

4. 電力開発シナリオの最適化

4.1. 一次エネルギー需給および開発可能性評価

インドネシア国では、石油、天然ガス、石炭など豊富なエネルギー資源を有していると考えられてきたが、その資源も有限であり、石油については、年々生産量が減少する傾向にあり 2004 年を境に輸入量が輸出量を上回り、このまま推移すると、2013 年頃には、輸入量が生産量を追い抜き、石油の純輸入国になるものと考えられる。一方ガスについては、生産量は 1990 年代より横這いで、大量に消費する国内発電所向けの供給は遅れ気味となっており、急速な電力需要の伸びを満たすために建設されたガスタービン発電所は、多数が HSD を使用しているのが実情である。石炭については、高品位の石炭は貴重な外貨獲得のため輸出に回し、高水分で発熱量の低い低品位炭 (LRC; Low Rank Coal) は国内向けとする国策のもと、1 次エネルギーを大量に消費する発電プラントに対し、近年積極的な導入がはかられている。

また、電力向けの一次エネルギーとしては、世界最大の賦存量を有する地熱エネルギー、河川を利用した水力のほか、大容量電源ではないが、風力、太陽光などの再生可能エネルギーも、その候補としてあげられ、以下に、現状を述べる。

4.1.1 石 油

(1) 埋蔵量と産油マップ

インドネシア国の原油の埋蔵量 (Proven, Potential) は、図 4.1-1 に示す通りであり、埋蔵量は 2006 年に新油田の発見でわずかに増加が見られたものの漸減傾向にある。2007 年の可採埋蔵量は 40 億 bbl、総埋蔵量は 84 億 bbl であり、もし現状の 1 MMbbl/day で採掘を続けると可採年数は 11 年となり、Potential 分を見込んでも 23 年となる。

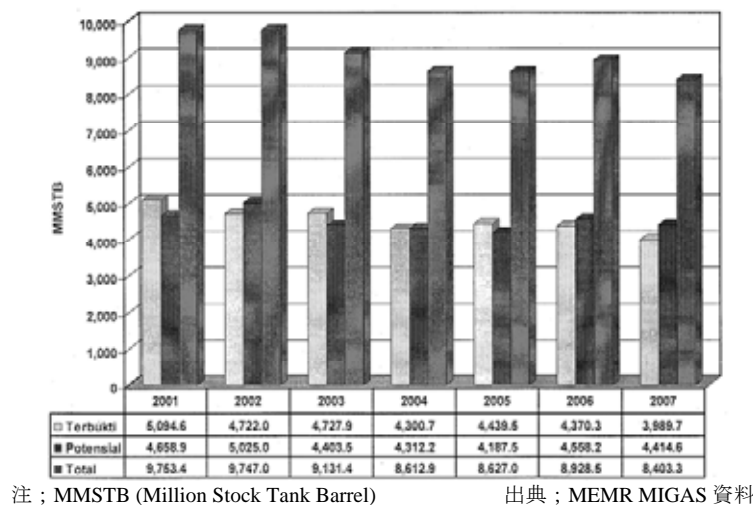
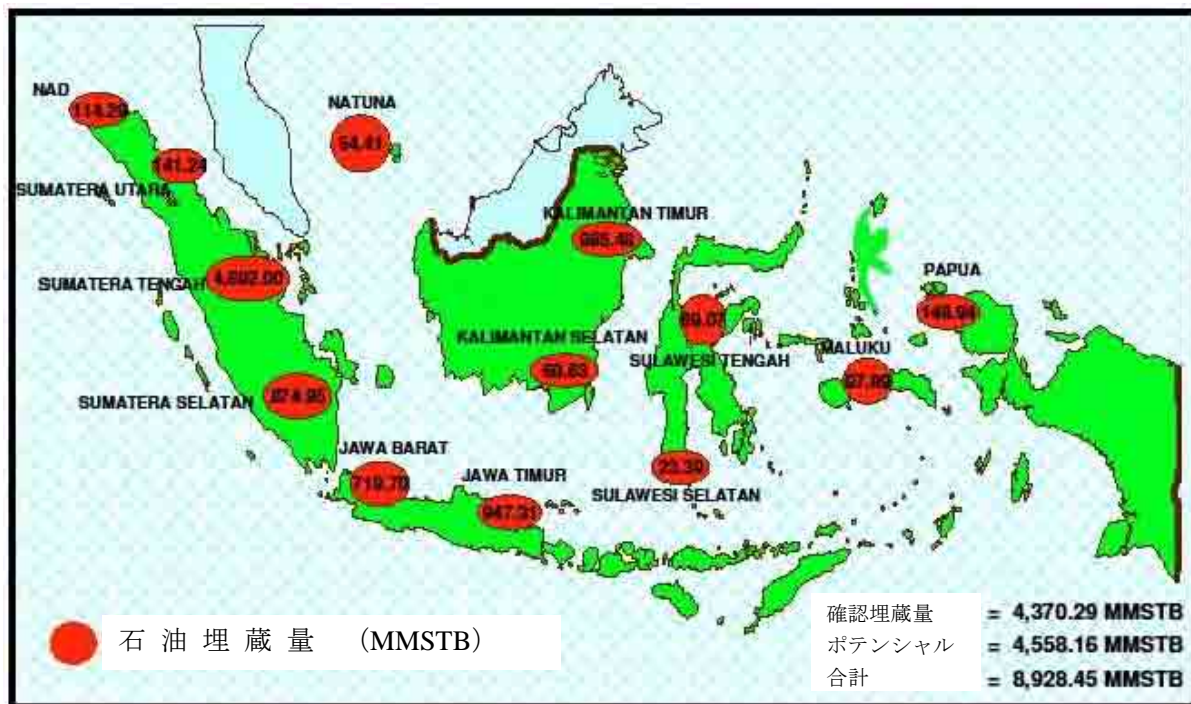


図 4.1-1 インドネシアの石油埋蔵量

図 4.1-2 は産油地とその埋蔵量である。



出典 ; MEMR MIGAS 資料 (Jan. 2006)

図 4.1-2 産油地と埋蔵量

(2) 石油需給バランス予測

表 4.1-1 は石油とガスの埋蔵量の推移を示す。石油は漸減傾向にあるのに対し、ガスは 1990 年代以降増加傾向にあったが 2005 年になってほぼ横這い状態となっている。最近の情報としてアチェ州南西 Simeulue 島沖合に、大規模な（一説では 1,000 億 bbl 規模）炭化水素源の可能性が報道されており、これが確認されれば、エネルギー政策にも大きな影響を及ぼすものと考えられる。

表 4.1-1 石油とガスの埋蔵量

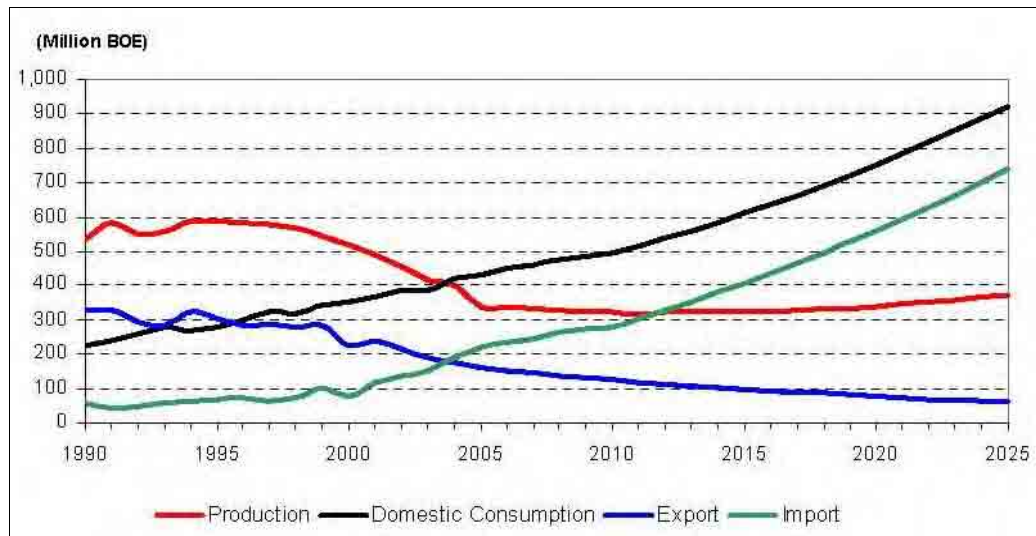
Year	Oil (Billion Barrel Oil)			Gas (Trillion Cubic Feet)		
	Proven	Potential	Total	Proven	Potential	Total
1995	4.98	4.12	9.10	72.26	51.31	123.57
1996	4.73	4.25	8.98	77.19	58.73	135.92
1997	4.87	4.22	9.09	76.17	61.62	137.79
1998	5.10	4.59	9.69	77.06	59.39	136.45
1999	5.20	4.62	9.82	92.48	65.78	158.26
2000	5.12	4.49	9.61	94.75	75.56	170.31
2001	5.10	4.66	9.75	92.10	76.05	168.15
2002	4.72	5.03	9.70	90.30	86.29	176.59
2003	4.73	4.40	9.13	91.17	86.96	178.13
2004	4.30	4.31	8.61	97.81	90.53	188.34
2005	4.19	4.44	8.63	97.26	88.54	185.80

Sources : - Data, Information Oil and Gas 6th Ed., 2002, (page 34), Directorate General of Oil and Gas, Ministry of Energy and Mineral Resources

- Oil and Gas Statistics of Indonesia 1999-2003, Directorate General of Oil and Gas, Ministry of Energy and Mineral Resources
- Oil and Gas Statistics of Indonesia 2000-2004, Directorate of Oil and Gas Ministry of Energy and Mineral Resources
- Directorate of Oil and Gas Ministry of Energy and Mineral Resources

出典 ; Energy Outlook & Statistics 2006

図 4.1-3 は石油の需給バランス予測であり、新しく資源が発見されない限り 2013 年頃には、輸入量が生産量を追い抜き、石油の純輸入国になる事を示している。



出典 ; Energy Outlook & Statistics 2006

図 4.1-3 石油の需給バランス予測

(3) 発電用石油使用量削減計画

PLN は石油消費量の削減対策として、既設油焼き火力のガス焼きへの転換、石炭焼き火力の増設を進めており、表 4.1-2 に示す通りジャマリ系統の燃料消費量を見積っている。

表 4.1-2 ジャマリ系統の燃料消費量(2008－2016 年)

Fuel Type	Unit	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
HSD	1000 kl	1924	2654	1297	157	140	139	140	194	192	270
MFO	1000 kl	1810	1889	1348	18	44	55	78	90	130	243
GAS	bcf	165	202	332	299	299	308	285	232	225	201
LNG	bcf	0	0	0	0	22	50	58	85	112	140
COAL	1000 ton	30864	30357	32441	41374	43566	45942	51220	57810	62213	67241

出典 ; RUPTL 2007

この計画では、2008 年をピークに石油消費量は減少し、ファストトラックプログラムの石炭焼き火力が稼働を始める 2010 年から大幅に低減（2007 年の約 5%）することになっている。

しかしながら、現在の逼迫した電力需給バランス、天候や故障による石炭火力の一時停止、また現在ファストトラックプログラムとして建設中の石炭焼き火力のインフラ整備の遅れに伴う石炭供給不足などを考えると、需要を満たすために石油焼き火力を高い稼働率で運用せざるを得なくなることも予想され、石油消費量の低減時期は、後ろにずれ込む可能性も高いと考えられる。

(4) PLN の石油調達

石油は他の燃料と比較し、コストがかかると言う点を除けば、ガスのような長期契約の制約もなく、必要な時に、必要なだけ購入できる調達自由度の高い燃料である。

インドネシア国では、石油燃料に対しては補助金をつけて、価格の統制を行ってきたが、原油価格の高騰や経済発展に伴う需要増加の為、2005 年には補助金の削減が行われ、一般民需用を除き補助金は付加されず、工業用は国際価格で購入せざるを得ない状況に置かれている。PLN においても、電力料金据置きに対する補助金はあるものの、燃料に対する補助はつけられていない。補助金がついていた時は石油燃料を必要な分だけ Pertamina に供給を依頼すれば済んだが、補助金がなくなり、かつ石油価格が急騰している昨今では、PLN の経営に及ぼす燃料費の影響（図 4.1-4）は大きく、石油消費量の低減と、購入価格低減への努力が必要となっている。

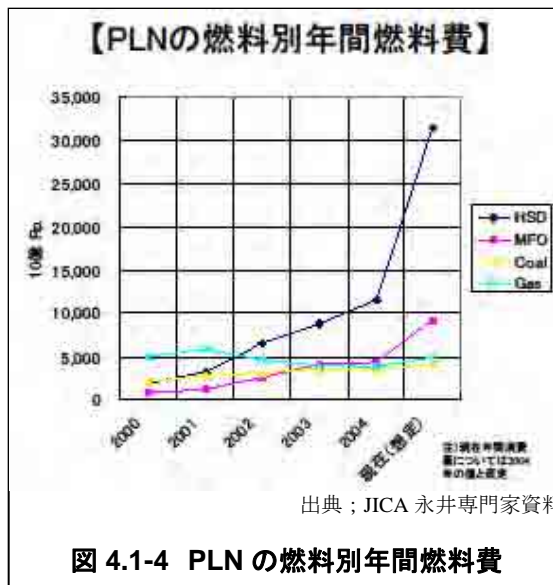


図 4.1-4 PLN の燃料別年間燃料費

PLN の石油 (HSD と MFO) 使用量 (2008 年計画) は、10 million kl/年 であり、9 million kl/年は Pertamina、その内 HSD 1 million kl/年は、2002 年の Pertamina の独占排除に基づいた閣議決定により一般調達が認められている。PLN は本社で、Umbrella 方式で各発電所分を一括契約する。これまでは HSD、MFO とも Pertamina から MOPS + α (手数料、利益他) で購入してきたが、ベース価格が急騰すると、手数料が自動的に増えるのは合理性がないことから引下げの交渉を進めるとともに、一般の石油会社からの購入への取組みも並行して進め、輸送費を含む総合費用で有利な方と契約すべく、調達において市場原理の導入が進められている。図 4.1-5 に石油のインフラを示す。

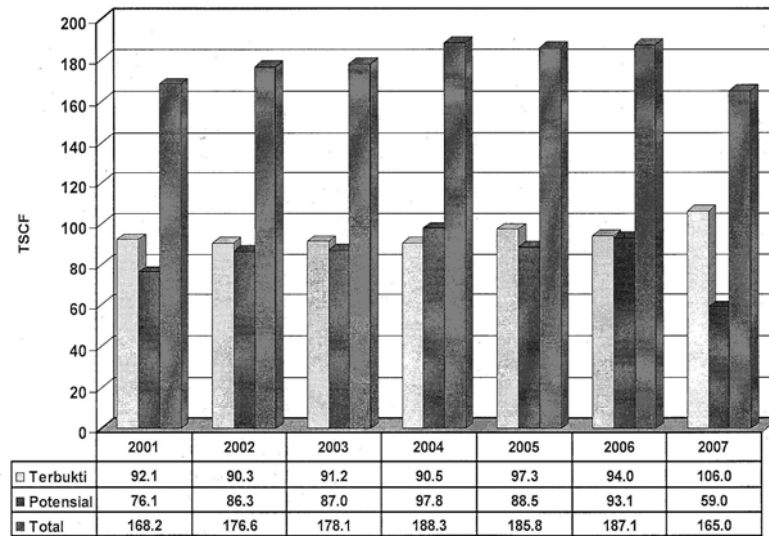


図 4.1-5 インドネシアの石油インフラ

4.1.2 天然ガス

(1) 埋蔵量とガス田マップ

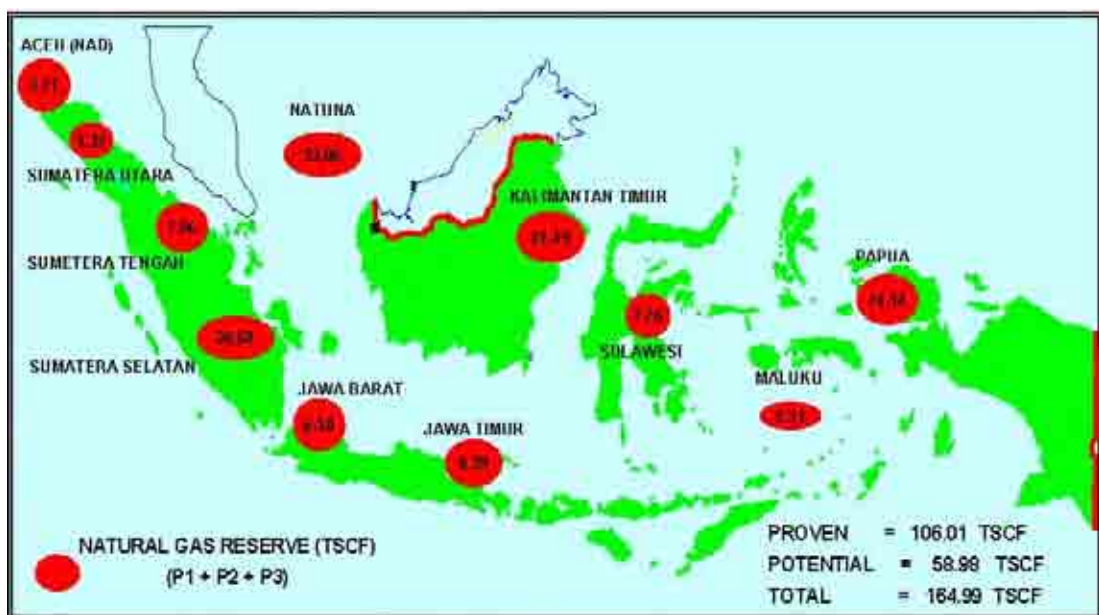
インドネシア国の天然ガスの埋蔵量は、図 4.1-6 に示す通りであり、可採埋蔵量は漸増の傾向にある。2006 年の可採埋蔵量は 94 tcf であり、もし現状の 3 tcf/year で採掘を続けると可採年数は 31 年となる。最近の探査の結果、新しいガス田の発見も期待できるので、さらに可採埋蔵量は増加するものと思われる。



