

インドネシアにおける省エネルギーの現状と今後の課題 —省エネルギー投資（鉄鋼・セメント）の採算性と補助金の効果について—

財団法人 日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット

研究主幹 平井 晴己

研究員 八馬 利彰

独立行政法人 国際協力機構 東南アジア第一・大洋州部 東南アジア第一課

企画役 田中 耕太郎

専門調査員 井上 裕樹

サマリー

インドネシアはエネルギー資源国であったため、エネルギーの有効利用では不十分な点も多い。特に、他の発展途上国と同様、電力をはじめとしたエネルギーへの補助金が実施されており、それが合理的なエネルギー使用と適正な資源配分を著しく歪め、省エネルギーへのインセンティブを弱めてきた。しかし、昨今の国際的な地球温暖化効果ガス削減の取り組みの中で、インドネシア政府も積極的かつ野心的な削減目標を掲げており、とりわけエネルギー部門における豊富な地熱やバイオマス資源を利用した再生可能エネルギーの開発や省エネルギーの推進が重点項目となっており、日本も 2008 年より、JICA を通じて世界初の気候変動対策政策を主眼とした政策支援型借款（気候変動対策プログラム・ローン）を供与し、インドネシアを支援している。この取り組みには、後にフランス、加えて世界銀行が参加している。個別セクターに関しては、とりわけ第 1 段階として、エネルギー多消費部門である産業部門の省エネルギーが焦点となっている。省エネルギー（技術）投資の水準及びその展開は、当該産業のコスト競争力・技術力と密接な関係を有するが、エネルギーへの補助金、とりわけ電力価格への過度な補助金が、企業単位での省エネルギー投資の採算性を低いものとし、阻害要因になっている。中長期的には、エネルギーの補助金を廃止し、市場メカニズムを媒介とした省エネルギー投資の進捗を図る政策を目指すべきであるが、当面の課題として、当該産業のコスト競争力の毀損や貧困層への経済的圧迫を回避する形（過渡期）が、産業政策上必要と言える。

本稿の目的は、以上の観点から、セメント産業と鉄鋼産業（電炉・圧延）の 2 分野に絞り、排熱発電設備及び工業炉への高効率バーナーの導入を取り上げ、省エネルギー投資の採算性と政府の助成の分析（エネルギー補助金と省エネルギー投資への補助金の比較検討）を行うことにある。国営電力公社（PT PLN）の平均発電原価を下回るコストで産業部門への電力供給が行われている現状では、省エネルギー投資への補助金支出よりも電力節約（補助金削減）の効果が大きく、全体としては、政府の財政上のアローワンスを拡大するという点も明らかにした。

お問合せ: report@tky.ieej.or.jp

インドネシアにおける省エネルギーの現状と今後の課題^{***} —省エネルギー投資（鉄鋼・セメント）の採算性と補助金の効果について—

財団法人 日本エネルギー経済研究所

計量分析ユニット

研究主幹 平井 晴己

研究員 八馬 利彰

独立行政法人 国際協力機構

東南アジア第一・大洋州部 東南アジア第一課

企画役 田中 耕太郎

専門調査員 井上 裕樹

東アジア地域が、今後とも平和かつ安定的な発展を目指すためには、インドとともに、2億を越える人口と豊富な資源を有するインドネシアの役割が鍵を握ることは衆目の一致するところである。1998年にスハルト体制が終焉し、その後一時的な混乱・停滞が生じたものの、ユドヨノ政権発足後、国内の混乱も收拾され、経済の安定成長も軌道に乗り始めた。戦後、日本とインドネシア両国の関係は、石油・天然ガスをはじめとし、様々な経済協力を通じて親密な関係が構築されてきたが、今後、インドネシアのより一層の発展と地域における役割の強化を支援することは、我が国の国益上、喫緊の課題と言える。

インドネシアはエネルギー資源国であるため、エネルギーの有効利用では不十分な点も多い。特に、他の発展途上国と同様、電力をはじめとしたエネルギーへの補助金を実施されており、それが合理的なエネルギー使用と適正な資源配分を著しく歪め、省エネルギーへのインセンティブを弱めてきた。しかし、昨今の国際的な地球温暖化効果ガス削減の取り組みの中で、インドネシア政府も積極的かつ野心的な削減目標を掲げており、とりわけエネルギー部門における豊富な地熱やバイオマス資源を利用した再生可能エネルギーの開発や省エネルギーの推進が重点項目となっており、日本も2008年より、JICAを通じて世界初の気候変動対策政策を主眼とした政策支援型借款（気候変動対策プログラム・ローン）を供与し、インドネシアを支援している。この取り組みには、後にフランス、加えて世界銀行が参加している。個別セクターに関しては、とりわけ第1段階として、エネルギー多消費部門である産業部門の省エネルギーが焦点となっている。省エネルギー（技術）投資の水準及びその展開は、当該産業のコスト競争力・技術力と密接な関係を有するが、エネルギーへの補助金、とりわけ電力価格への過度な補助金が、企業単位での省エネルギー投資の採算性を低いものとし、阻害要因になっている。中長期的には、エネルギーの補助金を廃止し、市場メカニズムを媒介とした省エネルギー投資の進捗を図る政策を目指すべきであるが、当面の課題として、当該産業のコスト競争力の毀損や貧困層への経済的圧迫を回避する形（過渡期）が、産業政策上必要と言える。

本稿の目的は、以上の観点から、セメント産業と鉄鋼産業（電炉・圧延）の2分野に絞り、排熱発電設備及び工業炉への高効率バーナーの導入を取り上げ、省エネルギー投資の採算性と政府の助成の分析（エネルギー補助金と省エネルギー投資への補助金の比較検討）を行うことにある。国営電力公社（PT PLN）の平均発電原価を下回るコストで産業部門への電力供給が行われている現状では、省エネルギー投資への補助金支出よりも電力節約（補助金削減）の効果が大きく、全体としては、政府の財政上のアローワンスを拡大するという点も明らかにした。

本稿は5つの章から構成され、第1章は、インドネシアにおける政治経済・エネルギーの現状、第2章は、省エネルギー政策の現状と課題、第3章は、セメント産業・鉄鋼産業

* 本稿は独立法人 国際協力機構（以下、JICA）から財団法人 日本エネルギー経済研究所が受託したプロジェクト「インドネシア国気候変動対策プログラムローンに係る案件実施支援調査（SAPI）（エネルギー監査、CO2削減ロードマップを通じた省エネルギー制度）」に関する報告書の資料・分析の一部を取りまとめたものである。

** 本稿の作成には、プロジェクトに参加した表山伸二、小副川琢、石田博之（敬称略）の協力を得た。

のエネルギー消費構造と省エネルギー技術、についての整理を行い、第4章で、政府の助成と省エネルギー投資の費用対効果分析を行い、第5章で、全体のまとめを行った。

第1章 インドネシアにおける経済・エネルギー事情

1.1 民主化と市場経済への移行

インドネシアは現在、中央計画経済から市場経済への移行の最終段階にある。この国は1997年7月に発生したアジア通貨危機で、アセアン諸国や韓国の中で最も過酷な経済的影響を受け、GDP成長率は1998年に▲13%を記録した。このような状況の中、政府はIMFとの合意に基づいて、市場経済に向けた経済構造の大掛かりな改革を実施した。その結果、国内消費と輸出を増大させ、2005年以降は年間5~6%の経済成長を達成することができた。

しかしながら、農村地域における貧困率は未だに高い。また、電気、水供給、下水システム、輸送、教育そして健康といった、基本的なサービスは十分に供給されていない。多くの人々がベーシック・ヒューマン・ニーズの改善を必要としている。こうした状況は、多くの人々、とりわけインドネシア人の中で最も貧しい層に、市場価格よりも安く石油製品や電力を供給するような、市場メカニズムの導入と並行して策定された補助金制度をもたらした。これらのセクターの企業が利益を分かち合うことが出来ないような、問題のある構造を生み出してきた。加えて、経済関係調整省によって行われた調査によると、収入上位40%の人々が、補助金から生じる利益のおよそ70%を享受し、他方で下位40%は15%の利益しか享受してないとされ、補助金システムが効果的に作用していないと指摘されている。さらに、補助金制度は非効率的な生産過程やエネルギー消費型装置の温存、及びエネルギーの浪費といった歪みを生じさせる要因となっており、経済成長に伴うエネルギー消費の過度の増加を生み出している原因の一つである。

経済システムにおけるこのような変化と足並みを揃えるように、政治システムもまた中央集権的・権威主義的システムから、地方政府への権限委譲など脱中央集権化を志向する民主的システムに移行してきており、政治的意思決定の新しいメカニズムが大統領や地方知事、市長に対する直接選挙を基盤に、出現しつつある。ユドヨノ政府は2004年7月に実施されたインドネシア史上初の直接大統領選挙後に政権を掌握し、また2005年6月から8月にかけて地方知事や市長の選挙があり、これらもインドネシア史上初の人々による直接選挙であった。結果として、地方政府の長を選出する権利は、スハルト時代の中央政府から地方評議会を経て、人々に移行した。このことは有権者に全ての政治ポストを直接選出することを可能にさせ、民主化のためのシステム形成を進展させた。他方においては、スハルト時代では、中央政府が財源の分配権を待ち、地方政府は配分された財源を指示通りに使うことのみが許されていたが、現在の地方政府は、財源を得るために中央官庁に働きかけをする必要があり、地方首長や地方選出議員による中央諸機関に対するロビー活動は激しさを増している。従って、地方の利害関係者により演じられている役割は、今後ますます活発化していくであろうが、この点は注目に値することであり、脱中央集権化という変化によってもたらされたメリットと考えられる。しかし、同時に、脱中央集権化が談合や汚職の拡大をもたらしており、脱中央集権化の負の面が指摘されるようになっている。

図 1.1-1 インドネシアの地図



1.2 インドネシアにおける経済状況

アジア通貨危機後の経済改革や活発な消費によって、インドネシアの GDP 成長率は 2003 年：4.8%、2004 年：5.0%、2005 年：5.7%、2006 年：5.5%、2007 年：6.3%、2008 年：6.1%へと押し上げる事となった。経済成長と共に、過去数年間に渡る財政再建の結果、プライマリー・バランスの均衡を達成した。GDP に対する財政赤字の割合は、2003 年：1.7%、2004 年：1.0%、2005 年：0.5%、2006 年：0.9%、2007 年：1.2%と、概ね 1%前後であったが、2008 年にはほぼ均衡の 0.1%に減少した。

貿易に関しては、輸出が 2003 年：625 億ドル、2004 年：697 億ドル、2005 年：857 億ドル、2006 年：1007 億ドル、2007 年：1141 億ドル、2008 年：1370 億ドルであった。他方で、輸入は 2003 年：331 億ドル、2004 年：462 億ドル、2005 年：577 億ドル、2006 年：611 億ドル、2007 年：745 億ドル、2008 年：1292 億ドルであった。結果として、貿易収支は黒字を維持しており、2003 年：285 億ドル、2004 年：235 億ドル、2005 年：280 億ドル、2006 年：396 億ドル、2007 年：396 億ドル、2008 年：78 億ドルであった。2008 年には、米国と欧州における経済金融危機により、輸出が減少した。

エネルギーに関しては、インドネシアは原油や天然ガス、石炭といった天然資源に恵まれており、2007 年には生産された原油の 31%、石炭の 77%、天然ガスの 47%を輸出していた。しかし一方で、原油生産の約 38%を中東・アフリカ諸国から輸入しており、同国は産油国でありながらも、原油の純輸入国となっている。また、同国の石油精製能力も不十分であり、石油製品の国内需要を賄うことが出来ないため、国内精製所の原油処理能力の 55%に相当する石油製品を輸入している。さらに、過去数年間における原油・天然ガス収入の黒字も全般的に減少¹してきており、インドネシア政府に石油依存から脱却する環境を

¹ 石油・天然ガスの輸出額は、2003 年：152 億ドル、2004 年：177 億ドル、2005 年：192 億ドル、2006 年：212 億ドル、輸入額は 2003 年：85 億ドル、2004 年：121 億ドル、2005 年：175 億ドル、2006 年：190 億ドルとなっている。従って、貿易収支は、2003 年：67 億ドル、2004 年：56 億ドル、2005 年：17 億ドル、2006 年：22 億ドルとなる。

醸成している。

表 1.2-1 インドネシアの経済データ

	単位	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
人口	百万人	206	209	211	214	217	220	223	226	229
GDP	兆Rp, 2000年価格	1,390	1,443	1,505	1,577	1,657	1,751	1,847	1,963	2,082
GDP伸び率	%	4.9	3.8	4.3	4.8	5.0	5.7	5.5	6.3	6.1
GDPデフレーター	2000年=100	100	117	121	128	139	158	181	201	238
輸出	百万US\$	62,124	56,321	57,159	62,527	69,714	85,660	100,690	114,100	137,020
輸入	百万US\$	33,515	30,962	31,229	33,086	46,180	57,701	61,078	74,473	129,244
貿易収支	百万US\$	28,609	25,359	25,930	29,441	23,534	27,959	39,612	39,627	7,776
為替レート	Rp/US\$	8,422	10,261	9,311	8,577	8,939	9,705	9,159	9,141	9,699
GDPに対する 財政赤字割合	%	-1.1	-2.4	-1.5	-1.7	-1.0	-0.5	-0.9	-1.2	-0.1

出所:アジア開発銀行(以下、ADB)

注: GDP 伸び率見通し (ADB) 2009年:4.5%、2010年:5.5%、2011年:6.0%

1.3 インドネシアにおけるエネルギー事情

1.3.1 エネルギーセクター概観

インドネシアは石油や天然ガス、石炭といったエネルギー資源が豊富で、アジアにおける数少ないエネルギー輸出国であり、2億3000万人の人口を有するアジアで5番目に大きい一次エネルギー消費国である²。

加えて、インドネシアは中国に次いで、アジア地域において2番目に大きい原油生産国であり、アジアで唯一のOPECメンバーであった。しかしながら、原油生産は国内需要が上昇する一方で減少してきており、2004年からは純輸入国となり、2008年12月には正式にOPECを離れた。さらに、インドネシアはカタール、マレーシアに次いで、世界において3番目に大きいLNGの輸出国である。しかしながら、国内生産が近年における国内需要の上昇に追いつくことができず、輸出量は減少し続けた。他方、石炭の輸出は生産の増加に伴い、増加している。

また、電力部門においては、深刻な電力供給不足が続いている。需要サイドとしては、電力料金が政治的に低く抑えられた結果、需要増加に拍車をかけたこと、一方、供給サイドとしては、新規参入の独立発電事業者(IPP)を含め、発電所の新設がなかったことや、燃料価格の高騰などの要因により既存の発電所の稼働率が低迷したことが原因としてあげられる。

表 1.3-1 インドネシアの化石資源(2007)

	単位	原始埋蔵量	可採埋蔵量	生産量	可採年数(年)
石油	億バレル	566	84	3	24
天然ガス	兆m ³	9.5	4.7	0.1	59
石炭	億トン	905	187	2	93
コールベットメタン	兆m ³	12.8	-	-	-

出所:エネルギー鉱物資源省(以下、MEMR)

1.3.2 エネルギー供給と一次エネルギー需要に関する最近の状況

1997年のアジア通貨危機の衝撃にも拘らず、インドネシアのGDPは1990年代を通じて年

² 人口はMEMRの「Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2009」、一次エネルギー消費(供給)はIEAの「Energy Balances of Non-OECD Countries 2009」による。

率4%で成長し、2000年代には年率5%を記録した。経済成長と並行して、一次エネルギー消費もまた、1990年代は年平均3.9%、2000年代には年平均3.4%で増加した。結果として、GDPに対するエネルギー弾性値は、1990年代は0.94、2000年代には0.67となった。さらに、マクロから見た省エネルギー指標の一つである、GDP当たりの一次エネルギー消費はインドネシアにおいて、1990年から2007年にかけて23%改善した。

GDP当たりの一次エネルギー消費は徐々に改善しているものの、2007年においては日本のおよそ8倍であり、省エネルギーポテンシャルは大きいように思われる。一方、一人当たりエネルギー消費は0.8石油換算トン（以下、toe）で、日本の約5分の1に過ぎない。今後、経済成長や国民の所得水準の上昇によって、エネルギー消費はますます増加していくと予想される。

表 1.3-2 インドネシアの一次エネルギー総供給、国内総生産、人口、エネルギー原単位、GDP弾性値の推移

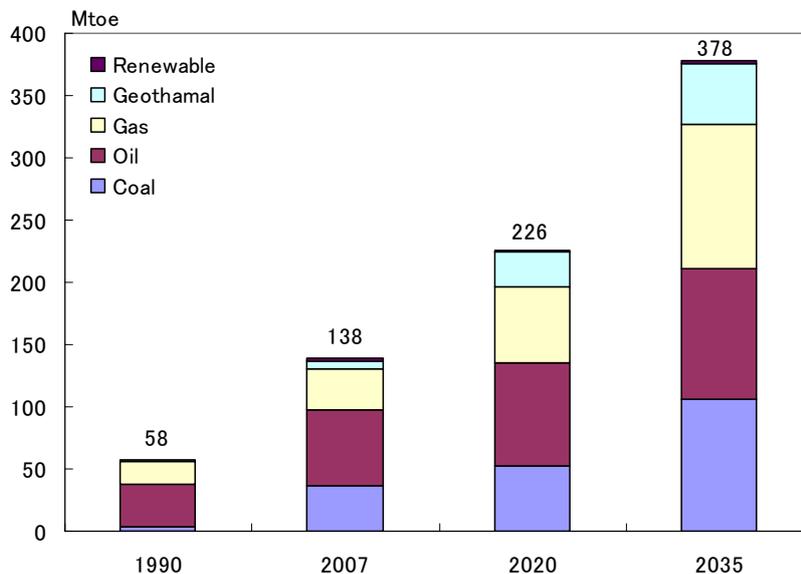
	単位	1990	2000	2007	2000/1990 年平均伸び率	2007/2000 年平均伸び率
一次エネルギー総供給	百万toe	102.5	150.9	190.7	3.9%	3.4%
	(バイオマス燃料除く)	57.5	101.0	138.3	5.8%	4.6%
GDP	US\$(2000年基準)	109.2	165.0	233.2	4.2%	5.1%
人口	百万人	178.2	206.3	225.6	1.5%	1.3%
GDP当たり 一次エネルギー総供給	百万toe/US\$	0.9	0.9	0.8	-0.3%	-1.6%
	1990年 = 100	100.0	97.4	87.1		
一人当たり一次エネルギー総供給	百万toe/人	0.6	0.7	0.8	2.4%	2.1%
GDP弾性値					0.94	0.67

出所：IEA「Energy Balances of Non-OECD Countries 2009」のデータから作成

IEEJの予測（2009年10月時）によると、インドネシアの一次エネルギー消費は年平均3.7%の成長率で増加し、2007年の1.4億toeから2035年には3.8億toeに達する見通しである³。エネルギー源別には、天然ガスと石炭は主に発電用燃料として使用され、増加する。他方、石油は輸送用燃料として今後も増加するが、発電用燃料としての需要は減少し、石油需要全体の伸び率は天然ガスや石炭のそれよりも低くなると見られる。しかしながら、石油消費の絶対量は2007年の6000万トンから2035年には1億1000万トンへと、約1.8倍に増加する見込みで、国内の石油生産の増加は期待できないことから、石油の輸入依存は23%から65%に上昇する見通しである。世界的な温暖化問題や持続的なエネルギー開発の問題に加え、エネルギー安全保障の観点からも、省エネルギーによりエネルギー消費を極力抑えることは、インドネシアの重要な政策課題と言えよう。

³ 一次エネルギー消費にはバイオマスのような可燃性の再生可能エネルギーを含んでいない。

図 1.3-1 インドネシアの一次エネルギー消費の予測



出所:IEEJ「Asia / World Energy Outlook 2009」のデータから作成

インドネシアのエネルギー需給をより詳細に分析するために、2007年におけるエネルギーバランス表（以下、「バランス表」）を表 1.3-3 に示した。バランス表を見ると、インドネシアは国内での原油生産のうち約31%、石炭生産では約77%、天然ガス生産では約47%を輸出している。しかしながら、一方で、原油の輸入も行っており、その量は産油国でありながら、原油の輸出を上回っており、ネットで見ると原油輸入国となっている。さらに、国内の石油精製能力が不足しているために、国内での石油製品需要を全量供給できないのが現状である。国内での石油製品の生産量の約55%に相当する量を輸入している。従って、石油依存を低減させることは、輸入の削減につながることから外貨節約の観点からも重要な課題となっている。

電力事業者からの電力生産は1220万toeであった。発電のために使用される燃料の最大シェアは石炭（1590万toe）で、以下、石油（830万toe）、地熱エネルギー（600万toe）、天然ガス（420万toe）と続いている。

最終エネルギー需要は合計で1億4510万toeであった。セクター別の内訳は、産業用4720万toe、輸送用2440万toe、家庭用5660万toe、そして商業用390万toeである。

エネルギー源別に見ると、石炭は主に産業用で使用され、天然ガスと石油製品がそれに続く。輸送用では主にガソリンと軽油が使用されている。家庭用では、薪やわらといった伝統的なバイオマス燃料が農村地域で消費されている。加えて、厨房用として、灯油が使用されており、その需要は多い。都市ガスの供給網の整備・拡充の遅れもあり、灯油からLPGへの転換が政策的に進められている。商業用のエネルギー需要量は390万toeと他と比較して相対的に小さいが、ジャカルタなど大都市においては広範囲に電化が進捗していることもあり、電力の占める比率は62%と高い。

表 1.3-3 インドネシアのエネルギーバランス表 (2007)

(百万 toe)

	水力	地熱	バイオマス	石炭	天然ガス	原油	石油製品	潤滑油 アスファルト	LPG	電力	合計
生産	1	6	52.5	160.7	69.4	41.6	0	0	0	0	331.1
輸入	0	0	0	0	0	16	21.2	0	0.2	0	37.5
輸出	0	0	-0.1	-124.3	-32.7	-13.1	-6.7	-1.1	-0.3	0	-178.3
在庫変動	0	0	0	0.4	0	0	0	0	0	0	0.4
一次エネルギー供給	1	6	52.4	36.8	36.7	44.4	14.6	-1.1	-0.1	0	190.6
転換部門	-1	-6	-1.5	-15.9	-4.5	-44.4	29.4	4.7	1	12.2	-26
電力事業者	-1	-6	0	-15.9	-4.2	0	-8.3	0	0	12.2	-23.2
自家発事業者	0	0	0	0	0	0	-0.1	0	0	0	-0.1
石油精製	0	0	0	0	-0.2	-44.4	38.7	3.8	1	0	-1.2
その他	0	0	-1.5	0	0	0	-0.9	0.9	0	0	-1.5
自家使用・損失	0	0	0	0	-15.5	0	-1.7	-0.8	0	-1.8	-19.8
自家使用	0	0	0	0	-11.7	0	-1.7	-0.8	0	-0.5	-14.7
配電ロス	0	0	0	0	-3.8	0	0	0	0	-1.3	-5.1
統計誤差	0	0	0	0	-2.1	0	-0.7	2.3	0.6	0	0.2
最終エネルギー需要	0	0	50.9	20.9	14.7	0	41.5	5.2	1.4	10.4	145.1
産業用	0	0	6.2	20.9	9.7	0	6.4	0	0.2	3.9	47.2
輸送用	0	0	0	0	0	0	24.4	0	0	0	24.4
家庭用	0	0	44.5	0	0	0	6.8	0	1.1	4.1	56.6
商業用	0	0	0.2	0	0	0	1.1	0	0.2	2.4	3.9
その他	0	0	0	0	0	0	2.9	0	0	0	2.9
非エネルギー使用	0	0	0	0	4.9	0	0	5.2	0	0	10.1

