4. クリーン・デベロップメント・メカニズム — プロジェクト・デザイン・ドキュメント (CDM-PDD)

クリーンデベロップメントメカニズム
プロジェクトデザインドキュメント
(CDM-PDD)

タシケント火力発電所近代化事業詳細設計調査

2003年7月31日

はじめに

このCDM－PDDは、タシケント発電所近代化事業（タシケント発電所近代化プロジェクト）をCDMプロジェクトと仮定し、ウズベキスタンおよび日本側での情報共有のため、参考として作成したものである。

CONTENTS

A. プロジェクト概要

B. ベースライン方法論

C. プロジェクト期間とクレジット期間

D. モニタリング方法論と計画

E. GHG排出量計算

F. 環境影響

G. 利害関係者の意見

以下のAnnexesは、英文PDDを参照されたい。尚、本PDDのベースライン方法論及びモニタリング方法論は、適用すべきCDM理事会登録・承認済みの方法論がないため、本プロジェクトのために新たに開発したものであり、上記のBとDとAnnexes 3及び4は、基本的には同一のものである。

Annexes

Annex 1: プロジェクト参画者

Annex 2: 公的資金

Annex 3: 新ベースライン方法論

Annex 4: 新モニタリング方法論

Annex 5: 表：ベースラインデータ

A. プロジェクト概要

A.1. プロジェクト タイトル:

タシケント火力発電所近代化プロジェクト

A.2. プロジェクト活動：

プロジェクトの目的

プロジェクトの目的として次の事項が挙げられる。―― 拡大している電力需要に対する発電能力向上、発電の安定性確保と運転コストの低減、及び、天然資源（天然ガスと石油等）の保全と CO2 排出削減による環境影響の緩和。

この目的のために、既存の 12 基の発電設備を 9 基の近代的高性能なコンバインドサイクル火力発電設備（発電容量 370MW、以下 CCPP と言う。）に置き換えが計画され、その第一ステップとして、一基の CCPP の導入することとなった（2007 年後半に稼動予定）。 ----- 以下は、この一基の CCPP 導入に関しての説明と計算等を行うものである。

上記のプロジェクト目的に加え、最新の技術の移転を図ることとする。これは、ウズベキスタン技術者及び経営管理者の研修及び新発電設備の設計、建設、設置並びに稼動の各段階での多数の参画により実現するものである。

プロジェクトの背景

ウズベキスタンの首都のタシケントは、2 千 2 百万の人口（全国計の 9 %）を有する。当該発電所は、この重要な地域に電力を供給している。この発電所は、天然ガスと重油を燃料とする 12 基の発電設備による 1,860 メガワットの発電能力を有している。しかしながら、現在の設備は、全て 1963 年から 1971 年の期間に建設されたもので、最初の設備は約 40 年も経過している。その結果、年平均の稼動率が 70%であり、発電能力の 60%で発電が行われている。他方、その熱効率は 34.55% (2001 年実績) であり、最新の設備（熱効率は 50%以上）より大幅に低い。加えるに、老朽化は、出力の下落だけでなく電力供給コストの増大、稼動率の低下をきたしている。故に、発電所は、近代的な高性能火力発電設備の導入が要請されものである。

プロジェクト実施スケジュール

EPC コントラクターとの契約締結後のプロジェクトの実施スケジュールは、以下の通りである。尚、EPC コントラクターとの契約は本年 (2003) 中に締結の見込みであり、CCPP の稼動は、2007 年後半となると予想される。

プロジェクト実施スケジュール

業務	経過月数
土木及び建築設計	3
設備及び建屋の基礎工事	6
HRSG 製作、組立、検査	16
ガスタービン、蒸気タービン及び発電機の製作、組立、検査	19
設備設置と試験運転	26
引渡しと稼動開始	28

発電所について

設備

発電所は、天然ガスを主要燃料とするが重油をも使用する12基の従来型火力発電設備を有している。発電所の総出力は、1,860メガワット（それぞれの発電設備の容量は 150から160 MW）である。最初の発電設備は1963年に、12基目は 1971年に導入されている。11と12基目の設備は、発電と併せて78Gcal／時間の熱供給機能を有している。冷却水は発電所の敷地西境界線に沿ってある Bozsu 運河から取水されている。

燃料供給

主要燃料である天然ガスは、ブハラ（Bukhara） と シュルタン（Shurtan） からガスパイプラインで発電所に供給されている。シュルタンガスは、現在の12基の発電設備稼動に十分な供給能力を有している。また、CCPPの導入後にも十分である。二次的な燃料として用いられている重油は、発電所の南の敷地内にある７つのタンク（10,000 m^3）に貯蔵され、６つの供給用タンク（5,000 m^3）を経て発電設備に供給されている。この重油は、鉄道輸送によって製油所から発電所に運ばれている。

送電

変電所は、発電所の東側にあり、送電線は500kVの２本、220kVの７本、各110kVの12本が北に設けられている。

オペレーション

タシケント火力発電所は、火力発電所としては相対的に高い稼働率で運転されている。設備の稼働率は、全体として稼動開始以降72%となっている。12基の設備の内、個々の稼働率において若干の差異がある。５番目（65.8%）と７番目（66.9%）の設備が低く、１番目（78.8%）と２番目（79.0%）が高くなっている。発電所は、所長の下1,400人の職員により運転、運営されている。各50人で構成される４つの運転班で、４交代制で設備の運転を行っている。また、設備の技術保守、修理には700人以上が係わっている。

A.3. プロジェクト参加者:

以下の参加者がプロジェクトに関与している。これらの参加者の内、タシケント火力発電所（以下、発電所と言う。）、ウズベクエネルゴ電力公社（以下、ウズベクエネルゴと言う。）及び東電設計株式会社（以下、TEPSCO と言う。）が、プロジェクトの実施に主要な役割を担っている。

プロジェクト参加者

参加者	役割等
ウズベクエネルゴ／発電所	プロジェクト計画／発電所運営
TEPSCO	Ｆ／Ｓ、設備設計とプロジェクトのコンサルティング
Teploelektroproekt（ウズベキスタンの設計・調査会社）	ＥＩＡ、測量と地盤調査
JBIC	資金貸与（Loan agreement ： 2002年５月）
国家自然保護委員会	ＥＩＡ承認
コントラクター --- 未定	設計、調達、建設（EPC）
地域住民	プロジェクト実施に対する意見

連絡先

プロジェクトについての問合せ先として TEPSCO を挙げる。問合せ先に関する情報は ANNEX 1 にある。

A.4. プロジェクトの技術的側面:

A.4.1. プロジェクト実施場所:

A.4.1.1. プロジェクト実施国:

ウズベキスタン共和国

A.4.1.2. 州／郡／県等:

タシケント Region

A.4.1.3. 市／町／コミュニティ等:

Kibray Raion (Kibray District)

A.4.1.4. プロジェクト活動を特定する情報を含むロケーション詳細:

ロケーション

タシケント火力発電所は、タシケント市の北約 10ｋｍに位置し、同市への電力と熱供給を行う重要な発電所である。この発電所は、南北２ｋｍ、東西１ｋｍの約 146 ヘクタールの敷地を有する。

気候と地勢

ウズベキスタンは、Karakum と Kyzlkum 砂漠に近く、また天山山脈の西部にある Kuramin 山, Chatkal 山, Pskem 山, Ugam 山の麓に位置する。気候は大陸性、夏と冬の気温差が極めて大きい。年間の気温は、最高+44.6℃（７月）、最低-14.2℃（1 月）、平均+14.85℃である。

タシケントの降雨量は比較的少ない（平均 449.8mm／年）。10 月から翌年５月までは雨が多く、10 月から３月までの間には降雪も見られる。湿度は夏に低く（７月の平均が 40%）、冬に高い（12 月の平均が 75%）。

発電所が位置する場所は、海抜 501.5m である。地盤は、三層の地層からなる。一層目は、９～12mの厚さの粘土質とシルト層である。２層目は、２～３ｍの砂利を含む地層、地表から 15 m以下の３層目は、石灰地層である。地下水水位は 497ｍと 499m の間にある。

A.4.2. プロジェクトカテゴリー

このプロジェクトは、エネルギー産業に分類される。

A.4.3. プロジェクトで採用された技術:

プロジェクトは、発電所の近代化のためにコンバインドサイクル発電設備（以下 CCPP と言う。）を採用する。近代的、経済的でクリーンな技術を採用しているこの CCPP は、従来型の発電設備に比較し、発電量単位当たりの温室効果ガスの排出量を引き下げ、環境への悪影響緩和

に貢献する高い発電効率を持つものである。尚、この CCPP は、冬季において地域への熱供給をも行う。

A.4.4. 提案のプロジェクトがなければ排出削減ができないのかを含めて、国又は／及びセクター方針及び状況を勘案しての、如何に提案の CDM プロジェクト活動が温室効果ガス排出を削減するかの概要説明

CCPP は、既存の従来型発電設備の発電効率（34.55%）に比較し高い発電効率（56.7%）を有し、同量の燃料においてより多くの発電を可能とする。その結果、CCPP の導入は発電量単位あたりの温室効果ガスの排出量を低く抑えることになる。

年 11,770GWh（ウズベクエネルゴの 2003 年以降の年発電量計画）の発電を行う場合、発電所からの年間の温室効果ガス排出は、CCPP 導入で 672 万／CO_2 トン、CCPP 導入なしでは 746 万／CO_2 トンとなる。この差 74 万／CO_2 トンは、プロジェクト実施による年間の温室効果ガス削減量である。

ウズベキスタンのエネルギーセクターの温室効果ガス削減量推定

発電、工業、農業及び廃棄物の４つのカテゴリーにおける主要温室効果ガス（CO_2, CH_4 and N_2O）は、経済発展の施策及び排出削減対策が実施されるも、2010 年においも温室効果ガス排出構造及び排出源の構成は変わらずと予想され、CO_2 換算で 185.6～209 百万トンと推定されている。