出典 ; MEMR MIGAS 資料

図 4.1-6 インドネシアの天然ガス埋蔵量

図 4.1-7 はガス田の位置とその埋蔵量である。



出典 ; MEMR MIGAS 資料 Jan. 2007

図 4.1-7 ガス田の位置と埋蔵量

また、スマトラや、カリマンタンの炭田には、図 4.1-8 に示すように総埋蔵量 453 TCF の CBM (Coal Bed Methane) の存在が確認されており、現在その商用化に向けた調査を開始したところである。



出典；MEMR MIGAS 資料

図 4.1-8 炭田ガスの産地と埋蔵量

(2) ガス需給計画

PLN の発電所向けのガス需給計画を表 4.1-3 ~ 4.1-6 に示す。ガス供給は、現在ほどの地域も遅れ気味となっており、供給が具体化しているのは、今年完成したスマトラ・ジャワ海底パイプライン (SSWJ 1) を通じ、Muara Tawar 発電所へ供給される 150 MMSCFD (注； PLN の要求は 300 MMSCFD であるが現時点では 150 MMSCFD の見込) と、現在価格交渉中の Gresik 向けの Kangean からのガスであり、既設プラントおよび現在建設に着手したプラント以外へのガス供給は、計画されていない。

最近の原油価格の上昇に伴い、ガス価格は連動して上がっており、価格交渉が長引けば、さらに供給が遅れることも考えられる。なおガスパイプラインで送られるガスは、パイプラインの接続先以外の需要先へ振り向けることは難しく、ガスパイプラインが完成し、価格交渉がまとまれば、早期に供給が開始されると考えられる。

一方 LNG については、これまですべて輸出に廻され、インドネシア国内で使われることは無かったが、輸出向けの長期契約の終了を待つ国内にも供給すべく目下検討中である。
(LNG については次項参照)

表 4.1-3 PLN へのガス需給計画(ジャカルタ地区)

PEMBANGKIT	KAPASITAS (MW)	(mmscfd)									
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GAS DEMAND											
<i>Existing Power Plant</i>											
PLTGU M. Karang	508	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
PLTGU T. Priok	1180	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145
PLTGU M. Tawar (Blok 1)	660	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
PLTGU M. Tawar (Blok 2)	290	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
PLTGU M. Tawar (Blok 3 & 4)	858	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Sub Total		545	545	545	545	545	545	545	545	545	545
<i>New Power Plant</i>											
PLTGU M. Tawar (Blok 5)	255			35	35	35	35	35	35	35	35
PLTGU M. Karang Repowering	720			125	125	125	125	125	125	125	125
PLTGU Priok Repowering	750			125	125	125	125	125	125	125	125
Sub Total		-	-	285	285	285	285	285	285	285	285
TOTAL OF DEMAND			545	545	830	830	830	830	830	830	830
GAS SUPPLY											
BP ONWJ (GSA)		135	100	100	100	100	100	100	100	100	100
PERTAMINA - P Tengah (GSA)		30	30								
Pipa Sumatera Selatan											
- PGN (GSA)		50	50	50	50	50					
- JOB Jambi Merang (GSA)*				85	85	85	85	85	85	85	85
- MEDCO (Proses Amandemen GSA)*				20	20	20					
- PGN - Tambahan, Firm (GSA)		150	150	150							
- PGN - Tambahan, Interruptible (GSA)		100	100	100							
TOTAL OF SUPPLY			465	430	505	255	255	205	185	185	185
DEFISIT / SURPLUS			(80)	(115)	(325)	(575)	(575)	(625)	(645)	(645)	(645)

* Diperlukan pembangunan Stasiun Booster Kompresor Gas di Pagardewa dan Terbanggi Besar

出典 ; PLN 資料 (Jun. 2008)

表 4.1-4 PLN へのガス需給計画(西ジャワ)

PEMBANGKIT	KAPASITAS (MW)	(mmscfd)									
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GAS DEMAND											
PLTGU Cilegon	750	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
TOTAL OF DEMAND		120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
GAS SUPPLY											
CNOOC (GSA)		80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Pipa Sumatera Selatan											
- MEDCO (GSA)			49	49	49	49	49	43	33	25	19
- PGN - Tambahan (Proses GSA)		30									
TOTAL OF SUPPLY		110	129	129	129	129	129	123	113	105	99
DEFISIT		(10)	9	9	9	9	9	3	(7)	(15)	(21)

出典 ; PLN 資料 (Jun. 2008)

表 4.1-5 PLN へのガス需給計画(中部ジャワ)

POWER PLANT	CAPACITY (MW)											
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GAS DEMAND												
<i>Existing Power Plant</i>												
- PLTGU Tambak Lorok		120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
- PLTU Tambak Lorok		23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Sub Total		143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
TOTAL OF DEMAND		143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
GAS SUPPLY												
- Petronas (Approval GSA)						120	145	145	145	145	110	77
- SPP (Finalisasi GSA)					50	50	50	50	50	50	50	50
Sub Total		-	-	-	50	170	195	195	195	195	160	127
TOTAL OF SUPPLY		-	-	-	50	170	195	195	195	195	160	127
DEFISIT		(143)	(143)	(143)	(93)	27	52	52	52	52	17	(16)

出典；PLN 資料 (Jun. 2008)

表 4.1-6 PLN へのガス需給計画(東ジャワ)

PEMBANGKIT	KAPASITAS (MW)	(mmscfd)										
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
GAS DEMAND												
PLTGU Gresik	PLTGU : 3 x 525 PLTU : 3 x 200 2 x 100	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
PLTGU Grati	PLTGU : 1 x 460 PLTG : 3 x 100	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Sub Total		390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390
TOTAL OF DEMAND		390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390
GAS SUPPLY												
Kodeco (GSA)		123	123	123	123	123	123					
Hess		100	100	100	100	100	91	77	64	54	45	
Santos				60	60							
KEI (GSA)				100	100	100	30	30	30	30	30	
MKS (GSA)		11	11	11	11	11	11					
WNE (Proses GSA)		20	20	20	17	12	12	12	4			
Sub Total		254	254	414	411	346	267	119	98	84	75	
TOTAL OF SUPPLY		254	254	414	411	346	267	119	98	84	75	
DEFISIT		(136)	(136)	24	21	(44)	(123)	(272)	(292)	(306)	(315)	

出典；PLN 資料 (Jun. 2008)

(3) ガス供給とインフラ

消費地に近いガス田からは低コストの生ガスを国内向けに供給し、遠隔地の巨大ガス田や、深海ガス田のガスは輸出価格でなければ、開発が採算上引き合わないため、LNG や国際長距離パイプラインで輸出に廻されてきた。

ジャワ島西部にもガス田があり、ジャカルタ周辺の需要地にも近いことから古くから開発が行われ、ガス田と需要地を結ぶガスパイプラインが多く敷設されている。

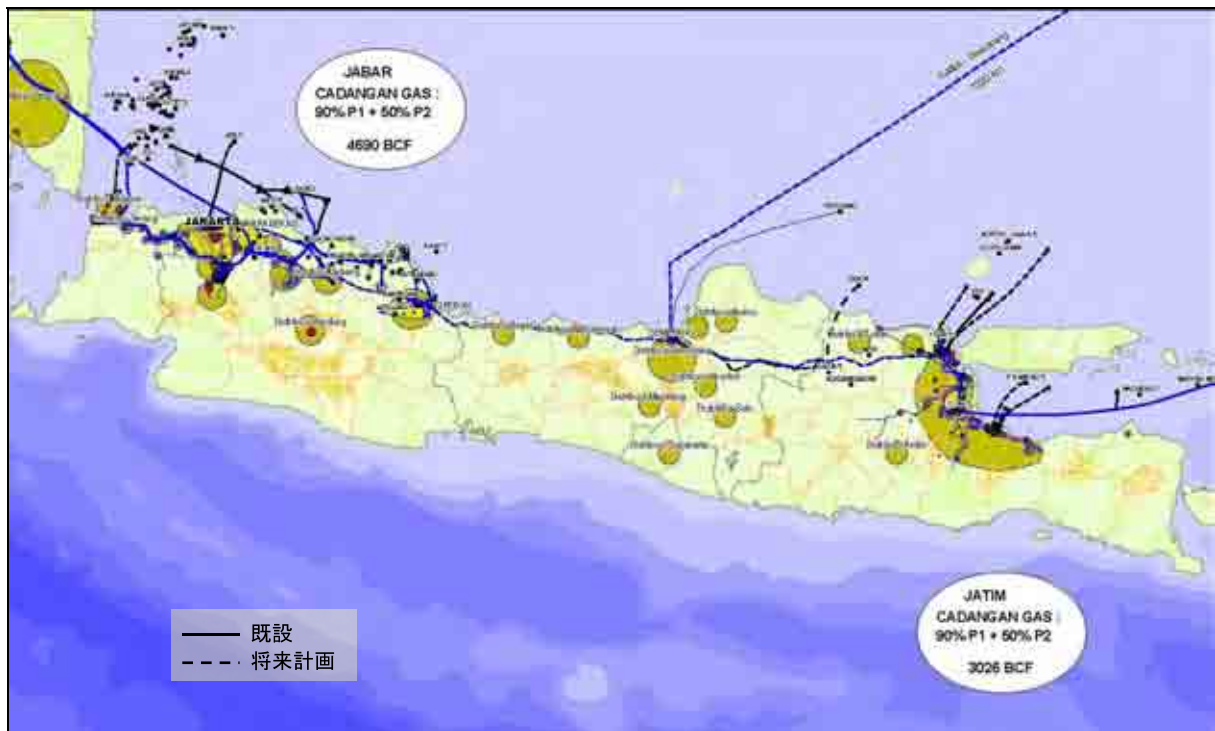
1990 年代にはジャカルタ周辺の急激な電力需要を満たす為に多数のガスタービン発電所が建設されたが、ガス供給サイドとの協調が十分でなく、ガス生産やパイプラインの整備が

それに追いつけなかった為にガス供給が遅れ、かなりのプラントで HSD を焚いているのが実情である。当時は油価格とガス価格にそれほど差がなかったのが HSD 焚きでプラントは運転できたが、昨今のように石油価格が急騰すると、その上昇分が発電コストに大きく影響を与えている。

石油価格の高騰に伴い、HSD 焚きのガスタービン発電所の燃料を本来のガス焚きに切り替えるべく計画は立てられたが、大量にガスを消費する発電所に対しては、周辺地域でガス田の生産能力には限界があり、多くの埋蔵量を有するスマトラや離島からパイプラインを引いてガスを供給する必要がある（図 4.1-9）。パイプラインは長距離にわたるため、莫大な建設資金がかかることから、建設はなかなか計画通りに進まず、今年になって、ようやくスマトラとジャワを結ぶ SSWJ 1 海底ガスパイプライン（輸送能力 500 MMSCFD；JBIC の資金で建設）が完成し、年末には SSWJ 2 海底ガスパイプライン（輸送能力 460 MMSCFD；ADB の資金で建設）が完成する予定である。本年 8 月には SSWJ 1 海底ガスパイプラインを通じ、Muara Tawar 発電所に 150 MMSCFD のガスがスマトラから供給され、今後ガスの生産量が増えれば、ジャカルタ周辺の Tanjung Priok 発電所、Muara Karang 発電所にもガスが供給される予定となっている。

東部ジャワについては、既に運用中の東ジャワパイプラインを通じ、Kangean 地区で生産されるガスが 2011 年頃には供給される予定である。

東部ジャワ内陸部には埋蔵量 2.5 TCF の CEPU ガス田があり、燃料価格の高騰に伴い、開発へのインセンティブが高まることが期待されている。



出典；MEMR MIGAS 資料

図 4.1-9 ジャワ島のガスパイプライン

(4) LNG 導入計画

インドネシアは 2005 年までは世界最大の LNG 輸出国であった。しかし、2004 年頃には契約量を割込む事態も生じ、現在では首位をカタールに譲りわたしている。現在操業中の LNG 製造基地は北スマトラの Arun とカリマンタンの Bontan であり、パプアに建設中の Tangu は年末に完成の予定である。Arun は既に生産が減少しており、Bontan は韓国、日本との長期契約が今年から 2011 年にかけて満了する。また開発中のものとしてはスラベシの Dongi (2 百万トン/年、2015 年運開予定) と、チモール島の Masara (3 百万トン/年、2015 年以降運開予定) がある。

LNG は今まですべて輸出に回されていたが、インドネシア政府は今後、国内向けにも使用することを考えており、現在、西ジャワの Bojanegara に LNG 受入基地 (PGN、PLN、PERTAGAS 共同実施の予定) を建設し、2011 年に 150 万トン/年、2014 年には 300 万トン/年受入れる計画である。LNG は韓国、日本との長期契約がこれから順次満了する Bontan LNG 製造プラント (TATOL Indonesia) からの受入を考えており、交渉を開始した段階である。Bojanegara LNG 受入基地の建設体制は別途進められており、交渉がまとまり次第建設が開始される予定である。

なお、Bontan LNG 製造プラントへ供給するガスの生産は減っており、生産量を増やすには、Musaka 海峡での深海でのガス開発が必要である。また製造基地から受入基地まで LNG 輸送については、LNG 船が必要であるが、占有船を持つ計画はない。

ジャワでの LNG は 2016 年には 7 百万トン/年 (1 BCF/日の消費量) 必要と想定している。

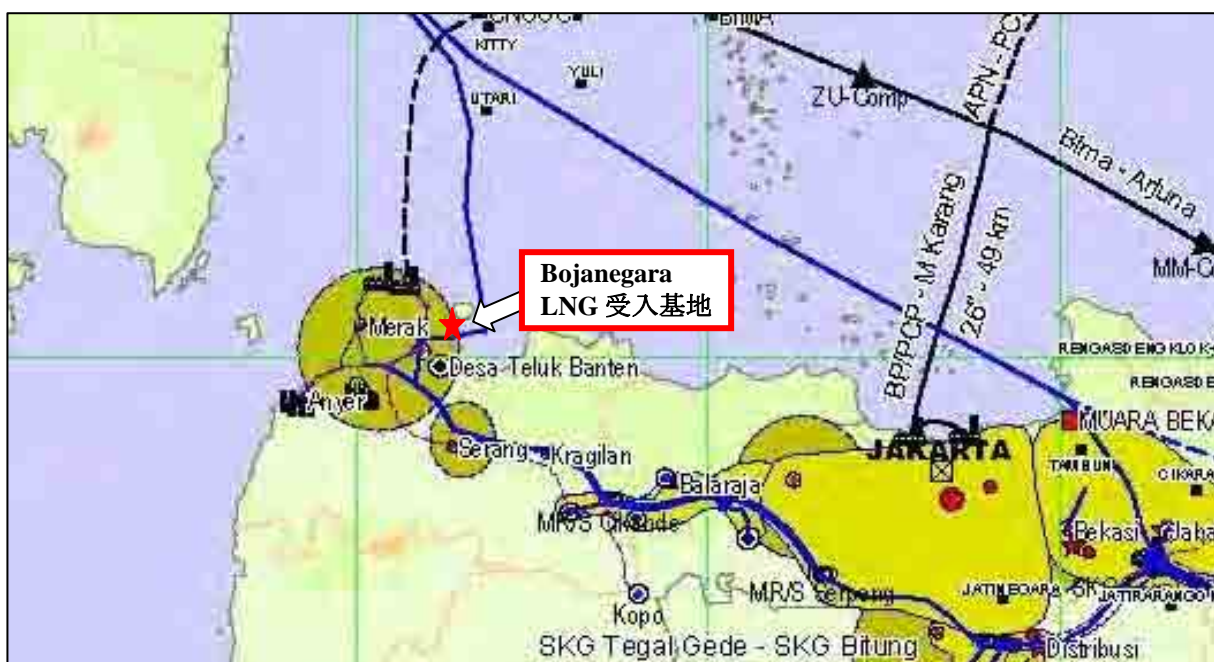


図 4.1-10 ジャワ島での LNG 受入れとガスパイプライン

(5) 発電プラントとガス供給

ガスパイプラインを通じガス供給を受けるガスタービン・コンバインドサイクル発電設備は、ベースロード運用されるのが通常である。天然ガスは、需給者間の契約が、Take or Pay方式で定常的に定量の受入れ義務を課している。すなわち、ガス生産者の生産の継続と受入側への安定供給を保証することで、両者の安定操業を確保しビジネスが成立している。

発電設備は、ベースロードで運用することが、高効率で運転でき、商品である電力を多く発生できる点から望ましい。ガス焼きコンバインドサイクルはこれまでベースロードで運用されてきた。それは、燃料が安価であった時代は、高い効率を武器に石炭焼き火力に発電コストにおいても太刀打ちできたからである。

インドネシア国において、現在建設中のファストトラックプログラムが完成する2010年以降には、発電コストの安い石炭焼き火力が多数系統に参入してくる。そうすると、HSDやガスの価格が高騰して発電コストが高くなったガスタービン発電設備は、もはやベースロード運用を続けることは出来ず、その特長である起動特性や負荷変化特性が生かせるピークロード対応へと、その役目をシフトして行くこととなる。

燃料も、Fuel Mixや環境対策と言う点から、HSDから自国で産出する天然ガス焼きへと移行し、HSD焼きガスタービンは離島など特殊な場所や目的でのみ利用されることになるであろう。

HSDは貯蔵の効く燃料で、必要な時に、必要な量を、何時でも取出して使用可能であるが、ガスパイプラインで供給される天然ガスは、先に述べたガス供給契約上の問題、ガス生産設備でのガスの消費量に対応した生産量の変動の困難さ、ガスパイプラインの圧力が頻繁に変動することによる配管の信頼性低下、パイプラインに接続する他の需要家への影響などから、ガス消費量を自由に変動させるには制約が多い。

ガス供給量の変動を可能とする方策としては、次の2案が考えられる。発電設備の担う役割、運用方法、ガスの供給条件など、発電所は置かれている条件で違いがあり、実際に適用する際には、経済性や信頼性を含めた詳細な検討が必要である。

i) LNGの採用

LNGはガスを液化し体積を約1/600に圧縮して、貯蔵可能とした燃料である。しかし、製造コストがかかるため高価なものとなる。ガスの消費量に応じ気化させ、ガスタービン発電設備のピークロード運用にも対応することができる。

なお、発生ガス量を頻繁に変化させるにあたっては、ガス供給側と発電所側の協調が必要である。LNG気化設備の設計にあたっては、発電設備側から要求されるガス消費の変動パターンを明確にし、気化装置がこれらの要求に応えられるよう、全体システムとしての検討を行い、運用を十分反映した設備とする必要がある。

ii) CNG (Compressed Natural Gas) システムの採用

天然ガスを約 300 気圧に圧縮することにより、体積を 1/300 にして、ガスの輸送や貯蔵を可能としたシステムである。LNG に比べると、体積は 2 倍となるが、ガス圧縮設備が LNG 製造設備とくらべ、安価なことから比較的短距離のガス輸送に適したものとされている。

