

目次

I	概要編	
	報告書和文概要.....	I-1
	報告書英文サマリー.....	I-12
II	詳細編	
1.	調査の背景.....	II-1
	(1)ホスト国の JCM に対する考え方.....	II-1
	(2)企画立案の経緯・背景.....	II-4
2.	調査対象プロジェクト.....	II-8
	(1)プロジェクトの概要.....	II-8
	(2)ホスト国における状況.....	II-9
	① エネルギー需給の状況.....	II-9
	② エネルギー政策.....	II-12
	③ 気候変動に関する政策.....	II-13
	④ 新政権発足後の動向.....	II-14
	(3)プロジェクトの普及.....	II-15
	① 主要セクターの生産量調査に基づく推計.....	II-15
	② 普及による将来的な CO2 削減ポテンシャルの推計.....	II-16
3.	調査の方法.....	II-19
	(1)調査実施体制.....	II-19
	(2)調査課題.....	II-20
	(3)調査内容.....	II-21
4.	プロジェクト実現に向けた調査.....	II-24
	(1)プロジェクト計画.....	II-24
	① プロジェクト実施体制.....	II-24
	(a) プロジェクト運用計画.....	II-24
	(b) 導入技術の概要.....	II-24
	(c) 工事計画.....	II-31
	② プロジェクト実施主体の経営体制・実績.....	II-33
	(a) 経営体制.....	II-33
	(b) 業績.....	II-36
	(c) 経営における環境に関する考え方.....	II-38
	(d) 今後の事業推進の見通し.....	II-38
	③ 資金計画.....	II-39
	(a) 事業費.....	II-39
	(b) ファイナンス・スキームの検討.....	II-40
	④ 事業収益性の評価.....	II-42
	⑤ リスク分析.....	II-44

⑥ その他(クレジットの活用)	II-45
(2)プロジェクト許認可取得	II-48
(3)日本技術の優位性.....	II-49
(4)MRV 体制.....	II-53
① MRV 体制.....	II-53
② モニタリング機器	II-54
③ モニタリング実地研修	II-54
(5)ホスト国の環境十全性の確保と持続可能な開発への寄与.....	II-54
(6)今後の予定及び課題	II-56
5. JCM 方法論作成に関する調査.....	II-57
(1)適格性要件	II-57
(2)リファレンス排出量の設定と算定、およびプロジェクト排出量の算定	II-60
① リファレンス排出量の設定と算定	II-60
② プロジェクト排出量の設定と算定.....	II-61
③ 現時点における GHG 排出削減量推定	II-62
(3)プロジェクト実施前の設定値	II-63
III JCM 方法論(案)	
JCM Proposed Methodology.....	III-1
JCM Proposed Methodology Spreadsheet.....	III-7
H26 年度 JCM 提案方法論 和文要約.....	III-10
IV 資料編	
リファレンス収集データ.....	IV-1
排熱改修発電技術導入候補工場リスト.....	IV-2

図表目次

図 1	インドネシア政府が想定する様々な炭素市場	II-2
図 2	インドネシア NAMA における JCM の位置づけ	II-3
図 3	電力料金の変遷(2014.05 以降、全クラス)	II-5
図 4	産業部門における電力料金の変遷 (2014.05～)	II-6
図 5	プロジェクト概略図およびプロジェクト実施サイトの位置	II-8
図 6	一次エネルギー消費量と構成の推移	II-10
図 7	インドネシアの一次エネルギー構成	II-11
図 8	インドネシアの一次エネルギー需要の予測(BaU シナリオ)	II-11
図 9	インドネシアのエネルギー政策の概観	II-12
図 10	インドネシアの温暖化ガス排出量の実績と予測	II-13
図 11	2020 年までの GHG 削減量に各セクターが占める割合	II-17
図 12	調査実施体制	II-19
図 13	運用におけるプロジェクト実施体制	II-24
図 14	ガラス溶融窯フロー図	II-25
図 15	廃熱発電設備 概念図	II-29
図 16	レイアウト案	II-31
図 17	AMG の株主構成(2013 年末時点)	II-34
図 18	AMG の社内体制(2013 年末時点)	II-35
図 19	売上高の推移 (単位:百万ルピア)	II-37
図 20	総資産の推移 (単位:百万ルピア)	II-37
図 21	総エクイティの推移 (単位:百万ルピア)	II-37
図 22	インドネシアの GHG 削減目標	II-46
図 23	インドネシアの気候変動対策における市場メカニズムの位置づけ	II-47
図 24	インドネシア政府が想定する炭素市場間の連携	II-47
図 25	ORC 廃熱回収・発電設備建設コスト	II-52
図 26	MRV 実施体制	II-53
図 27	リファレンス排出量の概念	II-61
表 1	ESDM による電力値上げ計画(主要な分類を抜粋)	II-5
表 2	電力料金変遷の詳細(ルピア/kWh)	II-6
表 3	発電設備能力(1 製造ラインあたり)	II-9
表 4	プロジェクト普及規模の推計	II-16
表 5	2020 年までの GHG 削減ポテンシャル(セクター別)	II-17
表 6	産業セクターにおける 2030 年までの電力消費削減ポテンシャル	II-18
表 7	産業セクターにおける 2030 年までの GHG 排出削減ポテンシャル	II-18

表 8 調査参加団体の役割分担.....	II-19
表 9 過去 3 年間の業績ハイライト (単位:10 億ルピア).....	II-36
表 10 事業費の内訳.....	II-40
表 11 MRV 関連費用の試算.....	II-40
表 12 前提条件.....	II-42
表 13 IRR 計算結果.....	II-43
表 14 感度分析結果.....	II-44
表 15 汽力タービン発電と ORC の比較.....	II-50
表 16 世界の主要 ORC メーカー.....	II-51
表 17 ORC マーケットシェア.....	II-51
表 18 2 大メーカー製品の特徴.....	II-51
表 19 GHG 排出削減推定量.....	II-63
表 20 インドネシアのグリッド CO2 排出係数.....	II-64

1. 調査の背景

(1) ホスト国の JCM に対する考え方

インドネシアは大規模伐採などによる森林喪失や泥炭地の荒廃が深刻な上、経済成長によるエネルギー消費の急拡大により、世界有数の温室効果ガス（Green-house Gas:以下、GHG）排出国である。慢性的な財政赤字に苦しんでいる同国政府は、持続的な経済成長を実現するため、大統領の政治的なリーダーシップにより外国政府や国際援助機関と効果的に連携、支援を活用することで気候変動対策を推進している。2010年には、他の ASEAN 諸国に先駆けて国連気候変動枠組条約機構（UNFCCC）に国内の適切な緩和対策（Nationally Appropriate Mitigation Actions: 以下、NAMA）を提出し、2020年までに通常ビジネスベース（Business As Usual: 以下、BaU）比で国内努力により 26%、国際的支援を得た場合には 41%の GHG 排出量を削減するという目標を国際的に表明した。この 2020年時点における GHG 排出削減目標はその後の行動計画等の基準となる重要な政策課題となった。削減目標の実現に向け、2011年9月には 2020年までの「国家温室効果ガス排出削減行動計画（RAN-GRK）」を大統領令で公布し、同年に地方行動計画（RAD-GRK）の策定を指示、既に全 33 州が RAD-GRK を計画し、現在 29 州が行動計画に基づき緩和行動の測定・検証・報告（MER）を行っている。ただし、現実的に削減目標を達成していくには、民間部門による取り組みの一段の強化が必須となっている¹。国家および地方ともに行動計画（GRK）の第一段階は終了、新政権のもと、2015年8月末までに科学的評価に基づき省庁横断的な調整を進めながら RAN-GRK の見直しが行われる予定で、これに基づき新たな国家行動計画が策定され、大統領令として交付されることとなっている。インドネシアは 2015年9月に自主的に決定する約束草案（INDC）の提出を予定している。

市場メカニズムに関しては、国内の政府および民間による緩和活動と並ぶ重要な施策として位置付けている。京都議定書の下、積極的にクリーン開発メカニズム（Clean Development Mechanism: CDM）のプロジェクトを推進し、2015年12月末現在、登録済みプロジェクト数 146 件を誇る。これは、プロジェクト数でアジア第 4 位（中国、インド、ベトナムに次ぐ）、2012年までのクレジット発行量ベースではアジア第 3 位（中国、インドに次ぐ）の数値である²。

¹ たとえば、国内で最も BaU 排出量が多い州の一つであるジャカルタ特別州は、BaU 比で 30%（3,524 万トン）の削減目標を掲げたが、実現のため法的強制力を伴う施策は全体の 13.1%にとどまり、他は民間主導で実現されることを前提としている。

² UNEP Centre on Energy, Climate and Sustainable Development

京都議定書の第 2 約束期間以降は、UNFCCC で交渉中の 2020 年以降の新しい枠組み下での多国籍炭素市場、更には地域間・二国間、また国内での炭素市場の形成・連携を目指す方針にある。

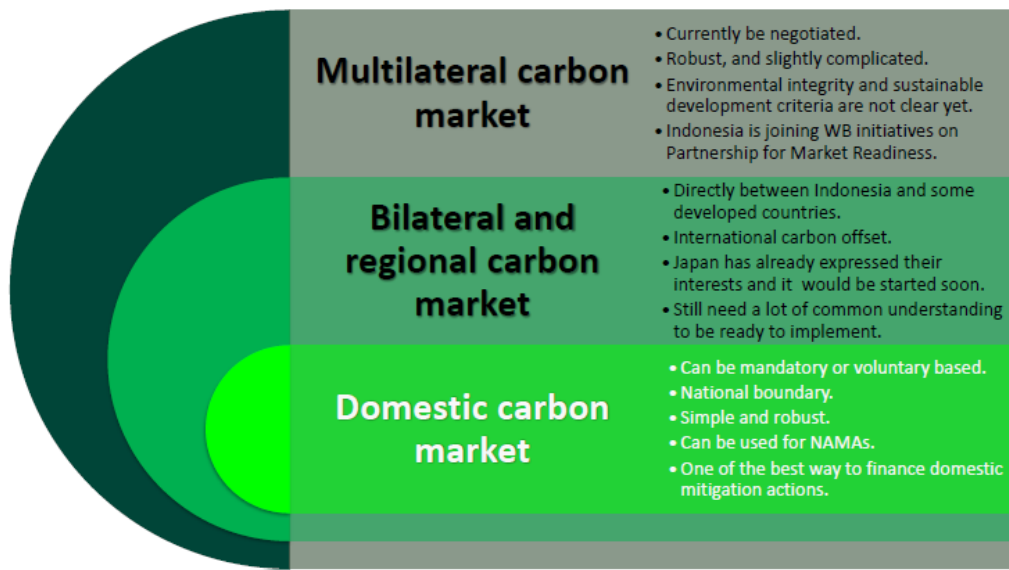


図 1 インドネシア政府が想定する様々な炭素市場

出典：National Council on Climate Change Indonesia 資料

JCM については、上述した NAMA におけるインドネシアの GHG 削減目標達成に貢献ポテンシャルを見出した上で早期に日本政府と交渉を開始し、「日本国とインドネシア共和国との間の低炭素成長パートナーシップのための二国間クレジット制度（Joint Crediting Mechanism: 以下、JCM）に関する二国間協力」を 2013 年 8 月 26 日に締結している。インドネシア政府は、JCM を通じて特に日本の優れた省エネルギー技術や機器の導入に高い期待を寄せているほか、GHG 排出削減のためのモニタリングや報告の仕組みの構築、民間企業が気候変動対策に取り組むメリットやインセンティブ作りにおいて、日本の協力への期待を表明している。

Sector	GHG reduction (Gton CO ₂ eq)		Action Plan
	26%	41%	
Forestry and Peat	0.672	1.039	Land and forest fire control, water system management, land and forest rehabilitation, timber plantation, private forest, Illegal logging eradication, deforestation prevention, community empowerment.
Waste	0.048	0.078	Landfill/disposal site development, integrated liquid waste management in urban area
Energy and Transport	0.038	0.056	Biofuel utilization, utilization of high fuel efficiency machinery , public and road safety quality improvement, demand side management, energy efficiency , renewable energy development
Agriculture	0.008	0.011	Introduction of low emission paddy variety, irrigation water efficiency, utilization of organic fertilizer
Industry	0.001	0.005	Energy efficiency, renewable energy
Total	0.767	1.189	

図 2 インドネシア NAMA における JCM の位置づけ

出典: "The JCM support for energy related mitigation actions in Indonesia" (COP20 side event)

また、JCM に関する覚書に署名して以降、インドネシア政府は、JCM 参加国で唯一 JCM 事務局を設置し、持続可能な開発に関する基準の導入を提案する等、JCM の制度作りおよびプロジェクト推進に非常に積極的な姿勢をみせている。2014 年 12 月 2 日現在の JCM の状況は次の通りであり³、全てにおいて JCM 参加国のうちトップを誇る。

- 登録済みプロジェクト：1 件
- 承認済み方法論：4 件
- 申請中の方法論：3 件
- 日本政府の支援により実施された FS・実証等事業：100 件超（FS:102 件、NEDO・JCM 実証事業、3 件、環境省・JCM 設備補助事業：10 件）

このように、インドネシアでは、方法論開発からプロジェクト登録までの道筋が既にできており、新たな JCM プロジェクトを検討する国として適切であり、JCM プロジェクトの実現可能性調査の実施は、市場メカニズムの活用を推奨する同国の政策に合致するものである。

³ "Current status of the JCM implementation in Indonesia", JCM Secretariat Indonesia, COP20 side event

(2) 企画立案の経緯・背景

インドネシアでは、スカルノ政権時代に導入された補助金制度により、燃料および電力価格は長期にわたって低廉に抑えられてきたため、エネルギーの過剰消費を招き、省エネルギーに対する意識は低かった。しかし、近年は近代化に伴う所得増加で、モータリゼーションの急速な進展に牽引された石油消費量の急増と消費電力の増加による補助金支出の拡大が財政収支を一層悪化させた。2013年度の補正予算でみると、燃料と電力の補助金合計額は202兆ルピアと歳出の25%を占め、防衛、教育、福祉、年金の各予算の合計を上回るなど、補助金支出の増加により、補助金以外の歳出拡大を抑制する弊害が高まった。また、石油消費拡大に伴う石油輸入量の急増で経常収支が急速に悪化、2012年には過去最大かつアジア通貨危機が発生した1997年以来初の281億ドルの赤字となった。経常収支の悪化でインドネシアルピアは2012年よりほぼ一貫して下落したため、ルピア建ての石油調達価格の上昇が更なる補助金拡大をもたらす悪循環となった。

インドネシア政府は、補助金による国家財政への圧迫を緩和するため、2013年6月に5年ぶりとなる燃料補助金の削減に踏み切り、ガソリンは44%、軽油は22%の大幅な値上げを敢行した。一方、電力補助金については、段階的な解消策として2013年に四半期ごとに3-4%の値上げが実施された。しかし、国営電力公社 PLN が燃料輸入費の急増と為替差損により2013年に業績が赤字に転落するなど状況が深刻化し財政負担の増加に歯止めはかからず、政府は2014年1月にエネルギー鉱物資源省（ESDM）省令2014年9号を公布して2014年5月に上場企業を対象に新電力体系を導入して電気料金の大幅な値上げを発表し、電力補助金削減策を拡大した。また同省令により、既に2013年10月より補助金の対象外となった4つの契約区分の小口利用者については、電気料金を為替レートや石油価格、インフレ率に連動させる自動調整制度も導入された。上場企業も新電力体系の実施により2014年で補助金は廃止となる見通しで、2015年1月以降の電気料金は、自動調整制度が導入され、電気料金は月次で変更されることとなった。

表 1 ESDM による電力値上げ計画(主要な分類を抜粋)

分類	基準(電力容量)	電力料金
I3(上場)	200kVA 超の上場企業	38.9%の値上げ。2014年5月より2ヶ月ごと4回にわたり8.6%ずつ実施。
I4	工業部門で3万kVA超の上場企業	64.7%の値上げ。5月より2ヶ月ごと4回にわたり13.3%ずつ実施。
R3	6,600VA~の大口家庭用	電気料金自動調整制度の対象。2014年5月より2ヶ月ごと4回にわたって値上げを実施。
B2	6,600VA~200kVAの業務用	
B3	200kVA以上の業務用	
P-1	6,600VA~200kVAの政府機関	

出典: エネルギー鉱物資源省発表、Jakarta Post 2014年9月3日付記事(電子版)

全料金クラスにおける2014年5月以降の電力料金の変遷を下図に示す。なお、インドネシアルピアは2015年1月4日時点の為替レートで1ルピアは0.0096円である。

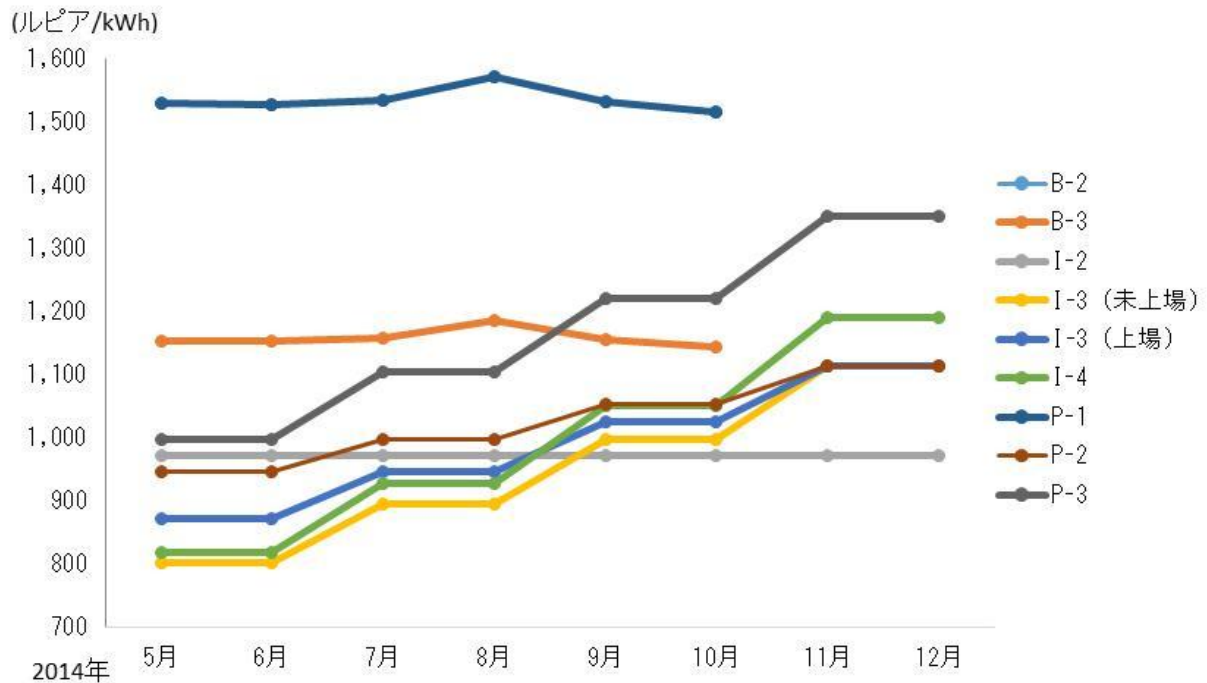


図 3 電力料金の変遷(2014.05 以降、全クラス)

出典: PLN の公開情報を基に MUMSS 作成

表 2 電力料金変遷の詳細(ルピア/kWh)