主要な温室効果ガスは CO_2 で、状況にもよるが、CO_2 は 65～70%を占める。メタンガスは 29 ～ 25%、窒素酸化ガスは 5 ～6%である。

温室効果ガスの主要な排出源は発電である。その割合は、総排出量の 83 ～ 86%占める。農業分野は 10%以下であり、工業と廃棄物合わせておよそ 5%である。

2010 年までの温室効果ガス削減は、技術的可能性（再生エネルギー分野は除く）を考慮した上で、CO_2 換算で 27.2 百万トンと予想されている。また、削減の最大の可能性があるセクターは、エネルギーセクターであり、2 千 5 百万トン、工業、農業及び廃棄物セクターは CO_2 換算で 2.2 百万トンと算定されている。

エネルギーセクターにおける温室効果ガス緩和対策は、同国政府各省庁で検討され、エネルギー節約に焦点を当てた“2010 年までのウズベキスタンエネルギープログラム”として纏められている。この緩和対策は、同プログラムにおける開発計画の一部であり、その CO_2 削減効果は、開発計画実施における付帯的な効果と見做されている。電力供給分野については、当該セクターにおける 2010 年までのエネルギー節約は燃料換算で約 1 千万トン（石油燃料換算で 7 百万トン）で、その結果 CO_2 排出削減は約 1 千 7 百万トンと推計されている。

A.4.5. プロジェクトに対する公的資金:

CCPP の新建屋の建設、CCPP の調達と設置及びその他のプロジェクトに係わる作業に、220 百万米ドルの資金を必要とする。この資金の内 85%は JBIC からの借款（10 年の返済猶予期間を含む返済期間 40 年の借款で、2002 年 5 月に Loan agreement 締結）で賄われ、残りの 15%はウズベキスタン側で準備することになる。

B. ベースライン方法論

B.1. プロジェクトに適用された方法論のタイトルと参照事項:

(注：ここに記述するベースライン方法論は、新方法論である。承認済み方法論が未だない(2003 年 6 月現在)ために、新たに開発したものである。尚、ベースラインの設定について、添付資料ベースラインスタディレポート参照。)

ベースライン方法論の名称は“火力発電所のベースライン方法論”とし、以下を前提とする。

- 現在の設備が CCPP による発電量と同じ量を発電するとする。
- 現在の設備からの CO_2 排出量は上記の発電を行った場合とする。

この方法論は、CCPP が実際に稼動した場合に適用し、モニタリングを通して集めたデータを元に、CCPP の導入がどの程度の CO_2 排出量削減となるかを算定するものである。

火力発電所のベースライン方法論の概念

	CCPP		既存発電	
CCPP の実際の発電量	天然ガス消費量	排出 CO_2 削減量 CO_2 排出量	天然ガス、重油消費量	ベースライン CO_2 排出量
	↓対応		↓対応	
	天然ガス供給量	リーケージ削減量 リーケージ量	天然ガス、重油供給量	リーケージ量

この図にはプロジェクト境界外への温室効果ガスの排出が含まれているが、温室効果ガスの計算には含めない。その理由は、測定が困難、少量、また算定に加えることが削減量への肯定的（削減量を拡大）結果となることによる。

CCPP が実際に稼動した場合の CO_2 排出量計算

ベースラインの CO_2 排出量は、CCPP による発電量を既存の設備で発電した場合に既存の設備から出る CO_2 と排出量と定義する。ベースラインの発電量は、CCPP の発電の量とする。既存の設備と CCPP による発電量はモニタリングを通して把握し、ベースラインの CO_2 排出量を以下の計算式で算出する。

尚、燃料の LHV については、参照燃料のものを使うが、実際の調達燃料の LHV との乖離が許容範囲を超える場合、調整を行うこととする（PDD における計算全てに適用）。

- ベースライン CO_2 排出量 = COb * Pccy / Py

Py　既存設備の年間電力発電量
Pccy　ベースライン電力発電量（CCPP の年間発電量と等値）

COb = (Fcn * LHV * *15.3* * *0.995* * *44/12*) + (Fch * LHV * *21.1* * *0.99* * *44/12*)

COb　既存設備の CO_2 排出量
Fcn　既存設備の天然ガス消費量 ($10^6 Nm^3/yr$)
Fch　既存設備の重油消費量 ($10^3 ton/yr$)
LHV　参考燃料の低位発熱量

- CCPP の CO_2 排出量

  COcc (tCO_2) = Fcc * LHV * *15.3* * *0.995* * *44/12*

COcc	CCPP の年間 CO_2 排出量
Fcc	CCPP の天然ガス消費量 ($10^6 Nm^3/yr$)
LHV	参考燃料の低位発熱量

- CO_2 排出削減量

  年間 CO_2 排出削減量 = COb - COcc

IPCC ガイドラインの係数

CO_2 排出計算に適用する以下の係数は、IPCC ガイドラインのものである。

- *15.3* ----- 天然ガスのカーボン排出係数 (tC/TJ)
- *0.995* --- 天然ガスの炭化カーボンの割合
- *21.1* ----- 重油のカーボン排出係数 (tC/TJ)
- *0.99* ----- 重油の炭化カーボンの割合
- *44/12* --- CO_2 換算係数

ベースライン排出量の“推定”、CCPP の実地導入前

上記の方法論にプラスして、CCPP の実地導入の前において CO_2 排出の“推定”を行う。尚、この“推定”は基本的には、CO_2 排出量及び削減量の算定において、上記の方法論と同じ取り組みを行っている。以下は、その概念を図示したものである。

CCPP の実施稼動前の CO_2 排出“推定”計算の概念

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">既存設備の参照年の実績による熱効率等</td></tr>
<tr><td></td><td colspan="2">↑参照</td><td colspan="2">↑参照</td></tr>
<tr><td></td><td colspan="2">CCPP + 既存設備</td><td colspan="2">既存設備</td></tr>
<tr><td rowspan="3">計画発電量、熱供量</td><td></td><td>CO_2 排出削減量</td><td rowspan="2">天然ガス、重油消費量</td><td rowspan="2">ベースライン CO_2 排出量</td></tr>
<tr><td>天然ガス消費量</td><td>CO_2 排出量</td></tr>
<tr><td></td><td>↓対応</td><td></td><td>↓対応</td><td></td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>リーケージ削減量</td><td rowspan="2">天然ガス、重油供給量</td><td rowspan="2">リーケージ量</td></tr>
<tr><td></td><td>天然ガス、重油供給量</td><td>リーケージ量</td></tr>
</table>

ベースライン方法論と同様な事由により、同じく CO_2 排出量及び削減量推定においてリーケージ量は加算していない。

B.2. 方法論選択とプロジェクトへの適用の正当性

この方法論の適用は以下の理由で正当化されるものである。

- 99%以上の温室効果ガスが取り上げられている ---- 発電所の CO_2 排出量計算に、発電における全ての発電量と消費燃料量を計上している。

- リーケージを取り上げていないが、その量は少量である ---- ガスパイプライン及び重油輸送の燃料消費でのリーケージにおいて、いくばくかの温室効果ガスの排出がある。しかしながら、その量は微小であり無視できるとする。その量は、プロジェクト実施における発電所からの温室効果ガス排出総量の１％以下であり、プロジェクト実施はこれらリーケージにおいても、温室効果ガス排出に正の効果を生む。
- 根拠ある仮定の採用 ---- CO_2 排出計算において数種の仮定を設けているが、これらは十分な根拠を有するものである。
- 一般に良く知られている基準及び計算式を採用している ---- IPCC のガイドラインにある係数、または一般に受け入れられている計算式、基準を CO_2 計算と見積もりに使用。

B.3. 如何にこの方法論が適用されたかの説明:

ベースライン方法論を、以下の２つにケースに用いた。“推定”にはベースライン方法論を一部修正して適用した。

- 方法論は、CCPP が実地稼動後、各年度末に火力発電所の CO_2 排出及び CCPP の導入による CO_2 削減量を決定するのに適用するものとする。CO_2 排出及び削減量は、実際のモニターした発電量及び燃料消費量データに基づき方法論の計算式で算定する。

- CCPP 実地導入前において火力発電所の CO_2 排出及び削減量を推定する場合は、ベースライン方法論を一部修正、展開した推定方法論を適用する。このケースでは、計画発電量及び参照年度の既存発電設備の稼動データを用いて、CO_2 の排出及び削減量の推定を行う。(E.1 参照)

B.4. 人為的温室効果ガス排出が、CDM プロジェクトが実施されない場合に比較し、どのように削減されるかの説明

CCPP の発電効率は、既存の発電設備（34.55%）より高い（56.7%）。また、CCPP は同じ燃料消費量において、既存の発電設備より多くの発電を行う。これによって、CCPP の導入は、火力発電所からの温室効果ガスの排出量が相対的に低くなるものである。

B.5. ベースライン方法論に関係するプロジェクト境界の定義が、プロジェクトに如何に適用されるかの説明:

プロジェクト境界は、プロジェクト境界内と定義する発電所内と、プロジェクト境界外と定義する発電所外に間に引く。発電所外の温室効果ガスは、総 CO_2 排出量及び削減量において無視するものである。その理由は、総 CO_2 排出量おいて１％未満であり、その算定への加算は、削減量をより多くすることにある。よって、方法論は、プロジェクト境界内の排出のみを取り上げるものである。

参考：発電所への天然ガス及び重油供給

天然ガスは、石油ガス会社の幹線ガスパイプラインに接続された（発電所から６km 地点で接続）専用パイプラインで供給されている。重油は、Bukhara（発電所より 624km 先）及び Ferghana（同 450km）から鉄道で運ばれている。

B.6. ベースラインの設定詳細

B.6.1. 本ベースラインの章の記述完了日:

2003 年 7 月 31 日

B.6.2. ベースラインの決定を行った人の氏名／機関の名称:

ベースラインの決定者は、プロジェクト参加者である TEPSCO である。問い合わせのための住所、電話番号等は ANNEX 1 にある。

C. プロジェクト期間／クレジット期間

C.1 プロジェクト期間:

C.1.1. プロジェクト開始日:

2008年1月1日

C.1.2. プロジェクトの予想稼動年数:

25年（CCPPの経済的稼動年数。これはプロジェクトのサービス期間と同じ。）

C.2 クレジット期間の選択と関連情報:

C.2.1. 更新クレジット期間 *(最長7年)*

C.2.1.1. クレジット期間開始日:

2008年1月1日

C.2.1.2. クレジット期間の長さ:

7年

C.2.2. 固定クレジット期間 *(最長10年)*:

非適用

D. モニタリング方法論と計画

D.1. プロジェクトに適用されたモニタリング方法論の名称と参照事項:

（注：ここに記述するモニタリング方法論は、新方法論である。承認済み方法論が未だない（2003年6月）ために、新たに開発したものである。）

モニタリング方法論の名称は、“火力発電所の温室効果ガスモニタリング”とする。発電所のCO_2排出計算に必要な全てのデータは、当該発電所によりモニター、記録、及び保存されるものである。（以下の D.3参照）

D.2. 方法論選択の正当性とプロジェクトへの適用の理由:

この方法論採用の適用は、以下の理由により正当化できる。

- 全てのデータはモニター及び記録される ---- 発電所の CO_2 排出及び削減の算出に必要な全てのデータは、モニタリングを通して集められ、記録される。（D.3参照）
- モニタリングスケジュールが設定されている ---- モニタリングスケジュールが明確に決められている。（D.3参照）
- すべてのﾃﾞｰﾀが保存される ---- モニター及び記録された全てのデータは、CO_2 の排出また削減の検証に、発電所の保存場所に保存される。（D.3参照）
- モニタリング担当が決められている ---- 発電所が発電、燃料消費、及び関連項目のモニタリングを行う。
- モニタリング手続きが決められている ---- 発電所はモニタリング及び記録の手続きを決めており、この手続きに沿って、モニタリング及び記録が行われている。従って、現行のモニタリング、記録及び保存の手続きに新たな手順を追加する必要は認められない。

D.3. プロジェクト活動の排出モニターのためのデータ収集と保存:

ID 番号	データタイプ	データ値	データ単位	測定 (M), 計算 (C) or 推定 (E)	記録頻度	モニターデータの構成	データ保存	保存期間	備考
D.3.1	発電量	実際量	KWh	M	日	100%、発電設備毎	記録帳	10 年	
D.3.2	天然ガス消費量	実際量	Nm^3	M	日	100%、発電設備毎	記録帳	10 年	
D.3.3	重油消費量	実際量	Kg	M	日	100%、発電設備毎	記録帳	10 年	
D.3.4	天然ガス LHV	値	J/m^3	供給者より	調達毎	ガス毎	記録帳	10 年	
D.3.5	重油 LHV	値	J/kg	供給者より	調達毎	重油毎	記録帳	10 年	
D.3.6	ベースライン CO_2 排出量	値	tCO_2	C	年	総計	記録帳	10 年	
D.3.7	CCPP の CO_2 排出量	値	tCO_2	C	年	総計	記録帳	10 年	
D.3.8	CO_2 排出削減量	値	tCO_2	C	年	総計	記録帳	10 年	

D.4. プロジェクト境界外における多量で且つプロジェクト活動に合理的に関連付けられる潜在的排出源とその排出データ収集及び保存

ID 番号	データタイプ	データ値	データ単位	測定 (M), 計算 (C) or 推定 (E)	記録頻度	モニターデータの構成	データ保存	保存期間	備考
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	

D.5. プロジェクト境界内の排出源毎の温室効果ガスの人為的排出のベースラインを決定するに必要な関連データとその収集と保存

ID 番号	データタイプ	データ値	データ単位	このデータは収集対象か？ (対象外は、その理由).	データ保存	保存期間	備考
	D.3 と同じ						

D.6. データモニタリングにおいて適用される品質管理と品質保証手続き

データ	データの不確定度 (High/Medium/Low)	これ等のデータに品質保証、品質管理が計画されているか？	品質保証、品質管理の概要
D.3.1	Low	Yes	発電量、燃料消費量及びその他関連データのモニタリング及び記録の具体的な手続き（含む、担当）は、発電所の管理制度として確立している。
D.3.2	Low	Yes	
D.3.3	Low	Yes	
D.3.4	Low	Yes	
D.3.5	Low	Yes	
D.3.6	Low	Yes	発電所の管理制度に、“如何に”は含まれている。
D.3.7	Low	Yes	
D.3.8	Low	Yes	

D.7. モニタリング方法論の設定者／機関:

このモニタリング方法論は、プロジェクト参加者である TEPSCO が作成したものである。問い合わせの住所、電話番号等は ANNEX 1 を参照。

E. 排出源毎の温室効果ガス排出

E.1. プロジェクト活動によるプロジェクト境界内の温室効果ガスの排出源毎の人為的排出算定に用いる計算式の説明:

発電所の CO2 排出の"推定"

CCPP はまだ稼動に至っていないことにより以下 CO_2 の計算は、発電電力量をウズベクエネルゴが 2003 年以降に計画する 11,770GWh として 2001 年の実績を参照しての仮りのものである。計算の結果、発電所の CO_2 排出量は 672 万 CO_2／年トンとなる。

a. CCPP の発電量 = *376*MW * 8,760 (h) * *0.85* = 2,800GWh
b. CCPP の天然ガス消費量 = 2,800 * 3,600 / *0.567* = 17,800TJ

---

c. 既存設備の発電量 = (*11,770* – 2,800)GWh * 3,600 = 32,300TJ
d. 既存設備の熱供給量 = *254,000*Gcal = 1,064TJ (= 254,000 * 4.19 / 1,000)
e. 既存設備の天然ガス消費量
= (32,300 +1,064) / *0.3455* / (*93,000* + *19,100*) * *93,000* = 80,100TJ
f. 既存設備の重油消費量
= (32,300 +1,064) / *0.3455* / (*93,000* + *19,100*) * *19,100* = 16,400TJ

---

g. 天然ガス消費による CO_2 排出量 = (17,800 + 80,100)TJ * 44/12 * 15.3 * 0.995
h. 重油消費による CO_2 排出量 = 16,400TJ * 44/12 * 21.1 * 0.99
i. 発電所の総 CO_2 e 排出量 = 6,720 thousand tCO_2

376	CCPP の発電容量 (MW)
0.85	CCPP の稼働率
0.567	CCPP の熱効率
11,770	計画発電量 (GWh)
254,000	計画熱供給量 (Gcal) --- E.4.参照
0.3455	参照年（reference yea）の総熱効率
93,000	参照年の天然ガス消費量 (TJ)
19,100	参照年の重油消費量 (TJ)

参照年（reference year）の発電所設備全体の熱効率（LHV ベース）計算

a. 発電量 = 10,503 (GWh) * 3,600 = 37,810TJ
b. 熱供給量 = 226,697 (Gcal) * 4.19 = 950TJ
c. 天然ガス消費量 = 3,174.6 * *29.31* * 10^6 (J/kg) = 93,000TJ
d. 重油消費量 = 651.9 * *29.31* * 10^6(J/kg) = 19,100TJ
e. 総熱効率 = (37,810 + 950) / (93,000 + 19,100) = 0.3455

29.31	参照燃料の LHV (7,000kcal/kg = 29.31 * 10^6J/kg)

"他のケース"における CO_2 排出

前述の"推定"において、CCPP の稼働率を他国のコンバインドサイクル発電設備の平均稼働率である 85%として発電所の CO_2 の総排出量は、672 万 CO_2 トン／年となる。尚、その稼働率が 10%低い 76.5%となり、他の条件を同じとすると、発電所の CO_2 排出量は 8 万 CO_2 トン少なくなり、680 万 CO_2 トン／年となる。

E.2. リーケージ量推定に用いた計算式：リーケージの量は、プロジェクト活動に関係するプロジェクト境界外における排出源毎の温室効果ガスの人為的排出量の純差異と定義する:

ガスパイプラインからのメタンガス漏洩も考慮すべきだが、その測定は困難であること、プロジェクト活動による CO_2 排出総量に比較し 0.68%と想定されること（以下の“プロジェクト境界外の温室効果ガス排出”参照）、及びプロジェクト境界外の温室効果ガスを、計算に含めることは、CO_2 削減量を増やす結果となることにより、プロジェクト活動による温室効果ガス排出計算には含めないこととする。

プロジェクト境界外の温室効果ガス排出

以下の計算式は、“プロジェクト境界外の温室効果ガス”排出を求めるものである。しかしながら、これは、以下の理由により“試し”のものとする。

- 天然ガスのリーケージ（0.8%）は、石油ガス会社の総販売量に対応するものであり、ガスパイプライン幹線から発電所に引かれている専用ガスパイプラインのものではない。
- 石油精製所と発電所間の鉄道距離（500km）は、実際に重油が輸送される距離を測ったものではない。
- 重油総輸送の鉄道機関車の燃費（4.1g/tkm）は、長距離輸送のものであり、操車場等のその他の運転での燃費が考慮されていない。

温室効果ガスリーケージの試しの計算

5,460,000 * *0.8%* = 43,700 tCO_2

561 (10^3ton) * *500*(km) * *4.1*(g/tkm) / 10^6 * 29.31 * 44/12 * 21.1 * 0.99 = 1,900tCO_2

(43,700 + 1,900) / 6,720,000 (tCO_2) = 0.68% --- プロジェクト境界外におけるリーケージの対発電所の総排出量比

5,460,000 (tCO_2)	計画された発電量 11,770GWh／年と 254,000Gcal／年の熱供給に対応する既存設備及び CCPP の天然ガス消費からの CO_2 排出量
561(10^3ton)	同、重油消費量から CO_2 排出量
0.8%	石油ガス会社顧客への販売量に対応する平均リーケージ率
500(km)	石油精製所と発電所間の想定距離
4.1(g/tkm)	貨物輸送の機関車の燃費

上の計算で用いたその他のパラメーターは、 IPCC ガイドラインからのものである。

E.3. プロジェクト活動による排出の E.1 と E.2 の合計:

672 万 CO_2 トン／年 ----- これにはリーケージ量は、含まれていない。

E.4. 排出源毎の温室効果ガスの人為的排出量のベースライン計算式:

ベースラインの CO_2 排出量は、746 万 CO_2 トン／年と推計される。以下は、CCPP が実稼動する前の発電所のウズウベクエネルゴが計画する発電量を前提としての CO_2 排出量の計算である。尚、熱供給量は、計画値がないことからこの計算において 2001 年の実績に基づき算定している。

a. 計画発電量 = *11,770* GWh = 42,400TJ
b. 計画熱供給量 = *226,697 / 10,503 * 11,770* = 254,000 Gcal
c. アウトプット計 = 42,400 + (254,000 / 1,000 * 4.19) = 43,430TJ
d. 燃料消費合計 = 43,430TJ / *0.3455* = 125,700TJ
e. 天然ガス消費量 = 125,700TJ / (*93,000* + *19,100*)TJ * *93,000*TJ = 104,300TJ
f. 重油消費量 = 128,300TJ /(*93,000* + *19,100*)TJ * *19,100*TJ = 21,400TJ
g. 天然ガス消費による CO_2 排出量 = 104,300TJ * 44/12 * 15.3 * 0.995
h. 重油消費による CO_2 排出量 = 21,400TJ * 44/12 * 21.1 * 0.99
i. 発電所の年間総 CO_2 排出量 = 7,460 thousand tCO_2

11,770	計画発電量 (GWh)
226,697	参照年の熱供給量 (Gcal)
10,503	参照年の発電量 (GWh)
93,000	参照年の天然ガス消費量 (TJ)
19,100	参照年の重油消費量 (TJ)
0.3455	参照年の総熱効率 (E.1.にある "参照年の総熱効率"参照)

E.5. プロジェクト活動による排出削減量である E.4 と E.3 の差異:

CO_2 削減の "推定"

CCPP の稼動による CO2 排出削減の量は、74 万 CO_2 トン／年となる。

E.6. 前述計算式の適用で得られた値の表:

CCPP 実地稼動後の CO_2 排出

項目	値
ベースライン CO_2 排出量	前述の計算式適用における全ての値は、モニタリングを通して得らるデータを基礎に計算する。
CCPP の CO_2 排出量	
CO_2 排出削減量	

CO_2 排出量推定

項目	値
ベースライン CO_2 排出量（CCPP なしの場合)	
計画発電量	11,770 GWh : 42,400TJ
計画熱供給量	254,000 Gcal
発電量と熱供給量の熱量	43,400TJ
天然ガス消費量	104,300TJ
重油消費量	21,400TJ
発電所の沿う CO_2 排出量	7,460 thousand tCO_2
発電所の CO_2 排出量（CCPP が稼動の場合)	
CCPP 発電量	2,800 GWh
既存設備の発電量	8,970 GWh : 32,300 TJ
既存設備の熱供給量	254,000 Gcal
天然ガス消費量	80,100 TJ
重油消費量	16,400 TJ
発電所の総 CO_2 排出量	6,720 thousand tCO_2

CO_2 排出削減量	740 thousand tCO_2

F. 環境影響

F.1. 境界外を含む環境影響評価の文書化

新発電設備（CCPP）導入に対する環境影響評価（EIA）は2002年11月にウズベキスタンの設計・調査会社Teploelektroproektによって実施された。このEIAの報告書は、国家自然保護委員会の委員長により2003年3月に承認されている。（添付EIA報告書参照）

F.2. プロジェクト参加者により環境影響が重大と考えられているか:

「CCPP 設置への建設期間及び稼働時の環境影響が評価されたものであるが、提案の CCPP は、環境への悪影響緩和の手段を含む最新のクリーンで燃料効率の高い技術が採用されており、評価結果において、CCPP の設置及び稼動における技術面の影響に重大なものはなく、プロジェクトは環境の領域で改善に貢献するものである。」とプロジェクト参加者は評価、認識している。

環境影響評価において、以下が参照されている。

- ウズベキスタンの環境標準
- ウズベキスタン国家自然保護委員会設定の基準
- WHOの大気特性ガイドライン
- EUの基準 (大気特性評価及び管理に関する指導フレームワーク下にある基準)
- 世銀の基準、“火力発電の新設備に対するガイドライン、1998年”

G. 利害関係者の意見

G.1. 如何に地域の利害関係者の意見が集められ纏められたかの概略:

公聴会は以下の順序で実施。

第一段階：公聴会開催の関係者への通知 …… EIA 実施者（"Teploelektroproekt"）；EIA 依頼者（"Uzbekenergo"）；発電所の代表者、地方行政機関、委員会、TEPSCO 並びに一般に対し公聴会の開催が通知され、6 月 10 日（2003 年）までに周知された。

第二段階：住民へのプロジェクトに関する情報提供と公聴会開催通知 …… 第二ステージの実施完了は 6 月 18 日（2003 年）とされた。発電所近代化に関する EIA のサマリーと EIA 理解に必要な詳細資料が、発電所の事務所と mahalla 委員会事務所において 6 月 20 から 25 日に準備された（この期間、EIA 報告書が全ての利害関係者に対して事前の公開提示された）。このサマリーには、住民に対して開示情報についての意見提出の要請が含まれた。200 部のウズベキスタン語とロシア語で纏められたサマリー200 部が住民に配布された。

第三段階：質問書と公聴会による住民意見収集 …… 公聴会の前に住民からの EIA 報告書に対する意見収集と住民に対する質問が実施された。公聴会は発電所の会議室で行われた。この会議室は、60～70 名が出席できることで選ばれた。

第四段階：意見に対する対応 …… 以下 G.3.参照。

G.2. 受け取った意見の概要:

公聴会において CCPP からの騒音、緊急時対応、及び CCPP の稼動による環境問題についての質問があった。これ等の質問には EIA から包括的な説明がなされた。発電所近代化以前と以後の環境データが示された。EIA 実施者と発電所幹部から当該プロジェクトの説明が行われ、公聴会参加者に対して十分な発電所の近代化可否判断材料が提供され、た。緊急時対応については、考えられるケースについてリスクの程度及びその予防的対策が討議された。質問書に対する回答の結果及び公聴会の結果は、CCPP の導入による発電所の近代化に対する住民からの異議は無く、プロジェクトの実施賛同を示すものであった。詳細は、EIA 報告書参照。

G.3. 受け取った意見に対して如何に適切な対応が図られたかの報告:

特に対策を講じる必要がある住民からの意見、認められなかった。

5. ベースライン・スタディ・レポート

タシケント火力発電所近代化事業詳細設計調査
ベースライン スタディ レポート

2003年11月

目　次

1. エネルギーセクターの概況
2. 電力セクターの概況
3. プロジェクトの概要
3.1 プロジェクトの名称、目的、背景
3.2 プロジェクトの概要
3.3 プロジェクトの実施スケジュール
3.4 プロジェクトの対象（地域）概要
3.5 プロジェクトから供給されるエネルギーの利用概要
3.6 技術、設備機器、運用
3.7 建設地
4. プロジェクトによる GHG 削減効果の算定
4.1 GHG 排出による影響の同定
4.2 プロジェクトバウンダリーの決定
4.3 ベースラインシナリオの決定
(1) マラケシュ合意によるベースライン設定
(2) 考慮すべき条件
(3) ベースラインシナリオのリストアップ
(4) ベースラインシナリオの決定
4.4 プロジェクト排出量の算定
4.5 ベースライン排出量の算定
4.6 プロジェクトによる GHG 排出削減量の算定

1. エネルギーセクターの概況

ウズベキスタンでは、消費されるエネルギーの種類では、天然ガス消費が拡大傾向にあり、石炭と石油の消費割合が低くなってきている。1997年では、天然ガスと石油が総エネルギー消費のそれぞれ80%、15.8%を占め、残りが石炭（2.1%）と電力（1.3%）となっている。セクター別のエネルギー消費割合は、1997年において、高い順に、世帯（37.8%）、発電（24.3%）、公的機関（11.4%）、工業（10.7%）、輸送（9.0%）、農業（6.0%）そして建設（0.8%）となっている。このセクター別のエネルギー消費割合の変化で特徴的なのは、世帯の消費が大きく拡大する一方、工業で消費が低迷していることが挙げられる。また、エネルギーの消費量を見ると、 1990～1996年においてGDPは減少したが、エネルギー消費GDP比は18%の上昇であり、このことは、同期間のエネルギー消費効率が大きく悪化したことを示すもので、その原因として、ウズベキスタン及び近隣諸国の経済の後退、経済インフラの疲弊、旧式な設備と技術、エネルギー浪費への無関心等が考えられる。

Energy Consumption in Uzbekistan

	1990	1997
Primary Energy Consumption		
Gas	63.6%	80.8%
Coal	7.7%	2.1%
Oil	27.8%	15.8%
Electric power	0.9%	1.3%
Energy Consumption by Economic Sector		
Municipal economy & others	7.7%	11.4%
Population	16.1%	37.8%
Agriculture	7.3%	6.0%
Transport	17.7%	9.0%
Construction	1.6%	0.8%
Industry	18.3%	10.7%
Power sector	31.3%	24.3%

Source: Initial Communication of the Uzbekistan under UNFCCC

(1) エネルギー資源

天然ガス

ウズベキスタン共和国は、石油と同様に天然ガスの生産量を増やした唯一のCISメンバー国家であり、現在では、世界の上位の生産量を占めるまでに成長した。同国では、政策としてエネルギーの自給に向け豊富な埋蔵量（3兆m^3以上）の天然ガス使用を促進しており、その一環として自動車の燃料、ガス化学工場の原材料、等各方面で使用を推奨している。一方で、天然ガスの国内消費の拡大は、その輸出量の低下といった問題も引き起こしている。

石油

ウズベキスタン共和国は、石油もその生産量を独立後増やした唯一のCISメンバー国家であり、同国は、石油に関しては自給できるまでになってきている。但し、同国産の石油は硫黄分が多いため、精製石油の輸入は続けている。しかしながら、天然ガスの使用の増加等で、石油製品の生産量は全エネルギーの15.8%（1997年）へ減少はしてきている。

石炭

ウズベキスタンの石炭埋蔵量は、アングレン（年間総生産量 2.4million トン、同国の石炭総生産量の約８割以上を占めている）等、特定な地区に集中している。尚、最近では石炭の大幅な増産につながる石炭採掘場での設備の近代化も進められているが、ウズベキスタンでの石炭消費は、天然ガス使用拡大の影響等で、全エネルギー消費量の 2.1%（1997 年）にまで落ち込んでいる。

電力

ウズベキスタン共和国の電源開発は、水力発電を中心に進められてきたが（1960 年では水力による発電が総発電量の 50%以上）、その後火力発電設備の整備へシフトし、現在の発電の主力は火力発電となっている（総発電量の約 90%（熱供給センター発電を含む）／2002 年）。尚、ウズベキスタン共和国では、一部企業所有の自家発電設備もあるものの、国有法人であるエネルゴ（旧電力・電化省）が同国の総発電量の約 97%を発電する発電所、及び全ての送配電網を保有し、管理・運営を行っている。

