

ベトナム国 主要石炭火力発電所における
温室効果ガス排出抑制策検討に係る
案件実施支援調査（SAPI）

ファイナルレポート

（要約版）

平成23年6月
(2011年)

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

中部電力株式会社
財団法人石炭エネルギーセンター

東大
GR (10)
11-009

**ベトナム国 主要石炭火力発電所における
温室効果ガス排出抑制策検討に係る
案件実施支援調査（SAPI）**

**ファイナルレポート
（要約版）**

平成23年6月
（2011年）

独立行政法人
国際協力機構（JICA）
中部電力株式会社
財団法人石炭エネルギーセンター

目 次

第1章	調査の背景と目的	1
1.1	調査の背景	1
1.2	調査の目的	1
1.3	調査対象地域	1
1.4	主な相手国実施期間	2
第2章	石炭火力発電所の現状と温室効果ガス排出抑制に係わる動向	3
2.1	火力発電所運用状況	3
2.2	火力発電所保守状況	3
2.3	電源開発計画	3
2.3.1	発電計画	3
2.3.2	石炭火力発電所のCO ₂ 排出量の試算	5
2.4	温室効果ガス抑制の動向、法的枠組みの調査・分析	5
2.4.1	温室効果ガス排出抑制にかかる世界各国の動向	5
2.4.2	「ベ」国における温室効果ガス排出抑制に係る現状	8
2.4.3	他ドナーによる温室効果ガス排出抑制にかかる支援状況	11
第3章	石炭火力発電所における温室効果ガス排出抑制策の提案	12
3.1	運用面の改善による温室効果ガス排出抑制策の提言	12
3.1.1	運転目標値管理の導入	12
3.2	保守面の改善による温室効果ガス排出抑制策の提言	12
3.2.1	ボイラ・環境設備関係	12
3.2.2	タービン関係	15
3.3	石炭性状からみた温室効果ガス排出抑制策の提言	18
3.3.1	低灰分炭の使用（選炭による灰分の低減）	19
3.3.2	温室効果ガス抑制効果	19
第4章	温室効果ガス排出抑制策の効果	22
4.1	温室効果ガス排出削減のための長期ロードマップの検証	22
4.1.1	効率維持のための運転・保守技術導入の検証	22
4.1.2	高効率技術（超臨界圧）導入の検証	23
4.1.3	低効率発電設備について	24
4.1.4	新技術の導入について	25
4.1.5	超臨界圧技術導入の課題	25
4.1.6	低灰分炭の生産・使用による温室効果ガス排出抑制策の提言	25
4.2	改善策に基づく温室効果ガス排出抑制策の効果の算出	27
4.2.1	運用面の改善による温室効果ガス排出抑制策の効果の算出	27
4.2.2	保守面の改善による温室効果ガス排出抑制策の効果の算出	28
4.3	今後建設する亜臨界石炭火力発電所に対する温室効果ガス排出抑制策の提言	34
4.3.1	蒸気タービンへの最新翼形状、最新翼頂部シール形状の採用	34
4.3.2	復水器細管へのチタン管採用かつボールクリーニング装置による毎日の細管洗浄	35
4.3.3	大型ファンへの軸流式の採用	35

目 次

図 2.4-1 「ベ」国の CO ₂ 排出量	10
図 3.1-1 運転ログシートの改善（例）	12
図 3.2-1 Flow of chemical washing of boilers	13
図 3.2-2 燃焼シミュレーションによるボイラ解析例	14
図 3.2-3 エレメントの管理	15
図 3.2-4 ウォータージェット洗浄 概略図	17
図 3.3-1 JIG 選別原理	19
図 3.3-2 鉱物質と有効発熱量	21

表 目 次

表 2.3-1	Actual Installed capacity and Peak Demand (2006-2010)	4
表 2.3-2	Power development plan in PDP-VII (Draft January 2011)	4
表 2.3-3	Result of annual CO ₂ emission of coal-fired thermal power plants	5
表 2.4-1	主要国の温室効果ガス排出削減目標値	6
表 2.4-2	「ベ」国のセクター別温室効果ガス排出量 (1994 年、2000 年)	8
表 2.4-3	燃焼による温室効果ガス排出量 (燃料別、2000 年)	9
表 3.1-1	運転目標管理項目例	12
表 3.2-1	Boiler type and scale adherence standards	13
表 3.2-2	静翼の管理項目、検査方法、修理方法	16
表 3.2-3	給水加熱器漏えい時の要因分析表	16
表 3.2-4	細管洗浄方法	17
表 3.3-1	比重分離結果	19
表 3.3-2	ベースライン・シナリオとプロジェクト・シナリオ	20
表 3.3-3	GHG 排出量	20
表 4.1-1	Total amount of reduction of CO ₂ emission and coal fuel consumption (Total)	23
表 4.1-2	Total amount of reduction of CO ₂ emission and coal fuel consumption (EVN) ..	23
表 4.1-3	Result of annual CO ₂ emission of coal-fired thermal power plants (40% case)	23
表 4.1-4	Total amount of reduction of CO ₂ emission and coal fuel consumption(Total)	24
表 4.1-5	Total amount of reduction of CO ₂ emission and coal fuel consumption(EVN) ..	24
表 4.1-6	ベースライン・シナリオ及びプロジェクト・シナリオ	26
表 4.1-7	温室効果ガス排出量	26
表 4.2-1	運転目標値管理 主蒸気温度改善による温室効果ガス排出抑制の効果	27
表 4.2-2	ボイラ化学洗浄による石炭消費量の削減	28
表 4.2-3	空気予熱器性能管理による石炭消費量の削減	30
表 4.2-4	主タービンシール部部品取替による石炭消費量の削減	31
表 4.2-5	給水加熱器高圧ウォータージェット洗浄による石炭消費量の削減	33
表 4.2-6	復水器高圧ウォータージェット洗浄による石炭消費量の削減	34

Abbreviation

ADB	Asian Development Bank , アジア開発銀行
BAU	Business as Usual 自然体ケース
CCS	Carbon dioxide capture and storage , 二酸化炭素回収貯留
CCT	Clean coal technology , クリーンコールテクノロジー
CDM	Clean Development Mechanism , クリーン開発メカニズム
CER	Certificate Emission Reduction , 認証排出削減量
Chubu EPCo	Chubu Electric Power Company , 中部電力
CIF	Cost Insurance & Freight , 運賃・保険料込み条件
COP	Conference of the Parties , 締約国会議
d.a.f	Dry Ash Free Base 無水無灰ベース
Eff.	Efficiency , 効率
ECBM	Enhanced Coal Bed Methane , 炭層メタン増進回収
EOR	Enhanced Oil Recovery , 原油増進回収
ESP	Electrostatic Precipitator , 電気集じん機
ET	Emissions Trading , 排出量取引
EVN	Vietnam Electricity , ベトナム電力公社
GHG	Green House Gas , 温室効果ガス
HGI	Hardgrove Grindability Index , ハードグロブ粉碎性指数
IE	Institute of energy , エネルギー研究所
IEA	International Energy Agency , 国際エネルギー機関
IGCC	Integrated coal gasification combined cycle , 石炭ガス化複合発電
Ig. Loss	Loss on Ignition , 灰中未燃炭素分
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change , 気候変動に関する政府間パネル
IPP	Independent power producer , 独立系発電事業者
JI	Joint Implementation , 共同実施
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry , 土地利用、土地利用変化及び林業
NEDO	New Energy & Industrial Technology Development Organization , 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構
OM	Operation and maintenance , 運転保守
SC	Supercritical , 超臨界圧
Trans.	Transportation , 輸送
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change , 気候変動枠組条約
U.H.V.	Useful Heating Value , 有効発熱量
VINACOMIN	Viet Nam National Coal & Mineral Industries Group , ベトナム石炭鉱物資源産業集団

第1章 調査の背景と目的

1.1 調査の背景

ベトナム国（以下、「ベ」国という。）では、急速な経済成長に伴い、電力需要が著しく増加している状況にある。「ベ」国全土の電源構成において、石炭火力発電所の占める割合は約 10%であるが、石炭資源を有する「ベ」国北部においては、石炭火力及び水力を主要電源としている。2007年に策定された第 6 次国家電力マスタープランにおいても、今後は北部、南部ともに石炭火力を電源として開発していくことを基本方針としている。JICA もこれまで、ファーライ火力発電所、ギソン火力発電所、タイビン火力発電所といった石炭火力発電所の建設を円借款で支援しており、「ベ」国の電源開発に協力を行っている。

他方、現在、世界規模で石炭火力発電所に対する環境負荷の低減が求められており、気候変動対策の観点からも、エネルギー部門の温室効果ガス排出抑制が求められている。「ベ」国においても、既存火力発電所の効率的な運用・管理や環境に対する意識改革、具体的な環境対策が重要な課題となっている。

かかる背景の下、温室効果ガスの排出量が比較的多いとされる石炭火力発電所から排出される温室効果ガスの排出を抑制する包括かつ技術的・経済的に妥当な方策を検討すべく、ベトナム電力公社（以下、EVN という。）をカウンターパート機関として、調査を実施するものである。本調査で提案された温室効果ガス排出抑制策については、円借款事業で建設された石炭火力発電所でも導入が検討され、その環境負荷低減に貢献することが期待される。

1.2 調査の目的

本調査は、「ベ」国の石炭火力に発電所における温室効果ガス排出に関し、短期、中期、長期の観点から、妥当な温室効果ガス排出抑制策について調査・分析・検討を行い、「ベ」国の主要石炭火力発電所における最適な温室効果ガス排出抑制策について提言を行うことを目的とする。

上記目的に沿った、本調査における成果は以下のとおりである。

(1) 将来的な温室効果ガス削減のための方策の検証

「ベ」国の石炭火力発電所から排出される温室効果ガス排出量を抑制するための、長期的なロードマップ案（低効率発電所の閉鎖、既存設備の更新、高効率発電所の導入（国産無煙炭の活用可能性含む）等）を検証する。

(2) 亜臨界圧石炭火力発電所における必要設備の明確化

今後建設が予定されている亜臨界圧石炭火力発電所において上記ロードマップ案も踏まえて、温室効果ガス排出抑制の観点から、必要とされる設備について明確化を行う。

(3) その他

その他、国際動向に適合し、かつ「ベ」国国内で実現可能な温室効果ガス排出抑制策について検討を行う。

1.3 調査対象地域

本調査は、「ベ」国全土を対象地域とする。

EVN 石炭火力発電所（3 か所）の現地調査結果を基に、「ベ」国内の石炭火力を対象とした温

室効果ガス排出抑制策について検討する。

1.4 主な相手国実施期間

(1) カウンターパート機関

ベトナム電力公社 (EVN)

(2) 関連省庁、行政機関等

商工省 (MOIT)、天然資源環境省 (MONRE)、エネルギー研究所 (IE) 等。

第2章 石炭火力発電所の現状と温室効果ガス排出抑制に係わる動向

2.1 火力発電所運用状況

調査を実施した石炭火力発電所は、Ninh Binh、Pha Lai および Uong Bi の3か所であるが、いずれの発電所にも共通していることは、年間の稼働率が高い半面、発電所効率は設計値を下回っているということである。調査対象とした発電所の中には、1970年代に運転を開始し、既に運転時間が40年近いプラントも数多くあり、経年的な劣化による効率低下が認められたものもある。

しかし、その一方で、ベトナム国では、2000年以降、年6~8%の割合で堅調な経済成長を続けており、それに伴う電力需要の増大による電力不足が深刻化している。このため、「計画停電」が多発しており、国民の生活や企業の生産活動に大きな影響を与えている。

このため一部の発電所では、出力の確保を優先する傾向があり、適切な保守のためのプラント停止が十分確保できない状況がみられた。

各火力発電所の運転体制は、3交替制であり、それぞれ電気系、タービン系、ボイラ系のパートごとに分割されている。また、制御室も電気系と機械系ではそれぞれ異なっているのがベトナムでは一般的のようである。

また、プラントの運転性能管理は保安技術部または技術部よとばれる性能管理の専門部署を設置するとともに、効率計算に必要な燃料(石炭)成分の分析は専門の分析担当部署がある。

