

第4章 発電開発計画

第4章 発電開発計画

4.1 タール炭による発電可能性の検討

4.1.1 発電所の開発計画

2011-2030 年の NPSEP によると、タール地域においては、37,000MW もの多くの発電所建設が計画されている。現時点においては、3 ブロック(ブロック I, ブロック II およびブロック VI)の開発者によって発電所開発が具体化しており、その開発計画を表 4.1-1、予定地点を図 4.1-1 に示す。

表 4.1-1 発電所開発計画

	Block I	Block II	Block VI
Developer	Global Mining Company of China	Engro Powergen	Oracle
Capacity	900MW	Initially 600MW Increased to 1200MW	Initially 300MW finally 1100MW
Type	CFBC Boiler (assume)	Conventional PC Boiler +FGD *6(assume)	CFBC Boiler (assume)
Submission *1	Not yet	Yes	Not yet
Evaluation *2	No	Under process	No
Issuance *3	No	Under process	No
Tariff *4	No	Not yet	No
Security Doc. *5	No	Not yet	No
Water source	No described	From LBOD (1.0 m ³ /s, 35 cusec)	Ground water

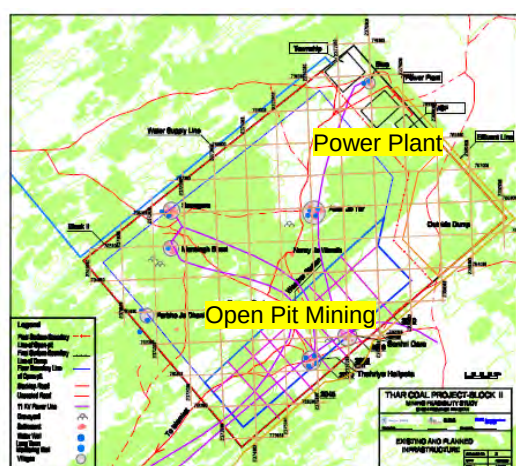
出典 : TCEB

Note:

*1 : Submission of proposal and registration to PPIB, *2 : Evaluation Approved by PPIB board

*3 : Issuance of LOI, *4 : Tariff determination and issuance of Generation licence by NEPRA

*5 : Security Document/Financial Close (FC), *6 : FGD (Flue gas Desulfurization)



Block II of ENGRO (600MW)



Block VI of KESC (300MW)

出典 : JICA Survey team

図 4.1-1 発電所の予定地点

4.1.2 タール炭田における制約条件

タール地域に石炭火力発電所を建設する際、2つの大きな制約条件がある。

(1) 褐炭燃焼

タール炭田に埋蔵している石炭は、1,750 億トンと推定されている。しかし炭種は褐炭に分類され、高湿分低カロリーである。タール炭の性状分析値を表 4.1-2 に示す。

表 4.1-2 タール炭の性状分析

As Received Values (%) *Average of Block I~VI					Heating Values (kcal/kg)	
Moisture	Ash	Volatile Matter	Fixed Carbon	Sulphur	As received	Dry
46.77	6.24	23.42	16.66	1.16	3,208	6,030

出典: Coal Resources of Sindh Province December 2003 Sindh Coal Authority

石炭火力プラントのほとんどは、微粉炭燃焼を用いた亜臨界圧もしくは超臨界圧石炭火力プラントである。そのプラント効率は 40%以上となっている。しかし、褐炭を使ったプラント効率は、高湿分と低カロリーのために 40%未満となる。

したがって、効率を上げるためには、乾燥装置や火炉の熱吸収面積を広げるなどの褐炭に適合したボイラーの改善が必要である。

(2) 工業用水の確保

火力発電の運転には必要な水の供給が欠かせないことから、水源確保も大きな課題の一つである。日本では、冷却水を容易に確保するためにほとんどの火力発電プラントは海に面した場所に建設している。タール炭田は近隣に水源がないため、ブロック II において発電を計画している Engro Powergen は、LOBD から取水し逆浸透膜浄水装置で処理した水を使用する計画である。(5 章 5.1-2 参照) 取水量は当初 1.0m³/s (35cusec)で最終的には 2.8m³/s (98cusec)にする計画である。

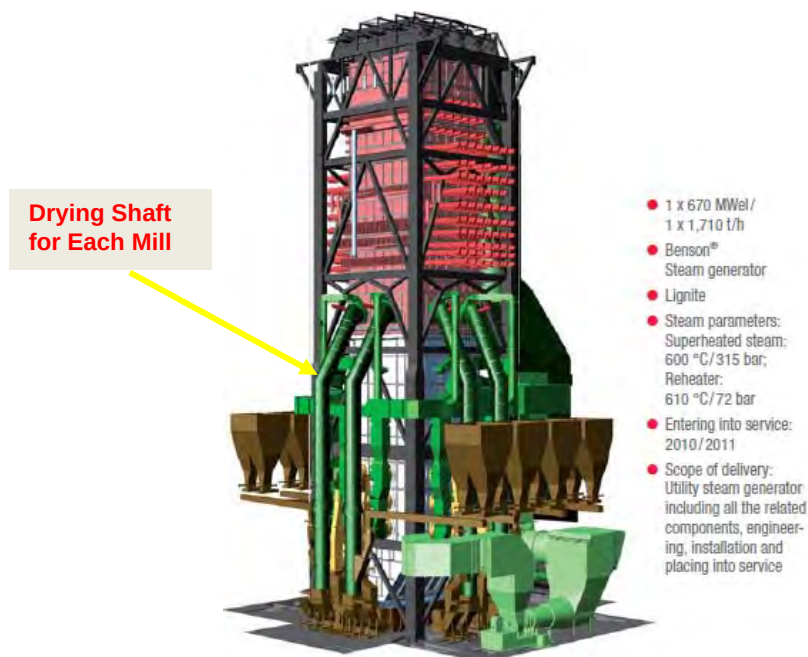
4.1.3 タール炭田における適用可能な発電方式

褐炭が使用できるボイラーは二つの方式があり、一つは微粉炭燃焼ボイラーともう一つは循環流動床ボイラーである。

(1) 微粉炭燃焼ボイラー

一般的な褐炭対応燃焼方式を図 4.1.2 に示す。この CAD モデル図は最近営業運転を開始したボイラーの図で、燃焼ガスを直接石炭乾燥用に使用する方式である。火炉出口から約 1000°Cの燃焼ガスを、ミル乾燥用空気配管を微粉炭機に引き込み、押込通風機からの空気と混合して適切に温度制御を行う方式である。この方式のボイラーは信頼性が高く、中規模から大規模のボイラーに適用可能である。

日本においては、すべての電力会社が多く、そのほとんどが亜瀝青炭である。また、ほとんどの発電設備が微粉炭焚ボイラーを採用している。輸入炭は、カロリー、湿分、揮発分の割合、固定炭素の割合などの性状が幅広く変わることから、その性状にあった最適な設計や制御システムを採用することが求められる。日本のメーカーは、その設計に対する高い技術とノウハウを持っている。もちろん褐炭燃焼ボイラーにも応用できる。日本のメーカーは、海外ではドイツボックスベルグ R 発電所、トルコのエルビスタンB発電所、モンゴルの第 4 火力発電所などで実績がある。

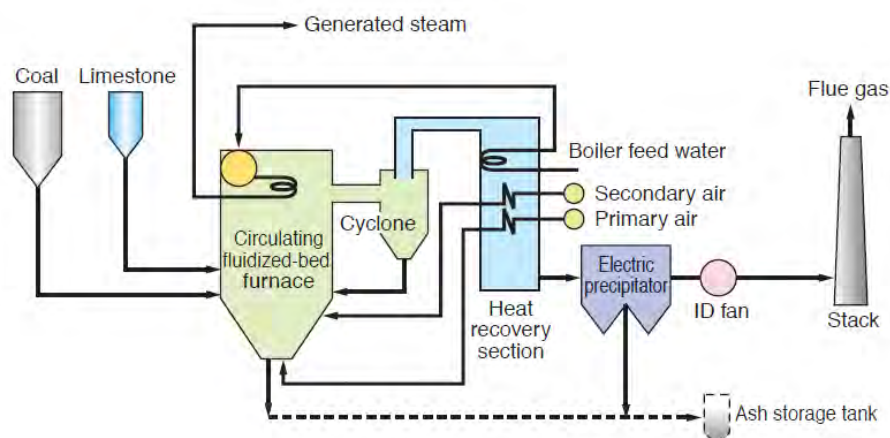


出典 : Coal Firing Systems and Component by Hitachi Power Europe DmbH

図 4.1-2 褐炭焚ボイラーのCADモデル(Boxberg B Power Station)

(2) 循環流動床ボイラー(CFBC)

循環流動床(CFBC)ボイラーは、次第に中規模クラスのボイラーで増加してきている。このボイラーの長所は、環境汚染物質の排出が低く、幅広い種類の石炭に対応できることである。一般的な循環流動床ボイラーの燃焼方式を図 4.1-3 に示す。



出典 : Clean Coal Technologies in Japan (NEDO)

図 4.1-3 循環流動床ボイラーの燃焼方式

特に、NO_x と SO_x の排出は、環境対策設備を設置しなくても十分に低減できる。循環流動床ボイラーでは、石灰石を石炭と一緒に投入することによって 炉内で石炭燃焼と同時に脱硫反応が行われる。脱硝については、微粉炭ボイラーでは燃焼温度が 1,400～1,500℃で燃焼するのに対し、循環流動床ボイラーでは 850～900℃と低い温度帯で燃焼することから、燃焼温度が 1,100℃を超えると急激に増加するサーマル NO_x の発生が抑えられる。

しかし、現存する循環流動床ボイラーの最大容量は 400MW 程度であることから、600MW への適用は技術的な熟慮が必要である。

(3) 蒸気条件

プラント効率は、最高蒸気圧力と最高蒸気温度が上がるに連れて上昇する。それぞれの最高蒸気圧力、最高蒸気温度とプラント効率の関係を表 4.1-3 に示す。

表 4.1-3 蒸気条件と効率の比較

Steam Condition	Steam Pressure	Steam Temperature	Boiler Type (Steam Cycle)	Plant efficiency (LHV net)*1
Sub-Critical pressure	16.6 (MPa)	538 (°C)	Drum	36 %
Super Critical pressure(SC)	24.1 (MPa)	566 (°C)	One-Through	38 %
Ultra Super Critical (USC) pressure	31.0 (MPa)	596 (°C)	One-Through	41 %

出典：JICA Survey Team (based on METI JAPAN (2012))

Note：The case of sea water cooling system is installed. If the case of wet cooling system is assumed to decrease several percent efficiency.

前項で説明したように燃焼方式(微粉炭、循環流動床)の 2 つの方式は、表 4.1-3 に示した 3 つの蒸気条件を組み合わせることができる。しかし、一般的には 300MW クラスのボイラーはドラム式(亜臨界圧)を採用し、600MW クラスのボイラーは貫流式(超臨界圧、超々臨界圧)を採用している。この理由は、ボイラードラムを製作するには大きくなりすぎること、超臨界圧または超々臨界圧の蒸気条件が採用できないからである。

蒸気圧力・温度が高くなればなるほど、プラント効率は高くなる。一方、貫流式ボイラーは、ボイラー管に対する損傷や劣化を防ぐために、より厳しい水質管理と安定した蒸気温度制御が求められる。

超々臨界圧蒸気条件は最新の技術であり、プラント効率は約 3%改善されると想定される。二酸化炭素の削減にも寄与するといわれている。先進国では 600MW クラス以上のユニットの内いくつかは、超々臨界圧蒸気条件を採用している。

超々臨界圧に対してはより高温に耐えるために超臨界圧に比較して異なった素材を使う必要がある。素材の増分コストと効率改善効果を比較すると 600MW ではその差はごくわずかと推測される。超々臨界圧と超臨界圧の選択に対する詳細な検討を推奨する。

(4) 大容量、たとえば 1000MW クラスの場合は、多くのメリットがあると想定している。 水の供給対策

水供給量の比較は、冷却方式や大気温度なその環境条件によって異なり比較するのは難しい。しかし、水のほとんどが冷却水として使われる。調査団の試算では水の供給コストは約 80 円/t トンと想定した。参考となる石炭火力発電所における代表的な水使用量を表 4.1-4 に示す。

表 4.1-4 石炭火力発電所の水使用量

	Plant Capacity	Water usage for cooling per 100MW	Total water usage for cooling	Calculation base	Cooling type
Engro-Powergen (Plan)	1200 MW	0.083 m ³ /sec (2.92 cusec)	1 m ³ /sec (35 cusec)		
China (model)	1000 MW	0.063 m³/sec (2.24 cusec)	0.634 m ³ /sec (22.4 cusec)	20Mt/year*1	Wet cooling
USA (average in US)	-	0.075 m ³ /sec (2.65 cusec)	-	2700l/MWh*2	Wet cooling
India (simulation)	1000 MW	0.083 m³/sec (2.94 cusec)	0.833 m ³ /sec (29.4 cusec)	3000t/h*3	Wet cooling
India (simulation)	1000 MW	0.0153 m³/sec (0.54 cusec)	0.153 m ³ /sec (5.4 cusec)	550t/h*3	Dry air cooling
Japan (existing)	440 MW	5 m ³ /sec (177 cusec)	22 m ³ /sec (777 cusec)	22m ³ /sec*4	Sea water cooling

出典: Prepared JICA Survey Team

Note:

*1 : Coal Initiative Reports White Paper Series “ Coal in China Resources, Uses, and Advanced Coal Technologies ” Mar.2010

*2 : Water Conservation Options for Power Generation facilities (Power website in September 1 2012)

*3 : “Report on Minimisation of Water Requirement in Coal Based Thermal Power Stations” issued by CENTRAL ELECTRICITY AUTHORITY INDIA in January 2012

*4 : Not include water for boiler use

インドにおける大気温度 38℃での試算では、湿式冷却方式に替えて空気冷却方式を採用した場合、所内電力が 2 倍、すなわち 7%増加するという結果となった。したがって、空気冷却方式は、特に夏季における効率低下と水供給コストの増分との詳細な比較が必要である。次項にタール地域における空気冷却方式採用に対する問題点を説明する。

表 4.1-4 に示すように、湿式冷却方式を採用している参照プラントにおいても、使用される冷却水量は、100MW あたり 0.1 m³/sec(3.5cusec)以下である。したがって、1,200MWの発電に使用する水量 1.0 m³/sec(35cusec) の供給計画は適切である。さらに 3.4-2 章での試算結果で述べたように、推定 2,000～2,500 万トン/年 (0.63～0.79 m³/sec (22.2～27.7cusec)) 取水される地下水を不純物除去したのち冷却水として再利用することで、補助的に供給することも可能である。

ブロック I で行った環境影響評価書第 2 章(08/21)に「水に含まれる塩分に注目すると、塩分を含んだ石炭スラリーは炉内でのスラグ生成を助長する可能性がある。流動床または微粉炭ボイラーで褐炭を使用すれば、過剰な塩分は灰の溶融や付着を助長し、燃焼上問題を引き起こす。RWE¹の高湿分褐炭事前乾燥方式の研究では、石炭に含まれる湿分から化学処理後一時間あたり 285 トンの脱塩した真水が十分に得られ、プラント用水や農業に使用できる。したがって、このプロジェクトでは、褐炭乾燥プラントが必要で、それによって十分な水が供給できる。」と、記載されている。

¹ RWE AG ドイツの電力会社

しかし、高湿分褐炭の脱塩と事前乾燥技術は異なった技術的問題である。また、石炭中の湿分の再利用の費用は非常に高く、必要量より少なくなると想定され、技術的なデータの記載もない。

(5) タール地域での空冷冷却方式採用の問題点²

空冷冷却方式の熱交換効率は、湿式冷却方式に比べて低い。したがって、より面積の大きなフィンチューブ付熱交換器、数多くのファンとそのモーター、適切に空気が循環するように地面からのクリアランスを取るために構造物が大きくなることから、空冷冷却方式の発電所の建設コストは、一般に湿式冷却方式を採用したプラントより 10%以上増加すると見込まれる。空冷冷却装置のみのコストとしては、湿式冷却方式に比較して 3 倍から 5 倍となる。一例として 500MW の空冷冷却方式石炭火力発電所の外気温度と発電出力の関係を図 4.1-4 に示す。気温の上昇とともに復水器内の水温が高くなり、排気蒸気圧が高くなるため、タービンの熱落差が減少しタービン効率を低下させる。同図より、発電電力の低下は、気温 40℃においては 10 ~15%、気温 45℃では 15~20%に達することがわかる。

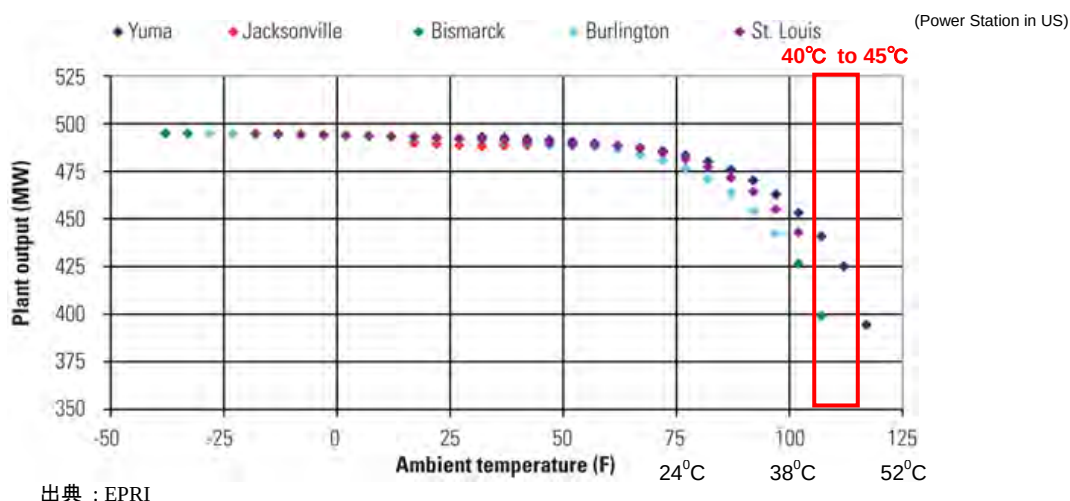


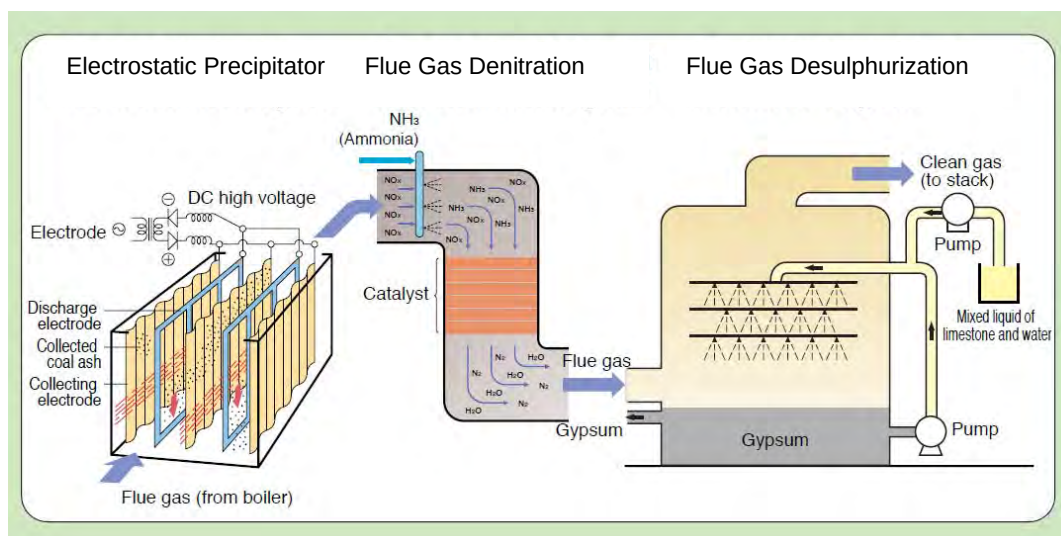
図 4.1-4 猛暑日の出力低下

空気循環用のクーリングファンはより大きく数が多く必要なことから、所内動力を増加させ、送電端出力の低下を低下させる。

(6) 環境汚染対策

石炭燃焼ボイラーでは、世界銀行の環境ガイドライン(IFC ガイドライン)を満たすために、電気集塵器の後に脱硫装置および脱硝装置設置するのが一般的である。図 4.1-5 に代表的な環境汚染防止対策設備を示す。

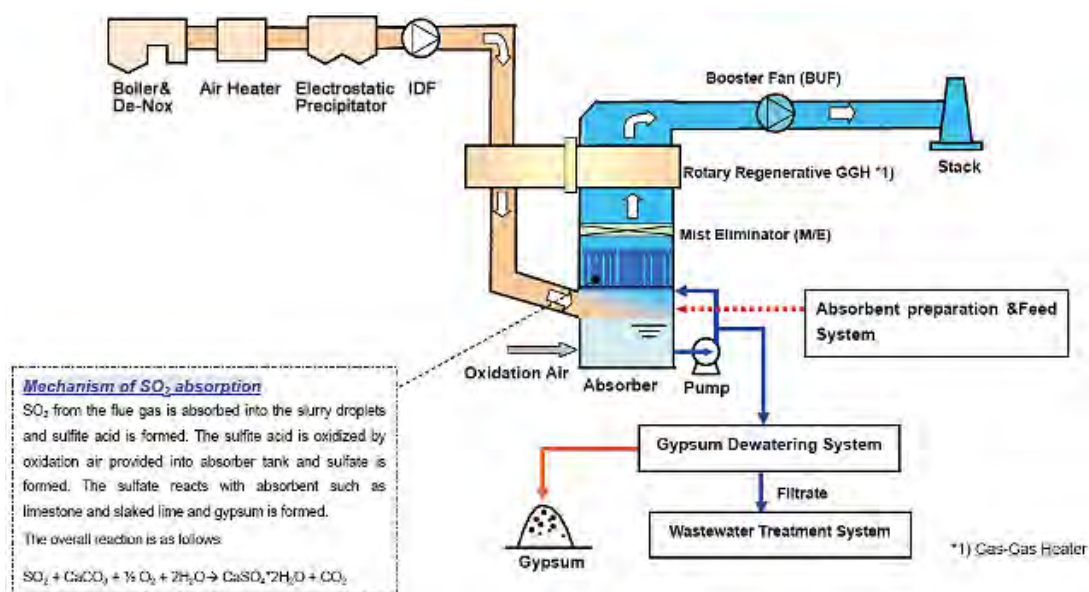
² http://www.powermag.com/water/Water-Conservation-Options-for-Power-Generation-Facilities_4906_p2.html
Water Conservation Options for Power Generation Facilities (September 1, 2012)



出典 : Clean Coal Technologies in Japan (NEDO)

図 4.1-5 代表的な環境対策設備

微粉炭ボイラーでは、タール炭の場合1%以上の硫黄分が含まれていることから、環境基準を満たすために脱硫装置の設置が必要である。図 4.1-6 に一般的な湿式脱硫装置のプロセスを示す。排煙ガス中に、スラリー化した石灰石(CaCO_3)をスプレーし、排煙中の SO_x ガスと反応させて、石膏(CaSO_4)として石炭中の硫黄分が除去される。このシステムは脱硫装置の最も普及しているシステムである。導入コストは設備本体価格の 10 から 15%増加すると見積もられる。しかし、タール炭にあった簡易な装置を導入することによって 10%以下にすることができる可能性がある。日本は厳しい環境規制があるために、日本のメーカーは世界でも最高水準の環境負荷低減の技術を有している。



Courtesy : MHI Web Site

図 4.1-6 脱硫装置の原理

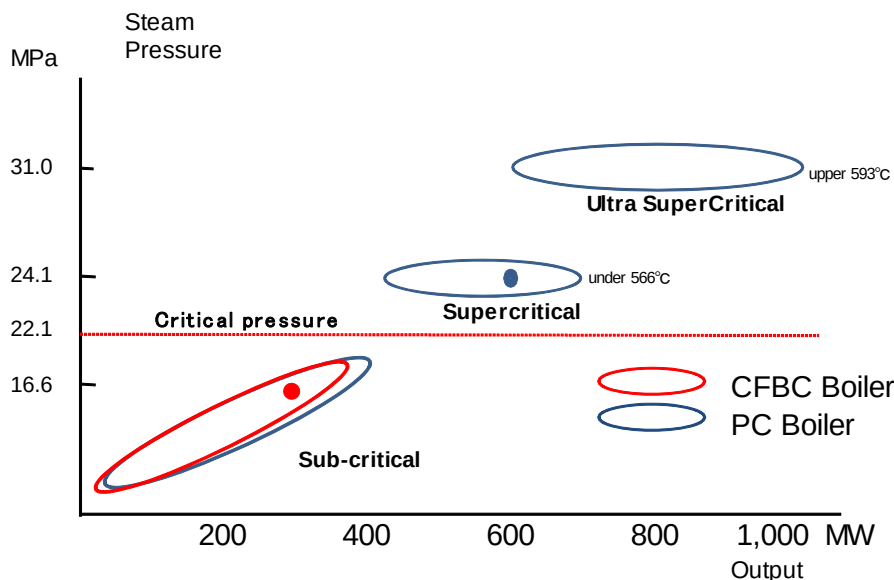
脱硝対策については、脱硝装置に替えて、低 NO_x バーナの採用が可能である。

(7) 発電所建設に対する提言

タール炭は、低発熱量(3200kcal/kg)、高湿分(40%)の褐炭とはいえ、タール地域では既存の技術で発電は可能である。図 4.1-2 に示したように、最近、日本の製造メーカーが建設した直接乾燥方式 USC 微粉炭ボイラーを推奨する。タール地域で計画されている 600MW プラントとほとんど同じ発電容量であり、建設コストは US\$1,700/kW から US\$1,800/kW と見込まれる。環境対策設備には、図 4.1-6 に示した脱硫装置の設置を推奨する。日本の製造メーカーの脱硫装置は、反応装置内のガス温度を下げて蒸発する水を削減するシステムになっており、十分な優位性がある。

循環流動床ボイラーと微粉炭ボイラーの選択は、現在の状況を基にすると、300MW クラスは循環流動床ボイラー(亜臨界圧)、600MW クラスは微粉炭ボイラー(超臨界圧)の適用を推奨する。

推奨する発電容量とボイラー形式の関係を図 4.1-7 に示す。



出典 : JICA Survey Team

- Adoption of Supercritical PC Boiler is recommended for 600MW class.
- Adoption of CFBC Boiler is recommended for 300MW class.

図 4.1-7 タール炭ボイラーに対する推奨案

また、タール地方は、日中の気温が 40℃以上になる日が年間 8 か月も続くことから、同地域における空冷方式の採用は、日中の発電出力が大幅に低下することを十分に勘案する必要がある。前述のとおり、発電出力低下は、気温 40℃においては 10 ~15%、気温 45℃では 15~20%に達する。

したがって、空冷方式の採用については、詳細なフィージビリティを行うことを推奨する。

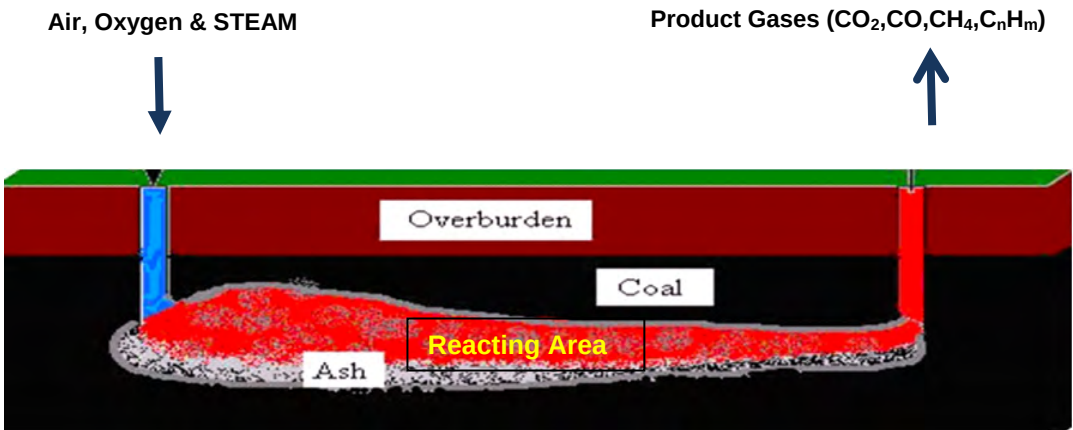
4.2 地下ガス化発電の可能性の検討

4.2.1 一般概要

石炭地下ガス化 (UCG)によって発生した合成ガス発電の出力 100MW の商用化プラントは、ウズベキスタンのアンジェレンで 50 年以上続いている。地下ガス化のプロセスは、圧縮空気、蒸気、酸素などの酸化剤を石炭層に注入し発生させるもので 地上から生産井を掘ってガスを取り出す方法である。ガス化プロセスは、地下の石炭層内で石炭を不完全燃焼させるもので、二酸化炭素(CO₂)、水素(H₂)一酸化炭素(CO)、メタン(CH₄)などの成分を含んでいる。

4.2.2 タール炭田における地下ガス化発電

図 4.2-2 にタール炭田におけるタール炭田における地下ガス化の概念図を示す。また、表 4.2-1 にタール炭田における地下ガス化の概要を示す。また、写真 4.3-1 および写真 4.3-2 に UCG プロジェクトの現況を示す。



出典 : Underground gasification project Thar

図 4.2-1 地下ガス化システムの概念図

表 4.2-1 タール炭田における地下ガス化の概要

Description	Specifications
Land acquisition	27 acres (11ha)
Pilot burn was ignited	11 Nov, 2011
Length of gasification reactor (cavity)	estimated 25m, diameter 2.8m
Demonstrated success	2 wells out of 43 wells
Heating value of produced syngas	945kcal/Nm ³ 8 times less than natural gas (10,000kcal/Nm ³).