出所：IEA「Energy Balances of Non-OECD Countries 2009」のデータから作成

部門別の最終エネルギー消費動向を表 1.3-4 に示した。需要の年平均伸び率は 1990 年から 2008 年にかけて 3.7% であった。部門別に見ると、産業用が 6.6%、商業用が 9.5%、輸送用が 5.5% となっている。他方で家庭用は 0.6% という低い数値となっている。産業用は経済成長に伴う生産活動の上昇によるものである。輸送用はとりわけ自動車・バイク用のガソリンと軽油に対する需要がますます高まる傾向にある。商業用においては、大都市への人口集中や事務所ビルでのエアコンや照明による電力需要の上昇、あるいは電化率の上昇により、ますます多くのエネルギーが消費されるようになってきている。このように、全部門合計のエネルギー需要の伸びが 3.7% であるのに対して、産業用や商業用での伸び率増加は顕著である。従って、マクロ経済の観点からは、省エネルギー政策の対象として、当面の間は、産業用・輸送用・商業用に焦点を絞るのが効果的であろう。

表 1.3-4 部門別の最終エネルギー消費の推移

(百万 toe)

	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2008/1990
産業用	16.7	20.7	30.4	34.4	36.1	47.2	53.0	6.6%
商業用	0.8	1.6	2.4	3.2	3.4	3.9	4.1	9.5%
輸送用	10.7	16.4	21.3	25.0	24.5	24.4	28.1	5.5%
家庭用	41.6	45.7	52.0	56.0	56.4	56.6	46.6	0.6%
その他	9.0	9.6	12.0	14.2	14.8	13.0	20.1	4.6%
合計	78.8	94.0	118.1	132.8	135.2	145.1	152.0	3.7%

出所：IEA「Energy Balances of Non-OECD Countries 2009」(2008年以外)、MEMR(2008年)のデータから作成

しかしながら、省エネルギー政策を進める際の前提となるエネルギー消費の実態の定量的把握が充分でなく、表 1.3-5 に示したバランス表は正確な数値とはなっていない。以下のバランス表は産業用の業種別需要量を示している。石油製品の消費は業種ごとに分類されてい

るが、石炭と天然ガスの大部分は非分類に計上されており、実態は不明である。また、バイオマスと電力の業種別内訳はなく、その分類の定義がはっきりしない。先進諸国では法的に、各企業のエネルギー消費を明確に分類するように要求しているが、発展途上国では多くの場合、こうした統計制度が確立されていない。

表 1.3-5 産業用の産業別エネルギー種別のエネルギー消費量 (2007)

	石炭	石油製品	天然ガス	バイオマス	電力	合計
鉄鋼	0	712	194	分類不明	分類不明	906
化学・石油化学	0	707	0			707
非鉄金属	174	0	0			174
非鉄鉱物	3,971	962	75			5,008
機械	0	62	0			62
鉱業・土石	0	920	0			920
食品・タバコ	0	603	0			603
紙・パルプ・印刷	1,436	0	0			1,436
建設	0	296	0			296
繊維・皮革	0	1,047	0			1,047
非分類	15,314	1,221	9,455			25,990
合計	20,895	6,530	9,724			6,154

出所：IEA「Energy Balances of Non-OECD Countries 2009」のデータから作成

1.3.3 エネルギー価格と補助金政策

表 1.3-6 は石炭、LNG、原油に関する輸出価格の推移を示している。石油価格は 2000 年以降に急上昇し、WTI 先物価格は 2008 年 7 月にはバレル当たり 148 ドルというピークに到達した（2008 年の平均価格：96.6 ドル）。インドネシアの代表的原油である Minas 原油の価格は 2008 年には、2001 年のおよそ 4.4 倍のバレル当たり 96.1 ドルまで上昇した。石炭価格は、同期間、およそ 2.0 倍のトン当たり約 65.5 ドルまで上昇し、LNG 価格はおよそ 2.8 倍の 100 万 BTU 当たり約 12 ドルまで上昇した。従って、国際市場におけるエネルギー価格は 2001 年から 2008 年にわたって、2.0 倍から 4.4 倍上昇したことになる。

表 1.3-6 インドネシアのエネルギー輸出価格 (FOB)

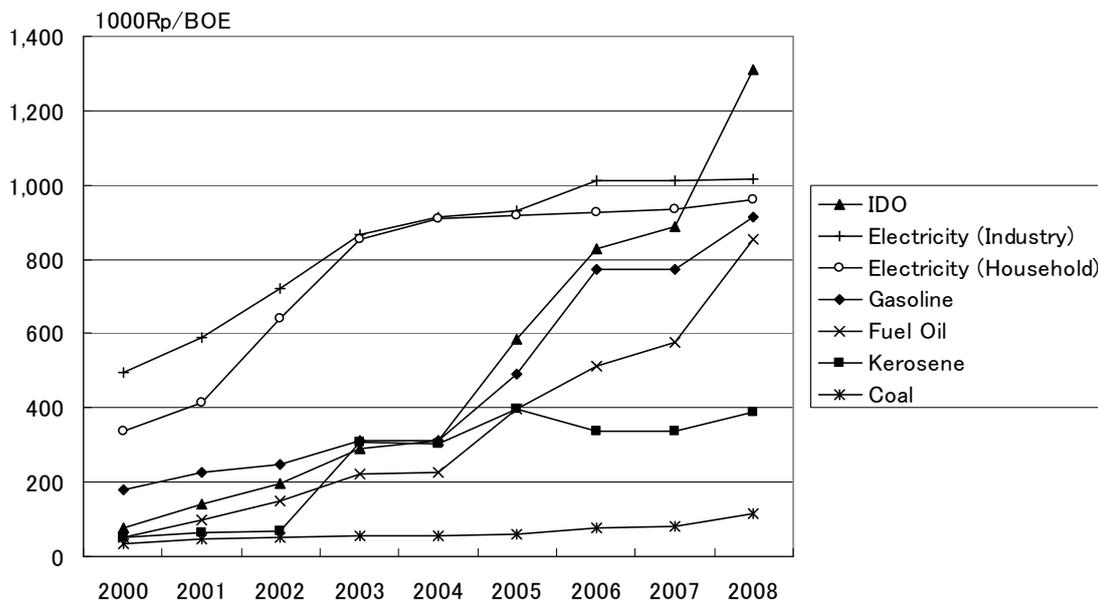
	石炭(FOB)	LNG (FOB)	原油
	US\$/ton	US\$/MMBTU	\$/bbl
2001	32.07	4.31	21.94
2002	29.98	4.45	22.46
2003	28.63	4.84	26.34
2004	43.00	6.00	36.4
2005	36.48	7.19	53.66
2006	42.35	8.49	64.27
2007	41.79	9.04	72.31
2008	65.51	11.97	96.13

出所：MEMR「2009 HANDBOOK of ENERGY & ECONOMIC STATISTICS of INDONESIA」のデータから作成

図 1.3-2 は電力、石炭、石油製品の小売価格を示している。灯油と電気については、低所得階層への支援のために政府から補助金が支出されて低価格に規制されており、その価

格は、2003年頃とほぼ同様の水準で販売されている。他方、産業用の重油や軽油は補助金が撤廃されて上昇しており、シンガポール市場のような国際市場の価格水準に近づいている。

図 1.3-2 インドネシアのエネルギー小売価格の推移（2000～2008）



出所：MEMR「2009 HANDBOOK of ENERGY & ECONOMIC STATISTICS of INDONESIA」のデータから作成

(1) 石油製品価格の趨勢

新たな石油・ガス法 (Oil and Gas Law No. 22/2001)⁴では、2005年11月までに補助金を廃止し価格を自由化する方向性 (国際的な価格レベルへの移行)⁵が示された。第1段階として、インドネシア政府は2004年10月と2005年10月に補助金を削減し、値上げを実施した。その結果、ガソリン価格は約2.5倍の4500Rp/L (約45円/Lに相当⁶)まで上昇し、灯油は約2.9倍の2000Rp/L (約20円/Lに相当)に、そして軽油は約2.6倍の4300Rp/L (約43円/Lに相当)まで上昇した。しかし、国民の反発や様々な政府機関の抵抗にあい、エネルギー鉱物資源省 (以下、MEMR) は2005年11月に、「価格の完全な自由化は2010年までに段階的に導入する」と後退せざるを得なかった。

その後、ガソリン、灯油、軽油の価格は2008年5月に再び値上げされたが、国際的な価格水準と大きな開きがあるままである。

⁴ 2001年に、ポスト・スハルト施政の下、新しい石油・ガス法 (Oil and Gas Law No. 22/2001) が旧法の改訂として施行され、国営石油公社 (Pertamina) は解体された。政策策定と規制監督の機能はMEMR (石油ガス総局 MIGAS) に移管され、許認可を含む管理と監督の機能はBPMIGAS (石油、ガスの上流部門の管理) とBPHMIGAS (石油、ガスの下流の管理) に移管された。Pertaminaは事業会社として存続することになったが、原則的には、民営化・自由化されることになっている。石油の下流部門では、事実上独占状態が続いている。これは、Pertaminaが国内市場への製品供給義務を負わされているからである。

⁵ 国家エネルギー政策は2025年までに石油依存率を20%若しくはそれ以下に減少させることを目的としている。

⁶ 1円はおおよそ100ルピア (以下、Rp) に相当する。

表 1.3-7 インドネシアの国内燃料価格の推移 (2001~2008)

(Rp/L)

年月	ガソリン		灯油		軽油		重油	
	補助金アリ (RON88)	補助金アリ (Premium)	補助金アリ	産業用	補助金アリ (輸送用)	産業用	補助金アリ	産業用
2001.5	1,150	1,970	350	2,330	600	2,300	400	1,650
2002.5	1,150	1,750	350	1,890	600	1,900	400	1,500
2003.5	1,810	1,980	1,800	1,930	1,650	2,080	1,580	1,580
2004	1,810	1,980	700	1,930	1,650	2,080	1,580	2,300
2004.1	2,400	(市場連動) 2005.7	700	(市場連動) 2005.7	2,100	(市場連動) 2005.7	(市場連動) 2005.7	(市場連動) 2005.7
2005.1	4,500	5,160	2,000	5,600	4,300	5,350	3,150	
2006.7	4,500	6,502	2,000	6,372	4,300	6,609	3,759	
2007.7	4,500	6,179	2,000	5,926	4,300	6,125	3,950	
2008.5	6,000	---	2,500	---	5,500	---	---	
2008.7	6,000	9,136	2,500	11,229	5,500	11,277	6,784	

出所：在ジャカルタアメリカ大使館「Petroleum Report Indonesia 2008」のデータから作成

注：上記の市場価格のうち、ガソリンおよび軽油については燃料税（5%）、そして、すべての石油製品に対し10%の付加価値税が加算されている

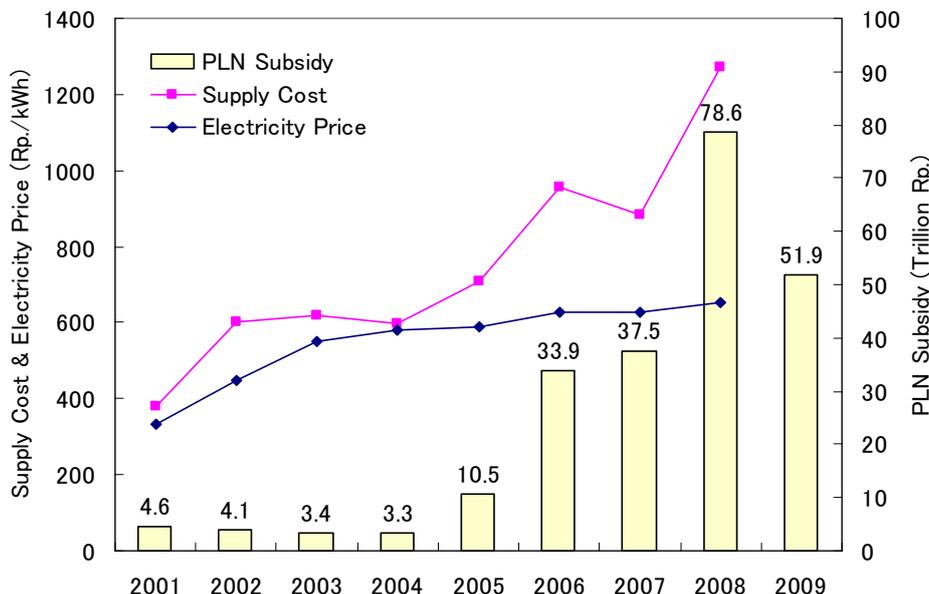
一方、ハイオクガソリン（Premium）と産業用の石油製品の価格は、2005年7月に国際市場と連動する方式が導入され、製品価格は完全に自由化された。価格フォーミュラは次の通りである。まず、直近2週間のシンガポールのプラッツ価格（以下、MOPS：Mean of Platts Singapore）を次週のPertaminaの油槽所における出荷価格とする（表1.3-7）。これに油槽所経費、輸送費（実費）、およびPertaminaのマージンと付加価値税（10%）を加算したものが需要家への届け出価格となる。

(2) 電力料金と電力補助金の趨勢

インドネシアの電力供給は国営電力会社であるPT PLN（以下、PLN）によって独占されており、電力の小売価格は政府によって決定されている。PLNは公共サービス義務に従って、供給コストよりも安い価格であっても電力を売らざるを得ないことから、その結果、発生する損失は政府からの財政支出（補助金）によって補填されている。1997年7月のアジア通貨危機の衝撃がインドネシア通貨ルピア（Rp）の崩壊をもたらした時、PLNは購入している燃料代やIPPから購入している電力費用の支払いが、通常ドル・ベースだったため、巨大な損失を被った。

こうした赤字を暫時削減するため、図1.3-3に示すように、電力料金は2003年7月まで徐々に値上げされ、PLNの赤字（政府からの補助金）は2003年に3.4兆Rpまで減少した。ところが、2004年頃から始まった国際市場での石油価格の上昇と、国内で進められた石油に対する補助金の削減の結果、PLNが購入する燃料価格は急激に上昇して、赤字幅はより一層拡大することとなった。2009年の大統領選挙を控え、政治的な判断から、電力料金を大幅に値上げすることが難しく、PLNの赤字は2008年には78.6兆Rpと過去最高の水準に達した。2009年には、燃料価格の低下に伴って51.9兆Rpまで削減されたものの、高水準の赤字が継続したままである。PLNの電力料金が燃料価格に比較して低位にあることもあって、需要家は自家発電を抑えて、PLNからの電力購入の増加にシフトしており、より深刻な事態を惹起している。

図 1.3-3 インドネシアの電力単価、供給コスト、PLNの補助金の推移（2001～2008）



出所：PLN「Electricity Subsidy / PSO in 2008」等のデータから作成

(3) 電気・ガス・石炭価格と燃料価格の比較

表 1.3-8 は国内のエネルギー価格を熱量等価で比較した。産業用の重油と軽油の価格は国際価格とほぼ同水準にあることもあり、石炭や天然ガスよりも高い。

自家発電価格を表 1.3-8 の数値に基づいて試算（燃料費のみ）すると、重油を利用する場合で 817 Rp/kWh、天然ガスを利用する場合で 385 Rp/kWh、石炭を利用する場合で 317 Rp/kWh となる⁷。PLN の燃料別発電コスト（固定費を含むフルコスト）を表 1.3-9 に示した。PLN からの購入電力が 1kWh 当たりおよそ 622Rp とした場合（表 1.3-10）、水力や石炭以外の場合は自家発電よりも電力購入のほうを選択する可能性が高いであろう。

表 1.3-8 産業用の国内エネルギー価格の比較（2008）

	価格		熱量		単価(Rp/MJ)
	価格	単位	熱量	単位	
輸送用軽油	8,738	Rp/L	9,006	kcal/L	231.8
産業用軽油	8,650	Rp/L	9,006	kcal/L	229.5
船舶重油	5,762	Rp/L	9,341	kcal/L	147.4
天然ガス	1,029	Rp/m3	9,800	kcal/m3	25.1
石炭	489	Rp/kg	6,139	kcal/kg	19.0

出所:PLN「PLN Statistics 2008」

表 1.3-9 kWh あたりの平均発電コスト（2008）

発電種別	水力	汽力	ディーゼル	ガスタービン	地熱	コンバインドサイクル	平均
平均発電コスト (Rp/kWh)	132	597	3,578	3,298	747	1,278	1,052

出所: PLN「Electricity Subsidy / PSO in 2008」

⁷ 発電効率は重油（ディーゼル）で 40%、天然ガス（ガスエンジン）で 35%、石炭（蒸気タービン）で 20%を仮定した。

表 1.3-10 部門別の電力販売平均価格 (2008)

							単位:Rp/kWh
	住宅用	産業用	業務用	公用	政府用	街灯	合計
ジャワ島以外	585	643	838	585	914	662	665
ジャワ島	588	629	842	580	800	661	650
インドネシア	588	622	851	581	847	665	653

出所:PLN「PLN Statistics 2008」

1.4 インドネシアにおける二酸化炭素排出の現状と今後の見通し

1.4.1 インドネシアにおける二酸化炭素排出の現状

インドネシアは、年間に世界の1.3%に相当する356百万トンの二酸化炭素(Mt-CO₂)を排出しており、世界で17番目の温暖化効果ガス排出国である⁸。二酸化炭素以外の温暖化効果ガスを加算すれば、土地利用や土地利用の変化に伴う森林からの二酸化炭素排出(以下、LULUCF)を除く年間の全温暖化効果ガスの排出量は583Mt-CO₂eとなり、世界で12番目の国となる。

LULUCFからの二酸化炭素排出を含めれば、大規模な森林の消滅や森林の規模縮小の結果、年間の全温暖化効果ガスは2042Mt-CO₂eとなる。中国(7187Mt-CO₂e)、米国(6814Mt-CO₂e)、ブラジル(2842Mt-CO₂e)に次ぐ、4番目に排出量が多い国となる⁹。LULUCFからの排出量はインドネシアにおける年間の全温室効果ガス排出量の71.5%を占めている。インドネシアにおけるLULUCFからの二酸化炭素ガス排出量(1459Mt-CO₂e)は、ブラジル(1830Mt-CO₂e)に次いで世界で2番目に多い¹⁰。インドネシア政府によれば、森林の総面積は1970年初めの1億4400万ヘクタールから、2005年には1億2600万ヘクタールへと減少した。さらに5390万ヘクタールの森林が、熱帯雨林から劣化して様々なタイプの森林へと変化してしまった。

表 1.4-1 LULUCF を含んだ温室効果ガス全体の排出量 (Mt-CO₂e)

	温室効果ガス排出量	世界全体の割合
中国	7,187	16.6%
アメリカ	6,814	15.8%
ブラジル	2,842	6.6%
インドネシア	2,042	4.7%
ロシア	2,005	4.6%

出所:World Resources Institute「Climate Analysis Indicators Tool」

注:LULUCFからの排出量は二酸化炭素のみを含む

LULUCFにおいては、泥炭地は急速に進む森林消滅とともに、主要な温暖化効果ガスの排出源となっている。森林の消滅が全排出量の22%にしか過ぎないのに対して、泥炭地での火災は53%を占めている。インドネシアにはおよそ2100万ヘクタールの泥炭地があり、約35Gtの二酸化炭素が地中に貯留されているが、泥炭地の劣化は著しいものがある。インドネシア森林気候同盟によると、泥炭地での森林消滅は2000年から2005年にかけて、スマ

⁸ 「Climate Analysis Indicator Tools Version 7.0」からの2005年時点。

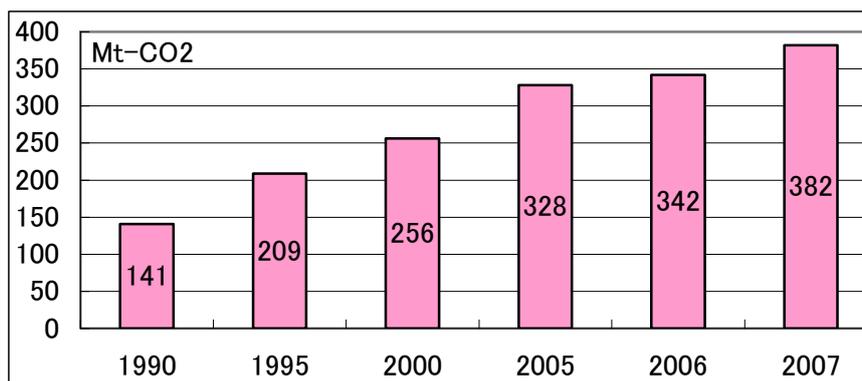
⁹ LULUCFの全ての数値は「Climate Analysis Indicator Tools Version 7.0」からの2005年時点のものである。

¹⁰ JBICの報告書「Background and policy issue note on climate change program loan to the Republic of Indonesia (2008)」によると、インドネシアにおけるLULUCFからの温室効果ガス排出(2563Mt-CO₂e)は世界で最も高く、2000年におけるブラジルのそれ(1371Mt-CO₂e)をはるかに上回っている。

トラ島において年間 89251 ヘクタール、カリマンタン島において年間 9861 ヘクタールに達した。これだけで、年間の二酸化炭素の排出量は 2000 Mt-CO₂e に達する可能性もある。

インドネシアのエネルギー部門における二酸化炭素排出は、1990年の1億4020万トンから2007年には3億7720万トンへと年率6%の割合で増加した。二酸化炭素排出量の増加が一次エネルギー消費の増加(年率5.3%)を上回っているのは、一次エネルギー消費における石炭が占める割合が6%から27%に増加したためである。

図 1.4-1 化石燃料からの二酸化炭素排出量の推移



出所：IEA「Energy Balances of Non-OECD Countries」

1.4.2 インドネシアにおける産業部門の二酸化炭素排出量削減シナリオ

(1) ロードマップ

工業省(以下、MOI)は二酸化炭素削減のためのロードマップの策定を進めてきた。2008年11月に改訂されたロードマップでは、インドネシアにおけるエネルギーの現状、エネルギー政策の方向性、導入すべき省エネルギー技術の業種別リストアップ、2025年までのエネルギー需要の見通し、その他省エネルギーを推進に伴う課題などが示されている。ロードマップで、取り扱われている業種は、エネルギー政策上優先順位の高いエネルギー多消費産業で、セメント、鉄鋼、繊維、肥料、化学などに重点がおかれている。とりわけ、セメントと鉄鋼に関しては、様々な省エネルギーに関するプロジェクトが既に平行して進められている。

公表されているロードマップでは、セクター別の電力消費や二酸化炭素の排出量(需要家地点、2次ベース)が記載されていないため、本稿では、ドイツのGesellschaft fur Technische Zusammenarbeit(以下、GTZ)の報告書中に記載されている、ロードマップに関する数値を引用した。

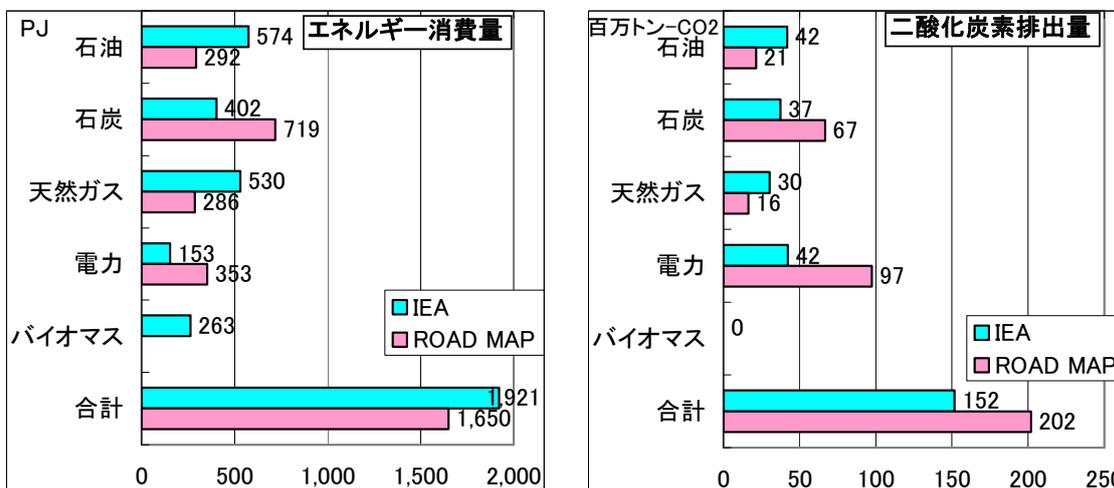
(2) 2005年におけるエネルギー源別のエネルギー消費と二酸化炭素排出量の現状