これらのデータをもとに、担当部署が、日々の運転データ採取や効率の計算、EVN への報告等の業務を実施している。

一部の運転データはいわゆる運転ログ装置により記録されているものの、ほとんどのデータは運転員が毎正時に自ら計器を読み取り記録する体制である。

2.2 火力発電所保守状況

各発電所とも日本の発電所と比較して従業員数が非常に多く、Pha Lai 火力発電所、Uong Bi 火力発電所においては1000名以上である。従業員のうち設備の保守に携わっている技術員は1~2割程度である。発電所の保守管理は基本的に自発電所内の技術員で実施しているが、特殊な機材が必要となる点検や性能試験時には社外に依頼して実施している。

2.3 電源開発計画

2.3.1 発電計画

(1) 第6次国家電源開発計画(PDP6)の実績

2006年から2010年の最大需要と発電設備容量の実績値を表2.3-1に示す。予備率(Installed capacity / Peak Demand - 1)は、2010年で31.9%と見込まれているものの、北部のHoa Binh水力発電所(1,920MW)は、渇水期には出力が200MW程度低下するケースが見られる(2006年JICA報告書)。このため実質の予備率は20%を下回っており、需給運用を厳しいものにしていく。

PDP6は、渇水期における水力発電所出力が実態に合わせた形で策定されているものの、発電所の建設は遅れが目立っている。2006年から2010年までの間で、14,581MWの発電設備を開発する計画であったが、実際には約6割に相当する9,055MWしか開発できない見込みである。

電源開発の遅れは需給ひっ迫の主要因となっており、ベース電源として安定した出力の得られる石炭火力の開発は急務である。

表 2.3-1 Actual Installed capacity and Peak Demand (2006-2010)

Year	2006	2007	2008	2009	2010 (estimate)
Capacity	12,270	13,513	15,697	18,201	21,163
Peak Demand	10,187	11,286	12,636	13,867	16,048
Reserve	20.4%	19.7%	24.2%	31.3%	31.9%

Source: IE

(2) 第7次国家電源開発計画 (PDP7)

IE による PDP7 案における発電電力量、発電設備容量の将来予測を表 2.3-2 に示す。表中の利用率はこれら予測値に基づく計算値である。全体の利用率は 50~60%で推移している。燃料別で見ると、ベース電源として期待される石炭火力は、原子力発電に次いで高い利用率が見込まれている (2030 年)。

2030 年の予備率は 24.3%であり、現在の約 30%と比べると低くなっている。しかし、石炭火力等の開発が進むことで水力の比率が低くなることから、乾季 (Dry Season) においても予備率は 20%を維持できる見込みである。

表 2.3-2 Power development plan in PDP-VII (Draft January 2011)

Year		2011	2015	2020	2025	2030
Generation (GWh)	Total	115,777	194,303	329,412	489,621	695,147
	Hydro (- SPPs)	37,553	54,381	59,989	59,833	57,572
	Coal thermal	25,172	71,055	174,615	265,248	428,695
	Gas/Oil	48,420	58,683	73,177	93,512	91,528
	Small Hyd.+new energy	1,970	5,325	8,894	12,976	13,343
	NPP	0	0	4,879	40,197	75,235
	Import	2,662	4,860	7,858	17,856	28,775
Peak Load (MW)		18,406	30,803	52,040	77,084	110,215
Capacity (MW)		24,607	43,132	70,115	98,010	137,780
Reserve (Dry season)		33.7%	40.0%	34.7% (22.1%)	27.1% (20.1%)	25.0% (20.0%)
Capacity (MW)	Hydro (- SPPs)	10,631	14,283	17,987	19,857	21,057
	Coal thermal	4,185	15,515	32,535	45,190	77,310
	Gas/Oil	8,362	10,582	13,625	17,525	17,525
	Small Hyd.+new energy	511	1,679	3,129	4,829	4,829
	NPP			1,000	6,000	10,700
	Import	918	1,073	1,839	4,609	6,359
Availability	Total	53.7%	51.4%	53.6%	57.0%	57.6%
	Hydro (- SPPs)	40.3%	43.5%	38.1%	34.4%	31.2%
	Coal thermal	68.7%	52.3%	61.3%	67.0%	63.3%
	Gas/Oil	66.1%	63.3%	61.3%	60.9%	59.6%
	Small Hyd.+new energy	44.0%	36.2%	32.4%	30.7%	31.5%
	NPP	-	-	55.7%	76.5%	80.3%
	Import	33.1%	51.7%	48.8%	44.2%	51.7%

Source: IE (2011.2)

2.3.2 石炭火力発電所のCO₂排出量の試算

IE による PDP7 案(2010 年 JICA 報告書)のうちの石炭火力開発計画に基づく将来の CO₂ 排出量・石炭消費量の試算結果を表 2.3-3 に示す。

国全体の 2011 年から 2030 年における CO₂ 排出量総量、石炭消費量総量は、それぞれ 38 億 5,525 万トン、18 億 7,020 万トンとなった。また、EVN の発電所からの CO₂ 排出量総量、石炭消費量総量は、それぞれ 17 億 1,302 万トン、8 億 3,099 万トンとなった。

なお、2025 年以降に建設される発電所は所有者の情報がないため、EVN の所有する発電所は、2025 年以前の傾向から想定した。

表 2.3-3 Result of annual CO₂ emission of coal-fired thermal power plants

Year		2011	2015	2020	2025	2030
CO ₂ (1,000tons)	Total	26,802	72,938	178,098	269,334	434,964
	EVN	20,290	38,457	81,820	109,206	183,003
Coal fuel consumption (1000tons)	Total	13,002	35,404	86,396	130,655	211,003
	EVN	9,843	18,656	39,691	52,976	88,776
Generation by fossil fuel (GWh)	Total	25,172	71,055	174,615	265,248	428,695
	EVN	18,747	36,990	79,622	107,258	180,099

2.4 温室効果ガス抑制の動向、法的枠組みの調査・分析

2.4.1 温室効果ガス排出抑制にかかる世界各国の動向

(1) 国際的枠組みと交渉の現状

地球温暖化防止の観点から温室効果ガスの排出を抑制するための国際的枠組みを設定した条約が、気候変動に関する国際連合枠組条約 (United Nations Framework Convention on Climate Change; 以下 UNFCCC) であり、UNFCCC の条約交渉の討議を行う場が締約国会議 (Conference of the Parties; 以下 COP) である。京都で開催された COP3 において採択された京都議定書に従い、各国の温室効果ガス削減目標が定められ、特に排出量の国際的取引については京都メカニズム (共同実施 [Joint Implementation; JI]、クリーン開発メカニズム [Clean Development Mechanism; CDM]、排出量取引 [Emissions Trading; ET]) が実施されている。

京都議定書の第一約束期間は 2008 年～2012 年であり、2013 年以降の活動をどうするかが現在議論されている。京都議定書には大きな問題点がある。1 つは、議定書により排出削減義務を負っている国の温室効果ガス排出量が、2008 年実績においても全世界排出量の 27.4%に過ぎず、また、全世界排出量の 22.3%を占める中国に排出義務がなく、19.0%を占める米国が議定書を批准していないため、義務国が排出抑制を実施しても地球規模での温暖化防止効果が十分得られないという点である。もう 1 つは、一部の国のみが排出義務を負うということは、その一部の国だけに経済的負担がかかるということであり、これは当該国の産業や国民生活にも多大な影響を与えるということになる。

このような観点から、現在ポスト京都に向けた議論が活発に行われている。2009 年 12 月にデンマークのコペンハーゲンで COP15 が開催されたが、この時は先進国と途上国が真っ向から対立した。京都議定書において非附属書 I 国に該当し温室効果ガス排出削減義務がない途上国は、当

然のごとく議定書の延長を希望し、過去に温室効果ガスを排出してきた先進国はさらなる大幅削減を行い、途上国に資金・技術移転を求めた。一方、先進国側は大排出国である米国ならびに中国をはじめとする主要途上国に排出削減を要求した。結局最終日前にコペンハーゲン合意文書が作成されたものの完全合意にはいたらず、コペンハーゲン合意に「留意する」ということを採択して COP15 は閉会した。

しかし、2010年11月29日～12月10日にメキシコのカンクンで開催された COP16 では、米国や途上国の具体的排出行動を求める先進国と、京都議定書ベースの先進国の排出削減や技術協力を求める途上国との溝はなかなか埋まらなかったものの、COP15 で「留意する」に止まったコペンハーゲン合意の内容について「合意」するなど前進が見られた。

京都議定書第二約束期間についての具体事項や新しい枠組みについては COP17 での議論になりそうであるが、とにかく全世界を挙げて（京都議定書批准国以外も）温室効果ガス排出抑制に取り組んでいくことで合意が得られたとあってよい。途上国は依然拘束力のある枠組みによる排出削減義務を受け入れる段階にはないが、自主的目標に従い排出緩和策を実施していくことが明確になった。

表 2.4-1 に、主要国の排出削減の目標値を示す。

表 2.4-1 主要国の温室効果ガス排出削減目標値

	基準年	中期目標	備考
日本	1990	25%	
EU	1990	20～30%	
米国	2005	17%	
カナダ	2005	17%	
豪州	2000	5～25%	
ニュージーランド	1990	10～20%	
ロシア	1990	15～25%	
ブラジル		36.1～38.9%（2020年時点 BAU 比）	BAU: Business as Usual
韓国		30%（2020年時点 BAU 比）	
中国	2005	40～45%（GDP 原単位ベース）	
インド	2005	20～25%（GDP 原単位ベース）	

CDM プロジェクトを実施するためには、そのプロジェクトの温室効果ガス削減活動が正当であることを示すため、その方法論が CDM 理事会に認められたものである必要がある。現在石炭火力発電に関するもので、方法論として認められているものを以下に挙げる。

- ・ ACM0013: 低 GHG 排出強度技術を用いたグリッド接続新規化石燃料火力発電施設のための統合方法論
- ・ AM0056: 化石燃料燃焼型蒸気ボイラーシステムにおけるボイラ更新又は修繕によるエネルギー効率改善（燃料転換を伴う場合も含む）

・ AM0062：タービンの改修による発電施設のエネルギー効率改善

石炭火力発電に関するものは審査が極めて厳しく、上記方法論に基づく CDM プロジェクトもあまり承認されていない。2010 年 3 月時点で、ACM0013 で 4 件の承認プロジェクトがあるが、AM0056、AM0062 については 1 件も承認されていない。また、ACM0013 についても、前述のとおり対象は当該国で総発電量の 50%以上が石炭発電である必要あり、実質中国・インド以外の国への適用が難しくなっている。

COP16 においては、CCS (Carbon Capture & Storage ; 二酸化炭素回収貯留) を CDM として認めるという決定がなされた。CCS が CO₂ の大気放出抑制に有効であることが認められたわけである。これから認証のための方法論を構築して行く必要があるが、石炭火力発電と CCS の組み合わせで今後プロジェクト申請がなされていく可能性は十分ある。

CCS には CO₂ の回収、輸送、貯留の 3 つの工程があり、各々について研究開発が行われている。

(2) 各国の動向

< 米国 >

コペンハーゲン合意に基づき登録された目標値は、2020 年排出目標：2005 年比 17%程度。ただし、成立が想定される米国エネルギー気候法に従うもので、最終的な目標は成立した法律に照らして事務局に対して通報される。

2010 年 5 月 12 日、民主党のケリー議員と無所属のリーバーマン議員がケリー・リーバーマン法案を上院に提出した。ただし現在上院の民主党議席が絶対安定多数の 60 から 59 に減少しており、また、もともと共同作業を行っていた共和党のグラハム議員が共同提案より撤退し、共和党の支持が得られる見通しが低くなったため、上院通過は困難であると思われる。

< EU >

削減目標値は 1990 年比 20%、あるいは 30% (2012 年以降のグローバルで包括的な合意の一部として、EU は、他の先進国が同等の排出削減にコミットし、途上国が責任と能力に応じて適切な貢献をすることが合意された場合) である。

2010 年 3 月の環境相理事会及び欧州理事会では、概ねこれまでの交渉スタンスを踏襲した結論文書がとりまとめられた。京都議定書の単純延長論を唱える国がある一方、英国がインドとオフセットクレジットについての実証プロジェクトを始めるなど、京都議定書の枠組みとは異なる方向性を模索する動きもある。

EU は域内において排出量取引制度 (European Union Emission Trading Scheme; EUETS) を実施中である。エネルギー部門、産業部門が対象である。現在フェーズ II が進行中 (2008 年 ~ 2012 年) であり、これには非 EU のノルウェー、アイスランド、リヒテンシュタイン、スイスも参加している。