ガス生産地でガスを圧縮し、数千トン級のバージに積載された高压タンクにガスを充填してガスの消費地まで運び、そこでバージを係留し消費地のガスパイプラインを通じガスを供給するのが一般的な CNG 供給システム (図 4.1-11) である。

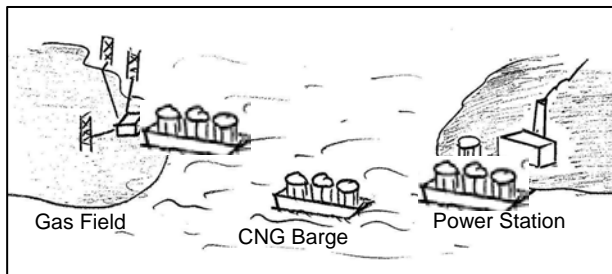


図 4.1-11 CNG 供給システム

この場合、高压タンク搭載バージは、輸送、貯蔵の両方の役割を担うことになるが、生産地でのガス充填期間、航行期間、係留期間をうまく計画しないと、多数のバージが必要となり、バージの隻数が不足するとガス生産に支障がでるなど運用面での制約が大きい。また、荒天でバージが運行できない場合を考えて、受入れ側でのガス貯蔵も考慮する必要がある。

離島から送られるガスについては、以上のシステムを適用せざるを得ないが、ガスパイプラインでガスが供給されている所で CNG を適用すれば、発電所へのガス供給は定量で継続しつつ、発電設備はピークロード運用を可能とすることが可能となる (図 4.1-12)。

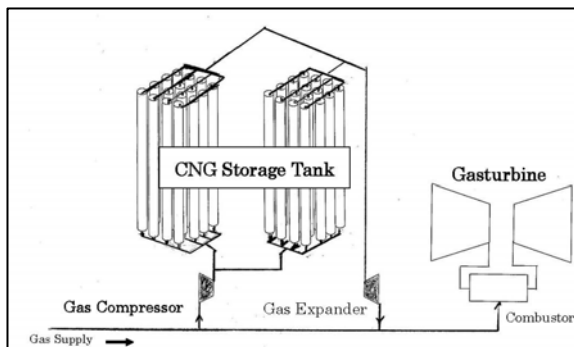


図 4.1-12 CNG のパイプラインガスへの適用

このシステムは、発電所内のガスパイプラインにブランチを設け、圧縮機、CNG 貯蔵圧力容器、CNG 減圧用の膨張タービンを (必要に応じて) 組合せたシステムである。CNG 減圧用の膨張タービンはエネルギーの有効利用の為、圧縮機で使われたエネルギー回収を目的としたものである。

このシステムの適用により、発電量が減った時は余剰ガスを CNG として貯蔵し、ピーク時に取り出すと、ガス供給側は常に一定量のガスを発電所に供給することができ、発電所はピーク負荷時にこれを取り出す事でピークロード運用が可能となる (図 4.1-13)。

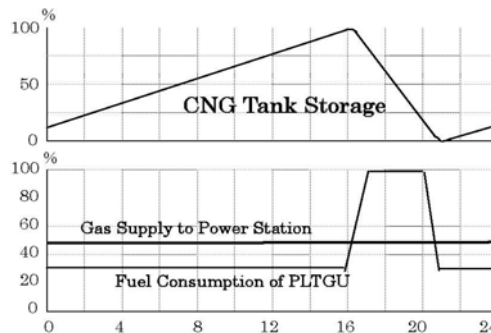


図 4.1-13 CNG による運用改善

インドネシア国の場合、小規模なガス田とガスパイプラインで結ばれた発電所があり、ガス供給不足により、HSD を焚いている。今後、発電所がピークロード運用となると、ガスの総消費量に余裕ができることから、このシステムを適用すれば HSD 焚きの設備にもガスを回すことができるようになる。

先に述べた通り、現在推進中のファストトラックプログラムが完成する 2010 年以降は、現在ベースロード運転のガスタービンは、ミドルまたはピークロード用へと移行する。また Fuel Mix や環境対策と言う点からも自国で産出する天然ガスを活用して行く必要がある。

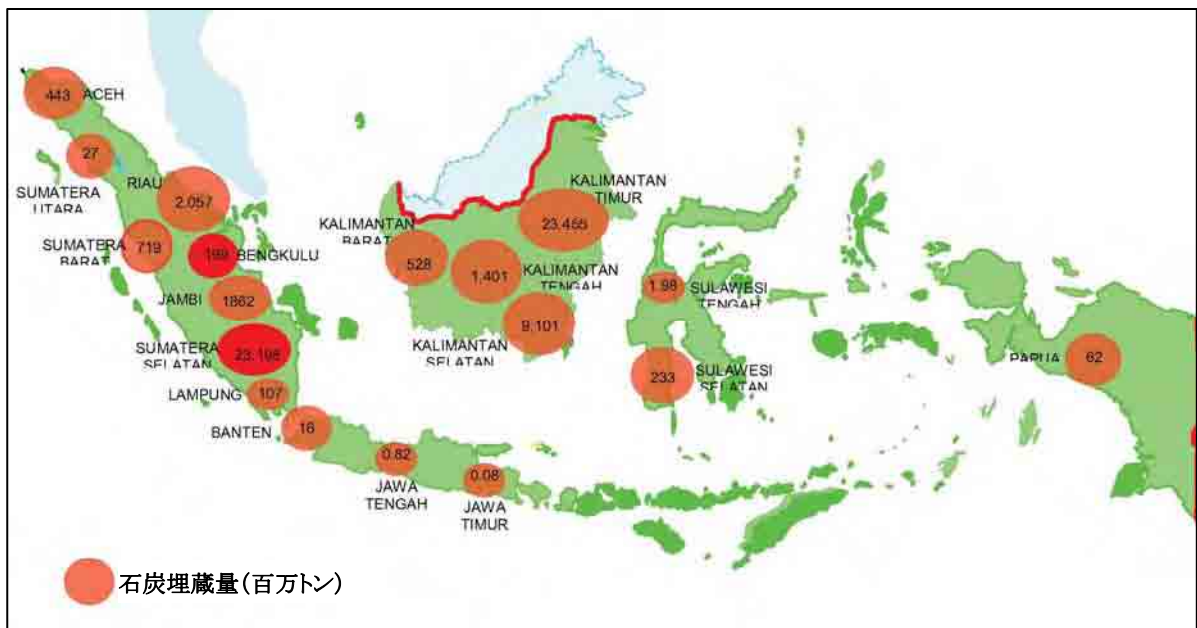
ガス供給側からの制約を緩和し、発電所に求められる運用条件を満たすため、LNG、CNG それぞれの得失を見極め、実プラントでの適用について至急検討を進める必要がある。

4.1.3 石 炭

(1) 埋蔵量と炭田マップ

インドネシア国には約 610 億トンの膨大な石炭資源があり、図 4.1-14 に示すように、ほとんどはスマトラ (47%) およびカリマンタン (52%) で産出される。2006 年の産出量は 1.9 億トンであり、確認埋蔵量 68 億トンで計算すれば可採年数は 36 年となる。これに推定可採埋蔵量 124 億トンを加えると 101 年となる。

年間生産量 1.9 億トンの内、約 70%は日本、台湾、マレーシア、韓国などに輸出され、残りの約 30%が国内で使用されている。国内向けの 57%は電力用である。



出典 ; MEMR Coal & Geo 資料

図 4.1-14 インドネシアの石炭埋蔵量

表 4.1-7 は石炭の品質別の埋蔵量で、可採埋蔵量の約 80%は中・低品位炭である。低品位炭は、今までは商用ベースに載っていなかったため、実際に使われてきた中品位以上の良質の石炭に絞って可採年数を見た場合には 20 年となる。

表 4.1-7 石炭の品質別埋蔵量

Coal Rank	HHV (kca/kg) Air Dried Base	Resources		Reserves	
		Billon ton	(%)	Billon ton	(%)
Low	<5100	14.95	(24.4)	2.98	(44.1)
Medium	5100-6100	37.65	(61.5)	2.44	(36.1)
High	6100-7100	7.97	(13.0)	1.22	(18.0)
Very High	>7100	0.67	(1.1)	0.12	(1.8)
Total		61.24	(100.0)	6.76	(100.0)

出典 ; MEMR Coal & Geo 資料

なお、現在の輸出（年間約 1.3 億トン）の主流は高品位炭であり、今後可採埋蔵量の追加がなければ、輸出用は 10 年で底をついてしまうとも考えられる。

石炭の採掘は国営の PTBT (PT. Tambang Batubara Bulit Asam)、コントラクター (Contract of Works (KK), Coal Contract of Works (Pkp2B))、採掘権保有者 (KP BUMN)、村落共同組合 (KUD) で行っており、KK/PK2B (80%)、PTBT (20%) で殆どを占めている。2007 年時点では国営企業 1 社、国内民間企業 63 社、外国企業 18 社が活動中である。また 5,000 ~ 200,00 DWT の船が着けられる石炭積み出し港は 17 港である。

(2) 低品位炭 (LRC ; Low Rank Coal)

インドネシア国で今後建設される石炭焼き火力発電所には、約 30 億トンと多量の可採埋蔵量を有する発熱量 5,100 kcal/kg (Air Dried Base) 以下の LRC が使用される。現在建設中のファストトラックプログラムの石炭焼き火力（総出力 10,000 MW）の石炭消費量は年間約 3,200 万トンであるが、可採年数は 99 年となる。もし一部を IPP のプラントや既設のプラントで使用したり（ボイラの構造上、既設のボイラは低品位炭 100%の専焼はできない）、将来さらにプラントを増設したとしても十分な量である。

石炭の代表的な性状は表 4.1-8 に示す通りで、LRC は亜瀝青炭、褐炭の分類に属し、炭化度が低い石炭である。石炭中の孔体積が大きい（隙間が多い）ため水分がしみ込みやすく、また酸素官能基も多いため多量（約 30%）の水分を含有する。また化学変化して自然発火する恐れのある酸化物が多いため長期の保管・輸送には適さない。

水分が多く、自然発火し易い石炭については、ボイラ的设计、運転には特別な配慮を必要とし、また水分が多い分ボイラの効率も悪いので、一般炭を焚いた時に比べCO₂の排出量は増加する。なおインドネシアのLRCは、灰分や硫黄分（SO_x成分）は少ないという特徴を有している。

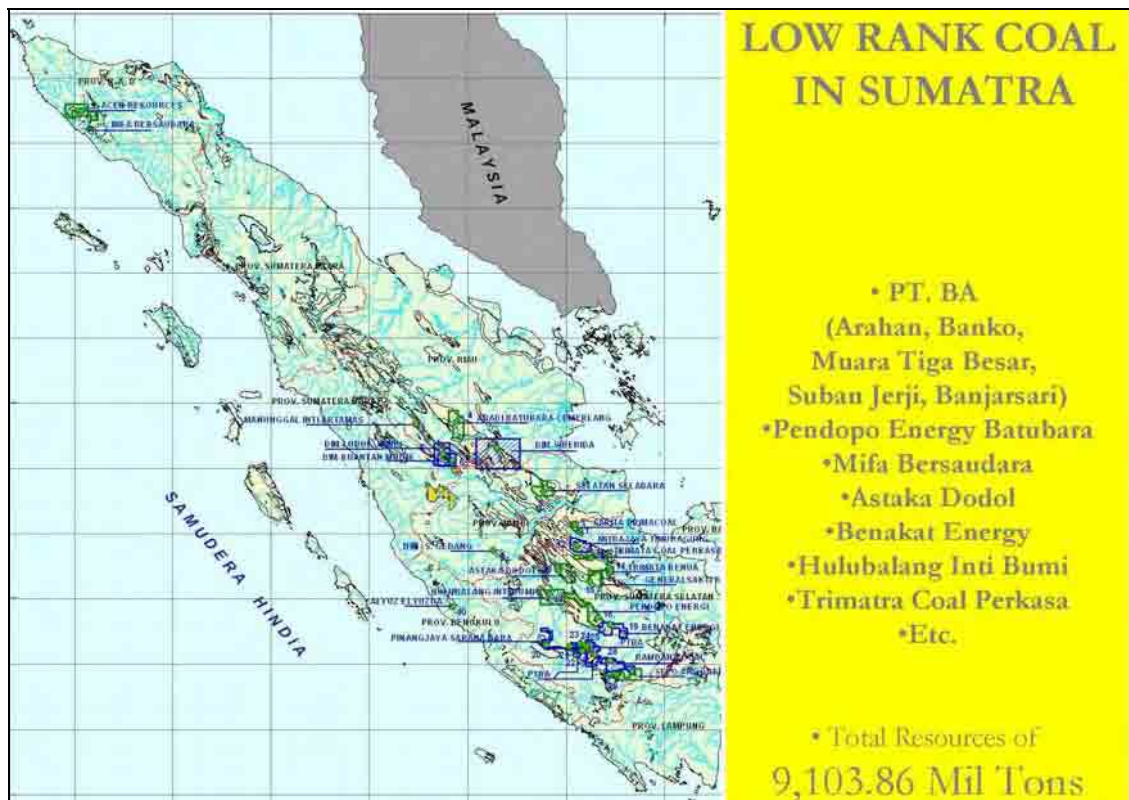
表 4.1-8 代表的な LRC の性状

Description	Typical	Rejection
Gross Clorific Value Kcal/kg (AR*)	4200	<4000 or >4500
Hardgrove Grindability Index	60	<45 or >65
Total Moisture % (AR)	30	>35
Ash Content % (AR)	5	>6
Sodium Content % (AR)	1.5	>4
Sulphur Content % (AR)	0.33	>0.35
Nitrogen % (AR)	Max. 1.2	>1.2
Slagging Fauling Index	Medium	>Medium
Grain Size through sieve 2.38 mm	Max. 20%	>20%
Grain Size through sieve 32 mm	Max. 80%	>80%
Grain Size through sieve 50 mm	Min. 95%	<95%
Grain Size through sieve 70 mm	100%	<98% (Max/ size 100 mm)
Ash Fusion Temperature (IDT) °C	1150	<1100

注：AR; As Received Base

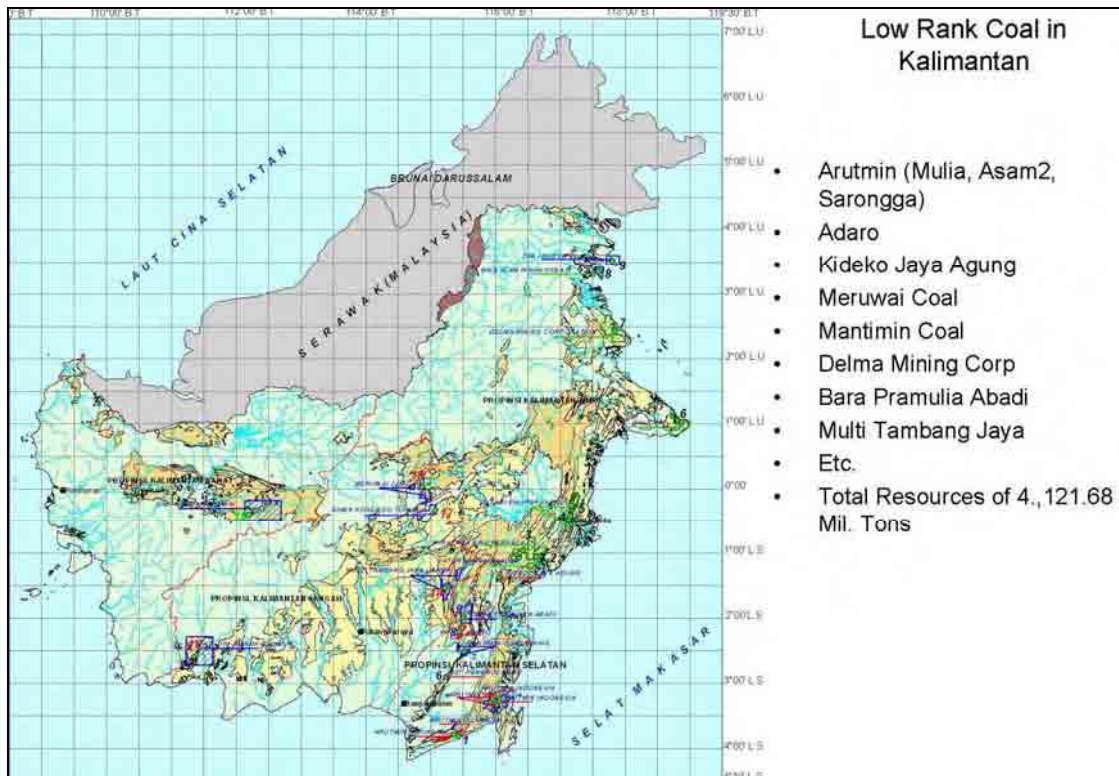
出典；PLN 資料 (readiness of LRC)

LRC はスマトラ、カリマンタンに多く賦在し、その地点および採掘業者は図 4.1-15、4.1-16 に示す通りである。



出典：MEMR Coal & Geothermal 資料

図 4.1-15 LRC の産地と採掘業者(スマトラ)



出典：MEMR Coal & Geothermal 資料

図 4.1-16 LRC の産地と採掘業者(カリマンタン)

石炭採掘の認可 (Mining Authorization) は、ある炭種に限って与えられるものでなく、単独業者で各種炭種の石炭を採掘しており、LRC のみを採掘する業者はない。LRC を扱っているのは国営の PTBA、国内資本の会社と、国内資本とインドの合弁会社であり、新規参入の会社もある。

LRC はまだ一般には流通していないが、スララヤ発電所では一部混炭して使っており、その価格 (CIF) は Rp. 420,000/ton (LRC 4,500 kcal/kg as received base)、Rp. 540,000/ton (亜瀝青炭 5,100 kcal/kg) であり、発熱量等価と比較すると、LRC は約 10%安い結果となっている。石炭の採掘や、輸送に要する石炭トンあたり費用は、炭種によらず大差ないことから、採炭業者は利潤の高い輸出に向けられる良質の石炭の生産に注力するのは否めず、LRC 増産に対するインセンティブを高める必要があるが、そのような制度は現在のところないため、早期実現が望まれる。