大容量火力発電設備の開発は、ガス田開発と相俟って 1960 年代に始まり、1961 年から 1980 年までの 20 年間において、同国の発電設備容量が急激に拡大した（この期間に現在の設備容量の 68%まで拡大）。　現在のウズベキスタンの発電所と発電量については、以下の Power Plants in Uzbekistan 参照。

Power Plants in Uzbekistan

Power Plant	Year of Commission	Fuel or River	Name Plate Capacity (MW)	Present Capacity (MW)	Generation 2001 (MWh)	Generation 2002 (MWh)
Thermal Power Stations						
Angren	1953	Coal	272	200	581,853	549,624
Novo-Angren	1961	Gas-Coal	2,340	1,750	7,881,617	7,674,334
Navoi	1962	Gas-Oil	1,500	1,000	6,823,619	5,935,548
Takhiatash	1962-1974	Gas-Oil	1,000	770	2,933,419	2,936,411
Tashkent	1963-1971	Gas-Oil	1,860	1,825	10,502,719	10,315,266
Syrdaya	1972-1981	Gas-Oil	3,000	2,340	12,477,762	13,148,310
Talimardjan	(2003)	Gas-Oil	(800)	(800)		
Thermal Power Station Total			10342	7830	41,200,989	40,559,493
Heat Stations						
Fergan		Gas	330	330	668,177	685,676
Mubarek	1980	Gas	166	60	425,664	426,945
Tashkent	1967	Gas	90	30	150,070	175,494
Heat Station Total			586	420	1,243,911	1,288,115
Hydro Power Stations						
Charvak	1970	Chirchik	620	620	2,612,997	3,641,208
Khodzhikent	1978	Chirchik	165	165		
Gazalkent	1980	Chirchik	120	120		
Tavaksk	1941	Chirchik	72	73	996,987	1,129,033
Komsomolysk	1956	Chirchik	88	88		
Akkavask	1946	Chirchik	52	52		
Kubraisk		Chirchik			313,516	327,275
Kadyrynsk		Chirchik				
Saflarsk	1944	Chirchik	10			
Bozelesk		Chirchik			122,729	141,217
Sheikhantarck	1954	Chirchik	11			
Burdjarsk	1936	Chirchik	6			
Akmelinsk		Chirchik				
N-Bozsuyask No.1-6	1944-1959	Chirchik	54	54	187,596	237,912
Andudjan		Chirchik			59,107	50,412
Samarkand		Chirchik			61,849	47,842
Farkhand	1949	Chirchik	120	120	353,504	469,548
Hydro Power Station Total				1,419	4,708,285	6,044,447
Grand Total				9,669	47,153,185	47,892,055

Data source: UzbekEnergo

電力需要

ウズベキスタンの電力消費は、独立後 1995 年まで産業活動が停滞したこともあり、年々減少した（落ち込み率 14%）。しかしながら、1996 年からは、年 1.5%程度の増加に転じている。主な分野毎では、商業での消費が独立後未だに減少傾向が続いており、落ち込みは 50%を超えている。工業の電力消費量の落ち込みも 36%とかなり大きいが、1996 年から回復の兆しが見えている。灌漑用に電力を消費する農業では、落ち込み率は比較的小さく、1994 年から回復基調にあり、1996 年には過去の最大電力消費量を上回っている。家庭用の電力消費量については、独立後急激に増加したものの、最近では小康状態が続いている。

ウズベキスタンの電力需要は、冬場と夏場に比較的穏やかなピークがある。冬場のピークは暖房用需要が増大するためであり、夏場のピークは農業の灌漑用ポンプ駆動電力需要によるものである。尚、最大電力需要に対する最低電力需要の比率は、60～70%となっている。

エネルゴでは、ウズベキスタン国全体で 2000 年から 2010 年までの 10 年間で 30%の電力需要増加を予測している。以下の Electricity Consumption in Uzbekistan 参照。

Electricity Consumption in Uzbekistan

In GWh

Year	Households	Industry	Agriculture	Commercial	Transport & Others	Total
1991	5,669	22,175	11,688	3,488	2,176	45,196
1992	6,356	19,953	10,977	3,269	1,773	42,328
1993	7,013	18,926	10,577	3,013	1,656	41,185
1994	7,134	16,382	11,175	2,845	1,630	39,166
1995	6,387	15,713	11,841	3,340	1,586	38,867
1996	6,651	15,500	12,709	2,982	1,624	39,466
1997	6,718	16,347	12,615	2,732	1,525	39,937
1998	6,313	15,790	14,759	2,040	1,520	40,422
1999	7,622	16,601	14,068	2,000	1,140	41,431
2000	5,493	19,143	14,209	2,000	660	41,505
2001	6,499	15,832	13,163	2,559	2,817	40,870
2002	7,120	17,400	15,000	3,250	2,830	45,600
2003	7,180	17,700	15,600	3,510	2,910	46,900
2004	7,240	18,000	16,000	3,740	3,120	48,100
2005	7,300	18,500	16,200	4,040	3,360	49,400
2006	7,340	18,900	16,300	4,260	3,500	50,300
2007	7,380	19,300	16,500	4,450	3,670	51,300
2008	7,420	19,700	16,600	4,690	3,790	52,200
2009	7,460	20,100	16,800	4,920	3,920	53,200
2010	7,500	20,600	17,000	5,050	3,950	54,100

Data source: UzbekEnergo

3. プロジェクトの概要

3.1 プロジェクトの名称、目的、背景

本プロジェクトは、「タシケント火力発電所近代化事業」であり、その目的と背景は以下のとおりである。

目的

拡大している電力需要に対する発電能力向上、発電の安定性確保と運転コストの低減、及び、天然資源（天然ガスと石油等）の保全と CO_2 排出削減による環境影響の緩和するために、タシケント火力発電所にある 12 基の発電設備を 9 基の近代的高性能なコンバインドサイクル火力発電設備（以下 CCPP と言う）に置き換えが計画され、その第一ステップとして、一基の CCPP の導入するものである（2007 年後半稼動予定）。尚、プロジェクト実施による最新技術の同国への移転もその目的に加えられている。

背景

ウズベキスタンの首都のタシケントは、2.2 百万人（同国人口の 9 %）を有する。当該発電所は、この重要な地域に電力を供給している。この発電所は、天然ガスと重油を燃料とする 12 基の発電設備による 1,860MW の発電容量を有している。しかしながら、現在の設備は、全て 1963 年から 1971 年の期間に建設されたもので、最も古い設備は約 40 年も経過しており、平均稼動率 70%、発電能力の 60%で発電が行われているものの、その効率は 34.55% (2001 年実績) であり、最新の設備（熱効率は 50%以上）より大幅に低い。加えるに、設備の老朽化は、出力の下落だけでなく発電のコストを増大させ、稼動率の改善を困難にしている。

3.2 プロジェクト実施スケジュール

EPC コントラクターとの契約締結後のプロジェクトの実施スケジュールは、以下の通りである。尚、EPC コントラクターとの契約は 2003 年に締結の見込みであり、CCPP の稼動は、2007 年後半と予想される。

プロジェクト実施スケジュール

業務	経過月数
プラント基本設計完了	5
機器、土木及び建築設計	10
設備及び建屋の基礎工事完了	16
ガスタービン、HRSG、蒸気タービン及び発電機の製作、組立、検査完了	19
主要機器現地着	22
設備据付と試験運転完了	31
引渡し完了(営業運転開始)	34

3.3 プロジェクトの対象地域

本プロジェクトは、ウズベキスタン最大の人口 220 万人（全人口の 9 %）を有するタシケント市に電力を安定供給することに主眼がおかれている。

3.4 技術、設備機器、運用

(1) プロジェクトで導入される発電設備

プロジェクトは、発電所の近代化のために最新技術を適用したコンバインドサイクル発電設備（CCPP）を採用する。近代的、経済的でクリーンな技術を採用しているこの CCPP は、従来型の発電設備に比較し、発電量単位当たりの温室効果ガスの排出量を引き下げ、環境への悪影響緩和に貢献する高い発電効率を持つものである。この CCPP は、現在のタシケント火力発電所構内に設置され、同発電所職員により既存の発電設備と同様に運転、管理される。CCPP の設備の構成は以下である。

- Gas turbine;
- Heat recovery steam generator (HRSG);
- Steam turbine;
- Generators and own electric equipment;
- Fuel gas supply system;
- Block control room;
- Additional equipment (feed pump, etc.);
- Fuel and water feeding equipment;
- Water intake and discharge equipment; and
- Building for gas turbine, steam turbine and generators.

