事業許可保持者は、以下の権利を有する：
- a. 河川や湖の水面上或いは水面下を通過する
  - b. 海洋の水面上或いは水面下を通過する
  - c. 公道や線路を通過する
  - d. 公共或いは個人の敷地に入り、一時的に利用する
  - e. 土地の利用と地上・地下を通過する
  - f. 地上・地下に建設された建物の上或いは下を通過する
  - g. 障害となる樹木を切る及び/或いは切り倒す
- (2) (1)項に規定の活動を行う際、電力供給事業許可保持者は法規に基づくこと。

#### 第 28 条

電力供給事業許可保持者は以下を義務付けられる：

- a. 現行の品質・信頼性基準を満たした電力の供給
- b. 需要家及び住民に対する最良のサービスの提供
- c. 電力安全規定の遵守、及び
- d. 国産品・国内のポテンシャルの優先

## 第 5 部 需要家の権利と義務

### 第 29 条

- (1) 需要家は以下の権利を有する：
  - a. 最良のサービスを受ける
  - b. 良好な品質と信頼性により、継続的に電力を得る
  - c. 妥当な価格で権利となっている電力を得る
  - d. 電力障害の際、改善のためのサービスを受ける、及び
  - e. 電力売買契約に規定の条件に基づき、電力供給事業許可保持者の操業ミス及び/或いは過失による停電が生じた場合、損害賠償を受ける
- (2) 需要家は以下を義務付けられる：
  - a. 電力の利用によって生じうる危険からの保護
  - b. 需要家所有の電力設備の安全の維持
  - c. 目的に応じた電力の利用
  - d. 電力料金利用請求額の支払い
  - e. 電力分野の技術要件の遵守
- (3) 需要家は、過失により電力供給事業許可保持者に損害を与える場合、その責任を負う。
- (4) (3)項に規定の責任に関する詳細は、大臣規程で定める。

## 第 9 章 土地の利用

### 第 30 条

- (1) 第27 条に規定の権利の履行のために、電力供給事業許可保持者が土地を利用する場合、法規に基づき、地権の補償或いは土地、建物、樹木に対する権利の保持者に対する賠償を行う。
- (2) (1)項に規定の地権の補償は、電力供給事業許可保持者が直接利用する土地と地上の建物・樹木に対してなされるものである。
- (3) (1)項に規定の賠償は、電力供給事業許可保持者が間接的に土地を利用し、送電網が通過することで土地、建物、樹木の経済価値が減少することに対してなされるものである。
- (4) (3)項に規定の賠償計算に関する詳細は政令で定める。
- (5) 電力供給事業許可保持者が利用する土地に、地権者或いは国有地利用者が支配する土地が一部存在する場合、電力供給事業許可保持者は、活動開始前に土地分野の法規に基づき、土地問題を解決することが義務付けられている。
- (6) 電力供給事業許可保持者が利用する土地に種族社会保留地が存在する場合、現地の慣習法の規定に留意しつつ、土地分野の法規に基づき解決する。

## 第 31 条

第 30 条(1)項に規定の地権の補償或いは賠償義務は、電力供給事業向けの立地許可がすでにあり、補償或いは賠償が済んでいる土地に故意に建物を建てたり、樹木などを植えたりする者に対しては適用されない。

## 第 32 条

- (1) 第30 条に規定の地権の補償或いは賠償の決定と支払い手順は法規に基づく。
- (2) 第30 条に規定の地権の補償或いは賠償は、電力供給事業許可保持者が負担する。

# 第 10 章 電力販売・電力網賃借価格と電気料金

## 第 1 部 電力販売・電力網賃借価格

### 第 33 条

- (1) 電力販売・電力網賃借価格は、健全な事業原理に基づき定められる。
- (2) その権限に応じ、政府或いは地方政府は、電力販売・電力網賃借価格を承認する。
- (3) 電力供給事業許可保持者は、政府或いは地方政府の承認なく、電力販売・電力網賃借価格を適用することが禁じられる。

## 第 2 部 電気料金

### 第 34 条

- (1) 政府はその権限に応じ、インドネシア共和国国民議会の承認のもと、需要家向けの電気料金を定める。
- (2) 地方政府はその権限に応じ、政府の定める指針に基づき、地方国民議会の承認のもと、当該地方向けの電気料金を定める。
- (3) 地方政府が(2)項に規定の電気料金を定めることができない場合、政府は、インドネシア共和国国民議会の承認のもと、当該地方向けの電気料金を定める。
- (4) (1)項、(2)項、(3)項に規定の需要家向け電気料金は、国、地方、需要家、電力供給事業者の利害の均衡に留意しつつ、定められる。
- (5) (1)項と(2)項に規定の需要家向け電気料金は、1 事業地域内において、各地方で異なる設定が可能である。

### 第 35 条

電力供給事業許可保持者は、第34 条に規定の政府或いは地方政府の決定に基づかない需要家向けの電気料金の適用が禁じられる。

## 第 36 条

第 33 条及び第34 条に規定の電力販売・電力網賃借、電気料金に関する詳細規定は、政令で定める。

## 第 3 部 越境電力売買

### 第 37 条

電力供給事業許可保持者の実施する越境電力販売は政府の許可に基づく。

### 第 38 条

越境電力売買は、電力の購入或いは販売を通じて実施できる。

### 第 39 条

第 38 条に規定の越境電力購入は以下の条件に基づき実施できる：

- a. 現地で電力需要を充足できない
- b. 現地の電力需要充足の補助に限る
- c. 主権、治安、経済開発に関連し、国民と国家の利害を損害しない
- d. 現地の電力供給の質と信頼性の向上のため
- e. 国内の電力供給能力開発をないがしろにしない、及び
- f. 海外からの電力調達依存を生じさせない

### 第 40 条

第 38 条に規定の越境電力販売は、以下の場合に実施できる：

- a. 現地及び周辺地域の電力需要が充足されている
- b. 電力販売価格に補助金が含まれていない、及び
- c. 現地の電力供給の質と信頼性を阻害しない

### 第 41 条

第 37 条から40 条までに規定の越境電力売買に関する詳細規定は、政令で定める。

## 第 11 章 環境と技術

### 第 1 部 環境

#### 第 42 条

各電力事業活動は、環境分野の法規に条件付けられた規定を満たすことが義務付けられている。

### 第 2 部 技術

## 第 43 条

電力技術は以下から構成される：

- a. 電力安全
- b. 通信、マルチメディア、情報通信技術用の電力網の利用

## 第 44 条

- (1) 各電力事業活動は、電力安全規定を遵守することが義務付けられている。
- (2) (1)項に規定の電力安全規定は、以下の状況の実現を目的とする：
  - a. 設備の信頼性と安全
  - b. 人体及びその他の生物に対する安全、及び
  - c. 環境にやさしい
- (3) (1)項に規定の電力安全規定に含まれるのは：
  - a. 電気製品と電気器具の標準化の充足
  - b. 電力設備の保安、及び
  - c. 電気器具の保安
- (4) 稼動する各電力設備は、操業適正認証を有することが義務付けられる。
- (5) 各電気製品と電気器具は、インドネシア国家標準の規定を満たすことが義務付けられる。
- (6) 電力事業における各技術者は、能力認証を有することが義務付けられる。
- (7) (2)項から(6)項に規定の電力安全、操業適正認証、インドネシア国家標準、能力認証に関する規定は政令で定める。

## 第 45 条

- (1) 通信、マルチメディア、情報通信技術向けの電力網の利用は、電力供給の持続性を阻害しない場合に限り実施できる。
- (2) (1)項に規定の電力網の利用は、電力網所有者の承認がある場合に限り、実施できる。
- (3) (1)項に規定の電力網の利用は、その権限に応じて、政府或いは地方政府からの電力網利用許可に基づき実施する。
- (4) (1)項と(2)項に規定の電力網利用に関する詳細規定は、政令で定める。

## 第 12 章 育成と監督

### 第 46 条

- (1) その権限に応じ、政府或いは地方政府は、以下の事項について、電力供給事業の育成と監督を実施する：
  - a. 発電向けのエネルギー源の供給と利用
  - b. 電力供給の充足

- c. 技術用件の充足
  - d. 環境保護の側面の充足
  - e. 国産の物品・サービス利用の優先
  - f. 外国人労働者の利用
  - g. 電力供給の質と信頼性レベルの充足
  - h. 許認可要件の充足
  - i. 電気料金適用、及び
  - j. 電力サポート事業の提供するサービスの質の充足
- (2) (1)項に規定の監督を行う際、政府と地方政府は以下を実施できる：
- a. 現場での監査
  - b. 電力分野の事業実施報告の要請
  - c. 電力分野の事業実施報告の研究と評価、及び
  - d. 許認可規定違反に対する行政罰の供与
- (3) (2)項に規定の技術監督実施の際、政府と地方政府は、電力監査官及び/或いは文民捜査官の補佐を受ける。
- (4) 育成と監督に関する詳細規定は政令で定める。

## 第 13 章 捜査

### 第 47 条

- (1) インドネシア共和国国家警察捜査官のほかに、電力分野の任務と責任を有する特定の文民公務員に対し、電力分野の犯罪捜査を行うために、刑法に規定の捜査官としての特権を与える。
- (2) (1)項に規定の文民捜査官の権限は：
- a. 電力事業活動における犯罪に関連する通報や説明の正当性の調査
  - b. 電力事業活動における犯罪の疑いのある各人に対する調査
  - c. 電力事業活動における刑事事件の証人や被疑者の取調べ・捜査
  - d. 電力事業活動における犯罪に利用された疑いのある場所の家宅搜索
  - e. 犯罪に利用された疑いのある電力事業活動設備・インフラの調査と設備の利用の停止
  - f. 犯罪に利用された疑いのある事業活動装置の封印及び/或いは証拠品としての押収
  - g. 電力事業活動における刑事事件捜査に関連して必要な専門家を呼ぶ
  - h. 法規に基づき電力分野の犯罪者の逮捕・拘束
- (3) (1)項に規定の文民捜査官は、法規に基づき、インドネシア共和国国家警察官吏に対し、犯罪事件の捜査開始を通知する。
- (4) (2)項に規定の権限の履行は、法規に基づく。

## 第 14 章 行政罰

### 第 48 条

- (1) 第 16 条(3)項、第17 条(3)項、第27 条(2)項、第28 条、第33 条(3)項、第35条、第 37 条、第42 条、或いは第45 条(3)項の規定に違反した各人は、以下の行政罰が課される：
- a. 書面による勧告
  - b. 活動の一時凍結、及び/或いは
  - c. 事業許可取り消し
- (2) (1)項に規定の行政罰は、その権限に応じ、大臣、州知事、或いは県知事/市長が定める。
- (3) (1)項に規定の行政罰適用手順に関する詳細は、政令で定める。

## 第 15 章 刑事規定

### 第 49 条

- (1) 第 19 条(2)項に規定の許可なしで公共向けの電力供給事業を行った各人は、最高3 年の禁固及び最高20 億ルピアの罰金が科される。
- (2) 第 22 条に規定の操業許可なしで電力供給事業を行った各人は、最高5 年の禁固及び最高40 億ルピアの罰金が科される。
- (3) 第 23 条(3)項に規定の政府或いは地方政府からの承認なしで公共向けに利用するための余剰電力を販売した各人は、最高2 年の禁固及び最高20 億ルピアの罰金が科される。

### 第 50 条

- (1) 第 44 条(1)項に規定の電力安全を遵守せず、電力により人の死を招いた各人は、最高10 年の禁固及び最高5 億ルピアの罰金が科される。
- (2) (1)項の行為が電力供給事業許可保持者或いは操業許可保持者が実施するものの場合、最高10 年の禁固及び最高10 億ルピアの罰金が科される。
- (3) (2)項の罰則に加え、電力供給事業許可保持者或いは操業許可保持者は犠牲者への損害賠償の義務も負う。
- (4) (3)項に規定の損害賠償の決定と支払い手順は法規に基づく。

### 第 51 条

- (1) 第 44 条(1)項に規定の電力安全を順守せず、電力供給事業の持続性に影響を及ぼす各人は、最高3 年の禁固及び最高5 億ルピアの罰金が科される。
- (2) (1)項の行為により、電力が遮断され、住民に損害を及ぼす場合、最高5年の禁固及び最高25 億ルピアの罰金が科される。



(3) 法に反し、権利ではない電力利用を行う各人は、最高7年の禁固及び最高25億ルピアの罰金が科される。

#### 第 52 条

(1) 第 30 条(1)項に規定の土地、建物、樹木に対する権利を有する者に対し、その義務を履行しない電力供給事業実施を行う各人は、最高5年の禁固及び最高30億ルピアの罰金が科される。

(2) (1)項の罰則に加え、電力供給事業許可或いは操業許可の取り消しの形で追加の制裁を科することができる。

#### 第 53 条

第 25 条(1)項に規定の許可なく電力サポートサービス事業活動を行う各人は、最高5年の禁固及び最高20億ルピアの罰金が科される。

#### 第 54 条

(1) 第44条(4)項に規定の操業適正認証なく電力設備の操業を行う各人は、最高5年の禁固及び最高5億ルピアの罰金が科される。

(2) 第44条(5)項に規定のインドネシア国家基準に基づかない電気製品と電気器具を生産、流通、売買する各人は、最高5年の禁固及び最高50億ルピアの罰金が科される。