2007 年に発生した石炭の供給不足は、石炭の国際価格が急騰し全て輸出に廻ってしまったのが一因である。また、季節風のため波高が高く、船輸送に支障が生じたとも言われている。これに関連し、政府は閣議で発電所での貯炭量を 1 ヶ月分 (昨年は半月) とする規制と、電力向けに石炭を優先する閣議決定 (これは、まだ実効されていない) を行った。LRC は長期貯蔵には適しておらず貯蔵期間は最小限とすべきであり、貯炭場の容量、管理の面でも問題が多い。なお、市場における流通という面では、LRC は流通市場が限られていることから市場価格による需給への影響は少ないと考えられるが、輸送インフラと生産設備

の整備についてはこれから行う必要がある。また契約面では需要先が限られていることから長期契約が必要で、安定供給を確保するには、資金調達も含めた政策面での支援が必要と考える。

(3) PLN の発電用 LRC の調達計画

従来、PLN は石炭の購入（すべて中部スマトラ、南・南東カリマンタンの国内炭、炭種は Sub-Bituminous）にあたっては一般入札で行っている。契約形態は年間ベースと長期契約があるが、燃料価格の高騰が続く現状（2006 年で US\$ 40/ton が今年 US\$ 60/ton）では長期契約は好まれない状況にある。海が荒れて輸送に支障が出た場合に備えてスポット契約（3 ヶ月前後の契約）を行っている。なお石炭に対する政府の補助金はない。

現在、ファストトラックプログラムで建設中の石炭焼き火力プラント（総発電量 10,000 MW）で使用する石炭の炭種は、既設プラントで使用している亜瀝青炭 (Sub-Bituminous) ではなく、一般市場では流通していない LRC（分類では Lignite）である。PLN は、石炭の消費量 3,190 万トン／年に対し目下契約交渉を行っており、4 月末時点で契約に至ったのは 2,849 万トン／年（8 社から供給）で、約 10%の不足分については引き続き交渉中である。いずれも 20 年間の長期契約（CIF ベース）を考えている。

契約に至った 8 社を、表 4.1-9 に示すが、3 社はスマトラに、5 社はカリマンタンに位置し、生産段階にあるのは、カリマンタンの 4 社である。

表 4.1-9 ファストトラックプログラム石炭火力への石炭供給元

No.	Name of Supplier	Status	Location	Volume (ton/y)	Stage of Mine
1	PT TITAN MINING ENERGY	PKP2B	Sumatra	3,205,000	Exploration
2	PT BARAMUTIARA PRIMA	PKP2B	Sumatra	2,328,000	Exploration
3	KONS. PT ARUTMIN INDONESIA	KP	Kalimantan	8,493,000	Production
4	KONS. PT KASIH INDUSTRI	KP	Kalimantan	3,810,000	Production
5	PT HANSON ENERGY	KP	Sumatra	4,372,000	Exploration
6	PT DWI GUNA LAKSANA	KP	Kalimantan	2,945,000	Production
7	KONS. OKTASAN BARUNA PERSADA	KP	Kalimantan	3,056,000	Production
8	KONS. MODAL INVESTASI MINERAL	KP	Kalimantan	279,000	Exploration
Total				28,488,000	

出典；PLN 資料

表 4.1-10 に契約に至った各社の現状を示すが、生産段階にあるもの（*印）であっても安定供給を確保できる状況ではなく至急対策が求められる。

表 4.1-10 各社の現状

<p>PT. TITAN MINING ENERGY</p> <ul style="list-style-type: none"> ・インフラの恒久設備がない。 ・輸送道路は県道を利用予定。 ・バージ輸送契約が未締結。
<p>PT. BATUBARA PRIMA</p> <ul style="list-style-type: none"> ・現在インフラがない。 ・採掘鉱区が狭い。 ・Calik 川は土砂が堆積している。 ・バージ輸送契約が未締結。
<p>KONS. PT. ARUTMIN INDONESIA^(*)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・インフラがあり、順次増強中。 ・港までの輸送はコンベアーで行う。 ・現在、PT. Cenko と PT. BS から港をリースしており、2009 年には自社の港を使用予定。 ・石炭粉砕プラントは現在 2 基あり、毎年 1 基増設の予定。 ・Asam 鉱区の問題点；西 Mulita 地域はパーム油の植林地。
<p>KONS. PT. KASIH INDUSTRY^(*)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・石炭は Muba 地域の KP から供給の予定。 ・道路、港とも現在はない。 ・詳細な採掘計画は未だない。

(4) LRC のインフラ

産炭地から発電所までの石炭輸送は、インドネシア国の場合、山元の発電所を除き、産炭地から積出し港へは陸上輸送、港から発電所の石炭受入れ Jetty へは海上輸送となる。現在、インドネシア国で内陸輸送に鉄道が使用されているのは南スマトラのみで、この鉄道もオランダ占領時代のもので、リハビリを繰り返して使われてきたが、輸送能力は限界 (Tanjung Enim から Tarakan までの鉄道は単線なので、輸送量は約 820 万トン／年と制限されている) に達しており、これまでも、鉄道の事故が原因で石炭輸送が止まり、発電所が運転停止に至ったこともある。

また、内陸の産炭地からの輸送手段としては、河川を利用したバージによる輸送が広く行われており、鉄道のないカリマンタンでは主要な輸送手段となっている。これも、急激に伸びた石炭の生産に伴い、バージの船腹不足をきたしており、さらに渇水期には十分な輸送量が確保できないと言う問題も起こっている。また、輸出石炭ターミナルの設備容量も十分ではなく、沖合でバージから直接石炭運搬専用船に積みかえる事も行われている。また、トラック輸送についても、道路整備が不十分で、川の氾濫で道路が通行できなくなり輸送が途絶えることもある。

石炭輸送のインフラが完備しているとは言い難い現状下で、これまで一般流通経路に乗っていない LRC を、ファストトラックプログラムの石炭焚き火力プラントの完成に合わせ大量に輸送可能とするには非常な困難を伴うと言わざるを得ない。

インドネシア国内の石炭の取引は CIF ベースで行われており、輸送は供給者側の担当となるが、輸送経路には多数の民間の採炭業者がおり、それは港までの独自の輸送路を持って

いない事から、場合によっては輸送手段の奪い合いともなることも考えられる。特に今回のように急激に石炭の生産量を増加（国内向け石炭では 50%増）させる場合には、炭田の開発計画と連携した総合的なインフラ整備が緊急の課題である。

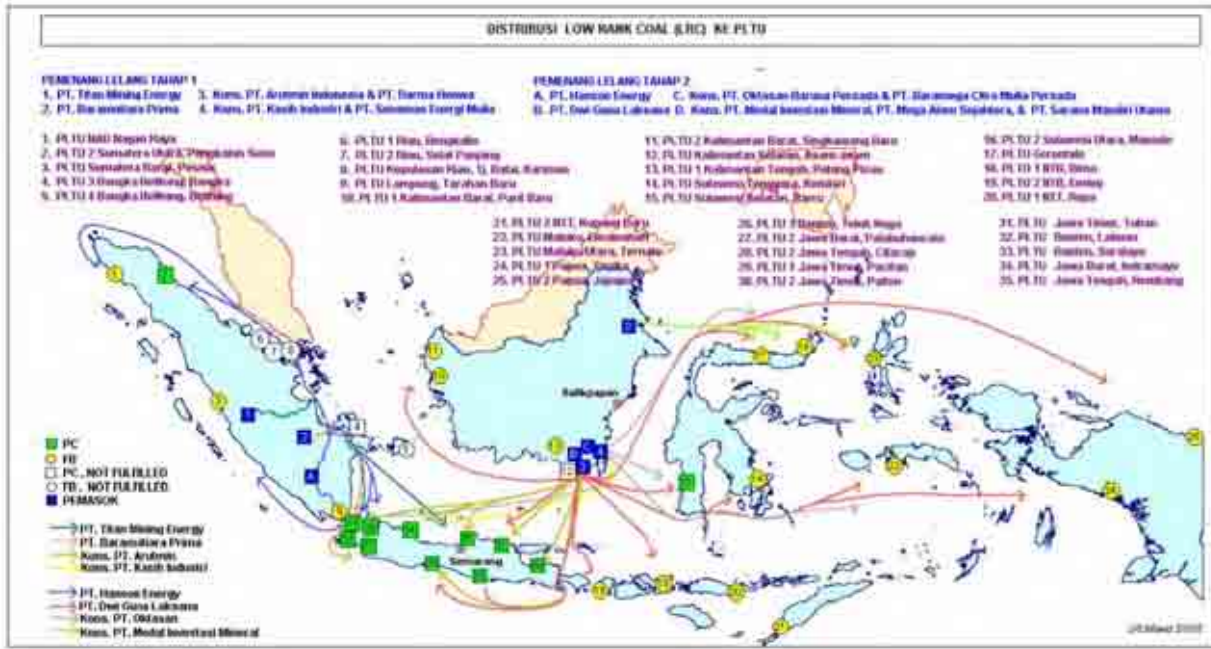
i) 鉄道建設計画

- ・ スマトラの鉄道については、現在、南スマトラの炭田地帯から Lampun (Coal Terminal は Tarahan 港) への鉄道があるが、新たに 1 路線を建設し 20,000 トン/日（一編成 2,200 トンを 1 時間に 2 回）の輸送力増強に着手したところである。一部、市街地を通過するところもあり、用地の手当ても完了しておらず完成が遅れる懸念もある。
- ・ 最大の石炭供給源であるカリマンタンの鉄道整備については、Ministry of Transportation および Local Government と折衝中である。中部カリマンタン（鉱山→Barito River→南カリマンタン港間 約 180 km）と東カリマンタン（鉱山→港間 約 127 km）において鉄道建設の F/S を実施している。現在はトラックで川辺まで運び、バージに積んで輸送しているが雨期には川の氾濫があり、乾期には水量が減ってバージの運航が不可能となる事もある。

ii) 海上輸送

図 4.1-17 に示す通り、PLN の石炭焼き火力発電所への石炭はスマトラやカリマンタンから海上輸送（スマトラ内の発電所を除く）によることとなる。カリマンタンの内陸の産炭地からの輸送はバージで川を下り、港で大型船に積替える方法（輸出炭）もあるが、国内の場合は、発電所へ直送した方が輸送費がかからない（大船型で 2 日の航海が 5 日ほどかかるが、積替え時間を考えると所要時間には大差はない）ので、一度に大量の石炭を必要とする大型発電所向けを除き、ほとんどはバージで発電所に直送されると考えられる。

インドネシア企業はインドネシア国船籍の船の使用を求められているが、2008 年時点ではインドネシア国船籍のパナマックス型石炭運搬専用船は必要数 13 隻に対し 11 隻しかなく、1 万トン級バージは 160 隻あるものの、国内需要の増える 2010 年にはパナマックス級船は 21 隻、バージ 340 隻が必要となる。大型バージやパナマックス型石炭運搬専用船の建造には 2、3 年かかり、バージでも最低 1 年はかかるため、船腹量の不足が懸念される。また、バージを牽引するタグボートについても手当てが必要である。



出典 ; PLN 資料 (readiness of LRC)

図 4.1-17 PLN 発電所への石炭輸送

なお、LRC の輸送については依存度が低いが、現在インドネシアには、表 4.1-11 に示す石炭ターミナルがあり、今後も増強される計画である。

表 4.1-11 インドネシアの石炭ターミナル

No.	Name of Coal Port	Location	Max. Capacity (DW)	User
1	Tarahan	South Sumatera	55,000	PT BA
2	Tanjung Bara	East Kalimantan	180,000	Kaltim Prima Coal
3	Samarinda / ahakam	East Kalimantan	70,000	Umum
4	IBT / Pulau Laut	South Kalimantan	80,000	Adaro Indonesia
5	Kota Baru / Pulau Laut	South Kalimantan	150,000	Arutmin Indonesia
6	Bontang	East Kalimantan	90,000	Indominco Mandiri
7	Berau Offshore	East Kalimantan	180,000	Berau Coal
8	Banjarmasin / Taboneo	South Kalimantan	170,000	Adaro dan Terbuka Umum
9	Balikpapan	East Kalimantan	80,000	Terbuka Umum
10	Adang Bay	East Kalimantan	120,000	Kideco Jaya Agung

出典 ; PLN 資料 (readiness of LRC)

次に港湾設備については、季節風のため波高が高くして石炭の荷降ろしが出来なかった為に発電所が石炭不足で停止したことが今までに経験されている。インドネシアの発電所は一般に Open Jetty で直接海に面しており、日本の発電所のように港は防波堤で囲まれていない。激しいしけで船の航行が出来ない場合に輸送が止まるのは避けられないが、港の改良で防げるものであれば対策を講じるべきである。

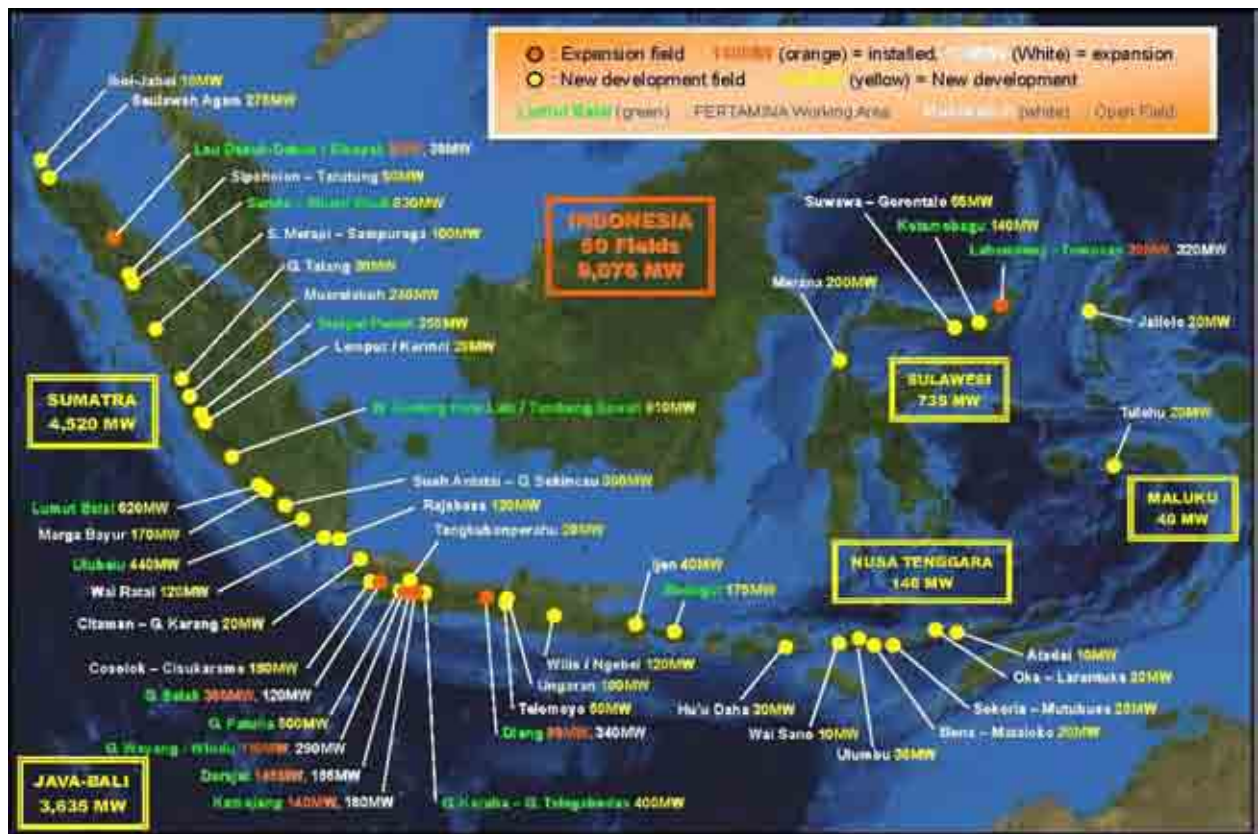
4.1.4 地 熱

(1) 地熱資源量

インドネシア国は、27,000 MW を超える発電能力を有する地熱資源を有し、全世界の地熱ポテンシャルの 40% を占めると報告されている。インドネシア国政府はこれらの資源を有効に活用すべく、2025 年までの開発ロードマップを作成し、9,500 MW を開発する計画である。なお 2007 年時点で運転開始しているのは 1,020 MW である。

JICA が 2007 年に実施した「インドネシア国地熱発電開発マスタープラン調査」では、2025 年の開発目標となっている 9,500 MW の地熱発電所建設を行うのに十分な地熱資源が賦存していることを確認している。

図 4.1-18 はインドネシアの地熱資源の分布、表 4.1-12 および表 4.1-13 は各地域およびジャバリ地域の地熱資源量である。大規模な開発ができる地域はスマトラ、ジャワに集中している。



出典 ; JICA 「インドネシア地熱開発 MP 調査」 2007

図 4.1-18 インドネシアの地熱資源の分布

表 4.1-12 各地域の地熱資源量

地方	既設の設備容量	現有計画規模	今後の開発・増設の可能量	合計資源量
スマトラ	2	913	3,605	4,520
ジャバリ	835	785	2,015	3,635
ヌサ・デンガラ	0	9	138	146
スラウェシ	20	140	575	735
マルク	0	0	40	40
合計量 (MW)	857	1,847	6,373	9,076

