

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

要 約

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 要約

【 目 次 】

調査対象地域位置図

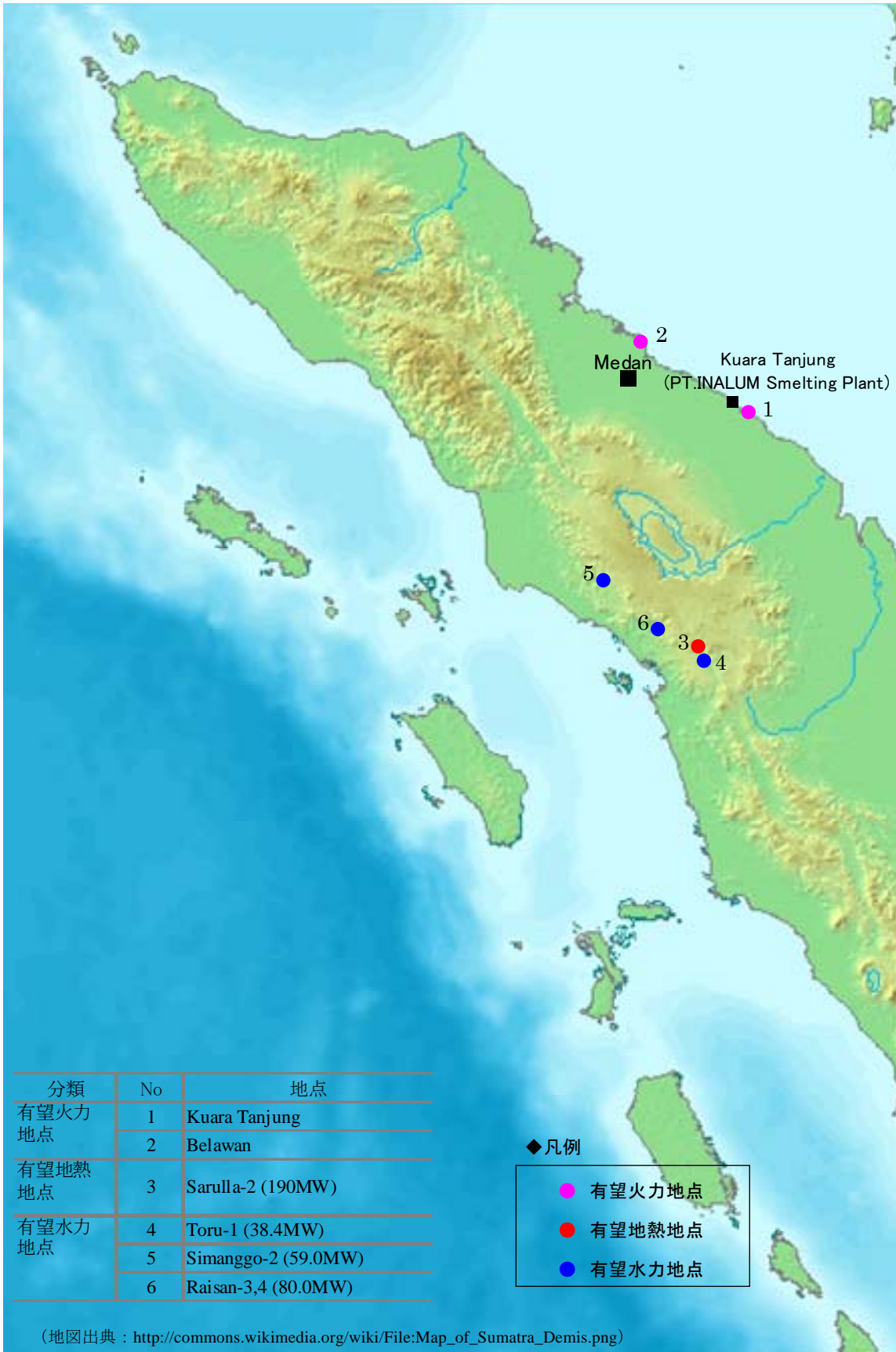
第 1 章 調査の目的と背景.....	1
第 2 章 北スマトラの電力需給の現況.....	3
第 3 章 発電モード毎のポテンシャルと有望オプション	6
3.1 石炭・ガス火力発電.....	6
3.2 地熱発電.....	10
3.3 水力発電.....	14
3.4 有望オプション地点の運転開始時期	18
第 4 章 電力供給有望オプションと事業体制	21
第 5 章 経済財務分析.....	23
第 6 章 推奨電力供給オプション	27
第 7 章 調査結果と課題.....	30