出典 : Underground gasification project Thar



出典：JICA Survey Team

写真 4.3-1 プロジェクトの外観



出典：JICA Survey Team

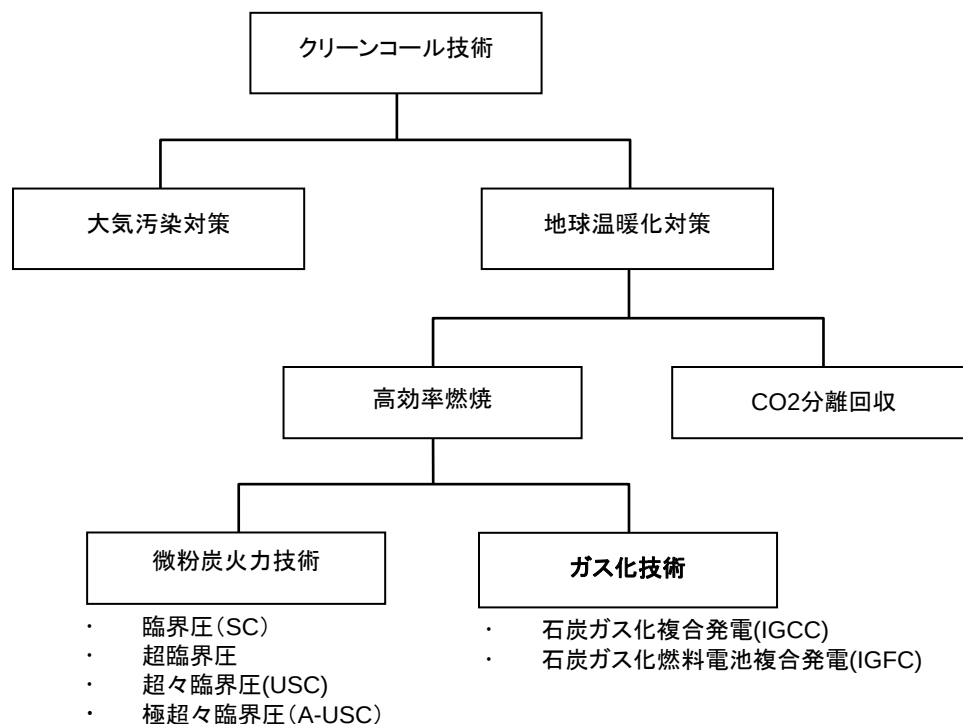
写真 4.3-2 空気およびガス配管

開発の次の段階としてガス精製プラントと合成ガスを使った 8～10MW の発電プラントの建設を計画している。その電力は、プロジェクト内で使用するほか、その地域の住民向けの電力供給、ディーゼル油や肥料など化学副生物への利用が考えられている。

このパイロットプラントは試験研究用であり、発電容量は現在のパキスタンの電力不足に寄与するには小さすぎる。

4.3 褐炭利用における日本のクリーンコールテクノロジー

近年石炭火力発電は増加しつつある。石炭は石油や天然ガスに比べ価格が安定しており、豊富で世界的に広く産出される。しかし、環境に与える影響や地球温暖化の観点から見ると、環境汚染対策や二酸化炭素排出削減を考慮する必要がある。日本のクリーンコールテクノロジー(CCT)は、エネルギー源としての石炭利用の分野では世界のトップクラスである。石炭ガス化や低品位炭の改質について現在実施中の新技術のいくつかを下記に紹介する。



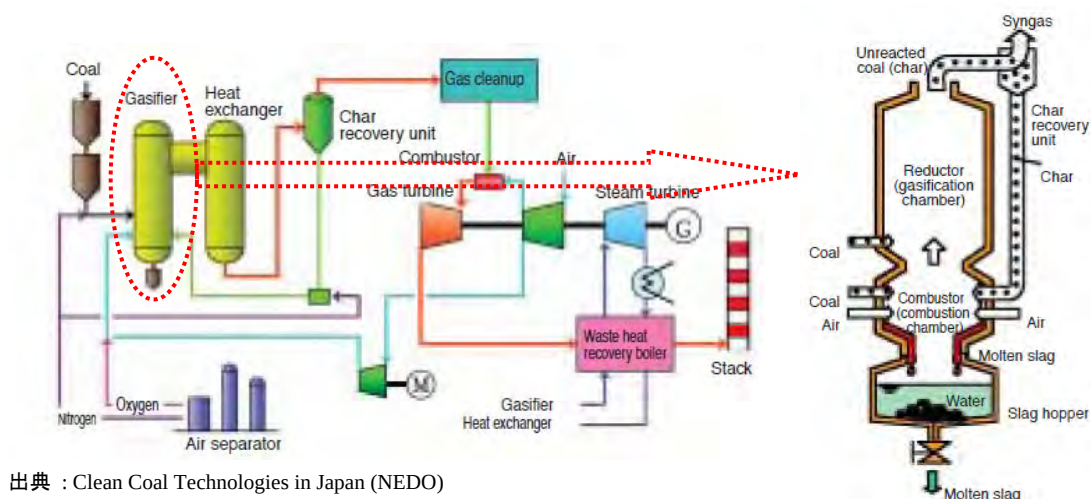
出典：JICA Survey team

図 4.3-1 日本におけるクリーンコールテクノロジーの体系

4.3.1 ガス化技術

(1) 石炭ガス化複合発電 (IGCC)

日本では IGCC に対する事前検証試験が 1999 年に開始され、250MW の実証プラントが低環境環境負荷で安定した運転が行われている。1990 年代に運転を開始したいくつかの他の IGCC プラントの状況は、新しい情報はほとんど公開されていない。図 4.3-2 に、実証炉の構成を示す。



出典 : Clean Coal Technologies in Japan (NEDO)

図 4.3-2 実証炉の設備構成 (左)、ガス化炉の構造(右)

図 4.3-2 の右図にガス化炉の構造を示す。燃料としての石炭はガス化炉下部の燃焼室に投入され、その上部にあるガス化室の下部からガス化のための石炭が投入される。ガス化によって発生したガスは、精製装置でばいじんを除去した後 1200℃級のガスタービンに送られる。燃焼ガスの熱エネルギーは、排回収器 (HRGC) の熱源として利用される。この IGCC システムには空気吹込方式が採用されている。酸素吹込方式の IGCC と比べて高い熱効率になると想定されている。IGCC は現在実証段階であり、商用化は近い将来開始され则认为している。表 4.3-1 に IGCC の優位点をまとめた。

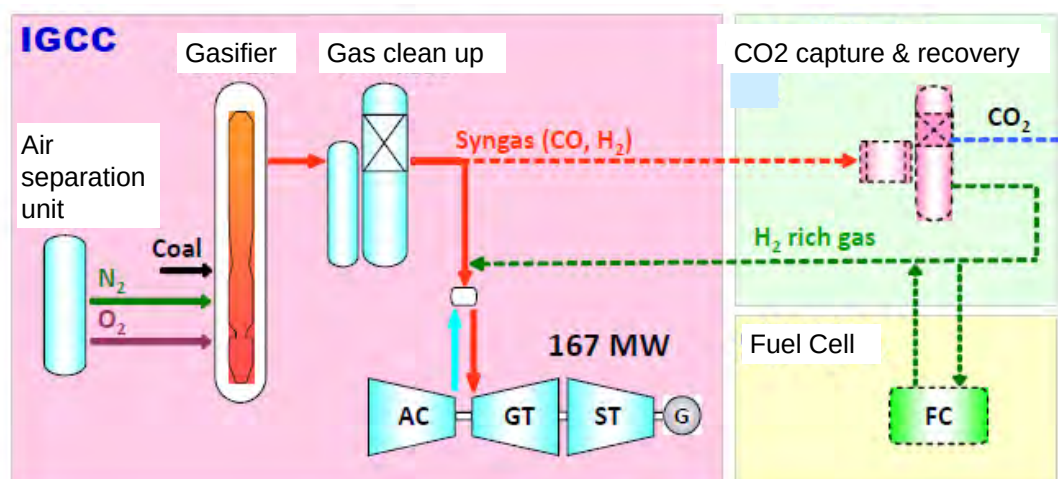
表 4.3-1 IGCC の優位性

No.	Advantage	Description
1	High-efficiency	The efficiency of IGCC is 42% due to boiler is 1200 °C class for the validation phase at present. However, in case of 1700 °C is adopted, efficiency will be more than 50%.
2	Utilization of Lignite Coal	It is possible to use lignite coal for the gasification
3	Reduction for the usage of water	Since IGCC is combined cycle used by gas turbine, it is possible to reduce water around 30% compared with existing coal thermal plants.

出典 : JICA Survey Team

(2) 石炭ガス化燃料電池複合発電 (IGFC)

燃料電池を加えた新しい石炭ガス化複合発電(IGFC)の開発が、日本で最近開始されたところである。将来のゼロエミッションに向けたシステムの概要を図 4.3-3 に示す。従来の IGCC に加え燃料電池がシステムに付加されたことから 3 方式の発電システムを組み合わせたシステムになっており、一層の効率向上が達成できると考えている。



出典：CCT Workshop 2012 (J-POWER)

図 4.3-3 将来のゼロエミッション技術のシステム概要

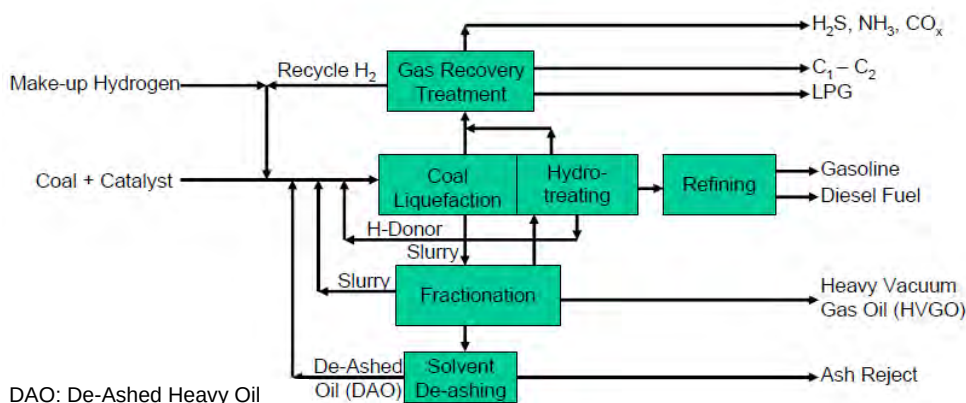
ガス化・液化および発電を組み合わせたパイロットテスト(EAGLE)を基に、大崎クールジェンプロジェクトと命名した 170MW 級酸素吹込 IGCC の実証炉が、信頼性、運転特性と費用その他酸素吹込み IGCC の課題を評価するために計画されたところである。最新の CO₂ 分離回収技術を含んだ実証試験が 2017 年に開始される予定である。

この IGFC システムの効率率は 55%と想定され、従来の IGCC より優位性がある。

4.3.2 石炭液化技術

石炭液化は石炭を固体から液体燃料とする製法で、通例石油代替燃料に転換することを意味する。石炭液化技術は、20 世紀初め最初に開発された。その後原油や天然ガスが安く大量に供給されるようになったため衰退していった。大規模な適用は、1960 年代から南アフリカや最近の中国などわずかな国で行われている。1970 年代のオイルショックや石油枯渇の恐れから、1980 年代には石炭からの石油代替資源として再び脚光をあびた。しかし、1990 年代には石油や天然ガスが広く普及したため、この技術の近年の商用化の見通しは薄くなっている。

石炭液化技術は、直接製法と間接製法に分けられる。直接液化製法の例を図 4.3-4 に示す。

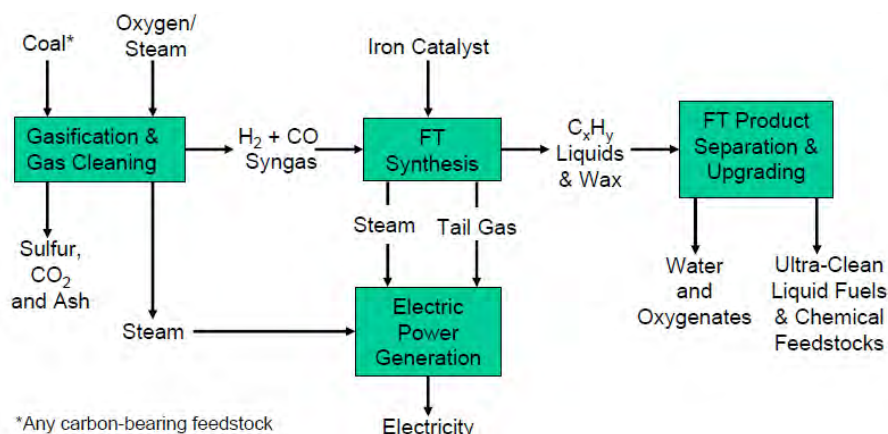


出典 :Overview of coal Liquefaction (US-India Coal working Group Meeting 2005)

図 4.3-4 直接液化製法のフロー図

直接液化製法 (DCL) はスラリーにした微粉炭に、水素と触媒を混ぜた液体を加え、高温高压化で熱分解し、合成液体燃料や合成油の様な低分子構造に変換する方法である。日本の KOBELCO によって褐炭液化 (BCL) と命名されているこの製法の一つは、技術的には確立しているが、商用化には至っていない。中国では、神華によって内蒙古に 3000t/日の商用プラントが 2008 年に建設されている。

間接製法の代表的な製法を図 4.3-5 に示す。



出典: Overview of coal Liquefaction (US-India Coal working Group Meeting 2005)

図 4.3-5 間接液化製法のフロー図

間接製法は 2 つの工程に分けられる。第一段階は石炭を合成ガス (CO+H₂) に分解し、次にそのガスを液化する工程となっている。空気や蒸気を数百度に加熱した原炭に加えてガス化する。石炭中の炭素は酸素や水蒸気と反応し、二酸化炭素、一酸化炭素、水素、メタンなどが生成される。二酸化炭素は大気中に放出され、その他の可燃ガスは、フィッシャー・トロプシュ合成、メタノール合成、

ジメチル合成などの液化工程に送られる。フィッシャー・トロプシュ合成はガス液化の一般的な方法で、南アフリカのサソル社はこの技術を使用している。間接液化製法は多くの副生成物が発生するが全般に熱効率が低いものばかりである。

それぞれの技術は一概に比較評価ことはできない。なぜなら建設コスト、プラント効率、ガス生成成分は石炭性状や場所によって変化するからである。しかし、定性的に言えば、サソル・リングガス化製法が低品位炭に対するガス化に対して最も普及している製法である。

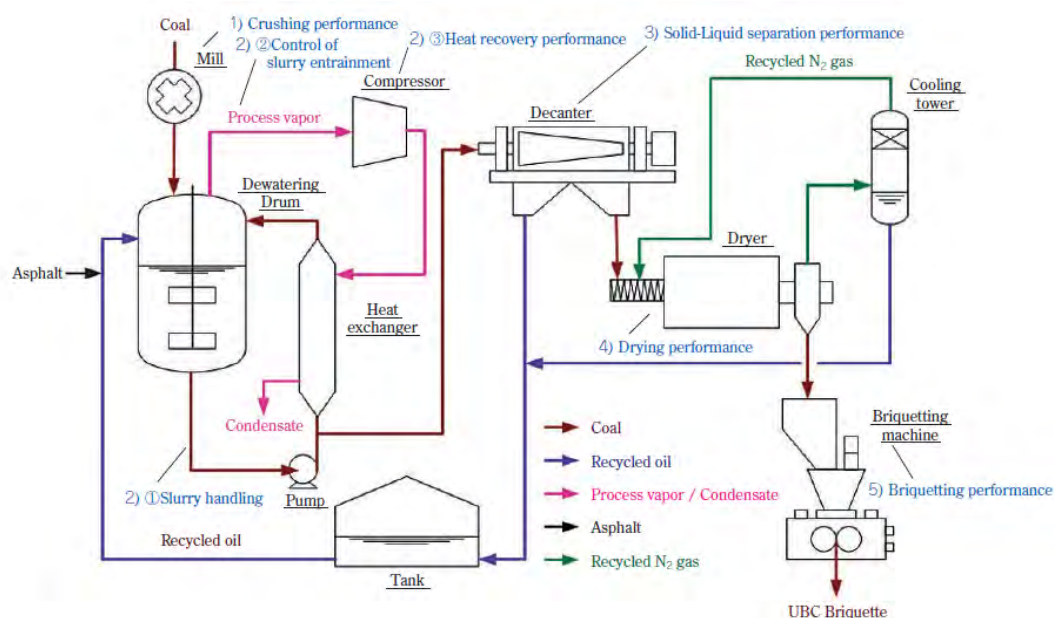
直接製法は、水素供給が課題となっている。間接製法は、石油やガスの入手が難しい場合の一つの選択肢である。

4.3.3 その他の新技術

ガス化技術の他、世界的規模で豊富な褐炭や低品位炭を使うために数多くの技術改善の試みが行われている。最大のポイントは改質と石炭中に含まれている湿分の除去の問題である。日本の複数の会社はインドネシア産の石炭を使っていくつかの研究を行っている。

(1) 神戸製鋼による褐炭改質 (UBC)技術

神戸製鋼は 1990 年代から低品位炭の改質の開発技術に取り組んでいる。褐炭改質(UBC)というと呼んでいる方法で、その原理は日本の天ぷらを作る要領で、加熱した軽油に低品位炭を投入し効率的に水分を除去する方法である。UBC 法を図 4.3-6 に示す。



出典：KOBELCO TECHNOLOGY REVIEW No.29 Dec. 2010

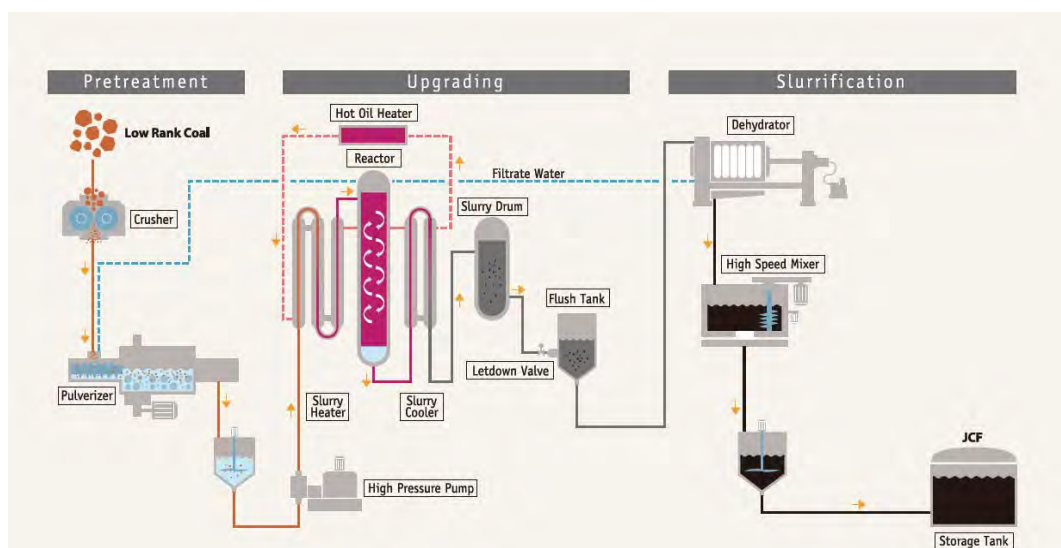
図 4.3-6 UBCのプロセス

UBC プロセスは次のようになっている。低品位炭の粉碎し、粉碎した石炭をアスファルトの様な重

質油を含む軽質油中に拡散させ、130～160℃、400～450kPa の条件下で脱水するものである。本プロセスは複雑なものではなく、これまでの方法と同様の低品位炭の脱水方法の一つであるが、熱損失の最小化と排水処理の負荷低減の解決が大きな改良点であると想定している。2012 年神戸製鋼は商用化のためにインドネシアにおいて、600t/日のブリケット化プラントの建設を開始した。湿分含有率 60%の石炭から作られたブリケットの製造コストは、一般炭価格が US\$ 90/ton のレベルでも十分に採算があう値と想定している。

(2) 低品位炭を利用した液化燃料の商用化プラント

JCF と呼ぶ低品位炭から作られた新しいスラリー化燃料を日揮が開発した。年間 1 万トンを生産できる実証プラントを 2012 年 5 月にインドネシアで完成させ、2014 年 3 月まで試験運転を行う計画である。この実証の目的は、輸送貯蔵の簡易化と同時に重油同様な燃焼性を確保することである。コールスラリーの想定価格は、重油のマーケット価格に対し 30%から 50%低くすることを目指している。



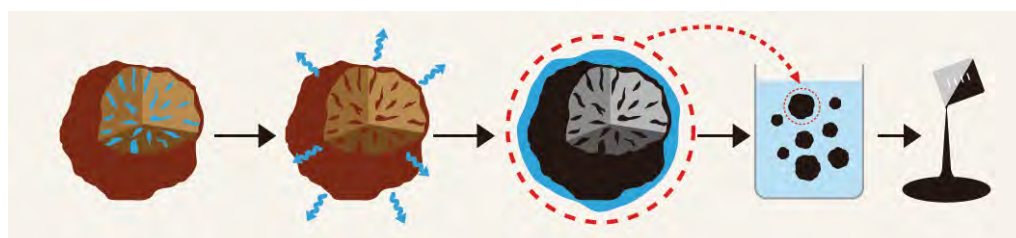
Courtesy: JCF Brochure by JGC Co.Ltd.

図 4.3-7 低品位炭に対する新スラリー化製法

粉碎した低品位炭を高温高圧(15MPa 330℃)の環境条件に置くことによって、その性質が親水性から疎水性(水と混ざりにくい)に変化し、低品位炭の多くのポケット(スポンジのような構造)に含まれていた水が析出する。特殊な添加剤を加えることによって、低品位炭から析出した水は、新しく改質された低品位炭と混ざり合ってスラリー状になり、液体の中に細かな粒子状の石炭が浮遊していることから、流動性を持っている。³

低品位炭の性質の変化を図 4.3-8 に示す。

³ JCF (日揮石炭燃料) 説明資料



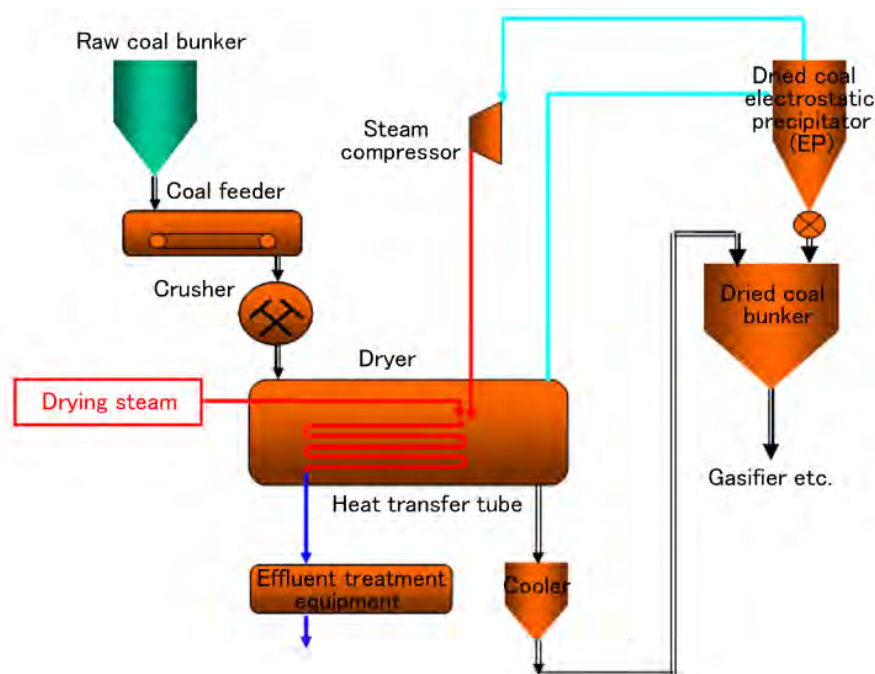
Raw coal ⇒ De-watering (15MPa, 330°C) ⇒ from hydrophilic to hydrophobic ⇒ Slurry

Courtesy: JCF Brochure by JGC Co.Ltd.

図4.3-8 低品位炭のスラリー化プロセス

(3) 高効率褐炭乾燥技術

この装置は、低品位炭を蒸気を使った乾燥装置内で事前乾燥する方法である。図 4.3-9 に三菱重工が提案しているこのシステムの系統図を示す。



Courtesy :MHI Technical review Vol.48 No.3 (September 2011)

図 4.3-9 褐炭乾燥装置の概略図

原炭バンカーから供給された低品位炭は、クラッシャーで適切な大きさ(粒度)に粉砕され、乾燥装置に送られる。乾燥された石炭は冷却されたのち、ボイラーに供給される。石炭から発生した粉じんは蒸気と分離される。一部は蒸気圧縮機により再び圧縮して乾燥装置の加熱源として利用することで、潜熱を回収することが可能となる。

4.3.4 日本の技術の優位性

日本のクリーンコール技術の開発状況を表.4.3-2 に示す。

表 4. 3-8 クリーンコール技術(CCT)の開発状況

	設備規模	開発コスト (既存技術 対比)	開発段階	タールへの適応 可能性評価
1)褐炭燃焼ボイラー	小～大	小	商用化	◎
2)循環流動床ボイラー	中(～400MW)	小	商用化	◎
3)石炭ガス化複合発電	中(～300MW)	大	実証中	△*2
4)石炭ガス化燃料電池発電	中 (～150MW)	大	実証中	△*3
5)石炭液化・ガス化技術	中	中	実用化(低効率)	△*2
6)低品質炭改質技術(UBC)	小(～15MW)	中	実証段階	△*2
7)石炭スラリー化	小(～10MW)	中	実証段階	△*2
8) 褐炭事前乾燥技術	中 (～250MW)	中	実証段階	△*2

出典:JICA Survey Team

注釈:*1:小;同程度、中;1.5倍まで、大;1.5倍以上、*2:5～10年後、*3:10～20年後

IGCC、ガス化、液化などの他の技術は、現在実証中の段階である。IGCCは技術的には高効率であるがさらなるコストダウンが必要であり、ガス化・液化技術は、大量生産への信頼性確保などの改良が必要である。しかし、実証運転が成功裡に終われば、その技術は他の国に比べて優位性を持つ可能性が高いと考える。この中で、次に適応の可能性があるとするれば、石炭ガス化複合発電である。また、UBC・液化およびスラリー化は、輸送などを行う技術改良としての可能性が高いものと想定される。

第5章 周辺・関連インフラ設備

第5章 周辺・関連インフラ設備

5.1 延伸送電線

5.1.1 タール周辺地域の現状

(1) 発電所

現状タール炭田地区には石炭火力発電所は存在しない。しかし、将来多くの発電所建設の計画がある。現時点におけるタール炭田地区の発電所の具体的な開発計画を表 5.1-1 に示す。発電所の完成年度は明確ではないが、近い将来少なくとも合計 3,200MW の建設が民間投資により計画されている。そのため、発電した電力をカラチやその他の消費地区に送電するためにタール地区と既存 500kV 送電線間に 500kV 送電線の建設が必要となる。

表 5.1-1 タール地区における発電所の開発計画

Name of Block	Name of Developer	Capacity	Remarks
Block I	Global Mining Company	900MW	
Block II	Engro Powergen	1,200MW (Finally)	
Block V	Government of Pakistan	-	UCG Pilot Project
Block VI	Oracle & KESC	1,100MW (Finally)	

出典: TCEB

(2) 送電線

タール地区においては、132kV 送電線と 66kV 送電線が西側の電力網に接続され、同地区および東部のインド国境付近へ電力供給を行っている。最も近い 500kV 変電所は、タールから約 250km 離れたジャムショロに位置する。そのため、発電した電力をタールから電力の消費地区へ供給するために、発電所の試運転前には 500kV 送電線を建設する必要がある。



写真 5.1-1 66kV イスラマコット変電所

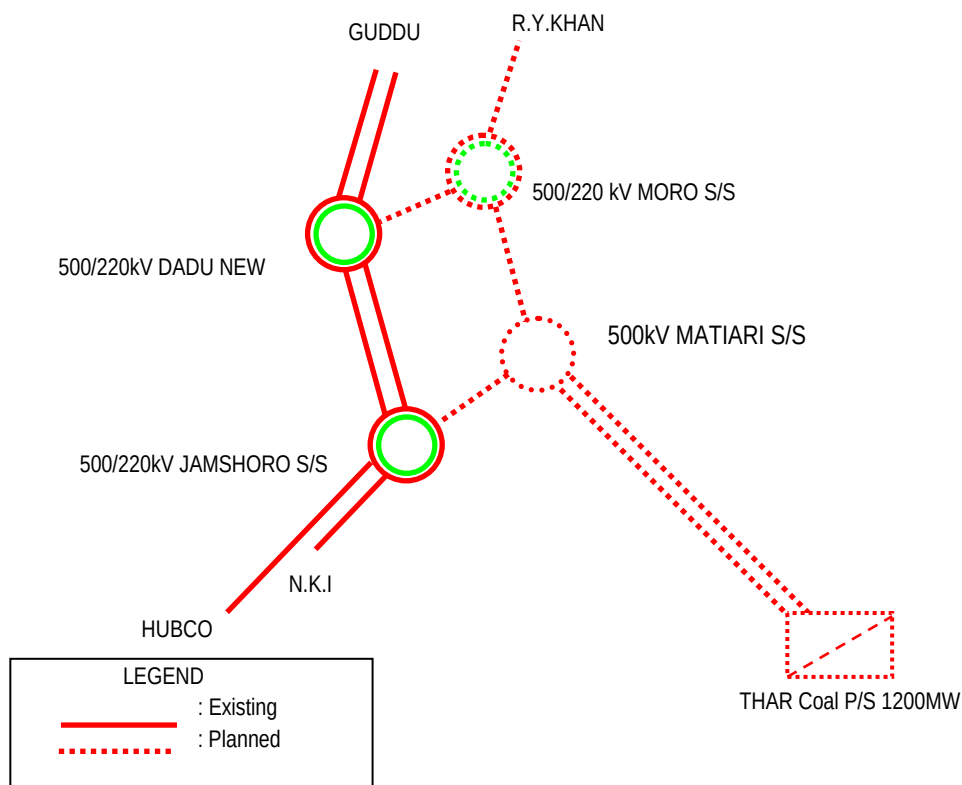


写真 5.1-2 既存 66kV 送電線

5.1.2 500kV 送電線の拡張計画

(1) 500kV 送電線のタール炭田への拡張計画

上述した状況のため、NTDC はタール地区への 500kV 送電線の拡張を計画している。2016-17 年におけるタール地区周辺の 500kV および 220kV 送電線を図 5.1-1 に示す。