契約容量	種別	2014年										対象
		5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月			
6.6 ~ 200 kVA	B-2	1,530	1,529	1,535	1,571	1,532	1,516					商業部門。中小規模のホテルなど、小規模施設
> 200 kVA	B-3	1,154	1,153	1,158	1,185	1,156	1,144					商業部門。ショッピングモール、オフィス、客室数が100を上回る大型ホテルなど
14 ~ 200 kVA	I-2	972	972	972	972	972	972	972	972			工業部門。容量が200kVA以下の中規模施設
>200 kVA	I-3 (未上場)	803	803	896	896	999	999	1,115	1,115			工業部門。大規模施設(未上場企業)
>200 kVA	I-3 (上場)	872	872	946	946	1,027	1,027	1,115	1,115			工業部門。大規模施設(上場企業)
>30,000 kVA	I-4	819	819	928	928	1,051	1,051	1,191	1,191			工業部門。超大型施設(上場企業)
6.6 ~ 200 kVA	P-1	1,530	1,529	1,535	1,571	1,532	1,516					政府部門。容量が200kVA以下の中小規模施設
>200 kVA	P-2	947	947	999	999	1,054	1,054	1,115	1,115			政府部門。容量が200kVA以上の大規模施設
	P-3	997	997	1,104	1,104	1,221	1,221	1,352	1,352			公衆街路灯

注:

*1) B-3、I-2、I-3 (上場及び未上場)およびP-2の電気料金は基本料金。LWBP(低ピークロード時間、午後10時~翌日午後6時)、WBP(ピークロード時間、午後6時~午後10時)。

基本料金は1.4~2.0の係数K*を乗じている。現在は、ほとんどのビルや施設には1.5のK係数*が適用されている。

*2) B-2、B-3、およびP-1の電気料金は、2014年5月以降月次変動性が採用されている。各月の電気料金は、a) 対ドルのルピアレート、b) インドネシア原油価格(ICP)、c) インフレ率、c) に基づいて決定される。月次の電気料金はウェブサイト「<http://www.pln.co.id/blog/tarif-tenaga-listrik/>」を参照。

*K: PLN取締役会が定めた現地の電力システム(1.4 - K - 2)に基づくピークロード時間(WBP)と低ピークロード時間(LWBP)の標準比較係数

出典: PLNの公開情報を基に MUMSS 作成

工業部門のみを抜粋すると、電力消費量の多いカテゴリーで、以下の通りの上昇傾向が高いことがわかる。当初は低めに抑えられていた非上場企業も、2014年11月からは上場企業と同水準となっている。

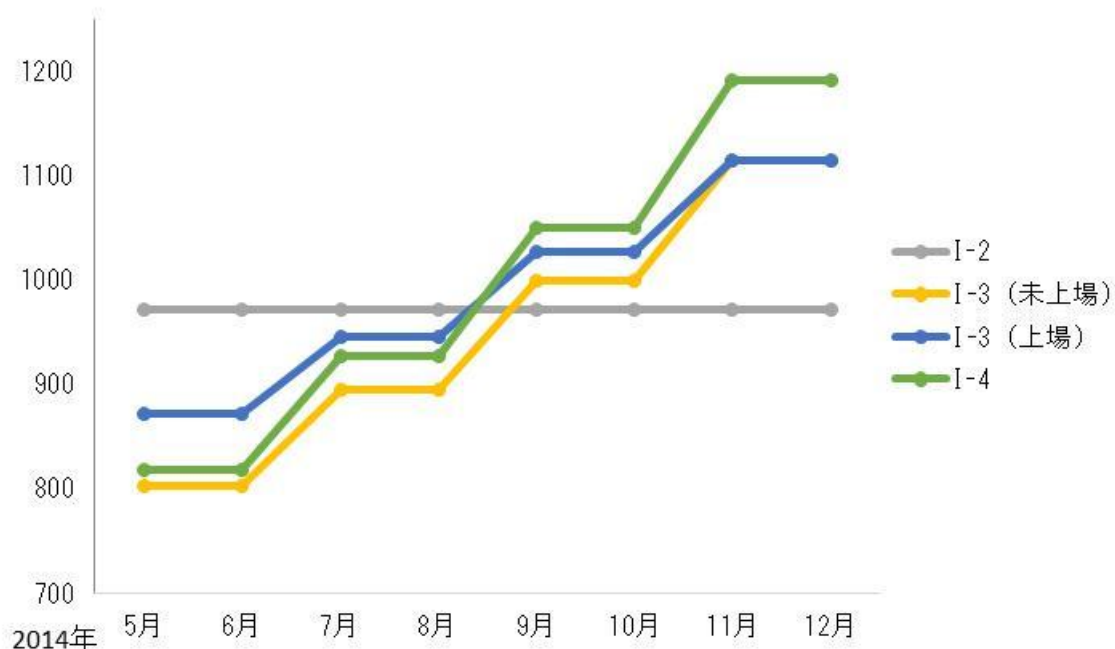


図 4 産業部門における電力料金の変遷 (2014.05~)

出典: PLNの公開情報を基に MUMSS 作成

電力消費の大きい製造業の多くにおいて省エネが喫緊の課題となっている状況の下、CDM および JCM コンサルティング会社としてインドネシアで豊富なプロジェクト開発経験を有する三菱 UFJ

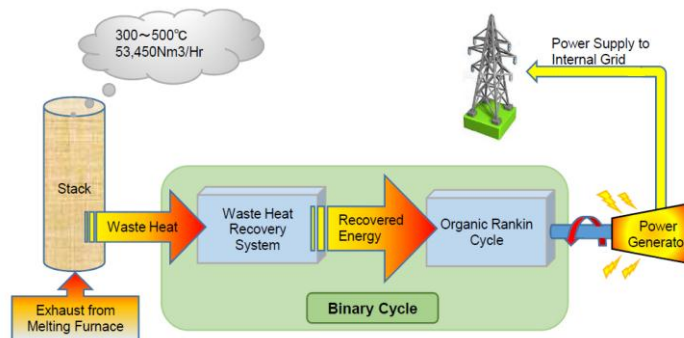
モルガン・スタンレー証券株式会社（以下、MUMSS）は、総合エンジニアリング会社として工場および建物における様々な省エネ技術の導入実績がある PT. Takasago Thermal Engineering（以下、Takasago）と協力し、エネルギー多消費産業の一つである板ガラス製造セクターにおいて、インドネシア最大の板ガラス製造メーカーである PT. Asahimas Flat Glass Tbk（以下、AMG）のシドアルジョ工場を対象とした、廃熱回収発電技術の導入による省エネ事業の JCM 実現可能性調査を提案し、実施する運びとなった。

AMG は、系列会社の AGC フラットガラス・イタリア株式会社がイタリア製の廃熱回収発電システムを導入した経験に関する知見から、インドネシアにおける同社の工場においても同種の省エネ技術により想定される効果を理解した上で、本調査を歓迎しており、廃熱回収発電システムの導入を真剣に検討している。かつ、インドネシアは JCM に参加していることから、JCM 制度に基づいた日本技術の導入による事業化を図ることにより、JCM 設備補助制度を含む JCM 関連支援制度の活用による事業性の向上に期待している。

2. 調査対象プロジェクト

(1) プロジェクトの概要

当該プロジェクトは、インドネシアのジャワ島東部に位置する東ジャワ州シドアルジョに位置する AMG の板ガラス製造工場に廃熱回収・発電システム（以下、当該プロジェクト機器）を導入し、グリッド電力を代替することにより、グリッドに接続する化石燃料由来の発電所からの GHG の排出削減に貢献するものである。



©Google 2014

図 5 プロジェクト概略図およびプロジェクト実施サイトの位置

本調査の対象技術は、板ガラスの製造工程で発生する未利用の中低温廃熱を熱媒油にて回収し、回収した排熱を熱源として利用し、オーガニックランキンサイクル (Organic Rankine Cycle: ORC) 方式による発電技術である。一般的に、発電施設等では、蒸気で直接タービンを回す汽力タービン方式が採用されている。AMG で排出される 300~500℃の廃熱で、汽力タービンを回すことも可能ではあるが、当該温度帯では低温低圧の蒸気しか作れず、その発電効率は 10%程度と、低いものとなる。ORC は作動媒体として一般的な水ではなく、導入システムにおいて最適な物性を持つ沸点の低い媒体を活用することにより、水では沸騰させられない比較的低温度の排熱でも蒸気を発生させ、タービンを回すことができ、15%程度の効率によるより高効率な廃熱回収が可能で

ある。このように、加熱源系統と媒体系統の2つ（binary）の熱サイクルを利用して発電することから、バイナリ発電とも称される。なお、バイナリ発電には、ORC とカーリーナサイクルと二つの方式があるが、カーリーナサイクルは、アンモニア水混合媒体を使用しており、53～180℃の低温熱に適しており、それより高温にはORCが適している。したがって、AMGで排出される300～500℃の廃熱には、ORCが最も適している。

更に、汽力タービン発電に必要な排熱ボイラは、大がかりで非常にコスト高となる上に、維持管理の手間およびコスト負担が大きくなりデメリットがある。他方、バイナリ発電であれば、熱回収部分で、蒸気製造の代わりに常圧で熱媒油を加熱する方式が採用できるため、比較的簡略かつ安価な設備での構築が可能となる。これらの理由により、ORCを本調査の対象技術とした。

本調査で検討した機器のスコープは以下の通りである。

表 3 発電設備能力(1 製造ラインあたり)

	項目	単位	値
前提条件	ガラス溶解炉能力	t/日・窯	500
	排ガス供給温度	Nm ³ /h-wet	55,351
	排ガス供給温度	℃	300~500
設備容量	発電機端出力	kW	1000
	所内動力	kW	400
	送電端出力	kW	600

出典：調査団作成

なお、本調査の対象工場では2ラインのガラス溶解炉があるため、将来的には2基導入する可能性がある他、排ガス供給温度はガラス溶解炉の使用年数が上がるごとに上昇する傾向にあるため、プロジェクト実施後、発電量は徐々に増えることが想定される。

(2) ホスト国における状況

① エネルギー需給の状況

近年、インドネシアは石油、天然ガス、石炭等の豊富なエネルギー資源を背景に海外からの直接投資を呼び込み、開発独裁・資源輸出型の発展を遂げた。経済規模は世界16位、ASEAN加

盟国中最大の人口を抱え、経済成長に伴うエネルギー消費はモータリゼーションの本格化も手伝って 1990 年以降の 22 年間で 1.7 倍に増加した。

2012 年でみると、図 6 に示す通り、一次エネルギー消費量のうち化石燃料は 56% を占め、1995 年の 54% から上昇している。化石燃料の比率が高水準で続いているのは、多額の補助金の抛出により価格が国際市況と比較して大幅に低く抑えられてきたことが主因で、この補助金の存在は財政の重い負担になっていると同時に再生可能エネルギー開発の遅れの背景ともなっている。

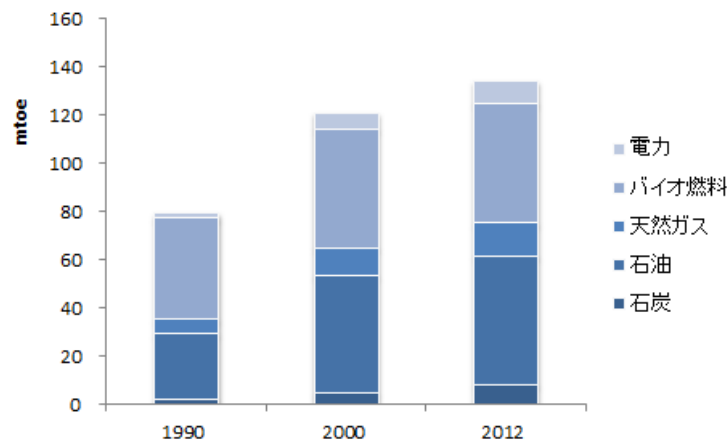


図 6 一次エネルギー消費量と構成の推移

出典: IEA データ("Balances")

一方、インドネシアはエネルギー資源に恵まれ、石油をはじめ、天然ガス、石炭、水力、地熱などがあり、天然ガス、石炭を輸出するアジア有数のエネルギー輸出国である。石油についても輸出国であったが、スハルト政権失脚の政治的混乱の中 1998 年から減産に転じた。その後政治リスクを警戒した海外メジャーが新規油田開発を手控えたことで産出高は横這いが続き、2004 年には純石油輸入国となり 2008 年 9 月には石油輸出国機構 (OPEC) を脱退した。

2012 年の燃料別上位内訳は、図 7 に示す通り、石油 36%、石炭 14%、天然ガス 16% となっている。政府は、国内需要の石油依存度を低減させるとともに環境負荷を軽減するため、石炭及び原子力を含めた新エネルギーの導入、再生可能エネルギーによる代替を計画、推進している。石炭の供給の伸びは顕著で、2013 年も石炭の国内生産高は前年比 9.4% と世界で最も高い伸びを記録した⁴。国際エネルギー機関 (International Energy Agency: IEA) によれば、インドネシアの石炭の生産量は 2011 年から 2035 年にかけて 80% の増加となり、オーストラリアに代わって

⁴ BP "Statistical Review of World Energy 2013"

石炭生産量世界第4位となると予測されている⁵。

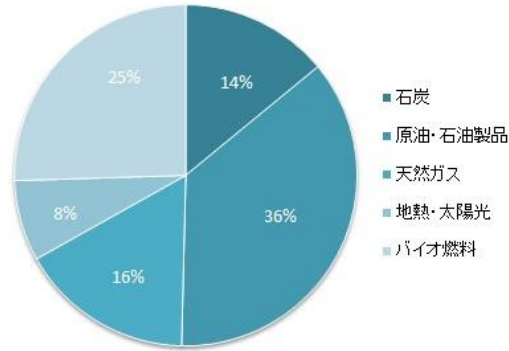


図7 インドネシアの一次エネルギー構成

出典:2012年 IEA データ(“Balances”)

特に、原油については、産油量の減少や1998年のスハルト政権失脚後の政治的混乱の中、資源ナショナリズム的政策策定がとられたことで海外メジャーが新規油田・ガス田開発を手控えたことなどにより、2004年よりインドネシアは純石油輸入国となっている。経済成長に伴ってエネルギー需給状況が逼迫する中、化石燃料の比率が高い同国のエネルギー構成により、エネルギーの安定供給および省エネルギーが大きな課題となっている。第一次エネルギー需要の予測では、BaUシナリオでは2010年の207.8 Mtoeから、2035年には445.4 Mtoeと、年3.1%のペースで増大すると見込まれている。燃料別では、同需要のうち石油が最も多く、全体の30.1%を占め、続く石炭は28.8%を占めると見込まれている⁶。

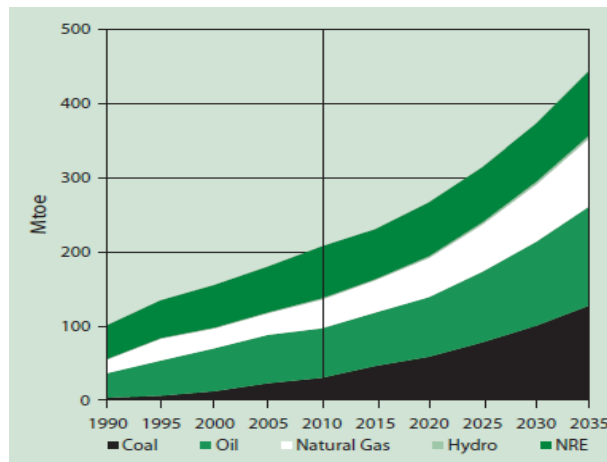


図8 インドネシアの一次エネルギー需要の予測(BaUシナリオ)

出典:Energy Outlook for Asia and the Pacific, Oct 2013, Asian Development Bank

⁵ IEA "World Energy Outlook 2013" November 2013

⁶ Asian Development Bank "Energy Outlook for Asia and the Pacific, Oct 2013"

② エネルギー政策

エネルギー鉱物資源省（ESDM）は、国内外のエネルギー環境の変化を踏まえて2004年に策定した「国家エネルギー政策（KEN）2003-2020」⁷において、「エネルギー供給能力の向上」、「エネルギー生産の最適化」、「省エネルギー推進」の3つを主要施策としており、目標として、2020年までに電化率90%、再生可能エネルギー比率5%以上、GDPのエネルギー原単位を年率1%削減等を掲げている。同省は2005年に省令で「国家エネルギー管理ブループリント2005-2025」を定め、一次エネルギー供給予測や個別エネルギー開発に関するロードマップを公表した。次いで、2006年に「国家エネルギー政策に関する大統領令」を制定し、2025年までの目標として、省エネ推進によりエネルギーの対GDP弾性値⁸を1未満とするほか石炭、天然ガス及び再生可能エネルギーの開発を推進し、一次エネルギー供給量に占める石油の比率を2025年には20%以下にすることを掲げた。さらに、2014年1月に10年ぶりに策定された「新国家エネルギー政策（KEN）」では、天然ガスや石炭、再生可能エネルギーの利用促進が再確認されるとともに、初めて原子力発電導入の積極的な推進が基本方針として規定された。

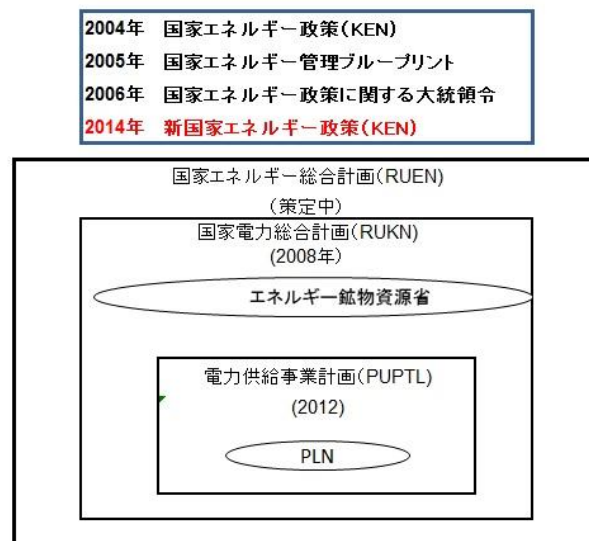


図 9 インドネシアのエネルギー政策の概観

出典：「平成 25 年度 国際即戦力育成インターンシップ事業 インドネシアの電力事情 報告書」を基に MUMSS が作成

また、2007年には、エネルギー分野全体を包括するエネルギー法が成立した。エネルギー法により、国家エネルギー審議会（DEN）が設置され、エネルギー資源の管理、エネルギーの安定供給、資源開発の促進、全国及び地域別エネルギー計画の作成、再生可能エネルギーの供給・

⁷ ESDM の省令として定められている。

⁸ エネルギー消費の伸び/GDP 成長率

利用および省エネルギー実施に対する政府援助が定められた。

省エネルギー政策については、KEN でも規定されたほか、2006 年の省令により、エアコンの設定温度、照明照度等具体的な方法や技術指針を与えたが法的効力はなかった。2007 年制定のエネルギー法では、省エネ推進のため政府がインセンティブを設定することが規定され、これを受け、2009 年に制定された「省エネルギーに関する政令」により、年間 6,000 石油換算トン以上のエネルギーを消費する大規模需要家を対象に、エネルギー管理者の任命、省エネプログラムの策定、定期エネルギー監査の実施が義務付けられた。また、省エネ製品に省エネラベルの認証が与えられることとなった。

上述の通り、エネルギー多消費産業である板ガラス製造工場における省エネを促進する当該プロジェクトは、インドネシア政府の省エネ政策に合致するものである。

③ 気候変動に関する政策

インドネシアの GHG の排出量は、森林伐採と泥炭地荒廃等による CO₂ を含めれば、中国、米国、ブラジルに次ぐ世界第四位の規模に達する。同国政府は、2007 年に「国家気候変動行動計画」を策定、2008 年に大統領令により国家気候変動協議会（DNPI）を設立した。DNPI が作成した Indonesia's Greenhouse Gas Abatement Cost Curve（2010 年 8 月）では、CO₂ 換算で 2005 年におよそ 21 億トンであった同国の GHG 排出量は、BaU シナリオにおいて 2030 年に 33 億トンになると予測された。LULUCF（土地利用、土地利用変化及び林業部門）及び泥炭地からの排出量が最も多く見込まれているが、それらを除くと運輸及び電力からの予想排出量が突出している。