出典 ; JICA 2007 年調査

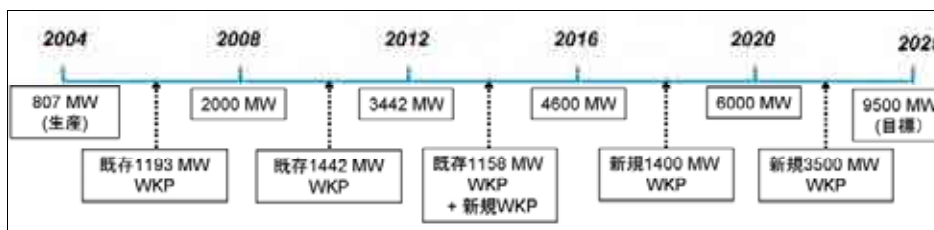
表 4.1-13 ジャバリ地域の地熱資源量

Region	No	Names of the 70 fields in this Survey	Reservoir Volume (x 10 ⁶ m ³)			Temperature(°C)			Surface Water Type (Hot Spring)			Potential (MW)					Stage of Development
			Min.	Most Likely	Max.	Surface	Geotherm	Measured	pH	Major Anion	Cl max (ppm)	Spec.	Hypo.	Possible	Probable	Proven	
JavaBar	32	KAMOJANG	11.2	18.9	28	96		252	2.9-8.2	SO4, HCO3	17				73	227	OP
JavaBar	33	G. SALAK	22.1	33.15	44.2			280						115		485	OP
JavaBar	34	DARAJAT	13.3	19.95	28.6	77		245	3.0-5.0	SO4	14					362	OP
JavaBar	35	CISLOK - CISUKARAME	50.4	75.6	100.8	99	>250		6.8-8.7	SO4, HCO3, Cl	560			400			F1
JavaBar	36	G. PATUHA						89					65	247		170	F2
JavaBar	37	G. WAYANG - WINDU	25.4	63.675	119	50		270					75		135	250	OP
JavaBar	38	G. KARAHA	79.1	118.65	158.2	95			6.6	SO4	11		50	70	100	30	F2
JavaBar	39	G. TELAGABODAS						92					75	120	80		S2
JavaBar	40	TANGKUBANPERAHU	3.4	5.1	6.8	96	>170		2.5-7.4	SO4, HCO3, Cl	1581			20			S2
Banten	41	BATUKUMUNG						52									S2
Banten	42	CITAMAN - G. KARANG	4	6	8	94	>180				(150)		50	25			F1
Banten	43	G. ENDUT						84									RE
JavaTen	44	DIENG	6.5	14.55	25.8	94		368					200	165	115	280	OP
JavaTen	45	MANGUNAN						46									S2
JavaTen	46	TELOMOYO	15.1	22.65	30.2	37	>190		7.6	HCO3, SO4, Cl	180			90			S2
JavaTen	47	LINGARAN	24.5	36.75	49	86	180-320		6.0-8.0	HCO3, Cl, HCO3, Cl	5339			230			S2
JavaTen	48	G. SLAMET						51	7.9	HCO3	26						S2
JavaTim	49	G. ARJUNO - WELIRANG						70	6.7	HCO3	334						S1
JavaTim	50	WILIS / NGBEL	20.8	31.2	41.6	93	190-250		6.6-7.0	Cl (HCO3, SO4)	4627			180			S2
JavaTim	51	JEN	21.2	31.8	42.4	57			6.5-8.3	HCO3	152			130			S2
JavaTim	72	Yang Agropura						65	7.4	HCO3	26						S1
Bali	52	BEDUGUL						32					75	245		30	F2
Sub-Total in Java-Bali													590	2,057	503	1,834	

出典 ; JICA 2007 年調査

(2) 地熱マスタープラン

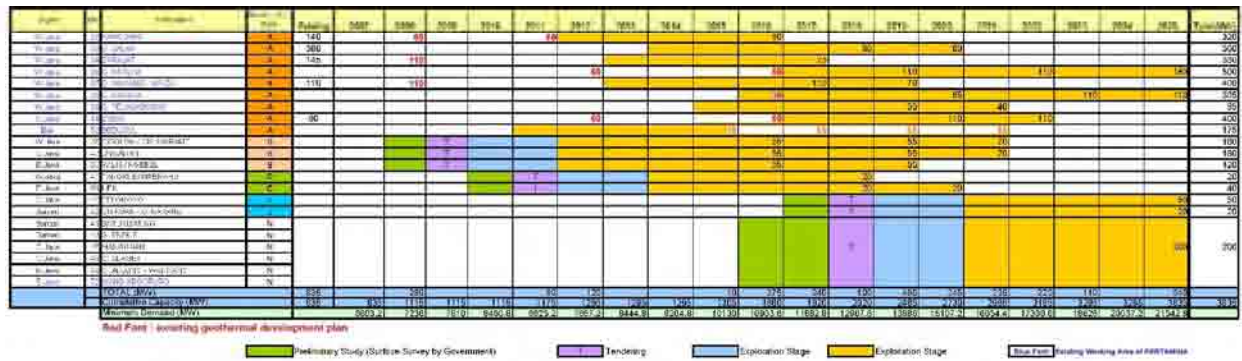
地熱資源の開発については、国家エネルギー管理ブループリント (2005-25) において図 4.1-19 のロードマップが示されており、JICA の「インドネシア国地熱発電開発マスタープラン調査」で作成されたマスタープランに基づき、ジャバリ地域では表 4.1-14 に示すように開発が進められる計画である。



出典 ; Blue Print 2005

図 4.1-19 地熱開発のロードマップ

表 4.1-14 ジャマリ地域の地熱開発マスタープラン



出典；JICA 2007 年調査

(3) 地熱発電促進に対するインセンティブ

地熱発電は、燃料は不要で蒸気エネルギーが得られる反面、大きな初期投資が必要であり、採掘リスクも高いことから、発電コストは一般の発電設備に比べ割高になり勝ちである。

政府は地熱発電の PLN の買取り価格の指標を定め、引取らせる案も考えたが、石炭火力のように発電原価の安いプラントを有する大規模な電力系統では、発電原価が高い地熱発電の投入は PLN からすれば経済性の面で合理性を欠く。また、地熱発電の立地は山間部に多く、蒸気を採取する井戸は広範囲に掘削されるため、広大な用地を必要とし、時には森林保護区にかかる場合もある。

以上のような背景から、地熱の開発は計画に対し遅れ気味となっているのが実情である。しかし、昨今の原油価格高騰に伴う石炭、ガス、HSD 等の燃料価格の高騰は、燃料費のかからない地熱開発促進のインセンティブ向上につながると考えられる。また、2008 年 5 月に「エネルギー鉱物資源大臣令 2008 年 14 号」が制定され、地熱発電の電力販売最高基準額（10-55 MW は当該地域の発電原価の 85%、55 MW 超は 80%）が示され買電条件も明確になったことから、ディーゼル発電が主流の発電コストの高い離島等での地熱開発促進は期待される。

4.1.5 その他

石油、ガス、石炭のほか、インドネシアで期待される 1 次エネルギーとしては、水力、マイクロ水力、太陽光、風力、ガソリン代替のバイオエタノール、ディーゼル向けのバイオディーゼル、さらには、廃棄物発電がある。発電用としては、水力、マイクロ水力、太陽光、風力があげられるが、表 4.1-15 に示す通り、水力を除きその設備容量は小さい。これらの開発は、立地が需要の中心から離れていたり、投資額や環境問題等に

表 4.1-15 インドネシアの非化石エネルギー

非化石エネルギー	ポテンシャル	設置容量
水力	75,670 MW	4,200 MW
ミニ/マイクロ水力	459MW	84 MW
太陽光	4.8kWh/m ² /日 (1203 TW)	8 MW
風力	3-6m/s (9,290 MW)	0.5 MW

出典；Blue print

より制限され、開発量はごく限られている。

(1) 水力ポテンシャル

水力のポテンシャルについては、1999年にMEMRとPLNにより大掛かりな調査が実施された。ジャマリ地域のポテンシャルを抜粋したのが、表 4.1-16 である。しかし住民移転や自然保護区の問題などで、ジャマリ地域では開発可能地点がそれ程期待できず、PLNが近い将来の建設計画に入れているのは、Rajamandala（流れ込式）、Jatigede（貯水式）、Upper Cisokan-PS（揚水式）のみである。

表 4.1-16 ジャマリ地域の水力ポテンシャル

Location	Project Name	Type	Installed capacity (MW)	Recommended Year of installation
Central Jawa	Maung	RES	360	2004
West Jawa	Cibuni-3	RES	172	2013
	Cipasang	RES	400	2006
	Cimandiri-3	RES	238	2006
	Upper Cisokan-PS	PST	1000	2006
	Cibuni-4	RES	71	2015
	Cijutang-PS-2	PST	1000	2008
Jawa-Bali	Sesayap-1	RES	949	2017
	Boh-2	RES	1120	2018
West Jawa	Cibuni-PS-1	PST	1000	2012
Central Jawa	Klegung-PS	PST	1000	2016
East Jawa	Grindulu-PS-3	PST	1000	2018
West Jawa	Rajamandara	ROR	55	—
	Jatigede	RES	175	—
	Citiman	RES	-	—
	Cikaso-3	RES	29.5	—
Central Jawa	Gintung	RES	19.2	—
	Rawato-1	ROR	0.64	—
East Jawa	Grindulu-2	RES	16.3	—

Note ; RES (Reserved), ROR(Run of River), PST(Pumped Storage)

出典 ; Hydro Inventory Study 1999 by PLN

また、マイクロ水力のポテンシャルに関するデータ（表 4.1-17、4.1-18）もあるが、ジャマリ地域については、3カ所しか候補が記載されていない。

表 4.1-17 マイクロ水力のポテンシャル (PLN の測定)

No	Location	Province	Number of Units	Potential	Measuring Institution
1	Blangkojeron	Aceh	1	2,050	PLN Region I
2	Tangse	Aceh	2	1,250	PLN Region I
3	Sepakat	Aceh	2	1,750	PLN Region I
4	Arul Ralem	Aceh	1	378	PLN Region I
5	Sabundong-2	North Sumatera	2	2337	PLN Region II
6	Letter W	West Sumatera	1	5,000	PLN Region III
7	Huas Kanan	South Sumatera	1	535	PLN Region IV
8	Lubuk Buntak	South Sumatera	2	2,210	PLN Region IV
9	Puna	South Sumatera	1	210	PLN Region IV
10	Merangap	West Kalimantan	1	1,165	PLN Region V
11	Muara Kedihin	South Kalimantan	1	500	PLN Region VI
12	Isarai	East Kalimantan	1	200	PLN Region VII
13	Kamoko/U-Pellang	North Sulawesi	1	1,060	PLN Region VIII
14	Pogiar	North Sulawesi	2	2,500	PLN Region VIII
15	Lobong	North Sulawesi	2	1,500	PLN Region VIII
16	Kokorom	North Sulawesi	2	2,000	PLN Region VIII
17	Kombera	North Sulawesi	1	430	PLN Region VIII
18	Loni	North Sulawesi	1	300	PLN Region VIII
19	Tawali	North Sulawesi	1	1,270	PLN Region VIII
20	Talise	North Sulawesi	1	1,200	PLN Region VIII
21	Mongango	North Sulawesi	1	900	PLN Region VIII
22	Wiang	North Sulawesi	2	1,600	PLN Region VIII
23	Bambalo/Poso	Central Sulawesi	1	2,610	PLN Region VIII
24	Kulumpang	Central Sulawesi	1	700	PLN Region VIII
25	Hanga-hanga-2	Central Sulawesi	2	1,670	PLN Region VIII
26	Rong	Central Sulawesi	1	845	PLN Region VIII
27	Mikuasi	Central Sulawesi	2	1,060	PLN Region VIII
28	Enrekang/Lewaja	South Sulawesi	1	440	PLN Region VIII
29	Manasa/Bala	South Sulawesi	1	340	PLN Region VIII
30	Polangka	South Sulawesi	1	1,500	PLN Region VIII
31	Bontemo	South Sulawesi	1	1,340	PLN Region VIII
32	Cenneke	South Sulawesi	1	580	PLN Region VIII
33	Ulu Malia	South Sulawesi	2	3,750	PLN Region VIII
34	Batu Sandiuk	South Sulawesi	1	1,750	PLN Region VIII
35	Kaduwung	South Sulawesi	2	1,443	PLN Region VIII
37	Rante Bala	South Sulawesi	1	612	PLN Region VIII
38	Hatu	Maluku	1	528	PLN Region IX
39	Terminabuan	Papua	1	150	PLN Region X
40	Wamena-3	Papua	2	1,000	PLN Region X
41	Worba	Papua	1	1,850	PLN Region X
42	Tafu	Papua	2	1,102	PLN Region X
43	Sarolang	East Nusa Tenggara	1	545	PLN Region XI
44	Roa/Ende	East Nusa Tenggara	1	700	PLN Region XI
45	Lokomboro/Wakabubak	East Nusa Tenggara	1	850	PLN Region XI
46	Barajar Cahyana	Central Java	1	1,490	PLN Region XI
47	Tapen	Central Java	1	730	PLN Region XI
				Total Potential	57,840

Source: Rencana Induk Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan 1997, Directorate General of Electricity and Energy Development, Ministry of Energy and Mineral Resources

出典 ; Energy Outlook

表 4.1-18 マイクロ水力のポテンシャル (PLN 以外の測定)

No	River	Location	Sub District	Regency	Province	Potential	
1	Samatanga	Samatanga	Samatanga	North Aceh	Aceh	1,130.00	
2	Ky. Inong	Jim Jim	Bandar Baru	Pidie	Aceh	458.40	
3	Ky. Sabat	Sabat	Lama	West Aceh	Aceh	1,274.00	
4	Bt. Kumal	Padang Balan	Pdg. Sidempuan	South Tapanuli	North Sumatera	484.00	
5	Marnggan	Spongol	Pdg. Sidempuan	South Tapanuli	North Sumatera	240.00	
6	Rantapuram	Gurung Tua-2	Peranyambungan	South Tapanuli	North Sumatera	809.60	
7	Batang Gadis	Batang Gadis	Batang Toru	South Tapanuli	North Sumatera	505.55	
8	A. Pinaran	Sperenggang	Batang Toru	South Tapanuli	North Sumatera	1,700.00	
9	Hutajungkul	Alahan Rao	Kota Nopan	South Tapanuli	North Sumatera	1,248.00	
10	I. Eho	I. Eho	Telik Dalam	Nias	North Sumatera	712.30	
11	I. Gomo	I. Gomo	Telik Dalam	Nias	North Sumatera	457.35	
12	Indano Moi	Indano Moi	Peny. kec. Mui	Nias	North Sumatera	572.00	
13	Aek Kasan	Kasan 3	Pandan	North Tapanuli	North Sumatera	1,280.00	
14	Aek Silang	Silang-2	Dolak Saengul	North Tapanuli	North Sumatera	1,107.00	
15	Sunga Putih	Sunga Putih	Bayang	Preser Selatan	West Sumatera	1,113.60	
16	Lutung	Sawah Kerambit	Teyusan	Preser Selatan	West Sumatera	411.80	
17	Ilayang Ilayang	Koto Sibahu	Ilayang	Preser Selatan	West Sumatera	499.20	
18	Muara Saso	Muara Saso	Pancung Saso	Preser Selatan	West Sumatera	3,880.40	
19	Bt. Bayang	Bayang Sari	Bayang	Preser Selatan	West Sumatera	644.00	
20	Bt. Sumari	Sumari	Gumung Talang	Solok	West Sumatera	600.00	
21	Bt. Gumanti	Pani Kayu	Lembah Gumanti	Solok	West Sumatera	6,840.00	
22	Bt. Balanga	Balanga	Sange	Solok	West Sumatera	480.00	
23	Bt. Sange	Kubang Gayah	Sange	Solok	West Sumatera	7,488.00	
24	Bt. A. Guribung	Guribung	Pakajah	Agam	West Sumatera	634.50	
25	Sikarhu	Sikarhu	Lembah Melati	Pasaman	West Sumatera	775.00	
26	Patuhak	Patuhak	Bongol	Pasaman	West Sumatera	820.00	
27	-	Rabu Hampar	Bongol	Pasaman	West Sumatera	608.00	
28	A. Temang	Bedegung	Tanjung Agung	Muara Linn	South Sumatera	968.00	
29	Setabung	Banding Agung 1	Banding Agung	Olu	South Sumatera	3,194.40	
30	Setabung	Banding Agung 2	Banding Agung	Olu	South Sumatera	3,194.50	
31	Setabung	Banding Agung 3	Banding Agung	Olu	South Sumatera	2,861.10	
32	Campang	Muar Alam	Sumber Jaya	North Lampung	Lampung	750.00	
33	Raven	Smar Mula	Bukit Kemuning	North Lampung	Lampung	1,044.00	
34	Ilahan	Way Bahan	Pulau Panggang	South Lampung	Lampung	1,700.00	
35	Kling	Kling 1	P. Ilak Tanding	Rejang Lebong	Bengkulu	480.00	
36	Kling	Kling 2	P. Ilak Tanding	Rejang Lebong	Bengkulu	960.00	
37	Air Lang	Korpaia Cemp 2	P. Ilak Tanding	Rejang Lebong	Bengkulu	1,792.00	
38	Bimbang	Cenia Mandi	Peny. Kb. Agung	Rejang Lebong	Bengkulu	1,850.00	
39	Kerbau	Suka Rajen	Per. K. Pengalagan	Rejang Lebong	Bengkulu	2,306.00	
40	Cawang Jiri	Bugan Lambun	Kaur Utara	South Bengkulu	Bengkulu	3,024.00	
41	Padang Guci	Talang Gemilang	Kaur Utara	South Bengkulu	Bengkulu	1,489.60	
42	Mania	Pulau Temun	Pino	South Bengkulu	Bengkulu	4,556.25	
43	Sekena	Sekena	Mannea	South Bengkulu	Bengkulu	358.45	
44	Sindur	Talang Alai	Peny. Sukanaja	South Bengkulu	Bengkulu	777.60	
45	Paik	Aur Gading	Kerkap	North Bengkulu	Bengkulu	1,854.00	
46	Lan	Kuto Tatur	Lan	North Bengkulu	Bengkulu	1,315.20	
47	Lubuk Banyau	Lubuk Banyau	Lan	North Bengkulu	Bengkulu	773.90	
48	Merangan	Penyay	Sungai Manau	Sako	Jambi	841.50	
49	Bt. Air Batu	Pemantik	Sungai Manau	Sako	Jambi	518.40	
50	Kampjan	Kampjan Baru	Praktikan	Boneboeso	East Java	2,484.90	
						Total Potential	78,083.90

Source: Rencana Induk Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan 1997, Directorate General of Electricity and Energy Development, Ministry of Energy and Mineral Resources

出典 ; Energy Outlook

(2) 風 力

インドネシア西部地域の風力のポテンシャルは表 4.1-19 に示す通りであり、経済面(大規模な風力発電には経済性から風速 6m/秒以上が必要) や発電が天候に左右されると言う不利な点もあるが、再生可能エネルギーの活用政策の一環として今後の開発が求められる。規模が小さいので、電源開発のマスタープランには、特定した電源としては現れてこないと考える。

(3) 太 陽 光

太陽光のポテンシャルは表 4.1-20 に示す通りであり、2005 年のブループリントでは図 4.1-20 の通り開発ロードマップが示されている。これらの実現は経済面では Solar Cell