(2) タシケント火力発電所の現状

設備

発電所は、天然ガスを主要燃料とするが重油をも使用する 12 基の従来型火力発電設備を有している。発電所の総出力は、1,860MW（それぞれの発電設備の容量は 150 から 160 MW）である。最初の発電設備は 1963 年に、12 基目は 1971 年に導入されている。11 と 12 基目の設備は、発電と併せて 78Gcal／時間の熱供給機能を有している。 冷却水は発電所の敷地西境界線に沿ってある Bozsu 運河から取水されている。

燃料供給

主要燃料である天然ガスは、ブハラ（Bukhara）と シュルタン（Shurtan） からガスパイプラインで発電所に供給されている。シュルタンガスは、現在の 12 基の発電設備稼動に十分な供給能力を有している。また、CCPP の導入後にも十分である。二次的な燃料として用いられている重油は、発電所の南の敷地内にある７つのタンク（10,000 m^3）に貯蔵され、６つの供給用タンク（5,000 m^3）を経て発電設備に供給されている。この重油は、鉄道輸送によって製油所から発電所に運ばれている。

送電

送電ステーションは、発電所の東側にあり、送電線は 500kv の２回線、220kv の７回線、110kv の 12 回線が発電所の北側に設けられている。

運転

タシケント火力発電所は、古い設備を持つ火力発電所としては相対的に高い稼働率で運転されている。設備の稼働率は、全体として稼動開始以降 72%となっている。12 基の設備の内、個々の稼働率において若干の差異がある。５番目（65.8%）と７番目（66.9%）の設備が低く、1 番目（78.8%）と２番目（79.0%）が高くなっている。発電所は、所長の下 1,400 人の職員により運転、運営（各

50人で構成される4つの運転班による4交代制での設備運転）を行っている。また、設備の技術保守、修理には700人以上が係わっている。

3.5 建設地

本プロジェクトで導入されるCCPPの建設地は、現在のタシケント火力発電所敷地内で、その所在地、ロケーションの状況は以下である。

ロケーション

タシケント火力発電所は、タシケント市の北約10ｋｍに位置し、同市への電力と熱供給を行う重要な発電所である。この発電所は、南北2ｋｍ、東西1ｋｍの約146ヘクタールの敷地を有する。

気候と地勢

タシケント市は、また天山山脈の西部にあるKuramin山，Chatkal山，Pskem山，Ugam山の麓に位置する。気候は大陸性、夏と冬の気温差が極めて大きい（最高+44.6℃／7月、最低-14.2℃／1月）。年平均気温は、+14.85℃である。

タシケントの降雨量は比較的少ない（平均449.8mm／年）。10月から翌年5月までは雨が多く、10月から3月までの間には降雪も見られる。湿度は夏に低く（7月の平均が40%）、冬に高い（12月の平均が75%）。

発電所が位置する場所は、海抜501.5mである。地盤は、三層の地層からなる。一層目は、9～12mの厚さの粘土質とシルト層である。2層目は、2～3ｍの砂利を含む地層、地表から15m以下の3層目は、石灰地層である。地下水水位は497mと499mの間にある。

4. プロジェクトによる GHG 削減効果の算定

以上の背景と計画を踏まえて、プロジェクトによる GHG 削減効果を算定する。尚、GHG 削減効果の算定は、"Technical Procedures for CDM/JI Projects at the Planning Stage, Interim Report to Ministry of the Environment, Government of Japan, October 2001, Working Group on Baseline for CDM/JI Project"におけるプロジェクトバウンダリー、ベースラインシナリオの設定方法を参照し、以下のステップで実施した。

(1) GHG 排出に関する影響の同定

プロジェクトの目的の達成に関連した活動や、関連する活動による GHG の排出に関する影響を明らかにする。

↓

(2) プロジェクトバウンダリーの決定

プロジェクト活動等をモニタリングする範囲であるプロジェクトバウンダリーを決定する。

↓

(3) ベースラインシナリオの決定

本プロジェクトがなかった場合のケースであるベースラインケースのシナリオを決定する。

↓

(4) プロジェクト排出量の算定

プロジェクトの実施による GHG 排出量を算定する。

↓

(5) ベースライン排出量算定

ベースラインケースの GHG 排出量を算定する。

↓

(6) プロジェクトによる GHG 排出削減量の算定

上記からを差し引くことにより、プロジェクトによる GHG 排出削減量を算定する。

4.1 GHG 排出による影響の同定

まず、本プロジェクトにおいて GHG 排出に関連した影響を生起させる活動を整理して、プロジェクトの影響関連フローとして図化した。尚、直接影響、間接影響は、以下の通り定義する。

直接影響

プロジェクトの主目的の達成に直接関連する活動による GHG の排出・吸収を「直接影響」と定義する。直接影響は、プロジェクトの主目的となる活動に伴う「主目的による直接影響」と、主目的を達成するためにプロジェクト実施者が主体的に行う活動による「その他の直接影響」に分類される。

間接影響

プロジェクトの主目的には直接関連しないが、プロジェクトの実施工程やアウトプットに間接的に関連する活動または現象による GHG の排出・吸収を「間接影響」と定義する。間接影響は、プロジェクトの主目的の達成が間接的に生起させる「主目的による間接影響」と、それ以外の「その他の間接影響」に分類される。

次に直接影響に関してはデシジョンツリーA に、間接影響に関してはデシジョンツリーB に従って、影響を考慮するべき活動を選択肢、「表 1 影響を考慮すべき活動の選択結果」に纏めた。

4.2 プロジェクトバウンダリーの決定

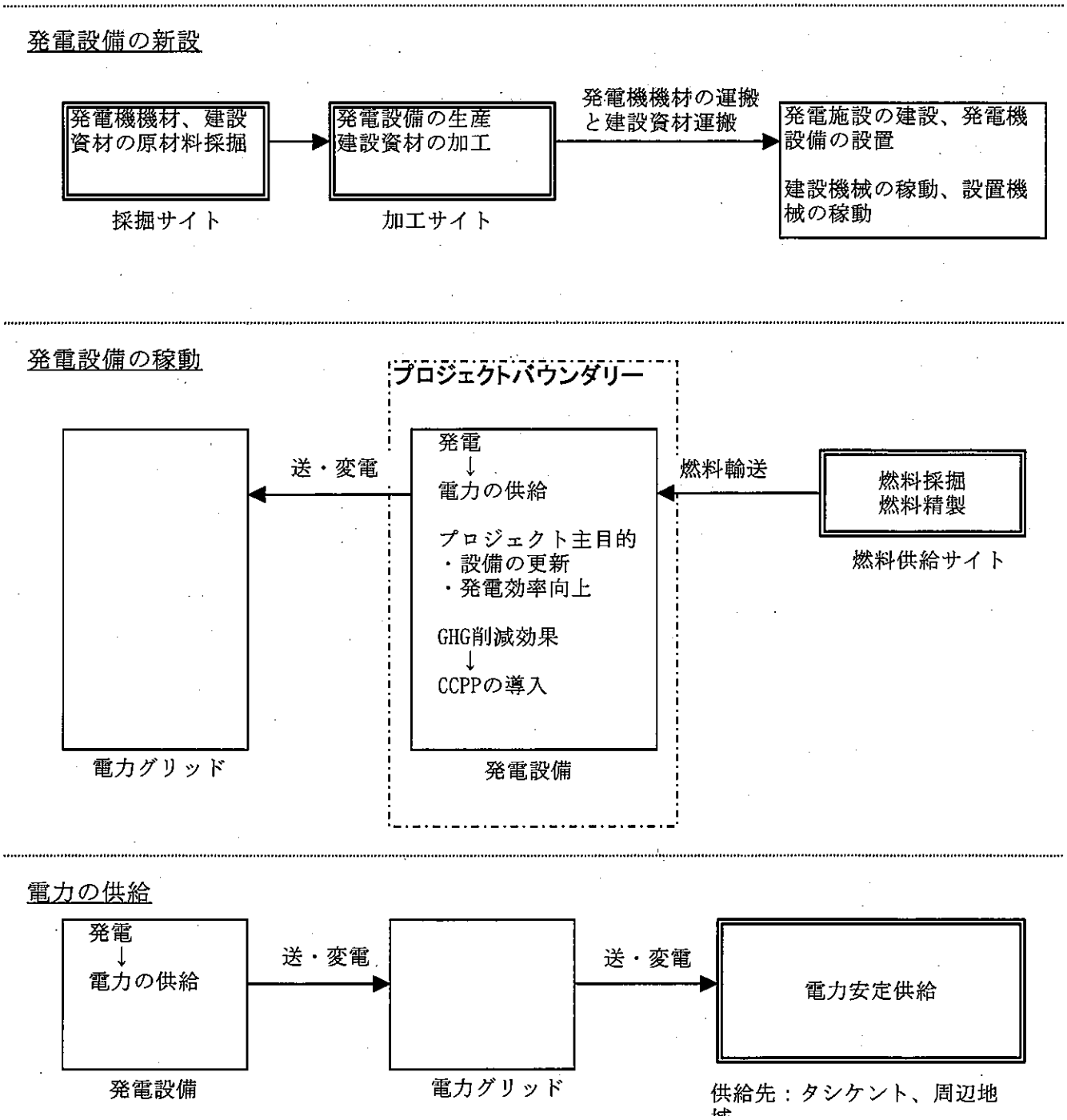
影響を考慮するべき活動を含む決定プロジェクトバウンダリーは、プロジェクトの影響関連フローに示すとおり決定した。

プロジェクトバウンダリーには、発電に掛かる活動、すなわち発電燃料の供給、当該発電設備の稼動、その発電による電力が連携する電力グリッド（送配電ロス含む）を検討の範囲としたが、特定不完全、データの信頼性、GHG 排出全体における影響度等を考慮して、以下のように当該発電設備の稼動をプロジェクトバウンダリーとして設定した。

プロジェクトバウンダリー		
含める：○ 含めない：×	対象	判断要素
×	発電燃料の供給（リーケージを含む）	• プロジェクト実施における影響度が GHG 排出全体に対する比率が低い（全体の 0.7%と推計される） • 正確なデータの確保困難
○	当該発電設備の稼動	• プロジェクト実施で GHG を排出
×	電力グリッド（送配電ロス含む）	• 影響度特定が困難 • プロジェクト実施前と後において同様