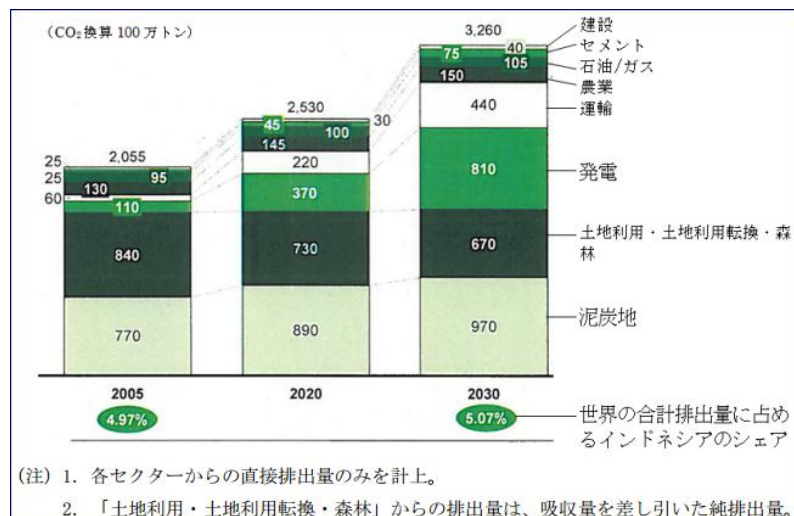


図 10 インドネシアの温暖化ガス排出量の実績と予測

出典: JETRO(原典: Indonesia's Greenhouse Gas Abatement Cost Curve, DNPI, August 2010)

2009年9月、インドネシア政府は他の新興国に先立って国連気候変動枠組条約（UNFCCC）事務局に「適切な緩和行動（NAMA: Nationally appropriate mitigation actions）」を提出、「2020年までに対策を取らない場合（BaU）と比較して26%（国際的支援を得た場合には41%）のGHG排出量を削減する」という目標を表明した。2010年には、「インドネシア気候変動分野別ロードマップ（ICCSR）」を策定し、エネルギー、産業、交通、廃棄物、森林の5分野におけるGHG削減ポテンシャルを推計した。

次いで、「国家温室効果ガス排出削減行動計画（RAN-GRK）」を策定し、2011年9月に大統領令として公布した。同計画は、水、海洋・水産業、農業、健康、運輸、林業、産業、廃棄物を対象に2020年までの施策を規定し、実施状況について毎年のモニタリングと報告、定期的なレビューを行うこととしている。また、各州政府がGHG排出削減行動計画を策定することを義務付け、2013年の時点で西パプア州を除く各州における行動計画（RAD-GRK）の策定が終了している。

これらのロードマップおよび削減行動計画における産業分野での気候変動緩和活動には、製造現場における省エネ対策が重要な施策として位置づけられており、当該プロジェクトはインドネシアの気候変動政策に合致することが明らかである。

④ 新政権発足後の動向

2014年7月に大統領選挙が実施され、行政改革とインフラ整備を公約に掲げた元ジャカルタ特別州知事のジョコ・ウィドドが勝利した。新大統領は10月の就任後、閣僚34人のうち20人を企業トップ経験者やテクノラートを中心とする政治家以外から登用する実務重視の布陣を敷いた。エネルギー・鉱物相には、国営の石油・ガス大手プルタミナで幹部経験があり、反汚職活動家の経歴を持つスディルマン・サイード氏を起用した。DNPIの担当である経済調整担当相には元国務相（国営企業担当）のソフヤン・ジャリル氏、環境省は林業省と統合して環境林業省に再編され、内務省出身のシティ・ヌルバヤ氏を担当相に配置した。

新政権は、11月17日には、国家財政の健全化とインフラ整備費用の捻出のため、燃料補助金の段階的な削減という公約を実行に移し、ガソリンとディーゼルの小売価格についてそれぞれ約31%、36%引上げることを発表、改革に着手した。補助金削減額は政府予算総額の5%程度に相当する100兆ルピアに達するとみられている。国家開発計画省（BAPPENAS）が11月21日に発表した2015-2019年の中期開発計画では、発電容量の増強を重要課題と位置づけ、事業

の許認可手続きや土地収用の迅速化により発電所建設を加速させ、5年で発電容量を3万5千MW 拡大を目指すとした。また、エネルギー政策での次のステップとして国営電力会社 PLN の改革を挙げている。

新政権発足後の動向から、電力を含むエネルギー価格の上昇傾向は当面続くとみられ、事業者による省エネのインセンティブ更に増し、日本の省エネ技術の展開においては追い風となる傾向にある。気候変動政策に関しては大きな改革はなく、前述のとおり既に RAN-GRK および RAD-GRK の実行ステージに入っていることもあり、従来の路線を踏襲し確実に実行していく方向性である。また、現地では、新政権発足後、PLN に関わる許認可手続きがスムーズかつスピードアップしたとの情報もあり、電力関係の JCM プロジェクト推進への好影響が期待される。

(3) プロジェクトの普及

廃熱回収技術は、廃熱が発生し、熱或いは電力の需要があるガラス、セメント、鉄鋼、紙パルプ、製糖等、様々な製造現場で導入ポテンシャルがあるが、インドネシアにおいてほとんど普及していない。民間企業の情報は非公開ベースがほとんどのため、公式データはないものの、廃熱回収ポテンシャルが非常に高いと思われるセメント業界においても CDM および JCM プロジェクトとして実施されている案件以外で導入事例はなく⁹、板ガラス業界においては、業界シェアトップの AMG においても導入していないことから、現状は普及の状態にはほど遠く、未利用の廃熱が大量に放置されていることがわかる。

① 主要セクターの生産量調査に基づく推計

本調査において、廃熱回収・発電ポテンシャルがあると思われるセメント、鉄鋼、紙パルプ、セラミック（ガラス含む）、製糖セクターの生産量データをベースにした廃熱回収発電ポテンシャルを次の通り推計した結果、セメント、鉄鋼および紙パルプセクターにおいて、合計 216MW 規模の廃熱回収による発電技術の普及可能性があると推定する。削減が可能な電力消費量は 1,516,926MWh と推定され、インドネシアの代表的な系統電源システムである Java-Bali-Madura システムの CO₂ 排出係数である 0.841tCO₂/MWh を乗じると、廃熱回収・発電技術の普及による CO₂ 排出削減ポテンシャルは約 123.5 万トン CO₂ と推定される。

⁹ Additional Information, ID_AM001 Ver1.0 "Power Generation by Waste Heat Recovery in Cement Industry". PT.Sement Padang 社が CDM プロジェクトとして実施済み。また、JFE エンジニアリング株式会社が JCM プロジェクトとして一件実施中である。

これに、入手可能なデータが制約されており推計ができなかったセラミックおよび製糖産業を加えると、そのポテンシャルは更に増大することが見込まれる。セクター別生産量の詳細情報は添付資料「2014FS210_63」に示している。

表 4 プロジェクト普及規模の推計

セクター	対象サイト	生産量 ^{*1}	電力消費原 単位	電力消費量 ^{*5}	廃熱回収による 電力消費削減ポ テンシャル ^{*6}	廃熱回収設 備規模	
		ton/年	kWh/ton	MWh	MWh	MW	
セメント	7社9工場	56,800,000	100 ^{*2}	5,680,000	568,000	81	
鉄鋼	19社25工場	15,401,000	464 ^{*3}	7,146,064	714,606	102	
紙パルプ	8社	4,686,400	500 ^{*4}	2,343,200	234,320	33	
セラミック	11社12工場			-			
製糖	21社94工場			-			
合計					1,516,926	216	
CO2 排出削減量 (tCO2)						1,234,778	

出典：調査団作成

*1:各社公表資料等における最新値

*2:IEA, "Tracking Industrial Energy Efficiency and CO2Emission"における世界的な標準値

*3:ICCSR-Industry Sector Report におけるインドネシアの値

*4:IEA, "Tracking Industrial Energy Efficiency and CO2Emission"における下限値

*5:廃熱回収による発電ポテンシャルを電力消費量の10%と仮定

*6:設備利用率は年間80%と仮定

なお、セメント業界においては、2013年度のJCM実証案件組成調査「セメント工場における廃熱利用発電」において、JFEエンジニアリング株式会社が、クリンカー日産3,000トン以上の工場への普及規模を92,100kW（92.1MW）と推定しており、上記の調査結果と大差ないことがわかる。

② 普及による将来的なCO2削減ポテンシャルの推計

インドネシア政府は、前項で説明した「インドネシア気候変動分野別ロードマップ（ICCSR）」において、2020年までのBaU比26%のGHG削減を達成するため、全体で30.57%GHG削減が可能となるセクター別のGHG排出削減ポテンシャルを示している。

2020年までのGHG排出削減のセクター別内訳は以下の通りであり、産業セクターにおける削減は削減率にして7.66%、累積削減量は4,300万tCO₂であり、全体におけるシェアは1%となっている。

表 5 2020年までのGHG削減ポテンシャル(セクター別)

セクター	累積 GHG 削減量 (MtCO ₂)	削減率 (%)
エネルギー	152	28.42
産業	43	7.66
交通	127	11.52
廃棄物	356	61.69
森林	3,040	38
合計	3,719	30.57

出典：インドネシア気候変動分野別ロードマップ(ICCSR)に基づき調査団作成

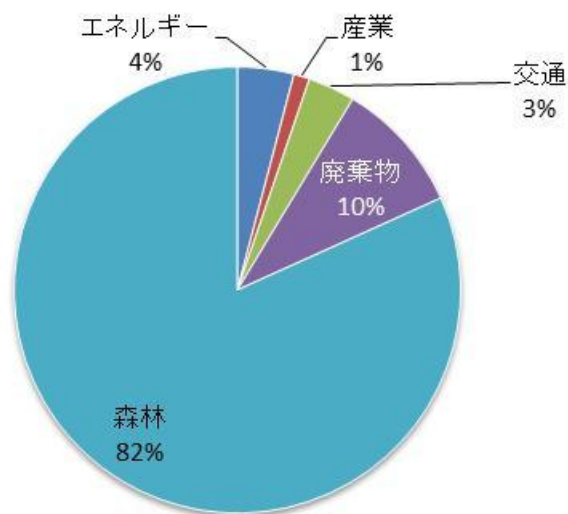


図 11 2020年までのGHG削減量に各セクターが占める割合

出典：インドネシア気候変動分野別ロードマップ(ICCSR)に基づき調査団作成

インドネシア政府は ICCSR の別冊として産業別の詳細な計画も発表しており、産業セクターにおいてはセメント、鉄鋼、製紙、繊維、肥料の5つのサブセクター別の2030年までのGHG排出削減ポテンシャルを推計しており、全てのセクターにおいて省エネが対策例として提示されている。廃熱回収は、省エネ技術として例示されている。

産業セクターに関するレポートによると、産業セクターにおける2030年までの電力消費シナ

リオは以下の通りである。

表 6 産業セクターにおける 2030 年までの電力消費削減ポテンシャル

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
BaU	98,050	75,720	109,230	154,530	218,740	222,790
省エネシナリオ	98,050	71,860	99,520	134,650	182,650	176,730 ^{*1}
削減ポテンシャル	0	3,860	9,710	19,880	36,090	46,060

出典：ICCSR-Industrial Sector Report に基づき調査団作成

注*1：出典元には省エネシナリオにおける電力消費量のデータが欠如していたため、2025 年時点の省エネ率を適用し、推計した。

省エネによる電力消費削減分における 10%が廃熱回収により実現可能と仮定すると、2010 年から 2030 年の間に電力量にして累積約 1 万 GWh であり、前項と同じ条件を適用すると設備容量にして約 1,427MW となる。GHG 排出削減量の推計においては、グリッドの CO₂ 排出係数に、2020 年までは現行の 0.814 t CO₂/MWh、2025 年以降は再生可能エネルギーの推進により 0.5 t CO₂/MWh に下がると推定して、2030 年までの GHG 削減ポテンシャルは累計 6,830 万トンと推定できる¹⁰。

表 7 産業セクターにおける 2030 年までの GHG 排出削減ポテンシャル

	2010	2015	2020	2025	2030	累計
電力消費量(GWh)	386	971	1,988	3,609	4,606	11,560
GHG 排出量 (tonCO ₂)	314,204	790,394	1,618,232	1,804,500	2,302,990	6,830,320

出典：ICCSR-Industrial Sector Report に基づき調査団作成

廃熱回収・発電技術は、本調査の対象である板ガラス製造工場のみならず、多種多様の製造現場に適用可能であり、前述の通り、現時点における生産量ベースおよび電力消費原単位による推計およびインドネシア政府の省エネによる GHG 削減ロードマップによる推計、いずれにおいても普及可能性は大きく、その電力消費量および GHG 排出量の削減にもたらす効果においても大きなポテンシャルを有することが明らかである。

¹⁰ 出典元にも GHG 排出予測量データが記載されていたが、使用されたグリッドの排出係数等、算出過程が不明なため、調査団により 2020 年までは 0.841tCO₂/MWh(2014 年の公表値)、2025 年以降は 0.5tCO₂/MWh の過程値を適用し、算出した。

3. 調査の方法

(1) 調査実施体制

本調査は、三菱 UFJ モルガン・スタンレー証券株式会社（MUMSS）が実施主体となり、現地のコンサルタントおよびインドネシアの総合エンジニアリング会社に調査の一部を外注し、更にホスト国の事業主および日本の機器メーカーの協力を得て実施した。

実施体制および、調査参加者の役割分担を次に示す。

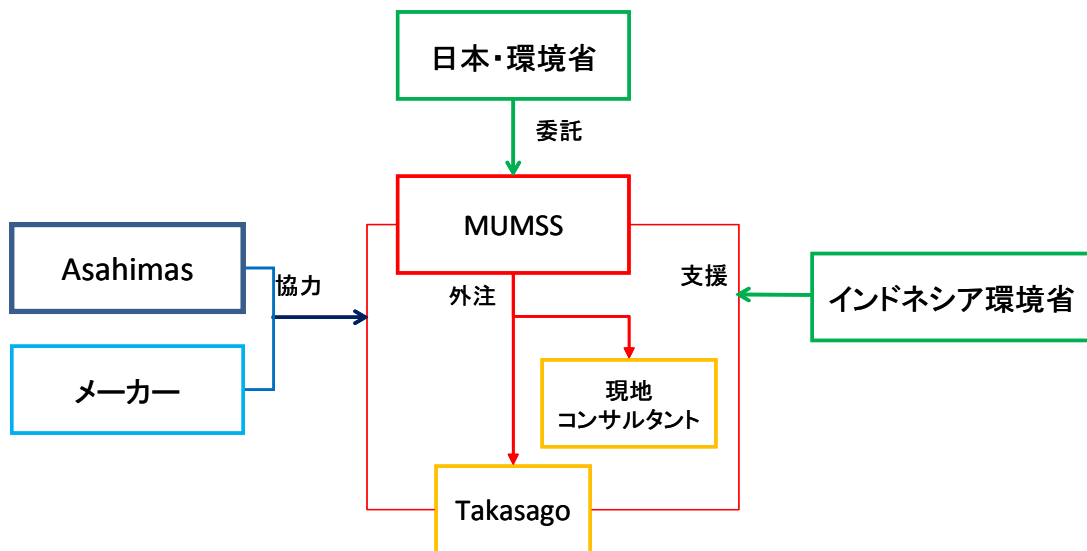


図 12 調査実施体制

出典：調査団作成

表 8 調査参加団体の役割分担

国	調査実施に関与した団体名	受託者との関係	実施内容
日本	三菱 UFJ モルガン・スタンレー証券 (MUMSS)	調査主体	調査統括、ホスト国政府の政策・電力料金等の動向調査、プロジェクト概要調査、JCM 方法論構築、資金計画作成
ホスト国	PT. Takasago Thermal Engineering (Takasago)	外注先	総合エンジニアリング企業。技術に関する調査、コスト試算、事業実施スケジュールの作成
ホスト国	現地コンサルタント	外注先	現地コーディネート、情報収集、インドネシア

			JCM 事務局との連携
ホスト国	PT.Asahimas Flat Glass Tbk (AMG)	協力企業	調査対象サイトの工場を所有。事業実施サイトの情報提供、エネルギー利用に関する情報提供、資金計画及び事業実施体制・スケジュールに関する協議参加
日本	日系企業メーカー	協力企業	機器情報の提供、技術に関する調査支援

(2) 調査課題

大項目	小項目	調査課題
プロジェクト実現に向けた調査	プロジェクト計画	<p>1) 資金計画の策定</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 初期投資額に含まれる各項目のコストダウン化の検討及びコストの精緻化 ● 維持管理コストの精緻化 ● 設備補助の実施体制の検討 ● 設備補助および分割払いの適用可能性等を含むファイナンス・スキームと支払スケジュールの検討 <p>2) 概略設計</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 排熱源となるガラス溶解炉排気ガスの排出状況調査 ● 排熱源となるガラス溶解炉排気ガスに含まれる、長期運転で熱交換器の性能を劣化させる成分の特定と、その対策に関する調査検討 ● 頻繁に発生する商用系統電力の停電に対して、安定運転を行なう対策の調査検討 ● 上記調査結果に基づく、最適な ORC システムの設計 <p>3) 工事計画の策定</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 既存のガラス製造設備の改造箇所の調査 ● 当該設置場所の地質調査(荷重耐力)、地盤改良の必要性の有無確認 ● 工事資材の現地調達及び現地設置工事業者に関する調査 ● 現地工事に関する現地特有の制約条件等施工上の障害の有無の調査

		<p>4) プロジェクト運用計画の策定</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 運用におけるプロジェクト実施体制の構築 <p>5) その他</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 現地側でのクレジットの取り扱いに関する検討
	日本技術の優位性	<ul style="list-style-type: none"> ● 競合製品との具体的なコスト比較 ● 他国製類似技術との定量的な性能及びコスト比較
	MRV体制	<ul style="list-style-type: none"> ● MRV 実施体制における各参加者の役割の明確化 ● MRV 実地研修の実施形態及び方法の検討
	環境十全性、ホスト国の持続可能な発展への貢献	<ul style="list-style-type: none"> ● 大気汚染物質の排出源及び推定排出量のより詳細な把握
JCM方法論作成に関する調査	適格性要件	<ul style="list-style-type: none"> ● JCM ガイドライン既存方法論を参考に構築。当該プロジェクトへの適用可能性の確認。 ● 日本技術の優位性の確保に関する検討
	リファレンス排出量・プロジェクト排出量の設定・算定	<ul style="list-style-type: none"> ● JCM ガイドライン既存方法論を参考に計算式を構築。 ● パラメータの推定値の更新
	実施前の設定値	<ul style="list-style-type: none"> ● グリッドの排出係数およびプロジェクト機器による付随的な電力消費量のデフォルト値化の検討。保守性の担保。
	モニタリング手法の設定	<ul style="list-style-type: none"> ● JCM ガイドラインおよび既存方法論により、設置場所、設バックアップ手法やキャリブレーション等を検討する。
	その他	<ul style="list-style-type: none"> ● プロジェクト排出量の有無の確認

(3)調査内容

本調査において上記調査課題を解決するために行った調査の内容を以下に記載する。

調査課題	調査予定内容
初期投資額に含まれる各項目のコストダウン化の検討及びコストの精緻化	<ul style="list-style-type: none"> ● Takasago 及び協力メーカーによる排ガス分析結果に基づく導入機器スコープをもとに、初期コストを精緻化した。 ● 現地化によるコストダウン化については、現地の資材調達可能性等を Takasago が現地の関係会社に対して調査し、検討した。