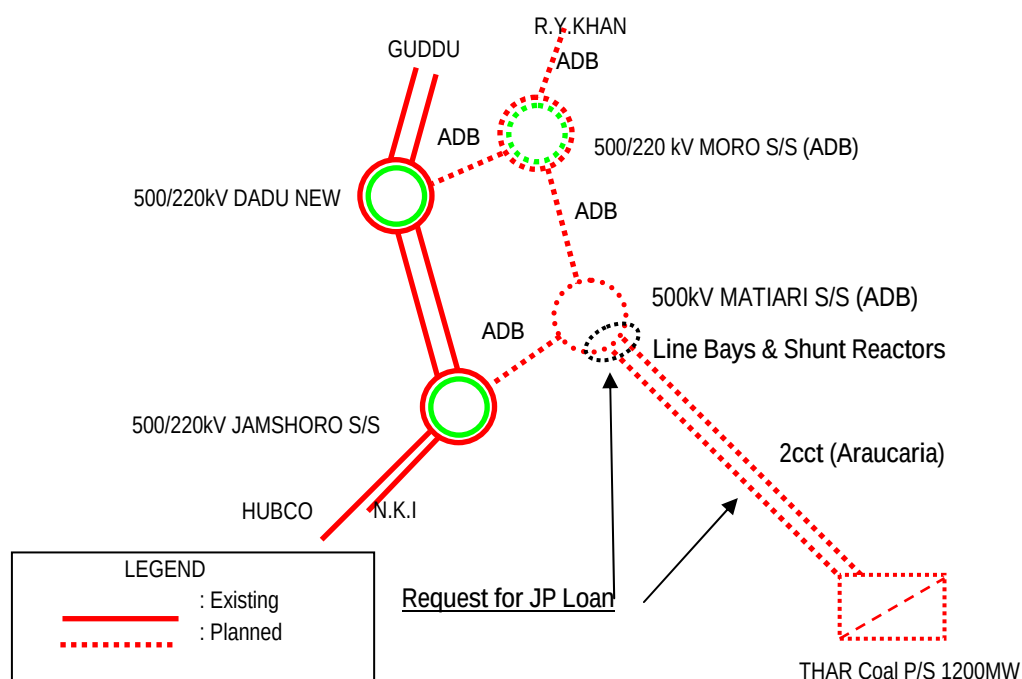


出典: NTDC

図 5.1-1 シンド州周辺の500/220 kV 送電線の計画(2016 – 17)

(2) 500kV 送電線拡張に係わる資金計画

NTDC が資金源によりスコープを分割した 500kV 送電線の拡張計画を図 5.1-1 および表 5.1-2 に示す。タール – マティアリ間の 500kV 送電線の拡張については、NTDC は日本の ODA ローンによる支援を強く要望している。その他の 500kV 送電線の拡張については、ADB の資金源により実施される予定である。なお、PC-1 によれば、ADB 資金による送電線の拡張は、2016 年の 6 月に完成予定となっている。



出典: NTDC

図 5.1-2 500kVネットワーク拡張に係わる資金源による業務範囲

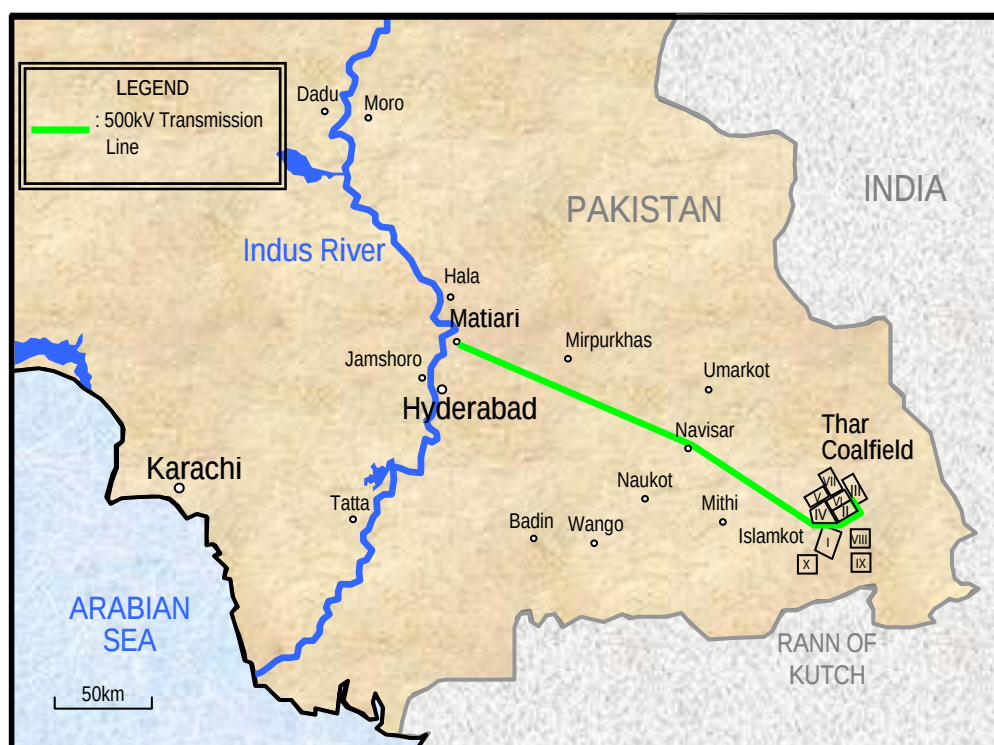
表 5.1-2 500kVマティアリ開閉所周辺の500kV送電線の業務範囲

No.	Description	Financed by ADB	Request for JP Loan	Owner of P/S
1	Between Thar S/S and Matiari S/S			
1)	Construction of 500kV Transmission Line		○	
2)	Construction of 500kV Thar S/S (ENGRO P/S)			○
3)	Construction of 500kV Matiari S/S	○		
4)	Extension of 2 x 500kV Line Bays with 3 x 37MVA Shunt Reactors at 500kV Matiari S/S		○	
2	Between 500kV Matiari S/S and 500/220kV Jamshoro S/S			
1)	Construction of 500kV Transmission Line	○		
2)	Expansion of 500kV Line Bay at 500/220kV Jamshoro S/S	○		
3	Between 500kV Matiari S/S and 500/220kV MORO S/S			
1)	Construction of 500kV Transmission Line	○		
2)	Construction of 500/220kV MORO S/S	○		

出典: NTDC

(3) タール炭田への接続

タール炭田-マティアリ間 500kV 送電線の F/S 調査は NTDC の下でカナダの SNC-LAVALIN とパキスタンのローカルコンサルタントである NESP により実施されている。また、500kV 送電線に係わる PC-1 は既に承認されており、プロジェクト費用は約 Rs. 223 億となっている。500kV 送電線のルート図および主要な機材リストを以下に示す。



出典: Prepared by the JICA Survey Team

図 5.1-3 500kV 送電線タール- マティアリ間のルート図

表 5.1-3 500kV送電線 タール- マティアリ間に係わる主要機材リスト

No.	Description	Unit	Qty.
1	Tower	Nos.	694
2	Conductor (Arucaria)	km	6,300
3	Shield Wire	km	263
4	OPGW	km	263
5	Insulator 82kN	Nos.	20,056
6	Insulator 160kN	Nos.	290,996
7	Conductor accessories, hardware and grounding sets etc.	Lot	1

出典: PC-1 for Interconnection of Thar Coal-based 1200MW Power Plant with NTDC

表 5.1-4 500kV マティアリ 開閉所の拡張に係わる主要機材リスト

No.	Description	Unit	Qty.
1	Circuit Breaker	Sets.	5
2	Bus Isolator	Sets	8
3	Line Isolator	Sets	2
4	CT	Nos.	15
5	PT	Nos.	6
1)	Lightning Arrestor	Nos.	13
2)	Shunt Reactor (3 x 37 MVAR)	Nos.	2
6	Spare Shunt Reactor (1 x 37 MVAR)	Nos.	1

出典: PC-1 for Interconnection of Thar Coal-based 1200MW Power Plant with NTDC

表 5.1-5 プロジェクトコストの概要

Unit: Rs. in million		
No.	Description	Total
1	Construction of 500kV Transmission Line (250km)	15,945.36
2	Extension of 500kV Matiari Switching Station	1,418.34
3	General (Transportation & Vehicle)	30.25
4	Engineering & Consultancy	347.91
5	Others (interest and others)	4,563.87
Total		22,305.73

出典: PC-1 for Interconnection of Thar Coal-based 1200MW Power Plant with NTDC

(4) 500kV 送電線の建設スケジュール

タール炭田発電所への送電線計画に係わる PC-1 に記載されている建設スケジュールを図 5.1-4 に示す。

Work Item	The dominical year	2011				2012				2013				2014				2015			
	Fiscal year in Pakistan	2011-2012				2012-2013				2013-2014				2014-2015							
	Month	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6				
1 Appointment of consultants, design, drawings and preparation of bidding																					
2 Bidding																					
3 Evaluation & award of contract																					
4 Civil works																					
5 Manufacturing and shipment equipment																					
6 Installation & Erection																					
7 Testing & Commissioning																					

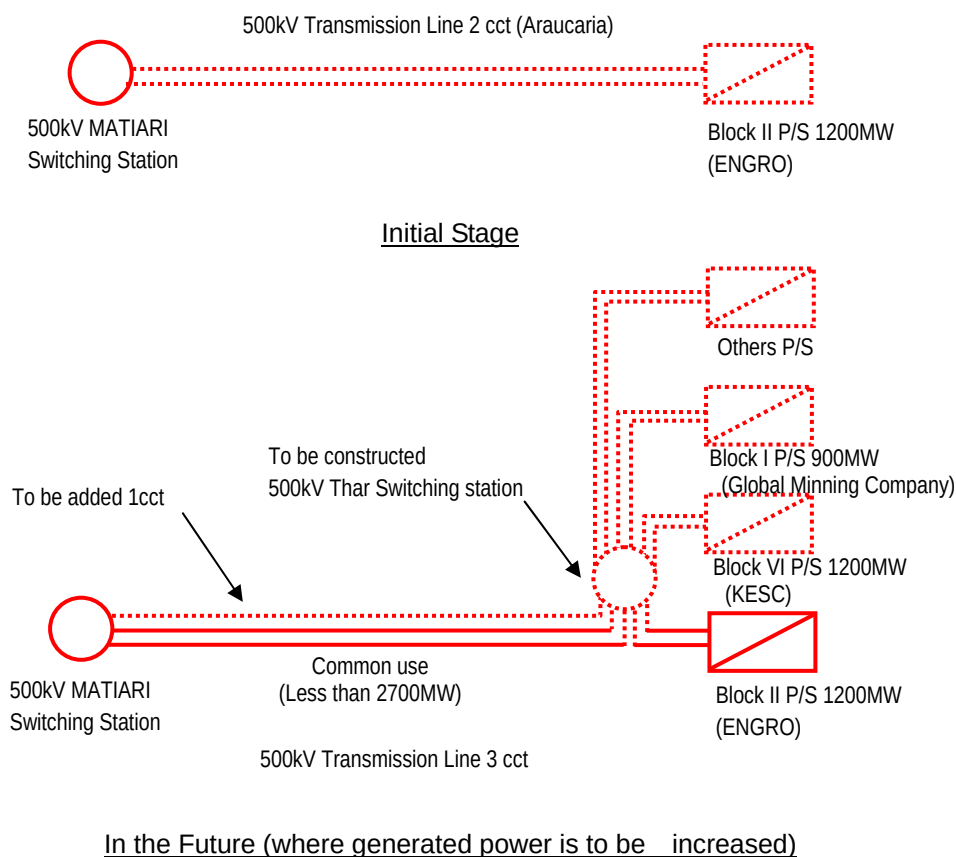
出典: PC-1 for Interconnection of Thar Coal-based 1200MW Power Plant with NTDC

図 5.1-4 建設スケジュール

この建設スケジュールによれば、タール炭田への接続工事の完了は 2015 年 6 月となっている。しかし、現時点において、設計作業も始まっておらず、このスケジュールどおりに完成することは困難であると想定される。また、このスケジュールはローン契約に係わる期間等を考慮しておらず、入札、入札評価および契約も短い。そのため、現実的なスケジュールにするため、大幅な修正が必要である。

(5) 500kV 送電線の運用方法

タール-マティアリ間の 500kV 送電線は、初期段階として Block II の発電所に接続するために 2 回線で建設することを計画されている。500kV 送電線の電線は AAAC の Araucaria を使用することが F/S で記載されており、Araucaria は、N-1 システムを適用する場合、75 度の電線温度時において許容送電容量が約 2,700MW である。しかし、既に具体化された発電所建設計画では、発電容量は少なくとも 3,200MW であり、許容送電容量である 2,700MW を超過するため、新たに送電線の建設が必要になる。



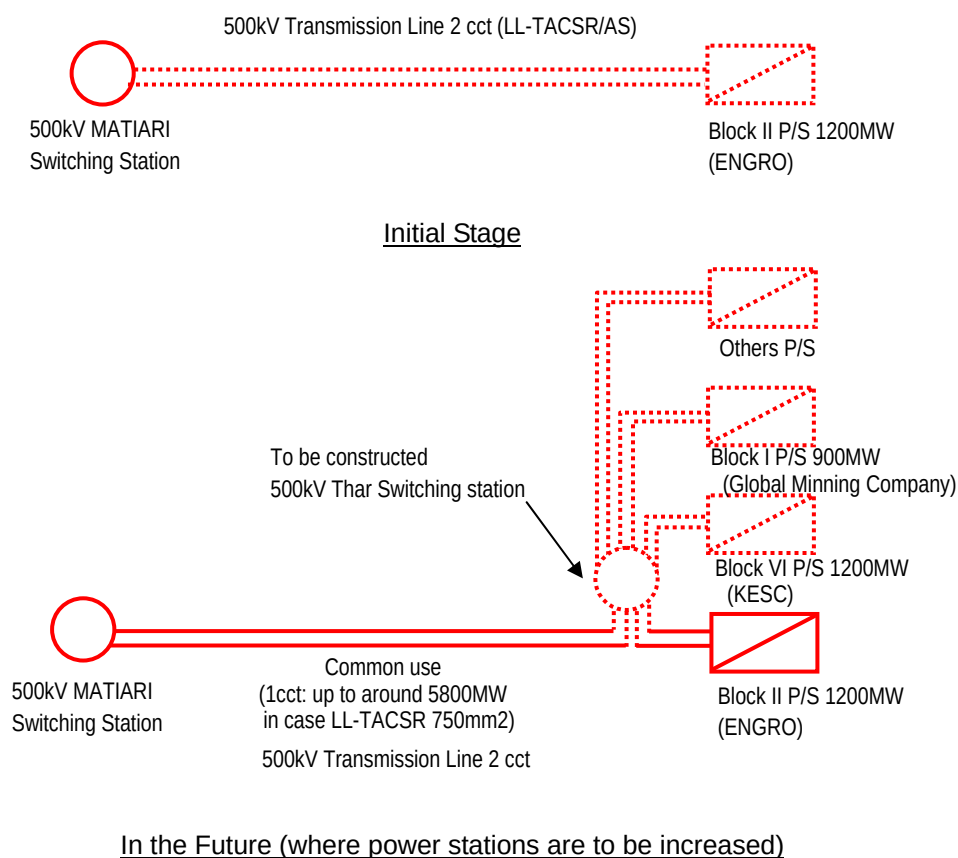
出典: JICA Survey Team

図 5.1-5 500kV送電線の運用方法 (オリジナル)

5.1.3 500kV 送電線計画における提案

(1) 低損失電線(LL-TACSR/AS)の採用

3,200MW の発電所の計画があり、さらに将来多くの発電所の建設の計画があるため、AAAC や ACSR のような通常の電線の 500KV 送電線への適用は、経済的でなく、適切でない。少なくとも具体化された 3,200MW 以上の容量の送電が可能な電線を適用することが望ましい。そのため、トータルコストを縮減するために、送電容量の増加させることができる低損失電線(LL-TACSR/AS)の適用を推奨する。推奨する運用方法を図 5.1-6 に示す。



出典: JICA Survey Team

図 5.1-6 500kV 送電線の運用方法 (推奨案)

LL-TACSR/AS は、送電ロスの低減および送電容量を増大させるなど多くの利点を持っている。送電ロスを低減させる場合、通常では太いサイズの電線を用いたり、1 相当りの電線の数を増やす方法がとられている。しかし、LL-TACSR/AS はアルミニウムの面積を増やすことで、既存の ACSR と同じ外径で、低損失化を達成することができる。LL-TACSR/AS の詳細な断面および AAAC との特性比較を表 5.1-6 に示す。

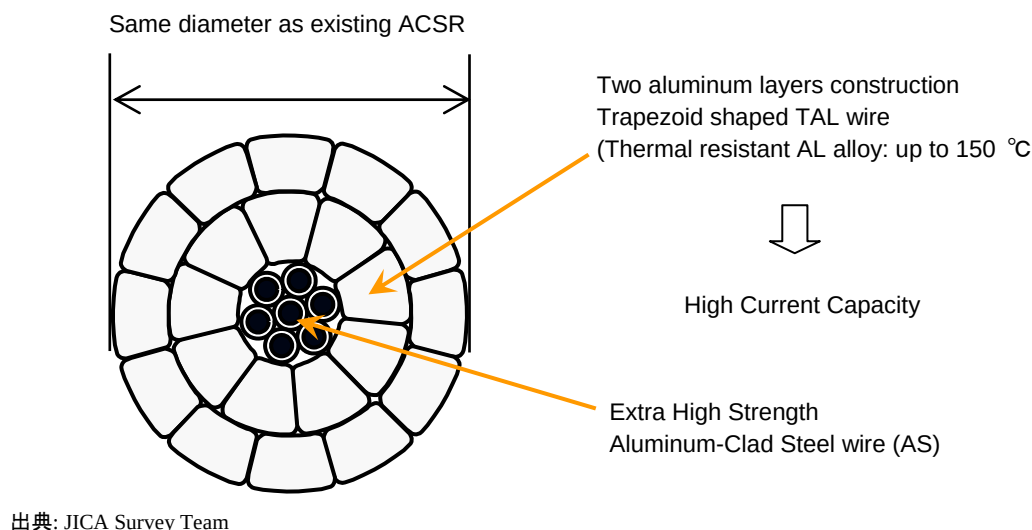


図 5.1-7 LL-TACSR/ASの構造

表 5.1-6 AAACとLL-TACSR/ASの比較

Description		AAAC "Araucaria" 820 mm ²	LL-TACSR/AS 430mm ²	LL-TACSR/AS 550mm ²	LL-TACSR/AS 750mm ²
Overall Diameter (mm)		37.3	25.2	28.62	32.9
Sectional Area AL / Core(mm2)		821.1	429.1 / 29.09	550.4 / 40.08	751.2/33.00
Nominal Weight (kg/km)		2269.5	1,399	1,814	2,310
Min. breaking load (kN)		242.24	106.9	140.5	159.9
D.C. resistance at 20 degrees (ohm/km)		0.0406	0.0677	0.0526	0.0387
Allowable continuous operation Temp.		75	150	150	150
Applicable N-1 System (Transmission Capacity)	Ambient Temp. at 40 degrees	Up to 2700MW	Up to 4100MW	Up to 4900MW	Up to 5800MW
	Ambient Temp. at 52.5 degrees	-	Up to 2300MW	Up to 2700MW	Up to 3200MW
Transmission Loss per year (kWh/year)	750MW	14,323,432	23,541,254	18,409,241	13,828,383
	1500MW	56,930,632	93,963,695	73,376,237	55,204,620
	3000MW	230,485,146	375,858,082	299,491,746	225,884,486
Conductor Price (US\$ / m)		6.2	8.3	10.1	13.1

出典: JICA Survey Team

特に、LL-TACSR/AS は本プロジェクトにおいては、送電容量増大の観点において利点をもたらす。初期費用は LL-TACSR/AS の方が高くなるが、将来の拡張を考慮すると経済的に有利である。また、Araucaria を採用した場合、外気温が 40 度においても予想される 3,200MW の容量を N-1 システムによって運用することができない。500kV 送電線タール-マティアリ開閉所間の建設費用の比較を表 5.1-7 に示す。LL-TACSR750mm² を採用した場合の建設費用は Araucaria と比べ約 1.3 倍となる。しかし、送電容量は倍増し、タール地区での最大外気温である 52.5 度においても N-1 システムによる運用が可能である。そのため、LL-TACSR/AS750mm² を本送電線に推奨する。

表 5.1-7 500kV送電線 タール-マティアリ開閉所間における建設費用の比較

Description	Unit: Rs. million			
	AAAC "Araucaria"	LL-TACSR/AS 430mm ²	LL-TACSR/AS 550mm ²	LL-TACSR/AS 750mm ²
1. Construction Cost				
- Crop Compensation and Clearing	12.50	12.50	12.50	12.50
- Steel Towers	4,261.00	4,261.00 *1	4,474.05 *2	4,900.15 *3
- Conductor	4,415.13	5,510.65	6,553.79	8,284.58
- Insulator Strings	2,328.49	2,328.49	2,328.49	2,328.49
- Shield Wire and OPGW	676.73	676.73	676.73	676.73
- Hardware and Accessories	68.74	68.74	68.74	68.74
- Dampers	242.75	242.75	242.75	242.75
- Grounding Material	26.20	26.20	26.20	26.20
- Civil Works and Installation Cost	3,913.82	3,913.82 *1	4,109.51 *2	4,500.89 *3
2. Consulting Services (2%)	318.91	340.82	369.86	420.82
3. Others (Administration:2%, Contingency:3%)	797.27	852.04	924.64	1,052.05
Total	17,061.54	18,233.74	19,787.26	22,513.90

出典: Prepared by JICA Survey Team

Note: Above project cost is based on PC-1 for Interconnection of Thar Coal-based 1200 MW Power Plant with NTDC System.

*1: Although sag will increase by around 2 m because the allowable continuous operation temperature is up to 150 °C, since LL-TACSR430 mm² is lightweight and has light tension compared with Araucaria, it is assumed that steel tower of total weight and civil works will be at the same level as Araucaria.

*2: Although sag will increase by around 2 m because the allowable continuous operation temperature is up to 150 °C, since LL-TACSR550 mm² is a little lightweight and tension is a bit lighter compared with Araucaria, it is assumed that steel tower of total weight and civil works will increase 1.05 times compared with Araucaria.

*3: Since sag will increase by around 5 m because the allowable current is high, it is assumed that steel tower of total weight and civil works will increase 1.15 times compared with Araucaria

5.2 産業用水供給設備

5.2.1 現状

タール地域では、表流水が不足する一方、その他の水源からの水の供給は高価で不安定という問題がある。これは、運河から水をくみ上げ、点在する村々に給水する際、それにかかる電気代が高くつくためである¹。

Pakistan National Drainage Program (NDP) プロジェクトの運河系統図を図 5.2-1 に示す。ナラ (Nara) 運河には多くの支流がある。タールパーカー (Tharparker) 地方に最も近い支流はミスラオ (Mithrao) 支流運河である。いま現在ある町や村への生活用水供給用パイプラインは、ミスラオ支流運河のナウコット (Naukot) 支流のひとつを起点に建設された。このパイプラインはタールパーカー地方の政府機関があるミティ (Mithi) 地方の住民に、水を供給するために使われている。ただし、このシステムの末端では水が不足し、複数のブースターポンプと 300mm のパイプラインを使用しているにも関わらず、1 週間に 1 回程度しか水を供給できていない状態にある。

地下水を利用する場合、ほとんどの地域でその深度は 60～70m となっており、100m を超える地域もある。全ての村で井戸が掘られているが、その水質は常に汽水性である。飲料用に浅い穴を掘って埋め込んだ小さな土製の壺に雨水を貯水しているものの、3～4 ヶ月の長期間利用することはできない。

ミティ (Mithi) とイスラムコット (Islamkot) は、中心部に限られるが、唯一家内まで給水パイプが引かれている地域である。シンド州の大部分の都市や町は、インダス川に近い都市や町も含め淡水不足に直面している。既存のパイプラインは現在の水需要を満たす能力は有しているが、炭鉱開発プロジェクトとその操業段階での水需要を満たすことは難しい。

安全な飲料水は貴重で、衛生設備は郊外の町や村、特に開発段階あるいは未開発のタールパーカー地域では見られないぜいたくな施設である²。

¹ Government of Sindh, 2009

² Environmental Management Consultants, 2012



5.2.2 計画の概要

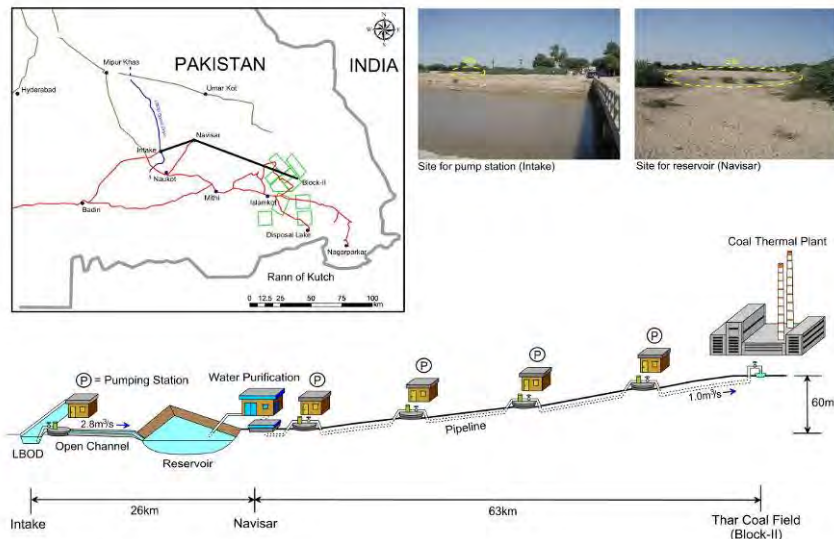
用水供給には 2 つの計画がある。ひとつは水処理施設の設置を含む LOBD からナビサルへの用水供給計画、もうひとつは Navisar からタール炭田への処理水供給計画である³。

(1) LOBD からの用水供給計画

LOBD からの揚水供給計画は進行中で、詳細は以下のとおりである。

- 1) 要素-I: LOBD RD-362 地点から LOBD 排水利用とナビサル貯水池への処理・運搬計画。
 - Sindh Irrigation and Drainage Authority が計画を実行中である。
 - LOBD より 2.8m³/sec の水を汲み上げ、26km の開水路を使ってナビサル貯水池までポンプによって送り込む。
 - 貯水池の水は、ナビサル貯水池に隣接する RO 処理施設で 1.0m³/sec、TDS10,000 程度にまで浄化する。
- 2) 要素-II: ナビサル貯水池からタール炭田までの LOBD 排水を利用した用水供給計画。
 - ナビサルとバジハール(タール炭田)間は約 63km のパイプラインを使用する。
 - バジハールの標高は、ナビサルより約 60m 高い。
 - タール炭田への用水供給にはいくつかのブースターポンプ場の建設が計画されている。

LOBD からの用水供給計画を図 5.2-2 に示す。



出典: JICA Survey team

図5.2-2 LOBDからの用水供給計画

³ Thar Coal and Energy Board, 2012

(2) 逆浸透処理設備の設置

Sindh Coal Authority はタール砂漠の採鉱地域の近くに居住する住民に対し、長期間かつ経済的な飲料水の解決策を提供する事業を行ってきた。汽水性/塩水性地下水は精巧な逆浸透膜(脱塩水化)技術によって飲料水へと変えられる。

この計画のパイロットプロジェクトの開始とともに、タールパーカー地方のサブハローシャ(Sabharo Shah)、イスラムコット(Islamkot)、クヘトレ(Khetle)、ミティ(Mithi)の4箇所に最初の RO 設備が設置された。これらの設備の稼働は成功し、飲料水が既存の水供給計画に則って、給水車と同様に無料(現在は有料)で配給された。このように、Sindh Coal Authority はタールパーカー州において RO 施設を設置することで、その目的である工業用水と飲料水の供給を達成した。これらの設備から、清浄で安全な飲料水がパイプラインや給水車によって30の村の約40,000人に提供されている。主要なパイプラインはナラ運河からミティとイスラムコットを経由してナガルパーカーまで敷設されている (GoS, 2009)。

サブハローシャの RO#4 とミティの RO#2 の両施設を、9月30日から10月3日に実施した第1回の現地調査の際に視察した。運転・修繕会社による請求は当初1ガロンあたり Rs.0.12 であったが、現在は Rs.0.16 に値上がりしている。これには現場に電気がない場合のディーゼル発電料金が含まれている。



写真 5.2-1 Existing RO Plant (#4)



写真 5.2-2 Method of Water Supply from RO

RO#4 では、原水として水中ポンプによって深度 200m の石炭下部帯水層から TDS5,000～6,000ppm の地下水を、RO#2 では、深度 150m から TDS 10,000ppm の地下水を汲み上げて利用している。原水は、化学処理が施されたあと円筒形の RO 膜へと導かれる。処理後は苛性ソーダによって PH が調整され、最終的に生産される水は TDS が 250ppm 以下になる。膜の使用可能年数は 3～5 年である。

原水の約 50%、すなわち 30GPM の水をつくる際に 40GPM の水が、浸透膜に入ることができず無駄になっている。この水は池に排水されて、砂丘砂帯水層内へと浸透する。

5.2.3 建設スケジュール

用水供給の建設スケジュールは次のとおりである⁴：

(1) LBOD からの用水供給

1) 要素-I:

- ・すでに請負業者へ委託されている。
- ・計画は 2014 年 6 月に完了予定である。

2) 要素-II:

- ・計画のためのコンサルタントはすでに選定されている。
- ・予備調査が現在進行中である。
- ・計画は 2014 年 10 月に完了予定である。

(2) 逆浸透処理設備

タール炭田とその隣接地域に、新たに 110 箇所の RO 設備を設置する計画である。事業は実施中で、現在 45 箇所の RO 設備が稼動中で、41 箇所が工事中または委託前の段階にある。81 箇所の施設が完成するとその供給能力は 6.14MGD、今後設置予定の 29 箇所には 2.2MGD の供給能力がある。

5.2.4 建設費用

タール炭田への用水供給に関し、要素-I に Rs.50 億、要素-II に Rs.40.78 億、合計約 Rs.91 億の建設費用が見込まれている。シンド州政府は 2012～2013 年の間に、要素-I に Rs.20 億、要素-II に Rs.10 億、合計 Rs.30 億を割りあてた(Thar Coal and Energy Board, 2012)。