添 付 表

表 2-1	北スマトラ系統の需要と電源供給計画	5
表 3-1	火力発電設備の建設費、O&M 費と運用条件の推定値	8
表 3-2	地熱発電開発ポテンシャル地点一覧	10
表 3-3	地熱開発有望地域の地熱発電所建設費推定額	12
表 3-4	抽出された有望水力開発地点	15
表 3-5	有望水力開発地点計画諸元	16
表 3-6	有望オプションの運転開始時期	19
表 4-1	電力供給オプションと事業体制	22
表 5-1	発電モード別・事業主体別発電原価と売電料金	25

添 付 図

図 2-1	アチェ州の送電系統図	4
図 2-2	北スマトラ州の送電系統図	5
図 3-1	各州の石炭資源量と埋蔵量	9
図 3-2	各州の天然ガス埋蔵量	9
図 3-3	地熱開発地域位置図	13
図 3-4	有望水力開発地点計画位置	17
図 3-5	有望オプションの運転開始時期	19
図 3-6	有望オプション位置図	20



調査対象地域位置図

第1章 調査の目的と背景

本調査は、2009年2月～4月に実施された「フェーズ1調査」に続き、「フェーズ2調査」として至近の資料および情報を入手し、アサハンアルミニウム増設事業（イナルム）に資する追加電源として考えられる石炭、ガス、地熱、水力の各電源モードについて、開発可能なポテンシャルを確認し、北スマトラ電力系統域における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したものである。フェーズ1調査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。本調査では、フェーズ1の調査結果をレビューし、より詳細に各電源モードの経済財務性を精査し、社会環境影響等を含めた開発事業リスクおよびインドネシア側のインセンティブ等を考慮して、実現可能な電源オプションをアップデートし有望案を提示した。また、各電源オプションを開発するにあたっての課題や問題を提示した。

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係・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。

一方、イナルムは日伊両国関係機関との間で締結されたマスターアグリーメントに基づき、アハサン川の水利権、各種免税措置並びにイ国外資法に基づき2013年10月まで30年間の操業権が認められており、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。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約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の中で、低価格の安定電源が確保できるかどうか見極める必要がある。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、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の調査を実施した。

第2章 北スマトラの電力需給の現況

北スマトラ系統はアチェ州と北スマトラ州を電力供給エリアに持ち 150kV の送電線で連絡されており、水力、ディーゼル、汽力、ガスタービンおよびコンバインドサイクル発電と多様な電源構成を有する。アチェ州内の電力は 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、北スマトラ州では殆どの電力は北スマトラ系統から供給されている。

PLN が 2010 年 7 月に発表した電力供給計画 (RUPTL2010) に記載のある系統連携計画に基づき、南西スマトラ系統と北スマトラ系統が 275kV 基幹送電線により連携され、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。

現在の北スマトラ系統の発電設備容量は、アチェ州で約 80MW、北スマトラ州で約 1,620MW の合計約 1,700MW であるが、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、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定格容量の 80%程度の発電能力しかない。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・更新が課題となっている。

一方、電力需要については、アチェ州での販売/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 となり、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 となり、8.5%/ 8.3%/ 7.9%の成長が見込まれている。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。