維持管理コストの精緻化	<ul style="list-style-type: none"> ● 詳細設計を踏まえ導入技術のスコープが明らかになった時点で、Takasago が維持管理費の精緻化を検討した。 ● MRV コストについては、MUMSS が、プロジェクト全体のスケジュールを検討した上で試算を精緻化した。
設備補助の実施体制の検討	<ul style="list-style-type: none"> ● GEC 殿へのヒアリング等に基づき、いくつかの実施体制案のメリット・デメリットを検討した。
支払いスケジュール等、ファイナンス・スキームの検討	<ul style="list-style-type: none"> ● 次年度の補助金申請および分割払いの可能性を踏まえた支払時期を検討した。
既存のガラス製造設備の改造箇所の調査	<ul style="list-style-type: none"> ● 現地調査に基づき、検討した。
当該設置場所の地質調査(荷重耐力)、地盤改良の必要性の有無確認	<ul style="list-style-type: none"> ● 同上
工事資材の現地調達及び現地設置工事業者に関する調査	<ul style="list-style-type: none"> ● 現地の工事会社から情報収集した。
現地工事に関する現地特有の制約条件等施工上の障害の有無の調査	<ul style="list-style-type: none"> ● 現地工事会社の調査に基づき、工期を具体化を検討した。
運用におけるプロジェクト実施体制の構築	<ul style="list-style-type: none"> ● 調査参加者において協議を重ね、実プロジェクトにおける各参加者の役割を明確化した。 ● 補助金の流れを、資金計画の調査と併せて検討した。
競合製品との具体的なコスト比較	<ul style="list-style-type: none"> ● 文献調査に基づき、汽力タービン等とのコスト比較を実施した。
他国製類似技術との定量的な性能及びコスト比較	<ul style="list-style-type: none"> ● イタリア製 ORC バイナリ技術との実績比較を検討した。
MRV 実施体制における各参加者の役割の明確化	<ul style="list-style-type: none"> ● 参加企業の各役割について現地調査および電話会議等で協議を重ね、明確化した。
MRV 実地研修の実施形態及び方法の検討	<ul style="list-style-type: none"> ● MRV キャパビルの実施形態・方法について、現地調査および電話会議等で協議した。
大気汚染物質の排出源及び推定排出量のより詳細な把握	<ul style="list-style-type: none"> ● 協力メーカーの技術調査に基づき、調査した。 ● 当該プロジェクト機器の導入スコープに関する調査に基づき、推定 GHG 排出削減量を精緻化した。
適格性要件の当該プロジェクトへの適用可能性の確認、日本技術の優位性の確保に関する検討	<ul style="list-style-type: none"> ● 当該プロジェクト機器の導入スコープに関する調査に基づき、当該プロジェクトへの適用性を確認した。 ● 競合製品を調査し、日本技術の優位性に関する要件の設定について検討した。
リファレンス排出量・プロジェクト排出量の設定・算定	<ul style="list-style-type: none"> ● 既存方法論を参考に、当該プロジェクトへの適用可能性を検討し、算定式を構築し、計算を行った。

事前設定値の検討	<ul style="list-style-type: none">● 当該プロジェクト機器の導入スコープに関する調査に基づき、当該プロジェクト機器による電力の内部消費量を推定し、デフォルト化を検討した。● 現地調査において、最新のグリッド排出係数の数値を入手した。
モニタリング手法の設定	<ul style="list-style-type: none">● 既存方法論をベースに、現地調査等を通じて当該プロジェクトへの適用可能性を確認し、検討した。

4.プロジェクト実現に向けた調査

(1)プロジェクト計画

① プロジェクト実施体制

(a)プロジェクト運用計画

本調査における協議の結果、AMG が主体となり、下図の実施体制による事業運用を予定している。各企業の役割を明確化し、当該プロジェクトの最適な運営に適した実施体制を構築した。維持管理については、定期メンテナンスはメーカーに依頼し、日常のメンテナンス及び管理業務は、メーカー及び Takasago との協業のもと AMG が実施する想定である。また、本調査において日系メーカーの機器を中心に適用可能性を検討し、有効性を確認した。JCM の活用に関するコンサルティングは MUMSS が提供する。更に、JCM 設備補助を申請する場合の実施体制の検討結果については、資金計画の項に詳細に説明する。

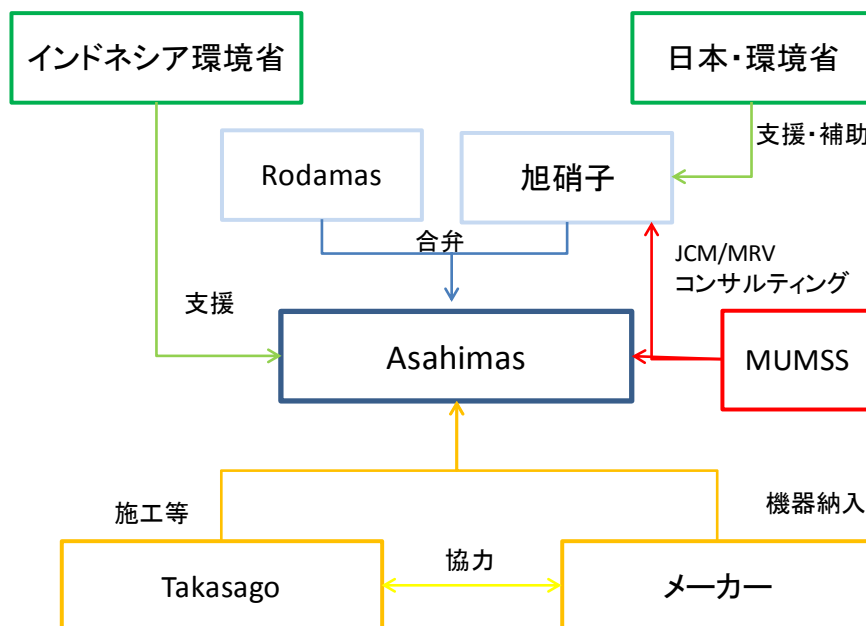


図 13 運用におけるプロジェクト実施体制

出典：調査団作成

(b)導入技術の概要

以下の項目の調査に基づき、月島環境エンジニアリング株式会社の協力を得て、導入機器の概略設計を行った。

1) 排熱源となるガラス溶融炉排気ガスの排出状況調査

以下に今回調査対象の板硝子製造工場に設備されているガラス溶融炉（以下、「窯」と称する）のプロセスフローを図示する。

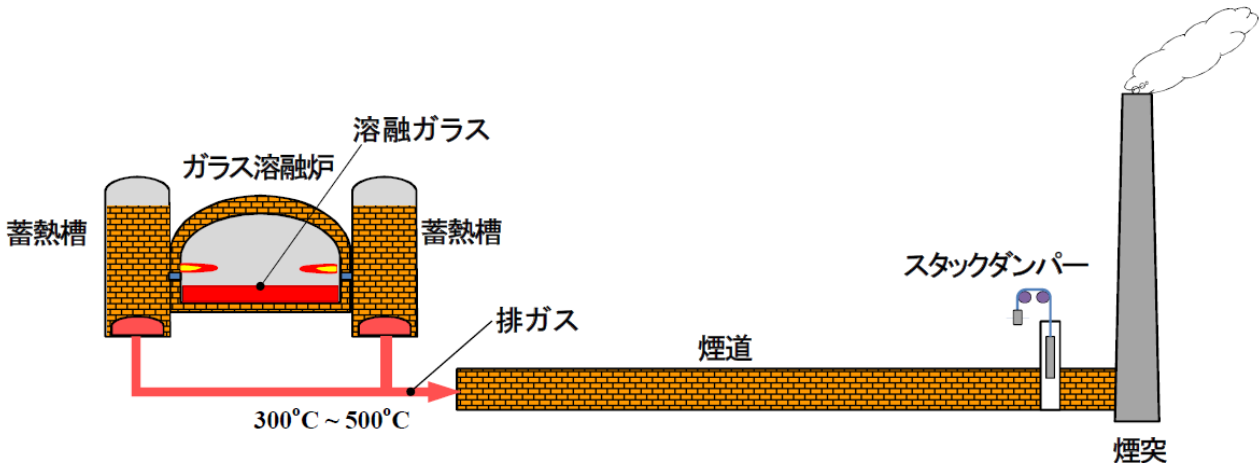


図 14 ガラス溶融窯フロー図

出典：調査団作成

板硝子の製造では、ガラスの原料（珪砂、芒硝等）を、炉内温度が 1,500℃以上に保たれた窯に供給し、熔融ガラスを製造したあと、次工程において板硝子に加工される。一方、窯から排出される 1,500℃以上の排ガスは、一旦窯の両脇に設けられた蓄熱槽に送られる。ここで蓄熱槽内に積まれた蓄熱体（通常はレンガ）と熱交換し、300℃～500℃程度の温度となって、蓄熱槽より排出される。排ガスとの熱交換により蓄熱体に貯められた熱は、ガラス溶融炉に供給される空気の予熱に用いられ、窯の温度を維持するのに必要な燃料の消費量削減に貢献している。この蓄熱と空気予熱の操作を約 20 分周期で切り替えるために、蓄熱槽は窯の両側に 2 基設置され、切り替え使用される。蓄熱槽を出た排ガス中の有害成分の濃度は、インドネシア国内の排ガス規制値を下回っており、そのため蓄熱槽排ガスは特段の洗浄処理は行われず、そのまま煙道を通り煙突から大気中へ排出されている。窯は一度火を入れると、窯の寿命である約 15 年間、火を落とすことなく連続して排ガスを出し続ける。蓄熱槽も、軽微な保守作業を除き、窯と同じく 15 年程度そのまま使用され続ける。この長期間の運転により、蓄熱体は徐々に劣化し、蓄熱性能が衰えていく。そのため蓄熱槽排ガスの温度は、運転開始初期は 300℃程度であるが、寿命が近づく 10 年後以降は 500℃程度まで温度が上昇する。

本調査の対象サイトである AMG シドアルジョ 工場の窯は、現時点でインドネシア最大級（製造能力 500ton/日）の設備であり、それから排出される排ガスは、温度は 300℃～500℃と然程の高温ではないものの、それが持つ廃熱量は膨大である。したがって効率良く廃熱を回収し、またその回収された廃熱を効率よく電力に変換することで、大きな省エネルギー効果を得ることが出来る。

2) 排熱源となるガラス溶解炉排気ガスに含まれる、長期運転で熱交換器の性能を劣化させる成分の特定と その対策に関する調査検討

上記 1) までの調査結果から、特に排ガスから廃熱を回収する熱交換器を設計するに当たり、以下の事項について慎重な検討を要することが判明した。

- 排ガス中に含まれるダスト成分が熱交換器伝熱面に付着し、熱交換能力が劣化する懸念。
- 排ガス中に含まれる硫黄酸化物、アンモニア、及び水分により熱交換器において酸露点腐食が発生する懸念。

これら懸案事項への対応策について、以下の通り調査検討を行った。

i. ダスト成分の付着について

1) の調査において、対象排ガス中に含まれるダスト濃度は 0.3g/Nm³-Dry Gas 程度とのものであり、この程度のダスト負荷であれば、廃熱ボイラ等で多く使用されている「スートブロウ」と呼ばれる灰落とし機構を熱交換器に具備することで、熱交換器伝熱面の健全性を十分維持できる。これは熱交換器内に圧縮空気を吹くノズルを設置し、この圧縮空気で伝熱面に付着したダストを吹き飛ばすものである。但しスートブロウでダスト除去を行うためには、ダストの条件として「伝熱面においてダストに粘着性が無い」ことが必要となる。一方、ダストに含まれる成分によっては、500℃以下の比較的低温であってもシンタリング¹¹を起こす場合がある。したがってスートブロウの有効性を確認するためにはダスト成分について慎重に検討する必要がある。

¹¹低融点成分が熱により溶融し、塊を生じたり、装置内壁面に固着する現象

そこで今回、実際のガラス溶融炉蓄熱槽底部に堆積していたダスト成分をサンプリングし、このサンプルに対して成分分析とシンタリング特性の検証実験を行った。その結果、500℃以下において伝熱面に固着するような成分や特性は見受けられず、ストロブローによる伝熱面付着ダストの除去は有効であることが明らかとなった。

ii. 酸露点腐食について

水分を含む排ガス中に相当量の硫黄酸化物とアンモニアが存在する場合、200℃以上といった比較的高い温度においても装置内面に結露が生じ、腐食による穿孔が生じる、いわゆる酸露点腐食が生じる場合がある。酸露点腐食を生じることが懸念される場合は、熱交換器における熱回収を抑制し、装置内の排ガスが接触する箇所の表面温度が酸露点温度より常に高くするようにする、あるいは酸露点腐食に耐性のある高級金属を使用する等の対応が必要となる。酸露点温度は、硫黄酸化物濃度、水分濃度を用いて予測される硫酸露点温度に対し、アンモニアが共存すると更に 50℃～100℃ほど高くなることが知られている。

現時点の調査で判明している排ガス中の硫黄酸化物濃度、水分濃度、アンモニア濃度は十分に低く、したがって酸露点腐食の懸念は低い。しかし万全を期すために、実際の調査対象の工場において排ガスのサンプリングおよび分析を実施する必要性があることから、2015年1月後半にサンプリング検査および分析を実施する。その結果から酸露点腐食の懸念が無いのか、改めて検討し、最終報告書に取りまとめる。

3) 頻繁に発生する商用系統電力の停電に対して、安定運転を行なう対策の調査検討

当地の商用系統電力（以下、グリッドと称する。）は改善が進められているものの依然として不安定であり、現在も月に1回程度停電が発生し、長時間な場合は半日近く継続することがある。ガラス工場の場合、停電による被害規模が甚大であり、調査対象の工場では、非常用自家発電設備（以下、非発と称する。）を完備し、1週間分程度の発電用燃料を備蓄することで、頻発する停電に対応している。

今回計画している廃熱を利用する発電設備（以下、廃熱発電設備と称する。）の場合、グリッドが停電しても運転を継続できるよう設備することは可能ではあるが、実際に停電が発生し、工場の非発が安定稼働するまでの間、廃熱発電設備に発電機定格を大幅に超える負荷が掛かってしまう。過負荷による設備の破損を防止するために、廃熱

発電設備にはグリッドの停電を検知して運転を非常停止させる安全装置を設備する。

一方で、グリッドが停電している時も工場は非発により操業を続けるため、廃熱源たる排ガスは継続して排出され、停止した廃熱回収用熱交換器に熱を与え続けることになり、廃熱発電設備に悪影響を及ぼす可能性がある。したがって、廃熱回収発電設備において同設備が停止中にも廃熱を適切に処置できるよう計画することが必要となる。具体的には、以下のような対策を講じることとする。

- 廃熱発電設備が停止した場合、速やかに廃熱回収用熱交換器への排ガスの供給を停止させ、排ガスを直接煙突へ送る、非常用バイパス装置の設置。
- 廃熱発電設備が停止した場合、廃熱回収用熱交換器が受けた熱を冷却して処理する、非常用冷却装置の設置。

これらの装置を停電発生時に稼働させるためには、非常用電源が必要となる。工場非発の発電容量の余剰状況に応じて、その非常用電源を流用するか、不足を生じる場合は別途非常用発電設備を設置する必要があるかを、今後状況を精査した上で確定する。

4) 上記調査結果に基づく、最適な ORC システムの設計

以下に廃熱発電設備の概念図を示す。

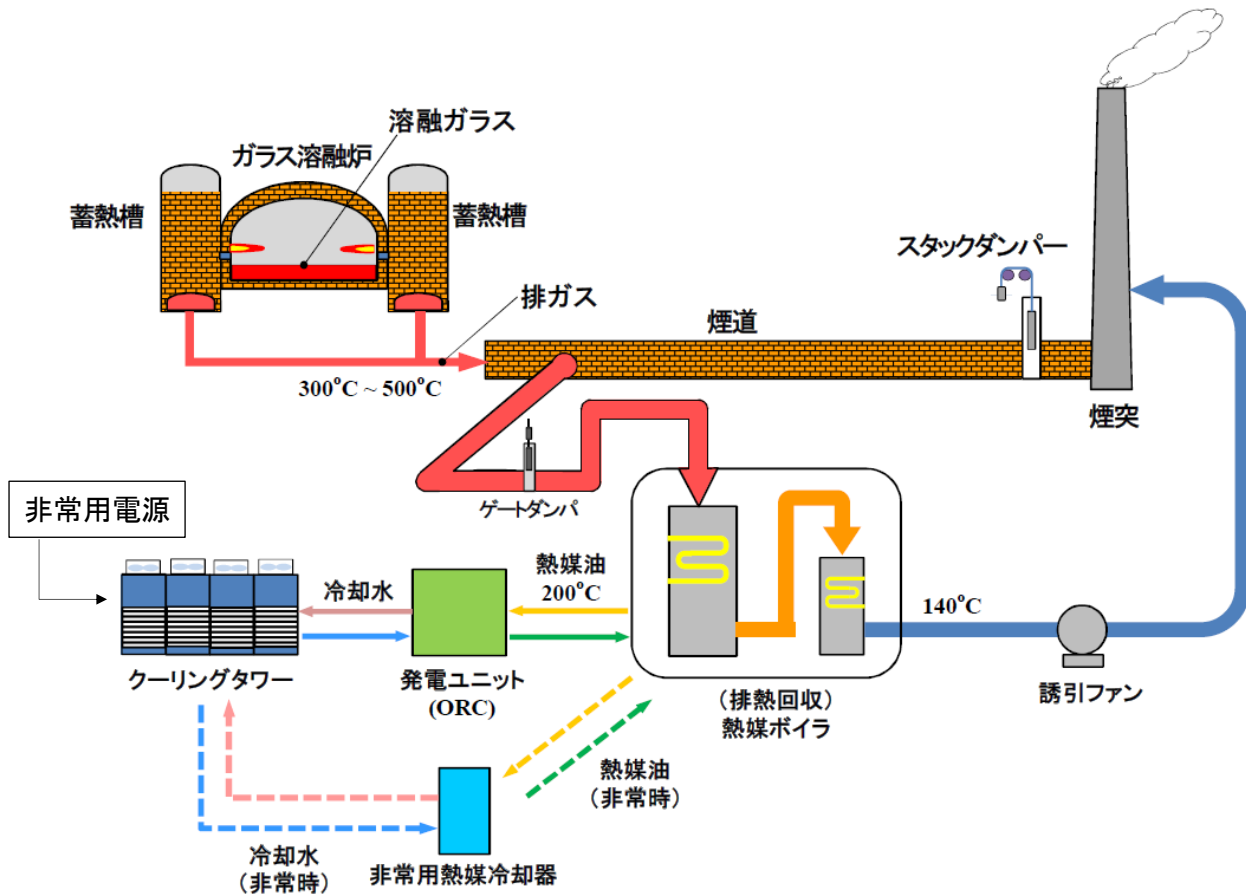


図 15 廃熱発電設備 概念図

出典：調査団作成

上図の計画内容は以下の通りである。

i. 廃熱回収部

まず、既存の煙道から排ガスを抜き出す新設ダクトを設置する。新設ダクトは廃熱を回収する熱交換器に接続される。本計画ではこの熱交換器は熱媒ボイラを採用し、200℃程度の熱媒油として廃熱を回収する。熱媒油による熱回収には以下のようなメリットがある。

- 熱媒油は大気圧下で操作できるので、水蒸気ボイラのように圧力容器とならない。
- 水蒸気ボイラで行われるボイラ水質管理が不要である。

熱媒ボイラは水管式であり、排ガス中のダストによる伝熱管の汚れを除去するために圧縮空気を使ったスートブローアを装備する。

廃熱を回収され温度の下がった排ガスは、誘引ブロワで昇圧された後、既設の煙突に戻される。

ii. 発電ユニット

発電ユニットは熱エネルギーを電気エネルギーに変換するユニットであり、変換方法として有機ランキンサイクル（ORC）を採用している。ORCは、特に水蒸気による汽力発電では十分な発電効率を出せない低温熱源において、汽力発電を上回る発電効率を発揮することが出来る。

本計画では、ORCの作動媒体としてODP（オゾン破壊係数）が0であるR-245fa（1,1,1,3,3-ペンタフルオロプロパン）を採用している。R-245faは不燃性で安全な媒体（米国ASHRAE安全区分B1）であるが、GWP（地球温暖化係数）が1,030（IPCC AR-4 100 years）と高いため、作動媒体が漏洩する可能性を極力排除した設備とする必要がある。具体的には回転機器等はノンシール型もしくは流体漏えいが極小の軸封を採用し、配管はフランジ接合を極力排除し、溶接を主体とする。

iii. 停電対策

上記3)の検討において必要とされる停電対策として、以下の装置を設備するよう計画する。

- 新設排ガスダクト中にスライドゲートダンパを設置し、誘引ブロワの停止と合わせて停電等による廃熱発電設備非常停止時における熱媒ボイラへの排ガス流入を最少とする。
- 非常用熱媒冷却器を設備し、廃熱発電設備非常停止時において熱媒油を冷却できるようにすることで、熱媒の過熱を防止する。非常用熱媒冷却器の冷却源として、クーリングタワー及び冷却水ポンプに非常用電源を接続し、停電時においても冷却源を供給できるようにする。