#### 第 55 条

(1) 第49条から第54条に規定の犯罪行為を事業体が犯した場合、事業体及び/或いは役員に罰則が科される。

(2) (1)項に規定の罰則が事業体に科される場合、罰則の最高3分の1が追加で科される。

### 第 16 章 移行規定

#### 第 56 条

本法発効時点において、

1. 国家電力公社 (Perum) の国有株式会社 (Persero) への形態移行に関する政令1994年23号に基づき設立された国有事業体としての PLN は、電力供給事業許可をすでに有しているとみなす。
2. 政府は本法に基づき、2年以内に1項に規定の国有事業体の電力供給事業許可の整備と決定を行う。
3. 法律1985年15号に基づきすでに発行されている公共目的の電力事業許可、自家用の電力事業許可、電力サポート事業許可は有効期限終了まで引き続き有効。
4. 3項に規定の法律1985年15号に基づきすでに発行されている公共目的の電力事業

許可、自家用の電力事業許可、電力サポート事業許可は、2年以内に本法の規定と調整すること。

## 第 17 章 結びの規定

### 第 57 条

- (1) 本法発効時点で、電力に関する法律1985年15号(官報1985年74号、官報追記3317号)は取り消し、無効となる。
- (2) 電力に関する法律1985年15号に基づきすでにある電力分野の実施規定は、本法に反しない限り、或いは本法に基づき変更ない限り、引き続き有効である。
- (3) 本法の実施規定は本法の法制化から1年以内に制定のこと。

### 第 58 条

本法は法制化の日から発効開始となる。

## 3. 地熱開発について

### 3.1 地熱エネルギー法

国家エネルギー計画において、地熱発電についても具体的な行動計画が実施されることが明記された。それを受けて、地熱発電は①国産エネルギーである、②設備利用率が高い安定電源である、③地方での電力及びエネルギーの供給源になり得る、④環境に優しいエネルギー源である、⑤熱水の多目的利用などを通じ、地域産業への貢献が期待できる、といった利点があり、法的整備の必要性から地熱法[Geothermal Energy Law : 2003年法第27号]が制定された(2003年10月)。

この地熱エネルギー法は、インドネシア国内に豊富に賦存し、再生可能エネルギーである地熱エネルギーを、エネルギー供給源として積極的に活用し、社会の持続的発展に寄与させることを目的としている。このため、地熱開発活動を管理・促進し、社会にその開発効果を還元させることを使命としている。

この法律では、国家・政府(州政府、郡・市政府)による①資源管理とデータ情報管理責任、②資源量把握と開発とのバランス管理が規定された。

また、地熱開発手続きを明確化し、しかも、迅速な開発のための制度が定められている。具体的には、①公開による地熱開発区域(Working Area ; WKP)の設定と制限、②地熱開発許可(Geothermal Energy Business Permit : IUP)、③入札による地熱開発区域の決定が定められた。

また、国(鉱山エネルギー省)は地熱開発区域(Working Area ; WKP)を設定する責任があるとされている。

また、IUPについては、①期間の設定(探査3年[2年延長可]、FS2年、開発30年[延長可

能)②返還義務(探査終了後2年以内に開発に移行しない場合)、③開発計画の届出制度と監督官庁による変更命令に関する規定がなされている。

特に、法第10条は第1号で地熱開発行為を、予備調査、探査、事業化可能性調査(FS)、開発および利用の5区分に分割し、そのうち予備調査に関しては、第2号にて「国および州政府はそれぞれの権威に沿って予備調査を実施しなければならない」と規定してある。政府による予備調査の実施は、資源リスクを政府が負うことになり、地熱開発促進のためには重要な項目と言える。

IUPについては保有者には、①関連法規の遵守、②環境保護、③国産品の優先使用、④研究開発の支援、⑤人材育成の支援、⑥地域社会への貢献、⑦事業活動報告書の提出が義務化されている。

### 3.2 地熱開発ロードマップ(2004-2020)

地熱開発ロードマップは、国家エネルギー計画及び地熱エネルギー法を受けて、2020年までに6,000MWの地熱開発を目標として、その達成のための指針を示すために2004年6月に作成された。

2005年には、2025年までに9,500MWの地熱開発を行うと新たな高い目標が示されている。開発目標では、2004年までの地熱開発量807MWを受け、2008年までに2,000MW、2012年までに3,442MW、2016年までに4,600MW、2020年までに6,000MWとすることが掲げられている。さらに、目標実現のための主な課題と対策として、政府による資源量の確認及び評価、政府による蒸気価格政策の確立、PERTAMINAの地熱開発区域における開発計画の確立、蒸気開発と発電事業の調和の重要性が示されている。また、鉱山エネルギー省内に地熱局を設立することが明記されている。その後、鉱山エネルギー省の組織改定が行われた。

### 3.3 地熱事業活動に関する政府則2007年第59号

本政府則は、地熱法で規定している地熱開発区域(本政府則ではWork Siteと表記)設定・入札・開発行為の手続きの詳細を定めている。

第2章では、地熱事業を、予備調査、地熱開発区域の設定及び入札、探査、事業化可能性調査(FS)、開発と利用に区分し、それぞれの段階での実施事項について規定されている。

予備調査は、政府が実施することと規定しているが、第三者(最初に調査着手したもの)が実施することを認めている。ただし、第三者による調査費用は業者負担とし、政府は負担しないとしている。また、地熱発電における標準的な蒸気生産コスト及び発電コストを決定している。

なお、予備調査は地熱開発地域を抽出するための地質・地球物理・地化学情報の収集・解析からなり、高額のコストがかかる調査井の掘削は探査段階と位置づけられている。このように、第三者による予備調査は認めているが、予備調査実施者が地熱開発区域の権利を自動的に取得できないと規定している。

地熱開発区域の設定は、予備調査の結果に基づいて政府が行うと規定している。その際、地熱開発区域のデータについての基礎価格を決定する。一方で、第三者が実施した予備調査データについても補償すると規定している。

探査段階は、地熱開発許可(IUP)を取得した共同事業体の実施し、資源量(地熱発電可能量)を確認するまで標準的、かつ、適切な手法により調査・解析を行うことを求めている。

事業化可能性調査は、探査段階同様に標準的、かつ、適切な手法により実施するとともに、①地熱開発地域内の鉱物賦存量の決定、②開発内容、坑井配置や生産井・還元井の仕様、③短期・長期の蒸気生産能力の評価と生産計画、④発電及び直接利用のシステム、⑤地熱資源の持続性・保護、⑥その他開発中の労働安全衛生、環境保護に関すること、⑦開発終了後の計画を盛り込むように求めている。

開発段階では、IUP 所有者である共同体が、環境影響評価後に、環境影響及び地熱資源の保護を配慮して実行することを求めている。

また、発電のための蒸気コストのガイドラインが政府の規定により定められるとしている。

第3章は、地熱開発区域の入札についての記載がされている。地熱開発区域の入札は公開により、2段階の手続きにより行われるとされており、入札書類についての詳細が記載されている。

入札書類には、蒸気または発電コストの明記が求められている。基本的には蒸気または発電について最小コストを提示した共同事業体が地熱開発地域の権利を取得すると規定している。ただし、予備調査を実施した共同事業体や第1段階の手続きを免除された共同事業体が最小コストを提示できなかった場合には、少なくとも入札における最小コストまで修正入札することができるとしている。修正入札に応じれば、権利を所有できる。なお、予備時調査を実施した共同事業体が地熱開発地域の権利を取得できなかった場合には、予備調査費用は権利を取得した共同事業体が補償するように求めている。

第4章は、各段階における地熱開発許可・返還・取り消しに関する規定が記載されている。探査に関わる許可期間は3年間で1年ずつ2回の延長が許可される。探査段階終了後2年以内に事業化可能性調査を実施し、その結果を政府に報告することが求められている。地熱発電の開発権は、探査期間満了後30年間と規定され、さらに20年の延長が認められている。探査に関わる権利エリアは20万ha以下とし、開発エリアはその内の1万ha以下(その他はエリアは返還する)と明記されている。また、地熱開発許可は、権利取得後6ヶ月以内に探査を行わない場合、探査段階終了後6ヶ月以内にFS調査を実行しない場合、探査許可満了後2年以内に開発に着手しない場合、地熱利用許可を受けて1年以内に地熱利用を開始しない場合、などにおいて、取り消されるとされている。

第5章では、IUP 保持者の権利と義務(①関連法規の遵守、②環境保護、③国産品の優先使用、④研究開発の支援、⑤人材育成の支援、⑥地域社会への貢献、⑦事業活動報告書の提出)についての具体的な内容が記載されている。

第6章では、地熱開発区域のデータの取り扱い(報告・機密扱い期間及びその処理)について

の記載がされており、IUP 保持者の探査、FS 及び開発期間中には政府へのデータ提出が求められている。なお、それら報告データについては一定期間機密文書として取り扱われるが、その後は公開される。

### 3.4 電力購入価格に関する大臣令第5号(2009年)

2008年に発令されたエネルギー鉱物資源大臣令No.14及びNo.269/2008によって、地熱発電による電力開発促進を目的として、各地域の電力単価実情を勘案した地域毎の電力売価の基準が規定された。基準とする売電価格は、地域毎の一般電力単価(BPP)を基準とすると規定している。地熱発電による基準となる電力の売電単価は、接続する送電線の電圧と設備規模により規定される。設備容量10～55MWにおいて、高压(BPP-TT)及び中圧(BPP-TM)については、地域単価の85%を基準の価格とする。設備容量55MW以上については、高压(BPP-TT)で地域単価の80%を基準の価格とする。ただし、地熱開発区域の入札における最低落札価格(発電コスト)を基準として、発電者と地域の電力会社間で協議の上決定されるものとされている。また、経済情勢の変動要素も加味することになっている。なお、北スマトラにおける具体的な適用単価の基準は、BPP-TTは1,891Rp/kWh、BPP-TMは1,984Rp/kWhが基準となる一般電力単価となっている。

然しながら第5号(2009年)の頭書きで述べられているように、現実の電力単価との乖離が大きいため再規定が必要となった。その結果、上記No.14及びNo.269/2008の規定はキャンセルされ、PLNの専決権限事項に変更され、その算定方法は示されないことになった。PLNは他の事業体からの電力購入価格を承認する際に、PLNの見積価格あるいは最高基準価格を添付した上でエネルギー鉱物資源大臣へ申請する。

## 4. 石炭開発について

### 4.1 鉱物石炭鉱業法

1967年法律第11号を代替する法律として、地方自治、人権、環境、社会、及び政治に関する根本的な変化に対応するため、2009年1月12日鉱物石炭鉱業法が施行された。新法の詳細及び全貌は法律条文の細部を規定する施行規則(政府規制、大臣命令等)を待たねばならないが、現在、エネルギー・鉱物資源省において、国内優先政策及び石炭価格の決定、鉱業区域の設定、鉱業活動の管理・監督、採掘跡地の埋め戻し及び復旧に関する政令案を作成中とのことである。

新法により、長年インドネシアの石炭鉱業の発展の基礎となっていた石炭事業契約(CCOW: Coal Contract of Work)制度が廃止となり、国内・海外資本が平等に参加できる鉱業免許制度(実施許可あるいは特別実施許可)へ移行することとなる。上記政令発行後1年以内に、既存CCOWは契約終了までの期間の活動計画を提出し、政府の承認を得る必要がある。CCOW制度では政府と石炭企業が取り交わした契約が特別法としての地位があり、契約

内容の変更は当事者双方が合意した

場合のみ可能とされ、紛争処理に関しても政府と民間企業との間で国際仲裁裁判が可能とされるなど契約期間は法的な確実性が確保されていたため、インドネシアの石炭生産は飛躍的に発展してきた。鉱物石炭鉱業法による鉱業免許制度へ移行した場合、これらの確実性が失われるため海外投資家による大規模な投資を阻害するのではないかと、特に、金属鉱業にとっては、インドネシア国内での選鉱・製錬義務は投資意欲を減退させると危惧する向きもある。

鉱物石炭鉱業法の概要および問題点は次のとおりである。

- 地方分権化以後問題とされてきた中央政府、地方政府（州、県／市）の権限が明確化され、住民福利のための地域社会開発の重視、および環境対策義務が明確化されているとしている。
- 国益のための鉱物石炭の国内供給優先義務の導入（国内供給優先義務については詳細を後述する。）
- 鉱業区域を政府が国会および地方政府と協議の上、決定する。鉱業活動は鉱業区域内で行う。
- 鉱業事業区域は国会と協議の上、政府が決定。国家保全区域は国会の承認を得て、政府が決定する。
- 鉱業区域および鉱業事業区域と国家保全区域の決定の基準・方法は未だ明確に規定されていない。区域指定により取扱がことなり、中央政府と地方政府をはじめ関係者の利害が錯綜する恐れもある。また、森林区域、農園区域、農業区域等との重複・調整の問題等難問の山積も予想される。
- 鉱業事業実施許可は探査実施許可と生産・操業実施許可より、同一県・市内の場合は県知事・市長が交付する。
- 鉱業事業実施許可区域は中央政府が決定し、地方政府が入札を行う。
- 特別鉱業事業実施許可を国家保全区域内に設定し、大臣が交付する。国営企業および地方政府営企業が優先される。民間企業は入札方式とする。
- 特別鉱業事業実施許可保有者には、純益の10%の負担義務および生産開始5年以内の株式放出義務が規定されている。

具体的手続きは政令で定められると共に実際の実行段階で不備は修正されてゆくことも期待されるが、地方政府の組織・人材開発の問題が顕在化する恐れもある。

また、鉱業事業実施許可区域の有効期間、面積とも従来のCCOW制度よりも縮減されている。これにより中小規模の乱立、経営の不安定化につながり、海外投資家にとって魅力が減退することも考えられる。

- 鉱業事業実施許可区域面積：探査；50,000ha，生産；15,000ha  
有効期間；探査事業実施許可（8年；概査(1年)，探査(5年)，FS（2年））
- 生産・操業事業実施許可（23年；建設(3年)，生産、選鉱、製錬、輸送、販売(20年)，10年2回延長可能）