「水道施設設計指針 2012」(以下、Guide of Water とする)に基づき、新規に建設されるパイプラインとポンプの大きさ・数量を、表 5.2-1 に示すように計算した⁵。

日本で水道用として使用されるポンプのほとんどが渦巻ポンプであるため、当該用水供給ポンプ設備は日本工業規格(JIS)に適合する両吸込渦巻ポンプを使用するものとする。さらに使用するポンプはコスト削減のため特注品を使用せず、メーカーの汎用品を使用するものとする。

以上より、ポンプの数や各諸元、パイプラインの口径などの各施設諸元の前提条件は、1)ポンプの口径は 0.5m 以下、2)ポンプ 1 台当りの全揚程は 100m 以下とした。

計算は以下の 3 ケースとした。

- 1) ケース 1:ポンプ所 1 箇所当りのポンプ系列数=3、送水管径=0.7m、ポンプ段数=5
- 2) ケース 2:ポンプ所 1 箇所当りのポンプ系列数=4、送水管径=0.7m、ポンプ段数=6

⁴ Thar Coal and Energy Board, 2012

⁵ Issued by Japan Water Works Association (日本水道協会)

3) ケース 3: ポンプ所 1 箇所当りのポンプ系列数=4、送水管径=0.8m、ポンプ段数=6

表5.2-1 パイプラインとポンプの計算

No.	記号	項目	計算値			単位	計算式	備考
			ケース1	ケース2	ケース3			
1	Q_1	総送水量	60	60	60	m ³ /min	1m ³ /sec * 60sec	現行計画より
2	N_1	ポンプ所1箇所当りのポンプ系列数	3	4	4			
3	Q_2	ポンプ1台当りの吐出し量	20	15	15	m ³ /min	Q_1/N_1	
4	v	ポンプ吐出し口の流速	1.5	1.5	1.5	m/sec		標準値
5	D_1	ポンプの口径	0.6	0.5	0.5	m	$146 \cdot (Q_2/v)^{0.5}$	JIS規格より0.5m以下とする
6	D_2	送水管径	0.7	0.7	0.8	m		
7	C	流速係数	110	110	110			新規鉄管を想定
8	L_1	送水管総延長	63,000	63,000	63,000	m		現行計画より
9	N_2	ポンプ段数	5	6	6			
10	L_2	ポンプ1台当りの送水延長	12,600	10,500	10,500	m	L_1/N_2	
11	H_1	総実揚程	60.0	60.0	60.0	m		現行計画より
12	h_a	ポンプ1台当りの実揚程	12.0	10.0	10.0	m	H_1/N_2	
13	h_l	管路の損失水頭	127.69	106.41	55.53	m	$(10.666 \cdot Q_2^{1.85}) / (C^{1.85} \cdot D^{4.87}) \cdot L$	ヘーゼン・ウィリアムズ公式
14	h_v	速度水頭	0.11	0.11	0.11	m	$v^2/2g$	
15	H	ポンプ1台当りの全揚程	139.81	116.53	65.65	m	$h_a + h_l + h_v$	<100mとする（メーカー汎用品の範囲）
17	N_p	ポンプの回転速度	1000	1000	1000	min ⁻¹		標準値（水道指針より）
18	N_s	ポンプの比速度	109.99	109.20	167.93		$N_p \cdot Q^{0.5} / H^{(3/4)}$	
19	H_a	大気圧	10.33	10.33	10.33	m		標準値（水道指針より）
20	H_p	飽和蒸気圧力	0.43	0.43	0.43	m		30℃を想定
21	H_s	吸込実揚程	0	0	0	m		
22	H_l	吸込管の損失水頭	0	0	0	m		
23	h_{sv}	利用できる有効吸込水頭	9.90	9.90	9.90	m	$H_a - H_p + H_s - H_l$	
24	S	吸込比速度	1200	1200	1200			標準値（水道指針より）
25	H_{sv}	ポンプが必要とする有効吸込水頭	5.78	4.77	4.77	m	$(N_p \cdot Q^{0.5} / S)^{(4/3)}$	
26	$h_{sv} - H_{sv}$	キャビテーション判定	4.12	5.13	5.13	m		>1でOK

出典: Prepared by JICA Survey Team

上記前提条件による、計算結果は以下のとおりである。

- 1) ケース 1: ポンプ口径>0.5m、全揚程>100m のため、NG
- 2) ケース 2: ポンプ口径=0.5m、全揚程>100m のため、NG
- 3) ケース 3: ポンプ口径=0.5m、全揚程<100m のため、OK

したがって、ポンプ及び管路は、ポンプ系列数=4、ポンプ段数=6、総ポンプ数=24、1 台のポンプの吐出量 15m³/min、ポンプ口径=0.5m、送水管径=0.8m となる。

パイプライン、ポンプ場、水処理施設の初期投資と運転および修繕費用は、近隣諸国の例に基づく
と表 5.2-2 に示すように見積られる。また、運転および修繕期間は 2017 年から 30 年間と仮定し、
機械および電気設備は運転開始から 15 年ごとに交換するものとした。計算結果は、総費用
Rs.734 億 9,900 万、1m³あたり Rs.77.7 となった。

表 5.2-2 用水供給システムに係わる費用

Item	Spec	Quantity	Unit Price (Rs)	Total (mil. Rs)
1. Initial Cost				
(1) Pipeline	Pipe works DCIP D800	63,000m	78,650	4,955
(2) Pumping Stations				
1) M&E	Pump (15m ³ /min)	24 nos.	121,000,000	2,904
2) Civil		6 stations	121,000,000	726
(3) Water Treatment Plant	RO Plant 60m ³ /min	86,400m ³ /day (treatment volume)	169,400	14,636
Sub-total of Initial Cost				23,221
2. Maintenance Cost (Period = 30 years)				
(1) Pumping Stations		30yr. x 24nos.	6,050,000	4,356
(2) Water Treatment Plant		30yr. x 365days x 86,400m ³ /day	30	28,382
Sub-total of Maintenance Cost				32,738
3. Replacement Cost (In the 15th year)				
(1) Pumping Stations	Pump (15m ³ /min)	24 nos.	121,000,000	2,904
(2) Water Treatment Plant	RO Plant 60m ³ /min	86,400m ³ /day (treatment volume)	169,400	14,636
Sub-total of Replacement Cost				17,540
Ground Total of 30years Cost				73,499

出典: Prepared by JICA Survey Team

5.3 排水処理設備

5.3.1 現状

タール炭田には河川や運河のような開水路はない。したがって、汽水性/塩水性の水を排水するのは容易ではない。

5.3.2 計画の概要

排水用には直径 1.2m のパイプが使用される。RWE は、水圧 30m、流速 1.2m/sec という条件下での排水量を、 $1.5\text{m}^3/\text{sec}$ と見積もっている。パイプライン起点の標高は 78m、終点の標高は 9m で、起点と終点の標高差は 69m となる。

タール炭田からの $1.4\text{m}^3/\text{sec}$ の排出水を窪地に排水する計画が認可されている。窪地は Dakkar Shah 村近くに位置し、ラムサール条約登録湿地から 7km 離れている。

5.3.3 建設費用

建設総費用は Rs.36 億と見積もられている。

GoS は 2012～2013 年の計画に対し、20 億 Rs の予算を割りあてている。

5.3.4 建設スケジュール

計画のためのコンサルタントはすでに選定された。ただし、地形調査と詳細設計は実施中である。また、コントラクター/会社の入札審査も現在実施中である。計画は 2013 年 12 月に完了する予定となっている。



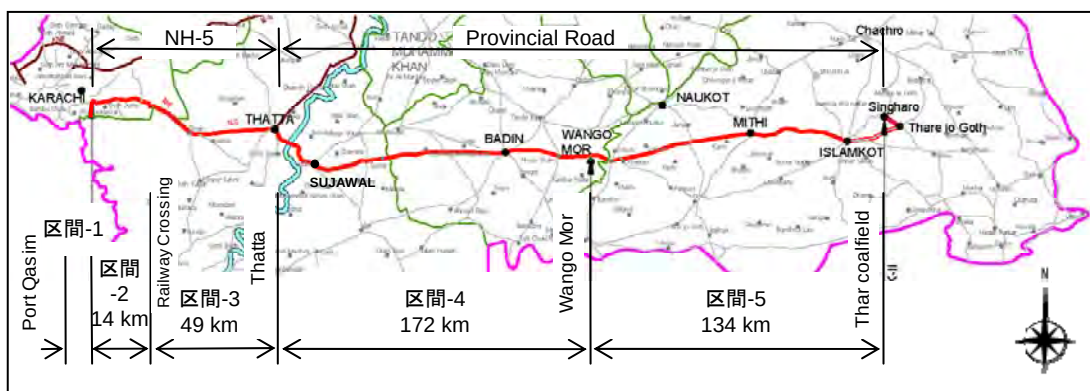
写真 5.3-1 排水候補地

5.4 道路

カラチ港(カシム港)からタール炭田地区へのアクセスルート(路線)は既存道路を補修・改良して利用する計画である。路線上にはタッタ、バディン、ワンゴ・モール、ミティ、イスラムゴットといった地方都市が存在する。路線図及び概念図を図 5.4-1、図 5.4-2 にそれぞれ示す。また、付録 5-3 には路線の現況写真を添付した。

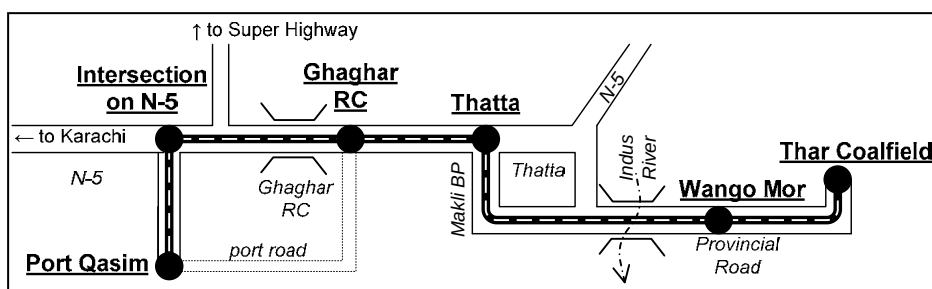
本報告書では検討にあたり、路線を以下の 5 区間に分けて取り扱う。

- ・ 区間-1: カシム港 - 国道5号線交差点 (11 km)⁶
- ・ 区間-2: 国道5号線交差点 - ガッガ跨線橋⁷ (14 km)¹
- ・ 区間-3: ガッガ跨線橋 - タッタ⁸ (49 km)⁹
- ・ 区間-4: タッタ - ワンゴ・モール (172 km)¹⁰



出典: JICA Survey Team using data from SCA

図5.4-1 カラチ港からタール炭田地区までの路線図



出典: JICA Survey Team

図5.4-2 路線概念図

- ・ 区間-5: ワンゴ・モール - タール炭田地区 (134 km)⁵

各区間の所管官庁は、区間-1 がカシム港公社、区間-2 から区間-5 がシンド州公共事業局

⁶ Google Earth を利用して計測した距離

⁷ ガッガ跨線橋の東側端部の交差点

⁸ マクリバイパスの始点

⁹ シンド州財務局 PPP 課から入手した整備延長

¹⁰ SCA から入手した整備延長

(Works and Services Department)である。

なお、国道 5 号線である区間－2 及び区間－3 は、2012 年 7 月に国道整備局 (National Highway Authority) からシンド州に移管された。

5.4.1 現状

(1) 既存道路の状況

調査団はカラチ市からタール炭田地区までの既存道路状況を確認するため、2012 年 11 月 29 日、30 日、及び 12 月 11 日に走行調査を実施した。調査には車載ビデオカメラと携帯型 GPS を使用した。調査結果を以下に示す。

1) カシム港 — 国道 5 号線交差点（区間－1）

本区間は、カシム港港湾施設と国道 5 号線の交差点(図 5.4-3 の点①)を結ぶ臨港道路である。当該交差点はカラチ中心部から 30 km 東に位置し、交差点周辺には多くのトラックやタンクローリーが駐車している。港湾管理者であるカシム港公社が本区間の道路を管理している。



写真5.4-1 カシム港臨港道路

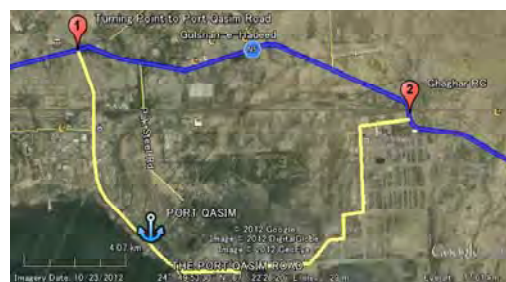


図5.4-3 カシム港臨港道路経路図

本区間はアスファルト舗装の 2 車線道路で、路肩を含む幅員は約 12m である。路面には轍割れやひび割れが多くみられる。

図 5.4-3 に示すとおり、港湾施設の東側にも国道 5 号線と接続するルートがあり、区間－3 の始点のガッガ跨線橋(図中②)に接続する。しかしながら、経路上の線形や舗装が大型車に不十分であるため、トレーラー等の重量車両は利用していない。

2) 国道 5 号線交差点 — ガッガ跨線橋（区間－2）

本区間は国道 5 号線の一部であり、ガッガ跨線橋東側の交差点までの区間である。行政区域としてはカラチ地区に位置する。ガッガ跨線橋から東はタッタ地区となる。区間途中にはスーパーハイウェイへ接続するバイパスが存在する。

道路はアスファルト舗装で、中央帯で分離された片側 2 車線で構成される。この区間の道路は最近整



写真5.4-2 カラチ地区の道路

備され、状態は比較的良好である。道路上空には交通案内版、広告や歩道橋のほか、数か所で低圧線が横断している。

ガッガ跨線橋の 2.5 km 西側には料金所が設置されており、トヨタプラドの通行料は Rs. 25 であった。料金徴収は NHA と契約する NLC (National Logistics Cell) 社が代行し、この区間の補修・維持管理を行っているとの情報を得た。

3) ガッガ跨線橋 — タッタ(区間-3)

この区間は国道 5 号線の一部であり、行政区分ではタッタ地区に位置する。路線上にはダベジ、ガロ、グイジョといった町が存在する。

道路はアスファルト舗装で、対面通行の 2 車線で整備されており、舗装表面はパッチングによる補修跡が多くみられる。町を通過する箇所では車の速度を減速させるためのハンプが設けられている。



写真5.4-3 区間-3の起点

4) タッタ — ワンゴ・モール (区間-4)

この区間はシンド州が管理する延長約 172 km¹¹の州道路(S-85、S-72)であり、アスファルト舗装の対面 2 車線道路である。行政区分としてはタッタ地区とバディン地区にまたがる。インダス川を渡河する橋梁を含む、タッタからスジャワルまでの道路は 2006 年に ADB の資金援助によって改良整備されたため状態が良い。この区間の地形は平坦で、急勾配や小さいカーブは見られない。切土区間はなく、盛土で整備されている。



写真5.4-4 タッタ近郊の道路

路線沿いにはスジャワル、ガロールチ、バディン、ニンド、コスキ、シャディ・ラージ、ワンゴ・モールといった比較的大きな町が形成されている(図 5.4-5 参照)。これらの町で混雑している箇所にはハンプが設置されている。また、バディンには中心部の混雑を迂回するためにバイパス道路が整備されている。

スジャワルからバディンまでの道路は 2010 年のインダス川の氾濫による洪水により大きな被害を受けたが、現在は復旧している。タッタからバディンまでは 7.3 m の車道の両側に 2.0~3.0 m の保護路肩が整備されている。

5) ワンゴ・モール — タール炭田地区 (区間-5)

この区間は州道路(S72-151、154、100、S71-004)であり、バディン地区のワンゴ・モールからタールパーカー地区の拠点(Headquarters)であるミティ及びイスラムゴットを経由するタール炭田地区



写真5.4-5 区間-3の状況

¹¹ SCA より入手した新設バイパス道路を含む距離

までの延長 134 km の道路である。この区間の地勢は他の区間とは異なり、ほとんどの部分がタール砂漠に位置するため、砂丘を超える箇所では道路勾配が大きくなる。道路幅員は 3.0 m から 5.5 m であり、他の 2 つの区間よりも狭い。

道路沿いの多くの箇所、特に凹部では雨水による浸食のため、道路盛土や舗装が崩壊している。区間の一部では飛散した砂に路面が覆われているため、車両の安全な通行に支障をきたしている。

この区間では牛やヤギなどの家畜がしばしば道路を横断したり、群れをなして歩いている。

(2) 道路整備計画

タール炭田地区開発に関連する重量車両の交通を確保するため、以下の区間で道路拡幅、構造物や舗装の再構築、補修といった道路整備が計画されている。

- 区間－3(ガッガ跨線橋 － タッタ) : PPPによる整備
- 区間－4(タッタ － ワンゴ・モール) : SCAによる整備(シンド州予算)
- 区間－5(ワンゴ・モール － タール炭田地区) : SCAによる整備(シンド州予算)

ここに示さない区間－1 及び区間－2 については、すでに今回想定される重量車両と同等の車両が通行しているため、追加の整備は必要とされていない。

道路整備計画の現状に関する情報を以下に示す。

1) PPP による整備

シンド州財務局は区間－3 を PPP で整備するため、事業体の調達に係る関連書類を作成し承認手続きの最終段階にある。承認後、早急な調達手続きの開始を計画している。本件はシンド州で 3 件目の PPP 案件となる見込みである。

2) SCA による整備

PC-1 書類¹²

調査対象道路の PC-1 書類は「セクション1: ガッガ跨線橋 － ワンゴ・モール間」、及び「セクション2: ワンゴ・モール － タール炭田地区間」として、それぞれすでに承認を受けている。

その後、本報告書での区間－3 に該当するガッガ跨線橋 － タッタ間は、シンド州財務局が主導する PPP による整備対象となったため、区間－3 はセクション1の PC-1 書類の対象から除外された。また、建設工事費が当初予定を上回るため、SCA は区間の変更と金額の変更のため両セクションの PC-1 書類の再承認の手続き中である。

EIA

SCA は今回の道路整備内容は部分的であり、ROW(道路用地幅)もごく一部を除いて変更する必要はないため、EIA の手続きは不要と判断している。

設計業務

¹² パキスタンにおける開発事業の行政上の手続きとして、業者の調達に先立ちパキスタン政府の計画局から予算に関する PC-1 書類の承認を受ける必要がある。

SCA は道路整備に係る設計に関し、①タッタ－ワンゴ・モール間(本報告書の区間－4)を EA Consulting (Pvt.) Limited に、②ワンゴ・モール－タール炭田地区間(本報告書の区間－5)を AA Associates in association with Engineering Consultant Intl. (Pvt.) Ltd. に委託した。両区間の設計業務はすでに完了している。

主な設計内容は、タール炭田の建設と採掘に関連する重量車両の通行を確保するための既存道路の拡幅と道路構造物の改良を実施するものである。道路整備内容の詳細は 5.4.2 に後述する。

5.4.2 道路整備計画

(1) 設計概要

既存道路の改良が予定されている区間－3～区間－5の概要について以下に述べる。

シンド州財務局はPPPにより実施される予定の区間－3の事業体の調達及び設計を2013年中に完了するスケジュールを考えている。

一方、2012年11月28日に実施されたSCAによるプレゼンテーション及び調査期間中に数度実施されたSCAとの面談によれば、タッタからタール炭田地区までの区間－4及び区間－5に係る道路設計作業はすでに完了しており、業者調達を実施中である。SCAが実施した道路設計業務の概要を表5.4-1に示す。

表5.4-1 区間－4及び区間－5に係る道路設計業務

区間－4: タッタ－ワンゴ・モール: Thatta – Wango Mor (172 km)	
a. Consultant	EA Consulting (Pvt.) Limited
b. Route	Thatta (B.P.) - Sujawal - Diwan - Golarchi - Badin - Nindo - Khoski – Shadi Large - Wango Mor (E.P)
c. Design Components	- New bypasses; a) Sujawal Bypass, b) Badin Bypass, c) Nindo Bypass, d) Khoski Bypass, and e) Shadi Large Bypass - Rehabilitation/reconstruction of all structures for transmission of heavy vehicle from Sujawal to Wango Mor - Rehabilitation of flood damaged section of 25 km length between Sujawal and Badin. <u>Note: The improvements (widening) of some parts of the road are to be omitted due to the limited budget; however, basic road function for the mine development is supposed not affected.</u> <u>In addition, the segment between Thatta and Sujawal, which was improved through ADB funding, omitted from the scope due to good and technically satisfying conditions found after the review.</u>
d. Contract Packaging	Five Packages
区間－5: ワンゴ・モール－タール炭田地区: Wango Mor – Thar Coalfield Area (134 km)	
a. Consultant	AA Associates in association with Engineering Consultant Intl. (Pvt.) Ltd.
b. Route	Wango Mor (B.P.) - Mithi - Islamkot - Thar Coalfield Area (E.P.)
c. Design Components	- Widening to all section. - Additional widening at curve and intersection at 10 locations for long trailer. - Improvement of existing road including horizontal and vertical alignment. - Improvement of existing structures (e.g., bridges and culvers)
d. Contract Packaging	Seven Packages

出典: JICA Survey Team using material from SCA

(2) 道路の区分

整備後の道路の区分及び管理者は以下の通りである。

- 区間－3(ガッガ跨線橋－タッタ) : 州道、民間(建設期間:2年、コンセッション期間:27年)
- 区間－4(タッタ－ワンゴ・モール) : 州道、シンド州公共事業局
- 区間－5(ワンゴ・モール－タール炭田地区) : 州道、シンド州公共事業局

(3) 設計車両

本道路の設計車両は道路の使用においてクリティカルな条件となる寸法、重量について2つのタイプを考慮している。ひとつは土工事と採掘に使用するための採掘用トラック、もうひとつが火力発電所機材等を運搬するためのトレーラーである。設計車両のリストを表5.4-2に示した。なお、PPP整備の区間－3も同様の設計車両を想定している。

表5.4-2 道路整備で考慮した設計車両

Type	Mining Truck	Multi-axle Trailer
Image		
Maximum Dimension / Weight	31.0 m (L) x 5.5 m (H) x 5.5 m (W) 350 ton	

出典: JICA Survey Team with use of material from SCA

(4) 設計速度

設計速度は区間－3で100 km/h、区間－4及び区間－5で80 km/hとしている。

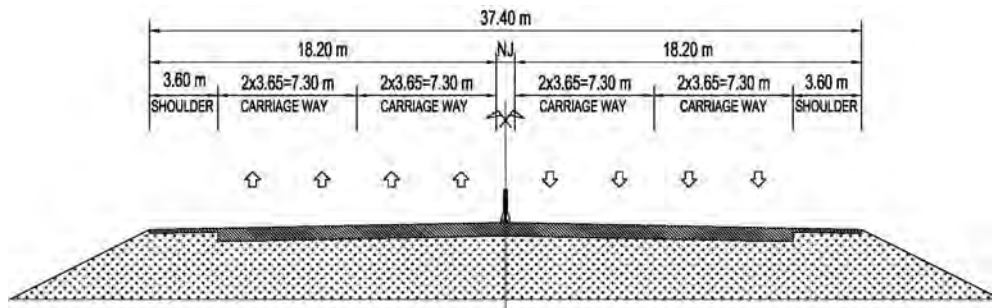
(5) 設計基準

パキスタンの道路設計では、AASHTO(米国全州道路交通運輸行政官協会)の設計基準が広く適用されている。これに加え、主要な橋梁の設計では1967年に西パキスタン道路局が作成した「道路橋梁設計基準」に規定される70トンのクローラ荷重を設計荷重としている。

これに対し、州道路はシンド州公共事業局の慣例的な設計が用いられている。しかしながら、この舗装構成は重要車両の通行に満足するものではない。なお、調査対象道路では全区間において、設計車両を考慮したAASHTOの設計基準を適用している。

(6) 標準横断構成

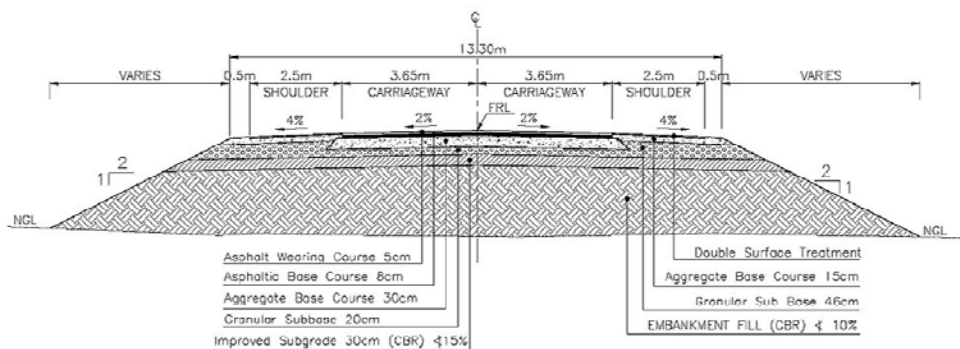
シンド州財務省PPPユニットからの聞き取りを基に、区間－3で計画している標準横断を図5.4-4に示した。



出典: interview from Finance Department, GoS

図5.4-4 区間－3の標準横断面図

区間－4(タッタ－ワンゴ・モール)で計画された道路標準横断を図5.4-5に示す。車道幅は7.3 m (3.65 m x 2車線)であり、2.5 mの(舗装された)路肩と0.5 mの保護路肩が両側に設置される。歩道は含まれていない。



TYPICAL CROSS SECTION

出典: SCA

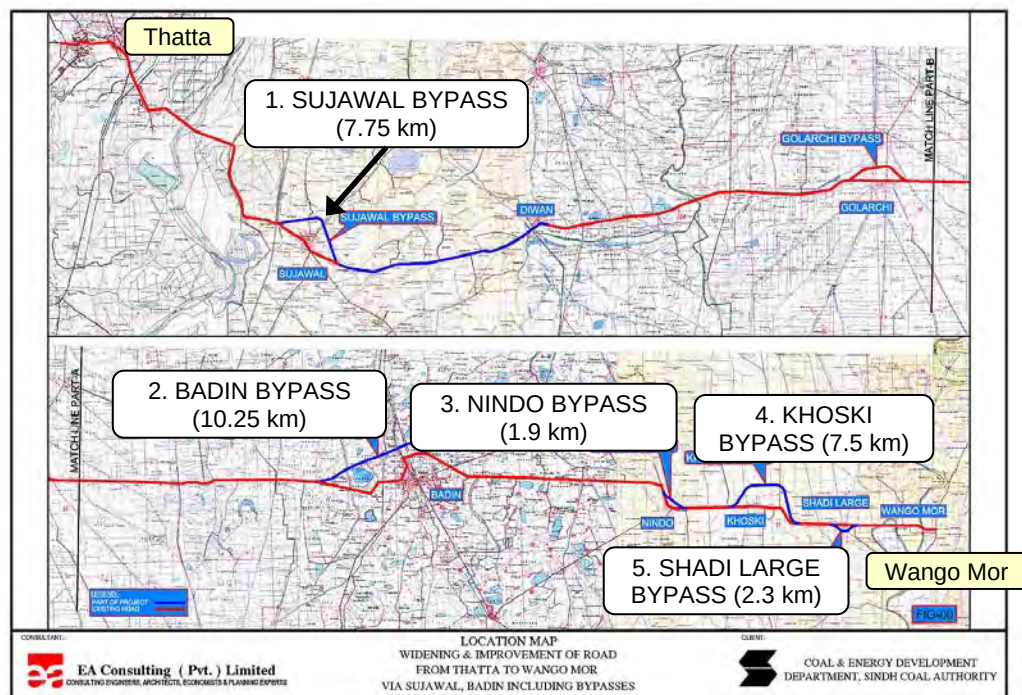
図5.4-5 区間－4の標準横断面図

区間－5(ワンゴ・モール－タール炭田地区)の標準横断は、7.3 mの車道の両側に2.0 mの路肩、1.0 mの保護路肩が計画されている。

SCAからの聞き取りでは区間－4及び区間－5の舗装設計はタール炭田地区すべての鉱区の開発後の重量車両の交通量推計に基づくとのことである。また、舗装構成は両区間で同一の構成となっている。

(7) 道路線形

調査対象道路における整備方針は既存道路の拡幅であり、基本的に線形の変更は生じない。ただし、区間－4では、都市部の混雑を迂回するための新設バイパス道路部で線形が変更される。区間－4で計画された5か所の新設バイパス道路の位置図を図5.4-6に示す。



出典: JICA Survey Team with using location map obtained from SCA

図5.4-6 新設バイパス位置図

区間－5 では、砂丘上に建設された既存道路の縦断勾配が大きく、重量車両の通行に不適切であることから、道路整備では縦断線形の見直しが行われている。また、車両の転回に必要な最小回転半径を確保するために 10 か所の曲線部、交差点部で内側への拡幅が計画されている。

SCA からの資料では停止視距及び追い越し視距を満足する線形とする旨が記載されているが、設計に反映されているかどうかの確認はできなかった。

(8) 道路構造物

対象道路の主要な道路構造物は橋梁とカルバートである。シンド州財務局、SCA によると、設計車両に対する強度が確認された構造物を除くすべての既存構造物が改良または補強されるとの情報を得ている。

5.4.3 工事費

区間－3 は PPP で実施されるため、工事費に関する情報は入手していない。

区間－4 及び区間－5 の道路整備工事に対する予算は、2012 年 3 月に GoS によって承認されている。ただし、前述の通り、設計・積算で増額の必要性が生じたため、PC-1 書類の変更手続き中である。表 5.4-3 に一覧を示す。

表5.4-3 道路整備工事費

Segment	Section	FY2011 (Rs. millions)	FY2012 (Rs. millions)	FY2013 (Rs. millions)	Total (Rs. millions)
Segment-3	Ghaghar RC – Thatta	N/A	N/A	N/A	N/A
Segment-4	Thatta to Wango Mor	10	1,668	1,356 ^{*1}	3,034
Segment-5	Wango Mor to Thar Coalfield	10	1,840	1,551 ^{*1}	3,401

Note: Fiscal Year of Pakistan start on 1st July

^{*1}: to be increased after approval of revised PC-1.