表 4.1-19 風力のポテンシャル

No	Village/Sub District/Regency	Province	Year of Measurement	Average Velocity at Elevation of 24 m
1	Sabang	Aceh	1994	2.73
2	Meulaboh	Aceh	1994	3.33
3	Polonia Medan	North Sumatera	1994	3.68
4	Sai Dadap Kisaran	North Sumatera	1994	3.06
5	Binaka	North Sumatera	1994	3.06
6	Sincin	West Sumatera	1994	3.86
7	KP. Laing	West Sumatera	1992	3.72
8	Depati Darbo	Jambi	1994	4.01
9	Simpang Tiga Pekanbaru	Riau	1994	3.97
10	Kijang	Riau	1994	4.22
11	Japura Rengat	Riau	1994	2.83
12	Ranai	Riau	1994	2.45
13	Pangkal Pinang	South Sumatera	1992	3.68
14	Buluh Tumbang Tanjung Pandan	South Sumatera	1995	5.56
15	Serang Banten	West Java	1992	3.01
16	Curug Tangerang	West Java	1994	2.70
17	Tanjung Priok	Jakarta	1993	4.45
18	Cengkareng	Jakarta	1994	3.55
19	Semarang Maritim	Central Java	1992	2.94
20	Kledung	Central Java	1994	4.08
21	Adi Sumarmo Surakarta	Central Java	1995	2.39
22	Iswahyudi Madiun	East Java	1994	5.57
23	Surabaya AJRI	East Java	1994	4.65
24	Surabaya Perak	East Java	1994	2.61
25	Kaliangit	East Java	1994	5.40
26	Sangkapura Bawean	East Java	1994	2.96
27	Surabaya Maritim	East Java	1994	3.37
28	Ploso	East Java	1991	2.39
29	Kp. Tiekung	East Java	1994	2.55
30	Denpasar	Bali	1992	2.39

- Small Scale : 2 - 3 (m/sec)
- Medium Scale : 3 - 4 (m/sec)
- Large Scale : > 4 (m/sec)

Source: Rencana Induk Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan 1997, Directorate General of Electricity and Energy Development, Ministry of Energy and Mineral Resources

の性能改善と製品コストの低減の進捗に大きく影響され、また、昼間のみしか発電出来ないハンディもある。再生可能エネルギー活用政策の一環として今後の開発が求められる。

マイクロ水力、風力、太陽光などの電源開発については、発電コストは他の電源に比べて不利なため、税制面での優遇措置（機器の輸入税免除、各種税の減免）や、中小発電事業者からの電力買取り義務化等が政策面で必要と考える。

表 4.1-20 太陽光エネルギーのポテンシャル

No	Regency	Province	Year of Measurement	Average Radiation (kWh/m ²)	Measured by
1	Bande Aceh	Aceh	1980	4.10	LGDE
2	Palembang	South Sumatera	1979-1981	4.95	BMG
3	Menggala	Lampung	1972-1979	5.23	DGEED/BMG
4	Rawasragi	Lampung	1965-1979	4.13	DGEED/BMG
5	Jakarta	Jakarta	1965-1981	4.19	DGEED/BMG
6	Bandung	West Java	1980	4.15	LSDE
7	Lembang	West Java	1980	5.15	LSDE
8	Ciriuh, Tangerang	West Java	1980	4.32	LSDE
9	Darmaga, Bogor	West Java	1980	2.56	LSDE
10	Serpong, Tangerang	West Java	1991-1995	4.45	LSDE
11	Semarang	Central Java	1979-1981	5.49	BMG
12	Surabaya	East Java	1980	4.30	LSDE
13	Kerfeng, Yogyakarta	Yogyakarta	1980	4.50	LSDE
14	Denpasar	Bali	1977-1979	5.26	DGEED/BMG
15	Pontianak	West Kalimantan	1991-1993	4.66	LSDE
16	Banjarbaru	South Kalimantan	1979-1981	4.80	BMG
17	Banjarmasin	South Kalimantan	1991-1995	4.57	LSDE
18	Samarinda	East Kalimantan	1991-1995	4.17	LSDE
19	Menado	North Sumatera	1991-1995	4.91	LSDE
20	Palu	South East Sulawesi	1991-1994	5.51	LSDE
21	Kupang	West Nusa Tenggara	1975-1978	5.12	DGEED/BMG
22	Waingapu, Sumba Timur	East Nusa Tenggara	1991-1995	5.75	LSDE
23	Maumere	East Nusa Tenggara	1992-1994	5.72	LSDE

Source : Rencana Induk Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan 1997, Directorate General of Electricity and Energy Development, Ministry of Energy and Mineral Resources

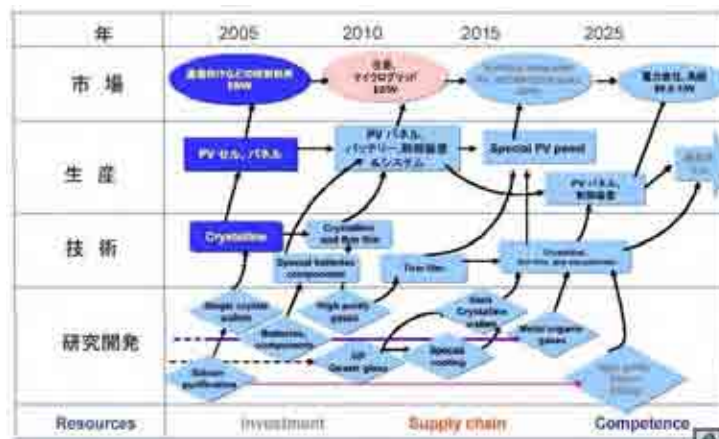


図 4.1-20 太陽光エネルギー開発ロードマップ

4.2 電源開発の候補と基本条件

4.2.1 電源開発の候補

ジャマリ系統の発電所の主な特徴と、燃料価格、燃料供給、環境および開発利点の観点からまとめたものを表 4.2-1 に示す。現時点での将来の電源開発候補の結論は以下の通り。

(1) 大規模電源の必要性

- 1) RUPTL 2007～2026 によれば、2026 年での最大負荷は約 53,000 MW が予想されており、この最大負荷は 2007 年の同 16,000 MW の 3.3 倍にあたる。最大負荷の急激な伸びを考えると、単機容量 1,000 MW の原子力発電所や単機容量 1,000/600 MW の石炭火力発電所などの大規模電源が将来の電力供給の主要電源となることが予想される。
- 2) 大気質の観点からはSO_x、NO_x や CO₂を排出しない原子力発電所の方が石炭火力より優れている。

(2) 燃料供給に裏づけされた運転信頼度の高い電源の必要性

- 1) 燃料供給に裏づけされた運転信頼度の高い電源という観点からは原子力発電所や地熱発電所は他の発電所に比べて優位性がある。
- 2) 原子力発電所の場合、核燃料供給契約が成功裡に締結されれば、燃料の定期的供給頻度は石炭火力発電所や LNG 焼き発電所に比べて遥かに少ない。
- 3) 地熱発電所では外部からの燃料供給が不要である。
- 4) HSD 焼きや MFO 焼きの発電所も、HSD や MFO 燃料が Pertamina から燃料が供給されており、また過去の供給実績から見ても、燃料供給面での運転信頼度は高い。
- 5) ガス焼きの発電所 (PLTG/PLTGU) は PLN で対処できないガス供給不足、供給遅延などのリスクに晒される可能性が高い。

(3) 柔軟な運転が可能な発電所の必要性

- 1) 最近の 100 US\$/bbl ～ 130 US\$/bbl という原油高騰下では、現在ミドル負荷やピーク負荷運転している HSD 焼きの PLTG/PLTGU の発電所は燃料費節約の観点から、その稼働率が強制的に低下、或いは休止に追い込まれる可能性が高い。
- 2) 現在ミドル負荷やピーク負荷運転している HSD 焼きの PLTG/PLTGU の発電所に代わるミドル負荷やピーク負荷対応の発電所が必要となる。LNG 焼きの PLTG/PLTGU や揚水発電所は代替電源として適している。

- 3) 水力も柔軟な運転が可能で、負荷変動への追従性も良く代替電源として適しているが、残念ながらジャマリ地域での開発可能性地点がほとんど無い。

(4) 低発電コスト電源の必要性

- 1) 最近の世界的原油価格の高騰を考慮すると、PLN の経営面の観点から、発電コストの縮減に貢献する電源を投入すべきである。
- 2) しかしながら、石油系燃料だけでなく、石炭¹、ガス、およびLNGも原油価格の高騰の余波を受け、近年、特に 2007 年から 2008 年にかけて価格が著しく高騰している。したがって、原油市場への投機が終わらない限り、火力発電所の発電コストは現状の発電コストより高くなるのではと思われる。
- 3) 原子力発電所や石炭火力発電所、特に、LRC 焚きの石炭火力は他の火力発電所に比べて、まだ、原油価格の影響を受けにくい電源と思われる。

(5) 再生可能エネルギー電源

地熱発電、太陽光発電、風力発電、流れ込み水力などの再生可能電源は純国内一次エネルギー利用の観点や環境面からは優れた電源である。ただ、これらの電源は一般的に単機容量が比較的小さいため、石炭火力や原子力発電のような将来の電力供給の主役にはなり得ない。

(6) 将来の電源開発候補

以上の検討から、表 4.2-2 に示す電源が現時点での将来の電源開発候補と思われる。

表 4.2-2 将来の電源開発候補

Power Plant	Unit Capacity	Operation Pattern		
		Base Load	Middle Load	Peak Load
Nuclear Power Plant	1,000 MW	←→		
Geothermal Power Plant	55 MW	←→		
Coal-fired Thermal Plant	1,000/600 MW	←→		
LNG-fired PLTG/PLTGU	150/600 MW		←→	
Pumped Storage Power Plant	500 MW			←→

¹ 例えばミドルランク石炭

表 4.2-1 電源開発候補の種類と特徴

Power Plant	Type	Fuel prices in Medium Scenario		Reserve / Trade	Fuel Transportation System	Advantage of development	Environmental Issues	Role in Development / Comments	Candidate
1 Coal-fired power plant - Low Rank Coal	PLTU	755 Cents/M.kcal	40 \$/ton	Abundant reserve of low rank coal (< 5,100 kcal/kg) but limited in domestic market	Reinforcement of transportation system by huge investment	(1) Effective utilization of low rank coal (2) Contribution to less generation cost	(1) CO ₂ emission (887 g-CO ₂ /kWh) ^{*4} (2) NOx and SOx and SPM (Suspended Particular Matter) emission (3) Thermal effluent	Supplemental development to make up the shortage of power supply provided by other power resources.	The most promising candidate
2 Combined Cycle Power plant -Gas	PLTGU	1,984 Cents/M.kcal	5.0 \$/MMBTU	Decrease of Gas production after the year 2010 is forecasted. *1)	Always accompanying uncertainty of gas supply due to multiple gas suppliers	Flexible operation from base load to partial peak load	(1) Less air quality impacts than coal-fired , CO ₂ emission (408 g-CO ₂ /kWh) (2) Thermal effluent	IG makes efforts to accelerate gas exploitation and production by introduction of incentive measures. Gas production might be restored in the future.	Not candidate at the moment
3 Gas Turbine - HSD	PLTG	9,222 Cents/M.kcal	133 \$/barrel	Indonesia is a crude oil import country and IG announced that IG would quit OPEC in 2009. *2)	Stable supply from PERTAMINA and other suppliers at MOPS + α	Quick response to load fluctuation	CO ₂ emission (478 g-CO ₂ /kWh)	(1) HSD-fired gas turbine is not considered as a candidate under the recent crude oil price level (100 ~ 130 US\$/barrel). (2) Conversion of existing HSD-fired PLTG to PLTGU is recommended from the viewpoint of fuel saving.	Not candidate
4 Geothermal	PLTP	6,430 Cents/M.kcal	5.53 cents/kWh	Proven reserve in Jamali is 1,727 MW. *3) Exploration of steam well has to be done by developers.	No requirement of fuel transportation system	(1) Pure domestic energy (2) Stable operation as base load due to no requirement of periodic fuel supply	(1) No SOx/NOx/SPM and limited CO ₂ emission but H2S emission (2) Arsenic (As) and mercury (Hg) discharges	PLTP development will be promoted for outside of Jamali due to a new ministerial decree which allows PLTP (55 MW) developers can sell electricity to PLN at max. 85 % of generation cost in the region, where PLTD is a main power resource as base load.	Candidate
5 Diesel Plant -HSD	PLTD	9,222 Cents/M.kcal	133 \$/barrel	HSD is imported to make up the shortage of domestic production.	Stable supply from PERTAMINA and other suppliers at MOPS + α	(1) Lowest forced outage rate (2) Quick response to load fluctuation	CO ₂ emission (704 g-CO ₂ /kWh)	HSD-fired PLTD development might be still useful measures for blackout for outside of Jamali from the short term viewpoint due to its shortest implementation period, lowest Forced Outage Rate and easier operation	Not candidate
6 Hydropower	PLTA	No fuel		Potential sites are very few, especially for reservoir type development	No requirement of fuel transportation system	(1) Minimum operation cost among the all power plants (2) Quick response to load fluctuation (3) Contribution to frequency regulation for the system	(1) Resettlement (2) Possible emission of methane from reservoir	If crude oil price continues to increase, an economically feasible site may come to one of candidates.	Not candidate at the moment
7 Pumped Storage	PLTA	About 30 % higher than the generation cost to be used for pumping energy		Some potential sites for pure water and sea water pumped storage power plants	No requirement of fuel transportation system	(1) Quick response to load fluctuation (2) Contribution to frequency regulation for the system	(1) Resettlement (2) Impacts by saline water for sea-water P/S	In accordance with the development of PLTN, a capacity factor of a pumped storage power plant will be increased due to surplus energy in the mid night.	Candidate
8 PLTG/GU-LNG	PTG PLTGU	3,968 Cents/M.kcal	10.0 \$/MMBTU	All LNG production is allocated to export, such as Japan, Korea etc.	Requirement of new LNG carriers for domestic use	Flexible operation from base load to peak load	(1) Less air quality impacts than coal-fired (CO ₂ emission- PLTG 443 g-CO ₂ /kWh) (2) No SOx emission (3) Thermal effluent (PLTGU)	PLTG/GU-LNG will play a role of current HSD-fired PLTG/GU with less operation cost	Candidate
9 Nuclear	PLTN	250 Cents/M.kcal	-	Nuclear fuel is to be procured from overseas market.	No requirement of fuel transportation system	(1) More compact space than coal-fired due to no coal stock yard. (2) Contribution to less generation cost	(1) No CO ₂ emission (2) Thermal effluent	Earliest development is desirable to reduce the numbers of PLTU (coal) development from the reinforcement of coal distribution system and environmental viewpoint.	The 2nd promising candidate

Source : *1) BPMIGAS Website, *2) Jakarta Post May 29, *3) Master Plan Study for Geothermal Power Plant Development in the Republic of Indonesia (Summary Report), page 11", September, 2007, JICA
*4) Japan Atomic Energy Relations Organization (JAERO)

4.2.2 電源開発計画の基本条件

(1) 一般条件

電源開発計画に使用した一般条件・仮定を表 4.2-3 に示す。

表 4.2-3 電源開発計画の一般条件・仮定

項目	条件	備考
検討期間	20 年間	2009 年から 2028 年までの 20 年間
需要予測	ベースケース	平均年需要伸び率 6.5 %
負荷曲線	図 4.2-1 に示す代表負荷曲線	P3B から提供された 2006 年の運転記録から作成 (20 年間一定 ²)
最低供給予備率	30 %	供給予備率 = 供給可能容量 / 最大電力 - 100% \geq 30 %
供給不足確率	\leq 0.274 %	年間を通して最大 1 日以下
水文条件	1 条件	
年の期間数	2 期間	雨期 (6 ヶ月間) 及び 乾期 (6 ヶ月間)
最大電力比		雨期 : 乾期 = 1 : 0.971 2006 年運転実績より
電力供給不足補償費	なし	PLN には補償費制度が無い。

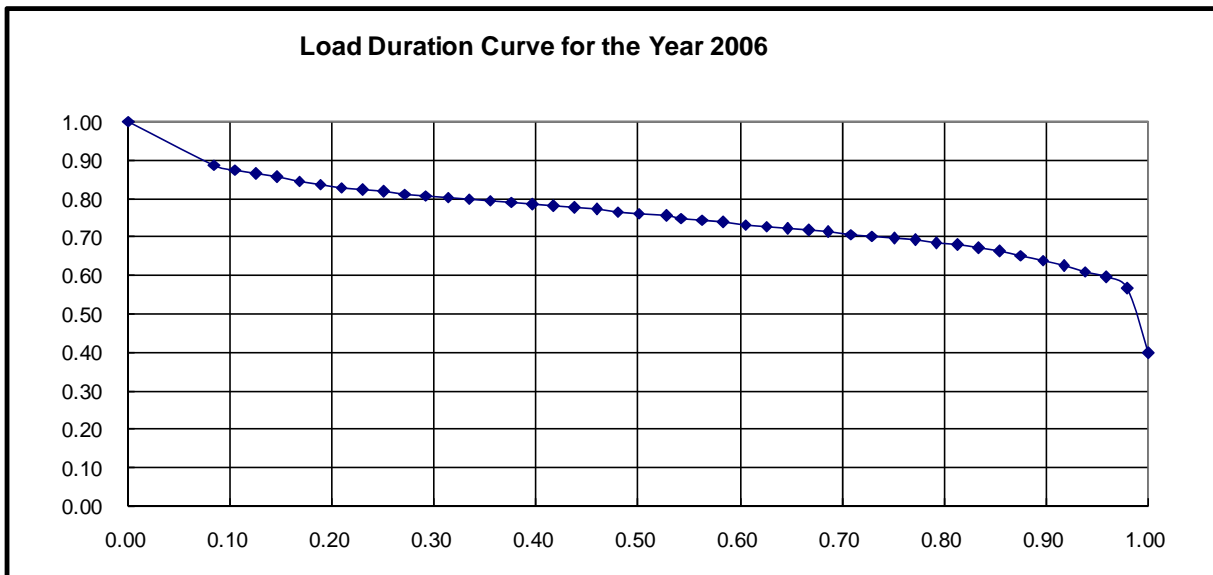


図 4.2-1 電源開発計画に使用した負荷曲線

² 需要予測結果の発電電力量との差異は、最大で代表負荷曲線の方が 1.7% 多く (2028 年)、殆どは 1% 未満の差で代表負荷曲線で十分近似されている。

供給予備率

日本の電力会社（10社）の近年（1996年～2005年）平均供給予備率は最低9.3%（2001年）から最大16.6%³（1999年）で推移しているのに対し、ジャバリ系統の目標供給予備率は30%となっている。インドネシアの供給予備率が日本に比べて高いのはインドネシアの場合、以下のように不確定要素が多いためと思われる。