- 探査事業実施許可所有者には、生産・操業事業実施許可の取得を保証される。(特別鉱業実施許可も同様)

従来、温情主義とされていた罰則規定が明確に規定されている。

調査捜査は警察および政府官吏調査官が行うことができると規定さえている他、厳罰主義および法的主体に対する追加刑罰（懲役・罰金の3分の1の加算）が、行政罰および刑事罰に関して規定されている。

- 鉱業事業実施許可者（無許可採掘、虚偽報告、許可なし探査・生産）に対しては、行政罰（書面による警告、操業一時停止、探査・操業全面停止、各実施許可取り消し）および刑事罰（懲役、罰金）。
- 違法採掘（無許可採掘）および違法採掘者からの石炭の買い取りに対しては刑事罰（懲役・罰金）が課される。
- 権力乱用に対する法律違反として、地方政府が法律を無視して行動した場合、例えば、法規制および手続き違反の場合、中央政府は地方政府交付の実施許可を停止あるいは取り消すことができる。また、法規制および手続きに違反して鉱業免許を交付した政府官吏に対しては、2年以下の懲役、最高Rp.2億の罰金が課される。
- さらに、善良なる実施許可保有者の生産活動を混乱あるいは妨害した場合は1年以下の懲役、最高Rp.1億の罰金が課される。

現在、石炭鉱山の操業の各段階に渡って、鉱業サービス会社が採用され、アウトソーシングおよび技術の専門化が図られ、円滑な操業が行われてきた側面もある。鉱業サービス事業についての次の規定、

・ 第124条

- (1) 鉱業事業許可及び特別鉱業事業許可保有者は、現地、インドネシア国内資本のサービス会社を利用しなければならない。
- (3) 鉱業サービス事業に定義はコンサル、計画、エンジニアリング、機器テストで、従来通りの鉱業サービス会社を採用して行われている採掘作業、輸送作業の実施が定義されておらず、鉱業サービス会社への委託が困難になると円滑な操業に支障を来すおそれもある。

本法の審議段階で最も議論が多く、長時間の審議の原因ともなった経過措置に関しては第25章第169条、第171条で規定されている。

- 第169条 a. 本法律の発効以前から既にある石炭鉱業事業契約は、契約の有効期間の終了まで以前として有効とする。
- b. aで述べた石炭鉱業事業契約の条項中に記載されている規定は、本法律の制定後1年以内に適合されなければならない。ただし、国家歳入に関連する事項は除く。
- 第171条 (1)第169条で述べた石炭鉱業事業契約で、探鉱活動、フィジビリティスタディ、建設又は生産活動の段階を実施している者は、本法律の発効後1年以内に、契約・協定
- 全区域における契約・協定終了までの期間の活動計画を提出し、政府の承認を得なければ

ばならない。

- (2)第(1)項で述べた規定が満たされない場合には、石炭鉱業事業契約保有者に既に付与されている鉱業区域の面積は、本法律に適合される。

実施の詳細は制定される政令および各社の活動計画内容と政府承認の内容を確認する必要があるが場合によっては混乱も予想される。

鉱物石炭鉱業法が施行され、法律の内容が明らかとなったが、大枠の概念を示しているのみで実際の施行内容・効果は政令および実際の運用の事例を待たねばならない。インドネシア政府関係者の期待とは裏腹に関係者により混乱が危惧されていることも事実である。しかしながら、インドネシアにとって、石炭産業は国内のエネルギー源確保、地方経済の活性化、輸出外貨の獲得、財政収入源として重要と認識されており、関係者による調整が期待される。

## 4.2 国内供給義務及び石炭価格政策に関する政令

### (1) 背景

石炭を国内の一次エネルギーの根幹に据え、電力開発を石炭火力発電により推進して行くと言うインドネシアの政策により、石炭の国内への供給をどのように確保するかは従来より議論されてきた。国家エネルギー政策に関する2006年大統領令第5号において、2025年の石炭使用（石炭液化を含む）目標をエネルギーミックスの35%、または石炭消費量を約2億1千万トンとした。石炭火力発電所をインドネシアの主要発電所として規定した。これには、10,000MWの石炭火力発電所建設を包含、いわゆるCrash Programが含まれている。また、多くの大規模工業がコスト節減の観点より生産工程の熱源や発電において石炭使用に移行している。

このような中、スララヤ石炭火力発電所、タンジュン・ジャティ石炭火力発電所、チラチャップ石炭火力発電所など、発電所用の石炭供給不足問題が度々生じている。2008年上半期にジャワ〜マドゥラ〜バリ系統で停電が発生した。かかる石炭火力発電所用の石炭供給不足により生じた停電を受け、石炭の国内供給を確保すべしとの議論が起こり、エネルギー鉱物資源省／鉱物石炭地熱総局は石炭の国内供給義務（DMO：Domestic Market Obligation）および石炭基準価格決定指針に関する政令案を起草するに至った。

### (2) 国内エネルギー供給に関する旧法による準拠法

先ず、1945年憲法第33条には「国土及び水、そしてそこに見出された天然資源は、国家の管理の下に置かれ、国民が公共の福祉を最大限享受できるように活用されなければならない。」と規定されている。また、2007年法律第30号エネルギー法第3条には「国内エネルギーの確保を保証すること」、2006年大統領令第5号国家エネルギー政策第2条には「国家エネルギー政策の目的は、エネルギー供給保障を実現することである」と規定されている。

また、政府と石炭生産会社各社との石炭事業実施契約（CCOW）の契約書の条文にも炭鉱会社は国内における石炭供給保障を支持し、国内需要が満たされた場合、石炭を輸出することができるとの趣旨から各世代の契約書には次のように定められている。



第1世代CCOW（外資企業）契約書第12条第4項「特定の状況下において、政府の要請に対し、コントラクターは共同合意した条件に基づき、石炭生産品の全てまたは一部を国内需要向けとして販売しなければならない。価格に関する共同合意が得られない場合、支払い金額は最低輸出契約価格と同一とする。」

第1世代CCOW(国内企業)および第2世代CCOW契約書第13条第5項には「コントラクターに対し常に国内（インドネシア）の石炭需要を満たすことを優先するよう義務付ける。特定の状況下において、コントラクターに対し石炭の全てまたは一部を国内の消費者へ直接販売することを義務付ける。国内向け石炭の販売価格はその時々で世界市場で有効な販売価格を超過しないこと。」

第3世代CCOW契約書第12条第1項には「政府は国内の石炭需要を十分に検討した上で、コントラクターに対し石炭製品を輸出する権限を付与する。3年以上に亘る石炭販売契約については政府へ書面にて通知しなければならない。第12条第2項「当該販売／輸出案件が国家の利益に影響する場合、政府は石炭の販売または輸出を禁止する権限を持つ。」

上記2点の法規制および契約書を受け、政府は国内石炭需要量および炭鉱会社の石炭生産に対し国内石炭最低販売率を決定しなければならないとの立場から国内供給義務及び石炭価格政策に関する政令を構想、準備がなされてきた。

#### 4.3 鉱物石炭鉱業法における国内供給義務及び石炭価格政策に関する規定

2009年法律第4号の鉱物石炭鉱業法には明確に国内供給義務が謳われている。該当箇所は以下の通りである。

##### 1) 第2章原則及び目的

- 第3条 c.国内需要のための原料として、又はエネルギー源として鉱物と石炭の供給を保証する。

##### 2) 第3章鉱物・石炭の利用

- 第4条 (1)再生不能な天然資源としての鉱物と石炭は、最大限の国民福祉のために国家が管理する国家財産である。
- 第(1)項で述べた国家による鉱物と石炭の管理は、政府又は地方政府により実行される。
- 第5条 (1)国家利益のために、政府はインドネシア共和国国民議会と協議の上で、鉱物・石炭に関し国家利益を最優先する政策を策定することができる。
- (2)第(1)項で述べた国家利益は、生産と輸出の管理により実行することができる。
- 第(2)項で述べた管理の実行において、政府は各州における毎年の各鉱種の年間生産量を決定する権限を有する。
- 地方政府は、第(3)項で述べた政府が定めた数量の規定に従わなければならない。
- 詳細は別途政府規定にて定められる。

鉱物石炭鉱業法によりインドネシア国内への供給義務は法律で明確に規定されたことになり、実施の詳細は政令に定められることになるが、インドネシア国内へ石炭供給義務には、す

すべての石炭火力発電所、セメント工場、パルプ工場等への供給が対象となるので、新たに石炭発電所をインドネシア国内へ建設・運用を考える場合は燃料供給確保の明確・確実な根拠となる。

#### 4.4 構想中の国内供給義務及び石炭価格政策に関する政令の概要

政令案は未だ鉱物石炭地熱総局内で作成中であり、内容を確認することはできない。また、発行まで政府の各段階で修正が加えられ原案から大きく変更される可能性もある。国内供給義務および石炭価格政策について現在までに発表されてきた内容は以下の通りである。

石炭の国内供給義務は以下の手順で行うと説明されている。

国内石炭需要量および国内石炭最低販売率は政府が年に1度算出・決定する。

石炭需要量の決定は、エネルギー鉱物資源大臣／鉱物石炭地熱総局長、商業大臣、石炭利用産業協会、石炭生産会社協会、石炭売買業者協会により合同で決定する。

国内石炭最低販売率の決定は、エネルギー鉱物資源大臣／鉱物石炭地熱総局長が毎年6月に決定する。

国内向け石炭最低販売率は、炭鉱会社の翌年の事業計画および予算策定の基準となる。

石炭の国内供給義務として国内石炭最低販売率を割り当てられた全ての炭鉱会社は国内石炭最低販売率を満たさなければならない。

しかし現状では、高い割合で国内需要向けに石炭を販売している炭鉱会社がある一方で、輸出に適した石炭の種類を扱う炭鉱会社もある。よって、国内石炭最低販売率を満たすために、炭鉱会社は適正価格で、割り当て量を譲渡することができる。

石炭価格政策の基本構想は以下の通り発表されてきた。

政府が石炭基準価格を決定する3大目的は、石炭による政府歳入の最適化の実現、石炭売買における石炭生産者および消費者（特に国内消費者）の基準を明確化する、国内石炭需要の達成の支援である。

石炭基準価格は、インドネシアで生産される石炭の最安値の基準である。

石炭基準価格に従い、全ての石炭販売価格は、石炭価格決定規定により品質に基づき「均一」または「同一」となる。

よって、国内販売時に従来供給義務の販売に用いられてきた「輸出石炭の最安値」といった用語も無くなり、それを国内向け石炭の価格決定に適用することも妥当でなくなる。

石炭基準価格を適用することにより、国内石炭供給も輸出同様に魅力的となる。よって、国家歳入の最適化が達成され、国内石炭供給の保証も向上する。

国内の消費者（特に電力部門）が、石炭価格が高すぎるとみなす場合、政府は電力会社に対し補助金を支給する必要があるが、石炭価格の引き下げは行わない。

詳細および実施内容は政令の発行と実施状況を確認する必要があるが、国内供給義務および石炭価格政策はインドネシア国内へ石炭火力発電の建設、運営を計画する場合は燃料石炭の供給は炭種による同一な価格で保証されることとなるので、事業の評価の現実性を増す要因と判

断される。

## 4.5 新海運法

### (1) 新海運法の概要

国内海運は島嶼国家インドネシアにとって不可欠のインフラであり、高度かつ効率的で競争力のある国内海運を実現することを目的とした2005年大統領命令第5号の趣旨に基づき2008年法律第17号インドネシア海運法が導入された。新法は、沿海航行権とインドネシア船籍船優先原則に基づいて、インドネシア海運業の発展の法的基盤となる。インドネシアの国内輸送サービスにおいては、過去数十年来、外国海運業が圧倒的優位にあるが、外国船舶の圧倒的優位は、結果としてインドネシア船舶の能力不足となり、この事がインドネシアの海運立国を妨げていた。新法の導入により今後インドネシアは海運業を強化し、現在の外国優位の状況を解消する事を目指す。

新海運法は海運サービス、港湾、海上安全・治安維持、及び法律施行を主として規制する。海運サービスの規制は、沿海航行権を厳正に適用する事により、インドネシア人船舶所有者を業務遂行上、公正に取扱う事ができる。国内海運と中央及び地方政府が購入する輸入貨物については、3年の経過措置の後、全てインドネシア国（船籍）船舶が取扱うものとする。政府／国営企業向け輸入貨物についても国内海運会社所有船舶を利用しなければならない。新海運法は船舶ローン制度を導入する。これによって金融機関は、インドネシア船舶に対する保証を持つことになるので、船舶購入の際の融資を促進することができる。

新海運法は、インドネシアにおける港湾開発も促進させる。特に、港湾業務の独占を排除し、民間企業の参入を図る：海外貿易対象の港湾数を減らし、港湾サービスの効率改善と安全強化を図る。

海上安全・治安維持としてインドネシアは国際海事議定書に基づく海上安全及び治安維持を適用する。また、インドネシア沿岸警備隊を創設する。

この法律施行はインドネシア海運業の発展に大きな支えとなる法的基盤の整備となる。

### (2) 新海運法の制定根拠

新海運法導入の理論的根拠として外国海運業への依存を減らす事の他に、インドネシア海運業の能力不足と石炭・石油等の天然資源商品の輸送が増大したために、インドネシア船舶量の拡大を必要とする。沿海航行権に基づく新海運法はこうした目的に合致する。

港湾の非効率性や港湾施設の不足が海運サービスの効率を阻害してきた。しかし、海運サービス需要の増加のために、効率的且つ効果的インフラ、特に港湾を必要とする。したがって、法律改正により港湾開発を促進する事は、極めて正しい措置と考えられる。