プロジェクトの影響関連フロー

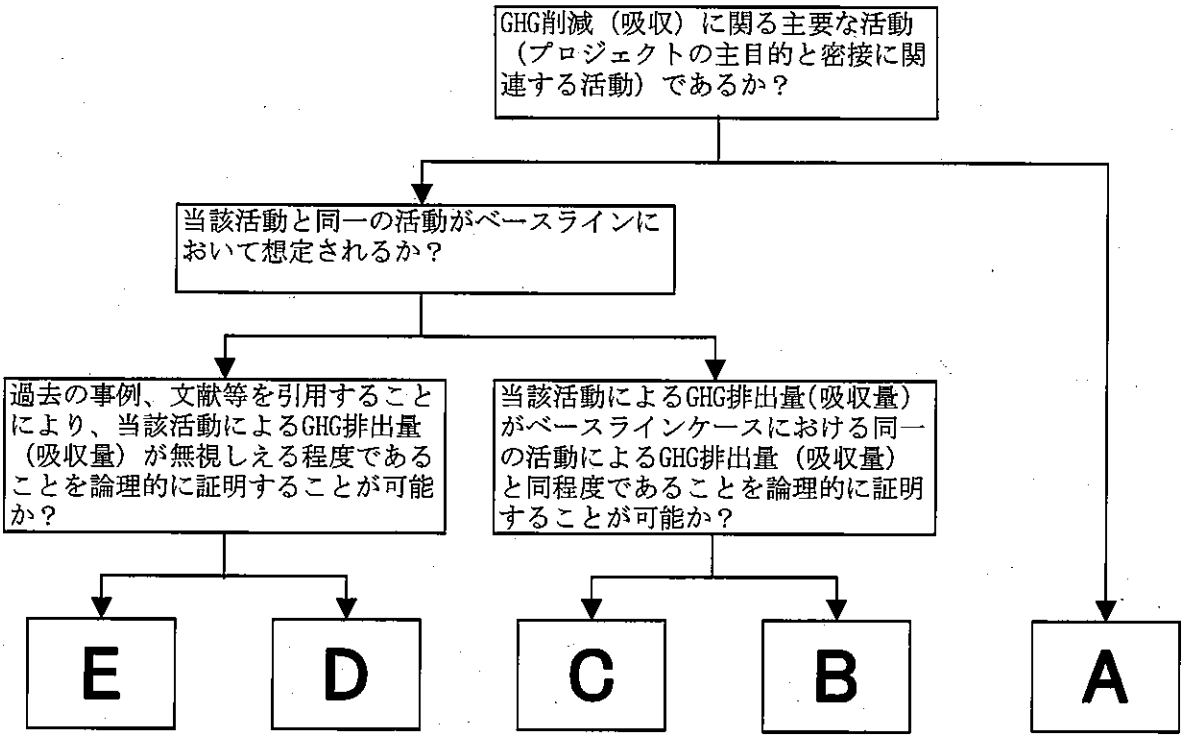
タシケント火力発電所近代化プロジェクト



<Note>

▭ ：間接影響に係る活動を示す。

デシジョンツリーA
プロジェクトによる直接影響の考慮方法に関する判断フロー

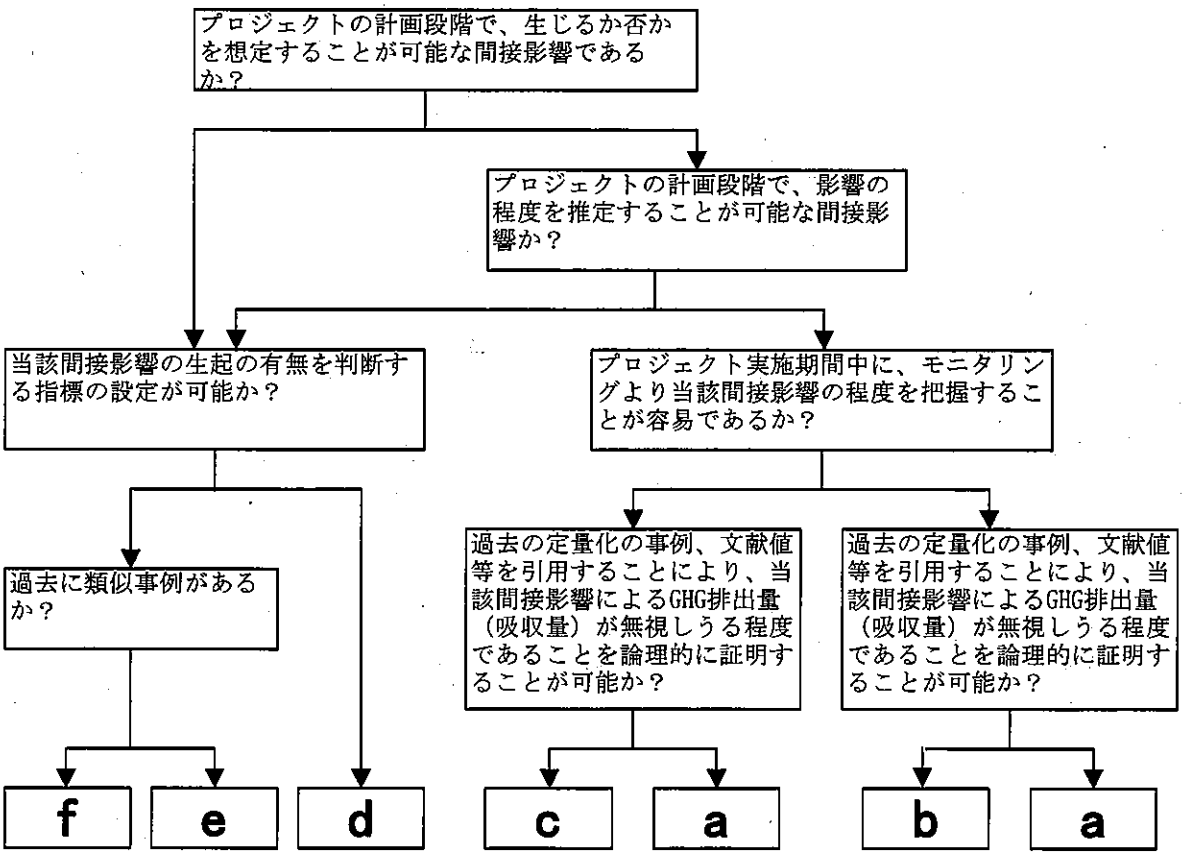


各分類における直接影響の考慮方法

分類	考慮方法
A	当該直接影響に関する全てのGHG排出量（吸収量）を算定する。
B	当該直接影響をプロジェクトバウンダリーに含めるが、プロジェクト排出量(吸収量)の算定項目に含めない。
C	当該直接影響をプロジェクトバウンダリーに含め、プロジェクト排出量（吸収量）の算定項目に含める。
D	当該直接影響に関するGHG排出量（吸収量）の過去の事例、または文献等により、当該直接影響によるGHG排出量（吸収量）が全GHG排出量（吸収量）に比較して無視しうることを確認後、バウンダリー及びプロジェクト排出量（吸収量）の算定項目から除外する。
E	当該直接影響をプロジェクトバウンダリーに含め、プロジェクト排出量（吸収量）の算定項目に含める。

デシジョンツリーB

プロジェクトによる間接影響の考慮方法に関する判断フロー



各分類における間接影響の考慮方法

分類	考慮方法
a	当該間接影響に関する GHG 排出量（吸収量）の過去の事例または文献等により、当該間接影響による GHG 排出量（吸収量）が全 GHG 排出量（吸収量）に比較して無視しうることを確認後、バウンダリー及びプロジェクト排出量（吸収量）の算定項目から除外する。
b	当該間接影響をプロジェクトバウンダリーに含め、当該影響による GHG 排出量（吸収量）を算定する。加えて、モニタリング項目を設定し、プロジェクト実施中にモニタリングを行い、当該影響による実際の GHG 排出量（吸収量）を把握する。その結果をクレジット獲得時に反映する。
c	当該間接影響をプロジェクトバウンダリーに含め、過去の定量化の事例、文献値等により、当該間接影響による GHG 排出量（吸収量）が、全 GHG 排出量（吸収量）に占める割合を想定して（例えば、全排出の１０％）、これを考慮不能な間接影響差引係数として、クレジット獲得数に反映する。
d	当該間接影響をシステムバウンダリーに含め、当該間接影響の生起の有無を判断する指標を設定する。プロジェクト実施中、又は実施後に当該影響の生起が明白である場合は、過去の定量化の事例、文献値等を参考として、”ｃ.”同様考慮不能な間接影響差引係数を設定して対応する。
e	当該間接影響をシステムバウンダリーに含めないが、類似事例を参考として、当該間接影響の生ずる可能性、程度等を留意事項として記述し、クレジット獲得時に確認する。
f	当該間接影響をシステムバウンダリーに含めないが、ベースライン排出量の見直し時に再度本フローを用いて検討する。

表１　影響を考慮すべき活動の選択結果

影響	影響項目	GHG 排出・吸収に係る活動	活動の指標	分類	システムバウンダリー（○／×）
直接影響					
主目的による影響	燃料消費	設備稼働に必要な燃料の使用	燃料使用量	A	○
		燃料輸送での燃料消費	燃料輸送量と輸送距離	A	○
	燃料漏洩	燃料の輸送途中の漏洩	燃料輸送量	A	○
その他の影響	燃料消費	建設機械の稼動	プロジェクトの規模	D	×
		建設資材、設備資材の運搬	資材、設備の量 輸送距離	D	×
	電力漏洩	送配電ロス	発電量、電力の供給範囲	B	×

影響	影響項目	GHG 排出・吸収に係る活動	活動の指標	分類	システムバウンダリー（○／×）
間接影響					
主目的による影響	燃料消費	余剰燃料による価格安定	当該燃料の消費実績 購入先における当該燃料の取得状況（価格、量）	f	×
その他の影響	燃料消費	建設資材、設備資材の原料採掘、加工	建設資材、設備資材の原料使用量 原料の採掘、加工方法	a	×
		電力安定供給による電力多消費型社会・産業への転換に伴う電力需要の拡大	電力供給先の地域社会、産業のニーズに伴う発電量の増加	f	×
	GHG 排出削減	類似プロジェクトの増加に伴う GHG 削減効果の拡大	ホスト国の電力プロジェクトの技術力 最新技術の適用	f	×

4.3 ベースラインシナリオの決定

(1) マラケシュ合意におけるベースライン設定

マラケシュ合意には、ベースラインの設定方法の技術的な項目に関して、以下の通り記載されている。

- ベースライン設定の方法を選択する際に、プロジェクト参加者は以下の中から適切な方法を選択する。
  - 既存の、又は過去の排出量
  - 投資の障害を考慮した上で、経済的に最も魅力的な技術による排出量
  - 過去5年間における同じ環境、同種のプロジェクトの中で上位20%の平均排出量

- 電力分野の拡大計画、地域の燃料の利用可能性等、関連する国家及び分野の政策とそれを取り巻く環境を考慮して、ベースラインを設定する。

- ベースライン設定は、アプローチ、仮定、方法論、パラメーター、データソース、キーファクターの選択に関して、透明性が高く、保守的な方法で行われる必要がある。

またクレジット獲得期間に関しては、マラケシュ合意において、いかに示すアプローチが提示されている。

- プロジェクト参加者は、提案されたプロジェクト活動のクレジット獲得期間に関して、以下に示す代替アプローチの中から一つを選択することができる。
  - 最大7年間であるが、更新時に選任された運営機関が、当初のプロジェクトベースラインが有効であること、または利用可能な範囲で新たなデータを考慮してアップデートされたことを確定し、理事会に報告した場合には、最大2回更新することが可能。
  - 更新のオプションナないが、最大10年間。