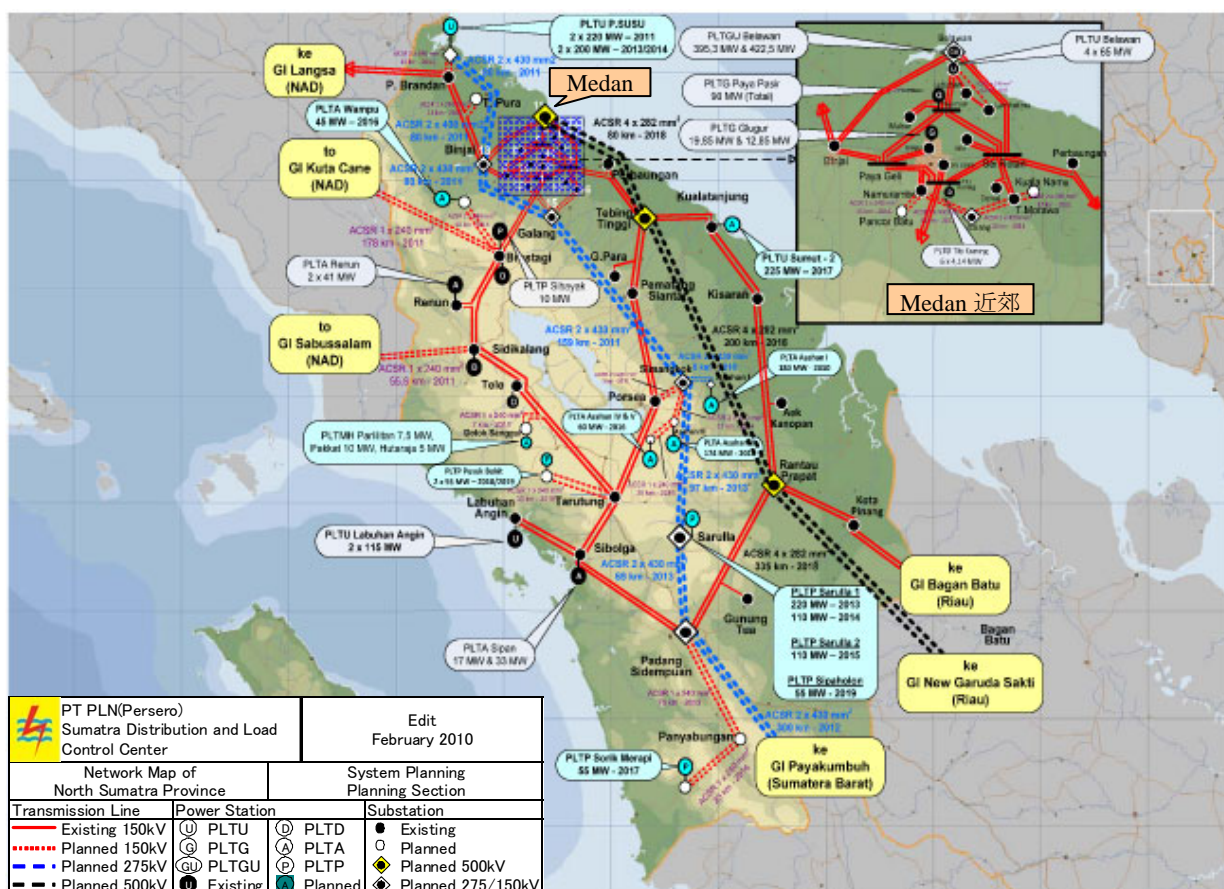
北スマトラ系統に限らず他の系統においても、既設の発電設備は劣化による出力低下があり、また IPP プロジェクトが不確実であるため、必要な電源を確保できないリスクを考慮して、RUPTL2010 ではジャワバリ系統以外の系統の予備率は 40%程度としている。現在計画されているプロジェクトが遅延なく完工して北スマトラ系

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%を確保できることになる。一方、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が、現実には既述のように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、至近年では需要より発電可能出力が下回っている。そのため、PLNは現在でも計画停電などの対策により電力供給力不足に対応している。しかし、2010年10月のPLTA Asahan-1 (180MW) が予定とおり運転を開始していれば、今後状況は改善していくものと思われる。



Source: RUPTL (2010-2019)

図 2-1 アチェ州の送電系統図



Source: RUPTL (2010-2019)

図 2-2 北スマトラ州の送電系統図

表 2-1 北スマトラ系統の需要と電源供給計画

Item	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1 Power Demand											
Energy	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 Power Supply											
Total Supply	MW	1,703	1,923	2,363	3,043	3,573	3,573	3,938	4,393	4,448	4,558
Diesel/PLTD	MW	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
Gas Turbine/	MW	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156
Combined Cycle/	MW	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818
Steam Turbine/	MW	490	710	1,150	1,350	1,550	1,550	1,750	2,175	2,175	2,175
Hydro	MW	132	132	132	392	392	392	557	587	587	587
Geothermal/	MW	0	0	0	220	550	550	550	550	605	715

第3章 発電モード毎のポテンシャルと有望オプション

3.1 石炭・ガス火力発電

火力発電所の建設地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、燃料貯蔵設備を設置できるスペースが確保でき、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広く確保しなければならない。ガス火力の場合は、燃料となるガスはLNGとい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・ガス火力は共に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を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がある。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係されたとしても、炭鉱地をひかえる南スマトラ州の山元発電所から北スマトラまで1,000km以上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。

一方、北スマトラ系統域のアチェ州や北スマトラ州では石炭や天然ガスを、十分に確保するのは困難であるので、現在インドネシアの石炭生産の中心的な役割を担っている南スマトラ州、東・南カリマンタン州の3州から供給されることになる。本調査では、石炭については膨大な石炭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新港を経由して輸送する方法、ガスについて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を選択した。

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 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、石炭火力と同じ候補地点までパイプラインを敷設し、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。

開発規模については石炭・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。本調査では、業務指示書の内容に従い、200MW、400MW、600MW の発電容量について検討する。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、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可能と判断できる。一方、2012 年の南北スマトラ系統が連係された後の 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 の系統にイナルム増設用の負荷 200MW が追加される場合、系統の最大負荷 6,400MW に対し約 3%であり、南北スマトラ系統が連係後であれば、系統への影響は軽減されるが、単機容量が 400MW または 600MW の設備が導入される場合、それぞれの発電設備が系統に占める割合は、約 6%、約 9%となり、通常 4%程度以下とされ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を余儀なくされる時には、系統を不安定にさせるリスクが伴うため、系統潮流解析等をおこなって系統への影響を綿密に調査する必要がある。