インドネシア経済においても地方分権を推進する必要がある。地方自治の尊重することにより港湾開発における地方政府の果たす役割を促す可能性がある。

海賊によるシー・レーンの安全問題については、新海運法によって海上安全と治安維持を定める事は極めて重要である。海上の安全問題は、国内はもちろん国際的な関心事である。

### (3)移行措置

新海運法は、沿海部における貨物輸送を増やす大きなチャンスインドネシア海運会社に与える事になる。しかし、特にインドネシア国籍船舶を増やし、増大する輸送需要に応える事は困難な課題である。新海運法では、3年の経過措置の後では、外国籍船舶をインドネシア国内で運航させる事はできない。

外国籍船舶がインドネシア国内で運航する事が出来るようにする措置が必要である。

それは以下のいずれかの方法により実施することができる。

インドネシア国内で海運サービス事業を行う外国海運企業はインドネシア国内企業を総代理店として指名する。

インドネシア海運企業と合弁企業を設立し、インドネシア籍船舶を運行する。したがって、外国籍船舶の運航が不可能となるわけではない。

#### (4)新海運法の石炭のインドネシア国内輸送への影響

新海運法インドネシア海運業の増強と海運の合理化・効率化、安全の向上、港の開発促進・運営の合理化を目的としており、石炭の海上国内輸送のシステムとしての改善・増強へのインドネシア政府の意識の表れとも理解される。インドネシア国内石炭輸送への外国籍船舶の運航が全面禁止されるわけではなく、共存を図って行けば、大きな混乱もないと判断される。

今後、法律の施行の促進と、特にインドネシア国籍船舶の能力増強を目的として省及び関係部局による施行規則の公布や金融・財政の改善によるインドネシア海運業への協力を見守って行く必要がある。

## 付属資料-4：潮流解析／系統安定解析について

### 1. 目的

潮流解析／系統安定解析は、当該発電計画の投入が送電系統の安定に与える影響を解析するものである。

### 2. 検討事項

潮流解析／系統安定解析は送電網整備計画に基づき当該発電計画が投入された場合の電力系統内の電力潮流並びに事故電流について解析・検討を行う。主要な検討項目は以下の通りである。

#### (1) 電力潮流及び想定事故に対する解析

当該発電計画投入後の系統内の電圧/電流が常時及び事故発生時に設計許容値内にあることを確認する。検討では以下の事項を考慮する。

- 現在及び将来の負荷状況と電源計画
- 給電指令計画に基づく負荷状況
- 系統整備計画

#### (2) 事故電流解析

事故電流が遮断器をはじめとした系統設備に与える影響を解析し、許容値内にあることを確認する。

### 3. 必要データ

#### (1) 当該発電計画に関するデータ

- ① 既設及び計画中の発電計画に関するデータ（発電容量、出力、力率、電圧、インピーダンス）
- ② 昇圧トランスに関するデータ（容量、一次/二次電圧、インピーダンス）
- ③ 遮断機に関するデータ（容量、電圧）
- ④ その他（単線結線図、所内電力等）

#### (2) 既設／計画の送電網に関するデータ

- ① 主要送電線網の主要諸元（電圧、距離、容量、インピーダンス）
- ② 主要変電所データ（容量、力率）
- ③ 現状の最大、最小負荷
- ④ 将来の負荷予想等

### 4. 想定実施期間（MM）

- ① データ収集 : 約 0.5～1 ヶ月（解析の範囲、関係機関の対応によって変動）

- ② データ整理 : 約 0.5 ヶ月
- ③ 安定解析 : 約 0.5~1 ヶ月 (解析ケースによって変動)
- ④ 結果の整理 : 約 0.5 ヶ月
- 合計 : 2~3M/M

付属資料-5：地熱発電建設費推定

建設費推定額

No.	開発地域	発電容量 (MW)	生産井能力			還元井 能力 (200t/h)	必要坑井数 (成功率70%)		還元井 掘削費 (mUS\$)	生産井 掘削費 (mUS\$)	還元井 掘削費 (mUS\$)	調査井 掘削費 (mUS\$)	掘削費	ハイヴラ インコスト (mUS\$)	発電所コ スト (mUS\$)	初期投資 総額 (mUS\$)	初期必要 投資額 (US\$/kW)	土木工事 費 (mUS\$)	送電線 (mUS\$)	建設費総 額 (mUS\$)	減衰率 MW	補充井 本/年	補充井費 用 (mUS\$/y)	年間時間 (h)	稼働率 (%)	年間発生 電力量 (GWh)
			掘削深度 (m)	出力 (MW)	熱水量 (t/h)		生産井	還元井																		
1	Sarulla-2	190	2,000	8	190	1,000	34	32	5.5	2.75	0	275	49	228	553	2,909	28	6	586	10	1.2	6.5	8,760	80%	1,332	

※O/R:建設費の3.5% (Phase 1 調査, 2009)  
 ※ハイヴラインコスト, 発電所コスト, 土木工事費 (Phase 1 調査, 2009)

- ・生産井: 成功率70%
- ・還元井: 還元能力200t/h
- ・掘削費: 現地聞き取りによる(5-6mUS\$)
- ・パイプラインコスト: Phase 1より
- ・発電所コスト: Phase 1より, 100MWクラス(US\$1,200/kW)
- ・土木工事費: 初期投資額の5%
- ・送電線: Phase 1調査(2009)より
- ・減衰率: 5% (現地聞き取り3-5%のため安全を見て)
- ・補充井: 減衰/生産井能力

インドネシア国  
北スマトラ電力開発にかかる協力可能性検討調査 フェーズ2  
現地調査報告書

1. 調査期間： 2010年9月19日(日)～2010年10月6日(水)
2. 調査地： インドネシア共和国 ジャカルタ市および北スマトラ州メダン市
3. 調査団員

氏名	担当	調査期間
寺尾 啓一	業務主任/電力開発計画	9月19日～10月3日
小関 武宏	地熱開発	9月19日～10月3日
宮本 幸男	水力開発	9月19日～10月3日
小坂 幸生	石炭・ガス開発	9月22日～10月6日
井上 友幸	電力投資(経済財務)	9月22日～10月6日
清水 満	法制度	9月19日～10月3日
津田 直幸	調整員	9月19日～10月6日

#### 4. 調査内容

##### 4.1 調査の前提

- ① 調査の対象となる電源開発、イナルム用電源(200MW)以外に民生用電源(200MW/400MW)とする。
- ② イナルム用電源は、現行の電力供給計画(RUPTL 2010-2019)で計画される開発計画以外の新規発電計画の中から選定する。

##### 4.2 発電モード毎の開発ポテンシャルに関する現状での確認事項

###### 4.2.1 水力発電

フェーズ1で有力視されていた Tumpur-1 と Jambu Aye-8 はともに下記の理由から、現実的には開発困難であると考える。

- ① 貯水池の一部が Conservation Area にかかること。
- ② アチェ州にあり地方政府との調整が難航するが必至であること。
- ③ Jambu Aye-8 は多目的であり、関係省庁との調整に長い期間を要すること。



上記のように、大規模な貯水池式水力は環境面、社会面に加え、水利権等、地方政府と中央政府の合意形成に長い期間を要することから本調査で想定する期間(2020年頃迄)での開発は困難と考えられる。特にアチェ州と中央政府は長い対立があり国家プロジェクトとして開発計画が実現するのは容易ではない。したがって本調査では、大規模貯水池を伴わず、比較的上記諸要因について解決の目処の立ちやすい流れ込み式及び調整池式発電計画の中から候補地点を選定することとした。

上記より候補地点は下記のとおりとなる。

表-1 水力候補地点一覧表

地点名	設備出力 (MW)	年間発電 電力量 (GWh)	建設費 (10 <sup>3</sup> US\$)	設備 利用率 (%)	発電形 式	調査精度
Toru-1	38.4	308.1	82,200	91.6	流れ込 み式	Pre-FS
Simanggo-2	59.0	367.0	118,000	71.0	流れ込 み式	Master Plan <sup>1</sup>
Wampu	45.0	209.7	148,300	53.2	流れ込 み式	FS
Raisan-3,4	80.0	295.0	161,000	42.1	調整池 式	Reconnaissance Study
計	222.4	1,179.8	509,500			

なお、上記地点はいずれも流れ込み式、調整池式(日調整)であり、貯水池式のように電力を安定供給できない。したがって、イナルム用電源としては適当でないため、すべて民生用とする。

#### 4.2.2 地熱発電

地熱発電では現在運転中あるいは調査が実施されている地点として Sibayak、Sarulla、Merapi、Sipaholon、Sinabung 等がある。Sarulla-2 については、既に RUPTL 2010-2019 に IPP として 110MW が計上されていること、開発者(伊藤忠商事株)は PLN への一括売電を前提としていることから、民生用電源として利用される。ただし、RUPTL に計画されていない資源量としては地熱マスタープラン調査(2007)によると約 200MW の開発余地が考えられる。

RUPTL に記載されていない計画としては Sibayak 増設、と Sinabung があげられ、イナルム用電源として現時点で現実視できる地点は Sibayak 増設(28MW)があり、開発中の地点としては Sinabung がある。但し、Sinabung については地表調査の段階であり、開発可能量は推定の域を

<sup>1</sup> 現在、Pre-FS 実施中(JICA-Study)

脱していない。

表-2 地熱発電候補地点一覧表

	Area Name	Developer	Paster Plan (2007) Total Capacity (MW)	Installed(2010) (MW)	RUPTL(2010-2019) (Operaion) (MW)	API NEWS(2010) Tender Status & Green Field List	Possible Additional Development (MW)
1	Sibayak	PGE	40	12	-	-	28
2	Sarulla 1	IPP	630	0	330 (2014)	-	-
	Sarulla 2	IPP		0	110 (2014)	-	200
3	Sorik-Merapi	IPP	100	0	55 (2014)	Tender	45
4	Sipaholon	IPP	50	0	55 (2019)	Tender	0
5	Sinabung	PGE	ND	0	-	-	(40)
6	Dolok Marawa	-	-	0	-	Green Field	-
7	Pusuk Bukit-Danau Toba	-	ND	0	-		-
8	Simbolon-Samosir	-	ND	0	-		-
9	Pagaran	-	-	0	-		-
10	Sibubuhan	-	-	0	-		-
	Total		820		550		273/(313)

#### 4.2.3 石炭およびガス火力

石炭火力は、南スマトラ、東・南カリマンタンからの石炭が必要量供給可能ならば、400MW でも 600MW でもイナルム近くに発電所建設は可能。ただし立地等の検討は必要。ODA を活用する場合、超臨界圧または超々臨界圧ボイラーの適用することとなるが、この場合単機容量が 400MW 程度以上の発電設備となり、系統への影響があると考えられる<sup>2</sup>。よって系統潮流安定解析により系統への影響の有無を確認する必要がある。

ガス火力の場合、南スマトラのガス田は西ジャワへパイプラインで送ガスしており、容量的に余裕があれば北スマトラ方面へも送ガスが可能となる。ただし、現在 Riau 州の Duri までパイプラインが引かれているが、更に 500km 以上のパイプラインが必要だが、現状計画のみで建設時期などは未定。残るは LNG の受入基地を建設して発電所へ供給する(ただし燃料費は割高)。この場合、コンバインド火力発電が適しており、候補地近郊にコンバインド火力 225MW(GT:150MW +ST:75MW) x2を新設するか、メダン近郊にある老朽化している既設の Belawan 火力(合計 260MW が 200MW 以下の出力しかない)のボイラーを撤去して、ガスタービンと蒸気発生装置(HRSG)を追加する。既設の発電機出力 65MW×4 にガスタービン 130MW×4 等の組み合わせで、780MW の出力となる可能性がある。この場合、新規の土地取得が不要になるなどのメリットもあるが、系統潮流安定解析は必要である。

<sup>2</sup> 通常単機容量は送電容量の 5%程度とされる。南北送電線が連系した場合の総容量は 50,000MW 程度であり、この場合でも 250MW 程度が限界となる。

## 4.3 法制度と事業体制に関する現状での確認事項

## 4.3.1 法制度

2009年に新電力法が制定されたが、基本的には1985年の電力法を踏襲している。

新電力法に伴う各政令の改定はまだ進んでいない。本調査に影響する事項としては、PLNの電気料金及び送電線の賃借が上げられる。

## ① 電気料金について

国家からPLNへの補助金は平均15%の値上げ(7月)を実施した2010年においてもなお約6800億円相当と見積もられている(PLN経営計画より)。MEMRとしては今後、補助金を削減すべく電気料金の改定を引き続き行っていく方針であり、2014年までには国家補助をなくす方向で検討されているとの情報もある。

電気料金は大口、高圧需要家で基本料金(Demand Charge)が24,200Rp/kVA/month、使用料金(Consumption Charge)が605Rp/kWhであり、国家送電網カバー区域では一律料金となっている。仮にイナルムがPLNから買電する場合、この料金体系に従わなければならない。

下表に現行の電気料金規定に従った場合の、イナルム増設用電力の買電料金を示す。

表-3 イナルム増設用電力をPLNより買電する場合の料金

Items	Demand Charge	Consumption Charge	Remarks
Group I-4/TT	24,200 (Rp/kVA/month)	605 (Rp/kWh)	Demand Chargeは産業電力を対象とした場合
イナルム増設用電力	150,000kVA	86,400k,000kWh/Month	設備の力率:1.0 稼働率:80%とした場合
Monthly Charge (Rp/month)	24,200 x 150,000 =3,630,000,000	86,400,000 x 605 =52,272,000,000	
Total(Rp/month)	55,902,000,000		
Total (US\$/month)	6,352,500		1US\$=8,800Rp
Average Charge	647(Rp/kWh)		=55,902,000,000/86,400,000
	7.35(¢/kWh)		=6,352,500/86,400,000