- 発電機器を全面的に輸入に頼っているため、一旦主要部品が破損した場合交換部品を海外から調達することになり、復旧までの期間が長期に亘る傾向⁴がある。
- 発電所建設資金を国際金融機関からも調達しており、当該金融機関との融資条件等の交渉⁵で建設着工時期が遅れることがある。
- 日本では最大電力は夏場と決まっているため、発電所の定期点検は夏場を避けて実施している。インドネシアでは雨期と乾期しかないので、最大電力発生時期が日本のように特定できず、最大電力発生時に定期点検が実施されている（供給可能容量の低下）こともある。
- インドネシアでは雨期と乾期に別れるため、乾期の水力発電量が雨期から大幅に落ち込む⁶。
- 発電機器が経年劣化⁷しており、また、ガスタービン発電において本来のガス燃料の代わりにHSDを使用しているため、定格出力が出ない発電所がある。

PLNは供給不足確率0.274%以内を保持しつつ、2020年以降供給予備率を低減する考えであるが、上記の不確実性を考慮し、現時点では全計画期間に供給予備率30%を適用する。

(2) 既設発電所、進行中及び確約されたプロジェクト

表4.2-4に電源開発計画に使用された既設発電所、進行中及び確約されたプロジェクトのリストと特徴を示す。また、表4.2-4には新規発電所の投入時期及び既設発電所の廃止時期も示す。これらの資料は基本的にはPLNから提供されたものである。

³ 出典：“Electric Power Industry in Japan 2007”，海外電力調査会

⁴ 例えばSuralaya火力発電所5号機は2007年に事故により5784時間（241日）運転が止まっており、JICA調査団が同発電所視察した2008年6月3日時点でもまだ止まっていた。（添付資料2-1参照）

⁵ 例えば旧JBIC融資のT.PriokやM.Tawarなどのプロジェクトではガス供給保証が遅れ、プロジェクトの開始が1年以上遅れた。

⁶ 例えばSaguling水力発電所の場合、2003年から2006年までの月平均発電量は雨期で166.5GWh、乾期で66.8GWhで乾期の発電量は雨期の約40%まで落ち込む（出典：Indonesia Powerからの提供資料）。

⁷ 表2.4-1に見られるように、設備容量と可能出力容量の差異が2007年の場合約2,000MWと推測される。

表 4.2-4(2/3) 既設発電所、進行中及び確約されたプロジェクト

No.	Name	No. of Sets	Available Capacity MW	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028		
1	SRL1	4	381																						
2	SRL2	3	579																						
3	MKRT	3	84		-3																				
4	MKR2	2	165																						
5	MKR3	1	465																						
6	MKRR	-	750			1																			
7	PRK1	2	48		-2																				
8	PRK2	2	560																						
9	PRK3	2	20																						
10	PRKR	-	750				1																		
11	MTR1	1	605																						
12	MTR2	2	138																						
13	MTR3	6	143																						
14	MTRR	-	225			1																			
15	SLK1	3	52																						
16	SLK2	3	52																						
17	CLND	1	150																						
18	CLGN	1	740																						
19	SRL3	-	600		1																				
20	LBHN	-	300		2																				
21	TLNG	-	300		1																				
22	KMU1	1	26																						
23	KMU2	2	47																						
24	KMU3	1	60																						
25	DRJ1	1	44																						
26	DRJ2	1	70																						
27	DRJ3	1	110																						
28	WWV1	1	110																						
29	SRG1	2	18																						
30	SRG2	2	20																						
31	PTH1	-	60		2	1																			
32	JBSL	-	300		1																				
33	JBUT	-	300		2																				
34	GRBN	-	600		1																				
35	TBK1	2	496																						
36	TBK2	2	41																						
37	TBK3	1	192																						
38	CLC1	2	22																						
39	CLC2	2	300																						
40	TJB1	2	660																						
41	TJB2	-	600		1																				
42	DIEN	1	60																						
43	RMBG	-	300		2																				
44	PTN1	2	370																						
45	PTN2	-	600		1																				
46	PEC	2	615																						
47	JPOW	2	610																						
48	GSK1	3	480																						
49	GSK2	2	16																						
50	GSK3	2	85																						
51	GSK4	2	175																						
52	PRAK	2	48																						
53	GRT1	1	462																						
54	GRT2	3	100																						
55	PMRN	2	48																						
56	GLMR	2	16																						
57	GLMK	1	133																						
58	BL1	4	20																						
59	BL2	10	5																						
60	BLUT	-	130			1																			
61	BDGL	-	10		1																				
62	TJAW	-	300		1																				
63	JTSL	-	300		1																				
24*	CSLC	-	45																						
42*	TGBP	-	220																						
28*	TMPM	-	50				1																		
28*	KMU4	-	60																						
28*	DIEN2	-	60		2																				
28*	WWV2	-	110				1																		
A1	RJMD	-	47							1															
A2	JTGD	-	110																						

表 4.2-4(3/3) 既設発電所、進行中及び確約されたプロジェクト

FIXSYS HYDRO

PLTA	Index	Installed Cap. [MW]	Energy Storage (GWh)	Inflow Energy				Min. Generation				Average Capacity			
				I(Wet)		II(Dry)		I(Wet)		II(Dry)		I(Wet)		II(Dry)	
				[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Jatiluhur #	JTLH	180	842.6	315.8	376.9	204.3	298	180	180	180	180	180	180		
Saguling	SAGL	700.7	2,520.7	1291.5	680.8	999.2	400.6	701	701	701	701	701	701		
IP- Area I	IPA1	37.26	-	70.5	53.9	61.8	37.8	37	37	37	37	37	37		
IP- Area II	IPA2	59.38	-	143.1	78.9	112.3	56.7	59	59	59	59	59	59		
Sudirman	MRTC	180.9	489.8	356.9	79.7	277.3	18	181	181	181	181	181	181		
IP- Area III	APA3	125.54	-	264.1	199	235.8	166.3	126	126	126	126	126	126		
Sutami	STMI	105	451.1	263.2	155.5	164.6	127.5	105	105	105	105	105	105		
EP Non Su	EPNS	134.5	563.5	312.3	175.8	223	115.8	135	135	135	135	135	135		
Brantas N	BNEP	41.9	-	47.3	41.2	17.1	11.3	42	42	42	42	42	42		
Cirata	CR12	1008	1,377.0	648.2	444.9	487.8	256	1008	1008	1008	1008	1008	1008		
Rajamand	RJMD	47	90.0	82.0	61.8	70.0	52.5	47	47	47	47	47	47		
Jatigede	JTGD	110	620.0	216.8	72.3	184.3	61.4	110	110	110	110	110	110		

(3) 電源開発計画での電源候補**1) 火力発電所の候補**

表 4.2-5 に電源開発計画での火力発電所候補を示す。ジャワ・スマトラ連系線や LNG 焼きプロジェクトは確実性が高いプロジェクトで各々2014 年及び 2015 年に運開が予定されている。

表 4.2-5 火力発電所候補

Power Resource	Abbreviation	Unit Capacity
PLTU-Coal	C6H	600 MW / unit
PLTU-Coal	C10H	1,000 MW/unit
LNG-fired PLTG/TGU	LNG	750 MW / unit
PLTP	GE55	55 MW / unit
PLTN	N10H	1,000 MW / unit
PLTG	G150	150 MW / unit
Java-Sumatra Interconnection	JS-IC	600 MW / unit, Max 5 units

2) 水力発電所及び揚水発電所の候補

昨今の石油系燃料の高騰下では、水力、特に貯水池式水力は他の火力発電所に比べて初期投資額が大きいにも拘らず、十分競争力があると思われる。現時点では Rajamandala (IPP, 47 MW) と Jatigede (PU, 110 MW)の 2 プロジェクトしか動いていない。日本工営 (株) が 1999 年 6 月に実施した“Hydro Inventory and Pre-feasibility Studies”によれば、ジャマリ地域では以下の 4 プロジェクトが詳細設計段階、もしくは実施段階に進むことを提言している。提言されている 4 水力発電所を水力発電候補とする。

表 4.2-6 水力発電所候補

Name	Location	Type	Total Cost (M.US\$)	Installed Capacity (MW)	Unit Cost (\$/kW)	Annual Energy (GWh)
Cibuni-3	W.J	RES	363.3	172.0	2112.2	568.0
Cipasang	W.J	RES	482.4	400.0	1205.0	751.1
Cimandiri-3	W.J	RES	350.6	238.0	1473.1	600.0
Maung	C.J	RES	511.6	360.0	1421.1	534.9

出典：“Hydro Inventory and Pre-feasibility Studies”, June 1999, Table 15.1.1(1) & (2)

揚水発電所に関しては、上記の 1999 年報告書では 3 プロジェクトの事前 FS または FS の実施を提言している。3 プロジェクトの中で Upper Cisokan プロジェクトのみが建設に向けて現在動いている。Fast Track Program (ジャマリ地域での 6,900 MW 石炭火力開発) 完了後には、廉価な揚水エネルギーが提供されることを考慮して、残りの 2 プロジェクトを揚水発電所候補とする。

表 4.2-7 揚水発電所候補

Name	Location	Type	Total Cost (M.US\$)	Installed Capacity (MW)	Unit Cost (\$/kW)	Annual Energy (GWh)
Matenggeng	W.J	PST	585	1,000	585	905.2
Grindulu	E.J	PST	624	1,000	624	905.2

出典：「Hydro Inventory and Pre-feasibility Studies」, June 1999, Table 15.1.1(3) &(4)

前出の表 4.1-16 「ジャマリ地域の水力ポテンシャル」によれば、現在進行中の水力プロジェクト及び上記候補プロジェクトを除けばジャマリ地域の残包蔵水力は約 2,200 MW となる。

(4) 候補発電所の建設費

1) 石炭火力発電所 (1,000 MW)

石炭火力発電所 (1,000 MW) の建設費は、2008 年に PLN と民間投資者の間で電力購入合意書 (PPA) が調印され、運開年が 2012 年と予想されている IPP Paiton III 拡張プロジェクトを参考とした。Paiton III 拡張プロジェクトは既存の Paiton 発電団地のブロック III とブロック IV に建設されるので、土木関連の共通設備（取水・放水施設、構内道路など）を利用でき、この建設費は新設する場合の建設費より多少割安と考えられる。

表 4.2-8 IPP Paiton III 拡張プロジェクトの建設費

Name	Location	Type	Total Cost (B.US\$)	Installed Capacity (MW)	Unit Cost (\$/kW)	Operation (Year)
Paiton III	EJ	Super Critical	1.4	815	1,718	2012

出典: TEPCO HP (Press Release August 04, 2008)

2) 地熱発電所

地熱発電所の建設費は 2007 年に JICA が実施した「インドネシア国地熱発電開発マスタープラン調査」を参考とした。

表 4.2-9 地熱発電所の建設費

Name	Construction Cost (M.US\$)	Installed Capacity (MW)	Unit Cost (\$/kW)
55 MW Model	—	55	—
Steam Field	42	—	—
Power Plant	65	—	—
Total Construction Cost	107	55	1,945

出典：「インドネシア国地熱発電開発マスタープラン調査」、2007 年 9 月、JICA

3) ジャワ・スマトラ連系送電線

400 km の超高圧直流架空送電線と 40 km の海底ケーブルからなるジャワ・スマトラ連系線プロジェクトの建設費は 2007 年 9 月に PLN が実施した“Updated Feasibility Study Jawa - Sumatera Interconnection”を参考とした。

表 4.2-10 ジャワ・スマトラ連系送電線の建設費

Name	Type	Total EPC Cost (M.US\$)	Installed Capacity (MW)	Unit Cost (\$/kW)	Operation (Year)
Java-Sumatra Interconnection	HVDC	1,530	3,000	510	2014 & 15
PLTU Sumatra	Coal-fired	—	—	1,481	
Total				1,991	

出典: “Updated Feasibility Study Jawa - Sumatera Interconnection”, Sep. 2007

4) 水力発電所及び揚水発電所

表 4.2-11 に示された水力発電所及び揚水発電所の建設費は 1999 年価格なので、2007 年に建設費見積がされた Upper Cisokan の 2007 年価格を基に建設費の更新を行った。

表 4.2-11 水力及び揚水発電所の建設費

Name	Unit cost as of 1999 (US\$/kW)	Unit cost as of 2007 (US\$/kW)	Unit cost as of 2007 (US\$/kW)
Upper Cisokan	630	697	697
Cibuni-3	2,112	-	2,337
Cipasang	1,205	-	1,333
Cimandiri-3	1,437	-	1,630
Maung	1,421	-	1,572
Matenggeng	585	-	647
Grindulu	624		691

注: 1999 年価格は “Hydro Inventory and Pre-feasibility Studies”, June 1999 から引用。

5) 原子力発電所

原子力発電所の建設費は “World Nuclear Association Report 2005” を参考とした。同報告書には IAEA が “2004 Annual Energy Outlook” の中で建設費を 2,083 US\$/kW で見積もっていることを紹介している。2,083 US\$/kW は 2004 年価格なので、図 4.2-2 に示す日本銀行公表の「国内取引物価指数（鉄鋼・鋼材）」を参照して 2007 年価格に更新する。図 4.2-2 によれば、2004 年から 2007 年にかけて鉄鋼・鋼材価格は約 25% 高騰している。2007 年価格に更新した原子力発電所の建設費を表 4.2-12 に示す。

表 4.2-12 原子力発電所の建設費

Name	Unit cost as of 2004 (US\$/kW)	Price Increase from 2004 to 2007	Unit cost as of 2007 (US\$/kW)
Nuclear Power Plant	2,083	25 %	2,604

6) 他の火力発電所

他の火力発電所の建設費は図 4.2-2 の物価高騰を考慮し、表 4.2-13 に示す建設費とした。

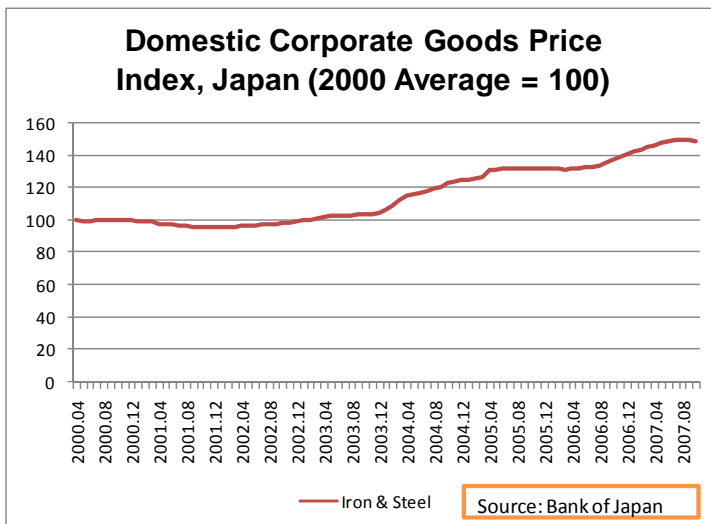


図 4.2-2 国内取引物価指数

表 4.2-13 他の火力発電所の建設費

Name	Installed Capacity (MW/unit)	Unit cost as of 2007 (US\$/kW)
PLTU-Coal	600	1,200
PLTG – HSD	150	500
LNG-fired	750	875

(5) 燃料価格

JICA 調査期間中に油価格は 2008 年 7 月初めに 1 バレルあたり 147 US\$を記録し、また、ジャカルタポスト紙は「Bukit Asam 社がジャワの Tanjung Jati B 発電所に国内市場では最高のトン当たり 80 US\$で石炭を販売した。」と報じた (JKT Post, 2008.08.12)。

石油系燃料だけでなく、石炭やガスも昨今著しく高騰しており、燃料価格変動が大きい現況下で電源開発計画に使用する燃料価格を設定することは非常に難しい。ただし、BRICs⁸の経済成長に伴う燃料需要の増大から、燃料価格は 2006 年価格レベルには戻らないと言えるかも知れない。

上記の状況を踏まえ、電源開発計画に使う燃料価格を表 4.2-14 に示すように設定した。表 4.2-15 は原油価格と HSD 及び MFO 価格の関係を示しており、図 4.2-3 はガス及び LNG 価格を示す。

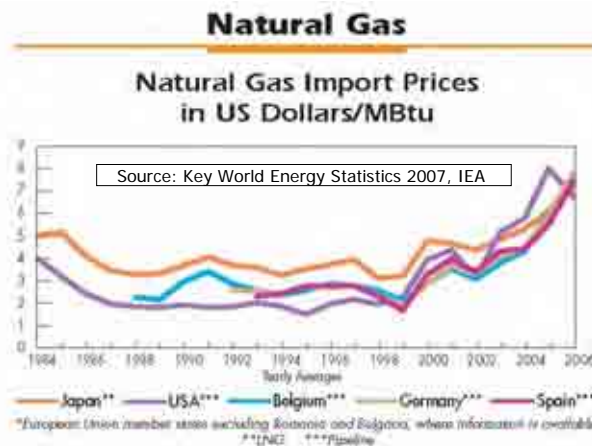


図 4.2-3 ガス及び LNG 価格

⁸ Brazil, Russia, India and China

表 4.2-14 電源開発計画での燃料価格

Kind of Fuel	Price		Heat Content	
	USD	Cents/mKcal		
Coal	80.0 per Ton	1,509	5,300	Kcal/kg
LNG	10.0 per MMBTU	3,968	252,000	Kcal/mmbtu
Gas	5.0 per MMBTU	1,984	252,000	Kcal/mmbtu
HSD	133.0 per Barrel	9,222	9,070	Kcal/l
MFO	81.0 per Barrel	5,437	9,370	Kcal/l
Geothermal	0.0553 per kWh	6,430		
Nuclear		250		

表 4.2-15 原油価格とHSD及びMFO価格の関係

MOPS (2008/03/31 ~ 2008/04/04)		PERTAMINA Price		Price Index (IP)
\$/barrel		\$/barrel		
High Speed Diesel Oil (0.05%)	132.02	HSD	145.93	1.40
Kerosene	128.36	MFO	89.14	0.85
Crude Oil	104.30	Crude Oil	104.30	1.00

Note: HSD and Kerosene are FOB at Singapore

MOPS means Mean of Platts Singapore

Source://www.gu-goon.com/

Note : 1 barrel = 159 liter

New Fuel Prices for Industry in April 2008 released by PERTAMINA on March 31, 2008						
Fuel Type	Economical Selling Fuel Price - Non Tax (Base Price)					
	Region 1		Region 2		Region 3	
	Rp/KL	US\$/KL	Rp/KL	US\$/KL	Rp/KL	US\$/KL
Gasoline	7080.13	768.17	7352.107	797.68	7508.057	814.60
Kerosene	8532.07	925.76	8718.104	945.94	8903.029	966.01
High Speed Diesel	8458.78	917.77	8819.464	956.91	9006.539	977.20
Marine Diesel Fuel	8284.08	898.88	8464.705	918.48	8644.250	937.97
Marine Fuel Oil	5166.53	560.60	5278.949	572.80	5390.924	584.95
Pertamina DEX	8757.37	950.14	-	-	-	-

Source: www.pertamina.com/

Note : Fuel prices released by PERTAMINA depend on MOPS.