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。しかし、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 から電力を供給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供給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。

石炭・ガス火力発電所が安定的した電力を供給するには、燃料が常に十分にあることが必要であるが、この燃料の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

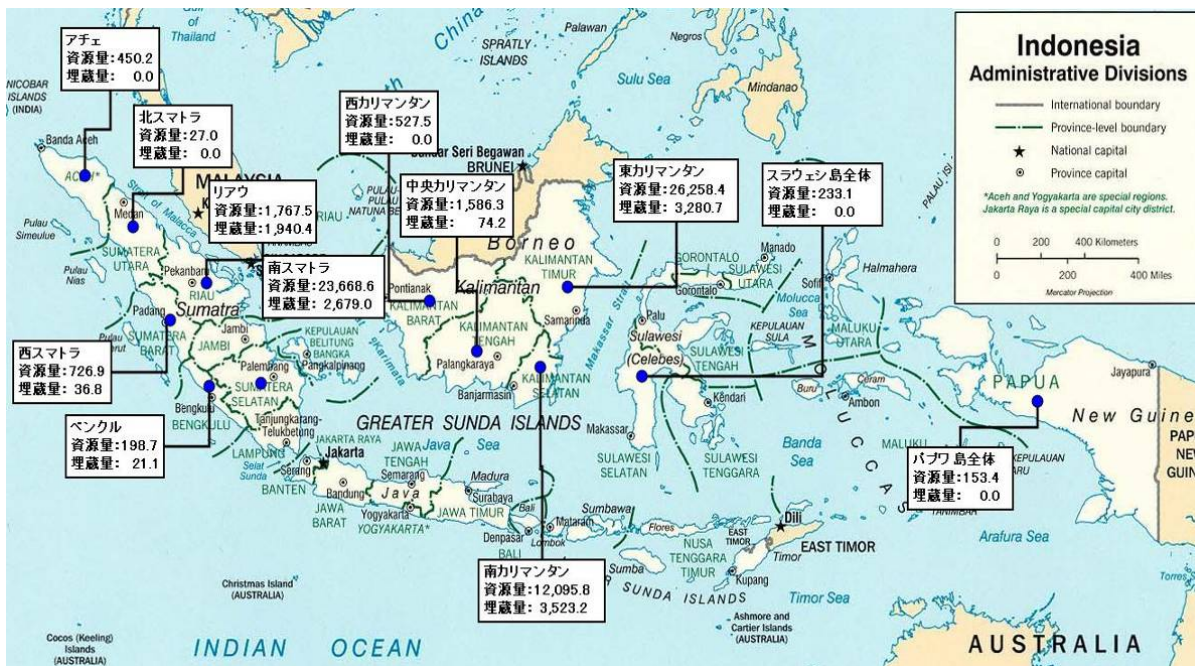
る要素である。本調査では、既存の調査報告や現地調査における関係機関や関係者からのヒヤリングを参考にして燃料価格を推定した。石炭の場合、低品位炭（4,500kcal/ton）を南スマトラ州内の炭鉱から鉄道・バージ船を利用して輸送して、Kuala Tanjung 付近に荷揚げすることを想定した価格とした。天然ガスは、インドネシア国内のカリマンタン島やパプア島から LNG 船で輸送して、Medan 沖の洋上 LNG 基地に受入後、ガス供給会社のパイプライン網を経由して供給されるケースを想定した価格とした。

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 を採用することとし、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 3-1 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%