更に、マラケシュ合意には、ベースライン設定及びモニタリングの方法論について、理事会がCOP/MOPに対して、以下のとおり、適切なツールの利用に関するガイドダンスを開発し、勧告することが記述されている。

- 最も適切な方法論が選択されることを確実にすることを目的として、選択をガイドするためのデシジョンツリーやこの他のツールの利用に関するガイダンス。

(2) 考慮すべき条件

上記のマラケシュ合意を考慮して、エネルゴの2010年までの電力供給予測及び電力関連法制度の整備状況、さらに関係者インタビュー結果をもとに、ベースライン設定に関して考慮すべき条件を、以下のとおり抽出した。

- 新発電設備の建設・導入計画
- 可能発電出力と最大需要電力のバランス及び可能発電量と需要電力量のバランスの予測
- 天然ガスの生産と輸送パイプライン整備
- 石油の生産と精製の近代化
- 再生エネルギー（風力、太陽光）開発への取り組み

(3) ベースラインシナリオのリストアップ

マラケシュ合意では、「プロジェクト活動に対するベースライン方法論選択肢“既存又は過去の排出量、投資の制約を勘案して一連の活動の経済的優位性ある技術による排出量、又は、同様な社会、経済、環境及び技術状況にある当該カテゴリーに属する上位20%のプロジェクト活動の過去5年間平均排出量”の内、最も適切と考えられるものを選択しなければならない。」とされている。これらのオプションから本プロジェクトは、タシケント火力発電設備（蒸気タービン発電設備）に期待される発電をCCPP導入により強化し、経済的運営を実現する火力発電設備の近代化プロジェクトであることから、「既存の、又は過去の排出量」を基準にベースラインシナリオの基準として設定する。

ベースラインシナリオの設定において、以下の三つの選択肢がデシジョンツリーによって得られた。尚、デシジョンツリーの利用は上記のとおりマラケシュ合意において、適切なベースライン設定を導くツールであり有効利用されるべきもとのして位置づけられている。それぞれオプションにある理由により、「オプション C.」をベースラインシナリオとして選択する。

オプション A：ウズベキスタンの全発電設備

ウズベキスタンの電力グリッドに電力を送っている発電所には、火力発電所、発電を行う熱供給ステーション、水力発電所の三つのタイプがあるが、発電割合は、それぞれ 84.7%、2.7%、12.6%（2001 年実績）となっており、ウズベキスタンでは火力中心での発電が行われている。それぞれのタイプの発電能力についてであるが、火力及び水力の殆どの発電設備は、古く稼動を開始したものであり（水力発電設備も 90%は耐用年数を過ぎている）、他の発電所を代替する余力は乏しいと考えられる。本プロジェクトは、タシケント火力発電所の既存の設備を代替する面を有していること、また他の発電所も設備老朽化による発電余力が乏しいことでタシケント発電所の発電代替困難と見られることから、電力グリッドに電力を供給する全発電所の平均的な発電をベースラインシナリオとしない。

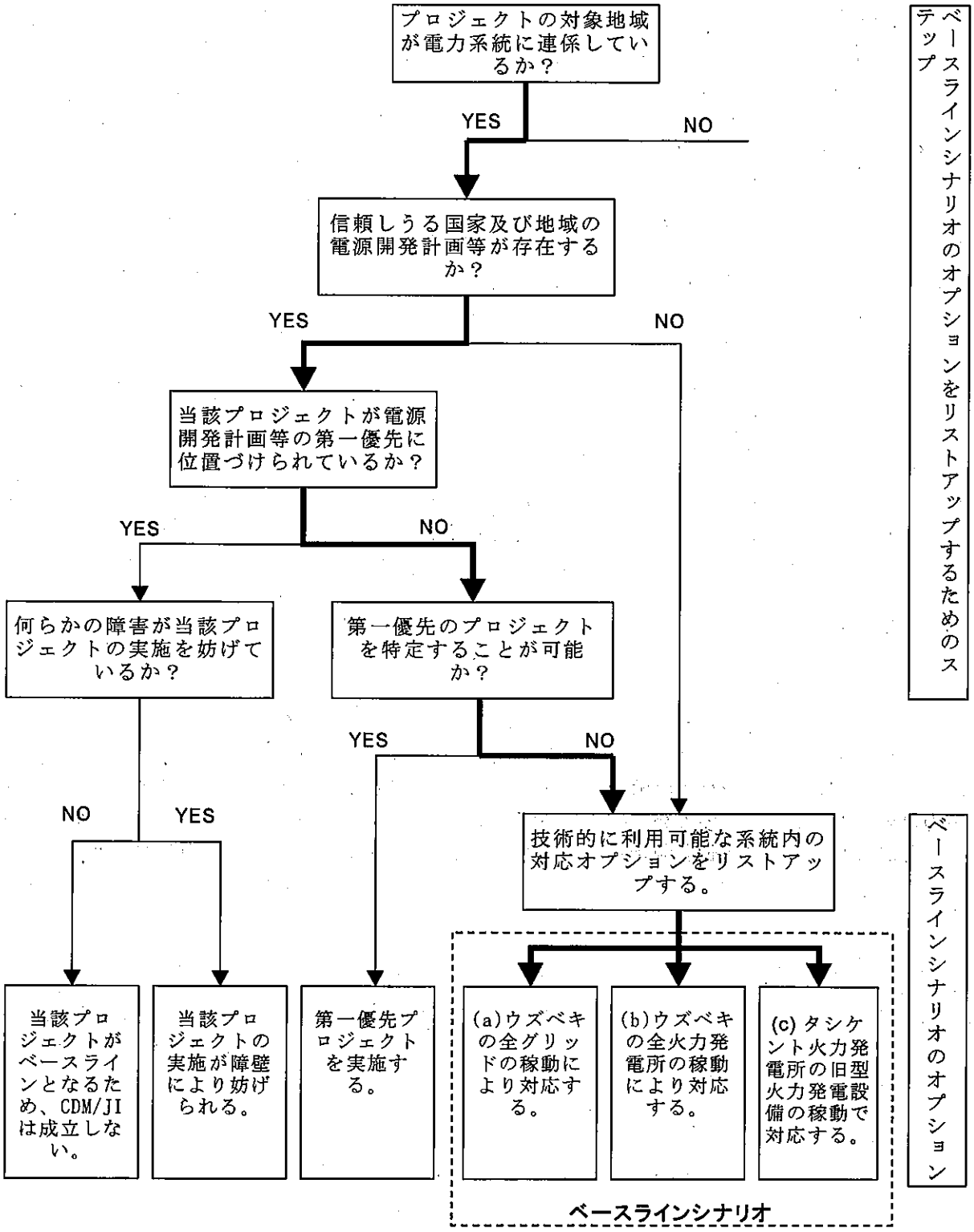
オプション B：ウズベキスタンの全火力による発電

ウズベキスタンの電力グリッドに電力を供給している火力発電所の殆どが 1960 年代に稼動を開始したも蒸気タービン発電設備で発電を行っている。その発電効率も低く、経済性、将来的な電力需要への対応からも多の発電所においても CCPP の導入が計画されている。現在の発電設備の殆どが 1960 年代に稼動を開始していることから、これら発電所全体の平均発電効率はタシケントの火力発電設備と同程度かそれ以下と考えられる。よって、ベースラインとしてこのシナリオは採用しない。

オプション C：タシケント火力発電所の既存の発電設備

タシケント火力発電所における現在の発電設備（熱供給設備を具備する蒸気タービン発電設備 12 基）は、電力供給への信頼性、稼動の経済性から最新の技術を用いた発電設備へ変換する必要があるものの、発電の運転継続可能である。このような発電所の発電設備の状況において既存設備を、将来的には CCPP で置き換えることが検討されており、本プロジェクトは、その第一ステップとして位置づけられている。このことから、本プロジェクトのベースラインは、既存の発電設備での発電とすることが妥当とする。

デシジョンツリー C


プロジェクトの対象地域が電力系統に連係しているか？
YES
NO
信頼しうる国家及び地域の電源開発計画等が存在するか？
YES
NO
当該プロジェクトが電源開発計画等の第一優先に位置づけられているか？
YES
NO
何らかの障害が当該プロジェクトの実施を妨げているか？
第一優先のプロジェクトを特定することが可能か？
YES
NO
NO
YES
技術的に利用可能な系統内の対応オプションをリストアップする。
当該プロジェクトがベースラインとなるため、CDM/JIは成立しない。
当該プロジェクトの実施が障壁により妨げられる。
第一優先プロジェクトを実施する。
(a)ウズベキの全グリッドの稼動により対応する。
(b)ウズベキの全火力発電所の稼動により対応する。
(c) タシケント火力発電所の旧型火力発電設備の稼動で対応する。
ベースラインシナリオ
ベースラインシナリオのオプションをリストアップするためのステップ
ベースラインシナリオのオプション

4.4 プロジェクト排出量の算定

ベースラインシナリオとして前述の「オプションｃ」を選択するが、以下がプロジェクト実施後の CCPP の発電（2,800GWｈ／年）による CO_2 排出量算定結果である。

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ＧＨＧ排出削減量（tCO_2）	6,720,000	6,720,000	6,720,000	6,720,000	6,720,000	6,720,000	6,720,000

4.5 ベースライン排出量の算定

前述のオプションｃをベースラインシナリオとして選択する。以下がその 2,800GWｈ／年（CCPP の発電量相当）に対応する既存の発電設備の CO_2 排出量の算定結果である。

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ＧＨＧ排出削減量（tCO_2）	7,460,000	7,460,000	7,460,000	7,460,000	7,460,000	7,460,000	7,460,000

4.6 プロジェクトによる GHG 排出削減量の算定

プロジェクトによるＧＨＧ排出削減量の計算結果を以下に示す。

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ＧＨＧ排出削減量（tCO_2）	740,000	740,000	740,000	740,000	740,000	740,000	740,000

本プロジェクトの実施によるＣＯ$_2$排出削減量は、年 740,000 tCO_2 で、７年間の合計で 5,180,000 tCO_2 となる。