出典: JICA Survey Team

5.4.4 道路整備スケジュール

区間－3 は 2013 年に事業体の調達、設計、2014 に工事着工、2015 年末に工事の完了を見込んでいる。

区間－4 及び区間－5 の道路整備は 12 の工事パッケージにより実施される。表 5.4-4 に各工事パッケージの内容、状況、スケジュールを示す。すべての工事パッケージは 2014 年の末までの完了が見込まれている。

表5.4-4 各工事パッケージの内容、現状及びスケジュール(2012年12月10日時点)

Package	Route / Major Item	Current Status	Commence -ment	Expected Completion
Segment-3: Ghaghar RC – Thatta				
-	Ghaghar RC – Thatta	Preparing of Procurement	Expected in January 2014	December 2015
Segment-4: Thatta to Wango Mor				
Pkg-1	Wango Mor to Khoski	Construction	November 2012	December 2014
Pkg-2	Noori village (Adjacent to Khoski) to Hassan Mangrio (near Badin)	Construction	December 2012	
Pkg-3	Bhaneri (near Badin) to Goth Haji Allu (near Diwan sugar mill)	Bidding in Process	Expected in January 2013	
Pkg-4	Diwan sugar mill to Pinu Baran (near Sujawal)			
Pkg-5	Sujawal Bypass	Pre-Bidding		
Segment-5: Wango Mor to Thar Coalfield				
Pkg-1	Wango-mor to near village Modar	Bidding in Process	Expected in January 2013	December 2014
Pkg-2	Village Dadwari Thakar to village Pasarko	Pre-Bidding		
Pkg-3	Village Rohiro to Marvi petroleum Mithi	Bidding in Process		
Pkg-4	Mithi to village Landhar			
Pkg-5	Under preparation	Pre-Bidding		
Pkg-6	Under preparation			
Pkg-7	Under preparation			

出典: JICA Survey Team

5.4.5 留意事項

火力発電所機材等の大型の重量物は全区間の道路整備が完了する 2016 年以降に輸送が可能となる。

5.5 その他関連設備

5.5.1 タール空港

シンド州政府は写真 5.5-1 に示すように、タール空港の建設に Rs.9 億 7207 万を拠出している。シンド州政府はすでに Rs.3 億 1,794 万を Civil Aviation Authority (CAA)に提供し、2012～2013 年の計画に対し、6 億 5,412 を割りあてている。CAA はコントラクターと契約を結び、プロジェクト作業を進め、現在約 25%の達成状況にある。空港は 2013 年までに完成予定である。



写真 5.5-1 タール空港(建設中)

5.5.2 タールロッジ

外国人や投資家のイスラムコットでの滞在を容易にするため、Rs.4,098 万をかけた 20 の寝室をもつ宿泊施設の建設計画が承認されている。建設作業は近々完了する予定である(写真 5.5-2)。



写真 5.5-2 タールロッジ

第6章 円借款対象候補プロジェクト

第6章 円借款対象候補プロジェクト

6.1 円借款対象候補プロジェクト

民間およびシンド州政府によるタール炭田に係わる全体の開発計画を図 6.1-1 に示す。上述したとおり、タール炭田においては、現在、民間企業により 3 つのブロック開発が具体的に進められており、炭鉱開発も近い将来開始される予定である。また、炭鉱開発の開始後、発電所建設も開始される予定であり、現時点においては、日本政府による支援は必要ない。

一方、炭田・発電所の開発に必要な水供給、排水、道路に係わるインフラ整備の構築についても、シンド州政府の予算により、着実に進められており、現時点では日本政府による支援は必要ない。

Work Item	The dominical year	2012				2013				2014				2015				2016				2017				2018				2019			
	Fiscal year in Pakistan	2012-13				2013-14				2014-15				2015-16				2016-17				2017-18				2018-19							
	Month	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6				
1 Coalfield Development																																	
1) Block I (Global Mining Company)																																	
- Coalfield																																	
- Pow er Plant (Construction)																																	
2) Block II Engro																																	
- Coalfield																																	
- Pow er Plant (Construction)																																	
3) Block IV																																	
- Coalfield																																	
- Pow er Plant (Construction)																																	
2 Infrastructures																																	
1) Water Supply																																	
- Design Stage (Included F/S, D/D)																																	
- Construction Stage																																	
2) Road																																	
- Deign Stage (Included F/S, D/D)																																	
- Construction Stage																																	
3) Disposal Water																																	
- Deign Stage (Included F/S, D/D)																																	
- Construction Stage																																	

出典: Prepared by JICA Survey Team

図6.1-1 タール炭田開発に係わる全体計画

しかし、タール炭田開発において重要な役割を担う送電線については、シンド州政府も予算を計上しておらず、送電線を管轄する NTDC が日本の円借款による支援を強く要望している。

よって、現時点において支援が必要なタール - マティアリ間の 500kV 送電線建設を円借款対象プロジェクトの候補とする。なお、早いケースでは、タール炭田への接続は、発電所の試運転が想定される 2018 年度末までに完成が必要である。

6.2 タール - マティアリ間 500kV 送電線建設計画

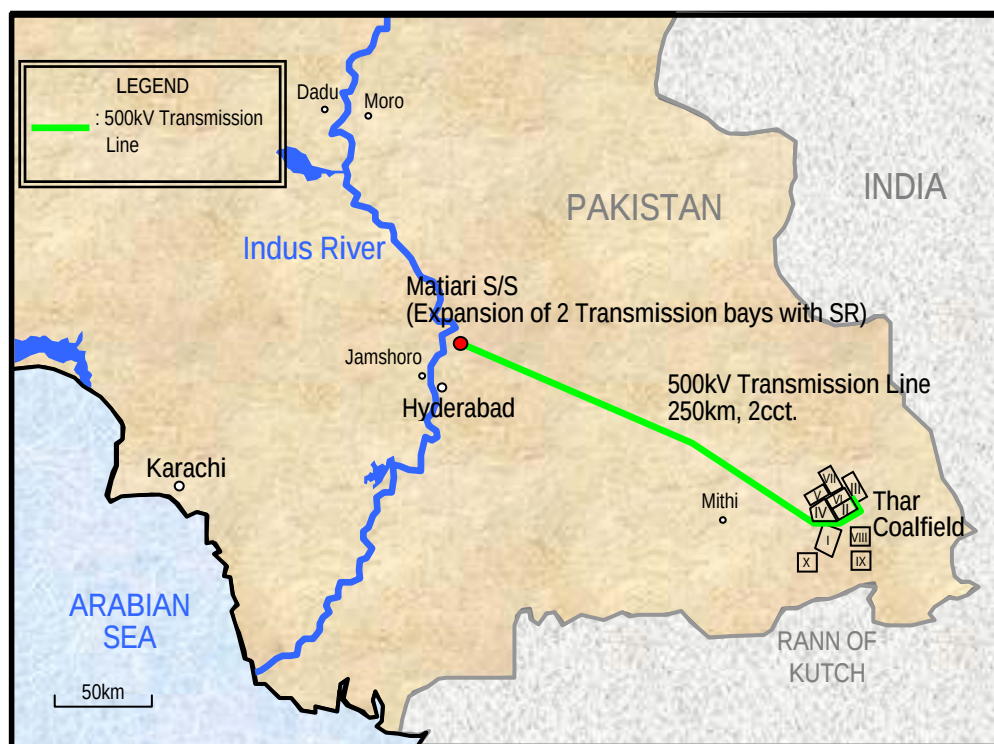
6.2.1 プロジェクトの概要

タール炭田からの 500kV 送電線の接続を行う 500kV マティアリ開閉所は、ADB の資金により、2015 年 6 月に完成予定である。そのため、円借款による 500kV 送電線に係わる支援対象は送電線引込みに必要な 500kV マティアリ 開閉所の拡張を含む 500kV 送電線タール - マティアリ間とする。なお、送電線については、適用する送電線の電線の種類により NTDC の既存の計画である Araucaria を用いた場合と低損失電線を適用した場合の2つの選択肢がある。以下に概要を示す。

表 6.2-1 円借款候補のプロジェクトの概要

Description	Alternative 1	Alternative 2
1. Construction of Thar – Matiari 500kV transmission line		
1) Distance, Number of circuit	250km, 2cct	
2) Conductor	Araucaria(AAAC)	LL-TACSR/AS 750mm2
2. Expansion of 500kV Matiari Switching Station		
1) Equipment configuration	2 x 500kV Line bays along with 3 x 37MVA shunt reactors	

出典: prepared by JICA Survey Team



出典: Prepared by JICA Survey Team

図 6.2-1 円借款プロジェクト候補の概要



写真 6.2-1 マティアリ開閉所建設候補地



写真 6.2-2 Block II の発電所建設候補地

6.2.2 日本の技術の適用

5.1.2 で述べたように、低損失電線を適用した場合、初期投資は高価となる。しかし、現時点で 3,200MW 分の発電所の計画が具体化しており、その発電量分を安定的に送電するためには、既存の Araucaria を用いた計画では、新たな送電線の建設が必要となる。全体計画を考慮した建設コストの比較を表 6.2-2 に示す。総費用を考慮すると低損失電線を採用した方が安価であるため、本円借款プロジェクトへの低損失電線(LL-TACSR/AS 750mm²)の適用を推奨する。

表 6.2-2 全体計画を考慮した建設コストの比較

Description	Unit: Rs. million	
	Alternative1 AAAC "Araucaria"	Alternative2 LL-TACSR/AS 750 mm ²
1. Initial Stage (Japanese Yen Loan)		
1) Construction of 500 kV Transmission Line (D/C)	15,945.36 *3	21,041.03 *3
2) Expansion of Matiyari S/S (2 line bays with SR)	1,418.34 *3	1,418.34 *3
Subtotal	17,363.70	22,459.37
2. In the Future (For completion of the concrete development plan)		
1) Construction of 500 kV Transmission Line (S/C)	11,402.62 *4	0
2) Expansion of Matiyari S/S (1 line bay with SR)	709.17 *5	0
3) Construction of Thar S/S (5 line bays) *1	0	791.30 *6
4) Construction of Thar S/S (6 line bays) *2	909.56 *6	0
Subtotal	13,021.35	791.30
Grand Total	30,385.05	23,250.67

出典: Prepared by the JICA Survey Team

Note: Above project cost is based on PC-1 for interconnection of Thar coal-based 1200 MW power plant with NTDC system.

*1: Incoming line from power plants: 3 bays, To Matiyari lines :2 bays

*2: Incoming line from power plants: 3 bays, To Matiyari lines:3 bays

*3: These costs are referred to in Table 5.1-7.

*4: This cost is calculated based on PC-1 (S/C and tower is 70% of D/C)

*5: This cost is calculated based on PC-1 (50% of expansion of Matiyari S/S)

*6: This cost is calculated based on PC-1 for Matiyari S/S (Funded by ADB)

また、送電ロスの比較を表 6.2-3 に示す。Araucaria は AAAC であり、抵抗値が低く、LL-TACSR と比べ抵抗値があまり変わらないため、送電ロスの低減効果は大きくはないが、低ロス化の実現は可能である。

表 6.2-3 送電ロスの比較

Transmission Capacity	Transmission Line Loss			
	AAAC "Araucaria"		LL-TACSR/AS 750mm2	
	(kWh/year)	%	(kWh/year)	%
1200MW	40,427,891	0.64	38,989,849	0.62
2400MW	161,885,641	1.28	157,510,967	1.26

出典: Prepared by JICA Survey Team

Note: Calculation is basis below condition.

No. of Circuit: 2

Power Factor:0.9

Load Factor:0.6

6.2.3 実施スケジュール

500kV 送電線建設計画に係わる実施スケジュールを図 6.2-2 に示す。プロジェクトの総期間は、本プロジェクトの準備段階である JICA ローン契約から現場で試運転が完了するまで総計 65 ヶ月が想定される。なお、送電線の完成時期は、2018 年の 11 月が想定され、発電所の試運転時期までに完成が見込めるため、炭田開発の全体計画に支障はない。

Work Item	The dominical year	2013	2014				2015				2016				2017				2018				2019		
	Fiscal year in Pakistan	2013-14				2014-15				2015-16				2016-17				2017-18				2018-19			
	Month	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6
1 Preparation Stage																									
- JICA Loan Agreement																									
- Consultant Short List & Selection of Consultant																									
2 Design Stage																									
- Detail Design																									
- Preparation of Tender Documents(T/D)																									
- Concurrence of T/D by NTDC & JICA																									
3 Tendering Stage																									
- Selection (Pre-Qualification) of Contractor																									
- Tender Floating																									
- Evaluation																									
- Contract Negotiation																									
- Contract with the Contractor																									
4 Construction Stage																									
- Civil works																									
- Manufacturing and shipment equipment																									
- Installation & Erection																									
- Testing & Commissioning																									

出典: Prepared by JICA Survey Team

図 6.2-2 実施スケジュール

6.2.4 プロジェクト費用

既存計画である Araucaria を適用した場合と、低損失電線を用いた場合のプロジェクト費用を表 6.2-4 に示す。なお、PC-1 を基に円借款を活用することを前提としてプロジェクトコストの見直しを行った。なお、表 6.2-4 内の Eligible cost が円借款に該当する。

表 6.2-4 プロジェクト実施費用

Unit: Rs. Million

Component	Alternative 1 AAAC "Araucaria"			Alternative 2 LL-TACSR/AS 750mm2		
	FC	LC	Total	FC	LC	Total
A. Eligible Cost:						
I) Procurement /Construction						
a. 500kV Transmission Line *1	13,399.44	1,956.91	15,356.35	17,963.68	2,250.45	20,214.13
b. 500kV Matiari S/S *1	1,220.41	128.94	1,349.35	1,220.41	128.94	1,349.35
c. Price escalation *2	1,253.02	513.18	1,766.20	1,644.20	585.40	2,229.60
d. Physical contingency (3%)	476.19	77.97	554.16	624.85	88.94	713.79
II) Consulting services (2%)						
a. Base cost	286.77	61.10	347.87	376.49	73.30	449.79
c. Price escalation *2	18.58	11.28	29.86	24.39	13.53	37.92
d. Physical contingency (3%)	9.16	2.17	11.33	12.03	2.60	14.63
B. Non-Eligible Cost:						
I) Land Acquisition						
a. Base cost	0.00	12.50	12.50	0.00	12.50	12.50
b. Price escalation *2	0.00	1.47	1.47	0.00	1.47	1.47
c. Physical contingency (3%)	0.00	0.42	0.42	0.00	0.42	0.42
II) Administration Cost (2%)	0.00	388.59	388.59	0.00	500.47	500.47
III) VAT (16%)	0.00	440.25	440.25	0.00	502.91	502.91
IV) Import Tax (7.5%)	926.64	0.00	926.64	1,243.05	0.00	1,243.05
C. Interest during Construction						
a. Interest for Construction *3	546.76	0.00	546.76	704.40	0.00	704.40
b. Interest for Consultant *3	0.11	0.00	0.11	0.15	0.00	0.15
D. Commitment Charge (0.1%)	99.81	0.00	99.81	128.57	0.00	128.57
GRAND TOTAL (A + B+C+D)	18,236.89	3,594.78	21,831.67	23,942.22	4,160.93	28,103.15

出典: Prepared by JICA Survey Team

Note: Above implementation cost is based on PC-1 for interconnection of Thar coal-based 1200-MW power plant with NTDC system.

*1: Construction cost includes cost items for the transportation and vehicles and others in the PC-1.

*2: Price escalation (FC: 2.1%, LC: 5.7%)

*3: Interests is applied for Japanese Yen loan (Construction:1.4%, Consultant:0.01%)

6.2.5 発電所建設に対する支援

現時点では、発電所建設に対する日本の支援は必要ないと想定される。しかし、将来必要となった場合、4章で述べたように日本の技術を用いた支援も考えられる。

IGCC などの日本の技術の導入は初期投資が高くなることが想定されるが、高信頼性、高効率化および長寿命化の実現ができる。そのため、トータルコストを考慮すると、優位性があり、タール炭田の発電所においても、日本の技術導入を強く推奨したい。

また、高効率化を図った IGCC などを導入することで、環境負荷を低減でき、IGCC の場合では、従来の石炭火力発電所と比べ二酸化炭素を最大で 24%低減することができる。

第7章 環境社会配慮

第7章 環境社会配慮

7.1 はじめに

本章の主な目的は、送電線建設プロジェクトの環境社会配慮の検討である。しかし、JICAガイドラインによれば、調査・検討すべき影響は、プロジェクトの直接的、即時的な影響のみならず、合理的と考えられる範囲内で、派生的・二次的な影響、累積的影響、不可分一体の事業の影響も含むとされている。したがって、本章では、発電、その他のインフラ(発電のための水供給、排水、石炭輸送のための道路開発)の概略検討も行った。

7.2 自然環境及び社会環境の現況

7.2.1 概況

現状整理の対象とした項目は、JICA 環境社会配慮ガイドライン(2010 年 4 月)を参考として設定した。資料収集は、現地視察、パキスタン国関係機関へのヒアリング、既存資料の収集と整理を通じて行った。主要な環境及び社会現況の確認事項を以下に示す。

タール炭田地域は砂丘に覆われており、平均深度は80m以上である。タール砂漠は短いモンスーン季を伴う半乾燥地域性の気候である。降雨はしばしば2～3日の間に集中する。干魃は、3年おきに繰り返され、一般に、年間雨量は100～200mmである。最小年間雨量は1991年の24.6mmであり、最大は2011年の1,500mmである。夏(3月中旬～6月中旬)は高温乾燥、南西からの弱い風が特徴である。モンスーン季(6月中旬～9月中旬)は高温多湿、南西からの強い風が特徴である。モンスーン季の後(9月中旬～11月中旬)は少雨と無風が特徴である。冬(11月中旬～3月中旬)は、過ごしやすい温度が特徴である。平均雨量と温度のグラフは、図2.2-7に示したとおりである。

7.2.2 環境汚染の現況

タール炭田ブロックII ESIA レポート(The ESIA report of Thar Coal Block II Mining Project by the SECMEC in September, 2012) は、調査地域における地下水位と水質を示している。タール地域の集落では、水利用を降雨と地下水層に頼っている。蒸発率が高いため、地表ではごくわずかな水分しか保持されず、永続的な表流水はない。したがって、自然河川や水路はタール地域には存在しない。生活用水は、井戸を使って雨水の帯水層が第4層から得られている。表面の帯水層の深さは標高4m～18mの間を変動し、地上から30m～80mの深さである。地下水質の現況調査は調査地域の13村で実施された。13村におよそ150の井戸が存在し、そのうち40の井戸が調査のために選定された。飲料水のための環境基準と地下水質の分析的結果を、表7.2-1に示す。40の井戸から

得た水質試料は、一般水質及び重金属が分析された。その結果は、地下水が人間の飲用には不適当である事を示した。ナトリウム、硫酸塩、塩化物、そして全蒸発残留物は、ほとんどすべての井戸で、飲料水基準（WHO飲料水基準及び国家環境基準のより厳しいもの）を上回っている。また、40の井戸のうち16の井戸で、硬度が水質基準を上回った。同様に、鉄、アルミニウム、鉛とニッケルも、いくつかの井戸の点で環境基準を上回っている。

表 7.2-1 タール炭田周辺の地下水質現状

Parameters	Unit	NEQS ^a	WHO ^b	Target ^c	Min ^d	Max ^e	% Over ^f
pH	-	6.5–8.5	6.5–8.5		7.48	8.42	
EC	µS/cm	– ^g	–		3,280	14,500	
Sodium	mg/l	–	200	200	500	2,460	100%
Magnesium	mg/l	–	–		10	240	
Calcium	mg/l	–	–		11	320	
Potassium	mg/l	–	–		9	58	
Sulfate	mg/l	–	250	250	150	712	90%
Chloride	mg/l	250	250	250	975	5,599	100%
Bicarbonate	mg/l	–	–		185	729	
Silica Dioxide	mg/l	–	–		11.2	15.4	
Hardness ^h	mg/l	500	–	500	68	1,705	40%
Sulfide	mg/l	–	–		<1.00		
Fluoride	mg/l	1.5	1.5	1.5	0.495	1.14	0%
TDS ⁱ	mg/l	1,000	1,000	1,000	1,996	9,584	100%
Iron	mg/l	–	0.3	0.3	0.05	0.675	15%
Aluminum	mg/l	0.2	0.2	0.2	0.075	0.28	39%
Manganese	mg/l	0.5	0.1–0.5	0.1	0.025	0.08	0%
Arsenic	mg/l	0.05	0.01	0.01	0.005	0.01	0%
Copper	mg/l	2	1–2	1	0	0	0%
Lead	mg/l	0.05	1	0.05	0.02	0.1	20%
Zinc	mg/l	5	3	3	0.025	0.05	0%
Cadmium	mg/l	0.01	0.003	0.003	0	0	0%
Nickel	mg/l	0.02	0.02	0.02	0.025	0.25	60%
Chromium	mg/l	0.05	0.02	0.02	0	0	0%
Cobalt	mg/l	–	–		0		
Selenium	mg/l	0.01	0.01	0.01	0	0	0%
Mercury	mg/l	0.001	0.001	0.001	0	0	0%

a National Environmental Quality Standards for Drinking Water

b World Health Organization Drinking Water Quality Guidelines

c More stringent of NEQS and WHO guidelines

d Minimum value among the 40 wells

e Maximum value among the 40 wells

f Percent of wells among the 40 wells that exceed the target limit

g Indicates that no limit has been prescribed

h Total hardness as Calcium Carbonate

i TDS is total dissolved solid

出典: タール炭田ブロック II ESIA

タール炭田ブロックII ESIA は、大気質の測定結果も示している。大気汚染物質の測定は調査地域の5地点で行われた。汚染物質として、二酸化硫黄 (SO₂)、二酸化窒素 (NO₂)及び遊粒子状物質 (PM₁₀ and PM_{2.5})、計画事業により排出され人間の健康に影響を及ぼす物質として選定された。測定結果の大気質準との比較では、二酸化硫黄 (SO₂)、二酸化窒素 (NO₂)はIFC基準及び国家環境基準の両方を満たした。しかし、PM₁₀及びPM_{2.5}は、砂漠の粉じんのため基準を上回った。(表7.2-2)

表 7.2-2 タール炭田における大気質

All values in microgram per normal cubic meter (µg/Nm ³)					
Month	Location	Sulfur Dioxide (SO ₂)	Nitrogen Dioxide (NO ₂)	Particulate Matter	
				Less than 10 Microns (PM ₁₀)	Less than 2.5 Microns (PM _{2.5})
May	Mehari Bajeer	12.40	6.98		
	Saleh Jhanji	9.14	4.65		
	Pakistan Camp	4.49	2.39		
	Thario Halepota	a	3.23		
	Average	8.68	4.31		
June	Mehari Bajeer	5.83	2.95	138.89	13.89
	Saleh Jhanji	5.39	3.36	180.55	27.78
	Pakistan Camp	2.18	2.81	166.67	27.78
	Thario Halepota	3.37	2.22	222.22	55.55
	Average	4.19	2.84	177.08	31.25
July	Mehari Bajeer	2.99	3.31	83.33	13.89
	Saleh Jhanji	6.77	4.56	97.22	13.89
	Pakistan Camp	8.12	2.66	97.22	13.89
	Thario Halepota	1.6	2.88	111.11	27.78
	Average	4.87	3.35	97.22	17.36
Average	Mehari Bajeer	7.07	4.41	111.11	13.89
	Saleh Jhanji	7.10	4.19	138.89	20.84
	Pakistan Camp	4.93	2.62	131.95	20.84
	Thario Halepota	2.49	2.78	166.67	41.67
Overall Average		5.40	3.50	137.15	24.31
NEQS ^b		80	40	120	15
a. Result discarded due to contamination					
b. Maximum allowable annual concentration					

出典: タール炭田ブロック II ESIA

タール炭田ブロックII ESIAでは騒音レベルは測定されていない。しかし、調査地域には、工業地域はなく、人口密度が低く自動車交通量も国内の他の地域と比較して少ないことから、環境騒音は低い事が想定される。

7.2.3 自然環境の現況

タール炭田ブロックII ESIAによれば、タール砂漠は海拔0～150mの起伏がある。地形を特徴づける砂丘は、大部分は北東-南西方向に形成され、低木と草本植生によって安定している。砂丘間の谷には、沖積土が雨水によって運搬され窪地に滞積している。タール砂漠の植物は、砂漠性か半砂漠性である。

(1) 生息地区分と分布

ハビタット(生息地)タイプの変化を考慮し、調査区域のハビタットは、主に地形と土壌により分類された。調査地域は、地理形態的な特徴によって農地、砂丘と平野に分類された。農地は、優占ハビタットであり、調査地域の56%を占める。いろいろな作物が生育するのは夏一季だけである。砂丘は第二の優占ハビタットであり、全体の35%を占める。高さは変化に富み、数メートルから100m以上に及ぶ。平野は調査地域の9%を占める。(2%の居住地を含む) 樹木を保存する伝統により、タール砂漠は植生で被覆されている。しかし、家畜による被食圧は大きく、植生は一様に草本・低木、藪となっている。



出典: JST

写真7.2-1 調査地域の典型的な景観

(2) 植生

植物相と動物相が文献調査と現地調査をもとにタール炭田ブロックII ESIAで、137種の植物種がタールパーカー地区で報告されている。IUCNのレッドリスト及び国内の法律で指定されている植物種は見つかっていない。

(3) 動物相

調査地域では27種の哺乳類が報告されており。シマハイエナ *Hyaena hyaena* はIUCN(2010)の準絶滅危惧種としてあげられている。88種の鳥類が調査地域で観察された。エジプトハゲワシ

*Neophron percnopterus*の7つの巣が調査地域で確認され、5つの巣は空だったが2つの巣は使用されていた。3つの巣は*Prosopis cineraria*の樹木に架けられており、ベンガルハゲワシ*Gyps bengalensis*かエジプトハゲワシ*Neophron percnopterus*のものと想定された。(写真7.2-2) サメイロイヌワシ*Aquila rapax*の使用中的一巣、スズメフクロウの使用中的一巣、未確認種の10巣が調査地域で確認された。



出典: JST

写真 7.2-2 調査地域における絶滅のおそれのあるハゲワシ類

32種の両生類及び爬虫類が調査地区における文献調査で確認され、17種が現地調査で確認された。これらのうちIUCNのレッドリストに記載された種はいなかった。

調査地域における植物相・動物相及び絶滅のおそれのある種を表7.2-3に示す。

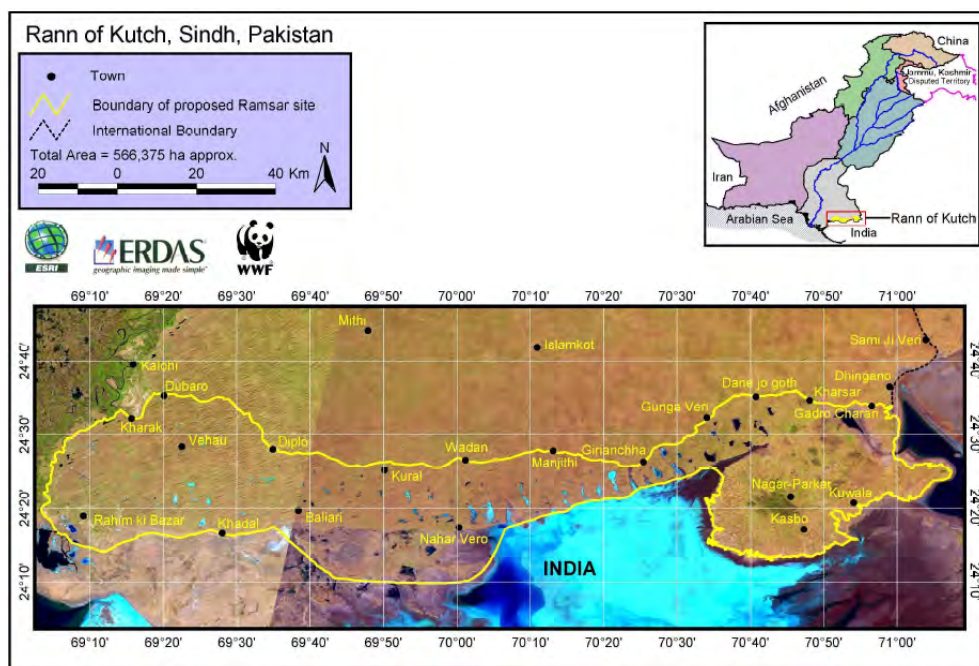
表 7.2-3 調査地域における植物相・動物相及び絶滅のおそれのある種

Classification		Total Number of Species	Threatened Species on Red List in Study Area
Flora		137	-
Fauna	Mammals	27	Striped Hyaena/ <i>Hyaena hyaena</i> : NT(i) CR(p) Asiatic Jackal/ <i>Canis aureus</i> : NT(p) Indian Grey Wolf/ <i>Canis lupus</i> : EN(p) Bengal Fox/ <i>Vulpus bengalensis</i> : NT(p) Common Red Fox/ <i>Vulpus vulpus</i> : NT(p) Indian Crested Porcupine/ <i>Hystrix indica</i> : NT(p) Balochistan Gerbil/ <i>Gerbillus nanus</i> : NT(p) Indian Hairy-footed gerbil/ <i>Gerbillus gleadowi</i> : NT(p) Small Indian Civet/ <i>Viverricula indica</i> : NT(p)
	Birds	88	Cinereous Vulture/ <i>Aegypius monachus</i> : NT(i) Greater Spotted Eagle/ <i>Aquila clanga</i> : VU(i) White-rumped Vulture/ <i>Gyps bengalensis</i> : CR(i) Indian Vulture/ <i>Gyps indicus</i> : CR(i) Slender-billed Vulture/ <i>Gyps tenuirostris</i> : CR(i) Egyptian Vulture/ <i>Neophron percnopterus</i> : EN(i) Laggar Falcon/ <i>Falco jugger</i> : NT(i)
	Reptiles and Amphibians	31	-

CR: Critically Endangered, **EN**: Endangered **VU**: Vulnerable **NT**: Near Threatened
(i): IUCN 2010. IUCN Red List of Threatened Species. Version 2010.1.
(p): Pakistan's Mammals National Red List. 2006. Biodiversity Programme IUCN Pakistan
 出典: JST based on タール炭田ブロック II ESIA

(4) 保護区

Runn of Kutchはタール炭田の南に位置するラムサール条約登録湿地である。Runn of Kutchと隣接する泥湿地はタール砂漠の一部である。Runn of Kutchは 566,375 haの広さを持ち、世界的に重要な多くの動物と鳥類の理想的な生息地である。Runn of Kutchは、1980年にラムサール湿地に登録された。位置図を図 7.2-1に示す。