類似設備のレイアウト図を示す。

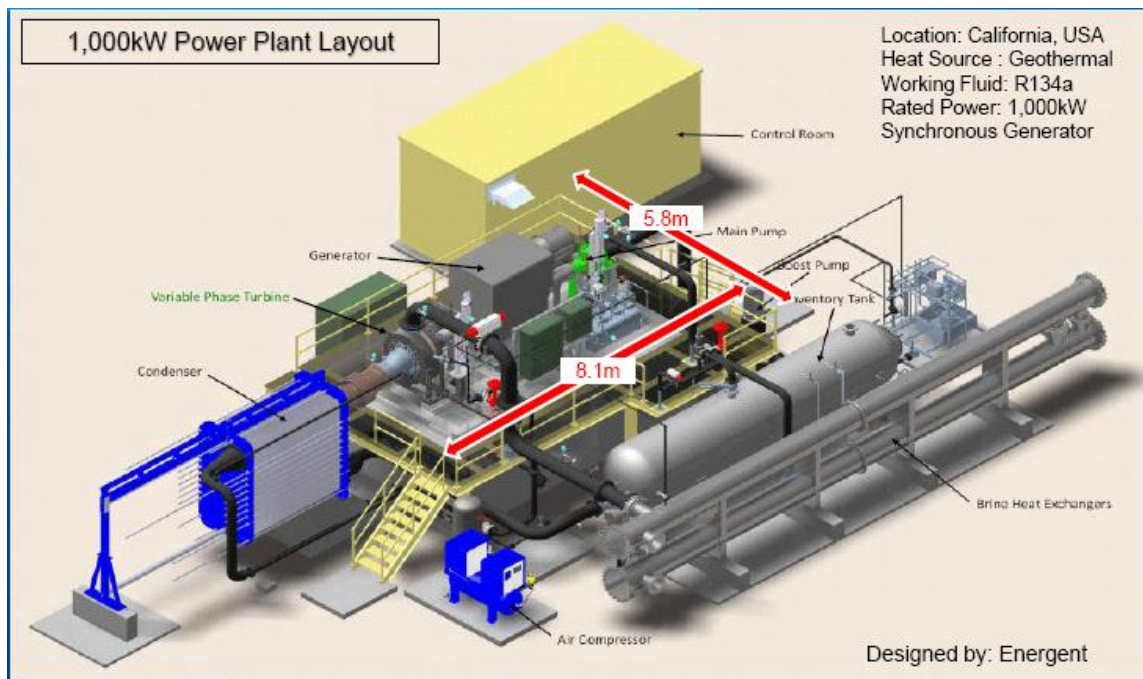


図 16 レイアウト案

出典:調査団

(c)工事計画

工事計画の具体化のため、以下の調査を実施し、可能な限り早期の工事着工及び完了を目標とし、工程の短縮の可能性について検討した。

1) 工場内の設備設置場所の設定

導入サイトについて、本調査開始当初は、AMG ジャカルタ工場を予定していたが、2014年9月に親会社である旭硝子株式会社によるインドネシア国内の生産体制の強化に関する発表に伴い、調査対象サイトを窯の停止が将来的に予定されているジャカルタ工場から、東ジャワ州シドアルジョ工場に変更した¹²。

尚、ガラス溶融炉の仕様、規模は両工場とも同じであり、同様の排熱が排出されている。このため、発電規模、工事内容につき、当初計画のジャカルタ工場と同じ内容でシドアルジョ工場に適用可能となることを確認している。

¹² 2014年9月3日 AGCプレスリリース。ジャカルタ工場のフロート窯1基を停止し、チカンベック工場の近接地に、最新鋭窯を1基建設することにより、約40%の生産能力強化を想定している。

- 2) 当該設置場所の地質調査(荷重耐力)、地盤改良の必要性の有無確認
シドアルジョ工場における地盤は強固であり、荷重の大きい既存設備近傍では問題ないと推測されるが、機器導入前の設計段階における設備荷重算出後に最終確認を行う予定である。

- 3) 既存のガラス製造設備の改造箇所の調査
ガラス溶融炉排ガス取り出しについて、既存設備に将来用開口タッピングが設けられている。この開口にゲートダンパーを設置して、既存設備の改造等を必要とせず排ガスを取り出せることを確認した。ゲートダンパーに新設ダクトを接続して、当該プロジェクト設備を設置していく。既存ラインへの影響をなくし、煙道の改修工事を回避することができることが確認された。排熱回収後の排ガスは煙突中央部に接続する。煙突への接続については空気抵抗が最小になるルートで調整をしていく。

- 4) 工事資材の現地調達及び現地設置工事事業者に関する調査
現地製作・工事会社3社について調査を実施し、うち2社については、本工事の一部を分担できることを確認した。主な現地調達可能品は、クーリングタワー、熱媒タンク4基、フロン用タンク、排ガスダクト(直径2m)、鉄骨架台である。発注に向けて、品質・コストについての確認を継続していく。

工事に関しては、基礎土木/建屋建築/機器据え付け/配管/電気計装/保温/塗装工事を現地にて計画している。スラバヤ地区での現地工事会社で基本的に全て対応可能であることを確認した。引き続き、工事实績に基づいた品質・コストについての最終確認を事業実施に向けて継続していく。

- 5) 現地工事に関する現地特有の制約条件等施工上の障害の有無の調査
現地製作・工事会社に関する調査を実施したところ、現地工事について、日本の工事と比較し工期が大幅に延びることが判明した。インドネシアにおける工事では、主に下記3点の制約があり全体計画への反映を要する。
 1. 12月から3月は雨期であり、外構工事関連には適していない。雨期を外す必要がある。
 2. イスラム正月期間の約1ヶ月間は、建設関連業者は休暇となり、工事進捗は望めない状況になるため、全体計画に反映しておく必要がある。イスラム暦のた

め、毎年約 2 週間イスラム正月の時期はずれていくのでその年のベースで日程を確認する必要がある。

3. 輸入品の通関手続きが煩雑で製品によっては 1 ヶ月以上かかることがあり注意を要する。

上記の調査結果を踏まえた上で、AMG の決済期間や機器の納期および現地工事にかかる時間を考慮し、スケジュールを策定した。機器発注から商業運転開始までに要する期間は最短で 18 ヶ月と推定される。

② プロジェクト実施主体の経営体制・実績

AMG は、1971 年に日本の旭硝子株式会社と同社の販売パートナーであったインドネシアの消費財・産業用資材卸売大手ロダマス社（Rodamas）と共同で設立された。AMG は同国の板ガラス市場において早くにリーディングカンパニーとしての地位を獲得し、ガラスメーカーとして東南アジア最大となっている。AMG の主要製品は、建築・産業用板ガラスと自動車用素板ガラス・加工ガラスで、2013 年の売上高に占める割合は、それぞれ 71%、29% で、これらフロートガラスの年間生産能力は 57 万トンとなっている¹³。現在、ジャカルタ市内の北ジャカルタ、ジャカルタ近郊の西ジャワ州カラワン県チカンペック、東ジャワ州シドアルジョ県タンジュンサリに工場を保有しているが、生産体制の強化のため、ジャカルタ工場のフロート窯一基を停止し、2016 年第 3 四半期までにチカンペック工場の近接地に最新鋭の窯を 1 基建設することを発表している。新設備の導入により、生産能力が 10% 近く増強される見込みである¹⁴。

(a) 経営体制

i. 株主構成

AMG は、1995 年にジャカルタ証券取引所に株式を上場しており、旭硝子株式会社および Rodamas 以外に、機関投資家を含め外部投資家が株式を約 15% 保有している。

¹³ Asahimas Annual Report 2013

¹⁴ 旭硝子株式会社 2014 年 9 月 3 日ニュースリリース。フロート窯とは、板ガラス製造用の溶解炉である。

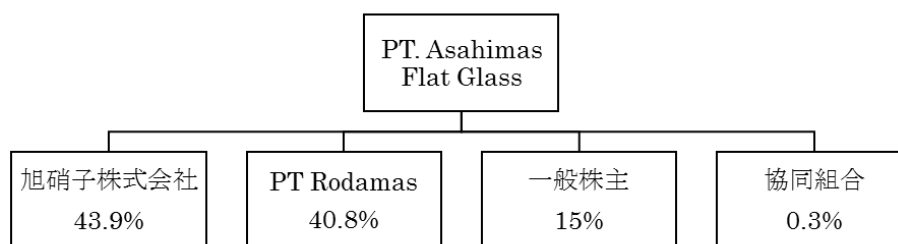


図 17 AMG の株主構成(2013 年末時点)

出典: Asahimas Annual Report 2013

ii. 社内体制

社内組織を以下に示す。構成する部門は主に以下の通りである。コミサリス会と称される理事会¹⁵の会長は Rodamas グループ出身の Tai Pei Ling 氏が、代表取締役社長は旭硝子出身の千代田万平氏が勤める。

¹⁵ インドネシア会社法では経営には取締役会とコミサリス会という二つの機関がある。コミサリス会は取締役会を監督、取締役会による会社の経営を監督し取締役会に対して助言を行い、日本の監査役会に類似した性格を有するが、その監督・助言範囲は会計監査のみならず経営執行全般に及ぶ。また、コミサリス会が会社運営に対し損害や破産をもたらした場合は、取締役会同様に責任が問われる。

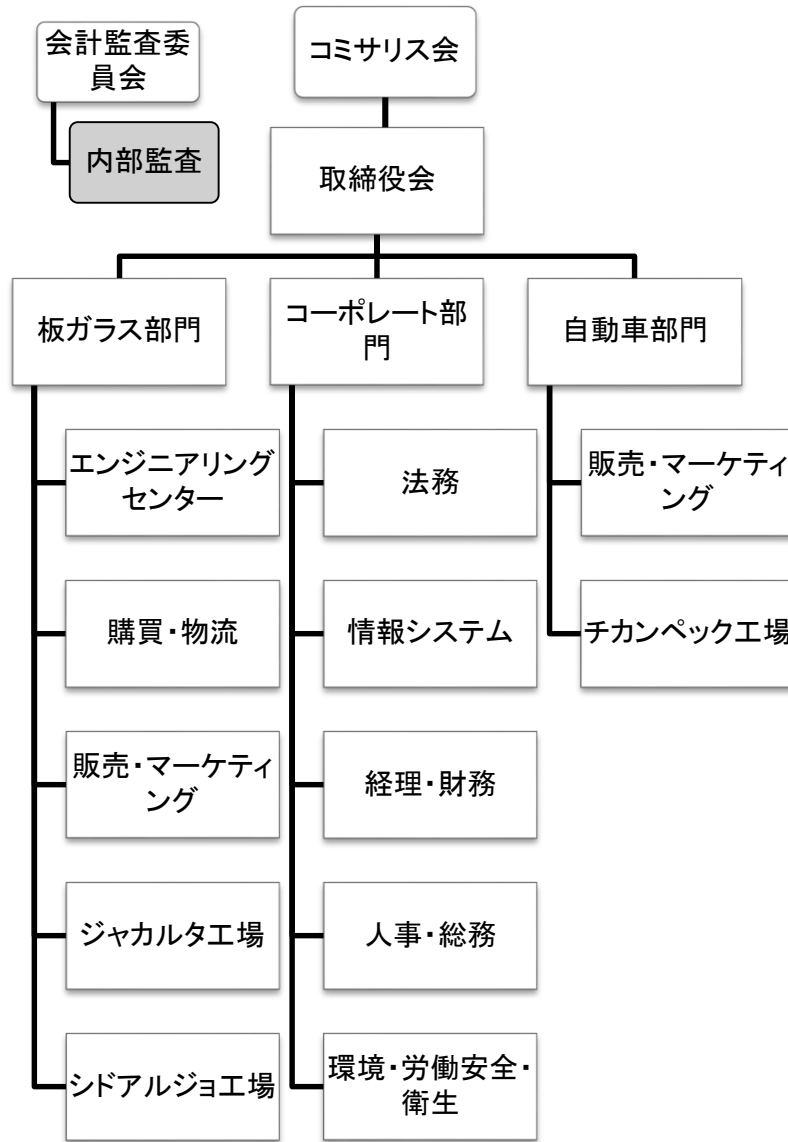


図 18 AMG の社内体制(2013 年末時点)

出典: Asahimas の情報に基づき MUMSS 作成

なお、2013 年末時点におけるコミサリス会のメンバー構成は次の通りである。

<u>コミサリス会</u>	
プジデントコミサリス	Tan Pei Ling
バイスプジデントコミサリス	市川 公一
コミサリス	Andi Purnomo
	武井 健夫
社外コミサリス	2名(尼・日)
<u>取締役会</u>	
代表取締役社長	千代田 万平
代表取締役副社長	Tjahjana Setiadhi
取締役	8名(日5名尼3名)
社外取締役	1名(尼)

(b) 業績

AMG は、インドネシアの堅調な経済成長に伴う好調な不動産・建設及び自動車市場からの継続的な需要拡大を背景に増収が続いている。金融危機に端を発した世界的な景気後退で2009年は減収となったものの、2010年以降は年平均約10%の増収を記録している。一方、電力料金や賃金の上昇、ルビアンによる輸入資材の急騰でコストが増加、収益を圧迫する状況が続き、営業利益は2010年以降ほぼ横這いにとどまっている。

表 9 過去3年間の業績ハイライト (単位:10億ルピア¹⁶)

	2011	2012	2013
売上高	2,596	2,857	3,216
売上原価	1,919	2,178	2,489
営業利益	432	448	429
営業利益率	26.1%	25.2%	22.6%

出典: Asahimas Annual Report 2013

2013年の業績は、堅調なインドネシア経済に牽引され、売上高は年初目標を7%上回る前年比13%増の3兆2,165億ルピアと過去最高を記録した。板ガラス、自動車用ガラスともに好調で、特に自動車用ガラスは、モータリゼーションの急速な進展を反映して国内販売が前年

¹⁶ 2015年1月4日の為替レートは1ルピア=0.0096円(Bloomberg)

比 11%増加したのに加え、ルピア安もあって輸出も同 52%と顕著な伸びをみせた。一方、売上原価や販売費用の増加により営業利益は同 5%減の 4,294 億ルピアとなった。

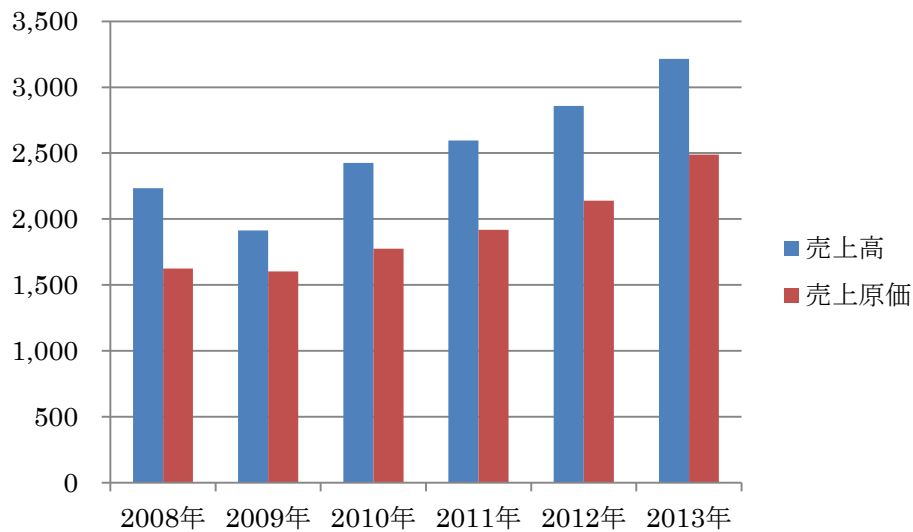


図 19 売上高の推移 (単位:百万ルピア)

出典: Asahimas Annual Report 2013 に基づき MUMSS 作成

好調な営業成績に支えられ、AMG の資産および資本は増加傾向にある。2013 年末時点の総資産は 1.98 兆ルピアであり、総負債の約 4.2 倍である。加えて、現金および現金同等物 (86.2 億ルピア) は、総負債の 77.9 ルピアを上回る数値となっている上、AMG は 2008 年以降銀行からの借入金はなく、同社の営業経費および投資に費やす資金が潤沢にあることがわかる。

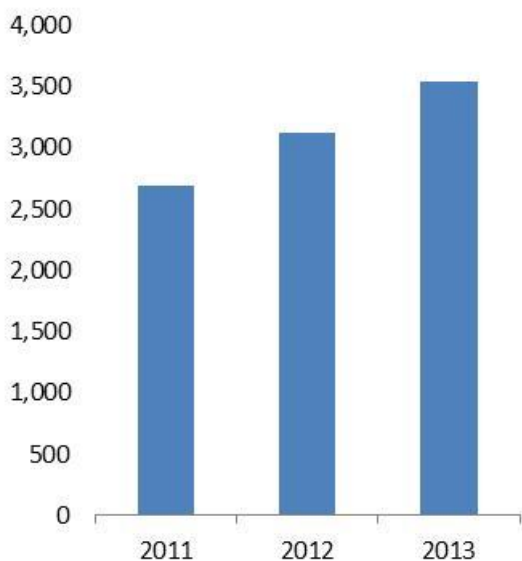


図 20 総資産の推移 (単位:百万ルピア)

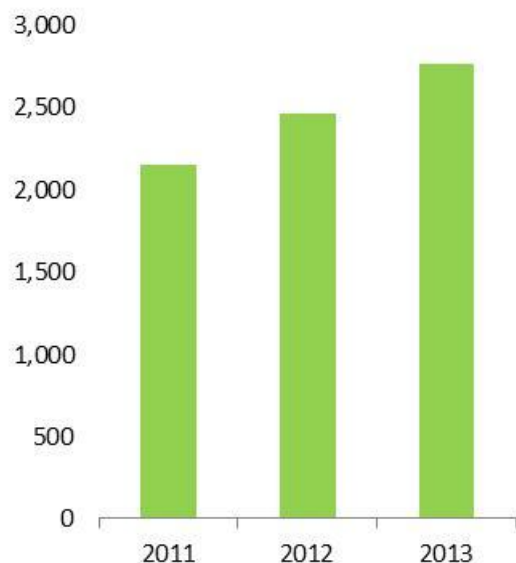


図 21 総エクイティの推移 (単位:百万ルピア)

出典: Asahimas Annual Report 2013 に基づき MUMSS 作成

(c) 経営における環境に関する考え方

AMG は、「環境」を経営の重要課題のひとつと位置付け、環境負荷の低減に努めており、事業運営において、環境について 5 つの方針を設定している。

- 環境マネジメントシステム（EMS）に基づく業務の継続的見直し
- 環境規制の遵守
- 環境に与える影響の軽減と公害予防
- 環境に優しい製品や技術の開発
- 環境活動に関する利害関係者とのコミュニケーションの積極化

特に、EMS のもと、各部門は目標・計画を立てて活動し、経営陣の EMS レビューによる評価のほか、外部の審査機関から国際的な統一基準に基づく審査を受けており、この結果を次年度以降の方針・計画立案に役立て、活動の継続的改善を図っている。

また、「Green Factory」のスローガンのもと、工場周辺の緑化や工場内の省エネに取り組んでおり、2011 年、同社のシドアルジョ工場はインドネシア環境省により企業の環境性能評価プログラム「PROPER（Program Penilaian Peringkat Kinerja）」で、同県では 2 社目となるグリーンの評価を付与された。2013 年には、シドアルジョに加え、ジャカルタ、チカンペックの工場がブルーの評価を付与されている¹⁷。