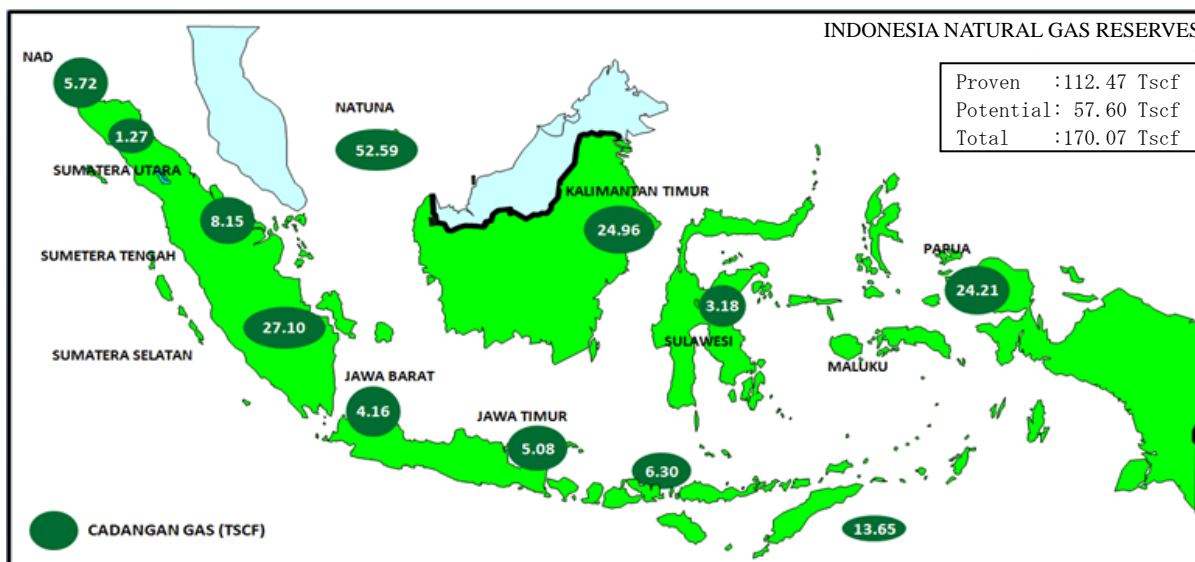
Subcritical : 亜臨界圧、Supercritical : 超臨界圧



(Unit: 100million ton)

Source: University of Texas Librariesの地図情報に、Indonesian Coal Book2008/2009のデータを記載

図3-1 各州の石炭資源量と埋蔵量



(Unit: Tscf)

Source: MEMR, Data Warehouse

図3-2 各州の天然ガス埋蔵量

3.2 地熱発電

地熱発電は、現在運転中の地点および調査が実施されているポテンシャル地点は次表のとおりである。このうち、開発候補地点として期待されている Sibayak、Sarulla、Merapi、Sipaholon、Sinabung の6地点について概説する。

表 3-2 地熱発電開発ポテンシャル地点一覧

	Area Name	Developer	Geothermal Master Plan Study (2007) Total Capacity (MW)	Installed(2010) (MW)	RUPTL(2010-2019) (Operation) (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	Dolak 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)

・Sibayak

本地域の地熱貯留層の存在は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に制限されている。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。また、RUPTL2010には開発計画は記載されていない。

・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。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。

・ 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、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 年の稼動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。

・ 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。

・ 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。

・ 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、初期調査の段階で、開発までにはまだ時間が必要である。

上記ポテンシャル地点 Sibayak、Sarulla、Merapi、Sipaholon、Sinabung のうち地熱 Sarulla-2 を含む 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、民生用) が地熱開発有望地域として抽出される。

地熱開発有望地域の 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。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。

表 3-3 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



図 3-3 地熱開発地域位置図

3.3 水力発電

フェーズ1調査で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十キロ平方メートル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、PLN 内でも、この環境問題を解決し開発を行うことは困難であるとしている。加えて、Tampur-1 は貯水池が Conservation Area に入ることから、また、Jambu Aye は多目的ダム計画でもあり、関係省庁との調整・合意に長期間を要することから、両地点とも中短期における開発は難しいとしている。したがって、本調査では有望ポテンシャル地点として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。

一方、アチェ州は長年にわたり中央政府と政治的な対立があるため、開発に係る調整、合意形成に難航が予想される。PLN 内でもアチェ州については地域主権が強く、中央政府との対立があ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。したがって、アチェ州に位置する水力ポテンシャル地点も調査対象として除外することとする。

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、調査段階が初期調査 (Map Study) を超える地点を抽出対象とする。しかしながら、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には適さない。このため、本調査における水力発電は民生用電源を想定する。

以上から、北スマトラ系統域における水力ポテンシャル地点のうち、有望開発地点として抽出したポテンシャル地点を次表に示す。また、各地点の計画諸元 (設備諸元、建設工事費) を概説する。

表 3-4 抽出された有望水力開発地点

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			

- 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した。建設工事費については、1999 年時点の建設費に 30%のエスカレーションを見込むこととした。

- 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」において抽出された地点で、同調査の中で今後 Pre-F/S の実施が予定されている。同調査は現在実施中であることから、詳細情報を入手できなかったが、本調査では「JICA 環境社会配慮助言委員会ワーキンググループ資料」に紹介された計画諸元を採用した。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。

- 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、RUPTL には発電規模を 45MW に縮小した計画が掲載されており、2016 年に IPP が開発する予定になっている。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 1992 の建設費から包蔵水力調査 1998 までの建設費エスカレーション (9%) と包蔵水力調査 1998 から水力マスタープラン 2010 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。

- Raisan-3&4

本計画地点の計画諸元は、2004 年に実施した踏査調査 (Reconnaissance Investigation) 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