図1.4-2では2005年の産業部門におけるエネルギー消費および二酸化炭素の排出量について、ロードマップとIEAの試算値の比較結果が示されている。ロードマップでは、エネルギー消費量は1650PJ、二酸化炭素排出量は2.02億トンである。IEAのデータと比較すると、バイオマスを除いたエネルギー消費の合計はほぼ同じであるが、エネルギー源別にみると、双方の数値にはかなりの差があり、ロードマップにおける電力消費の試算値はIEAよりも大きい値となっている。またバイオマスを除くエネルギー消費に対する電力比率もロードマップのほうが大きい。一方、二酸化炭素の排出量を比較すると、ロードマップの方がIEAと比較して約1.3倍多い。これは、二酸化炭素排出係数¹¹(千トン

¹¹ 非化石燃料から排出されているのを除いた、二酸化炭素排出係数は(1000トン/PJ)は、石油が73、石炭が93、天然ガスが57、電気が276である。

/PJ)の大きい電力の比率が高いためである。インドネシアの発電所は石炭・石油火力が中心であることや送電ロスが大きく効率が低いことから、需要家地点で見た場合の二酸化炭素排出量は、他の化石燃料の直接燃焼よりも電力使用のほうが多いことになる。

図 1.4-2 産業部門のエネルギー源別エネルギー消費量・二酸化炭素排出量 (2005)

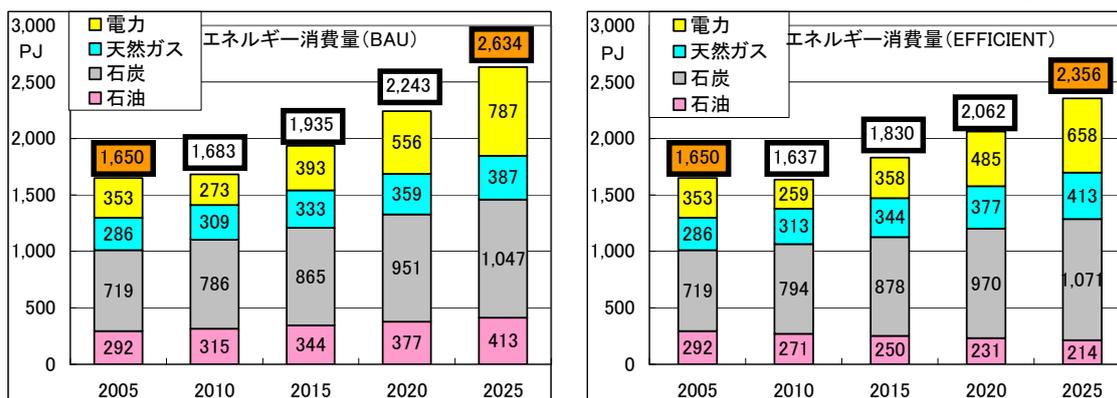


出所：IEA 資料、MOI「ROAD MAP MITIGATION APPROACH OF CLIMATE CHANGE IN INDUSTRY」から作成

(3) 2025年におけるエネルギー源別エネルギー消費と二酸化炭素排出量の見通し

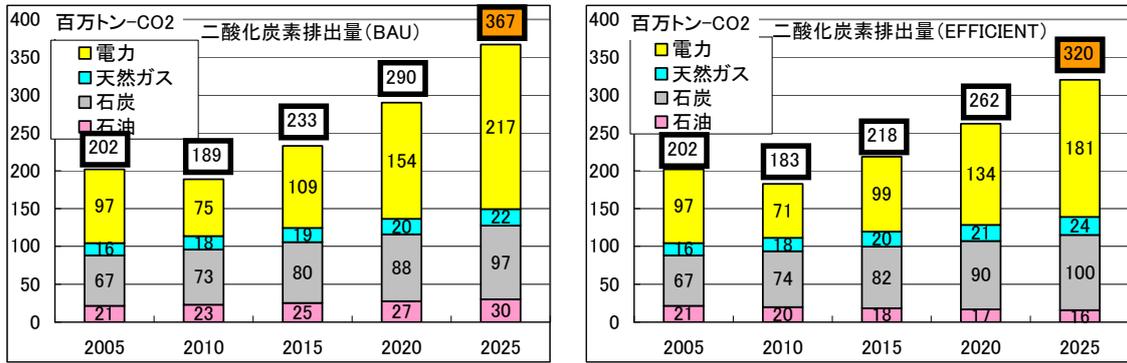
ロードマップでは、特に省エネルギー対策を行わない BAU (Business As Usual) ケースと、省エネルギー対策を実施する効率化ケース (EFFICIENT) の2つのケースについて、2025年までのエネルギー消費量および二酸化炭素排出量の見通しを行っている。図 1.4-3、図 1.4-4 にその結果を示した。2025年のエネルギー消費量は BAU ケースで 2634PJ、EFFICIENT ケースで 2356PJ である。一方、二酸化炭素排出量は、BAU ケースにおいて 3.67 億トン、EFFICIENT において 3.2 億トンになる。EFFICIENT ケースは BAU ケースに対して、エネルギー消費量で 11%、二酸化炭素排出量で 13%削減されることとなる。

図 1.4-3 ロードマップにおける産業部門のエネルギー源別エネルギー消費の見通し



出所：MOI「ROAD MAP MITIGATION APPROACH OF CLIMATE CHANGE IN INDUSTRY」から作成

図 1.4-4 ロードマップにおける産業部門のエネルギー源別二酸化炭素排出量の見通し



出所: MOI 「ROAD MAP MITIGATION APPROACH OF CLIMATE CHANGE IN INDUSTRY」 から作成

表 1.4-2 ロードマップにおける各部門別エネルギー源別エネルギー需要の見通し (2005-2025)

エネルギー種	単位	BAU					Efficient					
		2005	2010	2015	2020	2025	2005	2010	2015	2020	2025	
非鉄金属 セメント	石油	1,000kL	728	776	827	882	940	728	673	623	576	533
	石炭	百万トン	11	13	14	16	18	11	12	14	15	17
	天然ガス	百万cf	16,562	19,088	21,998	25,352	29,218	16,562	18,155	19,901	21,815	23,914
	電力	TWh										
鉄鋼	石油	1,000kL	713	777	874	983	1,106	713	660	610	564	522
	石炭	百万トン	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	天然ガス	百万cf	81,752	88,393	95,573	103,337	111,731	81,752	89,615	98,234	107,681	118,038
	電力	TWh										
紙・パルプ	電力	1,000kL	1,262	1,375	1,547	1,740	1,957	1,262	1,167	1,080	999	924
	石油	百万トン	6	6	7	8	8	6	7	7	8	9
	石炭	百万cf	31	34	36	38	41	31	34	38	41	45
	天然ガス	TWh										
繊維	電力	1,000kL	461	492	524	559	595	461	427	395	365	337
	電力	百万トン	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
	石油	百万cf	207	224	242	261	283	207	227	248	273	298
	石炭	TWh										
肥料	天然ガス	1,000kL	767	851	1,003	1,182	1,394	767	709	656	607	561
	電力	百万トン	6	7	7	8	9	6	7	7	8	9
	電力	百万cf	33,395	35,046	35,169	35,291	35,415	33,395	36,607	40,128	43,987	48,218
	石油	TWh										
その他	石炭	1,000kL	3,725	3,971	4,233	4,511	4,809	3,725	3,446	3,187	2,947	2,726
	天然ガス	百万トン	3	3	3	4	4	3	3	4	4	5
	電力	百万cf	114,354	123,643	133,687	144,546	156,288	114,354	125,352	137,408	150,623	165,109
	電力	TWh										
合計	石油	1,000kL	7,657	8,241	9,007	9,857	10,801	7,657	7,082	6,550	6,058	5,603
	石炭	百万トン	28	31	34	37	41	28	31	34	38	42
	天然ガス	百万cf	246,302	266,427	286,704	308,826	332,975	246,302	269,990	295,957	324,421	355,622
	電力	TWh	98	76	109	155	219	98	72	100	135	183

出所: MOI 「ROAD MAP MITIGATION APPROACH OF CLIMATE CHANGE IN INDUSTRY」

注: 石油 0.0382 PJ/1000 kL、石炭 25.7 PJ/百万トン、天然ガス 0.00116 PJ/百万 cf、電力 3.6 PJ/TWh

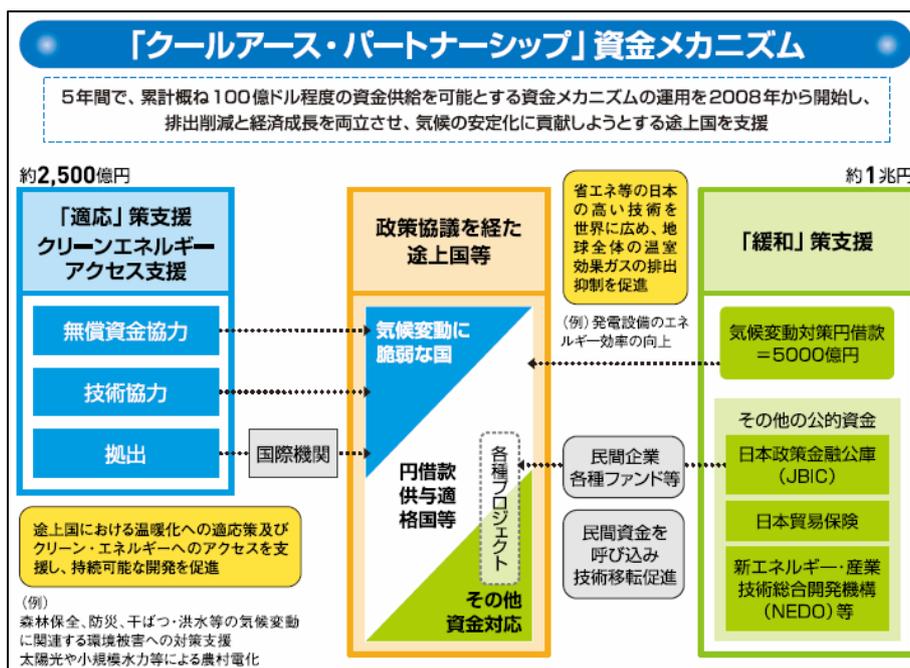
第2章 インドネシアの省エネルギーの現状と課題

2.1 気候変動プログラムローンと日本の省エネルギー協力

2.1.1 気候変動プログラムローンの概要

気候変動プログラムローン（以下、CCPL）とは、2008年1月のダボス会議で、日本（福田首相）が表明した「クールアース・パートナーシップ」（図2.1-1参照）に基づく財政支援型の円借款である。

図 2.1-1 クールアース・パートナーシップの概要



出所：外務省ホームページ

インドネシアの温室効果ガス排出量は世界第12位、森林セクターを入れると世界第4位であり、また、経済成長に伴うエネルギー需要の増加、原油価格の高騰を受けた石炭消費量の拡大により、エネルギー・産業分野からの排出量が増加する中、将来的な温室効果ガスの排出抑制に向けた森林面積の減少抑制や再生可能エネルギー開発、省エネルギーの推進などが急務となっていた。このような状況の中でインドネシアは2007年12月のCOP13（バリ島）において、気候変動問題に対する包括的な緩和・適応策実施に向けた国家行動計画を発表した。そして、2008年7月の洞爺湖サミットの日尼首脳会談で、「インドネシアCCPL」を表明し、インドネシアに対して、CCPLを実施することとなった。

インドネシアCCPLは、インドネシア政府による、気候変動対策に関する諸改革を実現するため、(1)温室効果ガスの排出削減（森林保全、エネルギー多様化・効率化の推進等）、(2)気候変動への適応（統合的流域管理に向けた組織・制度整備、国家防災計画の策定等）及び、(3)分野横断的課題（国家開発計画における気候変動対策の主流化等）といった重点課題に関する「政策アクション」を設定の上、これらの達成を評価して借款を供与する「政策・制度支援型借款」である。以下のような2007～2009年の政策マトリックス（7セクター）を作成し、モニタリングを実施しており、2008年8月に308億円、2009年12月に374億円、2010年6月に271億円を供与した実績がある。

(1) 土地利用及び森林分野：森林・泥炭地再生、森林火災防止、他

- (2) エネルギー分野：地熱・再生可能エネルギー開発の促進、省エネルギーの促進、産業別二酸化炭素削減ロードマップの策定、他
- (3) 水資源管理、水供給及び衛生：統合水資源計画の作成、国家水資源委員会の設立、他
- (4) 農業分野：灌漑施設管理システムの構築、他
- (5) 災害対策（2009年から導入）：国家防災庁の組織能力強化
- (6) 海洋・沿岸・水産分野：海洋資源・珊瑚礁保全プログラムの実施促進、他
- (7) 横断的分野：民間投資促進インセンティブの整備、気象早期警戒システムのデータ取得、他

インドネシアでは、2009年までに、国内における国家的な気候変動対策検討の枠組みが形成され、同国における種々の開発計画に気候変動対策が主流化されており、複数のドナー間の協力やインドネシア国内の気候変動対策を考慮した予算設定、国家開発企画庁を中心とした関連政策の進捗モニタリング体制構築を通じて、CCPLはこの達成に大きく貢献してきた。そして、2010年以降は新たに三年間のプログラムとして、更に国家レベルでの主流政策を支援することに注力している。また、CCPLは、気候変動分野において政策支援を行う世界初のケースであり、その効果は高く評価されており、同じくJICAが供与したベトナムへの気候変動対策支援プログラムIなど、他国への適用も広がりつつある。また、インドネシアでは、フランス、世界銀行が追従して参加しており、2011年からはアジア開発銀行もこの取り組みに新たに加わる予定である。JICAが主導した政策支援型借款としても初めてのケースであり、技術協力との連携も含め、JICAによる総合的な気候変動分野への支援を象徴する計画である。

2.1.2 エネルギー部門における政策マトリックス

インドネシア政府の気候変動に関する国家行動計画（2007年）では、エネルギー部門における二酸化炭素削減のための目標として、第1にエネルギーの多様化、第2に省エネルギーの推進、第3にクリーンエネルギー技術の開発に重点がおかれている。

政策マトリックスの項目には、(1)地熱発電の開発促進、(2)再生可能エネルギー利用促進、(3)エネルギー効率の向上（エネルギー原単位の削減）、(4)農村地域における、再生可能エネルギーを利用した電力を含むエネルギーへのアクセスの拡大、があげられている。2009年の政策マトリックスの目標とその成果の概要について、以下に示す。

(1) 地熱発電の開発促進

民間の投資を活用して地熱開発を進める。2025年までには、地熱発電能力を、2007年の857MWから2025年の9500MWへまで拡大し、年間5790万トンの二酸化炭素排出量削減を実現する。

(2) 再生可能エネルギー利用促進

2025年までにエネルギー総供給の最低10%を再生可能エネルギー（バイオマス燃料を含むが、地熱は含まない）に転換する。二酸化炭素削減の達成とともに、2025年までにBAUと比べて17%の省エネルギーを達成する。

(3) エネルギー効率の向上（エネルギー原単位の削減）

毎年1%エネルギー原単位の削減を行い、2025年までには、エネルギー弾性値を1以下、エネルギー原単位を12%から18%削減する。以下に2009年度の省エネルギー政策の概要とその進捗状況について述べる。

1) 省エネルギーに関する規則の公布

MEMRで法案が作成されたが、関係組織間の調整が遅れ、最終的には2009年11月、大統領の署名を経て公布された。

2) 中期的な観点からエネルギー監査制度及び省エネルギーに関するプログラムの策定

中期的な目標値の設定、省エネルギー推進のためのインセンティブの導入、モニタリングと評価システムの設計を行う。本件に関するJICAの調査は2010年7月に完了。

3) エネルギー監査の実施

40件のエネルギー監査案件が2009年に実施された。エネルギー監査を実施するコンサルタントの入札は2009年6月に終了し、その結果、同年12月初旬までに報告された。

4) エネルギー効率に関するラベリング制度を制定する省令の公布

MEMRは、省令の公布に先立ち、コンパクト蛍光灯、テレビ、冷蔵庫に関する技術ガイドラインを作成し、省内の法律関係部局において審査中である。MEMRでは、エネルギー効率に関するラベリング制度の法案成立に優先権を与えており、その審査を円滑に進めようとしている。各国で導入されている最低エネルギー消費効率基準の代替策として、家電製品に対する既存の国家規格を改正して、製品規格にエネルギー効率の表示を含めることを検討中である。

5) 二酸化炭素削減のためのロードマップに関する省令の公布

MOIは2008年、セメント産業と鉄鋼産業を省令の対象として選定した。セメント産業については、二酸化炭素削減のためのロードマップに関する技術ガイドラインが2009年に策定されたが、鉄鋼産業は、個別企業の二酸化炭素削減目標値を巡り、関係者の意見調整に時間がかかっており、最終結論は現時点でも出されていない。本省令の公布は2009年から2010年延期されているが、2010年中に実現することが期待される。

6) 二酸化炭素削減のためのロードマップの実行計画の策定

実行計画には、実施に伴うインセンティブ制度や、モニタリング・評価システムの策定を含む。このプログラム策定に関しては、既存のロードマップの再検討やさらなる改善に向けて、日本の経済産業省（以下、METI）、フランスの French Development Agency（以下、AFD）が技術協力を行っている。セメント産業および鉄鋼産業を対象としたMETIの調査は、2009年10月に開始され、現地調査に関する分析結果については、2010年3月のワークショップで公表された。ドイツのGTZはBAPPENASに対し、二酸化炭素削減のためのロードマップ策定に関する協力を行っている。セメント産業を対象としたAFD調査は2009年7月から8月に第一段階が実施され、二酸化炭素の削減目標値の設定を含んだ第2段階は、2010年1月に開始された。

(4) 地方における再生可能エネルギーを利用した電力を含むエネルギーへのアクセスの拡大

エネルギー自給自足村落計画が2007年2月にスタートし、2009年中に300の村落が調査対象となった。この計画は、社会サービス省が所管し、経済関係調整省および関係省庁（農務省、自治省、MEMR、MOI）との協力で実施される貧困撲滅総合計画の一部を構成している。この計画は2つプロジェクトから構成され、1つは、ジャトロファ、パームオイル、サトウキビをベースとしたバイオマス燃料に関するプロジェクト、もう1つは小水力、太陽光、風力、バイオマスガスなど非バイオマス燃料となっている。

2.2 インドネシアの省エネルギー政策・制度の現状

2.2.1 省エネルギー政策の推進組織

インドネシアにおける、省エネルギー政策・制度設計など、省エネルギー全般を統括する部署は、エネルギー鉱物資源省（Ministry of Energy and Mineral Resources:MEMR、図2.2-1）にあり、電力・エネルギー利用総局が事務局となっている。一方、産業部門における省エネルギー技術や投資の具体的展開については、産業部門を統括する工業省（Ministry of Industry:MOI、図2.2-2）の管轄となっている。産業部門における二酸化炭素削減のためのロードマップの策定など、省エネルギー技術・投資戦略の計画・調整は、産業研究開発局が統括部署となっている。

図 2.2-1 エネルギー鉱物資源省 (MEMR) の組織図

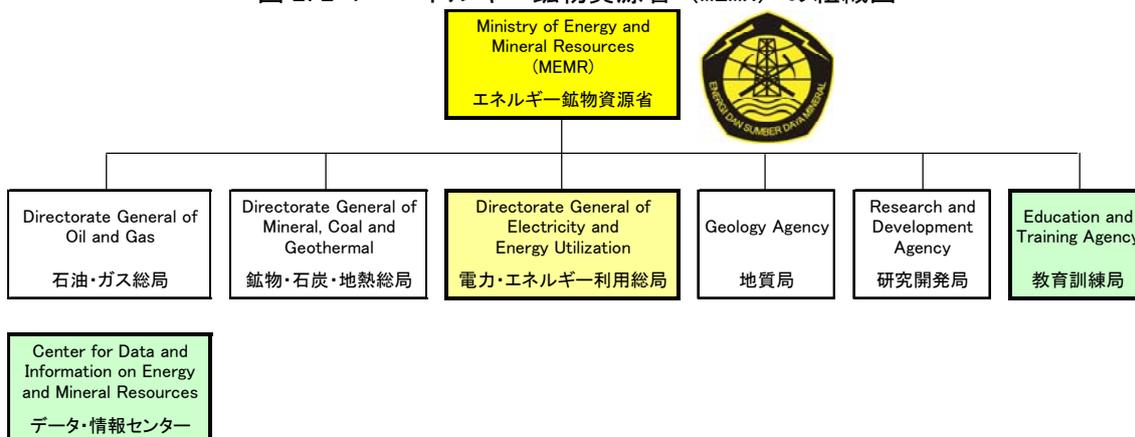
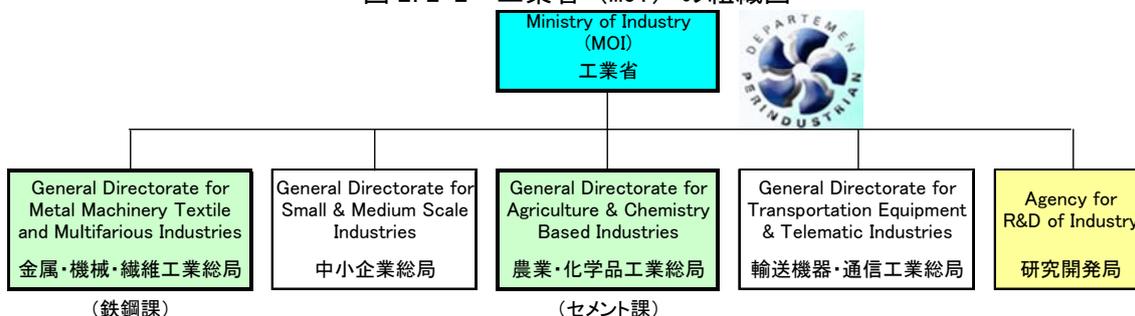


図 2.2-2 工業省 (MOI) の組織図



2.2.2 省エネルギー政策・制度の現状

(1) 法体系

インドネシアの法制度は以下の体系を持つ。

- a. 1945 年憲法とその修正条項
- b. 国民協議会の決議
- c. 国民代表協議会により制定される法
- d. 政府規則(政令)
- e. 大統領令
- f. 省令
- g. 地方規則

加えて、大統領指令や他の法規もある。

インドネシアの法制度においては、一般に法律は簡潔にガイドラインを述べるに留まり、どのように実行するかなどの詳細は、法制定後数年以内に策定され承認される政令の中に盛り込まれる。したがって、法を現実に運用施行するのは、政令(規則)や大統領令、省令によるのが一般的である。

(2) 地方分権

インドネシアでは、1998 年のスハルト大統領の辞任後、地方分権が進んだ。1999 年に法令第 22 号 (LAW No. 22) が制定され、エネルギー政策やその計画の策定も含む地域社会に関する行政を管理する権限が地方政府に与えられた。他方、1999 年に制定された法令第 25 号 (LAW No. 25) では、石油事業で得られた収益の 15%、ガス事業の場合は収益の 30%を地方行政に配分することが定められている。

ただし、その後、国家的レベルで重要度の高い戦略物資に関しては、中央政府のハイレベルにおいて管理できるように高官が裁決できるように修正され、法令第 22 号 (LAW No. 22) は法令第 32 号 (LAW No. 32) に、法令第 25 号 (LAW No. 25) は法令第 33 号 (LAW

No. 33) へ改正された。これらの改正法において、エネルギー部門における地方政府と中央政府の責任区分が明確化された。中央政府の責任と権限は主に、法の制定と公布、国家政策の規定、規格の制定とその実施、これら諸手続きの制定などである一方、州政府の主な責任と権限は、州政府の政令の制定と公布、管轄地域におけるエネルギー事業の創業に対する指導・監督、管轄地域内の行政管理上の諸規定の策定などとなっている。さらに郡・市町村レベルの地方政府においても、管轄区域内での権限を州政府同様に認められている。

(3) 省エネルギー関連法制度と政策

エネルギー政策における基本原則として、石油代替エネルギーの利用促進、エネルギー増加を抑制する手段としての省エネルギーの推奨が記載されている。インドネシアにおけるこれまでの省エネルギー政策の経緯を以下の通り概括した。

1) KEN: 国家エネルギー政策 2003-2020

MEMR の省令 (No. 9883K/16/MEM/2004) として制定され、「エネルギー供給の拡大」、「最適エネルギー供給」、「省エネルギー推進」に関する 2020 年までの主要な目標が設定されている。主な目標は以下の通り。