更に、「Green Operation」を目標に、石油に替わり天然ガスの利用等による CO2 削減にも取り組んでおり、当該プロジェクトも同社の経営の主旨に合致するものである。

(d) 今後の事業推進の見通し

AMG では、前述した電力価格の上昇、労働コストの上昇およびルピア安による輸入資材の購入コストの上昇等が収益の圧迫要因となっている。足元ではこれらの問題を抱えているものの、中長期的には、国内および近隣のアジア新興国の中間所得者層の拡大を背景に建築用および自動車用ガラスの需要拡大が見込まれている¹⁸。今年 9 月、AMG は旺盛な需要に対

¹⁷ PROPER 制度では、Gold, Green, Blue, Red, Black の 5 段階評価であり、うち、Gold, Green, Blue が環境規制を遵守していることを示す。

¹⁸ 2011 年に 1 人当たり GDP が 3,000 ドルを超えた同国は中間所得層拡大による本格的なモータリゼーション化の段階にはい

応するため、160 億円を投じジャカルタ工場に多品種に対応可能な、従来よりも 40%生産能力を増強した最新窯を設置し、フロートガラス生産体制強化を発表する等、積極的な設備投資をしていく姿勢がうかがえる。

③ 資金計画

当該プロジェクト C の実施に係わる初期投資費用及び維持管理費用を算出するにあたり、次の項目を調査した。

(a) 事業費

初期投資コストの検討にあたり、第 1 回現地調査において、プロジェクト機器の範囲を確定する上で、排ガスの成分分析が重要であることを認識された。前述の「4.(1)①(b)導入技術の概要」で説明した通り、まず第一の懸念事項であった排ガス中のダスト成分について、日系協力メーカーにて分析・測定を行った結果、調査対象サイトで発生するダストは標準的な「スートブロウ」の装着に除去は可能であることが判明したため、当初の想定よりコスト高になる要因は確認されなかった。なお、同じく「4.(1)①(b)導入技術の概要」に記載したとおり、酸露点腐食の確認のため、2015 年 1 月後半に排ガスサンプリングを実施する予定である。分析結果がプロジェクト範囲に大きな変更を与えることは現時点では想定されないが、検討結果を最終報告書に取りまとめる。

コストの内訳については、クーリングタワー、熱媒タンク、フロン用タンク、排ガスダクト等が現地調達可能であることを確認できたことを踏まえ、①日本国内の調達機器費用および設計費、②インドネシア国内調達機材費用、③現地工事費・試運転調整費に精緻化した。結果、日本国内の調達機器費用および設計費については、当初想定していた 4.5 億円より 1 億円少ない 3.5 億円の見積もりとなった。

維持管理コストについては、現地で類似工事の経験がある Takasago の調査から、年間約 150 万円と見積もった。

下表に、事業費の詳細を示す。

りつつあり、自動車販売台数は 2012 年に前年比 25%増、2013 年に同 10%増の 123 万台となり、4 年連続して過去最高を更新している

表 10 事業費の内訳

初期投資費用	① 設計・機材購入費	350,000 千円
	② インドネシア国内調達 機材	50,000 千円
	③ 工事・試運転調整費	80,000 千円
	計	480,000 千円
維持管理費 (MRV 費用除く)	① 消耗品、交換部品購入費	800 千円/年
	② メンテナンス工賃	700 千円/年
	計	1,500 千円/年

MRV 費用については、MUMSS の経験および第三者機関へのヒアリング等により、以下の通り推定する。第三者機関およびコンサルタントの費用は、案件タイプにより異なるため、一般化は難しいものの、登録までに少なくとも 1000 万円、第 1 回目の検証までには 1000 円万円以上の費用が想定される。環境省の JCM 設備補助事業には、これまで方法論作成に関するコンサルタント費用および妥当性確認に関する第三者機関費用が、別途環境省から支援されていることを確認している。これら JCM に特化した費用については、日本政府の JCM 資金から引き続き十分な支援があることが期待される。

表 11 MRV 関連費用の試算

支払先	項目	推定額	環境省による資金面の支援
第三者機関費用	バリデーション	200 万～500 万/1 回	有り
	検証	200 万～500 万/1 回	有り
コンサルタント費用	方法論作成支援	500 万円	有り
	PDD 作成・妥当性確認・登録支援	—	未定
	検証支援	—	未定

(b) ファイナンス・スキームの検討

当該プロジェクトにおける費用負担については、設備費用の 1/2 に日本政府の JCM 設備補助制度の適用を期待しており、残りの設備費用、維持管理費、MRV 関連費用の日本政府支援の提供がない項目については全て事業主の AMG が自己投資により負担する予定である。

前述の通り、AMGは十分な経営基盤および資金力を有しており、当該プロジェクトにおける自己投資分の資金負担能力については問題ないとする。

次年度のJCM補助金申請に向けて、まず国際コンソーシアムの構成パターンを、補助金の規定等に基づき、次のポイントを踏まえて検討した。

1) 国際コンソーシアムのメンバー

日本法人の代表事業者と現地法人の事業主が、必須の構成メンバーであり、他は任意でメンバーとなれる。次の点に注意が必要である。

● 機器の所有権

機器の所有権を国際コンソーシアム外に移転すると、財産処分の規則が適用され、補助金返還等の措置が課されるため、機器の所有権を持つ企業は国際コンソーシアムのメンバーとするのが良い。当該プロジェクトの場合、PT.Takasagoが一元的にメーカーから機器を購入した上でAMGに機器を割賦販売する場合、PT.Takasagoが機器の所有権を持つため、PT.Takasagoは国際コンソーシアムに参加することが求められる。他方、AMGが機器をメーカーから直接買い取る場合は、PT.Takasagoは国際コンソーシアムに参加する必要はない。

● 利益排除

国際コンソーシアム内からの調達には、利益排除のルールが適用される。当該プロジェクトの場合、PT.Takasago 或いはメーカーが国際コンソーシアム内に入るケースが該当する。なお、グループ会社間の調達は、国際コンソーシアム内外に関わらず、利益排除が義務付けられている。

2) 代表事業者

代表事業者は日本法人である必要がある。本件の場合、①当該プロジェクトの現地事業主 AMG の関係会社である旭硝子株式会社或いは、②当該プロジェクトの施工・据付等総合エンジニアリングサービスを担う PT.Takasago の関係会社である高砂熱学株式会社が代表事業者になりえる。②の場合、PT.Takasago に必ず利益排除が求められる。

3) 機器発注者

機器発注者は国際コンソーシアムのメンバーである限り、日本法人でも現地法人でも可である。当該プロジェクトの場合、現地事業主の AMG もしくは PT.Takasago となる。

4) 支払い期間

機器費用はJCM 設備補助事業期間内（約3年弱）に支払いを終える必要がある。しかしながら、ESCO 会社や Takasago が一旦全額支払った上で、AMG に割賦販売やリース等を供与する場合は、その限りでなく、事業終了後に支払い期間を設けることは可能である。その場合、ESCO 会社や Takasago は機器の所有権を持つため、国際コンソーシアムに入っている必要がある。

検討の結果、インドネシアでの高い金利の状況において、割賦販売やリース等の供与によりメリットを生み出すのは難しく、補助金申請においては、AMG 関係会社の旭硝子が代表事業者となり AMG と国際コンソーシアムを組成した上で、メーカーから機器を直接買い取る方向で調整している。

④ 事業収益性の評価

本事業の IRR を以下の通りに算出した。投資額については、前項で説明した通り精緻化を図り、JCM 設備補適用後とした。収入部分におけるグリッド電力代替量については、リファレンス排出量の項において後述する通り、保守的に見積もっている。また、電力料金については、AMG が属する I3 カテゴリーの直近の料金をもとに、算出している。

表 12 前提条件

	項目		金額	単位	ソース	備考
コスト	初期投資 費用	設計・機材購入費	350,000	千円	PT. Takasago	-
		現地調達機材	50,000			
		工事・試運転調整費	80,000	千円		
		計	480,000	千円		
		1/2 補助適用後	240,000	千円		
	維持管理 費	消耗品、交換部品購 入費	800	千円/年		
		メンテナンス工賃	700	千円/年		
計		1,500	千円/年			
	減価償却	24,000	千円/年		耐用年数@20年	
収入	グリッド電力代替量		6,400	MWh/年	メーカー 推定	-
	電力料金		10,704	円/MWh	PLN	1115 IDR/kWh x 0.0096 円 /IDR (2015年1月4日レ ート)
	グリッド電力代替収入		68,506	千円/年	-	-

前述の前提条件をもとに IRR を計算した結果、IRR は 14.56% と算出されている。

表 13 IRR 計算結果

	支出				収入	キャッシュフロー					IRR	
	初期投資費用	維持管理費用	減価償却	支出合計	電力消費削減収入	税引き前	法人税率	法人税	減価償却足し戻し	税引き後		
Year 0	240,000										-240,000	21.76%
Year 1		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		
Year 2		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		
Year 3		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		
Year 4		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		
Year 5		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		
Year 6		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		
Year 7		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		
Year 8		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		
Year 9		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		
Year 10		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		
Year 11		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		
Year 12		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		
Year 13		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		
Year 14		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		
Year 15		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		
Year 16		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		
Year 17		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		
Year 18		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		
Year 19		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		
Year 20		1,500	12,000	13,500	68,506	55,006	25%	13,751	12,000	53,254		

また、補助金適用後の額を初期投資額とし、当該プロジェクトにおけるグリッド電力代替によるグリッド電力料金節減分を収入すると、単純投資回収年数 3.5 年である。

$$\text{初期投資費用 (240,000 千円)} \div \text{電力消費削減収入 (68,506 千円/年)} = 3.5 \text{ 年}$$

これらの数値は、望ましい投資回収年数が 3 年以内とされる開発途上国における投資判断基準としては厳しいものである。しかしながら、前述の通り、インドネシア政府は新政権下においても、燃料への補助金削減を確固たる方針として掲げており、インドネシアでは更なる電力料金の上昇が十分に見込まれると考える。2015 年 1 月より、産業用電力料金にはインフレ率等を踏まえた変動性が導入されたが、2013 年のインフレ率は 8% であり、電力料金も同程度上昇することが想定できる¹⁹。更に、前項で説明した通り、板ガラス製造工場の窯からの廃熱温度は年々上昇するため、当該プロジェクトにおける発電量も増加することが確実に見込まれる。電力料金が 8% 上昇した場合、発電量が 10% 増加した場合、また 2 つのケースが同時に発生した場合を想定し、感度分析を行ったところ、IRR および投資回収年数は次の通りとなり、IRR は 25.95%、投資回収年数は 2.9 年まで改善する可能性がみえる。

¹⁹ 2013 年の平均インフレ率は 8.3% である。

表 14 感度分析結果

ケース		IRR	投資回収年数
ケース1	ベースケース	21.76%	3.5
ケース2	電力料金8%上昇	23.55%	3.2
ケース3	グリッド電力代替量 10%増加	24.00%	3.2
ケース4	ケース 2&ケース 3	25.95%	2.9

これらの試算結果は、電力料金の更なる上昇が見込まれ省エネが求められる状況の中、十分な投資能力があり、かつ企業方針として持続可能な工場オペレーションを目指す事業者においては、十分検討に値する数値と考える。

⑤ リスク分析

当該プロジェクトにおいて想定されるリスク、その影響および対応策を次の通り検討した。

● 安定した年間発電量の確保について

1) 工場で頻繁な商用電源停電が生じた場合(実際の停電記録を検討する必要あり)

- ✓ 想定される影響: 停電対応、対策によるメンテナンス費用増、発電量減少
- ✓ 対応策: 第4項に示す停電時の運転停止装置の適切な設置・運用により、当該設備への負荷を軽減する。

2) 冷却水系が停止した場合の工場から支給の冷却水補給水系の安定供給の確保

- ✓ 想定される影響: 発電停止
- ✓ 対応策: 冷却塔非常用電源、補給水系バックアップラインの設置

3) 発電量の工場内での完全な消費の確保

- ✓ 想定される影響: コストメリットの低下
- ✓ 対応策: 当該プロジェクトによる発電量は工場全体で 5MW の電力需要のごく一部を担うものである。生産量の増加に伴い工場の電力需要も上昇傾向にあり、大きな問題は発生しないと推定できる。

4) 発電端出力の確保

- ✓ 想定される影響: 発電量の低下
- ✓ 対応策: 排ガス用誘引ファン等の補機動力の極小化を実地に即して検討する。

- 現地工事について

- 1) 工場内設備との取り合い、補強、バックアップ等に関する追加コスト要素についての検討

- ✓ 想定される影響：コスト上昇

- ✓ 対応策：工場内設備との取り合い工事範囲を明確にして事前検討を行い、影響を最低限に抑える。

- 2) 工場内での独自の仕様、規制等の検討

- ✓ 想定される影響：工事遅延、追加コスト

- ✓ 対応策：工事中の安全管理システム、設備への安全対策の事前検討を行う。

工場内設備での独自の仕様を事前確認する。

- 補助金について

- 1) 補助金の有無により事業性へ影響

- ✓ 想定される影響：事業性の低下

- ✓ 対応策：補助金が適用されない場合、ESCO やサービス契約の活用を検討する。

上記のリスクについては、事業の進展に多少影響を与える可能性はあるものの、管理上対応可能なものであり、既に対応策を計画している。また、これらのリスクは廃熱回収発電により GHG 排出削減を実現するという事業の目的を揺るがすものではなく、当該 JCM プロジェクトの実現可能性には影響しない。

⑥ その他（クレジットの活用）

インドネシアは、JCM 参加国の中でも NAMA の策定が進んでおり、ホスト国内での JCM クレジット活用の可能性を最も明確に示唆している国でもあるため、当該プロジェクトから創出されるクレジットの取り扱いの可能性について次の通り、検討した。

まず、日・インドネシア間の JCM 合意文書において、JCM プロジェクトから発生するクレジットは両国が国際的に約束する目標達成ために使用することができると、以下の通り明記されている。

7. Both sides mutually recognize that verified reductions or removals from the mitigation projects under the JCM can be used as a part of their own internationally pledged greenhouse gases mitigation efforts.

出典：日インドネシア JCM 合意文書

配分方法に関する方針はなく、現在のところ、事業者に委ねられている。当該プロジェクトにおいては、現時点では JCM 設備補助金を受領する際には、相応のクレジットを日本政府に移転することとなり、残りのクレジットはインドネシア側で保有することを考えている。

なお、JCM クレジットの国際的取引が制度下するまでのクレジットの用途オプションとしては、インドネシア国内で検討されている市場メカニズム、Nusantara Carbon Scheme (NCS) がある。インドネシア政府は、前述の通り、途上国としては積極的な GHG 排出削減の方針を打ち出している。下図の通り、独自の努力で BaU 比 26%、更に国外からの支援がある場合は 41% 以上の削減目標を掲げており、実現のための対策の重要な一部として、炭素市場の活用を位置づけている。

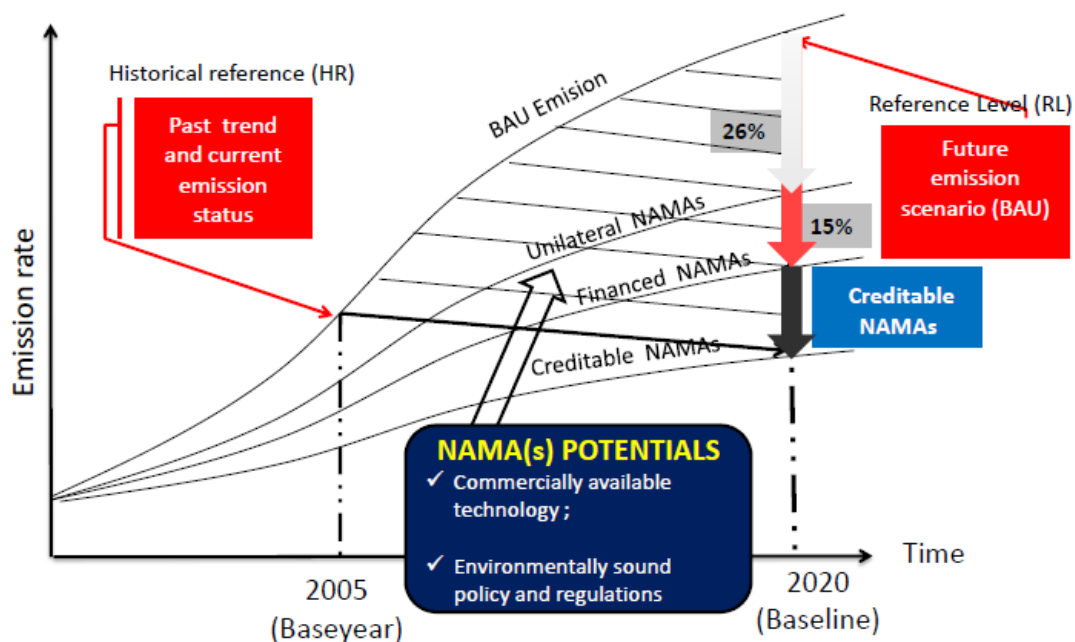


図 22 インドネシアの GHG 削減目標

出典：National Council on Climate Change Indonesia 資料

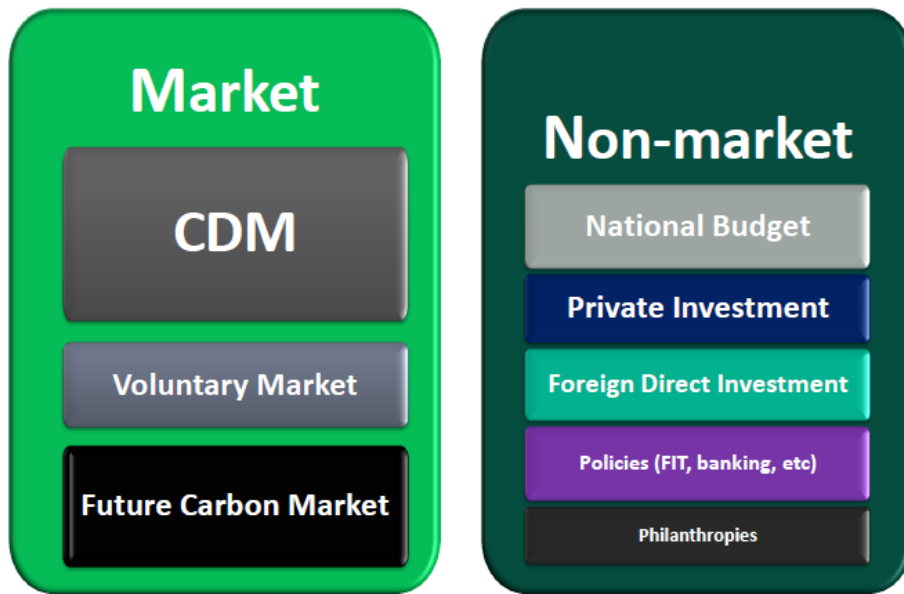


図 23 インドネシアの気候変動対策における市場メカニズムの位置づけ

出典: National Council on Climate Change Indonesia 資料

第 1 章に記載した通り、将来的に多国間の炭素市場、地域間および二国間の炭素市場、また国内炭素市場の活用を想定しており、全ての炭素市場の連携を望んでいる。

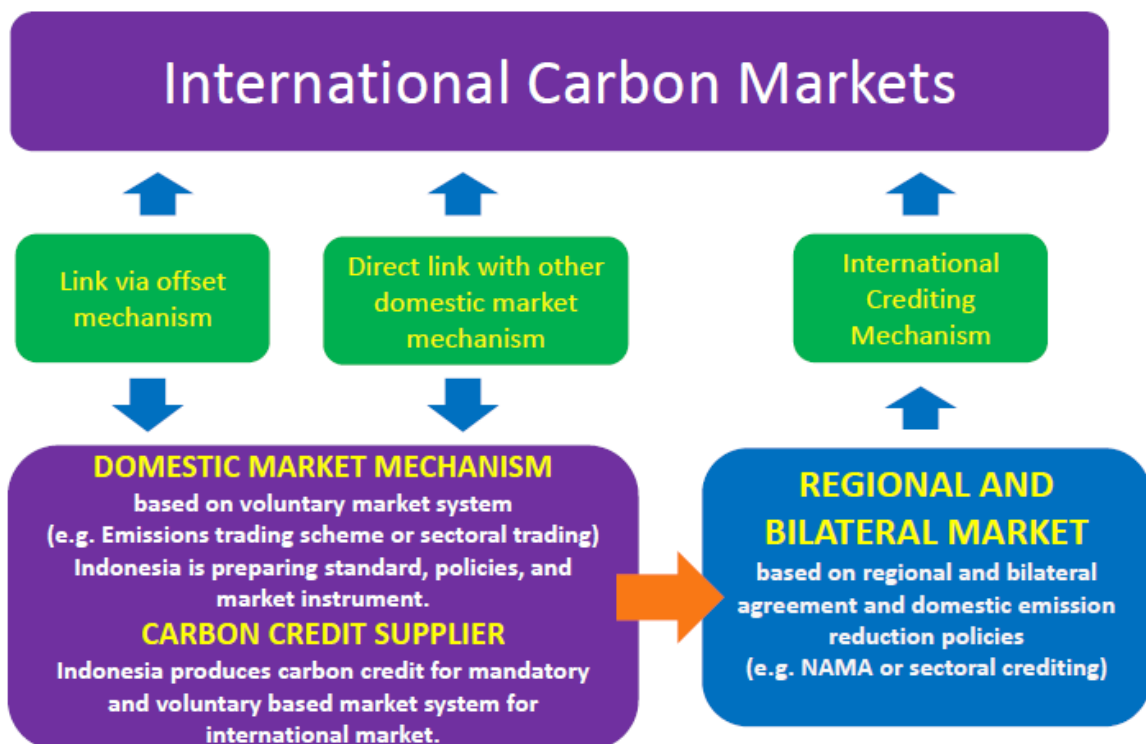


図 24 インドネシア政府が想定する炭素市場間の連携

出典: National Council on Climate Change Indonesia 資料

インドネシア国内の制度として、ISO 14064/14065 に基づく GHG 排出削減量の自主的な認証・登録制度である Nusantara Carbon Scheme (NSC) の検討を開始しており、現在の作業状況は次の通りである²⁰。