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 3-5 有望水力開発地点計画諸元

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 ²)	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 ³ /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		

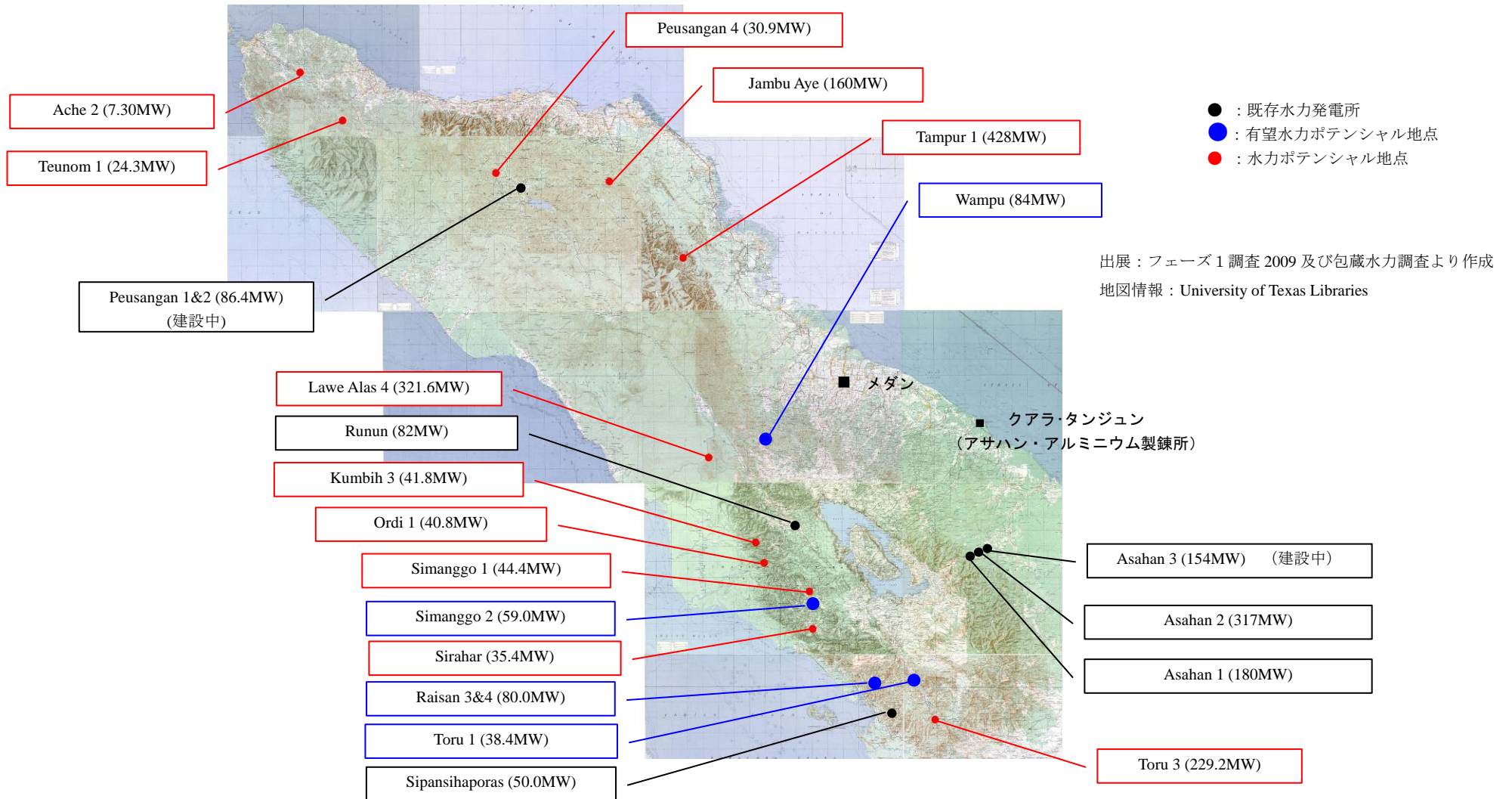


図 3-4 有望水力開発地点計画位置

3.4 有望オプション地点の運転開始時期

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を開始する時期を意味する。通常、複数台ある計画では各発電機器の据付を数ヶ月ずらして順次設置し運転を開始する。石炭火力発電の場合でも、超臨界あるいは超々臨界ボイラーを採用すると、設備構成上単機容量が大きくなり、単機での開発が現実的な選択となる。