- a. 2020 年までに電化率 90%
- b. 大規模水力を除く再生可能エネルギーシェアを 2020 年までに 5%以上
- c. GDP のエネルギー原単位を年率 1%削減
- d. 国内資源と国内人材の利用拡大による海外エネルギー依存度の低減

2) 国家エネルギー管理白書 2005-2025

MEMR の省令として発効され、主な目標としては 2025 年までのエネルギー需要予測を行い、エネルギー弾性値を 1 以下の達成、個別の技術導入に関する評価、一次エネルギー構成比の最適化があげられている。

(一次エネルギー構成比: 2025)

- a. 石油:26.2%、石炭:32.7%、天然ガス:30.6%
- b. 水力:2.4%、地熱:3.8%、その他:4.4% (バイオマス:2.1%、原子力:1.9%、太陽光:0.02%、風力:0.03%)

エネルギー法および省エネルギー・イニシアティブに関する記述も組み込まれている。

3) 国家エネルギー政策大統領令 No. 5 of 2006

前項の 2 つの省令と比較すると、本令は法的根拠の強化のため大統領令として発効された。石油代替をさらに促進するために国家エネルギー管理白書で制定した目標を修正し、石油依存度を 20%以下と定めた。

- a. 石油:20%、石炭:33%、天然ガス:30%
- b. 再生可能エネルギー:15% (バイオマス:5%、地熱:5%、その他:5%)

4) エネルギー法 (No. 30 of August 2007)

エネルギーに関する法律は、それぞれの分野で別々に書き換えられ、石油法、ガス法、電力法、地熱発電法となり、エネルギー部門を管理する総括的な法律がなくなった。エネルギー法はこれら個別の法律の中で一貫性を保つための総括的な法として 2007 年 8 月に制定された。

この法律は以下のように要約される。

a. 国家エネルギー協議会の設立

国家エネルギー協議会 (DEN) は大統領がチェアマンとして 6 ヶ月以内に開催される。これはエネルギー調整委員会 (BAKOREN¹²) の後継機関として国家エネルギー政策を計画する狙いがある。

¹² 委員会は MEMR 大臣が議長を務め、事務局は電気に関する省庁の大臣によって構成される。主要な任務は (1) エネルギー行政に関する省庁との調整、(2) エネルギー開発政策と需給計画の策定

- b. 総合国家エネルギー計画の策定
DEN は総合国家エネルギー計画 (RUEN) を作成し (ドラフトを MEMR が作成、DEN がレビュー)、基本的なエネルギー政策を決定する。
 - c. 大統領令と省令の策定
エネルギー法を実施するための詳細な規定は、本法律の施行後 1 年以内に制定される政令または省令等で明示される。
 - d. 省エネルギー (第 25 条)
エネルギー法は、「省エネルギーとは、全エネルギー部門が、これを実行する義務を負う」と述べており、エネルギー利用において効率的な利用を行う者や高効率機器の製造者に対してインセンティブを、また、省エネルギー促進の義務を果たさない者に対しては逆にペナルティを課すとしている。これらのインセンティブの具体的な内容については、政府および地方府の政令・規則等で規定されている。
 - e. エネルギー価格 (第 7 条)
エネルギー法は、エネルギー価格について、「公平な経済価値に基づいて設定される必要があり、貧困層に対しては助成がなされる」と述べている。
- 5) 省エネルギー推進に関する大統領指令 No. 10/2005
石油製品在庫の突然の減少に端を発して、省エネルギーに焦点を当てた大統領令が 2005 年 7 月に制定・公布された。この大統領令は、中央・地方政府をはじめ民間部門も含めた全ての部門に対して、省エネに関する具体的な指示を与えたものとなっているが、後の「省エネルギーガイドライン」はこの指令がベースになっている。
- 6) 省令 No. 31/2005
MEMR 大臣が省エネルギーに関する大統領指令第 4 条を実行するために 2005 年に省エネルギー行動のための省令 No. 0031/2005 を発効した。省令は全 9 条から構成され、商業ビル、庁舎、一般家庭、輸送、産業、その他に於ける具体的な規則が示されている。
概要は以下の通り。
- a. 商業ビル (第 2 条)
 - ・室内の冷房温度を最低 25°C に設定する
 - ・室内の照明を最高 15W/m² に減らす
 - ・冷房とエスカレーターの運転は就業時間開始から就業時間終了 1 時間前までとする
 - ・エレベータは 2 階ごとに停止させる
 - b. 官庁 (第 3 条)
 - ・室内の冷房温度を最低 25°C に設定する
 - ・室内の照明アクセサリを減らす
 - ・冷房とエスカレーターの運転は就業時間開始から就業時間終了 1 時間前までとする
 - ・エレベータは 2 階ごとに停止させる
 - c. 一般家庭 (第 4 条)
 - ・省エネルギーランプを利用する
 - ・17 時から 22 時までのピークロード時には最低 50W の電気利用を削減する
 - ・冷房を最低 25°C に設定する
 - d. 輸送 (第 5 条)
 - ・2000cc 以上の自家用車はスマトラ、ジャワ、バリでは燃料はプラタマックス (価格が一般のプレミアムの約 2 倍) を利用する
 - ・公共車両へのガス燃料利用を促進する
 - e. 産業 (第 9 条)

- ・エネルギー多消費産業におけるエネルギー監査を実施する
- ・省エネルギー機器・技術を利用する
- f. その他（第7条）
 - ・公共道路の照明、広告、その他の施設向けには省エネルギー照明システムを利用する
 - ・軽油は混合燃料から除外される

2.3 政令 No. 70 of Nov 2009（省エネルギー規則）の概要とその課題

2.3.1 政令 No. 70 of Nov 2009（省エネルギー規則）の概要

省エネルギーに関する政令は予定よりも1年3ヶ月遅れて、2009年11月に公布された。この公布により省エネルギーに関する大統領令第43号（No. 43/1991）は失効した。この政令は8つの章、31条より編成され、比較的簡素な構造になっている。含まれている条項のいくつかは関係当事者間の今後の調整を経てMEMRの省令が制定されるまで棚上げにされている。それゆえ、本政令を実施する際の実行の具体的な規則については省令の制定・公布を待たねばならない。第1章は一般的な規則を示している。第2章は7条から構成され、省エネルギーのための中央政府、地方政府、産業、国民の役割を示している。第3章は6条から構成され、省エネルギーの管理と具体的な実施方法が規定されている。第4章は3条で構成され、省エネルギー機器の基準やラベリングについて述べられている。第5章は11条で構成され、インセンティブ、ディスインセンティブに関する規定となっている。第6章は、中央・地方政府による指導や監督について規定されている。第7章は遷移規則について述べられている。第8章は2条あり、前法規の失効に関する諸規定が記載されている。

以下、主な条項について記述する。

(1) マスタープラン（2、3条）

省エネルギーマスタープランは大臣が策定するものとし、この中には、少なくとも、主要な目的、政策および計画、ならびに省エネルギー実施の手段に関する諸事項が織り込まれていなければならない。また、省エネルギーマスタープランは、策定にあたっては、国家エネルギー計画を遵守し、関係省庁、業界の指導者、ならびに国民の意見を尊重しなければならない。省エネルギーマスタープランは5ヵ年計画とし、必要に応じて毎年改定されるものとする。

(2) 中央・地方政府の責任と役割（4、5、6条）

省エネルギーを実行するための中央・地方政府の責任と役割を以下に示す。中央政府の役割は、

- a. 省エネルギー政策、戦略、プログラムの計画と決定
- b. 省エネルギー分野の人材開発
- c. 省エネルギー技術利用のための包括的、かつ総合的なコミュニケーション
- d. 省エネルギープログラムを実行するために必要な調査、準備、計画、予算の指示
- e. 省エネルギープログラム実行のための調整やインセンティブの準備
- f. 事業者やエネルギー使用者に対する省エネルギーの技術指導の提供
- g. 規定された省エネルギープログラムや行動の実行
- h. 省エネルギープログラム実行の指導や管理

州政府は行政上の管轄区域において、以下の責任を持つ。

- a. 省エネルギー政策、戦略、プログラムの計画と決定
- b. 省エネルギー分野の人材開発
- c. 省エネルギー技術利用のための包括的、かつ総合的なコミュニケーション
- d. 省エネルギープログラムを実行するために必要な予算の指示
- e. 省エネルギープログラム実行のための調整やインセンティブの準備
- f. 事業者やエネルギー使用者に対する省エネルギーの技術指導の提供
- g. 規定された省エネルギープログラムや行動の実行

- h. 省エネルギープログラム実行の指導や管理
- 郡・市町村は行政上の管轄地域において、以下の責任を持つ。
- a. 省エネルギー政策、戦略、プログラムの計画と決定
 - b. 省エネルギー分野の人材開発
 - c. 省エネルギー技術利用のための包括的、かつ総合的なコミュニケーション
 - d. 省エネルギープログラムを実行するために必要な予算の指示
 - e. 省エネルギープログラム実行のための調整やインセンティブの準備
 - f. 事業者やエネルギー使用者に対する省エネルギーの技術指導の提供
 - g. 規定された省エネルギープログラムや行動の実行
 - h. 省エネプログラム実行の指導や管理
- (3) エネルギー生産者の責任 (10条)
- エネルギー生産者（個人、財団、法人）は生産時においては、省エネルギーに努め、以下の義務を負うものとする。
- a. 省エネルギー技術の導入を志向する生産計画の策定
 - b. 直接、間接にかかわらず、エネルギー効率の高いインフラ、設備、機器、原料、プロセスの選択
 - c. エネルギー効率の高い設備運用
- (4) エネルギー転換事業者（電力事業、石油精製、ガス製造業など）の義務 (11条)
- エネルギー転換事業者（個人、財団、法人）は、エネルギー源の多様化や転換効率の向上を含むエネルギー製造工程における省エネルギーの実施の義務を負う。
- (5) エネルギー使用者の義務 (12、13条)
- エネルギー使用者は省エネルギーの義務を負う。年間 6000 石油換算トン (toe) 以上消費する使用者については、下記に示すエネルギー管理を行い、省エネルギーの実施義務を有する。
- a. エネルギー管理者の任命
 - b. 省エネルギープログラムの策定
 - c. 定期エネルギー監査の実施
 - d. エネルギー監査による提案の実行
 - e. 大臣、州知事、県知事、市長の管轄の下で実際の省エネルギー状況の年次報告
- エネルギー監査は、内部の監査者か、認定された資格を持つ外部団体により実施される。エネルギー管理者とエネルギー監査者は、法令に基づく資格証明が必要とされる。省エネルギー計画は、エネルギー使用者により任命されたエネルギー管理者が作成しなければならない。当該計画については、少なくとも以下に示す事項を満たすものでなくてはならない。
- a. 実行計画
 - b. エネルギーの種類と消費量
 - c. エネルギー効率機器の使用
 - d. 省エネルギーに関する方法
 - e. 生産量または提供されるサービス量
- 省エネルギーに関する報告書は、省エネルギー計画に基づいて作成しなければならない。
- (6) 基準とラベリング (15、16条)
- 省エネルギー技術の採用は、法の定める条文に基づいて、エネルギー機器に関する性能規格の制定およびその運用方法に則って実施せねばならない。その運用方法は、エネルギー機器効率に関するラベル表示の形で行われ、その表示は、エネルギー機器の製造業者および輸入業者が、ラベル表示に関する規則に従って行うこととする。
- (7) 情報・教育 (17条)
- 中央・地方政府は省エネルギーに取り組んだ国内のエネルギー使用者のために設備を

拡大し、省エネ機器の製造者は以下のサービスを得る。

- a. 省エネルギーのための技術、仕様、方法の情報提供
- b. 省エネルギー方法に関するコンサルタント・サービス

(8) インセンティブの提供 (18 条)

中央・地方政府はある期間に省エネルギー目標を達成した以下の可能性のある受益者に対してインセンティブを与える。

- a. 年間 6000 toe 以上のエネルギーを消費する者
- b. 省エネルギー設備を持った国内生産者

(9) 成功基準 (19 条)

年間 6000toe 以上のエネルギーを消費する使用者に関しては、一定期間に、以下のいずれかの条件を達成した場合とする。

- a. 特定のエネルギー消費
- b. エネルギー消費弾性値

国内における省エネルギー機器の製造業者に関しては、一定期間に、以下のいずれかの条件を達成した場合とする。

- a. 所定のベンチマーク以上のエネルギー効率を持つ省エネルギー設備の生産
- b. 現行基準に従いエネルギー効率レベルを表示をラベルに記述

(10) インセンティブの実施方法 (第 20 条)

年間 6000toe 以上のエネルギーを消費する使用者へのインセンティブは以下の通りである。

- a. 省エネルギー設備の優遇税制
- b. 省エネルギー設備に対する地方税の減税または免税
- c. 省エネルギー設備に対する特惠関税
- d. 省エネルギー投資に対する低金利融資
- e. 政府のパートナーシップ支援によるエネルギー監査

省エネルギー設備国内生産者へのインセンティブは以下の通りである。

- a. 省エネルギー設備の生産に使用された部品、スペア部品、原料への優遇税制
- b. 省エネルギー設備の生産に使用された部品、スペア部品、原料への地方税の減・免税
- c. 省エネルギー設備の生産に使用された部品、スペア部品、原料への特惠関税
- d. 省エネルギー設備の生産に使用された部品、スペア部品、原料への低金利融資

(11) 監査費用の補助 (21 条)

パートナーシップで政府が支援するエネルギー監査の企業へのインセンティブは年間 6000 toe 以上のエネルギー使用者だけでなく、省エネルギーに成功した 6000 toe 未満のエネルギー使用者にも与えられる。

(12) ディスインセンティブ (22~27 条)

以下のディスインセンティブがエネルギー管理を通して省エネルギーを実施しない 6000 toe 以上のエネルギー使用者に対して大臣、州知事、県知事、市長が各自の権限に応じ課される。

- a. 書面による警告 Written warning
- b. マスメディアでの公表
- c. 罰金
- d. エネルギー供給の削減

書面による警告は 1 ヶ月の猶予を持って、最高 3 回まで出される。3 回の警告を受けたエネルギー使用者の名前が、大臣、州知事、県知事、市長が各自の権限によりマスメディアをとおして公表される。エネルギー利用者の名前がマスメディアで公表されてから 1 ヶ月以内に省エネルギーが行なわれない場合、浪費したエネルギーの 2 倍に相当する罰金が課される。罰金は法に基づき国庫、地方庫に納付される。罰金が課されてから 1 ヶ

月以内に罰金を支払わない場合、大臣、州知事、県知事、市長が各自の権限に応じエネルギー供給の削減を決定する。エネルギー供給の削減に係わらず、利用者は引き続き罰金の義務を負う。

(13) 指導と監督 (28 条)

中央・地方政府はそれぞれの権限の下に指導と監督を行なう。指導に関しては、

- a. 教育訓練
- b. 技術指導
- c. 啓蒙
- d. 印刷媒体、電子媒体、フォーラム、展示会による情報の提供
- e. 省エネルギーの研究開発行動の促進と強化

監督に関しては、

- a. エネルギー管理者の指名
- b. 省エネルギープログラムの策定
- c. 定期エネルギー監査

中央政府による指導と監督に必要な費用は国家予算によって賄われ、地方政府による指導と監督に必要な費用は地方予算によって賄われる。

法の実行上の問題点は、実行のための必要な省令がまだ定められていないことである。これは以下の詳細が省令に分離して示されることだからである。

- a. 省エネルギープログラムと報告手順の作成
- b. エネルギー利用施設におけるラベリングのステップ、手順、種類
- c. 政府の財政支出により行われるエネルギー監査の実施を承認される条件と基準
- d. ディスインセンティブの手順

年間 6000 toe のエネルギーを消費する使用者の事業所では、エネルギー管理者を任命する必要があるが、エネルギー管理者の任命は開始されていない。さらに、エネルギー管理者の任命権は、中央・地方政府にあるが、任命基準が相違しており、今後すり合わせが必要である。

2.3.2 日本やタイにおける省エネルギー制度との比較

前節では、インドネシアの省エネルギー制度の概要について分析を行ったが、本節では、インドネシアの近隣諸国 (ASEAN 諸国) 中で、最も省エネルギー制度が進捗しているタイと日本の省エネルギー制度と比較検討することとする。表 2.3-1 に 3 カ国の省エネルギー制度について比較・整理を行った。

(1) インドネシアのポジション

インドネシアは 2.3 億人、タイは 6700 万人、日本は 1.3 億人の人口で、インドネシアはタイの 3.4 倍の人口を有している。インドネシアの GDP は約 2300 億ドル (2000 年価格) で、1740 億ドルのタイよりも 1.3 倍多い (日本の GDP はインドネシアの約 22 倍)。GDP 当たりの一次エネルギー消費は 593 toe/百万 US\$ で、タイの 493 toe/百万 US\$ の 1.2 倍である (日本はインドネシアの 1/6)。インドネシアとタイのエネルギー消費量がほぼ同じである。

(2) 省エネルギー政策

第 2 次石油危機直後の 1979 年に日本では省エネルギー法を制定したが、タイでは 1992 年に同様の法律、インドネシアでは 2009 年に制定された。タイ、インドネシア両国の省エネルギーに関する法制度には、我が国の制度を参考に行っている点も多い。

1) エネルギー管理指定工場

エネルギー管理に従い会社が実行した主な項目は、「エネルギー管理者の指名」、「中長期省エネルギー計画の作成」、「エネルギー使用年次報告書」で、これらは 3 カ国共通である。エネルギー管理指定工場の規模は日本が 1387 toe/年、タイが 478 toe/年、インドネシアが 6000 toe/年と設定している。両国と比較した場合、インドネシアの基

準は、指定工場のエネルギー消費規模の下限値が相当程度、緩いように見られ、対象企業の数も少ないと考えられる。この結果、エネルギー管理の目的（省エネルギーの実行）から鑑みて再検討の余地もあると考えられる。しかし、インドネシアの現状を考えると、まず省エネルギー制度の定着を優先すべきで、その対象基準は、実際に達成されたレベルに応じて規則を逐次強化していくという手法も存在する。初期の段階で、エネルギー消費の定量的評価が不十分で、省エネルギー管理の方法に制約がある場合には、制度導入にあたっては行政上の効率性を重視する必要があるだろう。

2) インセンティブとディスインセンティブ

表 2.3-1 に示す通り、各国とも省エネルギーの実施においては、その達成度の評価（成功基準）を行い、エネルギー使用者に対し、目標達成に関するインセンティブとディスインセンティブが設定されている。インセンティブに関しては 3 カ国ともほぼ同じような規定であり大差がないと言えるが、ペナルティについては各国間でやや異なる。

評価基準に関して、日本とタイは、使用者自身の創意工夫と自発性に基づく活動を尊重しており、目標未達の場合、ペナルティ実施よりもその到達度（改善幅）の観点から対処する傾向が強い。一方、インドネシアの省エネルギー法は、条文に示されるとおり、エネルギー監査の実施と、監査結果に基づき策定される省エネルギー計画を、使用者の自主性というよりは、半ば政府主導で強制的に策定を義務づけられる側面を有しており、省エネルギー目標についても、エネルギー原単位の数値を明確に設定して、その目標達成の履行を強いるスタイルとなっている。従って、未達の場合の厳しい制裁（公表、罰金、エネルギー供給削減）が課される形となる。

このように、目標設定やその履行に関しては、当該国の宗教的・文化的な背景もあるので、単純に優劣の評価を述べることは難しい。

表 2.3-1 3カ国の省エネルギーに関する法律の比較

項目1	項目2	インドネシア	日本	タイ
基本データ (2007)	人口	226百万人	128百万人	67百万人
	国内総生産	2,330億US\$ (2000年基準)	5兆2,060億US\$ (2000年基準)	1740億US\$ (2000年基準)
	一次エネルギー 総供給	138百万toe	514百万toe	86百万toe
	国内総生産 1単位当たり 一次エネルギー 総供給	593 toe/百万US\$	99 toe/百万US\$	493 toe/百万US\$
法律	名前	省エネルギー規則	エネルギーの使用の合理化 に関する法律	省エネルギー促進法
	公布年	2009	1979	1992
	施行年	2009	1979	1998
エネルギー 管理工場の 対象	エネルギー 消費量	≥6,000 toe/年	≥1,387 toe/年	>478 toe/年
エネルギー 管理	主な内容 (エネルギー 利用)	①エネルギー管理者の指名 ②省エネルギープログラムの 策定 ③定期的なエネルギー監査 の実施 ④エネルギー監査での改善 勧告の実施 ⑤毎年省エネルギーの実施 状況の報告	①エネルギー管理者の指名 ②中長期計画の策定 ③毎年エネルギー使用状況 の報告 ④エネルギー使用の合理化 の促進	①エネルギー担当責任者の 氏名 ②省エネルギー目標・計画の 策定 ③エネルギーの生産・消費・ 管理状況の報告 ④省エネルギー目標・計画の 達成のための省エネルギー 実施・エネルギー利用の監 査・分析
省エネルギーの 成功基準	対エネルギー 使用者	①特定のエネルギー消費及 び/或いは ②エネルギー消費弾性値 ^e	①中長期(3~5年)の年平均 で1%以上のエネルギー消費 原単位の削減	①省エネルギー目標・計画の 達成のための省エネルギー 実施・エネルギー利用の監 査・分析
インセンティブ	エネルギー使用者に 対する省エネルギー の促進・支援	①税務便宜 ②地方税の軽減、免除 ③関税便宜 ④低利融資 ⑤エネルギー監査費用の政 府負担	以下については法律には記 載なし ・優遇税制 ・補助金	①追徴金の支払い免除 ②基金からの交付金・補助金 以下については法律には記 載なし ・優遇税制 ・低利融資
ディスイン センティブ (罰則)	エネルギー使用者が 省エネルギーを実施 しない場合	①警告 ②メディアへの公表 ③罰金及び/或いは ④エネルギー供給の削減	①指示 ②公表 ③命令	①罰金

2.3.3 インドネシアのエネルギー監査の現状

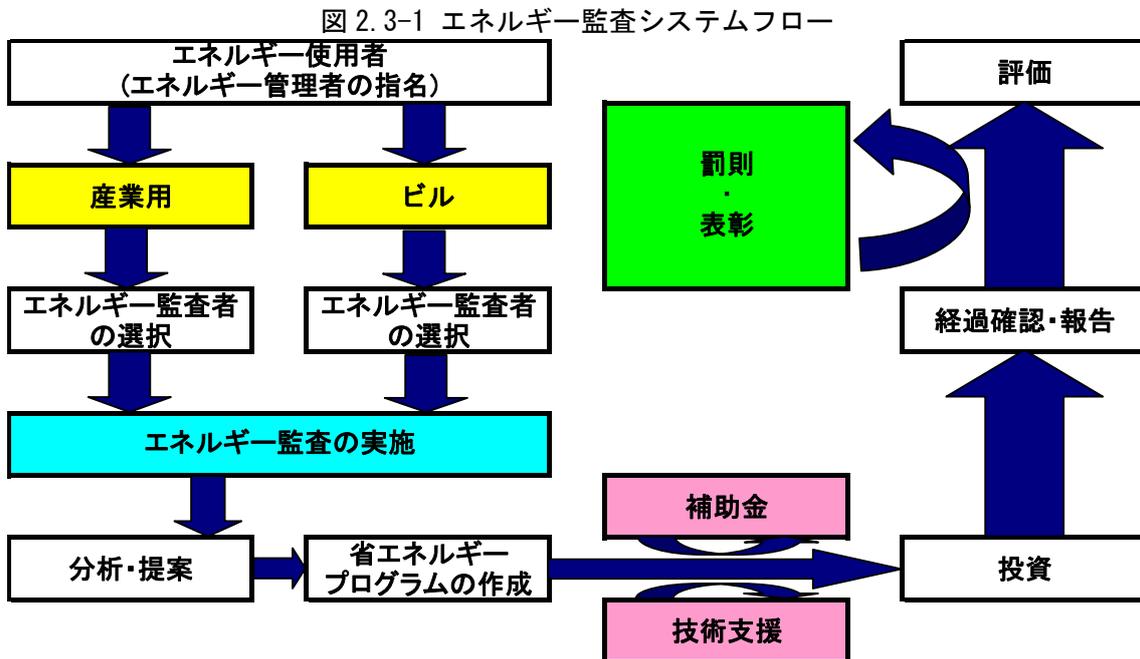
(1) エネルギー監査の法的枠組み

エネルギー監査は、エネルギー利用の現状や省エネルギーのポテンシャルを把握することを目的として、エネルギーを大量に消費する産業部門の事業者や事務所ビルオーナーにおける省エネルギーの推進を支援するために実施されている。インドネシアにおけるエネルギー監査の法的枠組みは、2009年11月に制定された省エネルギー規則に基づいている。