< 豪州 >

削減目標値は、2000 年比最低 5% (無条件実行)。主要途上国が大幅削減合意、先進国が豪州同等の削減に合意の場合、15%、IEA450 シナリオ合意の場合は 25%。5%以上にするためには中国インド等の検証可能削減行動が必要と表明している。

豪州も国内排出量取引制度（Carbon Pollution Reduction Scheme; CPRS）を議会提出したが、産業界の反対も根強く、下院を通過するも上院で 2 度否決、さらに修正された法案も上院が審議拒否し、現時点で成立は厳しい情勢である。

< 途上国 >

中国は、2020 年までに CO₂ の GDP 原単位ベース排出量を 2005 年比で 40～45%、一次エネルギー消費における非化石燃料のシェアを 2020 年までに 15%程度まで増加、2020 年までに 2005 年比で森林面積を 4,000 万ヘクタール、森林保有炭素量を 13 億 m³ 増加に努めることを表明している。

インドは GDP あたりの排出原単位を 2020 年までに 2005 年比で 20～25%にすることを目標としている。

ブラジルは森林保全やエネルギー効率改善等の各種削減行動の結果、2020 年までに BAU 比 36.1～38.9%削減を目標としている。

南アフリカは、現在の排出量のベースラインから 2020 年までに 34%、2025 年までに 42%削減する緩和策を実施する。この削減目標が達成されると、南アフリカの排出量は 2020 年から 2025 年の間にピークアウトし、約 10 年間の平衡状態を経て減少する見通しである。

2.4.2 「ベ」国における温室効果ガス排出抑制に係る現状

(1) 「ベ」国の温室効果ガス排出量

「ベ」国は現在のところ CO₂ 等の温室効果ガス排出量を定期的に計測しているわけではなく、従って排出量の統計も集計されていない。しかし、過去に 2 回データ集計をした経験があり、最近 COP16 において報告をしている（Vietnam's Second National Communication to the United Nations Framework Convention on Climate Change）。報告されている最新のデータは 2000 年のデータであり、セクター別の排出量は表 2.4-2 のとおりである。

表 2.4-2 「ベ」国のセクター別温室効果ガス排出量（1994 年、2000 年）

	1994		2000	
	排出量(ktCO ₂ e)	割合(%)	排出量(ktCO ₂ e)	割合(%)
エネルギー	25,637.09	24.7	52,773.46	35.0
産業	3,807.19	3.7	10,005.72	6.6
農業	52,450.00	50.5	65,090.65	43.1
LULUCF	19,380.00	18.6	15,104.72	10.0
廃棄物	2,565.02	2.5	7,925.18	5.3
合計	103,839.30	100.0	150,899.73	100.0

LULUCF：土地利用、土地利用変化及び林業（Land Use, Land Use Change and Forestry）

「ベ」国の GDP は 1994 年に USD162.9 億であったが 2000 年は USD311.7 億と 2 倍近くに増大しており、経済成長に伴い温室効果ガス排出量も増加し、2000 年の温室効果ガス排出量は、1994 年の 1 億 380 万 tCO₂e の 1.5 倍近い約 1 億 5,090 万 tCO₂e となった。若干割合を下げているものの、依然として最も温室効果ガスを排出しているのは農業分野である。経済成長に伴い、エネルギー

分野の排出量が増加傾向にある。

2000年のエネルギー分野における温室効果ガス排出量 52,773.46ktCO₂eのうち、5,044.41ktCO₂eは石炭等の採掘に伴い排出されるメタンガスであり、残る 47,729.05ktCO₂eは燃料の燃焼に伴い排出されるガスである。この燃焼に伴う温室効果ガスの内訳を表 2.4-3 に示す。CO₂の排出量は、全温室効果ガス排出量の 96%以上を占めており、石炭起源の温室効果ガス排出量は全体の約 38%である。

表 2.4-3 燃焼による温室効果ガス排出量（燃料別、2000年）

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NOx	CO	NM VOC	CO ₂ e
石油	25,426.30	1.65	0.13	145.26	485.10	92.63	25,501.25
石炭	17,879.70	4.65	0.26	49.78	69.90	7.67	18,057.95
ガス	2,607.10	0.04	0.01	5.34	0.71	0.18	2,611.04
バイオマス		62.02	0.87	21.86	1,053.45	123.91	1,572.12
合計	45,913.11	68.36	1.27	222.24	1,609.16	224.39	47,742.36

単位：1,000t

NM VOC：Non-Methane Volatile Organic Compounds（非メタン揮発性有機化合物）

NOx、CO、NM VOCは温室効果ガスの前駆物質（precursor）

IEA（International Energy Agency；国際エネルギー機関）においても CO₂ 排出量がとりまとめられているので、ここで紹介する。

IEA CO₂ Emissions from Fuel Combustionにおいて推計されている、「ベ」国における CO₂ 排出量を図 2.4-1 に示す（数値は Sectoral Approach によるもの）。1990年代より CO₂ 排出量の増加が大きくなっており、特に 2000年以降は急激な増加を示している。1970～80年代は概ね 2,000万トン/年程度であったが、1995年に 2,800万トン/年、2000年に 4,450万トン/年となり、2008年の値は 1億 300万トンとなっている。2008年において「ベ」国の CO₂ 排出量は世界で 36番目である。

「ベ」国の 2008年 GDP は 558億 USD（2000年基準）で世界 56位であるが、GDP あたり CO₂ 排出量は世界 23位である。これは GDP 創出のためのエネルギー消費効率があまり良くないことを意味しており、「ベ」国としては経済活動による CO₂ 排出量に関してはまだ改善の余地があるといえる。しかし、人口 1人あたりの CO₂ 排出量は非常に少ない。また、発電量あたりの CO₂ 排出量についても、2008年 413 gCO₂/kWh（世界 78位）と非常に優秀な結果となっている。発電量あたりの CO₂ 排出量については、世界平均 502 gCO₂/kWh、Non-OECD 平均 567 gCO₂/kWh、OECD 平均 433 gCO₂/kWh のいずれよりも低い値であり、現時点で「ベ」国の発電部門については、水力発電など低 CO₂ 排出発電を十分に活用し、温室効果ガス排出抑制を達成しているといえよう。ただし、水力発電の開発に限界が近づいており、今後の電力需要増加への対応には石炭火力発電が重要な役割を果たすことになるため、コスト面の要求を満たしかつ低 CO₂ 排出を達成できるような石炭火力発電の導入が課題である。

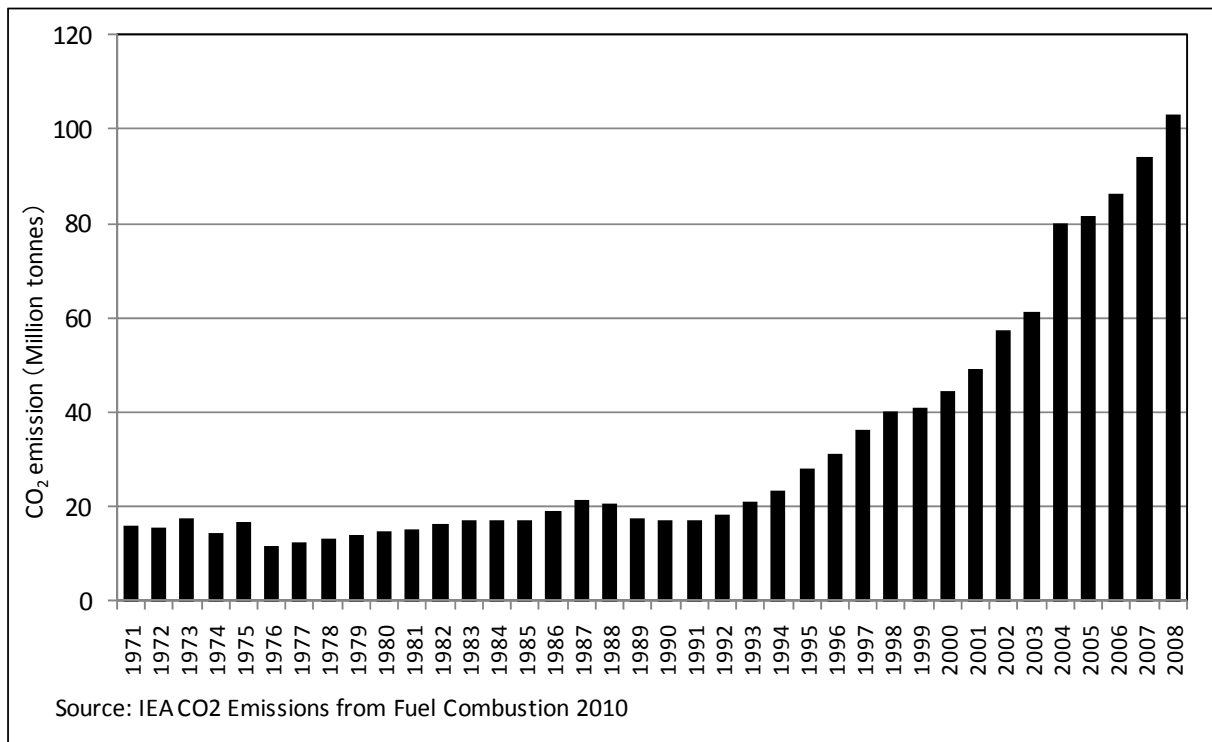


図 2.4-1 「ベ」国の CO₂ 排出量

(2) 「ベ」国の温室効果ガス排出抑制対策

「ベ」国は京都メカニズムにおける CDM プロジェクトを推進しており、2011 年 3 月現在で 54 件のプロジェクトが国連に承認されている。セクター別に見ると、水力発電 40 件、バイオガス 7 件、メタン回収利用 3 件、バイオマス利用 1 件、植林 1 件、廃ガス廃熱利用 1 件、風力発電 1 件であり、ほとんどが水力発電案件である。CDM プロジェクトを通して技術・資金援助を受け、省エネ・環境対策を進めていく意向である。

「ベ」国では電力不足が深刻な問題であるために電力確保が優先されがちであるが、温暖化による海面上昇に対する危機感なども持っており、「ベ」国政府は CO₂ 排出を抑制すべきとの認識を強く持っている。

「ベ」国には 1993 年に制定された環境保護法があるが、政府は 2005 年にこれを改正し、温室効果ガス排出削減に努力していく姿勢を示した。改正環境保護法の第 84 条に温室効果ガスに関する記述があり、温室効果ガス関連の統計について MONRE が責任を負うこと、CDM 等海外との取引は政府首相が規定すること、国が温室効果ガス排出削減を奨励する、と明文化している。

この環境保護法と関連し、環境基準もいくつか新しく制定されている。特に火力発電所からの排出ガスに関しては、QCVN22: 2009/BTNMT「火力発電産業における排出ガスに関する国家技術基準」が制定され、粉じん、NO_x、SO₂ に関する最大許容濃度及びその濃度の計測方法が規定されている。

「ベ」国は国家として気候変動に対処していくために、MONRE の気象・水・気候変動局が中心となり、気候変動対策に係る国家目標プログラムを作成した。このプログラムは 158/QD-TTg として 2008 年 12 月 2 日に首相に認可された。

「気候変動対策に係る国家目標プログラム」では各省に気候変動対策行動計画を作成するよう

求めている。MOIT は 2010 年 8 月 3 日付け 4103/QD-BCT によりこの行動計画を公布している。

このように、「ベ」国では温室効果ガス排出を抑制していくために行動を起こしており、これは非常に評価できることである。2010 年に方向性が定まったところであり、今後具体的にどのような取り組みが行われるかが重要となる。

2.4.3 他ドナーによる温室効果ガス排出抑制にかかる支援状況

COP16 における「ベ」国報告に、温暖化対策関連の国際事業が含まれている。

この他、温暖化対策としては、原子力発電と CCS について、海外との協力を進めている模様である。原子力発電については、現在はまだ Pre F/S の段階であるが、ロシアの協力で 1 号機を、日本の協力で 2 号機を近い将来に建設稼働させ、将来的には総発電量の 20%を原子力発電でまかなう計画を持っている。