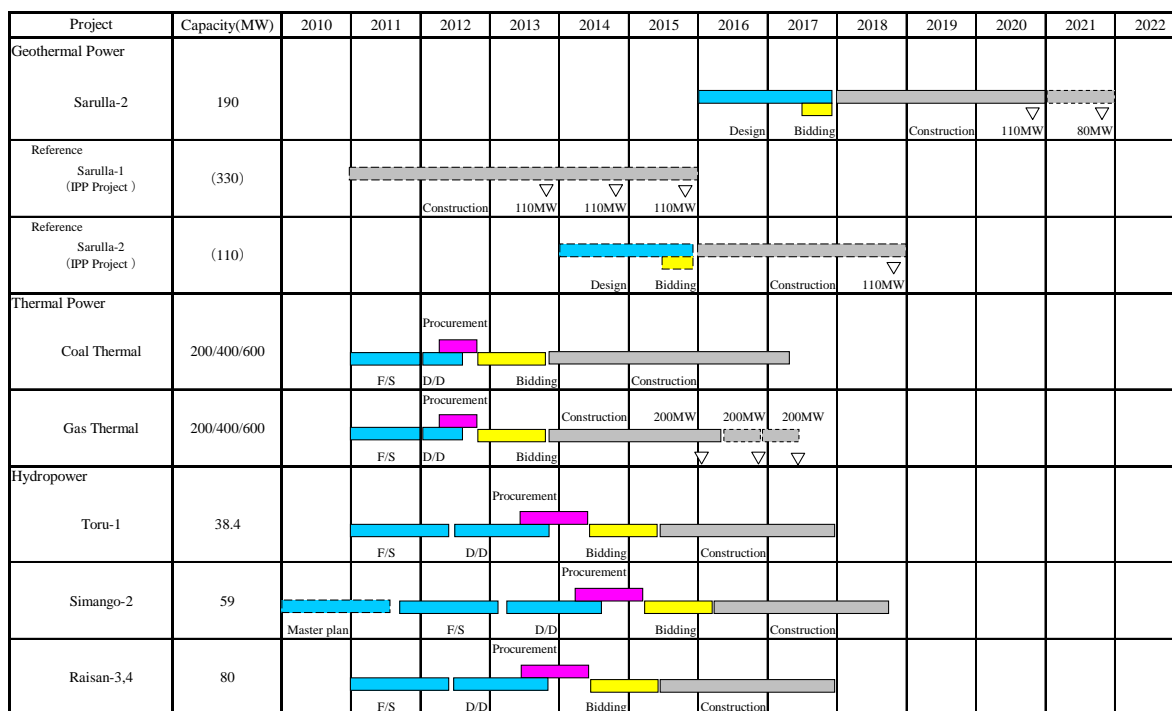
一方、地熱発電では、坑井調査を実施しながら貯留層の状況を確認、順次開発を行う段階的な開発が行われ、全ての開発が完了するまで数年を要する。本調査の対象となる Sarulla-2 の開発段階は Pre-F/S とされており、坑井調査を含む開発調査の F/S が終了してから開発段階となる。Sarulla-1 建設中に Sarulla-2 (110MW) の F/S が開始され、本調査で対象とする発電所 Sarulla-2 (190MW) は、Sarulla-2 (110MW) 建設のための F/S 終了後に開発調査を開始する。

以上の条件を考慮して各ポテンシャルの運転開始までの工程を想定した場合、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。

なお、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 3-6 有望オプションの運転開始時期

計画	容量	電源用途	運転開始	
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
地熱	Sarulla-2	190MW	民生用/(イナルム増設用)	2020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



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。

図 3-5 有望オプションの運転開始時期



図 3-6 有望オプション位置図

第4章 電力供給有望オプションと事業体制

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」の供給オプションを検討対象とする。供給電源は、各電源のポテンシャル地点から抽出された有望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。

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、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次表のように整理できる（表 4-1 電力供給オプションと事業体制）。

- ・選定された水力および地熱はともに 200MW 未満であり、その供給能力に限界がある。
- ・石炭／ガス火力発電の建設コストは開発規模によって変化しないと想定する。
- ・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。（参考：水力および地熱→IPP、イナルム電源→SPC 等）

次表のうち「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。「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。

表 4-1 電力供給オプションと事業体制

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			

第5章 経済財務分析

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おり、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。JBIC・JICA の投資スキームと予想される金利水準を以下のように整理する。

- ・JBIC からの融資スキーム； 融資区分として輸入・投資・事業開発等(資源・国際競争力)が適用されるものと想定、円貨の場合の金利 1.10%、外貨 (USD) 場合の金利は LIBOR を基準にしたスプレッド設定とする。また、融資割合は 70%を採用し、返済期間は操業後 12 年の返済を前提とした。
- ・ODA での主な融資スキーム； 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。一般スキームは、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。優先条件スキームは、一般条件の金利は「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。気候変動対策円借款は、一般条件の金利は「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。