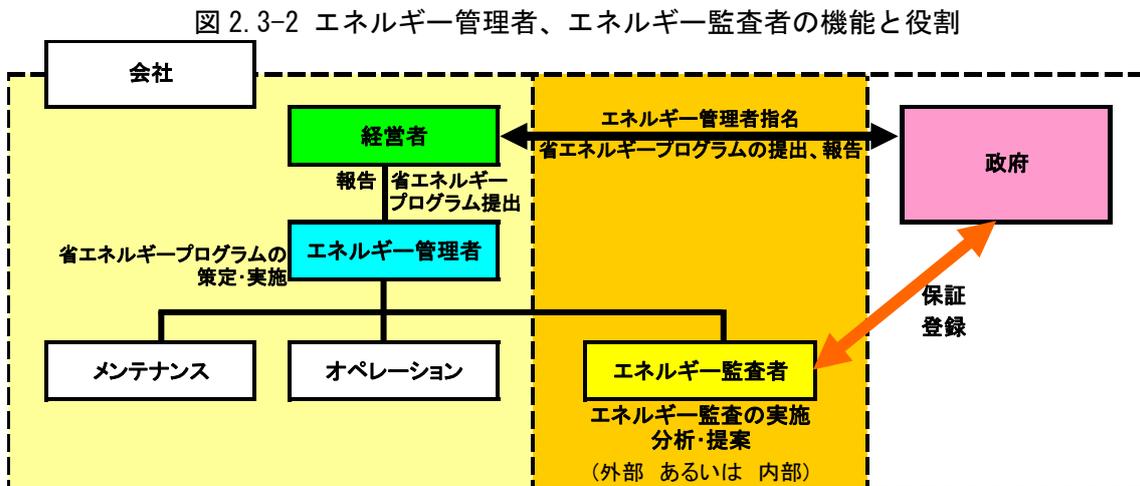
同法第12条と13条では、6000toe以上を消費する事業者や工場について、内部あるいは外部団体によるエネルギー監査が必要で、その監査結果を報告した後、省エネルギーに関する計画を策定する必要がある。この省エネルギープログラムは、政府の承認を得たのち、実施する義務を負う。さらに、エネルギー管理と呼ばれるこの一連の手順を進めるにあたって、省エネルギー全般の管理・指導を、当該事業所で専門的に担うものを、エネルギー管理者として選任することを要求している。

図 2.3-1 ではエネルギー監査の実行手順のフローを、図 2.3-2 では、省エネルギーの推進における、エネルギー管理者やエネルギー監査者の機能と役割を示した。現時点では、政府は、エネルギー管理者の資格認定や教育制度を準備中であり、資格を有したエネルギー管理者は、まだ選任されていない。他方で、エネルギー監査者は、既に政府が実施しているエネルギー監査プログラムにおいては、多数のエネルギー監査機関が参加

して、省エネルギー投資の計画について重要な役割を果たしている。



出所：「Regulation No. 70 November 2009」（省エネルギー規則）



出所：「Regulation No. 70 November 2009」（省エネルギー規則）

(2) エネルギー監査の費用と結果

省エネルギー規則に定めるエネルギー監査制度の導入・定着は今後の課題であるが、これに先行して暫定的ではあるが、日本を含む海外の財政支援のもとに、エネルギー監査プログラムの費用を政府予算に計上して、2006年以降、導入が進められてきた。表 2.3-2 はインドネシアにおける過去のエネルギー監査の結果を示している。表中の実績は、省エネルギー投資が実施された後に、実際に測定して評価された省エネルギー量を示す。

表 2.3-2 過去のエネルギー監査の結果

		政府により実施されたエネルギー監査							
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
件数		11	9		32	200		9	32
省エネルギー量 (toe/件)	ポテンシャル	562	141		109	223		73	
	実績	246	135		81	132		実施中	
省エネルギーメリット (百万Rp/件)	ポテンシャル	4,233	767		1,263	1,445		595	
	実績	1,850	911		622	844		実施中	

出所：MEMR 資料から作成

注：2003年と2004年のエネルギー監査は PLN の予算で実施され、2005年は未実施。2008年は、予算承認が遅れ、エネルギー監査者の公開入札が間に合わず、エネルギー監査が実施できなかった

(3) 省エネルギーポテンシャルの評価

2007年から2009年にかけて、政府のエネルギー監査の多くを手がけたインドネシアのコンサルタント会社である EMI¹³のエネルギー監査報告（工場 20 件と事務所ビル 30 件）に基づき、より詳細な検討を行い、その結果を表 2.3-3 と表 2.3-4 に整理した。

これによれば、12 の工場が年間 6000 toe 以上のエネルギーを消費している一方、事務所ビルについてはこれを超えるものはなかった。工場については、20 件のうち 70%が省エネルギーのポテンシャルが 10%未満で、全体の平均でわずか 2.2%にすぎなかった。

事務所ビルについて、全体で 18.1%の省エネルギーのポテンシャルとなっており、妥当な省エネルギー水準を示しているように思われる。エネルギー消費の大部分はエアコン、照明、エレベータ、送風機、ポンプといった電力が占めており、その省エネルギーの評価方法も適切であると考えられる。

表 2.3-3 ビルの各部門別の平均省エネルギー割合の比較

	ビル数	1件あたりの延床面積 (m ²)	エネルギー消費量 (toe)	省エネルギーの割合
商業用	8	48,605	838	17.8%
政府用	7	9,188	52	29.0%
病院	10	21,253	310	15.3%
ホテル	2	18,717	363	14.0%
公用	3	26,188	103	44.7%
合計	30	26,374	386	17.8%

出所：EMI 資料から作成

一方、工場の省エネルギーのポテンシャルが 2.2%にすぎないのは、省エネルギーポテンシャルの評価対象や項目が十分でないのが原因と判断される。まず工場ではボイラや加熱炉など熱需要が大きいのが一般的であるが、そうした熱利用に関する省エネルギーの分析評価がなされていないこと、第二に、生産プロセスと関連する高度な省エネルギーについて分析が十分なされていないようである。1 件あたりの消費エネルギーは事務所ビルよりもはるかに大きいので、工場での省エネルギーが本格的に進んでいけば、単なるエネルギー管理の手法改善から、先進的な省エネルギー技術が生産プロセスに導入される段階に移行することから、政府の支援が重要になってくると思われる。

¹³ EMI の正式名称「PT Energy Management Indonesia (Persero)」。インドネシアでエネルギー監査を実施している法人である。

表 2.3-4 産業用の各部門別の平均省エネルギー割合の比較

	件数	年間エネルギー消費量 (toe/件)	年間省エネルギー量 (toe/件)	省エネルギーの割合
鉄鋼	6	15,300	245	1.6%
繊維	13	5,473	155	2.8%
その他	1	378	110	29.1%
合計	20	8,166	180	2.2%

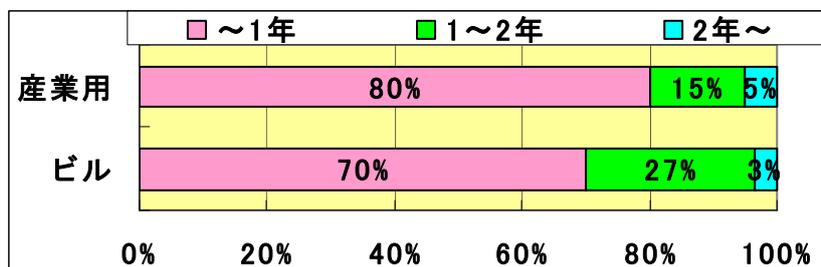
出所：EMI 資料から作成

(4) 省エネルギー投資の採算性と市場ポテンシャル

省エネルギーをどのように進めるかはエネルギー監査の実施とその結果の分析が出発点となる。特に設備の改造やリプレスを伴う場合は、企業のオーナーにとって、省エネルギー投資の採算性、すなわち投資回収期間は重要な決定要因となる。

前述の監査結果 50 件について、事務所ビルでの電気料金は 850 Rp/kWh、工場での電力料金は 622 Rp/kWh と仮定して試算を行い、各々の投資回収年数を 3 つのグループに区分したのが、図 2.3-3 である。1 年未満が工場で 80%、ビルで 70% と圧倒的に多い。金利が高いことや資金の借り入れの制約のため、投資を短期に回収する必要があることを示している。また、前述したように、省エネルギー投資の中身が先進技術による大掛かりな投資の段階に至らない、比較的低コストで済む投資の水準にあるとも言える。残念ながら、投資の選択基準となる、金融面での問題と省エネルギー技術の水準を、これらのエネルギー監査結果からは区分して論じることはできなかった。

図 2.3-3 投資回収年数



出所：EMI 資料から作成

エネルギー監査によって提案された省エネ方法を分析すると、対策はデマンドサイドマネジメント、操業管理、小規模な投資による機器の交換である。

日本では、省エネルギー活動は、初期の段階では、石油の価格高騰に対する短期的な視点からプロセス管理・操業管理から始まり、次に設備のリプレイスという段階に移行した。しかし、石油の高価格が持続するとわかると、省エネルギー活動は、長期的な観点から、プロセスの改造や新設備の導入を伴う投資へとシフトしていった。したがって、インドネシアにおいても、いずれ需要家の努力による初期段階が終了し、プロセス自体の改善を実施する段階に達する。当然、設備のリプレイスなど投資額が大きくなるので、政府の支援が重要になる。

第3章 セメント産業・鉄鋼産業の現状と省エネルギー投資について

インドネシアにおけるセメント産業は、他のセクターと比較して寡占的な体制が成立しており、競争力も高くエネルギー効率は高い。また国際比較においても、トップクラスに次ぐ水準に位置する。従って、更なる省エネルギーを推進するには、大規模な投資による先進的な技術導入が必要となる。一方、鉄鋼産業はセメント産業と異なり、小企業から大企業に至るまで、競争力の異なる多くの企業が共存する構造となっている。特に、大企業と中小企業間のコスト競争力やエネルギー効率については格差が大きく、省エネルギー対策についても、セメント業界同様、大規模な省エネルギー投資を行う企業がある一方で、エネルギー管理体制の確立など初歩的なエネルギー効率改善が必要な企業まで千差万別である。

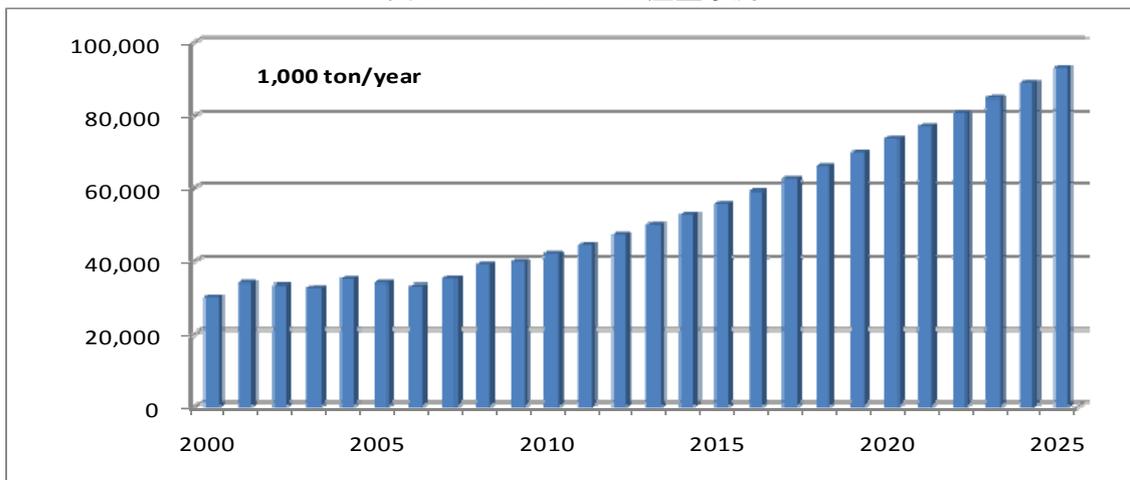
3.1 セメント産業

3.1.1 産業構造

(1) 生産量の見通し

セメント産業は内需主導の成長産業であることから、生産量は、2010年から2025年にわたり、年平均で約5%の伸びを示し、2008年の3900万トンから2025年には9000万トンまで増加する見通しである。設備増強投資は、最新鋭の設備が導入されることになるので、ストックベースのエネルギー効率は自然と上昇する。

図 3.1-1 セメント生産量予測



出所：「Cement Association of Indonesia」を参考にして作成

(2) 産業構造

表 3.1-1 に示すように、セメント業界は、国営企業グループであるグレシックグループ¹⁴ (3つの企業から構成される)、民間企業グループであるホルシム (スイス) とインドセメント (ドイツ) の3グループによる寡占となっており、この3グループで国内市場の約90%を占める。価格やシェア競争は熾烈を極めるが、セメント産業の財務体質は良好である¹⁵。図 3.1-2 にセメントの基本製造プロセスを示した。

¹⁴ 政府は、国営の3企業を合併させ、国内市場において、2つの競争力のある企業に対抗できる、強力なリーダーシップを持つ国営企業を誕生させた。

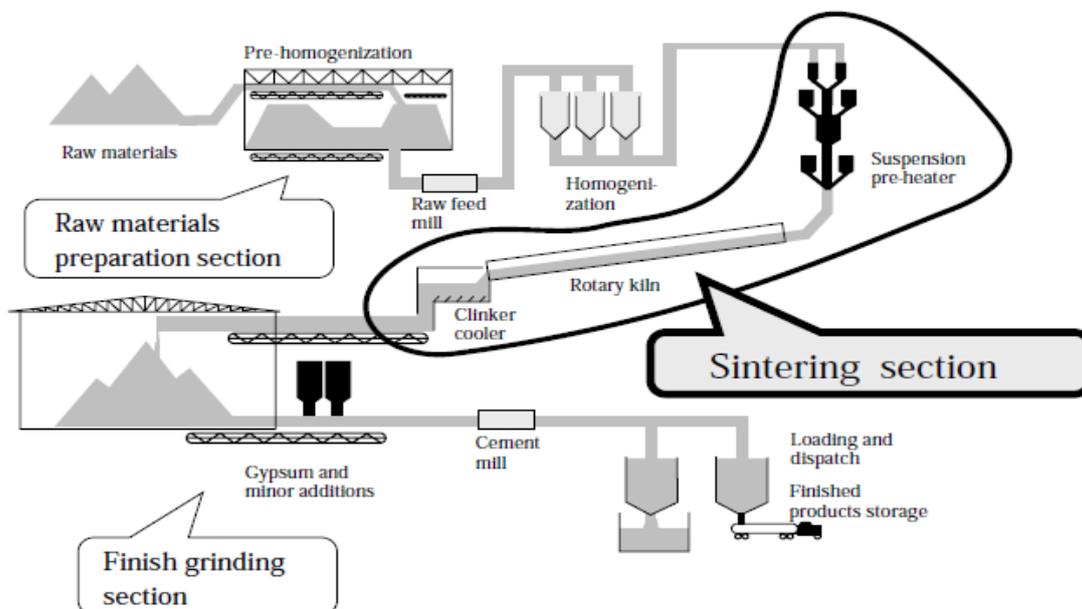
¹⁵ グレシックグループのセメン・パダン社の財務レポート (2008年) によれば、該社の ROE は前年比 2.2% 増の 31.2%、ROA は前年比 1.4% 増の 20.5% となっている。

表 3.1-1 セメント産業における生産能力と需給バランス (2008)

	操業開始	主な保有者	工場の場所		プラント数	2008 (1,000 t/y)									
						生産能力		生産量		輸出		国内向け		国内販売	
						セメント	クリンカ	セメント	クリンカ	セメント	クリンカ	クリンカ	クリンカ	セメント	シェア
Semen Gresik Group															
PT Semen Padang	1910	政府 51% (1995)	Padang	West Sumatera	4	5,900	5,000	5,840	5,289	895	0	5,289	0.91	5,124	13.4%
PT Semen Gresik	1957		Gresik	East Java	3	8,600	6,600	8,875	7,550	0	0	7,550	0.85	8,351	21.8%
PT Semen Tonasa	1968		Pangkep	South Sulawesi	3	3,500	3,320	3,456	3,359	0	0	3,359	0.97	3,180	8.3%
(小計)						10	18,000	14,920	18,172	16,198	895	0	16,198	0.89	16,655
PT Holcim Indonesia	1975	Holcim 77% (Switzerland)	Cileungsi	West Java	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			Cilacap	Central Java	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
					3	8,500	7,800	5,808	5,969	537	1,045	4,923	0.85	5,373	14.0%
PT Indocement Tungal Orakarasa, Tbk	1975	HC Indocement GmbH 65% (2001) (Hiedelberg Cement)	Citeureup	West Java	6	11,900	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			Cirebon	West Java	2	2,600	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			Tarjun	South Kalimantan	1	2,600	-	-	-	-	-	-	-	-	-
					9	17,100	14,800	12,544	12,773	111	2,226	10,546	0.84	12,324	32.1%
3グループ小計					22	43,600	37,520	36,524	34,940	1,543	3,272	31,668	0.87	34,352	89.6%
PT Semen Baturaja	1980	政府 100%	Batu Raja	South Sumatera	1	1,250	1,200	1,050	1,002	0	0	1,002	0.95	1,063	2.8%
PT Semen Andalas	1982	Cemntia Holding AG 88%	Lhok Nga	Ache	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,551	4.0%
PT Semen Bosowa	1999	インドネシア企業 100%	Maros	South Sulawesi	1	1,800	1,710	1,349	1,333	118	58	1,275	0.95	1,358	3.5%
PT Semen Kupang	1984	政府 100%	Kupang	Timor	1	570	300	24	26	11	0	26	1.05	21	0.1%
その他					3	3,620	3,210	2,423	2,361	129	58	2,303	0.95	3,993	10.4%
合計					25	47,220	40,730	38,947	37,301	1,672	3,330	33,971	0.87	38,345	100.0%

出所: GTZ 「ROAD MAP PENANGANAN PERUBAHAN IKLIM SEKTOR INDUSTRI」, 2009、太平洋エンジニアリング (NEDO) 「Energy Audit Report」 2007、Indonesian Cement Association 等資料より作成

図 3.1-2 セメントの製造プロセス



3.1.2 エネルギー効率

(1) エネルギー原単位

セメント1トンあたりのエネルギー消費量は3972MJ¹⁶であり、日本の3444MJの約1.15倍である。したがって他のアジア諸国や欧米諸国と比較して、インドネシアのエネルギー効率は比較的高い¹⁷ことが分かるが、これはインドネシアのセメント産業がかなりのレベルで近代化されていることを示している。

したがって、エネルギー効率の大幅な改善は期待できないが、二酸化炭素の排出量を削減する¹⁸という観点からは、以下の3つのオプションは非常に効果大きい。ただし、こうした投資はコストが高く、投資採算性という点では制約も大きい。

1) 代替燃料

キルンにおける石炭とバイオ燃料の混焼（重量ベースで25%混合）

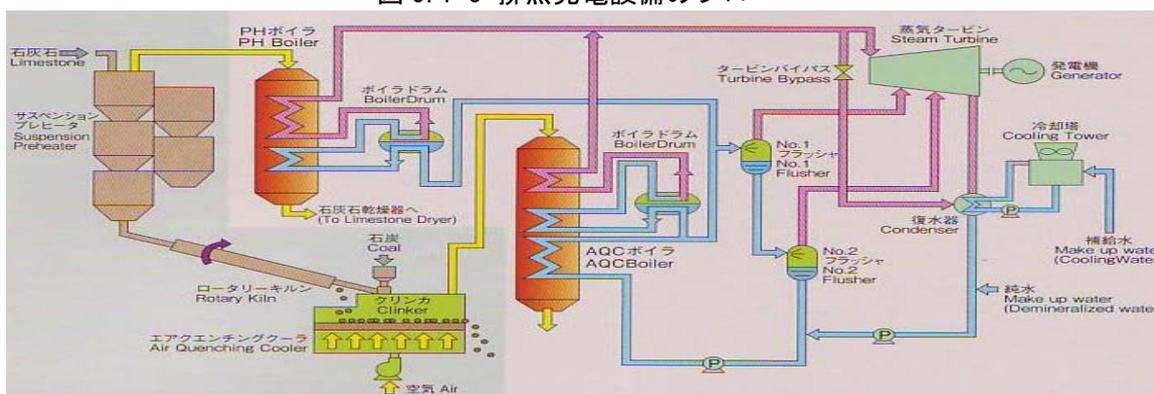
2) 混合セメント

クリンカーの代替（Clinker Factor: CF¹⁹=0.87（現状）から0.75に減らす）

3) 排熱発電設備（排熱回収による自家発電）

全電力量のうち自家発電比率について経済性を考慮すると、キルンから回収される排熱を利用した自家発電は、全消費電力のうち約20%となる。図3.1-3は排熱発電設備の基本的なフローを示した。

図 3.1-3 排熱発電設備のフロー



3.1.3 省エネルギー投資と二酸化炭素削減効果

(1) 省エネルギー投資

先にあげた3つの技術オプションをもう少し説明すると、まず第1が代替燃料であるが、これは、キルンを焼成するために石炭を利用することから、石炭とバイオマスの混焼に転換することである。第2の混合セメントであるが、これは、セメントは基本的にはクリンカーから作られるが、このクリンカーの量を減らして、その代わりに、灰やス

¹⁶ 日本セメント協会のウェブサイト（2005年の数字）

¹⁷ 2007年のNEDOのエネルギー監査（太平洋エンジニアリングが実施）の数字であるが、最近、セメン・パダン社を訪問してヒアリングした数値とはほぼ同じ値である。一方、GTZ（ドイツ）による2009年の報告書では、1トンあたりのCO2排出量は2005年時点で0.921トンであった。今回、我々調査団がセメン・パダン社を訪問して得られた第4ユニット（Indarung4）の原単位は3280MJであったが、この値は2005年の日本の業界平均値を上回っている。

¹⁸ 一般的には、バイオマスの燃焼効率は石炭のそれより低い。しかし、CO2排出量という観点からは、逆に低くなる。なぜなら、バイオマスの燃焼による二酸化炭素排出量は0カウントという定義になっているからである。

¹⁹ セメント1トンを製造するために必要なクリンカー量（トン）

ラッジを混ぜて代用とする。最後に排熱発電設備があるが、電力会社からの電力の購入を減らすことは二酸化炭素の排出量を削減することに繋がる。しかし、化石燃料を燃焼させて自家発電することにより購入電力を減らす場合には、逆に、国全体で二酸化炭素の排出量が増加する可能性がある。ただし、排熱を回収して発電をする場合には、確実に二酸化炭素を削減することができる。

この3つの技術オプションの導入する際の評価として、表3.1-2に示すように、1)他国での使用例、2)技術を利用する際の外部的な制約、3)セメント産業以外のセクターへの適用可能性、4)費用対効果といった項目がまずリストアップされよう。

まず他国での使用例についてであるが、いずれも海外（インドネシア以外）において広く成功例が存在しており、また一部には、インドネシアでも適用されている。次に、他セクターへの適用可能性であるが、バイオマスと石炭の混焼や排熱発電といったオプションは、他セクターにおいてもその実用例は多い。一方、混合セメントについては、当然のことながら、セメント産業内での特殊な例に留まる。

技術を選択する際の外部制約についてであるが、石炭とバイオマスの混焼の場合は、バイオマスを調達するためのインフラ整備が必要となる（例えば、バイオマスを生産し、収集し、輸送する）。混合セメントの場合も、原料の調達にはいくつかの制約が存在する（例えば、アッシュ・フライの輸入禁止など）。したがって、セメント産業の外部にいる関係者との様々な調整やコスト上の負担について議論が必要となる。最後に、排熱発電設備の技術は、未利用の回収可能な排熱が存在する限り、セメント産業の外部との調整はほとんど必要としない独立した技術として存在する。