## ② 送電線の賃借について

送電線の賃借については政令2005/3及び2006/26の第11条において、送電線の賃借に関する義務<sup>3</sup>を規定しているが、次の理由から実質上送電線の賃借は困難な状況となっている。

<sup>3</sup> 政令では公共の目的の場合となっているが、MEMR関係者によれば自己目的も可であるとのこと。

- a. 送電線の賃借に関する細則は国が制定することとなっているが、技術的検討<sup>4</sup>が行われておらず棚上げ状態であり、制定の目処が立っていない。
- b. 賃借料金についても上記規程の範疇であり、現時点では決められていない。

仮に SPC が発電所をイナルム用電源として開発したとしても、現時点では送電線の賃借に関する細則が決められていないために、現実的には PLN の送電線を賃借することができない。したがって専用送電線を引くか、PLN に売電し PLN の電気料金体系に従って買電する方法以外の選択肢がない。

#### 4.3.2 事業体制

##### ① PPP

PPP に関しては急速な進展を見せており電力関係でも既に 5 事業<sup>5</sup>が公示されている。但し、イナルム用電源を含む場合は、PLN の合意を取り付けられることが前提である。また、特定企業への電力供給を含む計画に国家予算を利用することは困難と考えられることから、フェーズ 1と同様、本調査の対象としない。

##### ② SWAP

イナルム自体が新たな電源を所有/運営しない場合、SWAP は成立しない。仮にイナルム自体が発電所を所有/運営するとした場合、石炭火力であればピーク電力とベース電力の SWAP の可能性はある。ただし、この場合、発電所の設備利用率が下がるため、発電コストは割高となることは明らかである。また、増設時期にもよるが、現行の電源計画が順調に進んだ場合には、民生用ピーク電力の価値が下がり、SWAP 自体の必要性が低下することも考えられる。

以上より、SWAP は実現性の高いオプションとは考えられない。

#### 4.4 発電モードと事業体制

現実的に PLN 送電線による託送が困難だとすれば、イナルム用電源は、下記の理由により PLN からの買電あるいは SPC が製錬工場付近に石炭/ガス火力を設置する案に限定される。

- ① 水力は流れ込み式主体であり、貯水池式のように安定した電力を供給できないためアルミ製錬用に適さない。
- ② 水力は1地点あたりの想定出力が中規模(10MW~100MW)であるため、仮に専用送電線を設置した場合にはコスト高となり現実的でない。また、水力発電は中規模開発でも他の電源開発と異なり広範囲の計画域を有し、社会環境問題や土地収用、補償問題等 SPC が事業

<sup>4</sup> イナルム増設用として 200MW を PLN 送電網に連系した場合、送電網全体に与える影響を考慮しなければならない。

<sup>5</sup> 内、PLN をパートナーとする事業は4事業(石炭火力案件)。

主体となるにはリスクが大きく州政府の全面的支援が必要となる。

- ③ 地熱は現時点でポテンシャルが明らかになっている地点で 200MW 程度の包蔵量を有する地点としては Sarulla-2 のみであるが、PLN への売電を前提として開発が進められていることから、イナルム用の電源として直接利用できる可能性は低い。

また、事業主体が PLN となった場合、電源種別、発電原価に関わらずイナルム用電源は国家が定める料金体系にしたがって買電しなければならない。SPC が事業主体となった場合も、専用送電線を設置しない限り同様である。

以上より、電源オプションと事業体制は表-4の通りとなる。

表-4 発電モードと事業体制概要

発電形態	プロジェクト名	発電容量 (MW)		目的		事業主体 (○:可能性高い、△:条件付き)				備考
				イナルム 増設	民生用	PLN	IPP	SPC (CP)	PPP	
水力	Toru-1	38.4	222.4	×	○	△	○			PLN が事業主体となることは地方政府の承認を得ることが現状は困難であり、IPP が主体となる。地方政府合意が得られれば PLN が事業主体となることも可能
	Simanggo-2	59.0		×	○	△	○			
	Raisan-3,4	80.0		×	○	△	○			
	Wampu	45.0		×	○		○			
地熱	Sarulla-2	200		買電	○		○		△	開発は PLN への一括電力供給が前提条件となっていることから、イナルムへの直接電力供給はできない。 PLN と IPP の合意が前提となるが PPP も可能。
石炭	製錬工場近傍	200(亜臨界)		○				○		別途 PLN とのバックアップ供給契約が必要
	Anywhere	400/600(亜臨界)		買電	○	○	○			イナルム及び民生用に電力供給を行う。SPC が事業主体となる場合、民生用電力については余剰電力としての売電となり、SPC のメリットは期待できない。
	Anywhere	単機容量:450 以上 (超/超々臨界)		買電	○	○	○			
ガス	製錬工場近傍	200		○				○		別途 PLN とのバックアップ供給契約が必要
	Belawan 改修	520		買電	○	○				コンバインドサイクル PLN 既設発電所の改修/増設のため事業主体は PLN に限定
	Anywhere	400/600		買電	○	○	○			上記石炭の場合と同様、SPC のメリットは期待できない

注 1) 買電は「イナルムは PLN から一律料金での買電」となる。表-3 参照

注 2) Sarulla-2 のイナルムへの直接供給

Sarulla-2 は RUPTL にあるので民生用電源として開発計画されているが、これをイナルム用に直接供給するには、開発者および PLN との協議、交渉が必要であり、民生用の代替電源も別途開発する必要がある。さらに、下記のような多くの課題をクリアする必要があり、実現の可能性は低いと判断される。

- ▶ RUPTL では中長期開発計画として 110MW と提示されているが、開発可能量が技術的に確定されていない。
- ▶ SPC による PLN 送電線の使用(賃借)は法的には可能であるとしているが、過去に実績がなく賃借に関わる細則及び料金についても議論が始まっていない状況にある。
- ▶ SPC が長距離の専用送電線を建設すること関しても技術、環境、経済性及び地元合意を含む許認可についての詳細検討が必要である。

注 3) SPC によりイナルム専用の発電所(200MW)を開発するケースでは、イナルムは PLN とバックアップ契約(シンクロ接続: PLN が現在検討中)についても考慮する必要がある。この場合、基本料金(通常料金+割増料金)は使用の有無に関わらず支払う必要があり、従量部分についても実際の電力使用量に応じた料金(割増料金含む)が課せられる。

割り増し料金については、明確な規定がない。昨年、本訪企業が 65MW の自家発を設置しバックアップを PLN に期待したが、バックアップ契約の割増は通常料金の 100%増で請求された例がある。(現在まで協議が継続されている)

注 4) SPC (CP)とは本来特定需要家への電力供給を行うものであり、今回の場合、特定需要家とはイナルムを指す。この場合、民生用電力の PLN の販売は、余剰電力と見なされる可能性がある。余剰電力と見なされた場合、燃料費、人件費等のオペレーションコスト程度の低売電価格となることも想定される。

#### 4.5 経済財務分析

MEMR、PLN、PLN-Geothermal、PERTAMINA-Geothermal、投資庁、日系企業、JBIC ジャカルタなどから、インドネシアにおける発電事業のエネルギーコスト、経済性やファイナンスの状況を調査した結果、以下の主要な情報を得た。

- 地熱発電事業の多くは、JICA、ADB などからの ODA 資金で行っている。金利は2～3%である。
- 地熱発電については、操業後6年間、税前利益から5%の所得控除がある。(SPC 形態では、投資額の5%が6年間法人税の対象から控除されるとフェーズ1には記載されている)
- 転貸融資費用は、現地金融機関を利用するか否かで、発生するかどうかが決まる。現地金融機関の利用は、JBIC シンジケートの組み方や資金の流れで決められるので、転貸融資費用が発生するかどうかは、プロジェクトによって違ってくる。
- PLN では、プロジェクトごとの経済性の尺度として、IRR は12%以上を期待している。また、投資庁からの情報ではインドネシアの民間企業では IRR15%以上を期待しているということで、国営企業と民間企業との違いが出ている。
- 割引率は、多くのプロジェクトで 10%を使っているので、本プロジェクトにおいても 10%を使うこととする。
- 石炭の生産地からの輸送方法、天然ガスパイプラインの計画の実現性、地熱発電の立地など、これらは発電コストに直接影響するので、これらの利用可能性について、各担当の団員とともに情報収集にあたった。その結果、北スマトラでは、現在以上の天然ガスの利用は難しく LNG の利用になるものと思われる。
- 石炭火力、ガス火力(天然ガス利用)の経済性については、表-4 のとおりである。



表-4 石炭・ガス火力の経済性

	JIBC loan (Coal) SPC	JBIC loan (Gas) SPC	JICA loan (Coal) PLN	JICA loan (Gas) PLN	China loan (Coal) SPC
Investment	260 Million US\$	200 Million US\$	260 Million US\$	200 Million US\$	160 Million US\$
Finance	Equity 30% Loan 70% Interest 5.0%	Equity 30% Loan 70% Interest 5.0%	Equity 15% Loan 85% Interest 2.0%	Equity 15% Loan 85% Interest 2.0%	Equity 30% Loan 70% Interest 7.0%
Power efficiency	41%	45%	41%	45%	39%
Capacity & Load	200MW 70%	200MW 70%	200MW 70%	200MW 70%	200MW 70%
Fuel cost	\$70/ton 5500kcal/kg	\$5.0/MMBtu at North Sumatra	\$70/ton 5500kcal/kg	\$5.0/MMBtu at North Sumatra	\$70/ton 5500kcal/kg
Generation cost	5.5 Cent/kWh	6.5 Cent/kWh	5.4 Cent/kWh	6.3 Cent/kWh	5.0 Cent/kWh
Tariff	8.3 Cent/kWh	8.7 Cent/kWh	6.4 Cent/kWh	7.9 Cent/kWh	6.8 Cent/kWh
FIRR	12.1%	12.2%	6.0%	9.0%	13.0%
ROE	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%

5. 現地調査日程

月日		時間	調査行動		
			訪問・面談先	目的	参加団員
9月19日	日		JKTへ移動 (JL725)		
9月20日	月	10:00 - 10:40	JICAジャカルタ事務所 小原所長、河西次長、村上氏 JICA本部 柏谷次長、橋本氏	挨拶、調査方針説明	寺尾、小関、宮本、清水、津田
9月21日	火	10:00 - 11:15	BAPPENAS Mr. Yahya R. Hidayat	イナルム増設に関する情報収集	寺尾、清水
9月22日	水	9:30 - 10:30	PT. PLN Mr. Monatar Panjaitan, Mr. Budi Chaerudin	北スマトラ州の電力開発に関する情報収集	寺尾、小関、清水
		13:00 - 14:00	PGE Mr. Addi Poernomo, Mr. Budhi Himawan, Mr. M. Yustin Kamah	北スマトラの地熱ポテンシャル地点に関する情報収集	寺尾、小関、清水
		15:00 - 15:45	ジャカルタ日本大使館 前田公使、吉澤参事官、土屋二等書記官	調査概要説明および一般情報収集	寺尾、小関、清水
9月23日	木	9:30 - 10:00	Ministry of Forestry Mr. Wiratno	国立公園、森林保護区に関する情報収集	清水、津田
		9:00 - 11:30	PGE Mr. M. Yustin Kamah Mr. Hary Koestono 他	北スマトラの地熱ポテンシャル地点に関する情報収集	小関、宮本
		10:00 - 11:00	MEMR Ms. Enita R. Nainggolan Mr. Andi Winarno	新規電源開発に関わる法制度の確認	寺尾、井上、小坂
		13:00 - 13:45	PT. PLN Geotherma Division Mr. Udibow	北スマトラの地熱ポテンシャル地点に関する情報収集	寺尾、小関、井上
		14:00 - 15:00	日本工営ジャカルタ事務所 馬場所長	フェーズ1調査報告書に関する質問	寺尾、清水、井上、小関、宮本
		16:30 - 17:15	伊藤忠商事ジャカルタ事務所 大友氏	北スマトラの地熱ポテンシャル地点に関する情報収集	寺尾、清水、井上、小関
9月24日	金	10:40 - 12:00	MEMR 斉藤JICA専門家	電力開発諸制度に関する情報収集	全員
		11:30 - 11:45	MEMR Regulatory Affair Division Mr. Pamudji Slamet	電力託送制度に関する情報収集	寺尾、清水
		14:30 - 15:30	BKPM 八木JICA専門家	投資に関する情報収集	寺尾、清水、井上
9月25日	土		団内ミーティング、収集資料整理		全員
9月26日	日	10:50 - 13:05	メダンへ移動 (GA186)		寺尾、宮本、津田
9月27日	月	9:30 - 11:30	MEMR Geological Agency Center for Geological Resources (バンドン) Geological Working Groupe	北スマトラ地方地熱発電所に関する情報収集	井上、小関
		10:00 - 10:30	PT. PLN Pkitling (メダン) Mr. Bintatar hutabarat Mr. Robert Aprianto Purba	北スマトラ州およびアチェ州の電力開発に関する情報収集	寺尾、宮本、津田
		11:30 - 12:10	Ministry of Forestry KSDA (メダン) Mr. Djati Witjaksono Hadi	北スマトラ州およびアチェ州における国立公園、保護林に関する情報収集	寺尾、宮本、津田
9月28日	火	9:00 - 9:30	Ministry of Forestry Wilayah I (メダン)	保護区域区分地図の入手	寺尾、宮本、津田
		10:30 - 11:00	Gunung Leuser国立公園メダン事務所 Mr. Harijoko SP, MM	Gunung Leuser国立公園に関する情報収集	寺尾、宮本、津田
9月29日	水	9:30 - 10:30	TEPSCOジャカルタ事務所 JICA本部 柏谷次長、橋本氏	現地調査中間報告	清水、小関、井上、小坂
		9:10 - 9:40	PT. PLN Wilayah Sumatra Utara Mr. Khairul Fahmi	北スマトラ州およびアチェ州の電力開発に関する情報収集	寺尾、宮本、津田
		14:30 - 15:30	PGE Mr. Gatot Suhermanto	北スマトラ地熱情報およびインドネシアの地熱開発システム情報収集	井上、小関
		13:45 - 16:00	ジャカルタへ移動 (GA189)		寺尾、宮本、津田
9月30日	木	10:00 - 11:00	PT. PLN Primary Energy Coal Division Mr. Misbachul Munir, Ms. Chairani Rechmatulles	PLNの北スマトラでの石炭需給状況確認	全員
		11:00 - 11:30	PT. PLN Procurement IPP Mr. Monstar Panjaitan	IPPおよび水力開発に関する情報収集	寺尾、清水、宮本、津田
		13:30 - 13:50	JBICジャカルタ事務所 深谷氏 (日本政策金融公庫)	JBICローン、JBICシンジケート、金利見直しヒアリング	井上
		14:00 - 16:00	MEMR Mineral & Coal Enterprise Supervision Mr. Anton Priangga Utama, ST., MT.	インドネシア国内における火力発電所向け石炭需給の現況確認	寺尾、小坂、宮本
10月1日	金		団内ミーティング、収集資料整理、調査報告書作成		全員
10月2日	土	21:55	成田へ移動 (JL726)		寺尾、清水、小関、宮本
10月3日	日	7:25	成田に帰着 (JL726)		寺尾、清水、小関、宮本
10月4日	月		収集資料整理		井上、小坂、津田
10月5日	火	10:30 - 11:30	Ministry of Forestry, Forest Conversation Division Drs. Toto Indraswanto	北スマトラ州およびアチェ州の森林保護区分地図 (電子データ) 受領	津田
			収集資料整理、調査報告書作成		井上、小坂、津田
10月6日	水	21:55	成田へ移動 (JL726)		井上、小坂、津田
		7:25	成田に帰着 (JL726)		井上、小坂、津田