(6) 電源候補の特性

表 4.2-16 に以上の検討結果に基づく電源候補の特性を示す。

表 4.2-16 電源候補とその特性

No.	Name	No. of Sels	Min. Load MW	Capacity MW	Heat Rates Kcal/kWh		Fuel Costs Cents/Million Kcal		Spinning Reserves	FOR	Days Scheduled Maintenance Days	Maintenance Class Size MW	O&M (FIX) \$/kWm	O&M (VAR) \$/MWh	FLD HEAT RT KCAL/KWH	UNIT GENERATION COSTS (\$/MWH)		
					Base Load	Average Incremental	Domestic	Foreign								BASE FRGN	FLD DOM	FLD FRGN
1	C8H	0	300	600	2510	2389	1509	0	0	5	7	600	2.61	2.00	2450	39.9	0.0	39.0
2	C10H	0	500	1000	2510	2389	1509	0	0	5	7	1000	2.61	2.00	2450	39.9	0.0	39.0
3	LNG	0	375	750	1911	1741	0	3988	2	7	42	750	1.60	1.00	1826	1.0	75.8	73.5
4	N10H	0	1000	1000	2606	2606	0	250	0	7	28	1000	4.66	0.41	2606	0.4	6.5	6.9
5	GE55	0	44	55	1000	1000	64.30	0	5	0	28	55	2.50	1.00	1000	65.3	0.0	65.3
6	G150	0	75	150	3150	2625	9222	0	4	10	7	150	0.97	2.00	2888	292.5	0.0	268.3
7	J-SIC	5	300	600	2510	2389	1509	0	7	5	45	600	2.64	2.00	2450	39.9	0.0	39.0

PUMP STORAGE
(Upper Cisokan)

PS1
Installed Capacity 500 MW
Efficiency 76 %
O&M (Fix) 0.55 \$/kW-month
Available Year 2015

Period	Pump Cap. MW	Gen. Cap. MW	Max. Energy GWh
1	530	500	600
2	530	500	600

PS2
Installed Capacity 500 MW
Efficiency 76 %
O&M (Fix) 0.55 \$/kW-month
Available Year 2016

Period	Pump Cap. MW	Gen. Cap. MW	Max. Energy GWh
1	530	500	600
2	530	500	600

PUMP STORAGE
(Matenggeng)

PS3
Installed Capacity 1000 MW
Efficiency 76 %
O&M (Fix) 0.55 \$/kW-month
Available Year 2019

Period	Pump Cap. MW	Gen. Cap. MW	Max. Energy GWh
1	530	500	450
2	530	500	450

Hydropower Project

MANG (Maung)		CIB3 (Cibuni-3)		CIPSG (Cipasang)		CMD3(Cimandiri-3)	
Construction Cost \$/kW	1872	Inc.IDC	2,865	Inc.IDC	1,636	Inc.IDC	1,998
Installed Capacity MW	360		172		400		238
Reservoir Energy GWh	535		568		751		600
Inflow Energy wet GWh	430		450		600		480
dry GWh	160		170		230		180
Minimum Generation wet GWh	320		340		450		360
dry GWh	80		90		110		90
Average Capacity MW	360		172		400		238
dry MW	360		172		400		238
Construction Period year	5		5		5		5
I.D.C (%)	22.6		22.6		22.6		22.6

Source: Hydro Inventory and Pre-feasibility Studies, June 1999, Nippon Koei Co., Ltd.

PS4
Installed Capacity 1000 MW
Efficiency 76 %
O&M (Fix) 0.55 \$/kW-month
Available Year 2019

Period	Pump Cap. MW	Gen. Cap. MW	Max. Energy GWh
1	530	500	450
2	530	500	450

Java - Sumatra Interconnection (HVDC)

1. Investment Cost for HVDC		Note	
EPC Cost	1,370 M US\$		
Land Acquisition + ROW	160 M US\$		
Total Investment Cost	1,530 M US\$		
2. Construction Cost for HVDC	510 \$/kW	Divided by 3000 MW	
3. Construction Cost of CBH	1,461 \$/kW	Referred to P3B Data	
4. Total Investment Cost	1,991 \$/kW		

Source: Updated Feasibility Study Java - Sumatra Interconnection, Sep. 2007

PUMP STORAGE
(Grindulu)

PS5
Installed Capacity 1000 MW
Efficiency 76 %
O&M (Fix) 0.55 \$/kW-month
Available Year 2019

Period	Pump Cap. MW	Gen. Cap. MW	Max. Energy GWh
1	530	500	450
2	530	500	450

PLANT	CAPITAL COSTS (\$/KW)				PLANT LIFE (YEARS)	CONSTR. TIME (YEARS)
	DEPRECIABLE DOMESTIC	DEPRECIABLE FOREIGN	NON-DEPRECIABLE DOMESTIC	NON-DEPRECIABLE FOREIGN		
C8H	444	1,037	0	0	30	18.46
C10H	611	1,425	0	0	30	18.46
LNG	300	699	0	0	23	14.13
N10H	659	2,637	0	0	40	26.6
G150	82	466	0	0	20	9.6
PS 1&2	271	584	0	0	50	22.6
PS 3	252	541	0	0	50	22.6
PS 4	263	579	0	0	50	22.6
GE55	444	1,776	0	0	30	14.13
J-SIC	308	2,051	0	0	30	18.46

Construction Cost inc. IDC

(7) スクリーニングカーブ

以上の建設費、燃料価格及び表 4.2-16 に示した他の特性を基に作成した火力発電所のスクリーニングカーブ⁹を図 4.2-4 に示す。カーブのY切片は初期投資額を示し、勾配は運転費用を示す。例えばPLTN（原子力発電所）は、現状では初期投資額は一番高く、運転費用は一番安い。一方HSD焚きのPLTG（ガスタービン）は、初期投資額は一番安く、運転費用は一番高い。

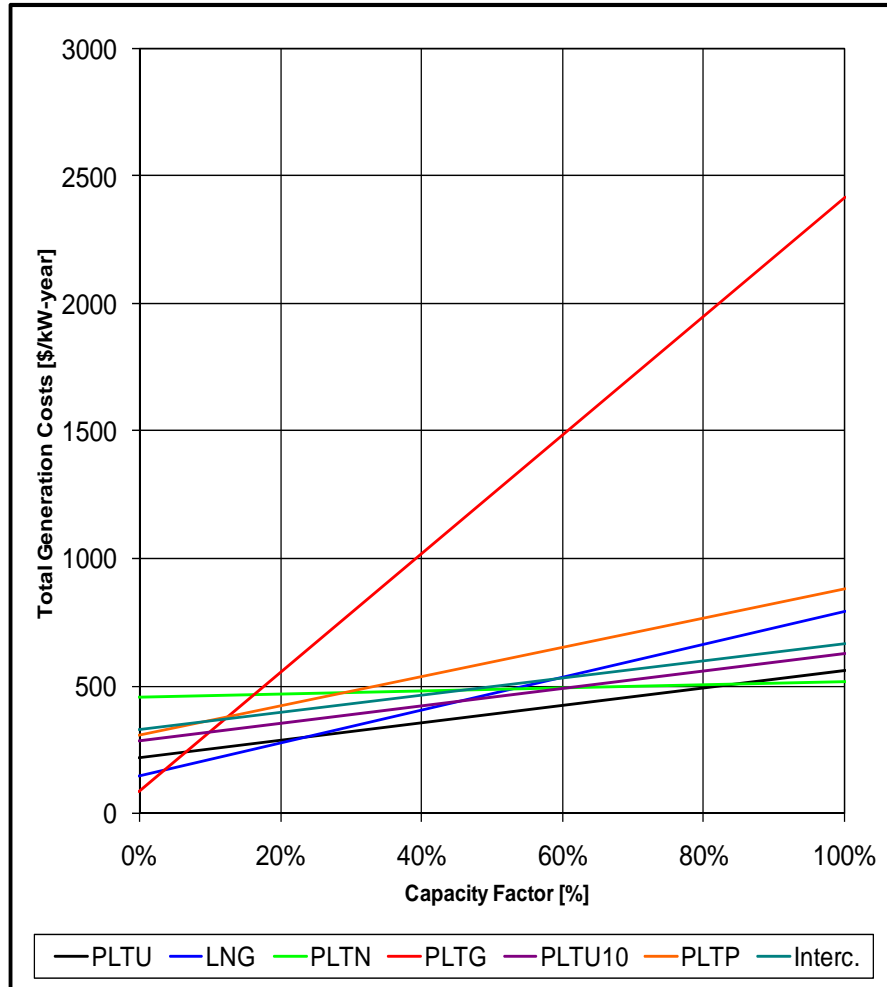


図 4.2-4 火力発電所候補のスクリーニングカーブ

⁹ PLTU は PLTU-石炭火力 600 MW, LNG は LNG-焚き, PLTN は原子力, PLTGは HSD焚きガスタービン 150 MW, PLTU10 は PLTU-石炭火力 1,000 MW, PLTPは 地熱 55 MW 及び Interc. はジャワ・スマトラ連系線を示す。

4.3. 系統計画手法の評価

系統計画の目的は、系統全体に影響を与える要因を分析し、長期間、安定に電力供給できる最適な電力系統開発計画を策定することである。そのために必要となるインドネシア国の系統計画手法の評価および系統計画策定の基本方針を以下に示す。

4.3.1 インドネシア国の計画手法の評価

インドネシア国の系統計画手法の評価を以下に示す。

(1) 計画手法の評価

1) 系統計画における供給電力の品質目標

系統計画にあたり、インドネシア国で目標とする電力供給品質は以下のとおりであり、需要家から要求される品質レベルから判断して妥当と考えられる。

(a) 電圧維持レベル

系統電圧の許容変動範囲として、系統基準電圧は±5%範囲内である。

(例:500kV 系統 → 475kV~ 525kV)

(b) 周波数維持レベル

周波数の許容変動範囲は、 $50 \pm 0.2\text{Hz}$ である。

2) 系統計画の基準

系統計画の基準は、以下の通りであり主に通常及び異常時（送電線一回線 or 変圧器一台停止等）において系統機器の過負荷が解消され、系統電圧も維持できるように計画されることになっている。

インドネシア国の電力供給の実態からは、当面妥当と考えられるが、今後、供給電力の品質向上要請等により、更なる過酷事故想定及び系統安定度基準に基づく基準が推奨される。

(a) 常時及び異常時の潮流信頼性基準

想定事故としては、系統構成機器の1ヶ所停止を考慮、また構成機器の通常負荷状況は60%を標準とし、80%時点で設備増強を目標とする。

● 常時状態の場合

- ・ 系統潮流は、通常の構成機器定格の容量を超えない。
- ・ 系統電圧は、規定範囲内である。
- ・ 発電機は、安定に運転されている。

● 異常時状態の場合（N-1 ルール）

- ・ 限られた範囲での供給支障は、基本的に許容できる。

・限定的に発電所への影響は許容される。

(b) 三相短絡容量基準

ジャマリ系統の各地点における三相短絡容量の値が遮断器の遮断能力（500kV 系統では通常 40kA 以内）を超えない。

3) 系統解析方法

解析ツールとしては、広く使用されている米国 Power Technologies Inc.が開発した解析ソフト“PSS/E”（添付資料-8 参照）を使用し、上記条件で主に潮流解析を行い、系統構成機器の過負荷及び系統電圧状況を計画基準に基づきチェックしている。

4) その他

一般的に将来系統の適正な電圧維持を目的として行われる調相設備計画を策定していない。

(2) ジャワ・スマトラ系統連系計画の評価

ジャワ・スマトラ系統連系は、当面の大事業であり、現在知り得る範囲の情報に基づいて評価する。

1) 事業計画

計画概要は、前述の通りであり将来の電力安定供給、他国連系及び環境面からみてスマトラ IPP 電源開発に呼応して計画されている。

海底部分があり 500 kV 直流方式で計画されている。規模等から直流システムの大きな技術的課題は無いと考えられる。また、ジャマリ系統の西向き幹線潮流を緩和する方向に作用し、安定性は向上する。

但し、現計画では 2012-2013 年頃から送電予定であるが、この規模であれば工事期間として最低 4-5 年は必要とし、現在まだ着工していない状況を考えると計画通りの竣工は困難と考えられる。

ジャワ島側の直流連系接続箇所は、Parung 新設変電所（当初案は Depok 変電所）で決定しているようであるが用地取得状況等は不明である。

2) 計画実現性

現在、PLN は着工に向け、架空送電・海底ケーブルのルート調査を実施中であるが、結論は早くても 2009 年春頃までかかる予定である。

スマトラ側の架空送電部分は、長距離 (400 km) にも関わらず、ルート調査を開始したばかりで用地取得も未着手である。また、横断地域の海底部は、岩盤が露頭しており、海底ケーブル保護を充分検討する必要がある。布設工事についても、専用工事船

の確保・布設時期などで工期が延長することも想定される。

3) 系統解析

ジャワ島サイドは、現行の系統計画基準に沿って関連設備の過負荷状況等はチェックされるが、連系線停止時のスマトラ系統の周波数上昇検討を行い、抑制対策の要否を判断する必要がある。また、システム事故停止時は幹線西向き潮流が増加するため系統の安定性チェックが望まれる。

4) その他

追加として更に 3,000 MW を新規直流送電システムにて送電し Lengkong、Balaraja 変電所他に接続する計画もあるが構想段階であり、その時期及び送電ルートは不明である。

4.3.2 最適系統開発計画策定の基本方針

最適電源開発計画を実現し、さらに、電源等の状況変化にも柔軟に対応でき、安定的に電力供給できる最適系統開発計画を策定する。達成するための系統計画は、基本的には前述の計画基準・解析ツールに沿っているが、大事故防止の観点から、代表検討対象年において安定度解析を行った。今回の検討に追加した条件等は以下である。

(1) 検討期間

系統解析の検討期間は 2009 年から 2028 年である。

系統構成及び幹線潮流予測年度として、2010、2015、2020、2025 及び最終 2028 年度を検討対象年として選定した。

(2) 系統計画基準

当検討に適用された追加の計画基準は、以下の通りである。

1) 更なる過酷状態 (N-2 ルール)

大規模停電事故に発展するおそれがある 500 kV ループ系統内でのルート送電線事故を検討するためより厳しい事故として (N-2) ルールを考慮した。

2) 過渡安定度の信頼性基準

現在、インドネシア国では過渡安定度に関する信頼性基準は適用されていない。

しかしながら、大事故停電防止の観点から部分的に苛酷事故条件 (ルート事故) を適用して系統安定度を検討した。

(a) 想定事故状況

500 kV 系統の安定度は、最も重要な事項である。基幹系統は、苛酷想定事故後でも安定を保つべきである。

この検討では、保護対象系統個所での想定事故として以下を適用した。

－事故条件：三相地絡事故と一回線開放

－事故除去時間：90 ms

－負荷特性：有効電力は定電流特性、また無効電力は定インピーダンス特性

(b) 発電機の標準特性

発電機定数、励磁及び調速制御特性として、発電機に対して下表 4.3-1 に示す IEEE 推奨標準値をそれぞれ適用した。

表 4.3-1(1/2) Characteristics Data of Thermal Generator

Generator Constant		Excitation System		Turbine Governor	
Round Rotor Model (GENROU)		IEEE Type ST1A(SEXS)		IEEE Standard Governor(TGOV1)	
項目	値	項目	値	項目	値
T' _{do}	5.0	T _A /T _B	0.1	R	0.05
T'' _{do}	0.06	T _B	10	T ₁	0.05
T' _{qo}	0.2	K	100	V _{MAX}	1.05
T'' _{qo}	0.06	T _E	0.1	V _{MIN}	0.3
Inertia H	3.0	E _{MIN}	0.0	T ₂	1.0
D	0.0	E _{MAX}	4.0	T ₃	1.0
X _d	1.6			D _t	0.0
X _q	1.55				
X' _d	0.7				
X' _q	0.85				
X'' _d = X'' _q	0.35				
X ₁	0.20				
S (1.0)	0.09				
S (1.2)	0.38				

表 4.3-1(2/2) Characteristics Data of Hydro Generator

Generator Constant		Excitation System		Turbine Governor	
(GENSAL)		IEEE Type ST1A(SCRX)		IEEE Standard Governor(HYGOV)	
項目	値	Item	Value	Item	Value
T' _{do}	5.0	T _A /T _B	0.1	R	0.05
T'' _{do}	0.05	T _B	10	r	0.75
T' _{qo}	0.06	K	200	T _r	8
Inertia H	5.000	T _E	0.5	T _f	0.05
D	1.0	E _{MIN}	0.0	T _g	0.5
X _d	1.5	E _{MAX}	5.0	VELM	0.2
X _q	1.2	C _s	0	G _{MAX}	1
X' _d	0.4	rc/rfd	0	G _{MIN}	0
X'' _d = X'' _q	0.25			T _w	1.3
X ₁	0.12			A _t	1.1
S (1.0)	0.03			D _t	0
S (1.2)	0.25			qNL _t	0.08

3) 系統解析範囲

基本的に 500 kV 系統以下は放射状且つ主に送電線熱容量で計画され、過電流リレー等で保護されている。変圧器・線路インピーダンスも高く事故の影響は低いと考えられる。したがって、系統解析は、主要電源が接続されている 500 kV 系統を解析範囲とした。