CCS については、現在は ADB の協力を受けて、情報収集と貯留ポテンシャルの検討を行っている。2011 年 1 月には Hanoi でワークショップが開催され、世界の CCS の現状や技術情報などについて意見交換が行われた。IE、MOIT、MONRE の関係者の話によると、「ベ」国の火力発電所は海の近くに立地しており、CCS をやりやすい条件であると政府は考えており、「ベ」国としては概ね CCS には賛成しているようである。ただし、CCS は現状ではコスト的に商用化は困難であり、まずは情報を集めて「ベ」国内でのポテンシャルの評価を進める計画を持っている模様である。現在南部の Phu My において肥料工場における CO₂ 回収プロジェクトが進行中であり、この CO₂ 回収技術は三菱重工業（株）が供与している。

第3章 石炭火力発電所における温室効果ガス排出抑制策の提案

3.1 運用面の改善による温室効果ガス排出抑制策の提言

3.1.1 運転目標値管理の導入

今回調査した既設石炭火力発電所はいずれも機器の経年劣化やその他の課題による効率の低下は避けられない面はあるものの、温室効果ガス排出削減策のひとつとして「運転目標値管理」を提案したい。運転目標値管理項目の一例を挙げると、表 3.1-1 のようになる。

表 3.1-1 運転目標管理項目例

項目	管理目標値	考えられる影響
主蒸気圧力	定格圧力	圧力低下により損失増加
主蒸気温度	定格温度	温度低下により損失増加
再熱蒸気温度	定格温度	温度低下により損失増加
ECO 出口ガス O ₂ 濃度	定格濃度	濃度上昇により損失増加
発電電力量	定格出力	目標値未滿を損失として定義する
復水器真空度	定格値	真空度低下により損失増加
RH スプレ流量	0 t/h	スプレ注入により損失増加

今回調査した火力発電所では、いずれも、正時ごとに主要パラメータの記録は採取しているが、この時、例えば、図 3.1-1 に示すようにその記録用紙を改善し、目標値が一目で判別できるようにすることで、記録採取時にその記録が適切かどうかを容易に判断できる。

項目	発電機出力 (MW)	主蒸気流量 (T/h)	主蒸気圧力 (kg・cm ²)	主蒸気温度 ()	給水温度 ()	復水器真空度 (mmHg)
目標値	25	32	37	450	172	716
0 : 00	25	32	36.2	442	170	690
1 : 00	25	30	36.2	440	170	690

図 3.1-1 運転ログシートの改善（例）

3.2 保守面の改善による温室効果ガス排出抑制策の提言

3.2.1 ボイラ・環境設備関係

(1) ボイラ

・ボイラ化学洗浄

以下に推奨するボイラ化学洗浄方法（ACR 法）を示す。化学洗浄実施時期の決定については、スケール厚さとスケール付着量で判断するが、具体的には表 3.2-1 で示されるようなユニット別の基準を定めている。

表 3.2-1 Boiler type and scale adherence standards

Output (MW)	Type	Fuel	Pressure - Class - Scale	thickness (microns)	Amount of scale adherence (mg/cm ²)
375	Forced circulation	LNG	critical	200	45
375	Forced circulation	Heavy crude oil	critical	200	45
375	Natural circulation	Heavy crude oil	Critical	232	52

ボイラ化学洗浄は図 3.2-1 のような作業フローで実施する。Uong Bi 火力発電所においては、洗浄時のボイラ管への影響を考慮し、洗浄能力の弱いアルカリ洗浄を選択しているが、溶解テスト時にサンプル管の洗浄を行い、洗浄時間の詳細な検討を実施することで洗浄能力の強い酸洗浄でも問題なく実施することができる。

Step-1	Preliminary study	Specimen taken from the pipe, scale examination, and liquefaction test
Step-2	Preliminary work	Examination of chemicals, installation of provisional equipment and piping
Step-3	Chemical washing	Filling of the boiler with water, temperature increase, injection of chemicals, washing, cooling, rinsing with water, interior inspection, final rinsing with water
Step-4	Post-washing work	Removal of the provisional equipment and piping, and treatment of the waste liquid

図 3.2-1 Flow of chemical washing of boilers

・ 燃焼シミュレーション

今回紹介する汎用熱流体解析ソフト「FLUENT」は、出光興産株式会社が独自に構築した石炭燃焼モデルを組み込んだ精度の高いシミュレーション技術であり、反応を含む熱流体解析に広く活用されている。図 3.2-2 に解析の例を示す。

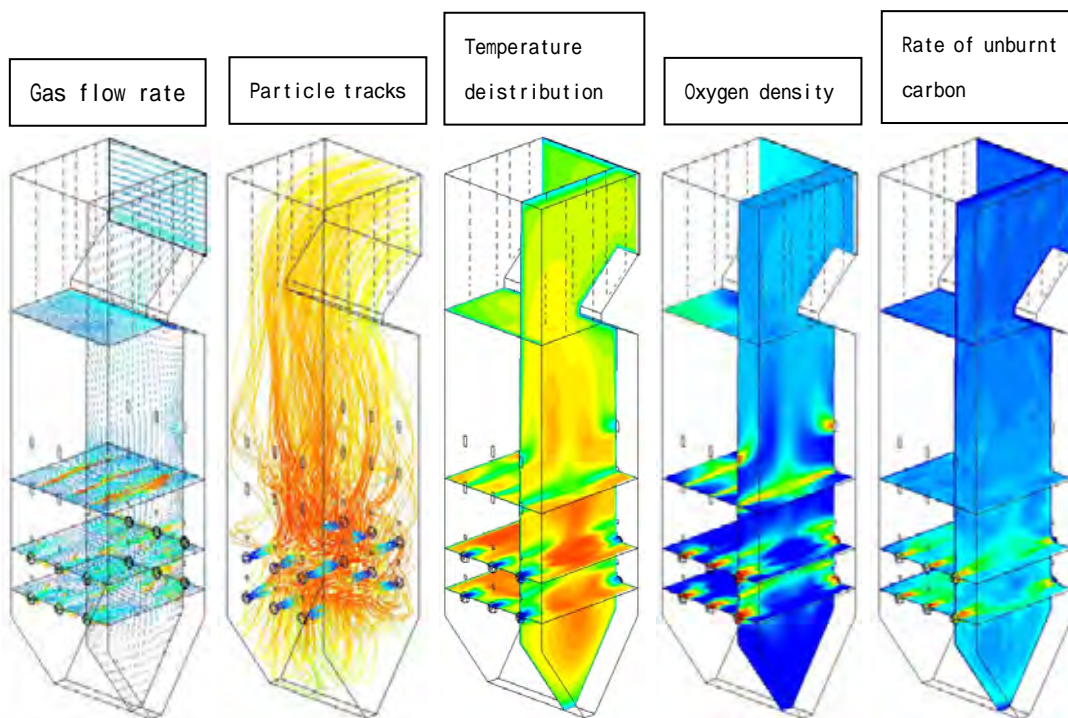


図 3.2-2 燃焼シミュレーションによるボイラ解析例

・空気予熱器性能管理方法の見直し

空気予熱器の性能管理においては、次式で求められる効率を指標とし、ユニット停止時の清掃要否について検討することを推奨する。

$$G = \frac{Tg_1 - Tg_2}{Tg_1 - Ta_1} \quad , \quad A = \frac{Ta_2 - Ta_1}{Tg_1 - Ta_1}$$

G : AH ガス側温度効率

A : AH 空気側温度効率

Tg₁ : AH 入口ガス温度 ()

Tg₂ : AH 出口ガス温度 ()

Ta₁ : AH 入口空気温度 ()

Ta₂ : AH 出口空気温度 ()

また、空気予熱器内後流側の低温部においては、排ガス露点温度の近傍となるため、管やエレメントの腐食による損傷や伝熱効率の低下が認められている。通常運転時には、次式で示される空気予熱器低温端平均温度を排ガス露点温度以上となるよう管理することによって、低温部の腐食を防止することができるため、あわせて推奨する。

$$\text{AH 低温端平均温度} = \frac{(\text{AH 出口ガス温度}) + (\text{AH 入口空気温度})}{2}$$

伝導式の管型空気予熱器を採用しているユニットにおいては、低温部の腐食による管の損傷トラブルは現在でも発生しており、管に穴あきが生じた際はユニットを停止する必要がある。また、軽微な損傷であれば運転中に気づかず、ガス側への空気の漏れ込みにより空気予熱器効率が低下することも考えられる。このため、定期点検時に CCD カメラやファイバースコープによる管の内部点検を実施すると同時に、渦流探傷検査や超音波探傷検査により管の余寿命評価を実施し、運転中のトラブルを未然防止するのが効果的である。管の減肉速度は数回の検査により算出し、取替基準は次式のようにする必要がある。

$$\text{取替基準} : 0 > \text{残肉厚} - \frac{\text{設計肉厚} - \text{残肉厚}}{\text{運転時間}} \times \text{次回点検までの予想運転時間}$$

再生式の空気予熱器においては、エレメントの劣化度を把握するため、各バスケットを付番管理し、劣化傾向を把握する必要がある。また、代表バスケットの詳細点検を行い、評価指数（1～100）を定めることで、50 以上は次回取替、70 以上は取替等の基準を明確化することができる。

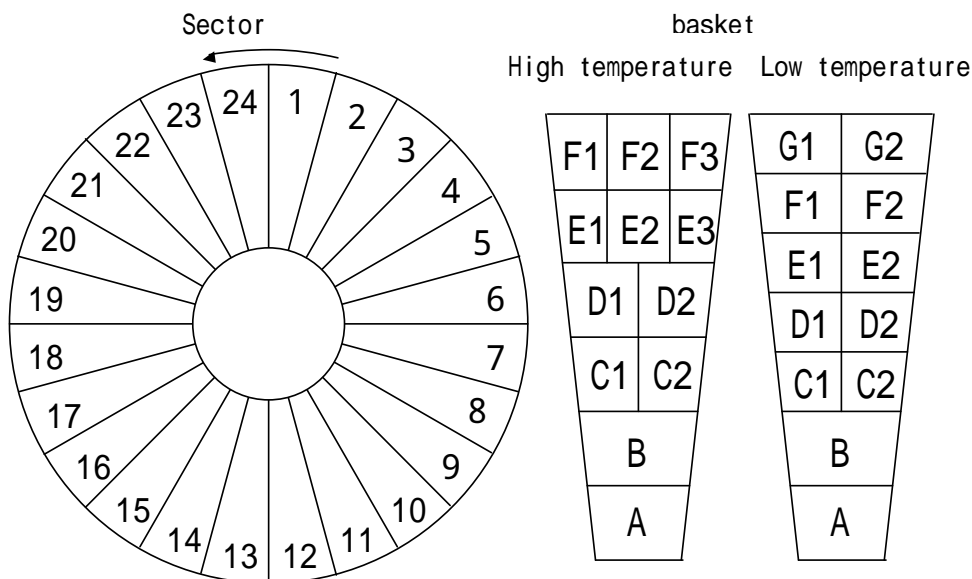


図 3.2-3 エレメントの管理

3.2.2 タービン関係

(1) 主タービン

浸食状況の記録等を図により管理し、計画的な取替、もしくは、静翼の溶接補修、動静翼のブラスト処理を実施することにより、タービン効率を改善することができる。以下に静翼の管理項

目、検査方法、修理方法について紹介する。

表 3.2-2 静翼の管理項目、検査方法、修理方法

管理項目	検査方法	修理方法
ノズル板亀裂	目視検査・PT	(1) カットバック (2) カットバック後溶接整形 (3) GE社クラック長さ $\leq 1/8$ インチ以下を カットバック、それ以上溶接整形
ノズル板浸食	目視検査・寸法 計測	(1) カットバック (2) ノズル面積 10%以上増加、溶接整形
ノズル板変形打こん	目視検査・寸法 計測	(1) 削整又は整形

(2) 給水加熱器

細管の渦流探傷検査等の予防保全を導入し、定期点検時にあらかじめ止栓することにより、細管リーク、給水加熱器バイパス運転による効率損失、出力抑制等のユニット運転支障を低減することができる。加熱器細管の漏洩現象とその要因および調査方法は、表 3.2-3 のとおり大別される。いずれの現象に対しても、渦流探傷検査は効果的な調査方法である。