最後に、費用対効果についてであるが、バイオマスとの混焼は、インフラ整備のコストがどの程度となるかに大きく依存している。排熱発電設備は未利用の排熱回収を、経済性の観点から、如何に効率的に行えるかに大きく依存している。インドネシアにおける特殊事情ではあるが、PLNの平均発電コストをかなり下回る値段で需要家に販売されているため、PLNは大きな赤字を発生させており、政府はこの赤字を財政支出により補填している。したがって、こうした事情を斟酌すると、自家発電あるいは、PLNからの購入電力を減らすことは政府財政にとって大きなプラスとなる。とくに、その経済効果という点では、排熱発電設備は魅力的である。

バイオマス混焼や混合セメントについては、インドセメントがCDM事業として取り組んでおり、また排熱発電設備については、NEDOのモデルプロジェクトとして、セメン・パダン社で導入工事が進行中である（図3.1-4参照）。

表 3.1-2 セメント産業の省エネルギー技術

技術オプション	他国での実績	外部の制約	他のセクターへの汎用性	費用対効果 (EIRR)
燃料代替 (バイオマス)	◎	× (供給設備の建設要)	○	△
ブレンドセメント	◎	△ (原料調達の制約)	× (セメント産業特有の技術)	○
排熱発電設備	◎	○ (単独実施可)	◎	◎ (PLNのコスト削減含む)

図 3.1-4 セメン・パダン社のプラントの写真



注：2010年3月現地訪問調査にて撮影

(2) 二酸化炭素削減効果

排熱発電設備において、2025年時点で21万kW²⁰の発電を行うとすると、年間で約146万トン（BAUに対して1.5%相当）の二酸化炭素削減が可能となる。この数字は、表3.1-3で示すように、1)燃料代替のオプションの約480万トン（BAUに対して5.4%相当）、2)混合セメント（原料代替）オプションの約800万トン（BAUに対して9.1%相当）と比較してやや劣る結果となる。しかし、排熱発電設備は、工場外に設置するバイオマス供給のためのインフラ設備を必要としないことを考慮に入れるならば、この削減量であっても十分なレベルと考えられる。

表 3.1-3 バイオマス混焼とブレンドセメントの導入による二酸化炭素削減効果

	年	クリンカ焼成	化石燃料	電力	合計	(BAUとの差)
実績	2005	17,815	10,112	3,321	31,248	-
BAU	2025	45,169	25,639	8,641	79,449	-
Efficient		45,169	23,950	8,072	77,191	-2,827
混焼(バイオマス利用)		45,169	20,133	9,010	74,312	-4,767
ブレンドセメント		40,325	22,889	8,430	71,644	-8,016

出所：GTZ「ROAD MAP PENANGANAN PERUBAHAN IKLIM SEKTOR INDUSTRI」(2009)

3.2 鉄鋼産業

3.2.1 産業構造

(1) 産業構造

基本的には、鉄鋼産業は2つの製鉄（鋼）・圧延一貫体制に分かれる。すなわち大手民間企業グループが条鋼部門を、もう1つの国営企業が鋼板部門を担う分業体制である。表3.2-1に主要な製鋼・圧延企業を示した。図3.2-1に製鉄（鋼）-圧延の基本プロセスを示した。

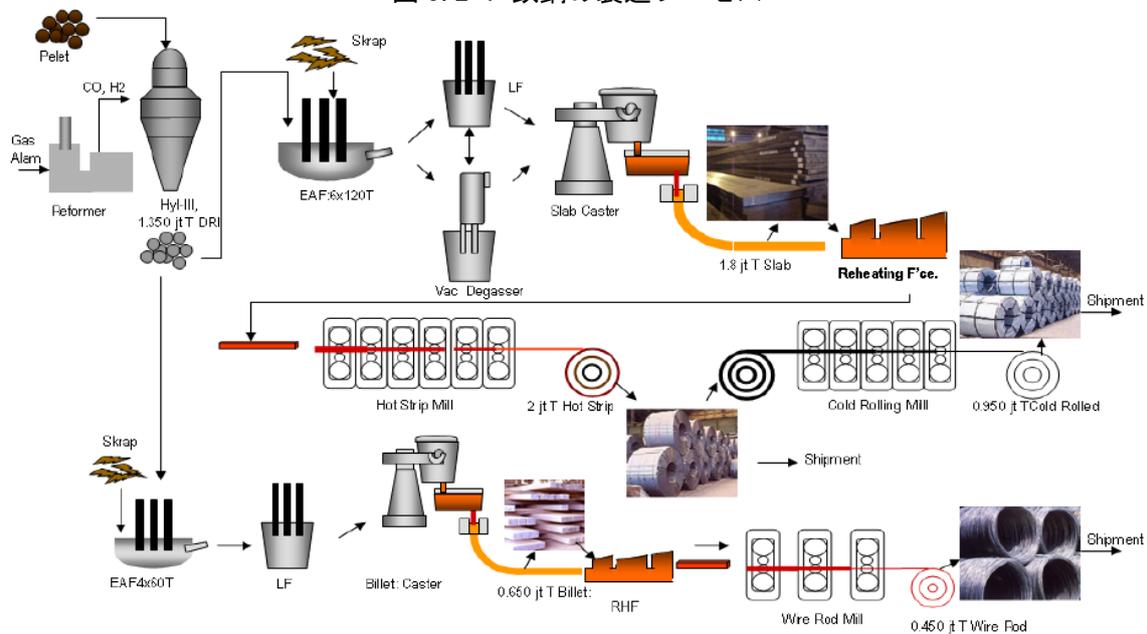
- 1) 国営企業 クラカタウ製鉄所（直接還元炉）
製鉄一貫体制（スラブ・鋼板）
- 2) 民間企業（5大グループ²¹（9企業）、独立系8企業）

²⁰ 1件あたり1万kWの排熱発電が21件

²¹ Master Steel、Jakarta Steel、Mittal Group、Mannungal Steel、Gunung Steel

- スクラップを原料とする電炉による製鋼・圧延一貫体制（ビレット／ブルーム・条鋼）
- 3) 中小の新興企業（18企業）
- スクラップを原料とする誘導炉によるビレット・条鋼の生産

図 3.2-1 鉄鋼の製造プロセス



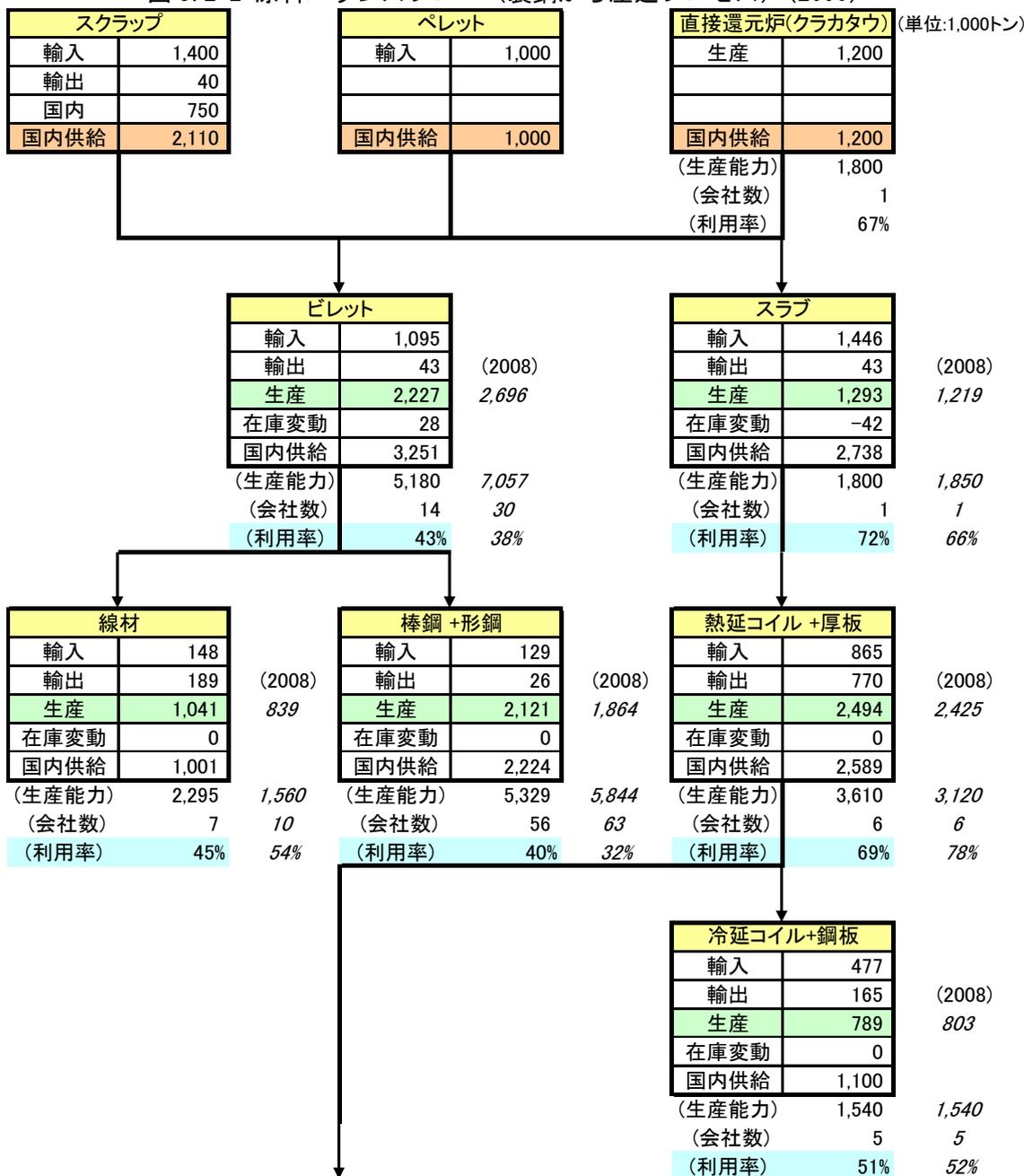
出所：MOI「ROAD MAP MITIGATION APPROACH OF CLIMATE CHANGE IN INDUSTRY」

表 3.2-1 主要な鉄鋼企業（ピレット）

グループ名	No.	会社名	成功能力 (千トン/年)	合計	炉の種類
National Steel	1	Krakatau Steel PT	675	675	電炉・還元炉
Master Steel Group	2	Pangeran Karang Murni PT	403	683	電炉
	3	Pulogadung Steel PT	80		
	4	Kesa Inditama PT	200		
Jakarta Steel Group	5	Jakarta Steel Megahutama PT	300	300	
Mittal Group (India)	6	Ispat Indo PT	700	700	
Mannugal Group	7	Jakarta Cakratunggal Steel PT	420	420	
	8	Budidharma Jakarta PT	0		
Gunung Steel Group	9	Gunung GahapI Sakti PT	300	550	
	10	Gunung Garuda PT	250		
独立系	11	Growth Sumatera Ind PT	330	1,475	
	12	Hanil Jaya Metal Works PT	160		
	13	Inter World Steel Mill PT	65		
	14	Inti General Yaja Steel PT	160		
	15	Jatim Taman Steel PT	200		
	16	Pabril Besi Barawaja PT	40		
	17	Toyogiri Iron & Steel PT	120		
	18	Jakarta Central Asia Steel PT	400		
(小計)			4,803	4,803	
その他	19	Sanex Steel Indonesia PT	150	1,797	誘導炉
	20	Bromo Panuluh Steel PT	125		
	21	Bintang Timur PT	30		
	22	Gramitrama Jaya Steel PT	81		
	23	Manna Jaya Makumur PT	40		
	24	Abadi Jaya Manunggal PT	18		
	25	Tunggal Jaya Steel PT	100		
	26	Citra Baru Steel PT	400		
	27	Central Steel Indonesia PT	200		
	28	Mandiri Union Sejati PT	30		
	29	Asean Profile Indonesia PT	20		
	30	Lautan Steel Indonesia PT	240		
	31	Putra Baja Deli PT	70		
	32	Sms STEEL PT	52		
	33	Indobaja Dayatama PT	86		
	34	Hua Hing Steel Indonesia	86		
	35	Hasil Karya PT	17		
36	SINAR Pembangunan Abadi PT	52			
(小計)			1,797	1,797	
合計			6,600	6,600	

出所：MOI、IISIA 資料をもとに作成

図 3.2-2 原料バランスフロー（製鋼から圧延プロセス）（2006）²²



出所：IISIA「THE INDONESIAN IRON AND STEEL INDUSTRY ASSOCIATION DIRECTORY 2009」から作成

(2) 粗鋼生産の見通し

粗鋼の消費量は経済成長に沿って増加する見通し²³である。しかし、安価な中国製品（半製品及び製品）の国内への流入によって、国内の生産設備の稼働率は低迷している。

(3) 最近の傾向

2006年以來、海外では既に廃棄された老朽設備である誘導炉を利用（インドネシア国

²² 上記の原料バランスフローは JETRO、IISIA、MOI の情報を元に IEEJ で作成したものである。

²³ 2010～2025年の GDP は 7% (ROAD MAP MITIGATION APPROACH OF CLIMATE CHANGE IN INDUSTRY)

内に輸入)して、非常に安価な価格で圧延品を生産する新興企業の数が増加している。これらの新規参入企業が原因で、製鋼能力は約30%²⁴増加した。これにより鉄鋼産業(上流部門)が直面する需給環境は極めて厳しいものとなっており、稼働率低下、供給過剰ならびに激しい価格競争といった圧力に晒されている。当分の間、こうした環境が改善される見通しは少ない。

(4) 結論

鉄鋼市場は、民間の大企業を中心とした比較的競争力のある企業グループと、低コストなる老朽設備と低販売価格を武器にして競争を行う、多くの中小企業のグループが存在する不均一な構造となっている。今回は、電炉をベースとした、製鋼・圧延一貫企業について分析を行うものとする。

3.2.2 エネルギー効率

(1) エネルギー原単位

表3.2-2、図3.2-3によれば、電炉を中心とした鉄鋼・圧延一貫企業におけるエネルギー効率は、エネルギー効率が比較的高いグループと、中程度のエネルギー効率のグループに分かれるが、さらに誘導炉を利用した極めてエネルギー効率の低いグループがこれに加わる。各々のエネルギー原単位は、高効率グループが製品1トンあたり4105MJ、中程度のグループが5470MJ、誘導炉を利用する低効率グループが7512MJとなっており、業界平均は5626MJと推定される。このエネルギー原単位は、日本の3320MJと比較しておよそ1.2~2.3倍の水準であり、極めて低いエネルギー効率となっている。同時に、企業間のエネルギー効率の格差も非常に大きなものがある。

表3.2-2 インドネシアの鉄鋼プラントでのエネルギー消費量と二酸化炭素排出量(2008)

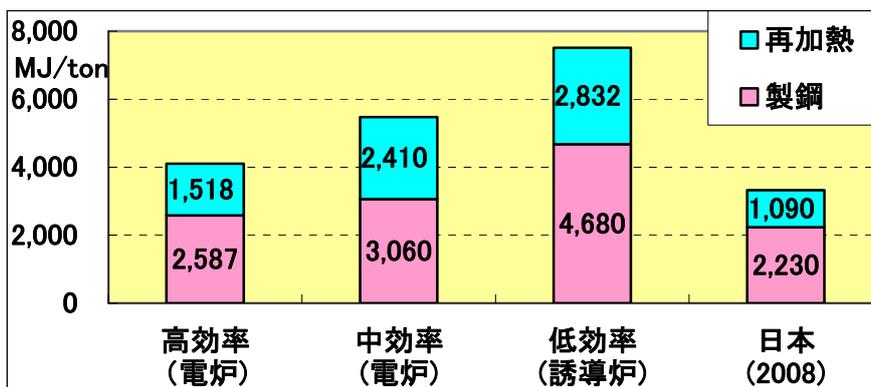
	製鋼					再加熱プロセス					合計	
	石炭	電力	酸素	小計		重油	電力	天然ガス	小計		エネルギー消費量	CO2排出量
				エネルギー消費量	CO2排出量				エネルギー消費量	CO2排出量		
	kg/t	kWh/t	Nm ³ /t	MJ/t	kg-CO ₂ /t	L/t	kWh/t	Nm ³ /t	MJ/t	kgCO ₂ /t	MJ/t	kgCO ₂ /t
高効率(電炉)	15	550	40	2,587	597		80	30	1,518	149	4,105	746
中効率(電炉)		850		3,060	843		100	50	2,410	215	5,470	1,058
低効率(誘導炉)		1,300		4,680	1,290	60	150		2,832	317	7,512	1,606
平均											5,626	1,116
日本(2008)	20	400	50	2,230	464		75	20	1,090	121	3,320	584

出所: MOI の工場監査資料を参考に作成²⁵

²⁴ 主要な鉄鋼企業が加盟しているインドネシア鉄鋼協会(IISIA)によれば、2009年時点で、こうした新規参入企業は18社を数え、その能力は180万トン、条鋼生産能力は約660万トンに達している。

²⁵ 需要家地点の二酸化炭素排出量は、MEMRのデータ情報センター作成のエネルギーバランス表(2008年)に基づいて、IEEJが試算作成した。電力の二酸化炭素排出量には、発電所内の自家消費・送電ロスを含む。

図 3.2-3 インドネシアの鉄鋼プラントでのエネルギー消費量（2008）



注：表 3.2-2 から作成

(2) 省エネルギー技術

エネルギー効率を向上させるには、電炉部門、圧延部門それぞれにおいて様々な改善が必要である。表 3.2-3 には、電炉部門及び圧延部門における代表的な技術オプションとして、製鋼部門では、電炉に搬入する前のスクラップ原料の予熱、酸素吹き込み、レードル炉の予熱など、圧延部門では、ビレット直送圧延や再加熱炉でのリジェネバーナーなどをリストアップした。これらは、いずれも熱効率の向上や熱損失の低減を目指す技術である。

表 3.2-3 製鋼・圧延の省エネルギー技術

	技術オプション	他国での実績	外部の制約	他のセクターへの汎用性	費用対効果 (EIRR)
製鋼	スクラップ予熱	◎	○	× (鉄鋼産業特有の技術)	○
	酸素吹き込み	◎	△ (酸素の調達が必要)	× (鉄鋼産業特有の技術)	△
	レードル予熱	◎	○	× (鉄鋼産業特有の技術)	○
圧延	ビレット直送圧延	◎	△ (生産プロセスの変更要)	× (鉄鋼産業特有の技術)	◎
	リジェネバーナー	◎	◎ (入れ替えのみ)	◎	◎

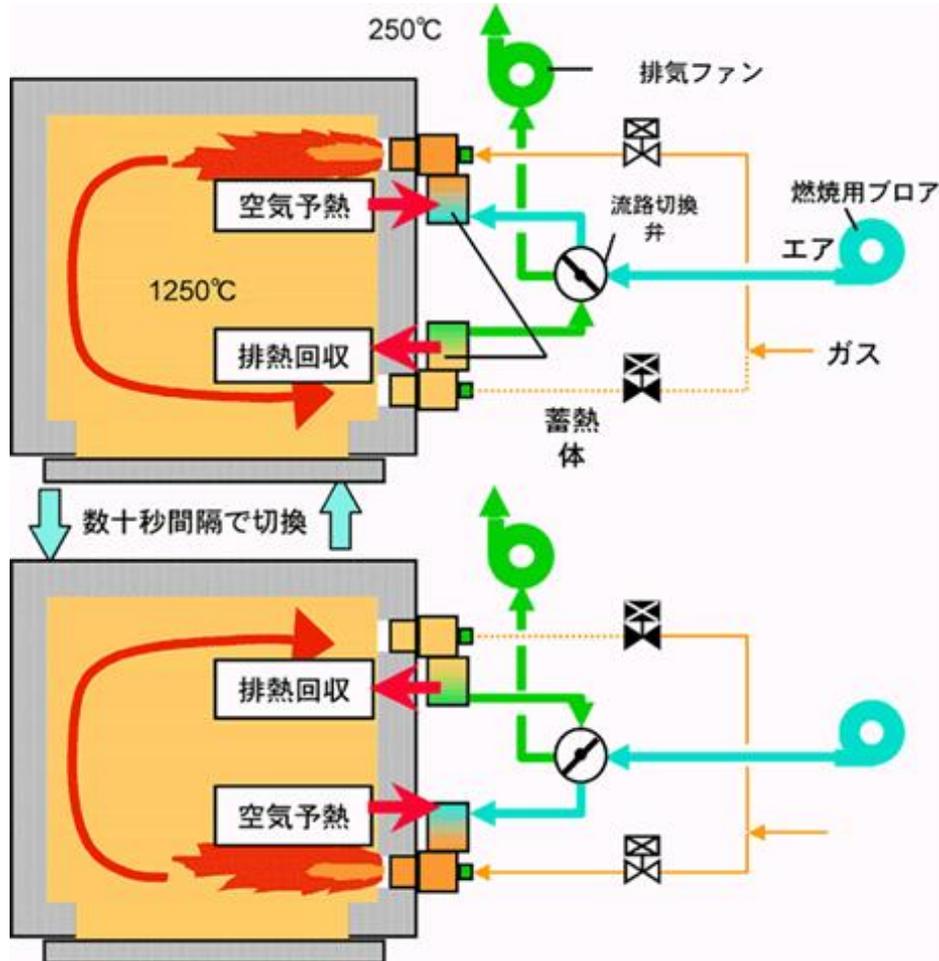
3.2.3 省エネルギー投資と二酸化炭素削減効果

(1) 省エネルギー技術の提案

表 3.2-3 に示された技術は、どれも世界中で採用され高い実績を示しているものである。また他セクターへの適用可能性や投資採算性についても、いずれの技術も優れているが、特にリジェネバーナーの導入は、バーナーの交換など部分的な設備改造に留まり、設備の停止も短期間で済むことから、最も優れた投資といえよう。

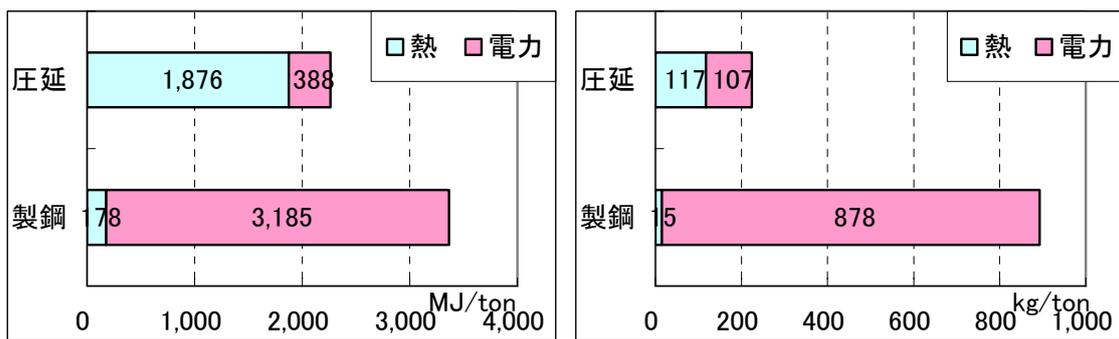
図 3.2-4 にリジェネバーナーの基本概念を図解した。圧延部門に限定すると、エネルギー消費量のうち 83%が熱エネルギーであり、この部分で発生する二酸化炭素は圧延部門全体の 52%を占める (図 3.2-5 を参照)。

図 3.2-4 リジェネバーナーのフロー



出所：大阪ガスホームページ

図 3.2-5 インドネシアの鉄鋼プロセスによるエネルギー消費量と二酸化炭素排出量 (2008)



出所：MOI の工場監査資料を参考に作成

リジェネバーナーの省エネルギー率は 30%以上の効果が期待され、設備の投資回収期間は極めて短い。また高効率工業炉の他産業²⁶への適用性も期待できる。リジェネバーナーの導入対象となる再加熱炉を所有するプラントや企業は大企業から中小にいたるまで