6. 現地調査関係機関面談録

面談番号 1		
	記事	備考
面談日時	9月20日 10:00-10:40	
面談機関/面談者	JICA ジャカルタ事務所 小原氏、河西氏、村上氏 JICA 本部 柏谷氏、橋本氏	
調査団	寺尾、小関、宮本、清水、津田	
面談内容	<p>1) JICA 東京より本調査の案件概要の説明がなされた。</p> <p>2) JICA ジャカルタ事務所より有望ポテンシャルに関して、水力案件の環境問題、地熱案件の有望性について質問があり、調査団より貯水式水力案件の環境影響による開発への障害、流れ込み式の民生用電源としての有望性を説明、同様に地熱の有望性を説明。</p> <p>3) JICA 東京から今後のスケジュールに関して以下の説明がされた。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 本件の工程について、10月末に Draft Final、11月15日に Final Report 提出予定。</li> <li>● アサハン拡張に関するインドネシア側との交渉は10月に開始される予定で、ここで、本調査の検討結果概要を説明出来ればと考えている。</li> </ul> <p>4) JICA より、本調査の実施について、アサハン拡張用の電源開発の検討のみではインドネシア側も受け入れがたいので、民生用電源開発も検討を行うこととしているとの説明があった。</p> <p>5) JICA より、インドネシア側の本調査に関わる感触については、直接確認していないので現状では不明であるとの説明があった。</p>	

面談番号 2		
	記事	備考
面談日時	9月21日 10:00-11:15	
面談機関/面談者	Bappenas Mr.Yahya Rachmana Hidayat, MSC.,Phd Director	
調査団	JICA 本部 柏谷次長、橋本氏 JICA ジャカルタ事務所 村上氏	

	調査団：寺尾、清水	
面談内容	<p>1) 調査 TOR について JICA 柏谷次長より説明</p> <p>2) Mr. Yhaya コメント</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 本調査については、PLN 及び MEMR 等からの要請書に基づくものではないので多少混乱している。</li> <li>● すべての外国支援事業も Blue Book に記載されたプログラムに従って実施される必要があり、本調査も例外ではない。従って、まずは PLN, MEMR と調整して欲しい。</li> <li>● 民生用電源については 8 月に 2010～2019 年の RUPTL がオーソライズされたばかりであり、これには第二次クラッシュプログラムも反映されている。</li> <li>● 本調査の内、民生用電源については RUPTL を尊重しなければならない。</li> <li>● 民生用電源はすべて PLN が関与する。</li> <li>● イナルムに関しては非常にセンシティブな話題であり、政治的、地域的な課題から、Bappenas 長官も一切コメントを発していない。</li> <li>● 同地域はアサハン No.3 の開発権を巡る問題が未だ解決していないなど、地域的に難しい環境にある。</li> </ul>	

面談番号 3		
	記事	備考
面談日時	9 月 22 日 9:30-10:30	
面談機関/面談者	<p>PT.PLN</p> <p>Procurement IPP Division Head: Mr.Monstar Panjaitan</p> <p>Manager of System Planning for West Indonesia: Mr.Budi Chaerudin</p>	
調査団	寺尾、小関、清水	
面談内容	<p>1) 調査目的/TOR について寺尾より説明</p> <p>2) 先方コメント</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● イナルム増設用電源を考えた場合、下記の理由から石炭火力が現実的と考える。 <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 地熱は石炭火力よりコスト高（約 8 セント/kWh）である上、リスクである。</li> <li>➢ 水力の内、Tampur-1 は Conservation Area に入ってお</li> </ul> </li> </ul>	

	<p>り環境問題から 100%開発は困難である。また、アチェ州に位置し地域主権が強く中央政府と政治的に対立しており開発は困難である。</p> <p>➤ <b>Jambu Aye</b> 水力は多目的であり省庁間の調整に長期を要すること、地方政府 (Ache) の合意を得ることが困難と考えられることから、早期に開発できるとは思わない。また、<b>Tampur-1</b> 同様、アチェ州に位置していることから開発は困難である。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 現在、JICA 産業開発部が実施中の水力マスタープランによれば、北スマトラにおける有力水力地点は <b>Simango</b> 地点があげられている。</li> <li>● 事業形態としては、電源を PLN が開発してイナルムに売電する方法が現実的。この場合は同時に民生用電力も併せて円借款の低金利で開発することができる。</li> <li>● イナルムが独自には <b>Captive Power</b> として発電所を持つことも考えられるが、PLN が ODA で行う場合よりコスト高となる。</li> <li>● PLN が開発する場合の最有力地点はクアラタンジュン石炭火力であり、比較的規模の大きい開発を想定している。</li> <li>● PLN が電源を ODA により確保し、イナルムに供給する場合も電力法に基づき設定された <b>Tariff</b> が適用される。ただし固定料金(kVA 対応)及びクオリティ (優先供給) を優遇することは可能である。</li> </ul>	
--	---	--

面談番号 4		
	記事	備考
面談日時	9月22日 13:00-14:00	
面談機関/面談者	PGE (Pertamina Geothermal Energy) Addi Poernomo (Direktur Utama) Budhi Himawan (Direktur Keuangan) M. Yustin Kamah (Vice President Geothermal Resources)	
調査団	JICA 本部 柏谷次長, 橋本氏 JICA ジャカルタ事務所 村上氏 調査団 寺尾, 清水, 小関	
面談内容	1) JICA による TOR の概要説明がなされた。	

	<p>2) 質問事項については事前に、PGE 宛の要請状に添付され認知されている。</p> <p>3) PGE より次のコメントがあった。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ Sarulla2 については、開発権が決まっているため、本件に採用することは難しい。エネルギー省との調整が必要になる。</li> <li>・ 新規地域としては Sinabung 地域があり、現在 MT 調査を実施中である。資源量としては 150MW 程度(?) が見込まれる。本地域は現在噴火している Sinabung 火山の北斜面であり、Sibayak 地域に隣接している。Medan より車で数時間である。</li> <li>・ 守秘義務契約後にデータ提供が可能である。</li> </ul> <p>4) 今後の予定</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ JICA は直ちに守秘義務契約書を準備する。</li> <li>・ 担当窓口は M. Yustin Kamah 氏であり、今後調査団との打合せを行なう。</li> </ul>	<p>後日の協議では、資源量は 150MW ではなく 40MW 程度と判明。</p>
--	--	--

面談番号 5		
	記事	備考
面談日時	9月22日 15:00-15:45	
面談機関/面談者	日本大使館 前田公使、吉澤参事官、土屋二等書記官	
調査団	寺尾、小関、清水	
面談内容	<p>1) 調査目的/TOR について JICA 柏谷次長より説明</p> <p>2) 先方コメント</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ イナルム増設に関してはタイミングのある話で、地熱や水力が必ずしも妥当だとは思っていない。要は効率的かつ安価な電源を探すこと、さらに地元への貢献（民生用電力の安定供給）を考慮した電源開発が重要である。</li> <li>・ アルミ製錬事業としての視点で、電力コストがどの程度あれば競争力を確保できるのか明確にした上で調査する必要がある。</li> <li>・ イナルムが専用発電所を建設する場合、イナルムを国営企業と考えた場合には円借款の利用が可能であるはずである。</li> <li>・ 最終報告書を出す前に事前に調整させて欲しい。</li> </ul>	

面談番号 6		
	記事	備考
面談日時	9月23日 9:30-10:00	
面談機関/面談者	Ministry of Forestry Deputy Director of Conservation Areas Mr. Wiratno	
調査団	清水、津田	
面談内容	1) インドネシアの国立公園および森林保護区内での開発規制についての関連法に関する情報を入手した 2) 北スマトラ州およびアチェ州の森林保護区分図の入手を依頼した	

面談番号 7		
	記事	備考
面談日時	9月23日 9:00-11:30	
面談機関/面談者	PGE M. Yustin Kamah (Vice President Geothermal Resources) Hary Koestono (Geologist) M. H. Thamrin (Geologist) その他 Geochemist 2名	
調査団	小関、宮本	
面談内容	1) 訪問の目的 ・ 地熱一般情報収集 ・ 北スマトラの地熱開発有望地域情報収集 2) PGE からの地熱地域説明 ・ Sibayak 地域, Sinabung 地域, Sarulla 地域について PPT で紹介があった。 3) 内容 ① Sibayak 地域 ・ 1997年までに10坑井は掘削され、現在12MWの地熱発電所が稼働中。生産井4坑、還元井4坑、観測井2坑(3MW/坑) ・ 資源量は39MWであり、今後20MWの追加開発予定がある。 ② Sinabung 地域 ・ Sibayak 地域に隣接する地域であり、次の開発候補地域。	

	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 資源量は 40MW+と見られる（まだ地表調査段階であるが、Sibayak と同等以上と考えられている）。</li> <li>・ 1997 年までに地化学調査，物理探査が実施されており，地化学温度から貯留層は 170～250℃と推定されている。</li> <li>・ 地表調査を予定していたが，途中で噴火したため中断している。地化学調査のみ終了，地質調査，物理探査（MT, TDEM, Gravity 等）は終了していない。</li> </ul> <p>③ Sarulla 地域</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 9 坑井で開発される（Namora, Silangkitang 地区）。</li> </ul> <p>④ その他</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ Pertamina から受け継いだ 15 地域を開発地域として有している。国に多数の地域を変換している。</li> <li>・ 地熱開発地域の地域及び入札については国が行うものであり，関知していない様子。</li> <li>・ Sarulla 地域の資源量については懐疑的である（中坑径坑井での噴気試験結果から大口径の噴出量を想定しているとのこと）</li> <li>・ データについては守秘文書が届いてから開示可能とのこと。</li> </ul>	
--	---	--

面談番号8		
	記事	備考
面談日時	9月23日 10:00-11:00	
面談機関/面談者	MEMR Directorate of Electricity and Energy Utilization Deputy Director for Fund and Investment Electricity Ms. Enita R.Nainggolan Mr. Andi Winarno, ST, MT 他 1 名	
調査団	寺尾、井上、小坂	
面談内容	1) 訪問の目的を説明 <ul style="list-style-type: none"> <li>・ INALUM用電源開発の可能性情報収集</li> <li>・ MEMRとしての規制または支援調査</li> </ul> 2) 調査内容の説明 INALUM用電源としての電力供給のありかたについて調査団の考え方を説明し、MEMRの意見を求めた。 3) 質疑応答	



	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PLNから特定民間企業への電力供給は、基本的にビジネスベースであるので、当事者同士で、話し合いをすることが望ましい。</li> <li>• MEMRには、商業的な電力取引を扱う部門もあるので、必要であれば紹介する。</li> <li>• PLNは、電力多消費企業に対する特別のスキームはない。</li> <li>• 前提として国営企業との条件が必要と思うが、INALUMの企業形態は、これを満足しているのか。 (INALUMの株式は51%が日本側の保有であるので、今のところ国営企業ではない)</li> <li>• PLNがIPPなどから電力を購入するタリフは、0.9* (ピーク時コスト+オフピーク時コスト) /2である。逆に、PLNが消費者に電力を販売するときは、全国統一料金(ユニバーサル料金)である。一企業を特別料金にすることはない。</li> <li>• 2007年の電力法により地熱発電のような再生可能エネルギーは、公共的に使用することになっている。つまり、INALUMが、独占的に地熱発電を利用できる状況ではない。</li> <li>• 再生可能エネルギーのCDMは、インドネシアでは制度が整備されていて、DNAの組織もできている。</li> <li>• SPCが民間工場とPLNに売電することに関する法規制があるかどうか定かではないが、No. 26/2006の政令が最新の法規制であることを確認した。</li> </ul>	
--	--	--