融資条件と金利シナリオについては、本案件では JBIC 融資については転貸融資費用は発生しないで、JICA の 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、JICA 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。JBIC シンジケートの金利として 4%、5%、6%と過去の事例から完全民間資本を想定した 7%とした。

事業性評価の検討

事業性評価基準として投資家・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使われている自己資本利益率 (Return on Equity: ROE) および内部収益率を適用する。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 (IRR) を計算する。

IRR と ROE の判断基準は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。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。

実効金利は新興国や発展途上国では、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%前後であったが、現在インドネシアでは、実効金利が 9%~10%であり、必ずしも低金利状態ではない。割引率は、本案件では 10%を使用する。

財務計算の条件

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が、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。

エネルギー価格については短期的にはそれぞれの事情によって価格が上下するが、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。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。

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へ送電することを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。各電源モードの O/M 費用としては、火力の燃料費、人件費、消耗品費、修繕費などを考慮した。本案件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。償却・税率・優遇制度については、償却対象となる石炭火力、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。法人税率は最新の税制から 25%とし、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。

事業性評価

表 5-1 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。
	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		(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。
	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 5-1 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。 (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。
	Toru-1	38.4MW	H_PLN_ Touru 1.8/2.4	H_IPP_ Touru 1.8/5.3				
	Simanggo-2	59.0MW	H_PLN_ Simang 2.2/2.9	H_IPP_ Simang 2.2/6.4				
	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))

第6章 推奨電力供給オプション

200MW、400MW、600MWの各電源供給オプションについて、至近年における実現の確実性、開発に際しての課題、発電モード毎の発電コスト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、本検討では推奨しない。

(1) 第一推奨案：200MWのイナルム専用石炭火力発電所をSPC あるいはイナルムが開発

至近年における実現性はSPC ある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。課題は、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。総合評価としては、本案の亜臨界200MWの石炭火力の開発が最も有利となる。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。

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。

(2) 第二推奨案:200MWのイナルム専用石炭火力発電所をSPC あるいはイナルムが開発し、同時に民生用電力200MWの水力発電を開発

石炭火力200MWの開発は、第一推奨案に記述のとおり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く、また開発可能量・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。総合評価としては、石炭火力をSPC あるいはイナルム自体が増設用電源として開発する場合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本案が最も有意なオプションである。本案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。

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

(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 の地熱発電を開発

石炭火力 200MW の開発は、第一推奨案に記述のとおり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く、開発遅延の可能性が大きい。総合評価としては、本案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、同地点は既に開発権が取得されており、開発時期の遅延を除けば実現性は高い。ただし、今後は開発可能性が技術的に確認されることが必要である。

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) 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 を開発

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。開発に際しての課題は石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件等の技術的確認、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。総合評価としては、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。

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

(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 を開発

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。開発に際しての課題は石炭価格の動向、石炭供給の安定性、立地条件等の技術的確認、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。発電コストはイナルムが国営化された場合、超臨界/超々臨界の石炭火力についてはお ODA の適用が可能である。総合評価としては、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。

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

第7章 調査結果と課題

石炭火力発電

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、国内外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ているが、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は、炭鉱近傍に開発する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他の電源に比べ少なく、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。一方、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程度が最小となり、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導入電源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、系統潮流解析をおこなって系統に与える影響を考慮して導入計画を検討する必要がある。

イナルム増設に必要とされる200MWを専用電源とする場合、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。

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4.3 Cent/kWh、電力料金 5.9 Cent/kWh、FIRR

12.1%、ROE 18% と試算される。

ガス火力発電

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、CO₂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た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、現在は計画があるだけ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、または経年劣化している汽力発電設備を有するBelawan火力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。一方、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、ガス供給者か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。

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8.6 Cent/kWh、電力料金 8.8 Cent/kWh、FIRR 3.1%、ROE 18% と試算される。

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 等があるが、この中で 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 のうちの Sarulla-2 だけである。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 に売電されることになっている。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 PLN の電力供給計画 (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。

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ており、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 を開発対象とするためには、Sarulla-1 の迅速な開発促進が必要である。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。

Sarulla-2 の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 4.5 Cent/kWh、電力料金 9.2 Cent/kWh、FIRR 11.6%、ROE 18% と試算される。

水力発電

フェーズ 1 調査では大規模貯水池を有する 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、貯水池が自然保護地域にあり環境影響上、開発が困難である。また、両地点はアチェ州に位置し、長年にわたり中央政府と政治的対立がある地域でもあり、

中長期に渡って開発は困難であると判断される。したがって、本調査ではこの2地点を水力開発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に掲載され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。しかしながら、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には適さない。このため、本調査における水力発電は民生用電源を想定する。

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2.6 Cent/kWh、電力料金 7.6 Cent/kWh、FIRR 12.2%、ROE 18% と試算される。

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。

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、系統の安定性、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。