表 3.2-3 給水加熱器漏えい時の要因分析表

現象	要因	調査・確認項目
給水入口部の 細管内面浸食	給水によるインレットアタック	・リークテスト ・渦流探傷検査 ・インナーUT ・内視鏡による点検
応力腐食割れ (SCC)	Uベント部近傍等の応力腐食割れ	・リークテスト ・渦流探傷検査
細管内面減肉、孔食	停止中の内面滞留水による腐食減肉	・リークテスト ・渦流探傷検査 ・インナーUT ・内視鏡による点検
抽気入口部細管 外面浸食	抽気入口部等蒸気流れによる減肉・浸食	・リークテスト ・渦流探傷検査 ・インナーUT ・内視鏡による点検 (シェル穴開け)
細管外面 ドレンアタック	凝縮ドレンの蒸気流れ等による浸食	・リークテスト ・渦流探傷検査 ・インナーUT ・内視鏡による点検 (シェル穴開け)

給水加熱器の上端温度差の上昇が見られるようであれば、細管洗浄の実施により性能を改善することができる。細管洗浄方法を大別すると表 3.2-4 のとおりである。

表 3.2-4 細管洗浄方法

機械的洗浄	ウォータージェット洗浄
	スポンジ洗浄
	ブラシ洗浄（ハンドクリーナ含む）
化学洗浄	アルカリ洗浄
	酸洗浄

これらの洗浄方法のうち、中部電力で採用し、良好な結果が得られているウォータージェット洗浄を提案する。

<ウォータージェット洗浄要領>

超高压洗浄車のプランジャーポンプで水圧を 25.0MPa（各加熱器の耐圧により選定）前後まで上昇させ、ジェットノズルより高压水を噴射し、その噴射水の衝撃力により細管内面のスケールを剥離させる方法である。

このジェット洗浄は、比較的硬質のスケールまで除去できる利点がある。

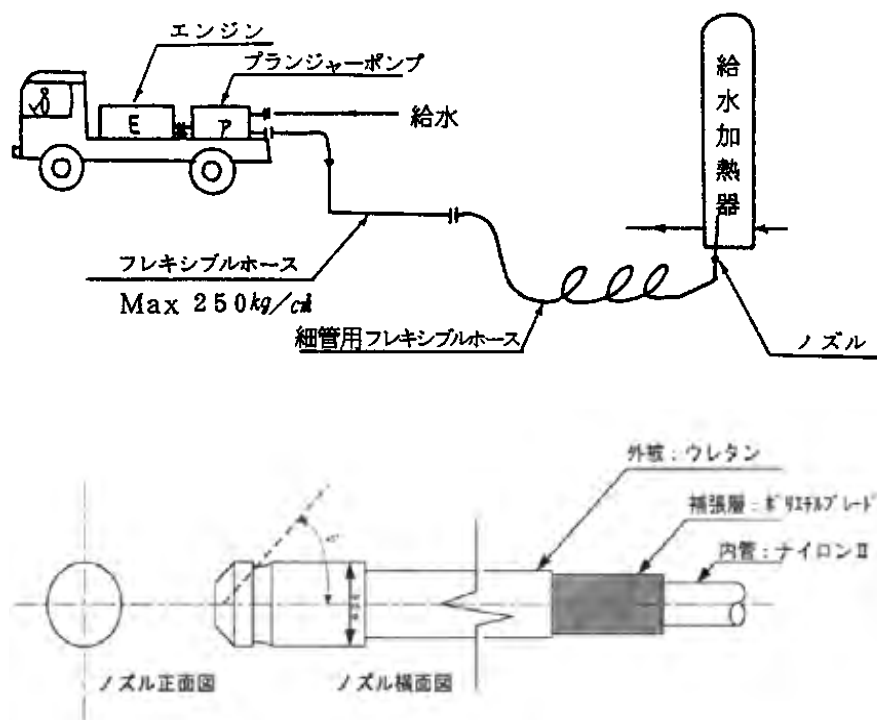


図 3.2-4 ウォータージェット洗浄 概略図

実施にあたっては、以下の点に留意が必要である。

- 加熱管にインレットアタック防止のためインサート管が装着されている場合は、管板面お

よびインサート管を直射洗浄してはならない。(変形等の防止)

- 洗浄未実施管がないか、記録により洗浄本数を確認する。
- スケール量を記録により確認する。

(3) 復水器

通常のブラシ洗浄等を実施しても、復水器の真空の回復があまり見られないようであれば、給水加熱器と同様ウォータージェット洗浄により性能を改善することができる。

・復水器洗浄装置(ボール洗浄装置)

Pha Lai II と、Uong Bi7 号機には復水器洗浄装置(ボール洗浄装置)が設置されているが、ボールについての管理は明確にされていないと推定される。以下に日本でのボール管理方法等について紹介する。

ボール洗浄装置は、冷却水中に細管内径より約 10%程度大きめのスポンジボールを浮遊させ、細管内を冷却水と一緒に圧縮しながら貫流させて、細管内面を洗浄することにより高い洗浄度を得ようとするものである。

連続ボール洗浄に使用するボールは復水器細管内径に合わせた適正な径のボールを使用することにより、計画どおりの効果を発揮することができる。また、日本では硬質スケール除去用として日々使用するボール以外に 1 回/週～月の頻度で、違う種類のボールを使用している発電所もあるため以下に復水器洗浄用ボールの材質と特徴もあわせて紹介する。

ポリシングボール(PB)	通常の洗浄に使用。 約 10,000 回通過分(3 か月程度)の使用可能。
グラニュートボール(GB)	表面コーティング加工により、PB に比べ洗浄能力は高い(耐久性は劣る)。
カーボランダムボール(CB)	硬質スケール除去用として表面に金剛砂によるコーティングを施している。GB よりさらに洗浄能力が高い(数回しか使用できない)

<ボールの種類と運用例>

- ・1 回/日～週の定例運転については、PB を使用し洗浄を実施。
- ・1 回/週～月 硬質スケール除去のため、GB または CB を使用し洗浄を実施。

3.3 石炭性状からみた温室効果ガス排出抑制策の提言

当初、温室効果ガス排出抑制策として炭質評価面からは以下の対策を考えていた。

- ミル粉碎粒度の微細化
- 高揮発分輸入炭との混炭
- 低灰分炭の使用(選炭による灰分の低減)
- Oil Agglomeration 技術の採用による灰中未燃炭素分の回収

しかし、実際のミル粉碎粒度は十分に小さいこと、高揮発分輸入炭と混炭すればボイラー設計

条件と異なる石炭仕様になってしまうこと、Oil Agglomeration 技術と同じ原理の浮選技術が既に実用化されていること、さらに今後の坑内採掘の増加に伴う更なる石炭品位の悪化および品位の変動に鑑み、「低灰分炭の使用（選炭による灰分の低減）」を提言する。

3.3.1 低灰分炭の使用（選炭による灰分の低減）

(1) 比重分離

表 3.3-1 に比重 2.0 で分離した時に得られる低灰分炭と高灰分炭の重量と灰分を示す。Uong Bi 区域の場合、重量 100%・灰分 30%の石炭が重量 66%・灰分 13%の低灰分炭と重量 34%・灰分 66%の高灰分炭に分離し、Cam Pha 地区の場合、重量 100%・灰分 30%の石炭が重量 76%・灰分 12%の低灰分炭と重量 24%・灰分 80%の高灰分炭に分離するのが解る。

表 3.3-1 比重分離結果

Coal Mine	Coal No. 5		Separating at Sp. Gr. 2.0	Light Product = Low Ash Coal		Heavy Product = Hi Ash Coal	
	Wt %	Ash %		Wt %	Ash %	Wt %	Ash %
Uong Bi area	100	30		66	13	34	66
Cam Pha area	100	30		76	12	24	80
Average	100	30.0		71.0	12.5	29.0	71.8

この比重分離を実施する場所が「選炭工場」である。選炭工場で商業的に用いられている比重分離装置に「JIG」がある。図 3.3-1 に JIG の選別原理を示す。

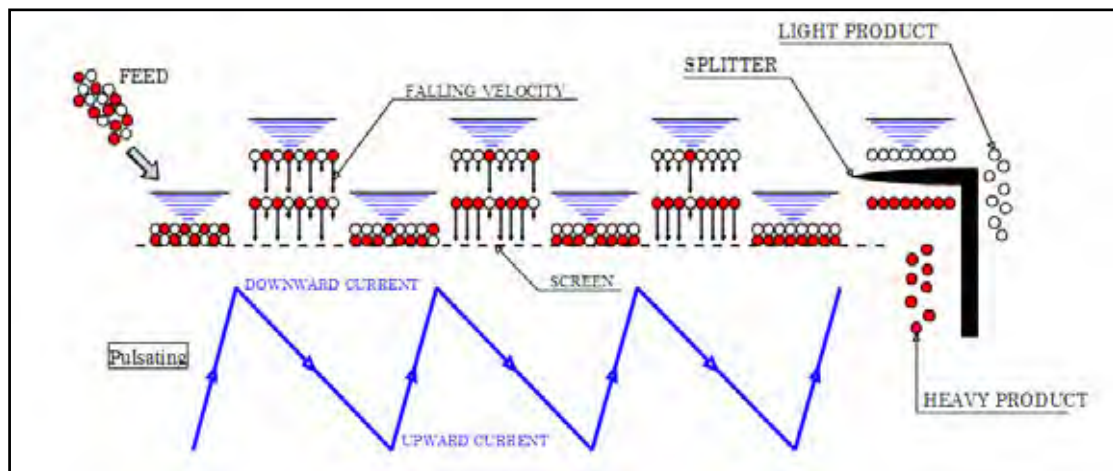


図 3.3-1 JIG 選別原理

比重の軽い粒子（低灰分炭）は水中での沈降速度が小さく、比重の重い粒子（高灰分炭）は水中での沈降速度が大きい。そのため石炭粒子を水中で幾度も沈降させれば軽比重粒子は上部に、重比重粒子は下部に成層する。成層が完了した時点で両者を分離すれば低灰分炭と高灰分炭の二産物が得られる。

3.3.2 温室効果ガス抑制効果

(1) ベースライン・シナリオとプロジェクト・シナリオ

ベースライン・シナリオは、高灰分の石炭（灰分 30%）が発電所で使用され続けるというシナリオ。プロジェクト・シナリオは高灰分の石炭の一部を選炭し灰分 25%および灰分 20%の低灰分炭が使用されるというシナリオである。表 3.3-2 に両シナリオの石炭量、品質、エネルギー消費原単位を示す。1,000kWh の電力量を送電する場合を基礎としている。本表を基にエネルギー消費量を算出する。

表 3.3-2 ベースライン・シナリオとプロジェクト・シナリオ

			Base Line Scenario	Project Scenario		Remarks
			30%	25%	20%	
Coal Mine	Product	kg	522	514	512	65 kWh/t ※1
Coal Preparation Plant	Feed	kg	/	514	512	10 kWh/t ※2
	Low-Ash Coal (Yield)	kg %		463 90	415 81	Table 3.4-2
	Hi-Ash Coal	kg		51	97	
Transportation	Fuel Coal	kg	522	463	415	0.566 kWh/t km ※4
Power Plant	Generated Energy	kWh	1,000	1,000	1,000	
	Ash Disposal	kg	174	129	92	1.052 kWh/t km ※3

- 1) 2): 出典「石油・LNG・石炭の LCI 比較」(財)石油産業活性化センター 1998 年
 3): 出典「省エネルギー便覧」(財)省エネルギーセンター 2000 年
 4): 出典「インドにおける一般炭高効率利用技術の CDM への適用可能性評価」東京大学 内田、他 鉄道 (0.08kWh/t km) 50% + トラック (1.052kWh/t km) 50%とした。

(2) ベースライン・シナリオおよびプロジェクト・シナリオの排出量 (CO₂ + CH₄ + N₂O)

表 3.3-3 に両シナリオの GHG 排出量を示す。排出係数は IPCC の値を用い、両シナリオとも同じ 1,000kWh の発生電力量のため発電に係る CO₂ は計上していない。プロジェクト・シナリオをベースライン・シナリオと比較すると、石炭灰分 25%時には排出量は悪化、石炭灰分 20%時にはほぼ同一という結果である。前述の通り石炭の輸送距離が短いため GHG 排出面においても低灰分炭の効果が薄れている。

今回は灰分 30%の石炭を基準として低灰分炭使用時の GHG 排出量を評価した。今後、坑内採掘の比率が増えるに伴い石炭品位の悪化は避けられない。その場合の低灰分炭使用のメリットは CO₂ 排出量を含め増大することが予想される。