面談番号9		
	記事	備考
面談日時	9月23日 13:00-13:45	
面談機関/面談者	PT PLN GEOTHERMAL Mr. Udibowo Ciptomulyono/President Commissioner	
調査団	寺尾、小関、井上	
面談内容	<p>1) 訪問の目的</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• INALUM 用地熱発電開発の可能性の情報収集</li> <li>• PLN-GE の活動状況調査</li> </ul> <p>2) 調査内容の説明</p> <p>INALUM 用電源としての地熱発電による電力供給のありかたについて考え方を説明し、PLN-GE の意見を求める。</p> <p>3) 質疑応答</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• PLN-GE の開発している地熱発電のコストは、10セント/kWh であるが、PLN への売値は7セント/kWh である。</li> <li>• 逆ザヤになっているが、政府からの補助金でまかっている。</li> </ul>	

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 北スマトラには、未調査の地熱資源が多く存在する可能性がある。</li> <li>• 伊藤忠商事の参画しているサルーラの発電コストは 6.79 セント/k Wh と聞いている。</li> <li>• 地熱発電は、金さえあれば4年で操業できる。(事前調査がどこまで、できているかによると思われるので、必ずしも4年とは言い切れないかも：井上コメント)</li> <li>• 地熱の事業化には、地方政府の認可が必要である。</li> <li>• 以下の資料を入手、PLN の地熱発電に対する将来展望が記載されているとのこと。                  「OVERVIEW ON PLN'S PLAN IN SECURING THE ELECTRICITY SUPPLY THROUGH GEOTHERMAL DEVELOPMENT」                  また、今後の開発情報として次の資料を入手した。                  「GEOTHERMAL WORKING AREA(WKP)-TENDER STATUS MARCH 2010」 (IGA)                  「LIST OF GREEN FIELD」 (IGA)</li> </ul>	
--	---	--

面談番号 10		
	記事	備考
面談日時	9月23日 14:00-15:10	
面談機関/面談者	日本工営ジャカルタ事務所 馬場氏	
調査団	寺尾、小関、井上、清水、宮本	
面談内容	<p>前回調査の実施内容に関して情報収集した。内容は以下の通り。</p> <p>1) 水力の有望案件としてあげられた <b>Tampur-1</b> は計画の一部が保全林に位置すること、計画地域に貴重種および象の生息が認められる等環境問題があり現実に開発は難しい。また <b>Jambu Aye-8</b> についても、同様に保全林に位置すること、計画が多目的ダム主体で開発者の公共事業省との折衝に時間がかかることから開発には長期間を要するとの見方が示された。また <b>Jambu Aye-8</b> については中国が開発に興味を示しているとの情報があった。</p> <p>2) 前回調査の水力地点の建設費が包蔵水力調査(1999年実施)に対して低下している事項については、建設費の <b>Local portion</b> に対するエスカレーション算定時の数値(特にアジア通貨危機によるルピアの下落)が低くなったことが主要因である。</p> <p>3) 前回調査の実施体制検討の内、PPP(官民共同事業)につい</p>	

	<p>て、報告書の中で実現性が低いとしているが、これは民間で参加する企業が少なくと判断した結果である。一方、電力案件ではまだ実施されていないが道路等ではインドネシアでは PPP 事業を進めており、新規の関連法律も公布されている。</p> <p>4) 電力融通、スワップに関する実施可能性については前回調査当時、PLN への確認をしていないので、現状で実現可能かどうかは不明である。</p> <p>5) 前回調査において RUPTL の電力需給に修正を加えた理由は各電源の開発状況に基づき修正を行ったもので、今回調査では 2010 年 6 月に新たな RUPTL が作成しており、これに基づいて検討を加えることが良いのではないか。</p>	
--	--	--

面談番号 11		
	記事	備考
面談日時	9月23日 16:30-17:15	
面談機関/面談者	伊藤忠商事株式会社 ジャカルタ事務所 大友宏之/プラント・プロジェクト第2部	
調査団	寺尾、清水、小関、井上	
面談内容	<p>1) 訪問の目的</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ INALUM 用電源開発可能性の情報収集</li> <li>・ 伊藤忠のサルーラ地熱発電事業の実情調査</li> </ul> <p>2) 調査内容の説明</p> <p>INALUM 用電源としての地熱発電による電力供給のありかたについて考え方を説明し、伊藤忠商事の意見を求める。</p> <p>3) 質疑応答</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ サルーラには4つのコンセッションがあり、北側2つで、330MW であるが、追加の資源量については諸説ある。(100MW から 300MW の範囲)</li> <li>・ 4 地区での開発について契約しているため、追加開発の場合は全地域から考える。Namola の資源量が多いと見られている。</li> <li>・ PLN との電力売買契約 (PPA) は完了している。噴気テストは来年行う予定である。開発計画は 110MW×3 で、最初の 110MW は 2013 年ごろか？その後はステップを踏んで開発を進める。</li> <li>・ INALUM への売電は契約上および技術的にも考えられない。制度的にも地熱発電を一企業に独占的に販売することはできないと解釈している。</li> </ul>	

	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ また、サルーラ付近から専用送電線で INALUM まで、電力を供給することもコスト的に疑問である。</li> <li>・ サルーラの発電コストは7セント/kWh 以下である。ただし、これは、30 年の経済計算期間の平均である。高いところでは10セント/kWh を少し下回る程度である。</li> <li>・ PLN との契約では、負債がある期間は高い料金で、PLN に引き取ってもらうが、負債が減少するにつれて、電力料金も下がるようになっている。</li> <li>・ ただし、諸物価高騰や為替変動などの影響は料金に反映されるようになっている。</li> <li>・ 1997 年のアジア通貨危機の影響で、現在の多くの新規プロジェクトは、ドル建て、ルピア払いという契約が多い。</li> <li>・ コスト削減のためには、JBIC ローンの低金利、返済期間の長期化（12 年から 20 年に延ばすなど）などで対応した。また、プレ F/S 段階では ADB のグラントなどが入っている。（1 億円程度か）</li> <li>・ CDM として、100 万トン/年の CO2 クレジットが期待されている。先の発電コストには、本クレジットは加算していない。</li> <li>・ 地熱発電事業は、2003 年ごろから地元の下承を得る必要があるという制度になっている。</li> <li>・ サルーラは、これまで、PERTAMINA や PGE が調査、開発してきたことを引き継いだ部分が多い。今後は、このような調査を民間が行うとしたら、地熱発電はリスクの大きな事業ということになる。 （最初の 110MW 開発後の予定についてはステップを踏んで開発を進めるとのことから、クラッシュプログラム 2 の予定よりは若干遅れると見られる。また、追加資源量については確定したものではないようであった）</li> <li>・ 平均金利（JBIC シンジケート）については、秘密事項として公開していない。</li> </ul>	
--	--	--

面談番号 12		
	記事	備考
面談日時	9月24日 10:40-12:00	
面談機関/面談者	MEMR JICA 専門家 齊藤氏	
調査団	寺尾、清水、小関、小坂、宮本、津田、井上、	
面談内容	1) 訪問の目的 <ul style="list-style-type: none"> <li>・ INALUM 用電源開発可能性の情報収集</li> </ul>	

	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 託送料金、ガス発電などの関連事項情報収集</li> </ul> <p>2) 調査内容の説明</p> <p>INALUM 用電源としての電力供給のありかたについて考え方を説明し、PLN による託送、IPP による発電案についても説明。</p> <p>3) 質疑応答</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● PLN による電力託送については、MEMR の他の部門からの情報提供をアレンジする。</li> <li>● IPP 電源の PLN 系統託送に関して、法律上は可能であるが、託送料金を含めた具体的な仕組みは議論されておらず、実績も無く見通しも立っていない。PLN による託送は、これまでに一企業のための事例はない。PLN としては、電源不足、送電能力不足のなかで、一企業のために託送に応じるとは考え難い。</li> <li>● アサハン増設用電源の建設についてはイ国側 (PLN) のメリットを明確にしないと、イ国側の同意を得られない。</li> <li>● エネルギー (含む天然ガス) に関しては、イ国内需要を優先する DMO (Domestic Market Obligation) が謳われており、国産エネルギーは、国内で消費する方向にある。</li> <li>● 天然ガスについては、現在ガス生産量の減少 (南スマトラ) や新規ガス田の停滞などで、北スマトラの一企業のガス火力発電所へのガス供給というのはむずかしい。</li> <li>● PGN による PLN へのガス価格は、正確ではないが、\$3-\$4/MMBtu 程度と思われる。</li> <li>● 2014 年までに PLN に対する政府保証を無くす方向になる。したがって、電気料金は、今年すでに 10% 上昇し、今年末にさらに値上げの予定である。2014 年までに、政府支援がなくなるので、現状の 7 セント/kWh から 10 セント/kWh になる。</li> <li>● 第 2 次クラッシュプログラムでは地熱発電所を IPP によって開発する計画となっているが、開発リスクが大きいため民間による開発は難しい現状である。</li> </ul>	
--	--	--

面談番号 13		
	記事	備考
面談日時	9月24日 11:30~11:45	
面談機関/面談者	MEMR General Manager Regulatory Affair Division : Mr.Pamudji Slamet	
調査団	寺尾、清水	
面談内容	<p>1) PLN 送電線の賃借（以下「電力の託送」）に関しては、「電力供給と使用に関する政令 1989 年 10 号の変更に関する政令 2005 年 3 号」の第 11 条において賃借可能であることが既に規定されている。</p> <p>2) この場合、送電線使用料を PLN に支払えば特定需要家への供給が法制度上は可能となっている。</p> <p>3) ただし、現在まで電力の託送の実施例はない。</p> <p>4) 託送については、国家が規定(託送料金含む)する必要があるが、このためには技術的な検討が必要であり、現在まで議論がなされていない。</p> <p>5) 規定の制定までにはまだ多くの時間を要すると思われ、至近年（2~3年の間）に制定される可能性は低い。</p>	

面談番号 14		
	記事	備考
面談日時	9月24日 14:30-15:30	
面談機関/面談者	BKPM 投資庁 JICA 専門家 八木氏	
調査団	寺尾、清水、井上	
面談内容	<p>1) 訪問の目的</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• INALUM 用電源開発可能性の投資面での情報収集</li> <li>• 経済財務分析の諸条件の情報収集</li> </ul> <p>2) 調査内容の説明 INALUM 用電源としての電力供給のありかたについて考え方を説明し、BKPM の意見を求めると同時に本プロジェクトの投資環境について説明。</p> <p>3) 質疑応答 &lt;INALUM 用電源としての電力供給のありかたについて&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• PPP についてはここ 1 年の間に大きく進捗している。「Public Private Partnership 2010-2014」が</li> </ul>	

	<p>Bappenas より既に発行され 100 プロジェクトが公示されている。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 上記計画によれば電力関係では 5 プロジェクトが計画されており、内 4 計画が PLN をパートナーとするものとなっている。</li> <li>• したがって、PLN をパートナーとする PPP は現実のものとなっているが、イナルム用電源を例え一部でも含む場合は PLN が受け入れる可能性は低い。</li> <li>• 民生用の余剰電力をイナルムに供給するというのであれば多少可能性はあるが、イナルム用電力の余剰を民生用に供給するとなれば PLN が乗ってこない公算が高い。</li> <li>• イナルムがらみの話題は現在インドネシアではアンタツチャブルである。</li> </ul> <p>&lt;経済財務分析の諸条件について&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• BKPM は、日本からインドネシアへの投資企業に対する支援を行っている。製造業が中心であるが、最近では IPP 案件についても相談している。</li> <li>• これまでは自動車や家電が中心であったが、最近では、中小企業が、インドネシア市場をターゲットに進出している。多くは、西ジャワの工業団地に入っている。(1600 社のうち、約半分が西ジャワ)</li> <li>• FTA(Free Tax Agreement)を結んでいる国との取引が多い。ASEAN、日本、韓国などで、インドは未だ FTA を結んでいない。</li> <li>• 今回のリーマンショックでは、1998 年のアジア通貨危機の教訓が生かされて、政府の対応が早かった。そのため、現在は、順調は経済状態である。</li> <li>• 日本の公定歩合に相当するインドネシアの政策金利は 6.5%で、市中銀行の貸し出し金利は、12-13%である。15%という例もある。インフレは 4-5%である。(このことから現状の実効金利は 7-8%で、低金利状態とはいえない)</li> <li>• FIRR は、企業により、業種によって違ってくるが、15%という例が多い。</li> <li>• インドネシアの電気料金は、今後上昇するということ</li> </ul>	
--	---	--

	<p>は、日系企業は承知している。現在 PLN は赤字状態で、政府からの支援を受けている。今後は、支援の縮少とともに電気料金の上昇が考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 現状 7 セント/k Wh が 10 セント/k Wh ということもありえる。</li> <li>• スハルト時代の投資好条件、「政治の安定」、「安い労働力」、「安い電力・エネルギー価格」などの時代は、終わっている。</li> <li>• 為替は、1\$=10,000Rp 程度であるが、当面はこの程度で、推移すると見られる。インドネシアとアメリカとの金利差は大きく Rp はドルに対して強含みである。</li> <li>• プロジェクトの経済計算期間は 15 年程度が多い。長期貸付金の条件は 10 年であること、PLN などとの PPA 期間が 15 年であること、BOT や BOO の期間が 15 年であることなどが背景にある。IPP の売電契約などは 20 年というケースが多い。</li> <li>• 法人税率は、2010 年現在は最高率 28% であるが、2012 年からは 25% になる予定である。VAT は 10%、それ以外に資産関係の税金がある。(固定資産税のことか)</li> </ul>	
--	--	--