²⁶ 非鉄産業における精錬工程、ガラス製造

多く存在しており、IISIAに加盟する企業は、2006年時点で84のプラントある。リジェネバーナーの導入の場合、バーナーの本数を最小2本から増加させることにより、大企業から中小企業に至るまで様々な設備能力に対して対応可能である。

我々が訪問したグヌン・ガルーダ社では、NEDOのモデルプラントとして、12対のリジェネバーナー（年間、30万トンの製品生産）が導入されているが、ヒアリングの結果では、省エネルギー効果は35%を達成しており、原料の歩留まりや生産効率の向上を含める²⁷と、回収期間は極めて短く約1年にすぎない。

図3.2-6 グヌン・ガルーダ社の電炉の写真



注：2010年3月現地調査時に撮影

(2) 二酸化炭素削減効果

大規模プラントとして、1件あたり12対のリジェネバーナーの導入（年間、30万トンの製品生産）を17箇所、ならびに中小規模のプラントとして1件あたり2対のリジェネバーナーの導入（年間、5万トンの製品生産）を33箇所行うとし、省エネルギー率を30%²⁸と仮定した場合、2025年時点における二酸化炭素削減量は約32.8万トンとなる。

²⁷ 日本においては、NEDO本部や大阪ガスへのヒアリングに加えて、実際の圧延・鋳型工場の訪問・調査を実施した。

²⁸ 2025年時点の圧延量は約860万トン、電炉・圧延部門における二酸化炭素排出量は約510万トンを前提とした。

第4章 省エネルギー投資における補助金とその費用対効果

本章では、第3章で述べたセメント産業及び鉄鋼産業について、各々、排熱発電設備及びリジェネレーターの省エネルギー投資を実施した場合の費用対効果の検討を行う。まず、企業単位で、現行のエネルギー補助金を前提として、投資採算性を確保するにはどの程度の政府による助成が必要なのかを把握する。次に、インドネシア全体の観点から、エネルギー価格の補助金と省エネ投資の補助金の比較検討を行い二酸化炭素削減と財政上のメリットについて評価を行うこととする。

4.1 費用対効果算出の条件

(1) 借入金利

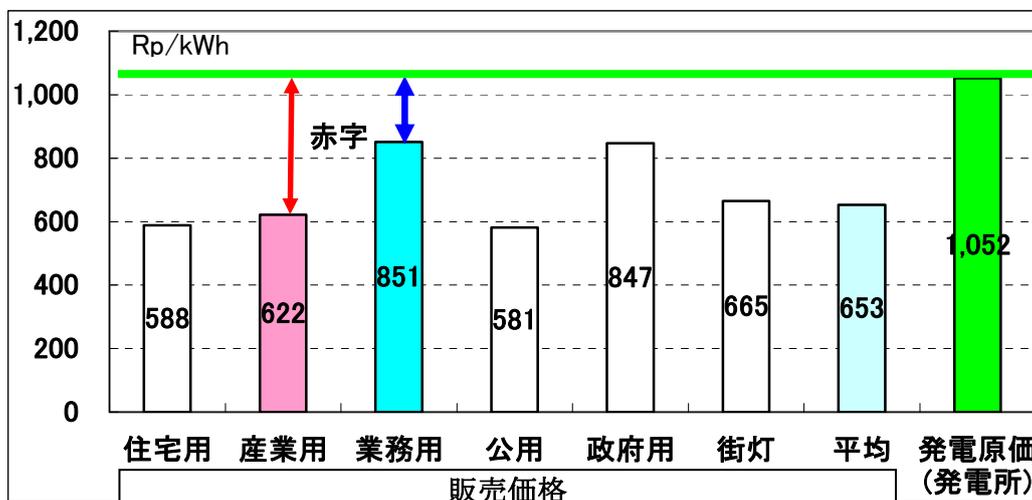
銀行からの借入金利は、最大借入期間5年で、およそ15%（2008年のインフレ率11%）であることから、リスクを考慮するならば、投資の採算性を確保するには、内部投資収益率（以下、IRR）で20%を超える必要があり、実際には、優良企業にとってもこの水準を超えるのは中々難しい。しかし、本調査においては、投資採算性の目安として、「IRRで20%を超える」ことを基準とした。

(2) エネルギー価格

1) 電力価格

通常は、電力は発電コスト（送電端）よりも高い値段で販売されるべきである。しかし、PLN（国営電力公社）は、現在、図4.1-1および表4.1-1で示すように、すべての需要家向けに対して、逆ザヤで販売されている。それがゆえに、PLNは膨大な赤字を発生させており、政府は財政支出によって、その赤字を補填している。

図 4.1-1 部門ごとの PLN の電力単価



出所：PLN「PLN Statistics 2008」

表 4.1-1 部門ごとの平均電力販売単価（2008）

単位:Rp/kWh

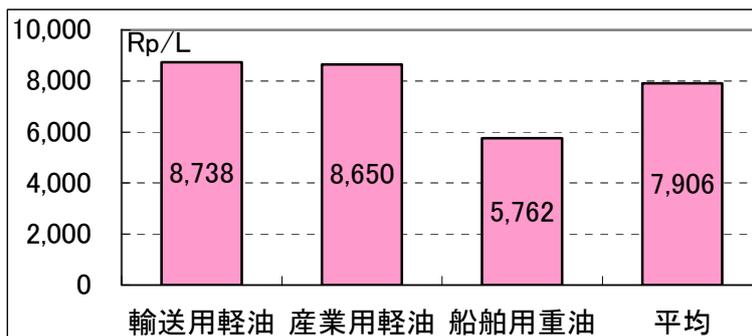
	住宅用	産業用	業務用	公用	政府用	街灯	合計
ジャワ島以外	585	643	838	585	914	662	665
ジャワ島	588	629	842	580	800	661	650
インドネシア	588	622	851	581	847	665	653

出所：PLN「PLN Statistics 2008」

2) ガスおよび石油製品価格

各産業向けの石油製品価格に対する補助金はすでに廃止されており、現在は、シンガポールの石油製品市場 (Mean of Platt's Singapore:MOPS) に連動している。製品別の価格は図 4.1-2 に示す。天然ガスの価格²⁹は、補助金のおかげで、石油価格に対してカロリーベースで約 5 分の 1 の価格となっている (表 4.1-2)。この結果、天然ガスへの転換が非常に有利だと考えられるが、幹線パイプラインの敷設などインフラ上の制約が大きく、現状では大都市の一部や工業団地など供給が限られている。

図 4.1-2 石油製品価格 (2008)



出所: PLN 「PLN Statistics 2008」

表 4.1-2 産業用の国内エネルギー価格の比較 (2008)

	価格		熱量		単価(Rp/MJ)
	価格	単位	熱量	単位	
輸送用軽油	8,738	Rp/L	9,006	kcal/L	231.8
産業用軽油	8,650	Rp/L	9,006	kcal/L	229.5
船舶重油	5,762	Rp/L	9,341	kcal/L	147.4
天然ガス	1,029	Rp/m3	9,800	kcal/m3	25.1
石炭	489	Rp/kg	6,139	kcal/kg	19.0

出所: PLN 「PLN Statistics 2008」

(3) 政府の財政支援策

エネルギー多消費セクターにおける省エネルギー投資はその効果が大きい、投資額が大きいこともあって投資のリスク³⁰も存在する。さらに、当初計画された省エネルギー額は、企業を取り巻く市場環境³¹の変化により製品価格や生産量が減少してしまい、実現できない可能性がある。こうした理由から、省エネルギー設備の導入に際しては、事前に、エネルギー監査を含む十分な検討が必要となる。また導入後は設備の維持・運転に十分なノウハウと能力が要求される。そこで、政府が財政支援を行う場合には、前もって、支援を受ける当事者が、省エネルギー投資を実行し、その投資効果を十分に達成できるように、十分な監督と指導を必要とする。従って、政府と企業間の調整は、相対で、個々の案件ごとに、投資対象案件をレビューし協議を行った上で実行するというパターン

²⁹ 日本の場合では、都市ガス価格は石油製品価格の 1.2 倍程度である

³⁰ 排熱発電や高効率工業用バーナー (リジェネバーナー) は日本を含む多くの国々で導入されている技術である。インドネシアにおいて導入されている NEDO のモデルプラントはこうした技術を利用したものであることから、上述したリスクは比較的低いと考えられる。

³¹ 投資を行う企業や融資を行う金融機関のリスク評価は、国内での需要が堅調に増加し、高稼働率が期待できるセメント産業と、輸入品との競合や国内市場での価格競争といった要因により稼働率が大きく変動する鉄鋼業界とは、自ずと評価が異なる。

ンが一般的と考えられ、産業政策上の観点からも好ましいと考えられる。

政府からの投資に対する財政的支援は、主としては、直接の補助金³²による支援とともに、関税免除（輸入機械類）や法人税の引き下げ³³などのオプションを組み合わせる形で早急に実施するのが好ましいと考えられる。

4.2 セメント産業における省エネルギー投資（排熱発電設備）

4.2.1 企業における費用対効果

(1) 前提条件

1件あたりの排熱発電設備の規模は1万kWとし、投資金額は200億Rp、投資評価期間は10年とし、PLNからの購入電力単価は1kWhあたり622Rpとする。

(2) ケースの想定

下記に3つのケースにおけるIRRの計算結果を示すが、いずれも企業にとっての投資採算性を示している。

1) ケース1

購入電力単価は現行通りとし、何の助成もなされない場合を基本ケースとしてIRRの計算結果を示した。IRRは9.3%と低く、投資採算性は合わないことが分かる。

図 4.2-1 ケース1：排熱発電設備の投資におけるキャッシュフロー
(電力単価= 622 Rp/kWh、補助金なし)

年(投資開始年=0年目)	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	合計
エネルギー監査	-0.3													0.0
FS	-2.0													0.0
設置工事		-50.0												-50.0
設備			-150.0											-150.0
関税			-10.5											-10.5
補助金			0.0											0.0
初期投資		-50.0	-160.5											-210.5
事業実施前支出														
燃料費				43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	434.9
電力単価アップ分				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
合計<A>				43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	434.9
事業実施後支出														
燃料費				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
メンテナンス費				1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	16.1
運転費				1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	16.1
保険				0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	1.6
減価償却費				21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	210.5
合計				24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	244.2
事業メリット<A>-=<C>				19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	190.7
初期投資		-50.0	-160.5											-210.5
事業メリット<C>				19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	190.7
法人税				-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-61.0
減価償却費(戻し)				21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	210.5
キャッシュフロー		-50.0	-160.5	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	129.7
累積(初期投資、キャッシュフロー)		-50.0	-210.5	-176.5	-142.5	-108.4	-74.4	-40.4	-6.4	27.6	61.6	95.7	129.7	
PV(初期投資、キャッシュフロー)		-50.0	-139.6	25.7	22.4	19.4	16.9	14.7	12.8	11.1	9.7	8.4	7.3	-41.1

IRR	9.3 %
NPV	-41.1 10億Rp
投資回収年数	7.2 年
割引率	15 %
関税率	10 %
法人税率	32 %
減価償却年数	10 年

定額法

³² 国内におけるNEDOプロジェクトの場合は、設備及び機械（土木工事は除く）への投資額の約30%が補助金の上限となっている。

³³ 法人税の引き下げ効果は、当該プロジェクト単体の収益に課税するのか、企業収益全体に課税するかで大きく変化する。

2) ケース 2

IRR=20%を達成するためには、約 900 億 Rp の補助金（全体の投資額の 43%に相当する）が必要となる。

図 4.2-2 ケース 2：排熱発電設備の投資におけるキャッシュフロー
（電力単価= 622 Rp/kWh、補助金あり）

年(投資開始年=0年目)	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	合計
エネルギー監査	-0.3													0.0
FS	-2.0													0.0
設置工事		-50.0												-50.0
設備			-150.0											-150.0
関税			-10.5											-10.5
補助金			90.0											90.0
初期投資		-50.0	-70.5											-120.5
事業実施前支出														
燃料費				43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	434.9
電力単価アップ分				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
合計<A>				43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	434.9
事業実施後支出														
燃料費				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
メンテナンス費				1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	16.1
運転費				1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	16.1
保険				0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	1.6
減価償却費				12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	120.5
合計				15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	154.3
事業メリット(A)-=<C>				28.1	28.1	28.1	28.1	28.1	28.1	28.1	28.1	28.1	28.1	280.6
初期投資		-50.0	-70.5											-120.5
事業メリット<C>				28.1	28.1	28.1	28.1	28.1	28.1	28.1	28.1	28.1	28.1	280.6
法人税				-9.0	-9.0	-9.0	-9.0	-9.0	-9.0	-9.0	-9.0	-9.0	-9.0	-89.8
減価償却費(戻し)				12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	120.5
キャッシュフロー		-50.0	-70.5	31.1	31.1	31.1	31.1	31.1	31.1	31.1	31.1	31.1	31.1	190.8
累積(初期投資、キャッシュフロー)		-50.0	-120.5	-89.4	-58.3	-27.1	4.0	35.1	66.3	97.4	128.6	159.7	190.8	
PV(初期投資、キャッシュフロー)		-50.0	-61.3	23.5	20.5	17.8	15.5	13.5	11.7	10.2	8.9	7.7	6.7	24.5

IRR	20.0 %
NPV	24.5 10億Rp
投資回収年数	4.9 年
割引率	15 %
関税率	10 %
法人税率	32 %
減価償却年数	10 年 定額法

3) ケース 3

PLN の購入電力の単価が、1 kWh あたり 622Rp ではなく、少なくとも平均の発電コストの水準である 1052Rp であった場合について、IRR の計算結果を示した。IRR は 23.4% となり、投資が実行可能な水準となる。1 kWh あたりの電力単価が 622Rp から 1052Rp へ値上げされるような場合と、元々 1052Rp であった場合との区別をしておく必要がある。

値上げされる場合は、1 企業にとって、1 プラントに必要な PLN への支払電力料金が約 1700 億 Rp も増加することになり、企業にとって、状況は劇的に変化する可能性がある³⁴

³⁴ セメント産業における製造コストのうち電力料金が占める比率は約 20%であるので、仮に上述するように電力料金が 1.7 倍に値上げされた場合 (1kWh あたり 622Rp から 1052Rp へ上昇)、セメントの生産コストは約 34%上昇することになる。競争の激しい市場において、このコストアップを消費者に転嫁させるのは非常に難しいといわざるを得ない。

図 4.2-3 ケース 3：排熱発電設備の投資におけるキャッシュフロー
(電力単価=1151 Rp/kWh、補助金なし)

年(投資開始年=0年目)	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	合計
エネルギー監査		-0.3												0.0
FS		-2.0												0.0
設置工事			-50.0											-50.0
設備				-150.0										-150.0
関税					-10.5									-10.5
補助金					0.0									0.0
初期投資			-50.0	-160.5										-210.5
事業実施前支出														
燃料費					43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	434.9
電力単価アップ分					37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	369.9
合計<A>					80.5	80.5	80.5	80.5	80.5	80.5	80.5	80.5	80.5	804.8
事業実施後支出														
燃料費				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
メンテナンス費				1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	16.1
運転費				1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	16.1
保険				0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	1.6
減価償却費				21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	210.5
合計				24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	244.2
事業メリット<A>-=<C>				56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	560.6
初期投資			-50.0	-160.5										-210.5
事業メリット<C>				56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	560.6
法人税					-17.9	-17.9	-17.9	-17.9	-17.9	-17.9	-17.9	-17.9	-17.9	-179.4
減価償却費(戻し)				21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	210.5
キャッシュフロー			-50.0	-160.5	59.2	59.2	59.2	59.2	59.2	59.2	59.2	59.2	59.2	381.2
累積(初期投資、キャッシュフロー)			-50.0	-210.5	-151.3	-92.2	-33.0	26.2	85.3	144.5	203.7	262.9	322.0	381.2
PV(初期投資、キャッシュフロー)			-50.0	-139.6	44.7	38.9	33.8	29.4	25.6	22.2	19.3	16.8	14.6	68.7

IRR	23.4 %
NPV	68.7 10億Rp
投資回収年数	4.6 年
割引率	15 %
関税率	10 %
法人税率	32 %
減価償却年数	10 年

定額法

4.2.2 インドネシア全体における費用対効果

(1) 電力価格の補助金と PLN の赤字

PLN は平均の発電コストを下回る価格で需要家に電力を販売しているため、PLN の赤字は膨大なものとなっている。この赤字は政府の財政支出によって賄われていることから、全体として見れば、この赤字は、政府の需要家に対する補助金とみなすことができる。以上のことから、排熱発電設備を導入した場合、どの程度、この赤字が削減されるかを、以下述べていくこととしたい。

送電ロスを考慮すると、需要家の購入電力 1 kWh あたり、PLN は 529Rp の赤字を発生させることになる。以下、その詳細を説明する。

(産業向け販売価格と発電コスト)

産業向け販売価格³⁵：1kWh あたり 622Rp (需要家販売あたり)

PLN の発電コスト：1kWh あたり 1052Rp (発電量 1 kWh あたり：送電端³⁶)

(PLN の赤字)

販売価格：1kWh あたり 622Rp

発電コスト：1kWh あたり 1052Rp

送電ロス：1kWh あたり 99Rp (送電端ベースで 9.4%³⁷のロス)

再計：販売 1kWh あたり 529Rp の赤字

1 件あたり 1 万 kWh の排熱発電設備を 1 年間稼働させた場合、発電量は 70GWh となり、

³⁵ PLN の統計 2008 年版参照

³⁶ 送電端とは発電所において製造される電力(所内の自家消費を除く)を言う。需要家が受け取る電力量は、送電・配電ロスを控除したものに相当する。

³⁷ インドネシアにおける発電部門(自家消費を含む)の送電ロスは、MEMR のエネルギー・経済統計ハンドブック(2009年)に記載されているエネルギーバランス(2008年)に基づいて試算すると、送電端ベースで 8.6%、需要家ベースで 9.4%となった。

370億Rpの補助金を節約した勘定となる。投資の評価期間を10年³⁸とすると、370億Rpの補助金を削減する効果がある。政府による省エネルギー投資の財政支援の財源を、このPLNの赤字で賄うと考えた場合、どうなるのか。赤字削減分は370億Rpある一方で、投資の補助金は、投資採算性を維持（IRR=20%）するのに必要な金額となることから、1件あたり900億Rp（図4.2-2参照）となる。

(2) インドネシア全体における投資効果

ケース4として、政府及びPLNの立場から見たキャッシュフローを計算しIRRの算出結果を図4.2-4に示した。キャッシュフローを説明すると、PLNの販売が減少し、その結果赤字が削減されることになるので、これが約370億Rp相当のメリットになる。また設備の部品を輸入した場合の関税収入がメリットになる。一方、企業に投資の補助金900億Rpが支出される。これからIRRを計算すると57.2%となる。

図4.2-4 ケース4：排熱発電設備の投資に関するキャッシュフロー
(政府+PLN)

年(投資開始年=0年目)	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	合計
エネルギー監査	-0.3													0.0
FS	0.0													0.0
設置工事		0.0												0.0
設備			0.0											0.0
関税(会社⇒)			10.5											10.5
補助金(⇒会社)			-90.0											-90.0
初期投資		0.0	-79.5											-79.5
事業実施前支出														
燃料費				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
電力単価アップ分				37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	369.9
合計<A>				37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	369.9
事業実施後支出														
燃料費				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
メンテナンス費				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
運転費				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
保険				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
減価償却費				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
合計				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
事業メリット<A>-=<C>				37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	369.9
初期投資		0.0	-79.5											-79.5
事業メリット<C>				37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	369.9
法人税				9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	89.8
減価償却費(戻し)				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
キャッシュフロー		0.0	-79.5	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	380.2
累積(初期投資、キャッシュフロー)		0.0	-79.5	-33.5	12.5	58.5	104.4	150.4	196.4	242.3	288.3	334.3	380.2	
PV(初期投資、キャッシュフロー)		0.0	-69.1	34.8	30.2	26.3	22.9	19.9	17.3	15.0	13.1	11.4	9.9	131.5

IRR	57.2 %
NPV	131.5 10億Rp
投資回収年数	2.7 年
割引率	15 %
関税率	10 %
法人税率	32 %
減価償却年数	10 年

定額法

ケース5として、インドネシア全体での投資採算性を計算し、経済的内部収益率（以下、EIRR）を求め、計算結果を図4.2-5に示した。EIRRは33.6%まで上昇する。この場合は、政府あるいはPLNからの補助金や政府に対する税金などは、全体としてはゼロサムであるので除外して計算される。

これを分かりやすく図解したのが図4.2-6である。赤字削減分が370億Rp、投資の補助金が900億Rpとなるので、政府の財政支出としては減少することになり、十分賄うことができることがわかる。排熱発電設備を、1工場から各セメント工場全体へと拡大（21工場に導入）した場合には、全体で約7.8兆Rpの赤字削減が可能となる。

いずれにしても、33.6%の高いリターンが得られる理由は、このタイプの投資が、未利用かつ取得価格0である排熱を回収して発電することにより、新たな付加価値を創出す

³⁸ 実際の発電システムは、オーバホールを含むメンテナンスを実施した後、リプレイスまでは、さらに5年から10年運転可能である。従ってメリットはさらに増加する。

るもので、その経済的価値が非常に大きいということを意味している。

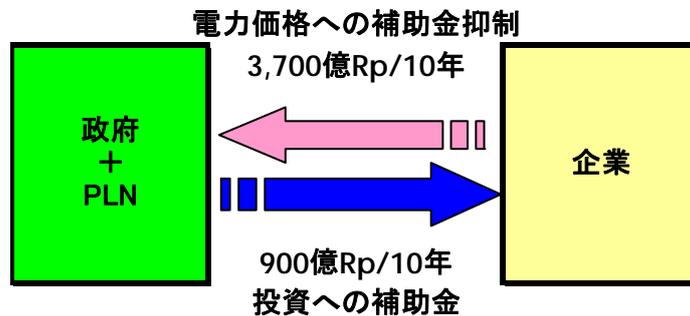
図 4.2-5 ケース 5：排熱発電設備（EIRR）におけるキャッシュフロー

年(投資開始年=0年目)	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	合計
エネルギー監査		-0.3												0.0
FS		-2.0												0.0
設置工事			-50.0											-50.0
設備				-150.0										-150.0
関税				0.0										0.0
補助金				0.0										0.0
初期投資			-50.0	-150.0										-200.0
事業実施前支出														
燃料費				80.5	80.5	80.5	80.5	80.5	80.5	80.5	80.5	80.5	80.5	804.8
電力単価アップ分				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
合計<A>				80.5	80.5	80.5	80.5	80.5	80.5	80.5	80.5	80.5	80.5	804.8
事業実施後支出														
燃料費				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
メンテナンス費				1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	16.1
運転費				1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	16.1
保険				0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	1.6
減価償却費				20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	200.0
合計				23.4	23.4	23.4	23.4	23.4	23.4	23.4	23.4	23.4	23.4	233.7
事業メリット<A>-=<C>				57.1	57.1	57.1	57.1	57.1	57.1	57.1	57.1	57.1	57.1	571.1
初期投資			-50.0	-150.0										-200.0
事業メリット<C>				57.1	57.1	57.1	57.1	57.1	57.1	57.1	57.1	57.1	57.1	571.1
法人税				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
減価償却費(戻し)				20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	200.0
キャッシュフロー			-50.0	-150.0	77.1	77.1	77.1	77.1	77.1	77.1	77.1	77.1	77.1	571.1
累積(初期投資、キャッシュフロー)			-50.0	-200.0	-122.9	-45.8	31.3	108.4	185.5	262.6	339.8	416.9	494.0	571.1
PV(初期投資、キャッシュフロー)			-50.0	-130.4	58.3	50.7	44.1	38.3	33.3	29.0	25.2	21.9	19.1	156.1

IRR	33.6 %
NPV	156.1 10億Rp
投資回収年数	3.6 年
割引率	15 %
関税率	0 %
法人税率	0 %
減価償却年数	10 年

定額法

図 4.2-6 政府によるセメント産業への補助金の再分配



4.3 鉄鋼産業の省エネルギー技術（リジェネバーナー）

4.3.1 企業における費用対効果

(1) 前提条件

12 対³⁹のバーナーを導入する場合の投資額を 330 億 Rp⁴⁰、燃料価格は天然ガスを使用した場合を 1L あたり 1960Rp⁴¹、石油製品を使用した場合を 1L あたり 5760Rp、投資評価期間は 10 年を前提とした。