現在の作業状況

- ウェブサイトの開設 <http://skn.dnpi.go.id>
- 一般的規則および要件の第二次ドラフトおよび持続可能な開発に関するガイドラインを作成し、パブリックコメントの受付準備
- 再生可能エネルギー、省エネ、植林、廃棄物に関する合計 6 つの方法論の審査
- バリデーション・検証のガイドラインおよび土地利用、土地利用変化及び林業部門 (LULUCF) に関するガイドラインのドラフト
- パイロットプロジェクトの開発

想定される NCS の役割

- 関心のある事業者に GHG オフセットを与える
- 市場に関する意識を高める
- 炭素マネジメントに関する地域の能力を向上する
- セクター全体にかかる政策など、より幅広い分野と連携することにより、GHG 排出の増加傾向を緩やかにし、広範囲な排出削減活動を促進する。

このように、インドネシア国内における炭素市場創設に向けた作業は進展しており、日本政府への移転分以外のクレジットの有効な用途になり得ると考える。インドネシア国内でクレジットの需要が創出される暁には、省エネプロジェクトの実施インセンティブが増し、クレジットに金銭的な価値が付与される場合は収益性が増し、金銭的価値が伴わない場合でも環境へ貢献が明らかになり、全体として事業の価値を高めることに大いに貢献するであろう。

(2) プロジェクト許認可取得

EIA はインドネシア環境省省令 No.11, 2006 において発電容量が 100MW 以下の設備は EIA の実施が求められないため、本件では不要である。事業の許認可については、PLN への売電は実施しないため、不要である旨を、インドネシア投資庁 (BKPM) に問い合わせ、確認を得ている。

²⁰ National Council on Climate Change Indonesia 資料

(3) 日本技術の優位性

当該プロジェクトで導入を検討する技術は、AMGの板ガラス製造過程から排出される300～500℃の排熱を用いたオーガニックランキン方式（ORC）によるバイナリ発電である。インドネシアでは、製造現場における廃熱回収・発電技術の導入は一般的ではなく、その概念も普及していない。JCMの支援がなければ、廃熱回収・発電技術は導入されず、廃熱はそのまま大気に放出され、所内電力は引き続きグリッドから購入されると考えられるため、JCMによる支援がなければ導入が見込まれる製品・技術という観点における競合製品は存在しない。

しかしながら、代替技術として、当該温度域での発電が可能な汽力タービンでの導入、また他社のORCバイナリ発電技術が想定される。汽力タービンについては、当該温度域では低温低圧の水蒸気しか作れず、その発電効率は10%程度と、バイナリで想定している発電効率（15%）と比べて、効率が低いことが協力機器メーカーの推算により判明している。また、汽力タービン発電に必要な排熱ボイラは、大がかりで非常にコスト高となる上に、維持管理の手間及びコスト負担が相応に高い。バイナリであれば、熱回収部分で、蒸気製造の代わりに常圧で熱媒油を加熱する方式が採用できるため、比較的簡略かつ安価な設備での構築が可能となり、効率・維持管理の手間およびコストの面で有利であると考えられる。

以下に汽力タービン発電とORCとの比較を示す。

表 15 汽力タービン発電と ORC の比較

	汽力発電	ORC
作動媒体	水 安価、環境負荷が少ない	フロン、炭化水素等 高価、環境負荷が高い
排熱源温度 400℃における 発電効率	10%程度	15%以上
操作圧力	発電効率を考慮すると 高圧が必要 (2MPaG 以上)	沸点が低く、低圧で動作する (2MPaG 以下)
タービン	圧力比が大 多段動翼が必要となり高価	圧力比が小 単段又は 2 段動翼で安価
タービン回り設備	蒸気密度が小さく蒸気体積が 大きく、大型となり高価	蒸気密度が大きく蒸気体積が 小さく、小型で安価
凝縮器	真空操作が必要となり大型かつ真 空装置が必要であり高価	常圧以上で操作するため 小型で安価
熱回収用熱交換器	不要 (媒体蒸発器と共通)	媒体蒸発器と別に設置 熱媒油加熱器でありシンプルで 安価
媒体蒸発器	ダストを含むため水管ボイラとな り、大型且つ複雑で高価	熱回収用熱交換器 (熱媒ボイラ) とは別となる。熱媒加熱の為 小型且つシンプルで安価
媒体循環ポンプ	揚程は高いが媒体循環量 (ボイラ 給水量) が少なく、消費電力が 少ない。発電端出力の 1% 以下	揚程は低いが媒体循環量が多く、 消費電力が多い。 発電端出力の 3% 程度
水の管理	ボイラ給水の水質管理と ボイラブロー水の排水処理が 必要	熱媒も作動媒体も閉鎖系であり、 水質管理や排水処理が不要
メンテナンス	蒸気ボイラ点検・タービン点検 構造が複雑かつ大型なので 高価	熱媒ボイラ点検・タービン点検 構造がシンプル且つ小型なので 安価
媒体漏えい	水蒸気なので漏洩しても環境負荷 は小さく、漏えいに寛容。	媒体が漏洩すると環境負荷が高 く、媒体価格も高価であるため、 漏えいは許されない。
発電機端出力 1000kW 設備 の場合の、機材・工事費	概略 7 億円	概略 5 億円

本調査で検討した日本技術と他国製の ORC 発電技術との比較に関しては、まず世界の主要 ORC メーカーの概況を次の通り調査した。

表 16 世界の主要 ORC メーカー

Manufacturer	Applications	Power range [kWe]	Heat source temperature [°C]	Technology
ORMAT, US	Geo., WHR, solar	200-70.000	150-300	Fluid : n-pentane and others, two-stage axial turbine, synchronous generator
Turboden, Italy	Biomass-CHP, WHR, Geo.	200-2000	100-300	Fluids : OMTS, Solkatherm, Two-stage axial turbines
Adoratec/Maxxtec, Germany	Biomass-CHP	315-1600	300	Fluid: OMTS
Opcon, Sweden	WHR	350-800	< 120	Fluid: Ammonia, Lysholm Turbine
GMK, Germany	WHR, Geo., Biomass-CHP	50-5000	120-350	3000 rpm Multi-stage axial turbines (KKK)
Bosch KWK, Germany	WHR	65-325	120-150	Fluid: R245fa
Turboden PureCycle, US	WHR, Geo.	280	91-149	Radial inflow turbine, Fluid: R245fa
GE CleanCycle	WHR	125	> 121	Single-stage radial inflow turbine, 30,000 rpm, Fluid: R245fa
Cryostar, France	WHR, Geo.	n/a	100-400	Radial inflow turbine, Fluids: R245fa, R134a
Tri-o-gen, Netherlands	WHR	160	> 350	Radial turbo-expander, Fluid: Toluene
Electratherm, US	WHR, Solar	50	> 93	Twin screw expander, Fluid: R245fa

出典: Sylvain Quoilin 他 “Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems”
Renewable and Sustainable Energy Reviews 22 (2013) Page 168-186, Elsevia

表 16 に示すメーカーのうち、マーケットは米国の Ormat 社とイタリアの Turboden 社がほとんどを占めている。設置台数では、Turboden がもっとも大きいシェアを有しているが、EU 向けの小規模バイオマス案件が多く、設置出力シェアではわずかに 8.6%となっている。一方、設置台数では Turboden の次となる Ormat は、大規模地熱案件が多く、設置出力シェアでは 86%と非常に大きいシェアをもっている。

表 17 ORC マーケットシェア

メーカー	設置台数シェア	設置出力シェア
Ormat	24%	86%
Turboden	45%	8.6%

出典: “Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems”を基に調査団作成

Ormat と Turboden 各社の製品の特徴は次の通りである。

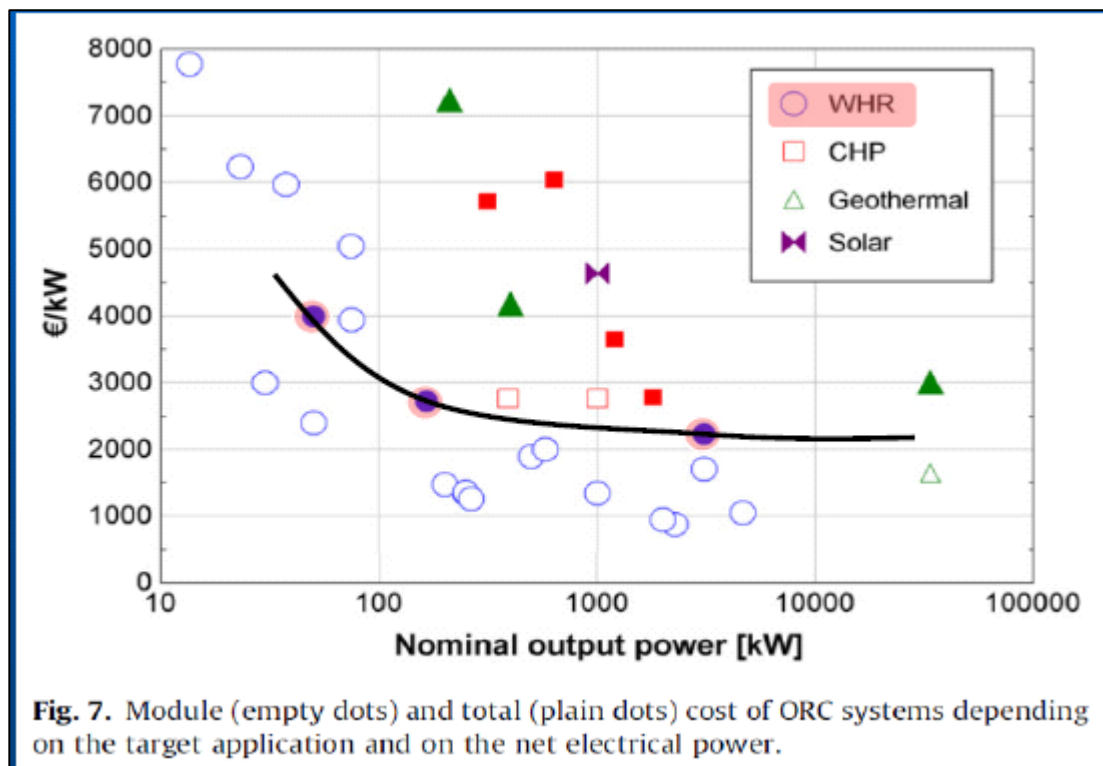
表 18 2大メーカー製品の特徴

メーカー	メリット	デメリット
Ormat	<ul style="list-style-type: none"> ● 世界最大の実績 ● 世界最高出力 ORC の実績 	<ul style="list-style-type: none"> ● 地熱発電中心で排熱向けは少数作動媒体が危険物（ペンタン）
Turboden	<ul style="list-style-type: none"> ● 世界最大の販売台数 ● 世界最高クラスの発電効率 	<ul style="list-style-type: none"> ● 作動媒体が特殊で高価

Ormat は地熱発電、Turboden はバイオマス発電を得意分野とする等、世界的にみても製造現場において圧倒的優位にたつメーカーはなく、とりわけインドネシアでは製造現場における廃熱回収

の概念そのものが浸透していない状況であり、全てのメーカーに同じようなチャンスがある状況である。日本製品は、日本の厳格な技術基準に適合するよう設計・製作されており、品質・信頼性ともに高く、異常時検知システムや制御システムの導入により高い安全性を確保できる等のメリットがあり、十分な競争力を発揮できると考えられる。

Ormat の製品については、加熱性の高い危険物を作動媒体として使っており、製造現場での活用に適していないため、もっとも競合する製品はイタリアの板ガラス製造工場での導入実績のある Turboden 社製品であるとの認識のもと、性能面で目立った差はないため、コスト面での比較を試みた。具体的なコストは非公開情報のため困難であったため、文献調査により世界一般的な ORC 設置コストを次の通り調査した。



注) 中抜き: ORCモジュールコスト、塗りつぶし: 発電設備建設コスト

図 25 ORC 廃熱回収・発電設備建設コスト

出典: Sylvain Quoilin 他 “Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems”
Renewable and Sustainable Energy Reviews 22 (2013) Page 168-186, Elsevia

図 25によると、当該プロジェクトと同水準の規模である 1,000kW クラスで約 €2,400/kW であり、1 ユーロ 135 円で換算すると、1,000kW 設備 が約 3.2 億円となっている。この数値は、工事費が含まれるのかが明確ではないが、前項の資金計画に記載した通り、当該プロジェクトの初期投資額の 4.8 億円は JCM 設備補助金分を考慮すると 2.4 億円となり、工事費を含んだとしても一般的とされるコストより大幅に低いコストで導入が可能となる。すなわち、日本製の技術を導入し、JCM プロジェクトとして事業化することにより、通常より約 25% も低コストで優れた ORC 設備

の導入が可能となるため、日本製品の優位性が際立つこととなる。本調査における適用技術の検討において協力を賜った月島環境エンジニアリングは、このようなコスト面での優位性に加え、輸出に対応しており、プロジェクト対象サイトに即した発電出力の機器、また ORC モジュール単体ではなく廃熱回収・発電設備の導入に対応可能であり、十分な競争力を有していると考える。

(4)MRV 体制

当該プロジェクトにおける MRV 実施体制を、本調査において次の通り構築した。

① MRV 体制

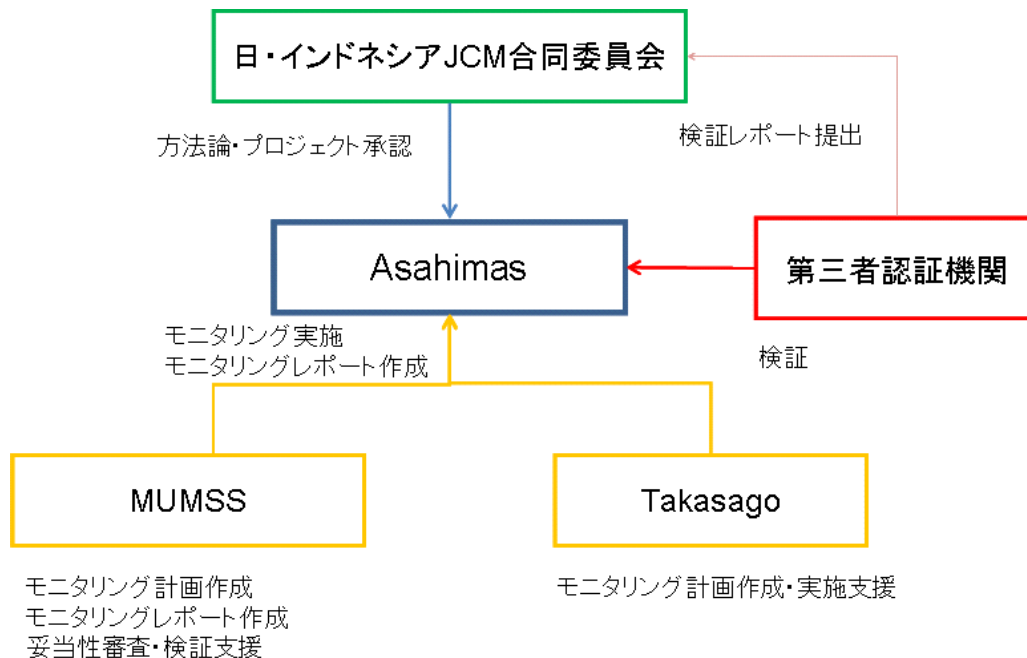


図 26 MRV 実施体制

AMG（Asahimas）、MUMSS、Takasago における役割分担を次の通り計画している。

- AMG: モニタリングデータの収集及び記録、モニタリングレポート作成、GHG 排出削減量の算定、第三者機関による検証の依頼を実施。
- MUMSS: モニタリング項目が記載されており、モニタリングデータを入力する方法論スプレッドシートを作成する。一連の MRV 過程において AMG へのコンサルティングサービスの提供により手続き面をサポートする。
- Takasago: モニタリング手法及びモニタリング実施における技術面のサポートを提供。

② モニタリング機器

当該プロジェクトにおけるモニタリングはプロジェクト機器による発電量であり、モニタリングポイントは1箇所と、モニタリング自体は比較的シンプルなものとなる。当該プロジェクトは、PLN への売電は行わないため、PLN による制約はなく、モニタリング機器および手法とも事業者次第で決定することが可能である。

発電量の計測機器は、電力メーターであり、バックアップ用を含めて2基導入予定である。機種については、国際的な規格に合ったものとし、キャリブレーション等はメーカーの規定にしたがって行う予定である。連続計測結果をコンピューターシステムと連携して、自動的にデータがシステムに蓄積されていく、限りなく自動化したモニタリングシステムを構築し、現場の負担を軽減する方針である。

③ モニタリング実地研修

選定するモニタリング機器、必要なモニタリング項目、モニタリング頻度、データ保存の必要性、キャリブレーション証明書の準備等については、本調査において現地事業主と既に協議済みだが、PDD 作成時とモニタリング開始前に最低1回ずつ、MUMSS が現地で研修を実施し、これらの項目について妥当性確認および検証に備える。

(5) ホスト国の環境十全性の確保と持続可能な開発への寄与

当該プロジェクト技術は、グリッド由来の電力使用量を削減することにより、化石燃料ベースの発電によるGHG排出を削減し、気候変動の緩和に貢献するとして、第1回現地調査においてインドネシアJCM事務局からJCMプロジェクトとして相応しいとのコメントを得た。GHG削減効果は第5章に後述する通り、2020年までに19,601 ton-CO₂と推定され、インドネシアの持続可能な開発に関する政策の重要な一部である気候変動の緩和に貢献する。第2章に前述したとおり、当該プロジェクト技術はインドネシアで普及しておらず、当該プロジェクトの実現は、インドネシアの重要産業である製造業の低炭素化の重要な一歩となる。また、当該技術の普及が進んだ暁には、気候変動緩和への貢献度は更に上昇することとなる。