面談番号 15		
	記事	備考
面談日時	9月27日 9:30-11:30	
面談機関/面談者	MEMR Geological Agency Center for Geological Resources Geothermal Working Group (Bandung) ・ Janes Simanjuntak: Geothermalist ・ Kasbani: Senior Geologist	
調査団	井上, 小関	
面談内容	1) 訪問の目的 ・ 地熱情報の収集 2) 質疑応答 ①北スマトラの地熱開発地域について ・ Sibayak と Sinabung は同じ Working Area (WKA) である。 ・ Sarulla は PLN の WKA であり、PLN 関係資料は所有していない。 ・ 開発予定は政府が計画している。	



	<p>②北スマトラの Tender Process 地域について</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ Sipaholon は Tarutung の北部に位置する。Biddig では Phase2 において、入札価格が高額のため不調に終わっている。温度が低いと予想されるのでバイナリー発電が計画されたため。</li> <li>・ Sorik-Merapi は Phase2 まで終了している。 (注:最近の入札状況では売電価格は ¢ 8~9.5/kWh, 上限 ¢ 9.7/kWh)</li> </ul> <p>③北スマトラの Green Field について</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ Green Field として 5 箇所記載されているが、ほとんどの地域では初期調査が実施されている。</li> </ul> <p>④Tender Process と地熱開発期間について</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 地熱開発調査は現在のシステムでは初期調査, WKA(Working area)としてリストアップ, 入札, 開発調査, 発電所建設の手順となる。</li> <li>・ 初期調査 (精査を行う場合もある) : 1~2 年, WKA のリストアップ : 1 年, Tender : 1 年, 開発調査・発電所建設 5 年</li> </ul>	
--	--	--

面談番号 16		
	記事	備考
面談日時	9月27日 10:00-10:30	
面談機関/面談者	PT. PLN Pikitring (メダン) General Manager Mr. Bintator Hutaborat Project Manager Asahan-3 Mr. Robert Aprianto Purba	
調査団	寺尾、宮本、津田	
面談内容	<p>本調査の概要を説明、先方より以下のコメントを得た。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 北スマトラ系統域の電力設備計画はすべて RUPTL に記載されているので、これを参照してもらいたい。</li> <li>・ 2013年にイナルムの開発権が終了するのは知っているが、政治的問題なので PLN はコメント出来ない。また、イナルム関連資料も PLN からは出せない。</li> <li>・ PLN 以外の IPP 等の電力案件は、北スマトラ政府のホームページに掲載されているのでこれを参照してほしい。</li> <li>・ クアラタンジュン火力の開発規模は 2x125MW で、IPP による PPA が締結済みである。</li> <li>・ リアウとパヤクンプを結ぶ 275kV 送電線は来週にも接続される予定。これがつながれば 5,000MW 以上の系統需要が見込まれる。(メダンの最大需要は 2,140MW)</li> </ul>	

面談番号 17		
	記事	備考
面談日時	9月27日 11:30-12:10	
面談機関/面談者	Ministry of Forestry North Sumatra Office Mr.Djati Witjaksono Hadi (Head of Office)	
調査団	寺尾、宮本、津田	
面談内容	1) 調査団より調査の概要、目的を説明した 2) 面会者のコメント <ul style="list-style-type: none"> <li>• 当事務所は Gunung Leuser 国立公園、Batang Gadis 国立公園以外の保護区を管轄している</li> <li>• インドネシアの森林は保護区分が分かれている。国立公園および森林保護区の区域内での開発行為は法令により制限されており、これらの区域での電力開発は認められていない</li> </ul>	

面談番号 18		
	記事	備考
面談日時	9月28日 10:30-11:00	
面談機関/面談者	Ministry of Forestry Gunung Leuser National Park Office Mr.Harijoko SP, MM (Head of National Park Office)	
調査団	寺尾、宮本、津田	
面談内容	1) 調査団より調査の概要、目的を説明した 2) 面会者のコメント <ul style="list-style-type: none"> <li>• 当事務所は Gunung Leuser 国立公園の管理を行っており、Tapaktuan、Kutacane、Stabat 現地事務所を統括している。</li> <li>• 200名の監視員が公園内をパトロールしているが、公園内の違法伐採を防ぎきれない状況である</li> <li>• 公園内の主な保護動物は、スマトラトラ、オランウータン、象、サイ等である。</li> </ul>	

面談番号 19		
	記事	備考
面談日時	9月29日 9:30-10:30	
面談機関/面談者	JICA 本部 柏谷次長、橋本氏	
調査団	小関、井上、小坂、清水	
面談内容	<p>1) 添付資料に従い調査団より中間報告</p> <p>2) JICA コメント</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• イナルムが独自に発電所を持つか否かは JICA が春田専務に再確認する。</li> <li>• PPP について「PLN の合意可能性が低い」とは「PLN との合意が前提となる」との表現にして欲しい。</li> <li>• サルーラ 2 については、他に有力なオプション (3~4 オプション) が考えられない場合のみとし、無理に検討する必要はない。</li> <li>• JBIC ローン金利については、設定根拠を明らかにして欲しい。ある程度幅をもたすことも考えられる。</li> </ul> <p>3) 質疑</p> <p>JICA : SWAP について Asahan-3 からイナルムが受電し、相当量を別途イナルムが建設する発電所から返却する方法があるのでは。</p> <p>調査団 : その場合は、SWAP では無く、単なる託送と同じになると考えられる。</p> <p>JICA : イナルムを国営企業化すれば PPP が可能となるのでは？</p> <p>調査団 : イナルムが国営企業化するならば ODA ローンで直接支援した法が素直ではないか？</p> <p>4) その他(調査団より)</p> <p>SPC がイナルム用電力と民生用電力の双方を供給する場合、民生用電力は余剰電力と見なされる可能性があり、この場合、PLN への売電単価は燃料費、人件費等のオペレーションコスト程度となることが想定される。</p>	

面談番号 20		
	記事	備考
面談日時	9月29日 9:10 - 9:40	
面談機関/面談者	PT. PLN Wilayah Sumatera Utara	

	Mr. Khairul Fahmi (Manager of Planning Division)	
調査団	寺尾、宮本、津田	
面談内容	<p>1) 調査団より調査の概要を説明した</p> <p>2) 面会者のコメント</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 当 Division はカスタマーサービスプランニングを行っている。</li> <li>• 北スマトラ州の 2009 年の売電電力量は 6,096.9MWh である。2010 年は 6,781.9MWh と想定している。</li> <li>• 先月 (2010 年 8 月) に Asahan1 発電所 (90MW×2) が発電開始した。昨年 Labuhan Angin Coal Power が発電開始し、今年から計画出力である 115MW×2 で運転を行っている。</li> <li>• Padangsidempuan 近くで金採掘を行っているオーストラリア系企業に、PLN は 50MW の電力供給を要請されている。</li> <li>• 私見ではあるが、PLN 全体としては Asahan2 発電所がインドネシア政府に返還され、民生用電源として使用することを期待していると思う。</li> </ul>	

面談番号 21		
	記事	備考
面談日時	9 月 29 日 14:30~15:30	
面談機関/面談者	PGE Gatot Suhermanto Manager Business Development	
調査団	井上, 小関	
面談内容	<p>1) 訪問の目的</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 北スマトラ地熱情報収集</li> <li>• 地熱開発システム情報収集</li> </ul> <p>2) 内容</p> <p>① Sibayak 地域</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 現在 12MW (5MW×2, 2MW×1) 運転中である。PLN に供給している。増設計画については現在評価を行なっている。増設分は PLN に供給予定。生産井の発電量は約 5MW/well</li> </ul> <p>② Sinabung 地域</p>	

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 調査段階である。PLN に供給予定。</li> <li>③ Bidding Process 参加について             <ul style="list-style-type: none"> <li>• PLN, Pertamina も参加可能であるが、参加する場合は子会社の PLNgeothermal, PGE となるであろう。PGE は現在、その他の地域での探査を実施している。</li> </ul> </li> <li>④ 生産井の減衰率             <ul style="list-style-type: none"> <li>• 3-5%/year</li> </ul> </li> <li>⑤ 地熱開発期間について             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Preliminary stage (surface survey): 2 年</li> <li>• Exploration stage: 2 年</li> <li>• Exploitation satge: 3-4 年</li> </ul> </li> <li>⑥ 日本企業の地熱開発参加について             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Local company との共同企業体がよい。</li> </ul> </li> <li>⑦ ファイナンス             <ul style="list-style-type: none"> <li>• PGE のファイナンスは、ソフトローンである。政府間で借り入れた 2、3%の金利の資金を使っている。</li> </ul> </li> </ul>	
--	--	--

面談番号 22		
	記事	備考
面談日時	9 月 30 日 10:00-11:00	
面談機関/面談者	PT.PLN Primaly Energy Coal Division / Mr. Misbachul Munir, Ms. Chairani Rechmatulles	
調査団	寺尾、小関、小坂、宮本、井上、清水、津田	
面談内容	<p>1) PLN の北スマトラでの石炭需給状況をヒヤリングで確認</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 北スマトラには、第一／二次クラッシュプログラムで計画されている火力発電所が運開すれば、電力の需給は余裕ができる。</li> <li>• 北スマトラ州に石炭を供給するなら、アチェ州にも炭鉱があり一番近い。カロリーの低い低品位炭で\$30/ton 以下である。第一次クラッシュプログラムにある Pankalang Susu には南スマトラやカリマンタンから供給される。</li> <li>• 南スマトラにはまだ開発されていない炭鉱がたくさんある。</li> <li>• 現在運転している Belawan 火力向けの天然ガスは、Medan 近郊の 2 つのガス田からパイプラインで供給を受けているが、生産量が低下してきており、新設のガス火力には向かな</li> </ul>	

	<p>い。現状\$5/MMbtu 以下である。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ メダン沖の洋上 LNG 受入基地は、2013 年に運転開始予定、60mmscfd の容量がある。</li> <li>・ Duri-Medan 間のパイプラインは計画されているものの、具体的な工程はなく、いつ完成するのかは未定。</li> <li>・ PLN や IPP での一般的な IRR は 13%以上を想定している。</li> </ul>	
--	---	--

面談番号 23		
	記事	備考
面談日時	9月30日 11:00-11:30	
面談機関/面談者	PT.PLN Division Head of Procumbent IPP Mr. Monstar Panjaitan	
調査団	寺尾、清水、宮本、津田	
面談内容	<p>1) サルーラ-2 の 2015 年以降の開発計画については把握していない。</p> <p>2) 水力開発については開発に関する地元の権利が強く、中央政府はコントロールできない。PLN はこれを制限する手段を持たない。したがって現状において PLN が水力開発を行うことは困難である。</p>	

面談番号 24		
	記事	備考
面談日時	9月30日 13:30-13:50	
面談機関/面談者	JBIC ジャカルタ事務所 深谷氏（日本政策金融公庫）	
調査団	井上、凌（TEPSCO ジャカルタ事務所）	
面談内容	<p>1) 訪問の目的</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ JBIC ローン、JBIC シンジケート、金利見直しヒアリング</li> </ul> <p>2) 調査内容の説明</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 本プロジェクトのインテリムのうち、「JBIC ローンと金利」部分の説明。</li> </ul> <p>3) 質疑応答</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ JBIC ローンの金利については、本店にて決めることが多く、現地 JBIC では参考程度の意見しか言えない。</li> </ul>	

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• JBIC シンジケートは、基本的に円建てということで、日本の金融機関の参加になる。日本にある外資系の金融機関が参加することもある。</li> <li>• LIBOR は、最近低金利状態であるが、だからといって、長期的にみても過去の水準にもどることは、いまのところ見通しが無い。</li> <li>• PLN や国営企業などが借りている輸銀(日本の機器使用が条件)などの場合は、3%以下の金利で貸し出すということはある。</li> <li>• 現地企業や現地金融機関での金利は、15~16%の金利でインフレを6%としても10%の金利であり低金利状態ではない。</li> <li>• 発展途上国では、どこでも金融制度が未整備ということで、高金利状態というのは、インドネシアばかりではない。</li> <li>• 2040年で、3%のLIBORというのは、なんともいえない。</li> <li>• (当方より、2010年から2020年は、EUなどの財政危機が続き、当面は低金利状態であるが、その後は、通常の高金利状態にもどるというシナリオについてのコメント)</li> <li>• 金利、今後のJBIC シンジケートが5%から7%については、ありえるが、30年後の見通しであるので、なんともいえない。(日本の市中銀行の大手企業への貸出金利は、5%前後であるので、長期的に見て5-7%の金利と見るのは、どうかという質問に対するコメント)</li> <li>• JBIC ローンは、基本的には固定金利であるが、変動金利との組み合わせということもある。市中銀行などは、現状では変動金利を希望するものと思われる。</li> </ul>	
--	---	--

面談番号 25		
	記事	備考
面談日時	9月30日 14:00-16:00	
面談機関/面談者	MEMR Mineral & Coal Enterprise Supervision Mr. Anton	
調査団	寺尾、小坂、宮本	
面談内容	<p>1) インドネシア国内における火力発電所向け石炭需給を パワーポイントの資料で説明を受ける。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 3,900-4,500kcal/kg の低品位炭が、第一/二次クラッシュプログラムで計画されている火力発電所向きに供給される。</li> </ul>	

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• クラッシュプログラムでは、石炭供給者を入札により決定される。第一次クラッシュプログラムで計画されている発電所向けには8社が決まっている。発電所と石炭供給者は1：1の関係ではなく、各発電所は数社から石炭を調達する。</li> <li>• 第一次／第二次クラッシュプログラムで計画されている北スマトラ系統内の火力発電所向けの石炭は、主に南スマトラ産の石炭が供給される予定。</li> <li>• 第一次クラッシュプログラムの遅れは、資金面や請負者のマネージメントが問題ではなく、土地の取得や環境問題によるものである。</li> </ul>	
--	--	--