表 3.3-3 GHG 排出量

		Emission Factor (10 ⁻³ kg-CO ₂ /MJ)	MJ/kWh	Base Line Scenario		Project Scenario				
				Ash=30%		Ash=25%		Ash=20%		
				Kwh	kg-CO ₂	Kwh	kg-CO ₂	Kwh	kg-CO ₂	
Coal Mining		75+0.004*21+0.002*310	11.08	33.930	28.460	33.410	28.024	33.280	27.915	
Coal Preparation	Plant Operation	(Ref. ※1)		/			5.140	4.112	5.120	4.096
	Trans. of Refuse	56.1+0.61*21					0.107	0.082	0.204	0.156
Trans. of Coal		75+0.006*21+0.002*310			17.727	14.878	15.723	13.196	14.093	11.828
Ash Disposal		56.1+0.61*21			1.830	1.398	1.357	1.036	0.968	0.739
Total						44.736		46.451		44.734

※1) 0.8t-CO₂/MWH

(3) 今後の課題

既述の通り、発電所に供給するのは灰分ではなく鉱物質である。鉱物質から灰分への変化は吸熱を伴う化学変化であり有機石炭質が発した熱量がそれに充てられる。従って、鉱物質が多いほど発電に利用可能な熱量は減少する。一方、鉱物質が多かろうと少なかろうと、有機石炭質は一定量の CO_2 を発生する。すなわち、発電に利用可能な熱量当たりの CO_2 発生量は、鉱物質（灰分）が多いほど大きい。従って、同じ電力を生み出す場合、低灰分炭を使用した方が GHG 排出量を大きく抑制できるはずである。図 3.3-2 にこれを模式的に示す。ただ、残念ながらこの理論に関する研究資料がないため今次 GHG 排出量計算にはこれを盛り込んでいない。今後、本論に関する研究が必要である。

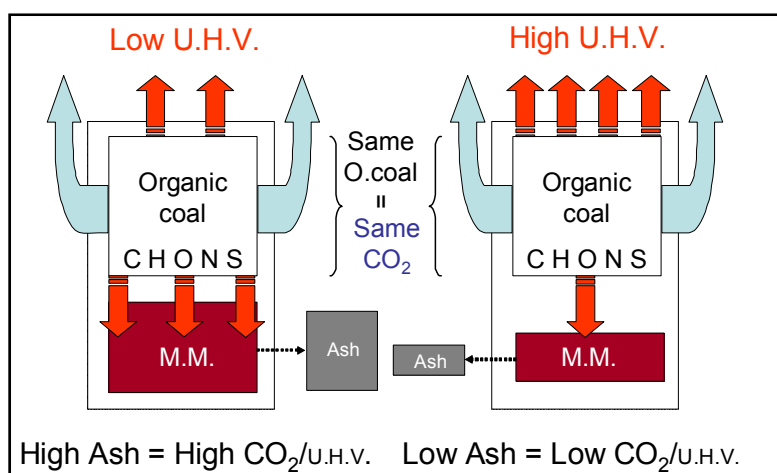


図 3.3-2 鉱物質と有効発熱量

第4章 温室効果ガス排出抑制策の効果

4.1 温室効果ガス排出削減のための長期ロードマップの検証

需給がひっ迫している「ベ」国では、発電所を停止することが容易でないため設備メンテナンスが行き届いていない。このため個々の設備の効率は運開当初から低下している。運用面では、設計通りの出力を維持することにインセンティブがあり、効率の維持・向上に対する意識はあまり高いとは言えない。さらに、比較的安価に入手できる国内炭（輸入炭の半値）を利用しているため、燃料消費を低減させる（効率を上げる）運転に重きを置いていない傾向がある。

温室効果ガス（CO₂）排出量削減の観点からは効率を高めることが必要である。具体的には、3章で提言した効率維持を目的とした運転・保守技術や、超臨界圧技術など高効率設備の導入が必要である。

ロードマップ策定においては、このような状況を考慮し、需給ひっばくを早期に解消するため、安価な国内炭（無煙炭）を利用した既存技術による亜臨界発電所の建設を鋭意進めることを前提とし、その上で、温室効果ガス排出抑制策の導入を図ることとした。

【短期】

運転管理・性能管理の導入
定期点検時に行う保守改善策の導入
新規亜臨界発電所における高性能機器の導入
炭質の改善

【短中期】

超臨界圧技術の導入
上記、 は超臨界圧設備にも導入可能

【長期】2030年以降

CCS、IGCCなどの先進のCCT技術の導入

以下に、長期ロードマップの効果をマクロ的に評価する。

4.1.1 効率維持のための運転・保守技術導入の検証

2.3.2で示したCO₂排出量試算方法に基づき、設備の経年による効率の低下を加味したCO₂排出量の試算を行う。「ベ」国の発電所運用の現状ケースとしてNinh Binh発電所、Pha Lai発電所の効率実績データの平均値から、20年あたりの相対的な効率低下を10%（例えば、運開時35%が20年後に31.5%へ低下する）と想定して試算する（Status quo case）。

また、効率維持を目指した運用・管理を行う日本の電力会社の石炭火力発電所の実績では、20年あたりの相対的な効率低下は5%である。「ベ」国の石炭火力発電所に「効率維持のための運転・保守技術」を適用した場合として、効率低下を5%と想定して試算する（Improved OM case）。

「Status quo case」、「Improved OM case」におけるCO₂排出量試算結果の比較を表4.1-1に示す。

表 4.1-1 Total amount of reduction of CO₂ emission and coal fuel consumption (Total)

Item		Total (2011-2030)
CO ₂ (1000tons)	Status quo case (A)	3,982,387
	Improved OM case (B)	3,917,148
	(A)-(B)	65,239
Coal fuel consumption (1000tons)	Status quo case (A)	1,931,870
	Improved OM case (B)	1,900,223
	(A)-(B)	31,648

上記試算結果のうち EVN の発電所について抜き出したものを表 4.1-2 に示す。この結果から、石炭の単価を 30 US ドル/トンとして運転・保守改善による燃料削減メリットを算出すると、20 年間で約 4 億 6,218 万 US ドルとなる。

表 4.1-2 Total amount of reduction of CO₂ emission and coal fuel consumption (EVN)

Item		Total (2011-2030)
CO ₂ (1000tons)	Status quo case (A)	1,774,798
	Improved OM case (B)	1,743,040
	(A)-(B)	31,758
Coal fuel consumption (1000tons)	Status quo case (A)	860,961
	Improved OM case (B)	845,555
	(A)-(B)	15,406

4.1.2 高効率技術（超臨界圧）導入の検証

2.3.2 で行った試算では、2012 年以降で運開する発電所の熱効率を 35%と仮定した(35%ケース)。これに対して、輸入石炭利用が本格化する 2015 年以降には超臨界圧設備（熱効率 40%）を導入するとして試算した結果（40%ケース）を表 4.1-3 に示す。

表 4.1-3 Result of annual CO₂ emission of coal-fired thermal power plants (40% case)

Year		2011	2015	2020	2025	2030
CO ₂ (1,000tons)	Total	26,802	69,509	162,381	242,561	387,086
	EVN	20,290	37,509	76,063	100,186	164,490
Coal fuel consumption (1000tons)	Total	13,002	33,719	78,772	117,667	187,777
	EVN	9,843	18,196	36,899	48,601	79,795
Generation by fossil fuel (GWh)	Total	25,172	71,055	174,615	265,248	428,695
	EVN	18,747	36,990	79,622	107,258	180,099

CO₂ 排出量、石炭消費量の試算結果について、「35%ケース」と「40%ケース」を比較した(表 4.1-4) (表 4.1-5)。

上記試算結果から、輸入石炭単価を 60US ドル/トンとして、超臨界圧設備導入による燃料費削減費用を算出すると、20 年間で 38 億 3,300 万 US ドルとなる。

一方、試算における 2015 年以降の EVN の石炭火力発電所の導入容量は 26,190MW である。亜臨界圧設備と超臨界圧設備の建設単価の差を 100US\$/kW と推定すると、亜臨界圧から超臨界圧へ仕様変更した場合の建設費の増分は 26 億 1,900 万 US ドルとなる。石炭燃料の節減により、超臨界設備の建設費増分をカバーできる結果となった。

超臨界設備の導入は CO₂ 排出抑制の効果が大きく、無煙炭であっても超臨界圧発電所の建設が望ましいものの、「ベ」国内では超臨界圧発電所の建設実績がなく、また、無煙炭での超臨界圧となると、技術的な情報が十分とは言えず早期導入は困難であると考えられる。需給ひっ迫を早期に解消したい「ベ」国の現状を考慮すると、無煙炭を使用する場合には「ベ」国での実績があり技術的にも信頼できる亜臨界発電所の建設が妥当である。また、新設の際には 4.3 で紹介する高性能機器を採用することで高効率な亜臨界設備として導入を図ることが望まれる。

表 4.1-4 Total amount of reduction of CO₂ emission and coal fuel consumption(Total)

Item		Total (2011-2030)
CO ₂ (1000tons)	35% case (A)	3,855,252
	40% case(B)	3,495,177
	(A)-(B)	360,075
Coal fuel consumption (1000tons)	35% case (A)	1,870,197
	40% case(B)	1,695,523
	(A)-(B)	174,674

表 4.1-5 Total amount of reduction of CO₂ emission and coal fuel consumption(EVN)

Item		Total (2011-2030)
CO ₂ (1000tons)	35% case (A)	1,713,015
	40% case(B)	1,581,312
	(A)-(B)	131,703
Coal fuel consumption (1000tons)	35% case (A)	830,990
	40% case(B)	767,100
	(A)-(B)	63,890

4.1.3 低効率発電設備について

2.3.1 で述べたように新規の発電所建設は計画どおりに進んでいない。このため需給がひっ迫しており、発電所設備の定期点検のための停止もできない状況である。

Ninh Binh 発電所は古い設備であるが整備されており著しい出力低下も見られていない。従って、ひっ迫する電力需給面を考慮すると、低効率であるものの廃止するよりは、効率維持・改善

のための運転保守技術を導入し CO₂ 排出抑制対策をしながら当面は運転を続けるべきある。

4.1.4 新技術の導入について

「ベ」国では、CCS や IGCC などの技術導入に向けたプロジェクトは見られない。IE が描く CO₂ 排出抑制シナリオでは、2030 年以降で CCS 技術の導入を見込んでいる。導入時の 2030 年には全石炭火力発電所の排出する CO₂ の 5% を貯蔵し、2050 年までには、これを 50% まで拡大する計画である。CO₂ 貯蔵費用として、60US\$/トン CO₂ と想定している。

4.1.5 超臨界圧技術導入の課題

超臨界圧技術など高効率プラントの導入は、CO₂ 排出抑制効果が高いものの、現状での「ベ」国への導入にはいくつかの懸念があるものと考えられる。

今後、亜臨界圧プラントから超臨界圧プラントへ移行していく過程での課題として、以下の項目が考えられる。超臨界圧プラントは亜臨界圧プラントと比較して、

厳密な水質管理が必要

ボイラの蓄熱容量が小さいのでより高度な制御が必要

チューブリークへの許容度が小さい

蒸気が高温・高圧となるため余寿命評価手法の活用による適切な保守が必要

現状の「ベ」国では、

- ・ 水質管理体制は確立されているものの、手動分析によるものが主である。至近に建設されたプラントにおいては、自動分析装置が導入されているが、自動分析装置は適切な保守が不可欠であり、保守不完全のため十分に活用されていない状況が見られる。
- ・ 各計器、自動弁等の保守が十分とは言えない状況が見られる。
- ・ 至近に建設されたプラントでは自動起動等の機能を持っているが、自動化を十分に活用できていない事象が見られる。
- ・ チューブの肉厚傾向管理を含めた余寿命管理手法は一般的に使用されていない。

ことから、現時点での超臨界圧プラントの採用には懸念があると考えられる。その懸念を排除するためには、水質管理計器を始めとした計器類、自動弁等の適切な保守管理体制確立、自動化に対する運転員・保守員のレベル向上、余寿命管理手法の普及が必要であり、その具体的方法として、

- ・ IPP における外資技術力導入、
- ・ JICA 等による技術支援による EVN の技術力向上、

等を対策として提言したい。

4.1.6 低灰分炭の生産・使用による温室効果ガス排出抑制策の提言

炭質面からは 1) ミル粉碎粒度の微細化、2) 高揮発分輸入炭の混炭、3) 低灰分炭の使用、4)