なお、当該プロジェクトはインドネシア環境省省令 No.11, 2006 において環境影響評価 (EIA) が免除される発電量 100MW 以下の設備であり、環境に大きな影響を与えない事業として、EIA は不要であることを確認しているが、次の項目について、環境への影響を調査し、影響が懸念され

る場合はその対策を検討した。

(a) 作業媒体と熱媒油

当該プロジェクト機器は GHG の高い代替フロン「R245fa」を作業媒体として利用するため、大気への漏洩がないよう、細心の注意を払う必要がある。機器側の対応として、第 4 項に示したとおり回転機器等にノンシール型もしくは流体漏えいが極小の軸封を採用し、配管はフランジ接合を極力排除し、溶接を主体とする手法を採用するため、通常運転において漏洩はなく、補充の必要もない。運転中に媒体漏洩が発生していないことを確認するため、ガス検知器による監視や、定期的な体積による充填量の確認を行うことにより、ダブルチェックを行う。タービンの分解点検および廃棄時のフロンは、事業所内に設置予定のタンクに詰め、設備内に残ったフロンは専門業者に回収させるか、あるいはフロン回収用の機器を導入し、機器メーカーがその利用方法のノウハウを伝授する。フロンの破壊については、既にインドネシア国内でフロン破壊を請け負っている大手セメント会社 Holcim のとキルンにおける処理を依頼する。Holcim は破壊したフロンに関して、証明書（マニフェスト）の発行が可能であることを、現地調査において確認している。

また、熱媒体として使用する熱媒油（ダウサムオイル）は、温暖化ガスではなく大気中に蒸発したとしても環境に影響を与えるレベルものではないが、フロンと同様、外に漏れない措置を機器側でとる。

これらの対策により、作業媒体と熱媒油に関しては、漏洩を防ぐことにより環境十全性を確保する。

(b) プロジェクト機器からの排ガス

当該プロジェクト機器は、排ガスを発生させるが、この排ガスはガラス溶融炉後に設置されている蓄熱室から排気されるガスが、当該プロジェクト機器の廃熱回収部である熱媒ヒーターを通過し、温度の降下を経てそのまま既存の煙突から排気されるものであり、当該プロジェクトにより新たに発生するガスや汚染物質はないことを機器メーカーへの調査により確認している。なお、当該プロジェクト機器で回収するガスの成分については、当該プロジェクトサイトである AMG シドアルジョ工場は、企業の環境性能評価プログラム PROPER のグリーン認証により高い環境規制遵守水準を認められており、適用される環境基準の遵守については問題ない旨、確認を得ている。

上記の検討結果通り、当該プロジェクトによる環境への負の影響は想定されず、ホスト国の持続可能は開発に大きく貢献する展開が可能である。

(6) 今後の予定及び課題

本調査終了後の予定及び課題は次の通りである。

- 2015年3月～4月
投資判断のための詳細設計に向けた技術調査を進めコストを確定させる。補助金申請における実施体制を確定させ、JCM 設備補助事業の申請を準備する予定。
- 2015年3月～継続的
「リスク分析」にあげた技術的リスク項目について、影響を軽減する対応策を構築する。
- 2015年3月～継続的
MRV 方法論の適格性要件等についてブラッシュアップを行う。
- 2015年4月
設備補助申請予定。2014年度の一次公募の時期を参考としている。
- 2015年6月
MRV 方法論のブラッシュアップ、承認申請に向けた作業開始。2014年度の一次公募の時期を参考としている。
- 2015年8月
設備補助交付決定予定時期（機器発注が可能となる時期）。

5. JCM 方法論作成に関する調査

日・インドネシア JCM 合同委員会で採択された以下のガイドライン等を参照し、当該プロジェクトに適用可能な方法論構築の検討を行った。

- Bilateral Cooperation on the Joint Crediting Mechanism for the Low Carbon Growth Partnership between Japan and the Republic of Indonesia
- Rules of Implementation ver01.0
- Glossary of Terms ver02.0
- Project Cycle Procedure ver02.0
- Guidelines for Developing Proposed Methodology ver01.0
- Guidelines for Developing Project Design Document and Monitoring Report ver02.0
- Document and Monitoring Report ver02.0
- Guidelines for Designation as a Third Party Entity ver03.0
- Guidelines for Validation and Verification ver01.0
- Rules of Procedures for the Joint Committee. ver01.0

なお、具体的な方法論については、2014 年 5 月に開催された第 2 回日・インドネシア合同委員会において、セメント産業における廃熱回収による発電事業の方法論、"ID_AM001: Power Generation by Waste Heat Recovery in Cement Industry"が承認されている。同方法論は、セメント工場における事業のみが対象ではあるが、産業プラントにおける廃熱回収・発電事業という側面においては、共通事項が多くある。第 1 回現地調査において、インドネシア JCM 事務局を訪問した際、同方法論を参考に当該プロジェクトに適用する JCM 方法論を構築するよう要請を受けた。したがって、同方法論をベースに、板ガラス製造工場における廃熱回収・発電事業に適用可能な方法論の構築を、下記の通り検討する。方法論案はファイル「2014FS210_41~43」を参照のこと。

(1)適格性要件

まず、前述の ID_AM001 を参考に、要件 1 要件 5 を設定した。

要件 1	当該プロジェクトは、板ガラス製造設備から廃熱回収（WHR）システムによって回収した摂氏 300℃～500℃の廃熱を使用して発電するものである。
------	---

<調査内容・調査結果>

現地調査において、当該プロジェクトサイトには、溶解炉から排出された廃熱を一旦回収して溶

解炉に戻す「蓄熱層」が設置されているが、300℃～500℃は蓄熱層では回収できず大気に放出されていることを確認した。本要件において温度帯を限定することで、プロジェクトで回収する廃熱が、プロジェクト実施前には未利用であったことを担保する。また、温度帯を限定することにより、同温度帯では低効率な廃熱回収しかできない汽力タービン方式およびより低温な温度帯が適しているバイナリ発電のカリーナサイクル方式による廃熱回収・発電技術を排除し、ORC 技術にほぼ限定することが可能となる。ORC 技術は、日本以外の製品も存在するものの、前項で説明した通り、日本製品の優位性は高く、本要件は日本技術の採用の可能性を高めるものである。最終的には、技術を ORC に限定することも視野に入れている。

要件 2	廃熱回収システムは、熱媒ボイラ及び発電ユニットにから構成されている。
------	------------------------------------

<調査内容・調査結果>

本要件により、ORC 廃熱回収発電システムの最低構成要素である、熱媒ボイラと発電ユニットを特定し、要件1での技術の絞り込みを補完する。

要件 3	廃熱システムは発電の熱源として化石燃料は使用せず、廃熱のみを使用する。
------	-------------------------------------

本調査の協力企業である機器メーカーへのヒアリングにより、当該プロジェクト機器において化石燃料の使用はないことを確認している。本要件により、プロジェクト実施時の GHG 排出がないことが担保され、後述するリファレンス排出量の算定式が適用可能となる。

要件 4	<p>当該プロジェクトが実施される板ガラス製造工場は系統電源システムに連結しており、廃熱回収システムの最大定格容量に年間の最大時間数（24 * 365 = 8,760 hours）を乗じることで算出される、廃熱システムによる理論上の最大出力が、系統電源システムから当該工場に供給される電力量を上回らないこと。</p> <p>当該プロジェクトの妥当性確認がプロジェクト開始日前に実施される場合は、妥当性確認前の一年間当該プロジェクトの妥当性確認がプロジェクト開始日後に実施される場合は、プロジェクト開始前の1年間の実績を参照する。</p>
------	--

<調査内容・調査結果>

"ID_AM001"を参考に設定。本要件は、対象プロジェクトで、グリッドへの売電が実施されず、所内電力の代替のみが行われることを明確にする。本要件により、後述するリファレンス排出量の算定式が適用可能となる。適用技術の設計に関する調査において仕様を確定したところ、当該プロジェクト技術による最大発電容量は発電端 1,020kW の設備による 4,538MWh と推定される中、当該工場が必要としている

電力量は、発電端 5,000kW 相当であり、当該プロジェクトによる発電量は工場の電力需要の一部を担うことが明らかである。

要件 5	廃熱回収システムは、板ガラス工場の所内電力システムのみ連結するよう設計されている。
------	---

<調査内容・調査結果>

類似の要件が、“ID_AM001”承認の際に、所内電力のみの代替に適用されることを明確にする必要があるとの合同委員会で指摘のもと追加されているため、当該方法論においても本要件を設ける。本要件により、後述するリファレンス排出量が適用可能となる。当該プロジェクトは、対象工場の所内電力のみを代替するものであり、本要件を満たしている。

要件 6	廃熱回収システムで温室効果を有する作動媒体を用いる場合は、その媒体が漏洩しないような構造となっている。
------	---

<調査内容・調査結果>

当該プロジェクト技術である ORC の特徴の一つは、水よりも沸点の低い媒体を使うことにより、低温の廃熱による発電が可能となる点である。当該プロジェクト機器が採用する作業媒体は代替フロン R134a である。R143a は、前項で説明した通り、取り扱い上の安全性が高いため、生産現場での使用に適しているものの、高い温室効果を持つガスであるため、同ガスを使用により、プロジェクト排出量がなく、環境十全性が確保されていることを明確にするために、本要件を設定する。

本調査において機器メーカーへのヒアリングの結果、当該技術における作業媒体のフローは閉鎖的なものであり、通常のオペレーションの範囲で外部への漏洩は発生しないことを確認した。また、定期点検の際は、メーカーが R245fa を短期的に封じ込めるシリンダーを持ち込み、大気への漏洩がないように作業ができること、更に、機器を撤去する際には、R245fa の封じ込めおよび破壊処理施設までの運搬についても必要な技術の提供体制を有していることを確認した。これらの確認事項から、当該プロジェクトは本要件を満たしている。ただし、漏えいの事象の確認体制、回収・撤去時の管理体制、また MRV 方法論上の手当てについては、フロン系冷媒を取扱うプロジェクトを対象としている他の方法論等を参考に、引き続き最適な手法の検討を続ける。一つの案は、管理体制の構築および管理計画の策定を適格性要件に加えることであり、これは O&M サポートが大きなアピールポイントでもある日本技術の特定にもつながるため、積極的に検討したい。

なお、提案方法論開発ガイドラインにおいて、必須とされる適格性要件は以下の2点となっている。1) については、温室効果ガスの純削減につながる低炭素技術の導入を確保する要件として、要件①、②で技術のポジティブリスト化を図っている。2) については、要件3～6で、提案方法論に含む計算式によりプロジェクトによる GHG 排出削減量が的確に算出されていることを担保しており、適格性要件の条件を満たしていると考ええる。

- 1) JCM プロジェクトとして登録されるためのプロジェクトの要件
- 2) JCM 方法論を適用することができるプロジェクトの要件

(2) リファレンス排出量の設定と算定、およびプロジェクト排出量の算定

① リファレンス排出量の設定と算定

リファレンス排出量は、プロジェクトを実施する工場に供給される系統電力を代替する、プロジェクトによる正味電力量に基づいて算定する。“ID_AM001”を参考に、以下の算出手法を構築した。

$$RE_{elec, p} = EG_p * EF_{grid, p}$$

$RE_{elec, p}$	当該プロジェクト実施期間 p に当該プロジェクトによる電力代替におけるリファレンス排出量 (tCO ₂ /p)
EG_p	当該プロジェクト実施期間 p に当該プロジェクトで発電され、グリッド電力の消費を代替する正味電力量 (MWh/p)
$EF_{grid, p}$	当該プロジェクト実施期間 p に、当該プロジェクトにより代替されるグリッド電力システムの CO ₂ 排出係数 (tCO ₂ /MWh)

EG_p は、次の通り求める。

$$EG_p = EG_{SUP, p} - EG_{AUX, p}$$

$EG_{SUP, p}$	当該プロジェクト実施期間 p に当該プロジェクトで発電され、板ガラス製造設備に供給される総電力量 (MWh/p)
$EG_{AUX, p}$	当該プロジェクト実施期間 p に当該プロジェクトで発電され、プロジェクト機器に内部消費される付随電力量 (MWh/p)

第1回現地調査におけるインドネシアJCM事務局へのヒアリングの結果、可能な限り、“ID_AM001”の要素を適用してほしいとのコメントを頂いた。したがって、プロジェクト機器による内部消費量 ($EG_{aux, p}$) の特定方法については、“AM001”の手法を踏襲し、機器メーカーから提供のあった容

量（ EG_{cor} ）に、最大のオペレーション（24h/d x 年間最大日数）を想定したデフォルト値を使用し、プロジェクトの発電量（ EG_{pr} ）を低めに算出することにより、リファレンス排出量を保守的に導き出す手法とする。デフォルト値の詳細については、「プロジェクト実施前の設定値」において後述する。

また、JCMの原則として、クレジットの発行対象となる排出削減量は、リファレンス排出量及びプロジェクト排出量の差と定義されているが、その排出削減量は純削減または純回避とならなくてはならない。すなわち、排出削減量を保守的に推定する必要がある。その手法としてとしては次のものが代表的な手法となり、本方法論では、リファレンス排出量を低めに、すなわち保守的に算出するものである。

- リファレンス排出量を低めに見積もる
 - ホスト国における提案プロジェクトと同等のアウトプット又はサービスを提供する場合のもっともらしい排出量であるBaU排出量よりも低く計算される。
- プロジェクト排出量を高めに見積もる
 - プロジェクト排出量を計算するパラメータに、実際の値を測定する代わりに保守的なデフォルト値を用いることで、実際のプロジェクト排出量よりもプロジェクト排出量が大きく計算される。

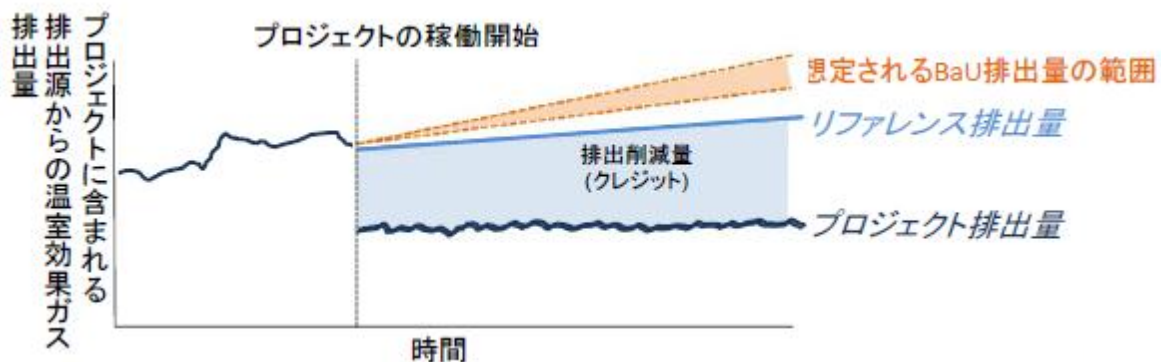


図 27 リファレンス排出量の概念

出典：日本政府資料

② プロジェクト排出量の設定と算定

適格性要件の要件 3 および要件 6 に示す通り、本調査で入手した情報により、当該プロジェクト機器の導入による化石燃料の使用は発生しないことが確認されているため、プロジェクト排出量の算出は不要

とする。

③ 現時点における GHG 排出削減量推定

前述の通り、本プロジェクトにおける化石燃料の使用はなく、本方法論ではプロジェクト排出量は考慮しない。したがって、GHG 排出削減量はリファレンス排出量と同一となる。

本調査における技術の検討の結果、前提条件を以下の通り設定し、前述したリファレンス排出量の算定式に基づき、以下の通り、GHG 排出削減量を年間 4,900 tCO₂ と推定する。

<前提条件>

- 発電設置容量: 1,300kW
- 年間運転時間: 8,000 時間 (設備利用率 91%を想定)
- 所内動力: 500kW
- グリッドの CO₂ 排出係数: 0.814tCO₂/MWh

上記の数値は、当該方法論に従い、最大の運転容量に基づいた数値となっている。また、グリッドCO₂ 排出係数については、第 1 回現地調査を経て、インドネシア JCM 事務局より最新公式値を入手した(ファイル「2014FS210_62」参照)。当該プロジェクトサイトが接続する Java-Bali グリッドの最新値を適用する。なお、当該方法論で算出されるプロジェクトによるグリッド電力代替量(EG_p)は、機器による内部消費量を高めに見積もって算出しているため、実際のグリッド電力代替量とは異なる。実際の電力代替量は、6,400MWh と推定され、第 4 章の事業性評価ではこの値を使用している。

$$\begin{aligned}
 EG_{p} &= EG_{SUP, p} - EG_{AUX, p} \\
 &= 10,400\text{MWh} - 4,380\text{MWh} \\
 &= 6,020\text{MWh}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 RE_{elec, p} &= EG_{p} * EF_{grid} \\
 &= 6,020\text{MWh} * 0.814 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \\
 &= 4,900\text{tCO}_2
 \end{aligned}$$

$EG_{SUP, p}$	10,400MWh	推定値 (年間発電端出力 1300kW × 年間運転時間 8000hrs/year × 10-3)
$EG_{AUX, p}$	4,380MWh	推定値 (年間内部消費出力 500kW × 年間最大運転時間 8,760hrs/year × 10-3)

EF_{grid}	0.814t-CO2/MWh	インドネシア政府公式値 (Java-Bali グリッド、2012 年値)
-------------	----------------	--------------------------------------

なお、2020 年までの推定削減量は次の通りである。

表 19 GHG 排出削減推定量

	2017	2018	2019	2020	合計
リファレンス排出量	4,900	4,900	4,900	4,900	19,601
プロジェクト排出量	0	0	0	0	0
排出削減量	4,900	4,900	4,900	4,900	19,601

(3) プロジェクト実施前の設定値

本方法論におけるプロジェクト実施前の設定値は以下の通りである。

パラメータ	概要
グリッドの排出係数 (EF_{grid})	Java-Bali グリッドに関する最新の政府公式値 (0.814tCO2)
付随的な内部電力消費量 ($EG_{aux,p}$)	当該プロジェクト機器による付随的な内部電力消費量の最大値である。適用技術に関する調査の結果、最大値であるデフォルト値を 4,380MWh と設定する。

グリッドの CO2 排出係数については、最新の政府公式値を適用する。2015 年 1 月現在の最新値は、2014 年 9 月に公表された、以下の値となる。

表 20 インドネシアのグリッド CO2 排出係数

Interconnection System and Year of Calculation		Emission Factor	
		(ton CO ₂ eq. / MWh)	
		Ex-ante	Ex-post
1.	Java-Madura Bali Grid (JAMALI)		
	a. 2011	0,770	0,778
	b. 2012	0,814	0,823
2.	Sumatera Grid		
	a. 2011	0,717	0,724
	b. 2012	0,686	0,687
3.	Khatulistiwa Grid (West Kalimantan)		
	a. 2011	0,730	0,726
	b. 2012	0,730	0,732
4.	Barito Grid (South and Central Kalimantan)		
	a. 2011	0,912	0,888
	b. 2012	0,900	0,900
5.	Mahakam Grid (East Kalimantan)		
	a. 2011	0,930	0,959
	b. 2012	1,030	1,069
6.	Minahasa-Kotamobagu Grid		
	a. 2011	0,465	0,480
	b. 2012	0,532	0,600
7.	South and West Sulawesi Grid		
	a. 2011	0,388	0,364
	b. 2012	0,710	0,746
8.	Batam Grid		
	a. 2011	0,485	0,473
	b. 2012	0,806	0,839

出典: National Council on Climate Change (DNPI)

なお、付随的な内部電力消費量 ($EG_{AUX, p}$) は、機器メーカーにより、発電端出力の最大約 4 割として設定されている。これに、実際の稼働時間よりも多い年間最大時間数 (24hr/day x 365 days/year = 8,760 hours/year) を乗じて、高めに算出することにより、リファレンス排出量を BaU ベースで保守的に算出することを可能とする。したがって、当該方法論は、JCM 方法論として十分に成り立つと考えられ、本調査終了後は、事業化の進捗に合わせて方法論承認に向けた作業を進めたい。