出典: Website of Ramsar Convention, http://www.wetlands.org/reports/ris/2PK019_MAP.pdf

図 7.2-1 Rann of Kutchi,ラムサール湿地位置図

7.2.4 社会環境の状況

61 の村と居住地が調査地域にあり、推定人口は 55,150 人である。7,570 人はブロック II の 9 村に住んでいる。ブロック II の最大の居住地は 2,000 人が住んでいる。ほとんどの村で季節移住が見られる。

(1) 民族及び宗教構成

タールパーカーの村では、イスラム教徒とヒンドゥー教徒、異なったカーストの人々が隣接して生活している。調査地域では、イスラム教徒とヒンドゥー教徒はそれぞれ56%、44%である。これらの社会文化及び経済的な差異にもかかわらず、ヒンズー教徒とイスラム教徒の間の社会的関係は、両方の宗教の各カースト制度グループの間と同じくらい良好で、友好的なことが報告されている。

(2) インフラとサービス

タールパーカーにおいては、アスファルト舗装道路は全延長の28%であり、多くの地域は電話及び携帯電話のサービスエリアに含まれる。ミティ及びイスラムコットの街では商店、薬局、インターネット及び宿泊施設がある。毎週家畜市がミティで開催される。しかし郵便局、警察、商店は限られている。

(3) 住居

タールパーカー地区の大部分の住居はchaunrasと呼ばれている地域に特徴的な草葺き屋根の小
屋である。調査地域内の住居の50%以上はchaunrasであり、12%が石造住宅である。

(4) 上水道及び衛生

上水道は、タールパーカー地区の村で直面する大きな問題の一つである。川はなく、泉もほとん
どない。さらに、地下水は塩性で、WHOの飲料水基準を満たさない。したがって、主要な飲料水は雨
水である。taraisと呼ばれる伝統的な水路と地下及び頭上のタンク、土瓶で集められる。雨水を集
めて貯留し、飲料水とするために、多くの地下及び頭上のタンクが調査地域の村で使われている。

(5) 健康

タールパーカーでの十分な医療施設及び健康に関する知識の欠如により、1992年には10万人の
新生児のうち800人が死亡し、パキスタンの100、シンド州の98と比較して高い母体死亡率
150(1000出産当たり)である。医療サービスは主に、一次医療、ある程度包括的な緊急産科医療
であり、基本医療施設(BHUs)、農村医療センター(BHUs)と地域医療病院で提供される。調査地
域では一村だけが民間診療所を持っていた。村民は最寄りのイスラムコットの医療センターへ平均
して24km、基本医療施設へ平均して8km移動しなければならない。最も多い病気は子供のコレラ
と下痢、大人の結核で、インフルエンザとマラリアがそれに次ぐ。ほとんどの村民は地元の薬草を
使う。

(6) 教育

タールパーカーの識字率はシンド州及びパキスタンでは良く、男性の識字能力がかなり改善し、女
性の識字能力は1998年以降二倍になった。タールパーカー地区の小学校就学率は、全国98地区
のうち51位、州内16地区のうち7位であり比較的良好である。

(7) 家計

調査世帯における世帯収入の平均は約150,000ルピーであった。そのうち農業(穀物栽培)が主要
な収入源であり、総世帯収入のおよそ半分である。家畜の売却と出稼ぎ農業の収入が2番目であり
合わせて総世帯収入のおよそ4分の1である。タールパーカー地区は、一貫して国内でも州内でも
最も貧困な地区の一つとされた。2005年のシンド州では16地区のうち15番目に位置づけられた。
調査した村では、48の調査世帯のうち19%は、貧困ライン(一人当たり毎月1,375ルピー)以下であ
り、40%は1,375~2,750ルピーの間で、残りの家庭(31%)が経済的に安定している。

7.3 パキスタン国における環境及び社会に関する法規制

7.3.1 環境アセスメントに関する法規制

パキスタンの環境社会配慮に関連した法律、規則とガイドラインをレビューした。環境アセスメントに関連する主要な法律、規則、ガイドラインは以下の通りである。

- Pakistan Environment Protection Ordinance (PEPO), 1983;
- Pakistan Environmental Protection Act (PEPA), 1997;
- National Environmental Policy 2005;
- Guidelines for the Preparation and Review of Environmental Reports (1997);
- Guidelines for Public Consultation (1997);
- Sector Guidelines for Preparation of Environmental Reports;
- Pak-EPA (Review of IEE and EIA) Regulations, 2000;
- National Resettlement Policy (2002);
- Project Implementation and Resettlement of Affected Persons Ordinance 2001;
- The Sindh Katchi Abadis Act, 1987; and
- Sindh Public Procurement Rules 2010

パキスタンにおける環境基本法に相当する最初の法令はパキスタン環境保護条例(Pakistan Environmental Protection Ordinance, 1983)である。PEPOは国の環境保護のために3つの目的を設定した。そして、それは天然資源の保護、持続可能な開発の推進と資源利用と管理効率の改善である。エネルギー効率改善、再生可能資源開発、汚染防止・抑制、廃棄物管理、共有資源の組織サポートと人口・環境プログラムの統合を含む14のプログラムが、優先的な実施のための目標とされた。1997年の環境保護法は、環境に関する広範囲の汚染防止・管理のための包括的法律として制定され、1) 国家保全戦略(National Conservation Strategy: NCS)実施のための枠組みの提供、2) 州持続的開発基金(Provincial Sustainable Development Funds: PSDF)の設立、3) 環境裁判所(Environmental Tribunal)の設立と環境執行官(Environmental Magistrate)の任命、および汚染責任者による課徴金制度、市民が受けた環境損害に対する裁判制度の規定、4) 環境影響評価実施のための枠組みの提供、などを行った。

環境影響評価法Pak-EPA (Review of IEE and EIA) Regulations, 2000は、EEA/EIAを必要とする事業や手続きに関して規定している。パキスタンにおける環境影響評価は、この環境影響評価法及び、環境アセスメント手順書(Policy and procedures for the filing, review and approval of Environmental assessment, 2000)に従って実施されることとなっている。

7.3.2 国家環境基準

国家環境基準 (NEQS)は1993年にパキスタン環境保護条例(1983)の規定にしたがって見直し、以下の通り、策定された。1999年には一部の規制値見直しが行われ、2000年に改訂版が公布された。

- Ambient Air;
- Allowable concentration of pollutions in gaseous emissions from industrial sources;
- Ambient Noise; and
- Allowable concentration of pollutions in Municipal and liquid industrial effluents and industrial gaseous emissions.

(1) 大気質

表 7.3-1 に大気質環境基準を示す。

表 7.3-1 大気質環境基準

Pollutant	Time-weighted Average	Concentration in Ambient Air		Method of measurement
		Effective from 1st July, 2010	Effective from 1st January, 2013	
Sulfur Dioxide (SO ₂)	Annual Average*	80µg/m ³	80µg/m ³	Ultraviolet Fluorescence Method
	24 hours**	120µg/m ³	120µg/m ³	
Oxides of Nitrogen as (NO)	Annual Average*	40µg/m ³	40µg/m ³	Gas Phase Chemiluminescence
	24 hours**	40µg/m ³	40µg/m ³	
Oxides of Nitrogen as (NO ₂)	Annual Average*	40µg/m ³	40µg/m ³	Gas Phase Chemiluminescence
	24 hours**	80µg/m ³	80µg/m ³	
O ₃	1 hour	180µg/m ³	130µg/m ³	Non dispersive UV absorption methode
Suspended Particulate Matter (SPM)	Annual Average*	400µg/m ³	360µg/m ³	High volume Sampling, (Average flow rate not less than 1.1m ³ /minute)
	24 hours**	550µg/m ³	500µg/m ³	
Respirable Particulate Matter (PM ₁₀)	Annual Average*	200µg/m ³	120µg/m ³	B Ray absorption method
	24 hours**	250µg/m ³	150µg/m ³	
Respirable Particulate Matter (PM _{2.5})	Annual Average*	25µg/m ³	15µg/m ³	B Ray absorption method
	24 hours**	40µg/m ³	35µg/m ³	
	1 hour	25µg/m ³	15µg/m ³	
Lead (Pb)	Annual Average*	1.5µg/m ³	1µg/m ³	ASS Method after sampling using EPM 2000 or equivalent Filter paper
	24 hours**	2µg/m ³	1.5µg/m ³	
Carbon Monoxide (CO)	8hours**	5mg/m ³	5mg/m ³	Non Dispersive Infra Red (NDIR) method
	1hours	10mg/m ³	10mg/m ³	

*Annual arithmetic mean of minimum 104 measurements in a year taken twice a week 24 hourly at uniform interval.
 **24 hourly / 8 hourly values should be met 98% of the in a year. 2% of the time, it may exceed but not on two consecutive days.

出典: Statutory Notification, SRO-1062(I)/2010, dated Oct 18, 2010, Ministry of Environment, Government of Pakistan.

(2) 騒音

表 7.3-2に騒音環境基準を示す。

表 7.3-2 騒音環境基準

S. No.	Category of Area / Zone	Effective from 1st July, 2010		Effective from 1st July, 2012	
		Limit it in dB(A) Leq*			
		Day Time	Night Time	Day Time	Night Time
1	Residential area (A)	65	50	55	45
2	Commercial area (B)	70	60	65	55
3	Industrial area (C)	80	75	75	65
4	Silence Zone (D)	55	45	50	45

- Note: 1 Day time hours: 6:00 am to 10:00 p m
 2 Night time hours: 10:00 p m to 6:00 p m
 3 Silence zone: Zone which are declared as such by competent authority. An area comprising not less than 100 m around hospitals, educational institutions, and courts.
 4 Mixed categories of areas may be declared as one of the four abovementioned categories by competent authority.

出典: Statutory Notification, SRO-1062(I)/2010, dated Oct 18, 2010, Ministry of Environment, Government of Pakistan.

(3) 水質

工業排水基準を表 7.3-3 に示す。

表 7.3-3 工業排水基準

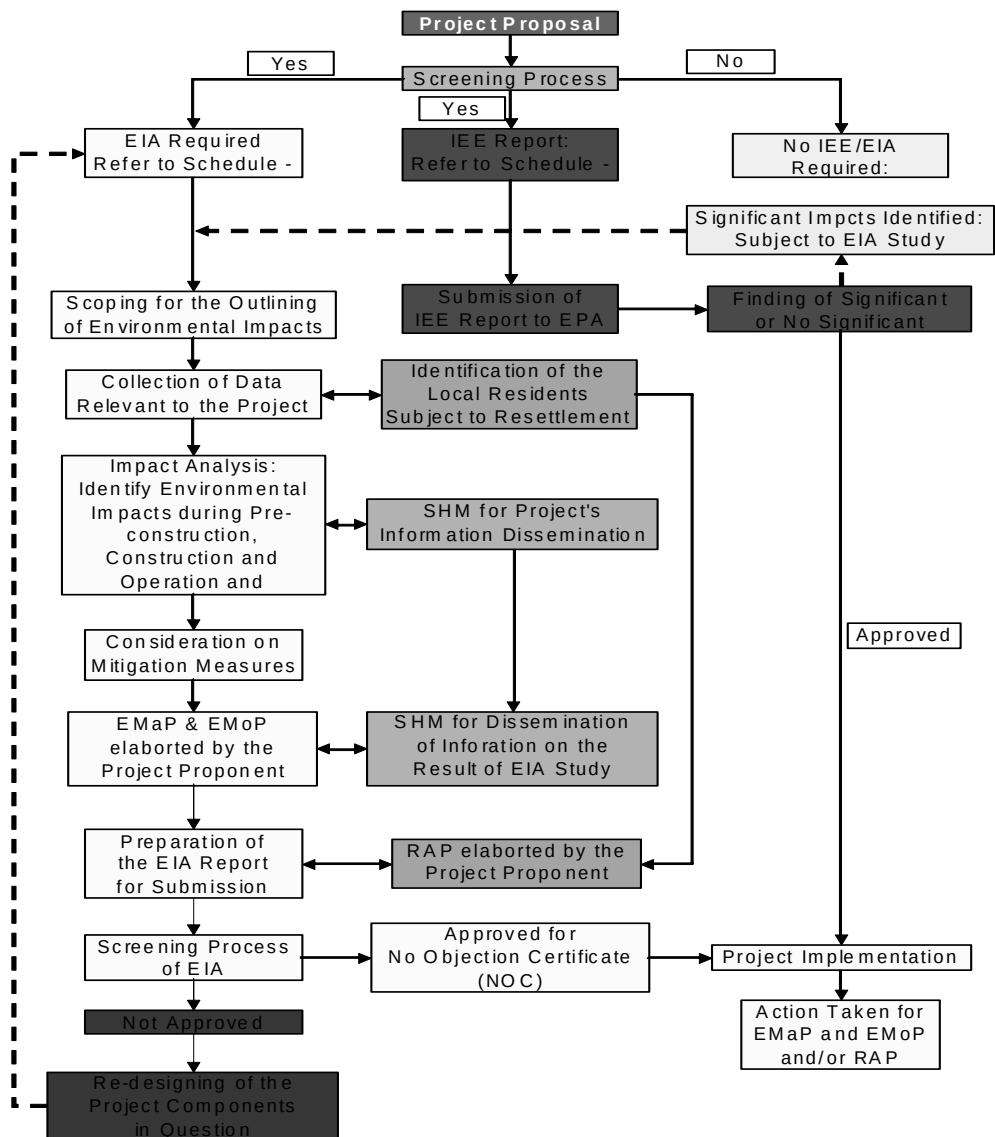
S. No.	Parameter	Inland Waters	Sewage Treatment	Sea Waters	Unit
1	Temperature or Temp. increase	<3	<3	<3	°C
2	pH value (H ⁺)	6-9	6-9	6-9	
3	Biological Oxygen Demand (BOD) ₅ at 20 °C	80	250	80	mg/l
4	Chemical Oxygen Demand (COD) _{Cr}	150	400	400	mg/l
5	Total Suspended Solids (TSS)	200	400	200	mg/l
6	Total Dissolved Solids (TDS)	3500	3500	3500	mg/l
7	Oil and Grease	10	10	10	mg/l
8	Phenolic Compounds (as Phenol)	0.1	0.3	0.3	mg/l
9	Chloride (as Cl ⁻)	1000	1000	SC	mg/l
10	Fluoride (as F ⁻)	10	10	10	mg/l
11	Cyanide (as CN ⁻)total	1.0	1.0	1.0	mg/l
12	An-ionic detergents (as MBAS)	20	20	20	mg/l
13	Sulphate(SO ₄ ²⁻)	600	1000	SC	mg/l
14	Sulphide(S ²⁻)	1.0	1.0	1.0	mg/l
15	Ammonia (NH ₃)	40	40	40	mg/l
16	Pesticides	0.15	0.15	0.15	mg/l
17	Cadmium	0.1	0.1	0.1	mg/l

S. No.	Parameter	Inland Waters	Sewage Treatment	Sea Waters	Unit
18	Chromium (trivalent and hexavalent)	1.0	1.0	1.0	mg/l
19	Copper	1.0	1.0	1.0	mg/l
20	Lead	0.5	0.5	0.5	mg/l
21	Mercury	0.01	0.01	0.01	mg/l
22	Selenium	0.5	0.5	0.5	mg/l
23	Nickel	1.0	1.0	1.0	mg/l
24	Silver	1.0	1.0	1.0	mg/l
25	Total toxic metals	2.0	2.0	2.0	mg/l
26	Zinc	5.0	5.0	5.0	mg/l
27	Arsenic	1.0	1.0	1.0	mg/l
28	Barium	1.5	1.5	1.5	mg/l
29	Iron	8.0	8.0	8.0	mg/l
30	Manganese	1.5	1.5	1.5	mg/l
31	Boron	6.0	6.0	6.0	mg/l
32	Chlorine	1.0	1.0	1.0	mg/l

出典: Statutory Notification, SRO-549(1)/2000, dated August 10, 2000, Ministry of Environment, Local Government and Rural Development, Government of Pakistan.

7.3.3 環境アセスメント

パキスタンでの環境問題とその管理は一般的にPEPAによって管轄される。本法は、EIAの実施方法を含む環境問題の定義を定める。本法は、プロジェクト実施者が開発事業のIEEまたはEIAを実施して、プロジェクト計画の一部として環境影響保全措置を行うことを義務付けるものである。図7.3-1 にパキスタンにおけるEIA手続きを示す。



出典: Modified by the JICA Survey Team based on Faisal Aslam: Environmental Impact Assessment in Pakistan – Overview, Implementation and Effectiveness, 2006

図7.3-1 パキスタンにおけるEIAの手続き

JICAガイドライン及びPEPA規則による一般に影響を及ぼしやすいセクター・特性、影響を受けやすい地域の例示を表7.3-4に示す。

表 7.3-4 JICAガイドライン・PEPA規則による一般に影響を及ぼしやすいセクター・特性・影響を受けやすい地域の例

JICA Guidelines, 2010		Guideline for the Preparation and Review of Environmental Reports
1. Sensitive Sectors		
(1)	Mining, including oil and natural gas development	EIA
(2)	Oil and gas pipelines	IEE
(3)	Industrial development	IEE

JICA Guidelines, 2010		Guideline for the Preparation and Review of Environmental Reports
(4)	Thermal power and	EIA (over 200 MW), IEE (less than 200 MW)
	Geothermal power	Not mentioned
(5)	Hydropower, dams, and reservoirs	EIA/Hydropower plant (over 50 MW) IEE/Hydropower plant (less than 50 MW)
	Dams and reservoirs	EIA/Dams and reservoirs (with a maximum storage volume greater than 50 million m ³ or surface area greater than 8 sq km); IEE/Dams and reservoirs (with a storage volume less than 50 million m ³ or surface area less than 8 sq km)
(6)	Power transmission and distribution lines involving large-scale involuntary resettlement, large-scale logging, or submarine electrical cables	EIA/Major power transmission lines (above 66 kV) including grid stations; IEE/Electrical transmission lines (11 kV or smaller) and large distribution projects
(7)	River/erosion control	Not mentioned
(8)	Roads	EIA/ Federal or provincial highways or major roads greater than Rs.50 million in value. Maintenance (rebuilding or reconstruction of existing roads is exempted from the requirement of an EIA). IEE/Federal or provincial highways (except maintenance, rebuilding or reconstruction of existing metalled roads) less than Rs.50 million in value.
	Railways	EIA/Major railway works
	Bridges	Not mentioned
(9)	Airports	EIA/ Major airport
(10)	Ports and harbors	EIA /Major ports and harbors development IEE/Ports and harbors development for ships less than 500 gross tons
(11)	Water supply that have sensitive characteristics or that are located in sensitive areas or in their vicinity	EIA/Major urban water supply infrastructure, including major head works and treatment plants. IEE/ Minor head works and small systems
	Sewage and wastewater treatment that have sensitive characteristics or that are located in sensitive areas or in their vicinity	Not mentioned
(12)	Waste management and disposal	EIA/Waste disposal and/or storage of hazardous or toxic wastes (including landfill sites, incineration of hospital toxic waste) or waste disposal facilities for domestic or industrial wastes, where more than 10,000 m ³ of waste will be handled annually; IEE/ Waste disposal facility for domestic or industrial wastes, where less than 10,000 m ³ of waste will be handled annually.
(13)	Agriculture involving large-scale land clearing or irrigation	EIA/Irrigation and drainage serving more than 15,000 ha; IEE/Irrigation and drainage serving less than 15,000 ha or small-scale irrigation systems.
2. Sensitive Characteristics		-
(1)	Large-scale involuntary resettlement	Not mentioned
(2)	Large-scale groundwater pumping	Not mentioned
(3)	Large-scale land reclamation, land development, and land clearing	Not mentioned
(4)	Large-scale logging	Not mentioned
3. Sensitive Areas		
(1)	National parks, nationally-designated protected areas (coastal areas, wetlands, areas for ethnic minorities or indigenous peoples and cultural heritage, etc. designated	EIA

JICA Guidelines, 2010		Guideline for the Preparation and Review of Environmental Reports
	by national governments)	
(2)	Areas that are thought to require careful consideration by the country or locality	EIA

出典: Modified by the JICA Survey Team based on the JICA Guidelines and PEPA Regulations

7.3.4 社会環境

(1) 再定住構想

パキスタンの再定住実施計画(RAP)に関する法規は、国家再定住構想(2002)で示される。それは再定住を前提として被影響者をカバーしているだけでなく、再定住の公正で均一な処置を確実にするものである。この構想は、以下の通りに方針の目的を定める。

- Avoid or minimize adverse social impacts of a project wherever possible and where adverse impacts cannot be avoided, the mitigation measures and resettlement activities should be conceived and executed as development programs and the affected persons be provided opportunity to share the project benefits;
- APs should be provided with sufficient compensation and assistance for lost assets, that will assist them to improve or at least restore their living standards, income earning or production capacity to the pre-project level;
- Provide a development opportunity to all vulnerable groups. The vulnerable population should receive special assistance to bring them at least to a minimum living standard at par with the pre-project level; and
- All population adversely affected by the project, should be eligible for sharing the social and economic benefits, anticipated after completion of the project.

国と地方政府によって実施されなければならない「プロジェクト実施と被影響者の再定住条例(2002)」によって、国家再定住構想(2002)はさらに補足される。

(2) 住民協議構想

パキスタン環境保護局は1997年10月に「住民協議のためのガイドライン」を公布し、そして、本ガイドラインは以下の通りに「協議の目的」を定める:

Public involvement is a feature of environmental assessment and can lead to better and more acceptable decision-making. It can be time consuming and demanding, yet without it, proposals are seldom soundly based, and there is likely to be antagonism from affected people. Public involvement, undertaken in a positive manner and supported by a real desire to use the information gained to improve the proposal, will lead to better outcomes, and lay the basis for ongoing positive relationships between the participants. The objectives of public

involvement include:

- a) *Informing the stakeholders about what is proposed;*
- b) *Providing an opportunity for those otherwise unrepresented to present their views and values, therefore allowing mere sensitive consideration of mitigation measures and trade-offs;*
- c) *Providing those involved with planning the proposal with an opportunity to ensure that the benefits of the proposal are maximized and that no major impacts have been overlooked;*
- d) *Providing an opportunity for the public to influence project design in a positive manner;*
- e) *Obtaining local and traditional knowledge (corrective and creative), before decision making;*
- f) *Increasing public confidence in the proponent, reviewers and decision-makers;*
- g) *Providing better transparency and accountability in decision making;*
- h) *Reducing conflict through the early identification of contentious issues, and working through these to find acceptable solutions;*
- i) *Increasing a sense of ownership of the proposal in the minds of the stakeholders; and*
- j) *Developing proposals which are truly sustainable.*

上記のように、住民協議のためのガイドラインは計画段階で、一般市民にプロジェクトの内容を周知する効果的方法を導入し、そして、プロジェクト実施のコンセンサス構築に到達するものである。ガイドラインにおいて、「開発オプション、評価と影響保全策」に関する作業の後、実行されなければならない公開の住民協議の市民意見を環境アセスメントに取り込むことが解説されている。

7.4 プロジェクトのスクリーニング及び分類

7.4.1 送電線プロジェクト

JICA環境社会配慮ガイドラインによれば、環境や社会への重大で望ましくない影響のある可能性を持つようなプロジェクトはカテゴリ A に分類される。また、影響が複雑であったり、先例がなく影響の予測が困難であるような場合、影響範囲が大きかったり影響が不可逆である場合もカテゴリ A に分類される。影響は、物理的工事が行われるサイトや施設の領域を超えた範囲に及ぶ。カテゴリ A には、原則として、影響を及ぼしやすいセクターのプロジェクト、影響を及ぼしやすい特性を

持つプロジェクト及び影響を受けやすい地域あるいはその近傍に立地するプロジェクトが含まれる。さらに大規模な再定住が必要となるプロジェクトもカテゴリAに分類される。環境や社会への望ましくない影響が、カテゴリAに比して小さいと考えられる事業はカテゴリBに分類される。一般的に、影響はサイトそのものにしか及ばず、不可逆的影響は少なく、通常の方策で対応できると考えられる。

本プロジェクトは、自然保護区の改変や森林伐採は必要としないものの、250kmの延長で大規模であり、農地補償が必要となる。したがって、JICAガイドラインにしたがってカテゴリAに分類する。PEPA規則によれば、EIA対象リストの事業は連邦機関にEIAを提出しなければならない。対象事業は大規模国家プロジェクト及び多くの人に影響を及ぼす可能性のあるものである。送電線事業は、スケジュールIIIにおける「変電所を含む送電線(11kV以上)」に該当する。本プロジェクトはパ国法令で定められるEIA承認の公式手続きに進む必要がある。したがって、送電線プロジェクトが、建設開始の前にEIAに関して必要な手続きを終えなければならないと考えられる。

7.4.2 不可分プロジェクト

JICAガイドライン及びPEPA 規則に基づく、不可分プロジェクトのスクリーニングの結果を表 7.4-1 に示す。

表7.4-1 不可分プロジェクトのスクリーニング

Projects	Categories by JICA Guideline, 2010	PEPA (Review of IEE and EIA) Regulations, 2000	
		EIA	
Coal Mining Projects	A	EIA	
Thermal Power Generation	A	EIA	1,200MW (over 200MW)
Road Project	A	EIA	Federal or provincial highways or major roads greater than Rs. 50 million in value.
Water supply	-	EIA	Major urban water supply infrastructure, including major head works and treatment plants.
Sufficient Water Disposal	A (as Reservoirs)	IEE	Dams and reservoirs with a storage volume less than 50 million m ³ or surface area less than 8 sq km

出典: JICA Survey Team based on JICA Guidelines and PEPA Regulations

7.5 環境及び社会影響のスクーピング

7.5.1 送電線プロジェクト

送電線プロジェクトにおける環境及び社会影響についての事前スクーピングを表 7.5-1に示す。

表 7.5-1送電線プロジェクトにおける環境及び社会影響についての事前スコーピング

Item	Pre-Construction / Construction Stage	Operation Stage	Description
Pollution control			
1. Air Pollution	B-	D	Some negative impacts on air quality are expected due to the operation of heavy equipment/vehicles as well as traffic incidental to construction works, although the expected impacts will be temporary during the construction stage.
2. Water Pollution	C	D	Some impacts on groundwater quality would be caused by the turbid water generated from construction yards of drilling works during construction stage. However, the expected impacts would be insignificant since groundwater level is deeper than the depth of excavation.
3. Soil Contamination	C	D	There are no project components or activities which could cause soil pollution. However, in case the soil at the construction sites is already contaminated due to other reasons, the construction activities of the project may cause negative impacts.
4. Solid Waste and/or Industrial Discharge	C-	D	It is expected that the project will generate construction waste during the construction stage. The solid waste from the construction works will be managed according to the concerned Pakistani regulations and guidelines, therefore, it is not expected to cause serious impacts.
5. Noise and Vibration	B-	D	Various impacts of noise and vibration are expected due to the operation of heavy equipment/vehicles, although the expected impacts will be temporary during the construction stage.
6. Ground Subsidence	D	D	There are no project components or activities that may cause negative impacts on ground subsidence since groundwater level is deeper than the depth of excavation.
7. Odor	D	D	There are no project components or activities that may generate foul or offensive odor.
8. Bottom Sediment	D	D	There are no project components or activities that may cause negative impacts on bottom water sediments to which aquatic life depends.
Natural Environment			
9. Geographical Conditions and Geological Conditions	D	D	There are no project components or activities that may cause negative impacts on the geographical and geological conditions, since earthwork volume is small.
10. Soil Erosion	D	D	There are no project components or activities that may cause negative impacts on soil erosion, since earthwork volume is small.
11. Flora	C	D	Some negative impacts on flora might be expected due to cutting of threatened vegetation during the construction stage.
12. Fauna	C	C	Some negative impacts on fauna might be expected due to cutting of trees which have nests of threatened vultures in breeding season during the construction stage. Bird strikes of vultures on electric transmission lines might be expected during the operational stage.

Item	Pre-Construction / Construction Stage	Operation Stage	Description
13. Ground Water	D	D	There are no project components or activities that may cause negative impacts on the ground subsidence since groundwater level is deeper than the depth of excavation.
14. Water Body (River, Lakes, etc.)	D	D	There is no project component or activity, which would cause significant change or impacts on hydrological conditions within and around the project area.
15. Natural/Ecological Reserves and Sanctuaries	D	D	There are no natural/ecological reserves and sanctuaries within and around the project area.
Social Environment			
16. Involuntary Resettlement	B-	D	The project is proposed to be far from residential areas. However, land acquisition is needed since there are agricultural land in the project area
17. Local Economies (employment, livelihood, etc.)	B+	D	Some positive effects on the local economy is expected because of possible increment on business/employment opportunities generated by the project implementation.
18. Water Rights	D	D	No impact on water use or water rights is expected due to the project implementation.
21. Land Use and Utilization of Local Resources	B-	B-	Some negative impacts on land use and utilization of local resources are expected due to construction works during the construction stage and the existence of facilities during operational stage.
22. Social Institutions and Community	D	D	No impact on social institutions and the community is expected since there is no significant part of the local community would be affected by the project.
23. Existing Social Infrastructures and Services	B-	D	Some negative impacts on the existing traffic conditions are expected due to traffic congestions that will be caused by the construction activities, although the expected impacts will be temporary during the construction stage.
24. Poor, Indigenous, or Ethnic People	D	D	No impact on poor indigenous or ethnic people is expected because of the characteristics of the transmission line project.
25. Misdistribution of Benefits and Damages	D	D	No impact on misdistribution of benefits and damages is expected because of the characteristics of the transmission line project.
26. Local conflicts of Interest	D	D	No impact on local conflicts of interest is expected because of the characteristics of the transmission line project.
27. Gender and Children's Rights	D	D	No impact on gender and children's rights is expected because of the characteristics of the transmission line project.
28. Cultural Heritage	D	D	There are no project components or activities that may cause negative impacts on cultural heritage.
29. Landscape	B-	B-	As a result of the construction and existence of the transmission line, the semi-desert and agricultural landscape would be changed.