Oil Agglomeration による灰中未燃分の回収、の対策が考えられたが、技術の実用性及び今後の炭質劣化変動を勘案して、3)低灰分炭の生産・使用を提言する。具体的には、選炭(比重差分離)により得られる低灰分炭(灰分 12.5%)と原炭(灰分 30%)を混炭して、25%及び 20%の低灰分炭を生産・使用すると仮定した場合の温室効果ガス抑制効果を示した。

表 4.1-6 にベースライン・シナリオ及びプロジェクト・シナリオを、表 4.1-7 にそれらから算出される温室効果ガス排出量を示す。

表 4.1-6 ベースライン・シナリオ及びプロジェクト・シナリオ

			Base Line Scenario	Project Scenario		Remarks
			30%	25%	20%	
Coal Mine	Product	kg	522	514	512	65 kWh/t ^{※1}
Coal Preparation Plant	Feed	kg	/	514	512	10 kWh/t ^{※2}
	Low-Ash Coal (Yield)	kg %		463 90	415 81	Table 3.4 2
	Hi-Ash Coal	kg		51	97	1.052 kWh/t km ^{※3}
Transportation	Fuel Coal	kg	522	463	415	0.566 kWh/t km ^{※4}
Power Plant	Generated Energy	kWh	1,000	1,000	1,000	
	Ash Disposal	kg	174	129	92	1.052 kWh/t km ^{※3}

※ 1)、2) : 出典「石油・LNG・石炭の LCI 比較」(財)石油産業活性化センター 1998 年

※ 3) : 出典「省エネルギー便覧」(財)省エネルギーセンター 2000 年

※ 4) : 出典「インドにおける一般炭高効率利用技術の CDM への適用可能性評価」東京大学 内田、他
鉄道 (0.08kWh/t km) 50%+トラック (1.052kWh/t km) 50%とした。

表 4.1-7 温室効果ガス排出量

		Emission Factor (10 ⁻³ kg-CO ₂ /MJ)	MJ/kWh	Base Line Scenario		Project Scenario				
				Ash=30%		Ash=25%		Ash=20%		
				Kwh	kg-CO ₂	Kwh	kg-CO ₂	Kwh	kg-CO ₂	
Coal Mining		75+0.004*21+0.002*310	11.08	33.930	28.460	33.410	28.024	33.280	27.915	
Coal Preparation	Plant Operation	(Ref. ※1)		/			5.140	4.112	5.120	4.096
	Trans. of Refuse	56.1+0.61*21					0.107	0.082	0.204	0.156
Trans. of Coal		75+0.006*21+0.002*310			17.727	14.878	15.723	13.196	14.093	11.828
Ash Disposal		56.1+0.61*21			1.830	1.398	1.357	1.036	0.968	0.739
Total							44.736		46.451	44.734

※1) 0.8t-CO₂/MWH

排出係数は IPCC の値を用い、発電に係る CO₂ は計上していない。プロジェクト・シナリオをベースライン・シナリオと比較すると、石炭灰分 25%時には排出量は悪化、石炭灰分 20%時にはほぼ同一という結果である。前述の通り石炭の輸送距離が短いため GHG 排出面においても低灰分化の効果が薄れている。

一方、鉱物質から灰分への変化は吸熱を伴う化学変化であり有機石炭質が発した熱量がそれに充てられる。従って、鉱物質が多いほど発電に利用可能な熱量は減少する。一方、鉱物質が多かろうと少なかろうと、有機石炭質は一定量の CO₂ を発生する。すなわち、発電に利用可能な熱量

当たりの CO₂ 発生量は、鉱物質（灰分）が多いほど大きい。従って、同じ電力を生み出す場合、低灰分炭を使用した方 GHG 排出量を大きく抑制できるはずである。ただ、この理論に関する研究資料がないため今次 GHG 排出量にはこれを盛り込んでいない。

4.2 改善策に基づく温室効果ガス排出抑制策の効果の算出

4.2.1 運用面の改善による温室効果ガス排出抑制策の効果の算出

運転目標値管理の例として、主蒸気温度が定格値よりも 5 下回った状態で 6 時間運転を継続した場合の燃料損失を以下の条件により算出した。表 4.2-1 に、今回の計算結果を示す。

今回は、6 時間という限定した条件のもとでその損失を算出したが、主蒸気温度が継続的に定格値を下回っている状態を改善し、常に主蒸気温度を定格値に保ちながら運転した場合、例えば、Ninh Binh 火力発電所を例にとると 1 年間で約 140t の石炭消費量を節約できることになる。

【運転条件】

- プラント出力 (MW) 定格出力 (MW)
- 主蒸気温度差 () 定格温度より 5 低下
- 運転継続時間 (時間) 6 時間
- HR 修正係数 (%/) 0.02 (%/)
- 総合 HR(kcal/kWh) 各発電所 2009 年実績値
- 燃料熱量(L.H.V)(kcal/kg) 5,000

【石炭消費量算出式】

$$\text{石炭消費量(損失分)} = (\text{主蒸気温度差}) \times (\text{主蒸気温度 HR 修正係数}/100) \times (\text{総合 HR}) \times (\text{定格出力 MW}) / (\text{燃料熱量 L.H.V kcal/kg})$$

表 4.2-1 運転目標値管理 主蒸気温度改善による温室効果ガス排出抑制の効果

Plant	Unit No.	Output (MW)	G.H.R (kcal/kWh)	Heat Loss (kcal)	Coal Consumption (kg)	CO2 Emission (kg) ^(*)
Ninh Binh	1	25	3,130	469,500	93.9	194
	2	25	3,100	465,000	93.0	192
	3	25	3,100	465,000	93.0	192
	4	25	3,125	468,750	93.8	193
Pha Lai	1	110	2,530	1,670,044	334.0	689
	2	110	2,360	1,557,600	311.5	643
	3	110	2,398	1,582,475	316.5	653
	4	110	2,509	1,656,263	331.3	683
Pha Lai	5	300	2,043	3,676,644	735.3	1,517
	6	300	2,087	3,756,420	751.3	1,550
Uong Bi	5	55	3,638	1,200,454	240.1	495
	6	55	3,635	1,199,464	239.9	495

^(*)CO₂ emission factor: 98,538kg-CO₂/TJ

4.2.2 保守面の改善による温室効果ガス排出抑制策の効果の算出

4.2.2.1 ボイラ設備

(1) ボイラ化学洗浄による効果

化学洗浄の実施によるボイラ効率の改善については、中部電力管内の石炭火力発電所にて至近に実施された化学洗浄の前後で 89.28%から 89.94%に改善されているデータがあるが、この値は定期点検にてボイラ各部の清掃や通風装置等の内部点検にて性能が回復した分も含まれているため、効率改善のうち 50%が化学洗浄によるものと考え、効果を算出する。この値は、ボイラ効率劣化率のうち約 30%の改善であることから、ベトナム国の石炭火力発電所におけるボイラ効率劣化率の改善も同程度と考え計算に使用する。

計算結果を表 4.2-2 に示す。石炭削減量は発電所により差があるが、Pha Lai II 発電所では年間 13,000 t の石炭を削減することができる。

表 4.2-2 ボイラ化学洗浄による石炭消費量の削減

Plant	Unit	Generating End Efficiency (%)	Boiler Efficiency (%)		Coefficient to Efficiency other than Boiler Efficiency
		A	B	C	D = A / C
		Actual	Design	Actual	
Ninh Binh TPP	1	21.29	90.1	82.39	0.258
	2	21	90.1	83.1	0.253
	3	23.02	90.1	83.66	0.275
	4	21.43	90.1	81.44	0.263
Pha Lai I TPP	1	28.3	86.06	85	0.333
	2	30	86.06	84.8	0.354
	3	29.09	86.06	85	0.342
	4	28.57	86.06	84.4	0.339
Pha Lai II TPP	5	35.18	88.5	84.8	0.415
	6	35.42	88.5	84.9	0.417

Plant	Unit	Deteriorated Boiler Efficiency (%)	Improvement of Boiler Efficiency (%)	Boiler Efficiency After Improvement (%)	Generating End Efficiency After Improvement (%)
		E = B - C	F = E * 0.3	G = C + F	H = D * G
inh Binh TPP	1	7.71	2.31	84.70	21.89
	2	7.00	2.10	85.20	21.53
	3	6.44	1.93	85.59	23.55
	4	8.66	2.60	84.04	22.11
Pha Lai I TPP	1	1.06	0.32	85.32	28.41
	2	1.26	0.38	85.18	30.13
	3	1.06	0.32	85.32	29.20
	4	1.66	0.50	84.90	28.74
Pha Lai II TPP	5	3.70	1.11	85.91	35.64
	6	3.60	1.08	85.98	35.87

表 4.2-2 ボイラ化学洗浄による石炭消費量の削減（続き）

Plant	Unit	Heat Consumption Before Improvement (kcal/kWh)	Heat Consumption After Improvement (kcal/kWh)	Heat Consumption Difference (kcal/kWh)	Generated Electricity (MWh/year)
		$J = 3600/4.1869/A*100$	$K = 3600/4.1869/H*100$	$L = J - K$	M (5 Year Average)
Ninh Binh TPP	1	4,038.63	3,928.44	110	193,807
	2	4,094.40	3,993.58	101	187,354
	3	3,735.12	3,650.90	84	185,736
	4	4,012.25	3,888.30	124	177,485
Pha Lai I TPP	1	3,038.25	3,027.00	11	692,347
	2	2,866.08	2,853.43	13	652,255
	3	2,955.74	2,944.79	11	737,340
	4	3,009.54	2,991.95	18	664,810
Pha Lai II TPP	5	2,444.07	2,412.55	32	2,137,675
	6	2,427.51	2,397.08	30	2,182,308

Plant	Unit	Heat Consumption Difference (kcal/year)	Coal Consumption Difference (t/year)	CO ₂ Emission Difference (t/year) ^(*)
		$N = L * M * 1000$	$O = N/5000/1000$	$O * 5000 * 4.184 * 98538 * 10e-9$
Ninh Binh TPP	1	21,355,557,066	4,271	8,811
	2	18,889,634,217	3,778	7,793
	3	15,643,203,397	3,129	6,454
	4	21,998,195,684	4,400	9,076
Pha Lai I TPP	1	7,790,262,444	1,558	3,214
	2	8,251,582,764	1,650	3,404
	3	8,071,214,856	1,614	3,330
	4	11,688,735,897	2,338	4,822
Pha Lai II TPP	5	67,381,692,748	13,476	27,800
	6	66,418,251,778	13,284	27,402

(*)CO₂ emission factor: 98,538kg-CO₂/TJ

(2) 空気予熱器性能管理による効果

伝導式空気予熱器の管余寿命評価による取替修理基準の見直し、再生式空気予熱器の温度効率およびエレメント損傷度評価による取替修理基準の見直しにより、得られる効果を以下に示す。

ボイラ効率変化量については、Ninh Binh 火力発電所 Unit-1 を代表として計算を行う。空気予熱器排ガス温度は設計値 137 に対して実際の値が 155 であり、改善後の値は 152 とすると、以下のように算出される。

$$(\text{before improvement}) L1 = \frac{1.38 \times 12 \times (155 - 24.5)}{20934} \times 100 = 10.32 (\%)$$

$$(\text{after improvement}) \quad L1 = \frac{1.38 \times 12 \times (152 - 24.5)}{20934} \times 100 = 10.08 (\%)$$

は運転中のデータが得られなかったため、他の石炭火力発電所のデータ（参考値）を使用

$$\text{変化後ボイラ効率} = 82.39 - (10.32 - 10.08) = 82.15$$

$$\text{ボイラ効率変化量 (相対)} = \frac{82.39 - 82.15}{82.39} \times 100 = 0.29 \%$$

燃料消費率および熱消費率はボイラ効率変化量に比例するため、以下の計算に使用した。各発電所における熱消費率の改善は同程度とする。

計算結果、表 4.2-3 のような石炭使用量の削減が可能である。Pha lai II 発電所では年間 3,000 t 以上の石炭を削減することができる。

表 4.2-3 空気予熱器性能管理による石炭消費量の削減

Plant	Unit	Generating End Efficiency	Heat Consumption (kcal/kwh)	Heat Consumption Improvement (kcal/kwh)
		Actual A	B = 3600 / A / 4.1868 / 100	C = B * 0.29 / 100
Ninh Binh TPP	1	21.29	4,039	11.71
	2	21	4,095	11.87
	3	23.02	3,735	10.83
	4	21.43	4,012	11.64
Pha Lai I TPP	1	28.3	3,038	8.81
	2	30	2,866	8.31
	3	29.09	2,956	8.57
	4	28.57	3,010	8.73
Pha Lai II TPP	5	35.18	2,444	7.09
	6	35.42	2,428	7.04