(2) ケースの想定

ケース 1 として、政府からの助成が一切ない、天然ガスを使用する場合のキャッシュフローを計算し IRR の算出結果を図 4.3-1 に示した。IRR は 17.2% となり、機械部品類

³⁹ 2 対のバーナーの投資コストは 50 億 Rp とした。

⁴⁰ ここでの投資額は設備導入が進み、現在のコストから 20% 程度安くなった時点を前提に設定しているので、導入初期には、ある程度の財政支援が必要となる。

⁴¹ 天然ガス価格を石油換算価格で標記してある。実際の産業向けの燃料価格（A 重油等価）1L あたり 5760Rp である。

の輸入の場合の関税免除や導入初期の若干の補助金を支出すれば投資が実行される水準にあることがわかる。

図 4.3-1 ケース1：リジェネバーナーの投資におけるキャッシュフロー計算
(燃料単価= 1960 Rp/L[ガス])

年(投資開始年=0年目)	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	合計
エネルギー監査	-0.3												0.0
FS	-0.3												0.0
設置工事		-8.3											-8.3
設備		-24.8											-24.8
関税		-1.7											-1.7
初期投資		-34.7											-34.7
事業実施前支出													
燃料費			34.1	34.1	34.1	34.1	34.1	34.1	34.1	34.1	34.1	34.1	341.0
メンテナンス費			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
運転コスト			0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	2.6
合計<A>			34.4	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4	343.7
事業実施後支出													
燃料費			23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	238.7
メンテナンス費			0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	7.9
運転コスト			0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	2.6
保険			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
減価償却費			3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	34.7
合計			28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	284.3
事業メリット<A>-=<C>			5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	59.4
初期投資		-34.7											-34.7
事業メリット<C>			5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	59.4
法人税			-1.9	-1.9	-1.9	-1.9	-1.9	-1.9	-1.9	-1.9	-1.9	-1.9	-19.0
減価償却費(戻し)			3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	34.7
キャッシュフロー		-34.7	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	40.4
累積(初期投資、キャッシュフロー)		-34.7	-27.2	-19.7	-12.2	-4.7	2.8	10.3	17.8	25.4	32.9	40.4	
PV(初期投資、キャッシュフロー)		-34.7	6.5	5.7	4.9	4.3	3.7	3.2	2.8	2.5	2.1	1.9	3.0

IIR	17.2 %
NPV	3.0 10億Rp
投資回収年数	4.6 年
割引率	15 %
関税率	10 %
法人税率	32 %
減価償却年数	10 年

定額法

石油製品を使用した場合をケース2として、キャッシュフローを計算し、IIRの算出結果を図 4.3-2 に示した。すぐに投資を実行できる段階にあるといえる。但し、導入初期の段階では、約 10%程度の補助金がインセンティブとして必要になるであろう。これは普及の初期の段階では、投資額の約 30%の助成が行われるが、普及が進むにつれ、投資コストが低下するので、平均で見た場合は 10%と仮定した。

(3) 投資への障害

最近サイトサーベイを行った企業であるグヌン・ガルーダ社のような大企業では設備を導入し、それを運転管理する能力を持つが、他の企業においては、必ずしもそのような能力を十分に持たない場合もある。そういうことから、経済性評価以上に重要なのは対象となるサイトの現況の調査を管理能力の観点から十分に調査することが必要で、事前の信頼できるエネルギー監査の実施が前提条件であると考えられる。

図 4.3-2 ケース 2：リジェネバーナーの投資におけるキャッシュフロー
(燃料単価= 5760 Rp/L [油])

年(投資開始年=0年目)	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	合計
エネルギー監査	-0.3												0.0
FS	-0.3												0.0
設置工事		-8.3											-8.3
設備		-24.8											-24.8
関税		-1.7											-1.7
初期投資		-34.7											-34.7
事業実施前支出													
燃料費			100.2	100.2	100.2	100.2	100.2	100.2	100.2	100.2	100.2	100.2	1,002.2
メンテナンス費			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
運転コスト			0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	2.6
合計<A>			100.5	100.5	100.5	100.5	100.5	100.5	100.5	100.5	100.5	100.5	1,004.9
事業実施後支出													
燃料費			70.2	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2	701.6
メンテナンス費			0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	7.9
運転コスト			0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	2.6
保険			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
減価償却費			3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	34.7
合計			74.7	74.7	74.7	74.7	74.7	74.7	74.7	74.7	74.7	74.7	747.2
事業メリット<A>-=<C>			25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	257.7
初期投資		-34.7											-34.7
事業メリット<C>			25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	257.7
法人税			-8.2	-8.2	-8.2	-8.2	-8.2	-8.2	-8.2	-8.2	-8.2	-8.2	-82.5
減価償却費(戻し)			3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	34.7
キャッシュフロー		-34.7	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	175.3
累積(初期投資、キャッシュフロー)		-34.7	-13.7	7.3	28.3	49.3	70.3	91.3	112.3	133.3	154.3	175.3	
PV(初期投資、キャッシュフロー)		-34.7	18.3	15.9	13.8	12.0	10.4	9.1	7.9	6.9	6.0	5.2	70.7

IRR	59.9 %
NPV	70.7 10億Rp
投資回収年数	1.7 年
割引率	15 %
関税率	10 %
法人税率	32 %
減価償却年数	10 年

定額法

4.3.2 インドネシアにおける石油製品の輸入量削減

(1) 前提条件

産業用石油製品の価格補助金は既に廃止されており、その価格は国際市場価格にリンクしている。電力の場合と異なって、石油製品の削減によるメリットは発生しない。しかし、国営石油会社 (Pertamina) の精製能力に制約があり、産業用石油製品が全てシンガポール市場から輸入されている場合には、外貨節約のメリットが生じる。

(2) リジェネバーナー導入による外貨節約

石油製品はシンガポール市場から輸入されるとした場合、シンガポールからの輸入価格を 1L あたり 5510Rp⁴²とすると、国内の配送コスト及び油槽所経費を 1L あたり 250Rp 加算して、需要家への届出価格は 5760Rp⁴³となる。

1 件あたり 12 対のリジェネバーナーを 1 年間使用した場合の石油削減量は、5220kL となり、導入企業のメリットは約 301 億 Rp となる。投資の評価期間を 10 年とすると 3010 億 Rp の利益となるが、外貨節約という点で見ると、国内の輸送コストなどを控除した 2880 億 Rp が海外への支払いに相当する。図 4.3-3 に示すように、国営石油会社である Pertamina が精製能力の制約のため製品を輸入する必要があるとした場合には、インドネシア全体としては、石油製品の削減により外貨を節約することができる。

リジェネバーナーの導入を全て実施した場合の石油削減量は、以下の通りとなる。

12 対のバーナーを導入する場合 (17 件)：年間石油消費量 29.6 万 kL

2 対のバーナーを導入する対象 (33 件)：年間石油消費量約 9.6 万 kL

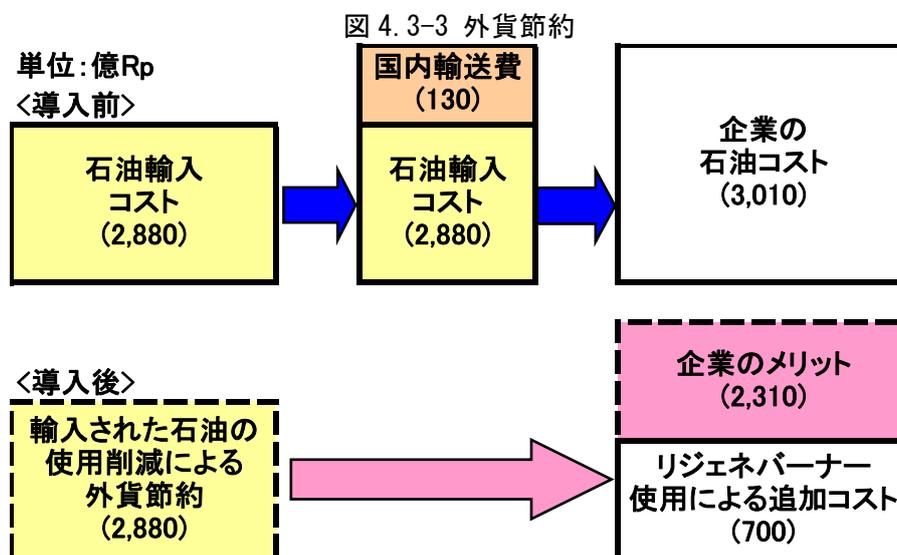
合計：年間石油消費量約 39.2 万 kL

→約 30%を省エネルギーすれば、石油削減量は 11.8 万 kL となる。

⁴² この価格には関税が含まれるが、ここでは捨象。

⁴³ PLN の統計 2008 年版：中間留分を対象。

(需要家の利益：11.8万kL×5760Rp/L≒6800億Rp)
 (外貨節約分：11.8万kL×5510Rp/L≒6500億Rp⁴⁴)



⁴⁴ 需要家の利益と外貨節約メリットの差額、約300億Rpは国内の輸送業者の損失に相当する。

第5章 まとめ

第4章では、排熱発電設備及びリジェネバーナーの導入する際の投資効果について分析を行った。この結果を踏まえて、同設備をセメント産業ならびに鉄鋼産業全体へ拡大した場合、投資額は全体でどの程度になるのか、また政府の支援・助成はどの程度必要なのか、さらにこの投資を実行した場合の二酸化炭素削減効果や政府財政における補助金のリアロケーションとアローワンス（エネルギー補助金と省エネルギー投資の補助金）がどう変化するかを、マクロ的に評価して最後のまとめとしたい。

5.1 省エネルギー投資額

セメント産業、鉄鋼産業への総投資額は、表5.1-1に示すように4.93兆Rpとなる。その内訳と試算根拠は以下の通りである。

(1) セメント産業

表3.1-1に示したように、現在インドネシアにはセメント工場が25箇所あるが、セメン・パダン社をはじめとした主要工場の能力を検討した結果、1工場にある複数のキルンから回収できる排熱により、工場の必要電力の20%程度を発電できる可能性がある工場を21箇所と仮定した。1件あたりの発電設備の稼働率は約80%をキープできる水準として、1件あたり1万kWの発電設備とした。また、設備単価は今後導入が進むとして1kWあたり、約2000万Rp（≒20万円）として試算を行った。表5.1-1に示すとおり、セメント産業の投資対象は21件、4.2兆Rpとなる。

(2) 鉄鋼産業

図3.2-2に示したように、代表的な圧延工場の企業数は、インドネシア鉄鋼協会(IISIA)によると、線材(10社)、棒鋼・形鋼(63社)、熱延コイル・厚板(6社)、冷延コイル・鋼板(5社)の合計83社(加盟企業数)が存在する。このうち表3.2-1にリストアップされている製鋼・圧延一貫メーカーである大企業18社⁴⁵については、所有する再加熱炉に少なくとも1つにリジェネバーナーの導入が可能であると想定した。それ以外の中小企業については、全65件についてエネルギー監査を十分に行った上で、約50%の33件にリジェネバーナーが導入されると仮定した。大規模な再加熱炉には、グヌン・ガルダ社に導入した設備と同様、12対のリジェネバーナー、中小企業には2対のリジェネバーナーを導入する。この両者を合算した投資総額は0.73兆Rpとなる。

表5.1-1 省エネルギー投資まとめ

	監査対象	投資対象
セメント産業 (排熱発電設備)	21件	21件
		4.2兆Rp
鉄鋼産業 (リジェネバーナー)	82件	50件
		0.73兆Rp
合計	103件	71件
		4.93兆Rp

5.2 政府の補助金支出とメリット

(1) 政府による支出（補助金）

政府による省エネルギー投資への補助金は以下の3つに区分され、表5.1-2に示すと

⁴⁵ 18社のうちグヌン・ガルダ社はNEDOのモデルプロジェクトとしてすでにリジェネバーナーを導入・済みのため、グヌン・ガルダ社を除いた17社で計算

おり、総額は2.23兆Rpとなる。内訳は以下の通りである。

1) エネルギー監査費用

エネルギー監査費用は、1件あたり6週間、3億Rp(≒300万円)とし、その監査結果は簡易なFSという位置づけにした。監査結果をもとに作られた本格的なFSの費用は設備工事に関する基本設計・詳細設計に含め、設備投資金額に包含した。エネルギー監査費用の負担は合計で103件、306億Rpとなる。

2) 直接補助金

排熱発電設備については、第4章で述べたように、投資採算性(IRR)20%が維持できるように、1件あたり900億Rp、21件の合計で1.89兆Rp(≒189億円)と設定した。

リジェネバーナーについては、投資採算性からは必ずしも助成が必要とはならないが、初期の導入インセンティブを高める観点から、設備単価の10%(機械本体関連は投資額75%)として、50件の合計で545億Rpとなる。

セメント・鉄鋼の両者を合計すると1.94兆Rpである。

3) 関税免除

設備工事のうち機械本体周りが75%、そのうち70%が輸入品と仮定して、関税10%を免除すると設定した。従って、総額259億Rpとなる。

以上のことから、3つを合計すると約2.23兆Rpとなる。

表 5.1-2 政府の支出(インセンティブ)とメリット

		項目	時期	メリット額 (兆Rp)
政府支出(補助金)		エネルギー監査費用	投資決定前	0.03
		投資	投資後	1.94
		関税免除	輸入時	0.26
		合計		2.23
政府メリット	狭義のメリット	PLNへの補助金抑制	10年間	7.77
	広義のメリット (参考)	石油製品	10年間	6.47
		(輸入削減)		(118万kl)
		二酸化炭素削減	10年間	1.78
			セメント	(1,457万トン)
鉄鋼	(328万トン)			
	合計	(1,784万トン)		
		(\$10/t-CO2 ≒100,000Rp/t-CO2)		

(2) 政府のメリット

4.2.2(1)で述べたように、企業では排熱発電設備の導入により、PLNからの電力購入が減少するので、政府からPLNへの補助金(発電原価と小売価格の逆ザヤ分)が減少し、その分が政府のメリットになる。21件(1件あたり1万kW)の設備が10年間稼働するとすれば、7.77兆Rpの節約(電力料金への補助金抑制)になる。

一方、リジェネバーナーの導入は石油製品の削減であって電力の削減ではないので、排熱発電設備の場合と同一のフェーズで議論はできないが、4.3.2で述べたように、50件で石油製品を年間に11.8万kL削減するので、10年間で金額換算(5510Rp/L)すると、約6.47兆Rpの外貨節約が可能となる。

二酸化炭素排出量は、第3章で説明したように、セメント・鉄鋼産業で約1800万t-CO₂(10年分)の削減が可能となる。二酸化炭素排出権の価格を仮にトンあたり\$10とすれば、1.8兆Rpとなる。

以上のことから、政府のメリットを考えた場合、広義にはこの3つ(電力料金への補助金抑制、石油製品の節約、二酸化炭素の削減)が相当するが、評価価格や考えかた次第で結果が大きく変化するので、石油製品の節約と二酸化炭素の削減についてはあくまでも参考として、政府のメリットは狭義のメリットと考えて7.77兆Rpに絞っておく。

5.3 政府の補助金支出と省エネルギー投資によるメリット

5.2で述べた、政府の補助金支出・メリットについて、政府の財政支出の観点から整理すると表5.1-3となる。省エネルギー投資(プロジェクト)を実施すると、政府は補助金を支出するので、2.2兆Rpが支出増となるが、PLNの電力料金への補助金が7.8兆Rp削減されるので、政府の手元資金としては5.6兆Rpが浮いてくるといふ勘定となる。この一見すると「マジック」のような関係は、前述したとおり、PLNが発電原価を割り込んで企業に電力を販売している(PLNの発生する赤字は政府が補填)という構造が存在するからである。

表 5.1-3 政府の財政上のアローワンスの変化

	プロジェクト未実施	プロジェクト実施
政府支出 (インセンティブ)	BAU(現状)	BAU+2.2
PLNへの補助金	BAU(現状)	BAU▲7.8
キャッシュフロー (持ち出し)	BAU(現状)	BAU▲5.6

インドネシアでは、現在、第2章で言及したとおり、産業部門における石油製品については、既に価格補助金が撤廃されており、シンガポール市場の価格にリンクしてコストプラスのフォーミュラで供給されている。また電力価格についても、徐々に値上げをする方向で動いているので、中長期的に見れば、少なくとも産業部門での電力価格と発電原価の逆転はいずれ解消されることは間違いない。

電力料金を一気に市場価格まで引き上げてしまえば、省エネルギー投資の効果は格段にアップするが、比較的競争力があり、好調に推移しているセメント産業においても、製品原価のうち電力コストの占める割合は20%(エネルギー全体で40%程度)であることから、電力価格の2倍、3倍のアップは産業基盤を損なう危険性も高い。

結果的には、現行の電力料金を是として、省エネルギー投資への補助金がPLNの電力料金への補助金削減額を上回らない限り(先ほど述べた二酸化炭素削減のメリットを明示的に織り込むなどのオプションも加味して)、省エネルギー投資の推進を、政府財政の対応可能範囲で進めることができるし、そうするべきであるというのが、本稿の結論である。

但し、補助金というものは、いかなる形にしる、長期化すると、企業自身の生産性向上の努力を退化させることから、補助金の削減、電力料金の値上げを徐々に実施していくという政策をミックスさせることが前提であることは言うまでもない。

5.4 政策へのインプリケーション

(1) 補助金政策における段階的アプローチ

インドネシア政府の補助金政策は、その財政負担や、必ずしも貧困層に対する補助となっておらず、非貧困層への補助となっている部分が多いことから長らく批判されてきている。また、補助金によって抑えられた電力価格は、産業界における省エネ対策が滞っている原因となっている。その結果、本来進むべきエネルギー効率の向上による、産業界の本質的な競争力も低くなってしまっている。

しかし、未だ貧困層も多く、非電化地域も多い中、急激な補助金の削減には政治的抵抗が強く、短期間での解決は困難であり、段階的な手法による中長期的な対策が必要であることは否定できない。本稿での分析結果（本調査内容）は、こうした段階的な補助金のシフトが可能であることを示している。繰り返しになるが、産業分野（あるいは商業分野）における省エネルギー投資を政府からの補助金供与により促進することは、表5.1-3が示すように、その支出額以上の電力補助金削減が見込まれており、補助金のネット量での削減と共に、産業界における省エネ推進による国際競争力強化の基礎を作り、ひいては補助金削減のプロセスを迅速化させることにも繋がる。

(2) 政策の具体化と今後の展開について

今後見込まれる経済成長に伴い、更に増大するエネルギー消費量を可能な限り抑制することは、G77内の気候変動対策分野におけるリーダーを目指すインドネシアにとって大変重要な課題である。従って、本調査結果に基づき、電力補助金を省エネ機器補助金にシフトさせ、その普及が進んだ時点で省エネ機器補助金も削減させるという政策パッケージは、産業政策、財政政策、気候変動対策、そしてそれに伴う外交政策といった幅広い観点から利点を見出せるものである。さらに、インドネシアにとっての利点のみならず、省エネルギー機器導入の促進は、日本の優れた技術が活用される可能性も高く、日本企業にとっての市場開拓にも資するものである。また、適切な省エネルギー機器の紹介、その導入に関する補助金や低利融資といった資金メカニズムの構築、さらには、歩調を合わせた電力補助金低減政策の策定により、この効果は、本調査で触れた以外の産業セクターにも容易に拡大できるものでもある。

このように、財源不足、政治的難度、省エネ促進の必要性といった複合的な課題に対する解決策を技術協力で特定して制度を提案し、資金面を借款にて支援することは、不足資金の補填だけでなく、従来の電力補助金をより政策意義の高い省エネ促進にシフトした上で、そもそも不要とされる電力補助金制度からの脱却を促す効果を持っている。さらに、この政策を基に省エネルギー対策が普及し一般化すれば、民間による省エネルギー投資の呼び水効果を引き出す可能性さえも持ち合わせている。純粋な資金提供ではなく、こうした複合的な効果のある支援が、新興国の発展には特に求められるものであり、本調査内容が、今後のインドネシア政府の財政政策、経済発展政策、気候変動対策、ひいては、ドナー機関による支援に与えるインプリケーションは大きく、カウンターパートとなったインドネシア政府関係者の評価も高い。これを受け、JICAとしては、省エネ分野を始め、それ以外の分野においても、こうした複合的な問題点を整理し、解決策となる革新的な政策パッケージを顕在化させるアプローチを進め、早急に具体的な支援へと発展させる予定である。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

参考文献

[インドネシア政府関係機関]

1. Agency of Research and Development of Industry, Ministry of Industry (MOI)
(インドネシア工業省研究開発局)
 - ・ROAD MAP MITIGATION APPROACH OF CLIMATE CHANGE IN INDUSTRY
2. Center for Data and Information on Energy and Mineral Resources, Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR)
(インドネシアエネルギー鉱物資源省データ・情報センター)
 - ・2009 HANDBOOK of ENERGY & ECONOMIC STATISTICS of INDONESIA
3. Ministry of Finance (インドネシア財務省)
 - ・Economic and fiscal policy strategies for climate change mitigation in Indonesia
4. PT PLN (インドネシア国営電力会社)
 - ・PLN STATISTICS 2008
 - ・Electricity Subsidy / PSO in 2008

[インドネシア企業及び業界団体]

5. The Indonesian Iron and Steel Industry Association (IISIA)
(インドネシア鉄鋼協会)
 - ・THE INDONESIAN IRON AND STEEL INDUSTRY ASSOCIATION DIRECTORY 2009
6. PT SEMEN PADANG (セメン・パダン社)
 - ・PT SEMEN PADANG 2008 ANNUAL REPORT

[国際機関]

7. International Monetary Fund (IMF) (国際通貨基金)
 - ・International Financial Statistics, 2010
8. International Energy Agency (IEA) (国際エネルギー機関)
 - ・Energy Balances of Non-OECD Countries 2009
 - ・Energy Policy Review of INDONESIA
9. World Resources Institute (WRI) (世界資源研究所)
 - ・Climate Analysis Indicators Tool
10. United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)
(気候変動に関する国際連合枠組条約)
 - ・PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM (CDM PDD)

[海外諸国の政府関係機関]

11. U.S. Embassy Jakarta (在ジャカルタアメリカ大使館)
 - ・Petroleum Report Indonesia 2008
12. Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) (ドイツ技術協力公社)
 - ・ROAD MAP PENANGANAN PERUBAHAN IKLIM SEKTOR INDUSTRI

[日本の政府関係機関]

13. 独立行政法人 国際協力機構 (JICA)
 - ・The Advisory and Monitoring Activity for the Climate Change Program Loan to the Republic of Indonesia
 - ・Survey for Promoting Energy Conservation in Indonesia
 - ・Preliminary Survey for Promoting Energy Conservation in Indonesia
 - ・BACKGROUND AND POLICY ISSUE NOTE ON CLIMATE PROGRAM LOAN TO THE REPUBLIC OF

- INDONEISA (作成当時 国際協力銀行 (JBIC))
14. 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)
 - Survey for Energy Audit in Cement Industry in Indonesia
 - Feasibility Study for Model Project for Self-power Produced by Waste Heat Recovery in the Cement Industry in Indonesia
 - Survey for Energy Audit in Steel Industry in Indonesia
 - Feasibility Study for Model Project for High-performance Industrial Furnace in Indonesia
 - MODEL PROJECT FOR HIGH-PERFORMANCE INDUSTRIAL FURNACE
 - Perspective on Overseas Dissemination of High-performance Industrial Furnace Technology
 15. アジア経済研究所－日本貿易振興会 (IDE-JETRO)
 - 佐藤創、「アジア諸国の鉄鋼業」

[日本の企業及びエネルギー関係団体]

16. スチールプラントック株式会社
 - Feasibility Study for Project of Biomass Application in Steelmaking Electric Arc Furnace in Indonesia
17. 財団法人 省エネルギーセンター (ECCJ)
 - Web Site (<http://www.eccj.or.jp/>)
18. 財団法人 日本エネルギー経済研究所 (IEEJ)
 - 2010 HANDBOOK of ENERGY & ECONOMICS STATISTICS in JAPAN
 - Asia/World Energy Outlook 2009
 - Study on Energy Conservation in Indonesia