Item	Pre-Construction / Construction Stage	Operation Stage	Description
30. Infectious Diseases such as HIV/AIDS	B-	D	During construction, increments of risks on infectious diseases among the construction workforce are probably expected.
31. Working Conditions (including occupational safety)	B-	B-	Increment of risks on traffic safety is expected due to the operation of heavy equipment and heavy vehicles during the construction stage. Increment of risks on electric safety is expected due to the electrical works during the operational stage.
Others			
32. Accident and Hazards	B-	D	There are possible accidents and hazards due to the operation of heavy equipment and vehicles during construction, although the project does not require special methods of construction.
33. Global Warming	B-	B+	The possibility of increased greenhouse gas (GHG) emissions is expected due to the operation of heavy equipment and vehicles as well as traffic congestion incidental to the construction works, although the expected probability will be temporary during the construction stage. It is expected that the GHG emissions would be reduced due to the low electrical power loss system.

Rating

A+/-: Significant positive/negative impact is expected.

B+/-: Positive/negative impact is expected to some extent.

C+/-: Extent of positive/negative impact is unknown. (A further examination is needed, and the impact could be clarified as the study progress)

D: No impact is expected

Reference: Appendix 5 of JICA Guidelines for Environmental and Social Considerations (April 2010)

出典: JICA Survey Team

7.5.2 不可分プロジェクト

不可分プロジェクトにおける環境及び社会影響事前スコーピング結果の一覧表をAppendix 7-1に示す。プロジェクトの詳細及び環境保全対策の詳細が決まっていないため、スコーピングは概略で事前的なものである。評価は各プロジェクトの一般的な事業特性に基づいて行った。

なお、Sino-Sindoh Resource社はタール炭田ブロック1の法令に基づいたESIA手続きを完了し、タール炭田ブロック2のESIA手続きも、SECMC社により現在実施中である。これらの報告書によれば、環境及び社会影響、各影響への保全対策、関係者協議、モニタリング計画を含む環境管理計画が適切に検討されている。

さらに、戦略的環境社会アセスメント(SES)もまたシンド州政府により実施中である。SES検討は、「再定住構想を含む環境社会検討、タール炭田における土地利用計画」と名付けられ、1)環境社会検討、2)土地利用計画の2つの構成要素から成る。

構成要素1の環境社会検討の目的は、タール炭田により影響を受けるタールパーカー地区及びその周辺22,000平方キロ以上について、炭田開発、発電、送電線及び関連プロジェクトがタール地域における環境、住民、生計及び文化にどのような正及び負の影響を及ぼしうるか検討するものである。

構成要素2の目的は、炭田開発、発電と関連プロジェクトの社会環境面の適切な保全対策メカニズムを開発して、将来の炭田及び発電の計画と開発段階に調和させることである。

これらの実行により、1.環境と住民への開発事業の副作用を最小にしてこの開発を持続可能なものにする、2. タールにおける国際的な投資家を惹き付けるために、環境及び社会の持続性に関する国際的なグッドプラクティス(赤道原則)に適合させるものである。

第8章 經濟財務分析

第8章 財務経済分析

8.1 財務経済分析の目的・方法

財務経済分析は、内部収益率(IRR)・純現在価値(NPV)を計算することによって、プロジェクト(石炭火力発電所1,200MWおよび送電線500kV、250kmの建設)の実行可能性を検討することを目的とする。

8.1.1 財務分析

財務分析は、実施機関(発電:Engro Powergen、送電:NTDC)の視点からプロジェクトの採算性を評価するために実施される。財務的内部収益率(FIRR)・財務的純現在価値(FNPV)を得るために、1)便益(発電:売電収入、送電:システム利用料)と2)市場価格に基づいた費用を考慮したうえで、プロジェクトの純便益が計算される。

送電プロジェクトは2つの代替案があるので、財務分析はそれぞれについて実施される。

表 8.1-1 発電・送電プロジェクトの財務分析

Project	Financial Analysis
Generation	Generation
Transmission	Alternative 1
	Alternative 2

出典: JICA Survey Team

価格予備費、建中金利、その他金融費用は、財務費用から除かれている。FIRR、FNPVは、税前・利払い前キャッシュフローに基づいて計算している。

8.1.2 経済分析

経済分析は、国民経済の観点からプロジェクトの採算性を評価するために実施される。経済的内部収益率(EIRR)・経済的純現在価値(ENPV)を得るために、代替エネルギー源(例 ディーゼル発電機)の節約費用に基づく増分便益と経済価格に基づいた費用を使って、プロジェクトの純便益が計算される。

発電所により発電された電力なしには送電できないので、送電プロジェクトのみでは、期待される経済便益は実現できない。よって、1)発電・送電プロジェクトの経済費用合計と2)代替エネルギー源の節約費用に基づき計算された経済便益を比較して、経済分析を行う。

表8.1-2 発電・送電プロジェクト経済分析の考え方

Item	Remark
Economic cost	1. Economic cost of the generation project 2. Economic cost of the transmission project
Economic benefit	1. Economic benefit by saving the alternative energy sources due to the incremental net generation
Net economic benefit	Net economic benefit is calculated by subtracting the economic cost from the economic benefit.

出典: JICA Survey Team

注: 節約分は消費者が使用した電力量に基づき計算されるので、1) 自家消費、2) 送配電ロスは、発電総量から引かれる。

EIRR、ENPVを計算するときに、国民経済にとって真の費用を測るために、プロジェクト費用は経済費用に転換される。この点において、国民経済内の移転支出(例 税金)は、便益でも費用でもないで計算から除外される。

8.1.3 方法

IRR、NPVを計算するために、プロジェクト・キャッシュフローを準備する。これらの数値は、以下の式に基づいて計算される。IRRはNPVをゼロとする割引率に等しい。NPV計算のために、事前に決められた割引率が使われる。

$$\sum_{t=1}^n \{(B - C)_t \div (1 + r)^t\} = 0$$

Where, C=cost, B=Benefit, t=tth year (1,2,3...n), n=project life, r=internal rate of return

IRR、NPVの計算のために、通常は「プロジェクトを実施した場合」、「プロジェクトを実施しなかった場合」の2つのケースを検討して、純増分便益・費用を決定する。しかし、今回の分析では、プロジェクト実施に伴う逸失便益がないと想定している(例 プロジェクトサイトが以前は農地であった場合は、農産物からの収入)、「プロジェクトを実施しなかった場合」の便益は考慮されていない。

8.2 財務経済分析の前提条件

ここでは、IRR、NPV計算に使われた前提条件を記述する。

8.2.1 プロジェクト寿命、残存価値、価格ベース

発電・送電プロジェクトは、建設完工後40年のプロジェクト寿命を有すると想定している。¹プロジェクトの寿命が来たときに、残存価値はないものとする。便益・費用は、2012年価格で示されている。

8.2.2 物理的予備費・価格予備費

物理的予備費は、プロジェクト完成に必要なベース費用を超えて必要な追加リソースの金銭的価値と定義される。同予備費は、ベース費用のパーセンテージとして見積もられる。物理的予備費は、ベース費用の内容次第で異なるが、発電プロジェクトはベース費用の5%、送電プロジェクトは3%

¹ プロジェクト寿命の想定は、「NTDC, "Proforma PC-1: Interconnection of Thar Coal Based 1200MW Engro Power Plant with NTDC System", February 2012.」と同じ数字である。

と想定した。

価格予備費は、費用見積もり時と借款承認時の間の為替相場や価格変動に備えるものである。同費用は、外貨の2.1%、内貨の5.7%と想定している。

将来の価格変動の不確実性と2012年価格の適用という前提条件により、価格予備費は、財務・経済分析両方から除外されている。

8.2.3 料金

タール石炭火力発電所の料金は、1)容量料金(固定料金)と2)変動エネルギー料金(変動料金)から構成され、下記表に示す計算式で売電料金が計算されている。NTDC報告書²によると、政府によって課される発電費用の変動分は、転嫁費用として扱われ、電力消費者に転嫁される。³そのため、財務分析では、変動エネルギー料金の収入は、発電に使われる石炭・水費用と相殺されていると想定している。⁴

Table 8.2-1 石炭火力発電所料金の前提条件(単位 ルピー/kWh)

	Capacity charge	Energy charge
1 st -10 th year	4.262	5.349
From 11 th year	2.173	5.349

出典: JICA Survey Team

送電システム使用料は、現在の料金に基づいて、100.15ルピー/kW/月と想定している。

8.2.4 維持管理費用

発電プロジェクトの維持管理費用は、転嫁費用として扱われているので、費用に含まれていない。しかし、約1600万ルピーのオーバーホール費用(固定維持管理費)は、完工後5年ごとにかかるとしている。送電プロジェクトの維持管理費用は、資本費用の2%と想定している。

8.2.5 変換係数

標準変換係数(SCF)は、政策、課税、補助金による市場の歪みの程度を推測する指標である。SCFは、歪みがあると想定される内貨を経済費用に転換するときに適用される。

下記計算式を使って、近年の交易条件、税金から、SCFは0.97と計算されており、ほぼ1である。⁵物価にはほとんど歪みがないと結論づけられる。

$$SCF = [\text{輸入(CIF)} + \text{輸出(FOB)}] / [(\text{輸入} + \text{関税}) + (\text{輸出} + \text{輸出税} - \text{輸出補助金})]$$

² NTDC, "Proforma PC-1: Interconnection of Thar Coal Based 1200MW Engro Power Plant with NTDC System", February 2012.

³ NEPRA 聴聞会の新聞広告によると、変動エネルギー料金は、1)燃料費、2)維持管理変動費からなり、燃料費は消費者に転嫁される。

⁴ 水は燃料の一部として扱い、財務・経済分析の費用には含めていない。この取り扱い、他の類似プロジェクト報告書を同じである。経済分析では、料金を財務分析と異なる扱いをしている。詳しくは、8.4.2 経済便益を参照のこと。

⁵ ADB の「Report and Recommendation of the President to the Board of Directors: Proposed Loan Patirnd Hydropower Project (Pakistan)」September 2011」では、標準変換係数 0.91 が使われている。ADB 報告書の数字を見れば、本報告書で使われている係数 0.97 は妥当と言える。

表 8.2-2 交易条件(単位 百万ルピー)

Import	Export	Import Duty	Export Tax	Export Subsidy
2,910,990	1,640,928	164,900	0	0

出典: Pakistan Statistical Year Book 2011, 9.1 Foreign Trade, 18.1 Revenue Receipts of the Federal Government

労働費に関しては、熟練労働者については大きな歪みはないと想定している。しかし、非熟練労働者の場合、不完全雇用が存在している。

パキスタンの最低賃金は、連邦政府の労働政策により勧告されており、最低賃金条例(1961年)の下、州最低賃金委員会により定められている。パキスタンの最低賃金は1992年に初めて導入され、月1500ルピーと定められた。そして、2006年に4000ルピー、2010年に7000ルピーと引き上げられた。下記表は、多くの労働者が2001年最低賃金を下回る賃金で働いていることを示している。

表 8.2-3 2001年最低賃金(月2500ルピー)に満たない賃金労働者の割合

Year	Regular Worker	Non-regular Worker	All Workers
1997/98	11.6	32.7	18.0
2001/02	14.7	43.0	29.4
2003/04	14.1	39.2	25.8

出典: Dr. Mohammad Irfa, "Pakistan's Wage Structure during 1990/01-2006/07", December 2008, p.29

上記表の数字は、非熟練労働者の機会費用が最低賃金を下回っていることを示唆している。

表8.2-4 事業体別正社員・全労働者月間賃金(単位:ルピー/月)

	All Workers	Regular Workers
Government	6,585	6,656
Formal	4,501	5,596
Informal	2,875	3,027

出典: Dr. Mohammad Irfa, "Pakistan's Wage Structure during 1990/01-2006/07", December 2008, p.9

上記表が示すように、インフォーマル・セクターの平均賃金は、フォーマル・セクターの約半分である。そのため、経済費用の転換にあたり、非熟練労働費には0.5の変換係数を適用する。

非熟練労働は、調達・建設費用(内貨)の30%を占めると想定している。下記表の計算が示すように、調達・建設費用(内貨)の変換係数は0.829としている。

表 8.2-5 調達・建設費用(内貨)変換係数の計算

Item	% of Local Cost	Conversion Factor	Weighted Average
Unskilled labor	30%	0.5	0.15
Other items	70%	0.97	0.679
Total			0.829

出典: JICA Survey Team

8.2.6 基準レート

基準レートは、FIRR、EIRRと比較することにより、プロジェクトが実施機関、国民経済それぞれの観点から実施すべきかどうかを評価、判断するために使われる。

原則として、財務分析に採用される基準レートは、資本機会費用の考えに基づいて計算される。しかしながら、実施機関に対する融資の利率は、必ずしも資本の機会費用と一致するわけではない。パキスタン短期国債の最近の利率を資本の機会費用とみなすことができるが、下記に示すよう

に、最近は10%前後である。この報告書では、IRR、NPVの計算結果を保守的にするために、10%の代わりに12%の基準レートを使用する。

表 8.2-6 短期国債利率

Treasury Bill	Weighted Average Rate
3 months	9.2754%
6 months	9.2962%
12 months	9.3631%

出典: State Bank of Pakistan, auction as of December 12, 2012, <http://www.sbp.org.pk/departments/stats/NDSP.htm#b>

ADBは、経済分析のための社会的割引率として10～12%を使っている。このレートは、パキスタンの社会的資本機会費用として扱われている。⁶

開発パートナーが使っている社会的割引率の理論的説明は難しいが、国際金融機関の多くに採用されているので、経済分析には12%を適用する。

8.2.7 自家消費・送配電ロス

石炭火力発電所の自家消費割合は、総発電量の5%としている。送電プロジェクト代替案1(AAAC “Araucaria”)、代替案2(AAAC “Araucaria”)には、0.64%、0.62%の送電ロスが適用されている。

最近の「電力市場データ」によると、配電ロスは18.5%であり、この数字は経済分析の純増分発電量・便益の計算に使用されている。⁷

8.2.8 発電用水・石炭の利用

タール石炭火力発電所では、発電に水と石炭を使用する。変動エネルギー料金(変動料金)は、コスト賦課方式で決定されるので、財務分析では、水・石炭費用を「転嫁費用」として扱う。この前提に基づいて、水・石炭費用と変動エネルギー料金収入は同じであり、財務分析の計算から除外されている。

一方、経済分析では、水に機会費用はなく費用ゼロとしている。タール炭は、同程度の品質を持つインドネシア産石炭価格と同じ1トン当たり25ドルの経済費用と想定しているが、この価格は、国内での想定販売価格よりかなり低い。

kWh当たりの石炭経済価格は、表2.5-4が示すものと同じ計算式を使って、以下のように計算されている。

⁶ ADB, Report and Recommendation of the President to the Board of Directors: Proposed Loan Patirind Hydropower Project (Pakistan), September 2011

⁷ Electricity Marketing Data 36th Issue, “Statistics at Glance: PEPCO (Public and Private)”, June 2011

表8.2-7 石炭経済価格の計算

	Item	Formula		Unit
a	Caloric value (Block II)		3,212	kcal/kg
b			0.252	kcal/Btu
c		a/b	12,746	Btu/kg
d			3,412	Btu/kWh
e	Net thermal efficiency		37.0%	
f	Heat rate	d/e	9,222	Btu/kW
g	Coal cost per ton (US\$)		25	US\$/ton
h	Coal cost per kWh (cent)	g/1000*f/c*100	1.809	cent/kWh
i	Coal cost per kWh (Rs)	h/k	2.055	Rs/kWh
j	Exchange rate		88	Rs/US\$

出典: JICA Survey Team

注: 石炭は貿易財として国境価格で評価されるため、1トン当たりの石炭価格は、本船渡し価格であり、保険・輸送費用は含まない。

8.3 財務・経済価格の特定・数値化

プロジェクト費用見積もりに基づき、財務・経済費用が特定、数値化される。財務・経済費用はFIRR・FNPV、EIRR・ENPVの計算にそれぞれ使われている。

8.3.1 財務費用

財務費用は、プロジェクト費用見積もりから算出され、初期投資費用と維持管理費用から構成される。

プロジェクト費用には、調達・建設費用、内国輸送費、コンサルティングサービス、物理的・価格予備費が含まれている。一方、財務費用は、実施機関の視点からプロジェクト・パフォーマンスを評価するために使われ、価格予備費、建中金利は除外している。

表 8.3-1 完工時の発電プロジェクト財務費用(単位:百万ルピー)

Items	Financial Cost		
	F/C	L/C	Total
Construction & procurement	125,434	45,470	170,904
Price escalation	0	0	0
Physical contingency	6,963	2,961	9,923
IDC/commitment charge	0	0	0
Consulting services	1,251	506	1,757
Total: Eligible Portion	133,647	48,937	182,584
Total: Non-Eligible Portion	0	42,665	42,665
Grand Total	133,647	91,603	225,249

注: 四捨五入のため費用合計は必ずしも正確ではない。この原則は、便益・費用のすべてに当てはまる。

出典: JICA Survey Team

表 8.3-2 完工時の送電プロジェクト財務費用(単位:百万ルピー)

Items	Alternative 1			Alternative 2		
	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total
Construction & procurement	14,620	2,086	16,706	19,446	2,407	21,853
Price escalation	0	0	0	0	0	0
Physical contingency	479	78	557	638	90	728
IDC/commitment charge	0	0	0	0	0	0
Consulting services	287	61	348	382	74	456
Total: Eligible Portion	15,386	2,225	17,611	20,465	2,571	23,036
Total: Non-Eligible Portion	927	821	1,748	1,262	1,005	2,267
Grand Total	16,313	3,046	19,359	21,727	3,576	25,304

出典: JICA Survey Team

表8.3-3 財務費用の年次費用(発電)(単位:百万ルピー)

Year	Financial Cost		
	F/C	L/C	Total
Year 1	198	70	268
Year 2	171	91	263
Year 3	20,034	13,751	33,785
Year 4	39,923	27,411	67,334
Year 5	53,228	36,523	89,751
Year 6	20,093	13,757	33,850
Total	133,647	91,603	225,249

出典: JICA Survey Team

表 8.3-4 財務費用の年次費用(送電)(単位:百万ルピー)

Year	Alternative 1			Alternative 2		
	F/C	F/C	L/C	Total	L/C	Total
Year 1	89	18	107	118	22	140
Year 2	4,017	759	4,776	5,349	890	6,239
Year 3	5,050	908	5,957	6,731	1,065	7,797
Year 4	4,864	908	5,772	6,479	1,065	7,544
Year 5	2,293	454	2,747	3,050	533	3,583
Total	16,313	3,046	19,359	21,727	3,576	25,304

出典: JICA Survey Team

8.3.2 経済費用

経済費用は、プロジェクト費用見積もりから算出される。内貨分プロジェクト費用は、変換係数を適用し、経済費用に転換する。国境価格の費用は調整する必要はない。

経済費用は、国民経済の視点からプロジェクト・パフォーマンスを評価するために使われ、物価予備費、税金、建中金利は除外されている。税金が経済費用から除外されるのは、それらが一国の経済内の移転費用であり、国民経済にとっては、真の費用ではないからである。

前述のように、発電・送電プロジェクト費用を合計し、それを代替エネルギー費用節約分の便益と比較することにより、経済分析を行う。

表 8.3-5 完工時のプロジェクト経済費用(発電・送電代替案1)(単位:百万ルピー)

Items	Generation			Transmission Alternative 1		
	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total
Construction & procurement	125,434	37,695	163,128	14,620	1,729	16,349
Price escalation	0	0	0	0	0	0
Physical contingency	6,963	2,872	9,834	479	76	555
IDC/commitment charge	0	0	0	0	0	0
Consulting services	1,251	491	1,742	287	59	346
Total: Eligible Portion	133,647	41,058	174,705	15,386	1,864	17,250
Total: Non-Eligible Portion	0	2,021	2,021	0	383	383
Grand Total	133,647	43,079	176,726	15,386	2,248	17,634

出典: JICA Survey Team

表 8.3-6 完工時のプロジェクト経済費用(発電・送電代替案2)(単位:百万ルピー)

Items	Generation			Transmission Alternative 2		
	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total
Construction & procurement	125,434	37,695	163,128	19,446	1,995	21,441
Price escalation	0	0	0	0	0	0
Physical contingency	6,963	2,872	9,834	638	87	725
IDC/commitment charge	0	0	0	0	59	59
Consulting services	1,251	491	1,742	382	72	454
Total: Eligible Portion	133,647	41,058	174,705	20,465	2,155	22,620
Total: Non-Eligible Portion	0	2,021	2,021	0	497	497
Grand Total	133,647	43,079	176,726	20,465	2,652	23,117

出典: JICA Survey Team

表 8.3-7 経済費用の年次費用(発電・送電代替案1)(単位:百万ルピー)

Year	Generation	Transmission Alternative 1	Total
Year 1	266	107	372
Year 2	260	4,391	4,651
Year 3	26,506	5,255	31,761
Year 4	52,779	5,255	58,033
Year 5	70,345	2,627	72,972
Year 6	26,571	0	26,571
Total	176,726	17,634	194,360

出典: JICA Survey Team

表 8.3-8 経済費用の年次費用(発電・送電代替案2)(単位:百万ルピー)

Year	Generation	Transmission Alternative 2	Total
Year 1	266	140	405
Year 2	260	5,756	6,016
Year 3	26,506	6,888	33,395
Year 4	52,779	6,888	59,667
Year 5	70,345	3,444	73,789
Year 6	26,571	0	26,571
Total	176,726	23,117	199,843

出典: JICA Survey Team

8.4 財務・経済便益の特定・数値化

このセクションでは、財務・経済便益を特定、数値化する。これらの便益は、プロジェクト実施により実現する1)石炭火力発電所による増分発電量、2)電力の送電により得られるものである。

まず、増分発電量・送電量の計算方法を説明する。次に、1)発電プロジェクトの増分発電量、NTDCへの売電による収入増加、2)送電プロジェクトの増分送電量、配電会社への送電による収入増加に基づいて、財務便益が数量化される。最後に、代替エネルギー(例:UPS、ディーゼル発電機)の節約費用に基づいて、経済便益が計算される。

8.4.1 財務便益

プロジェクトの財務的パフォーマンスは、直接受益者(発電:Sindh Engro Coal Mining Company、送電:NTDC)の視点から評価される。

(1) 発電の財務便益

発電の財務便益は、NTDCへの売電による収入増加分である。もし発電プロジェクトが実施されれば、より多くの電力を売ることができ、会社の収入が増加する。プロジェクトのアウトプット(発電量)は、電力料金により価値づけられる。

$$\text{発電(GWh)} = \text{容量(MW)} \times 24\text{時間} \times 365\text{日} \times \text{プラント稼働率(\%)} / 1000$$

便益は、プロジェクト寿命(40年)にわたり計算される。財務分析では、特定の年の収入増加という便益は、増分発電量と電気料金を掛けることにより算出される。8.2.3で説明したように、電気料金は、1)変動エネルギー料金(変動料金)、2)容量料金(固定料金)から構成されている。

$$\text{収入} = \text{容量 (MW)} \times \text{固定料金} + \text{発電量(kWh)} \times \text{変動料金(ルピー/kWh)}$$

石炭火力発電所用地に以前生産されていた農産物の逸失利益といった機会費用はないと想定しているので、総収入は、上記計算式により算出されたものに等しい。

(2) 送電の財務便益

送電の財務便益は、配電会社への送電から得られる収入増加である。送電プロジェクトが実施されれば、より多くの電力が送電され、NTDCの収入も増加する。

便益は、プロジェクト寿命(40年)にわたり計算される。財務分析では、収入増加分の便益を、月間ピーク需要とシステム使用料を掛けることにより計算している。

$$\text{収入} = \text{月間ピーク需要(MW)} \times \text{システム資料量(ルピー/kW/月)} \times 12\text{か月}$$

送電線用地に以前耕作されていた農産物のような逸失利益はないと想定しているので、総収入は、上記計算式により算出されたものに等しい。

8.4.2 経済便益

プロジェクトの経済便益を決定するときに、通常は2つの種類の便益が特定される。電力消費の経済便益価値は、1)電力消費の増加(増分便益)によりもたらされる誘発市場(induced market)、2)灯油ランプ、UPS、ディーゼル発電機のような代替エネルギー源を代替する電力消費(非増分便益)である転用市場(diverted market)のいずれかに基づいている。

パキスタンの巨大な電力不足、長期にわたる計画停電を考えると、プロジェクトにより実現する電力は電力消費を増したり、既存の発電所を代替するというよりも、単に代替エネルギーを代替するのみと考えられる。よって、プロジェクトの成果は、非増分便益とみなす。

経済便益のレベルを特定するにあたり、節約費用は消費者の観点から、代替エネルギー源の経済費用を上限、電気料金経済費用を下限として計算される。

(1) 電気料金の経済価格

電力はプロジェクトの唯一の産出品である。電力は国内経済向けに送電され、近隣国には輸出されないため、非貿易財とみなす。標準変換係数0.97を適用して、電気料金の経済価格がkWhあたり6.0625ルピーと計算している。

表8.4-1 電気料金の経済価格

Average Tariff	Calculation	Economic Price
Rs. 6.25/kWh	Rs. 6.25/kWh x 0.97	Rs. 6.0625/kWh

出典: Electricity Marketing Data, “Statistics at a glance: PEPCO (Public and Private)”, 36th Issue, 2011

(2) 代替エネルギーの回避費用

プロジェクトによる増分電力供給によって節約されるエネルギー費用は主に2つある。下記表が示すように、ディーゼル発電機は主に産業・農業消費者に使用されている。UPSは、照明、テレビ、ラジオ、コンピューターなどの電気機器の電源として商業・住宅用途に使われている。

表 8.4-2 消費者タイプ別代替エネルギー源の想定

Alternative Source	Type of Consumers
UPS	Domestic, commercial users
Diesel generator	Industrial, agricultural, others

表8.4-3は、各カテゴリー消費者の平均電力消費量の現状を示している。

表 8.4-3 消費者別平均電力使用量(単位:kWh)

	Domestic	Commercial	Industrial	Agricultural	Others
Annual	1,778	1,934	64,819	31,529	760,440
Monthly	148	161	5,402	2,627	63,370

出典: Electricity Marketing Data, “Table D-5: Electricity consumption per consumer”, 36th Issue, 2011

注:「その他」には、街灯(374 GWh/年)、大口消費者(3,544 GWh/年)、KESC への供給(5,499 GWh/年)などが含まれる。

節約費用を計算するときに良く使われる灯油ランプはパキスタン国内であまり使われていないため、UPSが代替エネルギー源として選択されている。表8.4-4が示すように、エネルギー支出の約半分

が電気料金支払いである。一方、灯油への支出は3%以下である。さらに、パキスタンでは計画停電が広く実施されるため、電力消費者がUPSによって停電に備えるようになっている。

表 8.4-4 家計のエネルギー支出(単位:ルピー、%)

	Pakistan	Urban	Rural
Average monthly expenditure	713	904	622
Firewood	22.1%	7.5%	32.1%
Kerosene	2.8%	0.8%	4.2%
Charcoal	0.1%	0.0%	0.1%
Coal	0.1%	0.0%	0.2%
Dung cakes	3.6%	0.8%	5.5%
Natural gas	9.1%	20.3%	1.4%
LPG	3.8%	3.6%	3.9%
Electricity	50.4%	63.1%	41.7%
Candles	2.0%	1.7%	2.3%
Agricultural residues	4.5%	0.7%	7.1%
Accessories (bulbs, etc.)	1.5%	1.5%	1.6%

出典: USAID Pakistan, "Energy Sector Assessment for USAID/Pakistan", Table 9: Average Monthly Expenditure in Rupees on Energy in Pakistan Households (Winrock 2007), June 2007

電力消費者は、計画停電、不安定な電力供給のため、代替エネルギーを利用する傾向がある。それらは、電力供給が安定すればすぐに取って代わられる。代替エネルギーの費用は、通常は電気料金より高く、節約費用計算時に上限としてみなされる。

ディーゼル発電機

ディーゼル発電機は、電力供給の主要代替手段の1つであるが、発電容量増強により電力供給が増加すれば、代替される。ディーゼル発電機の節約費用は、経済便益とみなされる。

パキスタンは原油の80%以上を海外から輸入している。⁸パキスタン政府は石油製品価格を規制し、税金・マージンを課しており、国にとって正確な費用を計算するため、そのような国内の移転支出は規制価格から除かれる。

表 8.4-5 高速ディーゼルオイルの経済費用(単位:ルピー/リッター)

Prescribed Price	98.82
- Petroleum Levy	(5.18)
Net Price of H.S.D. (excluding transfer payment)	93.64

出典: Oil & Gas Regulatory Authority, Press Release, December 31, 2011

ディーゼル発電機の発電費用は、固定費用と変動費用からなる。固定費用(機器購入費用)は埋没費用とみなし、計算からは除外している。

⁸ Adeel Ahmad, Mithilesh Kumar Jha, "Status of Petroleum Sector in Pakistan - A Review", Oil and Gas Business, 2007

表8.4-6 ディーゼル発電の変動費用

Item		Figure	Unit
Installed capacity	$A = \text{kVA} \times \text{Power Factor}$	9.2	kW
Power factor	Power factor = 0.8	0.8	
Load factor	Load factor = 0.4	0.4	
Net generation	$B = \text{kW} \times 8760 \times \text{Load factor}$	32,237	kWh/year
Economic cost of diesel oil	$C = \text{Market price-tax\& margin}$	93.64	Rs./L
Fuel consumption	$D = \text{Web site info}$	2.40	L/hour
Fuel cost	$E = \text{Fuel consumption (liter per hour)} \times 8760 \times \text{Load factor} \times \text{Fuel price per liter}$	787,475	Rs./year
Variable O&M cost	$F = \text{Fuel cost} \times 1\%$	7,875	Rs./year
Total cost	$G = E + F$	795,350	Rs./year
Variable cost per kWh	$H = G/B$	24.67	Rs./kWh