Plant	Unit	Generated Electricity (MWh/year)	Heat Consumption Difference (kcal/year)	Coal Consumption Difference (t/year)	CO2 Emission Difference (t/year) ^(*)
		D (5 Year Average)	E = C * D * 1000	F = E / 5000 / 1000	F * 5000 * 4.184 * 98538 * 10e-9
Ninh Binh TPP	1	193,807	2,269,927,994	453.99	936
	2	187,354	2,224,656,103	444.93	920
	3	185,736	2,011,914,497	402.38	829
	4	177,485	2,065,176,990	413.04	853
Pha Lai I TPP	1	692,347	6,100,361,013	1220.07	2,519
	2	652,255	5,421,439,037	1084.29	2,237
	3	737,340	6,320,367,868	1264.07	2,606
	4	664,810	5,802,372,234	1160.47	2,395
Pha Lai II TPP	5	2,137,675	15,151,799,247	3030.36	6,252
	6	2,182,308	15,363,341,754	3072.67	6,339

(*)CO₂ emission factor: 98,538kg-CO₂/TJ

4.2.2.2 タービン関係

(1) 主タービンシール部部品取替による効果

今回各火力発電所から提供されたタービン効率をもとに、与えられたタービン効率劣化率のその6割が翼損傷等によるもの、2割が経年劣化により修理等では回復できないもの、残りの2割がシール部修理で回復できるものと仮定して計算を実施する。

計算結果を表 4.2-4 に示す。計算結果では、最大年間1万2千tの石炭を削減できるプラントがあることとなる。

表 4.2-4 主タービンシール部部品取替による石炭消費量の削減

Plant	Unit	Generating End Efficiency (%)	Turbine Efficiency (%)		Coefficiency to Efficiency other than Turbinne Efficiency
		A	B	C	D = A / C
		Actual	Design	Actual	
Ninh Binh TPP	1	21.29	31	27.58	0.772
	2	21	31	27.03	0.777
	3	23.02	31	28.15	0.818
	4	21.43	31	28.06	0.764
Pha Lai I TPP	1	28.3	39	34	0.832
	2	30	39	36.4	0.824
	3	29.09	39	35.8	0.813
	4	28.57	39	34.3	0.833
Pha Lai II TPP	5	35.18	45.1	42.9	0.820
	6	35.42	45.1	42.9	0.826

Plant	Unit	Deteriorated Turbine Efficiency (%)	Improvement of Turbin Efficiency (%)	Turbine Efficiency After Improvement (%)	Generating End Efficiency After Improvement (%)
		E = B - C	F = E * 0.2	G = C + F	H = D * G
Ninh Binh TPP	1	3.42	0.68	28.26	21.82
	2	3.97	0.79	27.82	21.62
	3	2.85	0.57	28.72	23.49
	4	2.94	0.59	28.65	21.88
Pha Lai I TPP	1	5.00	1.00	35.00	29.13
	2	2.60	0.52	36.92	30.43
	3	3.20	0.64	36.44	29.61
	4	4.70	0.94	35.24	29.35
Pha Lai II TPP	5	2.20	0.44	43.34	35.54
	6	2.20	0.44	43.34	35.78

表 4.2-4 主タービンシール部部品取替による石炭消費量の削減（続き）

Plant	Unit	Heat Consumption Before Improvement (kcal/kWh)	Heat Consumption After Improvement (kcal/kWh)	Heat Consumption Difference (kcal/kWh)	Generated Electricity (MWh/year)
		$J = 3600/4.1869/A*100$	$K = 3600/4.1869/H*100$	$L = J - K$	M (5 Year Average)
Ninh Binh TPP	1	4,038.63	3,940.99	98	193,807
	2	4,094.40	3,977.66	117	187,354
	3	3,735.12	3,661.08	74	185,736
	4	4,012.25	3,929.99	82	177,485
Pha Lai I TPP	1	3,038.25	2,951.51	87	692,347
	2	2,866.08	2,825.78	40	652,255
	3	2,955.74	2,903.90	52	737,340
	4	3,009.54	2,929.33	80	664,810
Pha Lai II TPP	5	2,444.07	2,419.32	25	2,137,675
	6	2,427.51	2,402.92	25	2,182,308

Plant	Unit	Heat Consumption Difference (kcal/year)	Coal Consumption Difference (t/year)	CO2 Emission Difference (t/year) ^(*)
		$N = L * M * 1000$	$O = N/5000/1000$	$O * 5000 * 4.184 * 98538 * 10e-9$
Ninh Binh TPP	1	18,923,773,079	3,785	7,807
	2	21,872,689,328	4,375	9,024
	3	13,752,415,621	2,750	5,674
	4	14,599,454,685	2,920	6,023
Pha Lai I TPP	1	60,051,837,178	12,010	24,776
	2	26,285,796,738	5,257	10,845
	3	38,225,657,735	7,645	15,771
	4	53,322,499,909	10,664	21,999
Pha Lai II TPP	5	52,918,443,862	10,584	21,832
	6	53,657,267,027	10,731	22,137

^(*)CO₂ emission factor: 98,538kg-CO₂/TJ

(2) 給水加熱器高圧ウォータージェット洗浄による効果

日本国内の石炭火力発電所にて、8年程度で約1の終端温度差の悪化を経験していることから、ベトナム国内でも同程度の悪化が生じているものと仮定し、その悪化分がジェット洗浄により改善できると仮定して効果を算出する。計算結果を表4.2-5に示す。計算結果では、加熱器1基の洗浄により、最大年間約200tの石炭を削減できるプラントがあることとなる。

表 4.2-5 給水加熱器高圧ウォータージェット洗浄による石炭消費量の削減

Plant	Unit	Generating End Efficiency	Heat Consumption (kcal/kwh)	Heat Consumption Improvement (kcal/kwh)	Generated Electricity (MWh/year)
		Actual A	$B = 3600 / A / 4.1868 / 100$	$C = B * 0.02 / 100$	D (5 Year Average)
Ninh Binh TPP	1	21.29	4,039	0.81	193,807
	2	21	4,095	0.82	187,354
	3	23.02	3,735	0.75	185,736
	4	21.43	4,012	0.80	177,485
Pha Lai I TPP	1	28.3	3,038	0.61	692,347
	2	30	2,866	0.57	652,255
	3	29.09	2,956	0.59	737,340
	4	28.57	3,010	0.60	664,810
Pha Lai II TPP	5	35.18	2,444	0.49	2,137,675
	6	35.42	2,428	0.49	2,182,308

Plant	Unit	Heat Consumption Difference (kcal/year)	Coal Consumption Difference (t/year)	CO2 Emission Difference (t/year) ^(*)
		$E = C * D * 1000$	$F = E / 5000 / 1000$	$O * 5000 * 4.184 * 98538 * 10e-9$
Ninh Binh TPP	1	156,546,758	31.31	65
	2	153,424,559	30.68	63
	3	138,752,724	27.75	57
	4	142,425,999	28.49	59
Pha Lai I TPP	1	420,714,553	84.14	174
	2	373,892,347	74.78	154
	3	435,887,439	87.18	180
	4	400,163,602	80.03	165
Pha Lai II TPP	5	1,044,951,672	208.99	431
	6	1,059,540,811	211.91	437

(*)CO₂ emission factor: 98,538kg-CO₂/TJ

(3) 復水器高圧ウォータージェット洗浄による効果

日本国内の硬質スケール除去時の実績から効果を算出する。参照事例では、復水器真空が洗浄前-94.22kPa から-94.77kPa に改善され熱消費率改善量は0.07%であったため、下記計算にはこの数字を使用した。計算結果を表4.2-6に示す。計算結果では、最大年間約740tの石炭を削減できるプラントがあることとなる。

表 4.2-6 復水器高圧ウォータージェット洗浄による石炭消費量の削減

Plant	Unit	Generating End Efficiency	Heat Consumption (kcal/kwh)	Heat Consumption Improvement (kcal/kwh)	Generated Electricity (MWh/year)
		Actual A	$B = 3600 / A / 4.1868 / 100$	$C = B * 0.07 / 100$	D (5 Year Average)
Ninh Binh TPP	1	21.29	4,039	2.83	193,807
	2	21	4,095	2.87	187,354
	3	23.02	3,735	2.61	185,736
	4	21.43	4,012	2.81	177,485
Pha Lai I TPP	1	28.3	3,038	2.13	692,347
	2	30	2,866	2.01	652,255
	3	29.09	2,956	2.07	737,340
	4	28.57	3,010	2.11	664,810
Pha Lai II TPP	5	35.18	2,444	1.71	2,137,675
	6	35.42	2,428	1.70	2,182,308

Plant	Unit	Heat Consumption Difference (kcal/year)	Coal Consumption Difference (t/year)	CO2 Emission Difference (t/year) (*)
		$E = C * D * 1000$	$F = E / 5000 / 1000$	$O * 5000 * 4.184 * 98538 * 10e-9$
Ninh Binh TPP	1	547,913,654	109.58	226
	2	536,985,956	107.40	222
	3	485,634,534	97.13	200
	4	498,490,998	99.70	206
Pha Lai I TPP	1	1,472,500,934	294.50	608
	2	1,308,623,216	261.72	540
	3	1,525,606,037	305.12	629
	4	1,400,572,608	280.11	578
Pha Lai II TPP	5	3,657,330,853	731.47	1,509
	6	3,708,392,837	741.68	1,530

(*)CO₂ emission factor: 98,538kg-CO₂/TJ

4.3 今後建設する亜臨界石炭火力発電所に対する温室効果ガス排出抑制策の提言

4.3.1 蒸気タービンへの最新翼形状、最新翼頂部シール形状の採用

(1) 最新翼形状の採用

高性能三次元翼を採用することにより、翼根元部及び翼頂部において発生する二次流れによる損失、翼面の摩擦や後縁近くでの渦の発生によるプロファイル損失等を低減することができ、タービン効率の向上を図ることができる。

(2) 最新翼頂部シール形状の採用

回転体と静止体間のシール方式としては、ラビリンス方式が一般的に採用されている。しかし、翼頂部のシールは構造的に難しく、従来は1~2枚のフィンのみによりシールされており、効率低下の要因となっていた。最新翼頂部の形状としては、動翼と一体化したインテグラルシュラウドによる全周連結を実現したCCB(Continuous Cover Blade)構造が開発されている。CCB構造では、

分割されたシュラウドが周方向に互いに接触し、全周 1 リング構造を成しているため、シュラウド外面にラビリンスパッキンを設けることが可能になり、シール性能が向上され、タービン効率の向上を図ることができる。

4.3.2 復水器細管へのチタン管採用かつボールクリーニング装置による毎日の細管洗浄

復水器の細管にチタン管を採用し、あわせてボールクリーニング装置を設置し、毎日細管の洗浄を実施することにより、細管の汚れによる復水器真空度の低下、プラントの効率低下を抑制することができる。チタン管は、従来冷却管に使用されてきたアルミニウム黄銅管に比べ、熱貫流率が約 80%と低く、そのため、冷却面積を増加したり、管内流速を増したりする必要がある。しかし、チタン管は腐食の心配がなく、ボールクリーニング掃除を頻繁に実施することができ、真空度をアルミニウム黄銅管に比べ高く維持することができる。

4.3.3 大型ファンへの軸流式の採用

FDF、IDF、PAF 等の大型ファンは、所内動力の中で大きな割合を占めている。そのため、大型ファンの動力削減は、所内動力削減、プラント効率向上に効果的である。ファンの種類としては、遠心式と軸流式がある。また、部分負荷での風量制御方法によって、遠心式ファンはさらに、回転数制御式と入口ダンパー制御式に分けられる。また、軸流式も、可動静翼式と、可動動翼式に分けられる。可動動翼式軸流式ファンは、制御式遠心式ファンに比べ、ボイラの全負荷帯において高い効率を保つことができる。そのため、大型ファンへの可動動翼式軸流ファンの採用は、プラント効率向上に効果的であると言える。