計算の結果、kWhあたり24.67ルピーをディーゼル発電機の経済費用上限と決定した。

UPS

過程・商業消費者は停電時のバックアップとして、UPSを使う傾向がある。UPSの寿命は短いので、固定・変動費用両方を使って、kWh当たり費用を計算している。

表 8.4-7 UPSの固定費用・変動費用

Items		Figure	Unit	Remark
Price of UPS	$A = \text{survey}$	23,500	Rs.	Quotation from UPS dealer
Capacity of UPS	$B = \text{survey}$	1,400	VA	Quotation from UPS dealer
Economic life	$C = \text{assumption}$	5	year	
Annualized cost	$D = A/C$	4,700	Rs./year	
Equivalent wattage	$E = B \times \text{power factor}$	1,120	watt	Capacity (VA) $\times$ power factor (0.8)
Hours of use per day	$F = \text{assumption}$	10	hours	
Equivalent kWh per year	$G = E \times F \times 365/1000$	4,088	kWh/year	
Fixed cost per unit (kWh-Value)	$H = D/G$	1.1	Rs./kWh	
Unit price of battery	$I = \text{survey}$	7,500	Rs./unit	Quotation from UPS dealer
Necessary no. of battery	$J = \text{survey}$	3	unit/year	Quotation from UPS dealer
Cost of battery per year	$K = I \times J$	22,500	Rs./year	
Tariff	$L = \text{assumption}$	6.06	Rs./kWh	Economic cost of tariff
Efficiency	$M = \text{assumption}$	0.5		
Recharging cost	$N = G \times L/M$	49,567	Rs./year	
Variable cost per unit (kWh-Value)	$O = (K+N)/G$	17.6	Rs./kWh	
Total cost of UPS	$P = H+O$	18.8	Rs./kWh	

上記計算の結果、kWhあたり18.8ルピーをUPS経済費用の上限とする。

(3) 節約費用

節約費用は、電力消費者の電力消費の経済価値を表している。多くの要因により、この価値は電気料金とは等しくはならない。よくあることであるが、電気料金には補助金が出され、経済便益を適切に反映していない。経済分析では、経済便益は、照明、灌漑、産業その他に使われる電力を作るUPS、ディーゼル発電機の費用節約分と一致する。

分析では、1)加重平均電気料金と2)代替エネルギー源への消費者の支払額の差異が節約費用と

想定している。

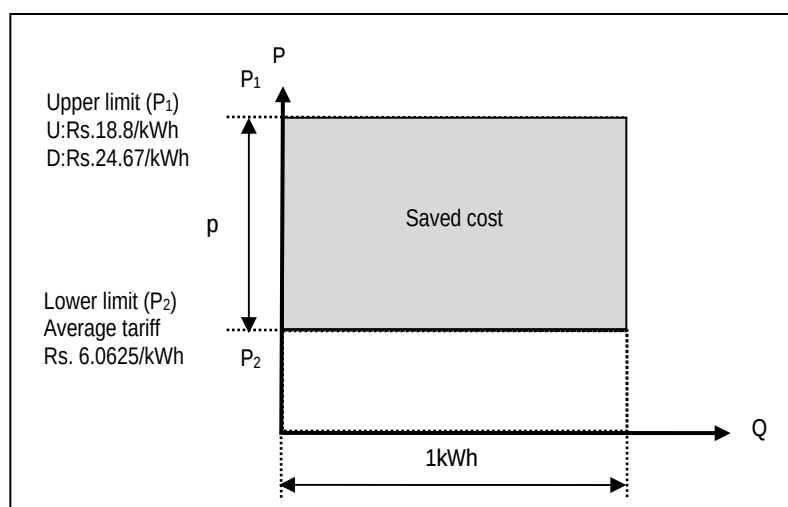


図 8.4-1 節約費用

注: 「U」はUPS、「D」はディーゼル発電機を表す。

家庭消費者はUPS、灌漑ユーザーは電気式ポンプの代わりに、ディーゼル灌漑ポンプをバックアップとして使用していると想定している。商業ユーザーは主に照明用バックアップとしてUPSを使い、ディーゼル発電機はほとんど使っていない。実際は使っていない者もあるものの、産業ユーザーは、ディーゼル発電機を使っているものとしている。

表 8.4-8 代替エネルギー源節約費用の計算

Tariff Category	Alternative Source	Consumption (GWh)		Economic Price (Rs./kWh)		Difference (Saved Cost)	Weighted Saved Cost
				Upper Limit	Lower Limit		
		(a)		(b)	(c)	(d)=(b)-(c)	(e)=(a)*(d)
Domestic	UPS	29,507	43%	18.78	6.0625	12.72	5.45
Commercial	UPS	4,466	6%	18.78	6.0625	12.72	0.82
Industrial	Diesel generator	16,371	24%	24.67	6.0625	18.61	4.42
Agricultural	Diesel generator	9,585	14%	24.67	6.0625	18.61	2.59
Public lighting	UPS	372	1%	18.78	6.0625	12.72	0.07
Others	Diesel generator	8,577	12%	24.67	6.0625	18.61	2.32
		68,878	100%			Total	15.67

出典: JICA Survey Team

各料金カテゴリーの消費量シェアに基づき、加重平均節約費用はkWhあたり15.67ルピーと計算された。

8.5 財務経済分析の結論

これまで記述した前提条件、費用・便益に基づいて、財務的・経済的内部収益率・純現在価値を計算する。

8.5.1 財務的内部収益率(FIRR)・純現在価値(FNPV)

(1) ベース・ケース

FIRRを得るために2012年価格で便益・費用を算出・計算し、資本機会費用(12%)を使って割り引いてFNPVを算出した。

発電プロジェクトはプラスの純現在価値を生み出し、基準レートより若干高いFIRRを示している。しかし、このリターンは発電費用がすぐに電気料金に転嫁されるときに実現するものである。もしNEPRAによる料金申請承認や政府公報への掲載が遅れたり、料金値上げ申請が一部承認もしくは却下されれば、発電プロジェクトのリターンも減少する。

送電プロジェクトは、いずれの代替案もマイナスの純現在価値となり、FIRRの基準レート(12%)も下回っている。送電プロジェクトのFIRRは基準レートよりかなり低い。これは、送電線の長さにかかわらず、同じ固定料金が適用されるためである。送電線が長くなれば、資本費用もより多くかかるため、IRRは低くなる。しかし、タールの他の発電プロジェクトが完成すれば、ピーク送電量が増大し、送電プロジェクトの財務的リターンも増加すると思われる。

表 8.5-1 FIRRおよびFNPV

Case	FIRR	FNPV (Rs. million)	FNPV (US\$ million)
Generation	14.1%	22,765	239
Transmission (Alternative 1)	4.0%	(8,479)	(89)
Transmission (Alternative 2)	1.8%	(13,140)	(138)

出典: JICA Survey Team

送電代替案2のFIRRは、代替案1のそれより低い。表8.3-5が示すように、これは、初期段階では前者の資本費用が後者よりも大きい一方、両者の送電ロスがほとんど同じだからである。しかし、将来の発電増強に対応する費用を考慮すれば、代替案2の追加費用8億ルピーは、代替案1の130億ルピーと比べると非常に小さい。⁹この結果、代替案2の総費用229億ルピーは、代替案1の304億ドルよりも小さくなり、前者の財務的リターンは後者を上回ることになる。

2) 感度分析

実際の状況はベース・ケースの想定と異なるかもしれないので、財務分析に関する感度分析を実施した。感度分析では、1)料金値上げ(10%)、2)費用増加(10%)、3)建設遅延(1年)のケースを検討した。

⁹ 費用詳細は、表 6.2-2 を参照のこと。

表8.5-2 発電 感度分析(FIRR・FNPV)

Case	Benefit	Cost	FIRR (%)	FNPV (Mil Rs.)	FNPV (Mil US\$)
Base case	No change	No change	14.1%	22,765	239
Tariff increase (+10%)	+10%	No change	15.5%	38,579	404
Cost increase (+10%)	No change	+10%	12.8%	9,229	97
Delay in construction (1 year)	No change	No change	13.8%	17,003	178

出典: JICA Survey Team

表 8.5-3 送電代替案1 感度分析(FIRR・FNPV)

Case	Benefit	Cost	FIRR (%)	FNPV (Mil Rs.)	FNPV (Mil US\$)
Base case	No change	No change	4.0%	(8,479)	(89)
Tariff increase (+10%)	+10%	No change	4.8%	(7,809)	(82)
Cost increase (+10%)	No change	+10%	3.2%	(9,997)	(105)
Delay in construction (1 year)	No change	No change	3.8%	(7,922)	(83)

出典: JICA Survey Team

表 8.5-4 送電代替案2 感度分析(FIRR・FNPV)

Case	Benefit	Cost	FIRR (%)	FNPV (Mil Rs.)	FNPV (Mil US\$)
Base case	No change	No change	1.8%	(13,140)	(138)
Tariff increase (+10%)	+10%	No change	2.6%	(12,470)	(131)
Cost increase (+10%)	No change	+10%	1.1%	(15,124)	(159)
Delay in construction (1 year)	No change	No change	1.6%	(12,189)	(128)

出典: JICA Survey Team

上記表から明らかなように、料金値上げ(10%)により、FIRR、FNPVは若干増加する一方、費用増加(10%)、建設遅延(1年)により、数字は少し減少する。よって、これら前提条件の変更は、財務分析の結果にあまり影響を与えないと結論付けることができる。

8.5.2 経済的内部収益率(EIRR)・純現在価値(ENPV)

(1) ベース・ケース

EIRRを得るために経済価格で便益・費用を算出・計算し、社会的割引率 (12%)を使って割り引いてENPVを算出した。

表 8.5-5 EIRRおよびENPV

Case	EIRR	ENPV (Rs. million)	ENPV (US\$ million)
Generation + Transmission (Alternative 1)	28.9%	242,181	2,539
Generation + Transmission (Alternative 2)	28.9%	237,995	2,495

出典: JICA Survey Team

いずれのケースでも、EIRRは基準レート(12%)を大きく上回り、ENPVも大きいので、経済便益は圧倒的である。代替エネルギー源費用の巨額の節減により、プロジェクトは国民経済の視点から実施すべきと言える。

(2) 感度分析

経済分析についても感度分析を実施した。財務分析と同じように、経済便益の増加、建設費用超過、建設遅延について分析した。

表 8.5-6 代替案1 感度分析(EIRR・ENPV)

Case	Benefit	Cost	EIRR (%)	ENPV (Rs. million)	ENPV (US\$ million)
Base case	No change	No change	28.9%	242,181	2,539
Benefit increase (+10%)	+10%	No change	31.2%	283,879	2,976
Cost increase (+10%)	No change	+10%	27.0%	230,177	2,413
Delay in construction (1 year)	No change	No change	28.8%	215,447	2,258

出典: JICA Survey Team

表 8.5-7 代替案2 感度分析(EIRR・ENPV)

Case	Benefit	Cost	EIRR (%)	ENPV (Rs. million)	ENPV (US\$ million)
Base case	No change	No change	28.9%	237,995	2,495
Benefit increase (+10%)	+10%	No change	31.2%	279,704	2,932
Cost increase (+10%)	No change	+10%	27.0%	225,561	2,364
Delay in construction (1 year)	No change	No change	28.8%	211,612	2,218

出典: JICA Survey Team

前提条件変更によるEIRR・ENPVへの影響はほとんどない。費用が増加したり、建設が遅れても、EIRR、ENPVは若干数字が減少するだけである。

第9章 結論と提言

第9章 結論と提言

9.1 結論

9.1.1 タール炭田開発

(1) 炭田開発

豊富に賦存する自国のエネルギー資源を有効活用する意義は大きい。国際市場に出すには品位的に難しいと思われるが、自国内での同炭種の活用は世界的に行われている。Thar炭田の開発も順調に推移しており、今後の更なる開発が期待される。

同炭田の開発には周辺インフラの開発も同時並行的に行う必要が有る。道路・発電所・送電線・水源・排水施設・都市開発等が含まれ、計画が進められている。すべてを遅滞なく行う事が必要である。

資源の開発が環境破壊に繋がらない様に開発者が自覚し、行政が監視・指導する必要が有る。また炭田開発による労働災害や健康被害の発生も排除しなくてはならない。炭鉱の操業や環境に対する監督者の育成も炭田総合開発には必要な事項である。

(2) 発電所建設

タール炭田産出炭は褐炭であり、輸送に適さないため、タール地区に坑口発電所の建設が計画されている。炭鉱開発と同様に、具体的な坑口発電所の計画は、ブロックIの900MW、ブロックIIの1,200MWおよびブロックIVの1,100MWの計画が進行中であり、それらの発電所建設に関連したインフラに対する整備も順調に進められている。

なお、発電所の建設は炭鉱開発が始まってから実施されることや民間による開発のため、民間開発のため守秘義務があり、本調査では発電所建設に係わる詳細な情報は入手できなかったが、各ブロックとも炭鉱開発が実際に始まれば、その石炭を使用するために、タール地域において坑口火力発電所の建設が確実に見込まれる。

(3) インフラ設備

タール炭田開発を推進させるために、水供給設備や排水設備および建設機械等を運ぶための道路整備については、シンド州政府は予算をつけ、着実に実施中である。そのため、水供給設備、排水設備、道路設備については、現時点においては日本の援助は必要ない。また、これらのインフラ設備の構築はタール炭田開発全体計画に及ぼす影響はない。

ただし、送電線についてはNTDCがタール地区への500kV送電線の拡張を計画しているものの、

予算が計上されていない。そのため、タール炭田開発を推し進めるためには、送電線の建設資金に対する支援が必要である。

9.1.2 円借款候補プロジェクト

(1) 候補プロジェクトの概要

タール地区で発電した電力を電力消費地域へ送電するため、500kV送電線の建設を行うものである。現時点でタール地区には発電所は建設されていないが、送電線を建設することで、発電所建設計画にさらに拍車がかかり、相乗効果が期待される。円借款候補プロジェクトの概要を以下に示す。

- a. タールーマティアリ間500kV送電線建設計画
 - 距離, 回線数 : 250km, 2回線
 - 電線 : Araucaria(AAAC) もしくは LL-TACSR/AS 750mm2
- b. 500kV マティアリ開閉所拡張計画
 - 機器構成 : 2 x 500kV ラインベイ (3 x 37MVA 分路リアクトル)

(2) 環境社会配慮

送電線計画については、自然保護区の改変や森林伐採は伴わないが、距離が250kmと大規模であり、農地等への補償が必要となると想定される。したがって、本プロジェクトは、JICA環境社会配慮ガイドラインに従ってカテゴリA案件として区分される。また本プロジェクトはパ国EIA法の対象案件となる。今後、計画の進捗に従いEIAを実施するとともに、建設中の騒音対策等の環境配慮や住民への適切な補償等の社会配慮が必要となると考えられる。なお、現状は農地の補償のみで住民移転は必要ないと考えられるが、全長250kmに渡る送電線建設工事であり、付近に集落が散在していること及び案件実施がまだ先であることを考慮すると、事業対象地に住民が居住するリスクもあることから、プロジェクトの進捗に伴い、状況の再確認が必要である。

また、発電所及び各種インフラ等の不可分一体プロジェクトの環境社会配慮については、TCEB及びディベロッパーによる自主的なSESAの取り組みや、パキスタン国法令に従ったESIAが始められている状況である。今後はこれらの環境社会配慮が適切に進捗しているか確認する必要がある。

(3) 日本の技術の適用

円借款候補プロジェクトとしては、使用する電線の種類(AAAC “Araucaria”およびLL-TACSR/AS 750mm2)により、2つの選択肢がある。その中で、トータルコストで優位となる日本の技術を適用したLL電線(LL-TACSR/AS 750mm2)の採用を提案する。本プロジェクトでLL電線を採用することで、AAACであるAraucariaを採用した場合と比べ送電可能容量が増加し、トータルコストでは最終的には約Rs. 6,580 millionの低減が見込まれる。

9.2 提言

9.2.1 炭田開発に係わる提言

(1) 採掘システムと採掘用重機

ブロックIIの開発計画においては、中型T&Sの導入が検討されている。開発当初、道路整備が完了する前にはコントラクターによる先行剥土が行われるが、小型T&Sでの作業が現実的である。また、生産規模に対する柔軟性という面ではT&Sの優位性は将来的にも変わるものではない。当初のT&Sフリートの更新時期において、BWE等の導入について再検討を行う事を否定はしない。しかし、生産規模への柔軟性は低く、また投資額は大きい。BWEは山元で発電した電力を利用出来る優位性があるが、導入するにしても、機器の寿命と鉱命を考えると、早い時期での入れ替えが望ましい。Tharにおける深く多段ピットにおいて、超大型BWEの導入は推奨されない。

中型T&Sでは多くの雇用機会が創出される。経済成長に伴い、労務費単価の上昇が見込まれる。これにより、生産コストは上昇方向に向かうが、重機の大型化により、人員の削減および生産コストの上昇低減は可能となる。その為には、港からの道路の更なる整備が必要となる。

(2) 安定生産の必要性

褐炭は自然発火性が高く、長期の貯炭が難しい。言い換えれば、発電所の定期整備や故障等により、需要が低下した場合は、炭鉱の生産も削減せざるを得ない。褐炭の生産コストに占める固定費部分を考えると、計画生産量の達成は生産コスト単価を低く抑えるには重要な事項である。ラクラでも、需要に応じた生産が行われているのが実態であろう。

(3) 石炭の品質管理の方法

発電所における褐炭の安定燃焼のために、設計値に近い品質の供給が重要である。入手した品質データによると、採掘年次による発熱量や硫黄分のバラつきは微少と思われる。重機での採掘により、Parting等の混入頻度が増す可能性があるが、可能な限り除去を行って品位を高く保つべきであろう。品質の分析頻度を高め、予想品位を把握しておく事により、発電所で必要となる炭量の見極めや脱硫剤の準備を行う事が可能となる。

(4) 石炭の運搬方法

ブロックIIIにおいて、長期的には褐炭のベルトコンベヤーによる輸送距離が遠くなっていく。しかし、この輸送方法は長期的にも変更の必要性は低いであろう。

炭田開発および発電所の大量建設という大きな視点で見ると、今回の調査の対象ではないが、冷却水を運ぶか褐炭を運ぶかという検討も必要であろう。1200MWに必要な650万トンを20トントラックで運ぶとすれば、毎日のべ約900台で運搬する事となる。単純に計算しても2分に1台は必要と

なり、発電所10基、20基となれば、専用道路でも無い限りトラックでの輸送には限界がある。大量輸送には鉄道が向いているとはいいいながら、輸送能力は軌道の数、貨車連結数、速度等によって決められるものである。

9.2.2 発電開発に係わる提言

(1) ボイラ設備

タールにおいては、現行の循環流動層ボイラまたは微粉炭焚ボイラを推奨する。計画されているボイラの容量は300MWまたは600MWであることから、十分な熱容量を持っているので、高温分の状態でも安定した燃焼が可能である。石炭事前乾燥システムの設置は推奨しない。乾燥のための新たな熱源はプラントの熱損失を増加させ、また、主としてパイプ内に水分を含んだ石炭が付着することによって燃料供給システムの閉塞が発生し、発電量の減少や最悪の場合発電停止に至る。

また、一つの選択肢として、600MW×2台にかえて、400MW×3台をとすることを検討することもできる。単機容量を低減することで、循環流動層ボイラは、脱硫装置の設置が必要なく、建設費を低減できる。また、運転台数を増やすことで、システムの安定性やユニットトリップが起こった場合や定期修理の際にも影響を少なくできる。

(2) 冷却方式

外気温が高い環境でのプラント効率低下を防ぐために水冷方式を推奨する。なお、タールエリアでは、地下水が冷却水として利用できることから、ナビサルから供給される水を節約することも可能である。

(3) クリーンコール技術の適用

改質や液化などの石炭改質技術は、輸送や取扱いに優位性があり、それを行うためには新たにエネルギーを加えることが必要で、坑口発電にはほとんどメリットがない。将来、発電需要に十分に応じられる安定した石炭供給が可能となった時、新技術の適用を考えることを推奨する。

石炭ガス化発電(IGCC、IGFC)は現在実証中の段階であり、大容量発電には適用は難しい。最も一般的な石炭液化方法は、サソル-リング法でガス化しFT合成法を組み合わせた製法である。

しかし、今回のプロジェクトの第一段階は、発電することを主目的とするべきである。なぜなら、石炭ガス化や液化、事前乾燥装置などはタール地域では課題の多い技術だからである。

付属資料

Functions of Thar Coal Energy Board, Sindh Coal Authority and Coal & Energy Departments

Coal & Energy Development Department

1. Development of Coal Resources.
2. Grant of Licenses, Permits, Leases for Coal mining.
3. Inspection of Coal Mines.
4. Regulating & Monitoring of Coal Mining Operations, Coal Gasification, Coal Gas extraction, Coal to Liquids & other auxiliary activities and collection of royalties thereof.
5. Negotiation of Agreements and consultations with the Federal Government if and when considered necessary.
6. Negotiations/Consultations with Private Investors.
7. Maintenance of up to date Master Plans of Exploration Licenses, Permits and leases granted renewed, assignment and surrenders including their publication in the official gazette.
8. Serves as Secretariat of Mineral Investment Facilitation Authority (MIFA), Thar Coal & Energy Board.
9. Geological Surveys.
10. Notifying rules and regulations.
11. Import, purchase, distribution and price fixation of coal & coke.
12. Coal based Energy Development-Coal based power generation.
13. Public Private Partnership and Joint Ventures in Coal & Coal based power generation.
14. Services Matters, except those entrusted to the Services & General Administration Department.

Thar Coal Energy Board

1. To act as one-stop organization on behalf of all the ministries, departments and agencies of the Government of Pakistan and the Government of Sindh in the matters relating to formulation of policies;
2. To accord approval of projects for coal mining in Thar and for coal fired power generation plants or for other uses of Thar coal;
3. To appraise, evaluate and approve all investment proposals and projects received from the investors;
4. To assist investors in obtaining necessary consents, licenses, permits, and other legal documents required to operate, explore and develop the Thar Coal resources;
5. To monitor the progress of investment programmes and projects at all stages and ensure through inter-agency and inter-provincial coordination, prompt implementation and operation;
6. To encourage and promote international and national investment for the development of Thar Coal;

Functions of Thar Coal Energy Board, Sindh Coal Authority and Coal & Energy Departments

7. To coordinate and facilitate the domestic, foreign and international institutions for financing of the proposed projects;
8. To coordinate and facilitate the activities of Federal, Provincial and District Governments and their respective agencies related to Thar Coal including infrastructure development;
9. To correspond with concerned local and international agencies except in matters involving commitment of the Government of Pakistan;
10. To develop and approve, fiscal incentives for investors for development of Thar Coal deposits;
11. To call special meetings of relevant government agencies to discuss, review, resolve issues related to the development of the Thar Coal;
12. To approve any affiliation necessary with international organizations related to the development of the Thar Coal;
13. To determine and control the price of coal;
14. To open and operate bank accounts in local and foreign currencies;
15. To charge or levy fees for any services rendered to the investors;
16. To develop a marketing, image building and public relations strategy to generate interest in the potential and opportunities of Thar Coal and publicize its activities; and
17. Any other function related to development of the Thar Coal deposits.

Sindh Coal Authority

1. To accelerate the pace of activities relating to coal development and shall be specifically responsible for planning, promoting, organizing, undertaking appropriate projects in this behalf and implementing programmes for exploration, development, exploitation, mining, processing and utilization of coal;
2. Prepare and execute schemes and take such steps as may be necessary in connection with the execution of such schemes;
3. Advise Government in all matters connected with conservation, development working and utilization of geology to evaluate coal deposits;
4. Publish results of research and development activities of coal resources of the Province, from time to time, for general information;
5. Promote joint ventures specially with foreign investors for development of coal resources of the Province;
6. Take such steps as may be necessary or conducive to the attainment of its object.

PPIB (Private Power and Infrastructure Board) and NEPRA (National Electric Power Generation Authority)

Function of PPIB ¹

The Private Power and Infrastructure Board (PPIB) was created in 1994 as "One Window Facilitator" to promote private sector participation in the power sector of Pakistan. PPIB facilitates investors in establishing private power projects and related infrastructure, executes Implementation Agreement (IA) with Project Sponsors and issues sovereign guarantees on behalf of Government of Pakistan.

The functions of PPIB are:

- a. to implement the power policies, award projects to sponsors or private power companies, prepare all necessary or appropriate documentation, execute any of such documentation with private power companies, their sponsors, lenders and, whenever necessary or appropriate, other interested parties;
- b. to recommend and facilitate development of power policies;
- c. to take decisions on matters pertaining to power and related infrastructure projects set up by private sector or through public-private partnership, and other issues pertaining thereto;
- d. to coordinate with the Provincial Governments, local governments, Azad Jammu and Kashmir (AJ and K) and regulatory bodies in implementation of the power policies, if so required;
- e. to coordinate and facilitate the sponsors in obtaining consents and licences from various agencies of the Federal Government, provincial governments, local governments and AJ and K;
- f. to work in close coordination with power sector entities and play its due role in implementing power projects in private sector or through public-private partnership as per power system requirements;
- g. to function as a one-stop organization on behalf of the Federal Government and its Ministries, Departments and agencies in relation to private power companies, their sponsors, lenders and whenever necessary or appropriate, other interested parties;
- h. to draft, negotiate and enter into security package documents or agreements and guarantee the contractual obligations of entities under the power policies;
- i. to execute, administer and monitor contracts;
- j. to prescribe and receive fees and charges for processing applications, and deposit and disburse or utilize the same, if required;
- k. to obtain from sponsors or private power companies, as the case may be, security

¹ NEPRA home page http://www.ppib.gov.pk/N_ppib2.htm

PPIB (Private Power and Infrastructure Board) and NEPRA (National Electric Power Generation Authority)

instruments and encash or return them, as deemed appropriate;

- l. to coordinate with the provincial governments and regulatory bodies in implementation of the power policies, if so required;
- m. to act as agent for development, facilitation and implementation of power policies and related infrastructure in the Gilgit Baltistan areas and AJ and K;
- n. to open and operate bank accounts in local and foreign currencies as permissible under the laws of Pakistan;
- o. to commence, conduct, continue and terminate litigation, arbitration or alternate dispute resolution mechanisms at whatever levels may be necessary or appropriate, and hire and pay for the services of lawyers and other experts therefore; and
- p. to perform any other function or exercise any other power as may be incidental or consequential for the performance of any of its functions or the exercise of any of its powers, or as may be entrusted by the Federal Government.

Function of NEPRA²

(1) Genesis

In 1992, the Government approved WAPDAs Strategic Plan for the Privatization of the Pakistan Power Sector. This Plan sought to meet three critical goals:

- a. Enhance capital formation,
- b. Improve efficiency and rationalize prices, and
- c. Move over time towards full competition by providing the greatest possible role for the private sector through privatization.

This major decision was taken to improve the viability of Pakistan's electric power sector which was characterized by extensive government involvement in management, political interference, and a tariff plagued by cross-subsidies. A critical element of the Strategic Plan was the creation and establishment of a Regulatory Authority to oversee the restructuring process and to regulate monopolistic services.

The existence of an independent and objective regulatory entity reduces the perception of risk to investors in a market. Accordingly, an autonomous regulatory agency is essential for the immediate need and long-term stability of the sector.

Pakistan has been successful in attracting substantial foreign investment in the power sector, but the absence of a transparent regulatory regime led investors to secure their investment

² NEPRA home page, <http://www.nepra.org.pk/nepra.htm>

PPIB (Private Power and Infrastructure Board) and NEPRA (National Electric Power Generation Authority)

through long-term contracts. Consequently, a substantial part of the sector has been carved out for “long term contract regulation” and the rest of the sector has to carry whatever risk arises from changing circumstances and realities. Pakistan has had to pay dearly for the absence of an acceptable and established regulatory environment for the commercial operation of the sector.

The December 16, 1997, issue of the Gazette of Pakistan proclaimed the enactment of the Regulation of Generation, Transmission and Distribution of Electric Power Act, 1997, which had become effective on 13 December 1997.

NEPRA has been created to introduce transparent and judicious economic regulation, based on sound commercial principals, to the electric power sector of Pakistan. NEPRA reflects the country's resolve to enter the new era as a nation committed to free enterprise and to meet its social objectives with the aim of improving the quality of life for its people and to offer them opportunities for growth and development.

(2) Preparing for the Future

Pakistan is attempting to restructure the electric power sector to catch up and keep pace with the gigantic strides the power utility business has made during the 20th century. The World is moving towards an integrated electric power system. Electricity is produced, traded and sold across international boundaries in many parts of the World. Pakistan has to immediately start working towards creating an environment that will not only enable but also attract international trading in electricity. If we do not keep pace with the changing global environment, we will be isolated and left even further behind than where we found ourselves at the end of the previous century.

A first step to creating a climate conducive to investment and economic development is the need to enunciate a new regime to regulate the utility business of the future. NEPRA is one such name and it proposes to establish a new form of governance in Pakistan through its regulatory regime.

The NEPRA statute reflects the desire of the Government to establish an autonomous regulator body to improve the efficiency and availability of electric power services by protecting the interest of the investor, the operator and the consumers and to do so with a view to promoting competition and to deregulate power sector activities where there is competition.

PPIB (Private Power and Infrastructure Board) and
NEPRA (National Electric Power Generation Authority)

(3) NEPRA's Role

NEPRA's main responsibilities are to:

- a. Issue Licences for generation, transmission and distribution of electric power;
- b. Establish and enforce standards to ensure quality and safety of operation and supply of electric power to consumers;
- c. Approve investment and power acquisition programs of the utility companies; and
- d. Determine Tariffs for generation, transmission and distribution of electric power.

NEPRA will regulate the electric power sector to promote a competitive structure for the industry and to ensure the co-ordinated, reliable and adequate supply of electric power in the future. By law, NEPRA is mandated to ensure that the interests of the investor and the customer are protected through judicious decisions based on transparent commercial principals and that the sector moves towards a competitive environment.

A primary challenge is to quickly create a track record of NEPRA's working such that it demonstrates its objectivity and impartiality. NEPRA has to demonstrate that its decisions are neither arbitrary nor influenced by individual and personal discretion. It is accordingly proposed that to introduce transparency and accountability in NEPRA, all regulatory decisions regarding licensees will be published and made public property.

(4) Support for NEPRA

The Government is committed to and wishes to establish an independent, strong and judicious regulatory regime by virtue of the new enactment. The enactment of NEPRA clearly signifies the Government's desire and effort to change from public to private ownership; from political to commercial priority in economic decision making; and from subjective to objective decision making in utility operations.

The people of Pakistan are, individually, the guardians of the future of their children and they, collectively, are responsible for the future well being and prosperity of Pakistan. NEPRA will need their support in creating an appropriate regime to regulate the electric power sector and to set a new trend for governance in Pakistan for the new millennium.

- a. Regulations for better facilitation of the project sponsors at the provincial level.
- b. NEPRA has promulgated the NEPRA Upfront Tariff (Approval & Procedure) Regulations,

PPIB (Private Power and Infrastructure Board) and
NEPRA (National Electric Power Generation Authority)

- c. 2011 wherein solar, biogas, hydel, wind and coal technologies have been qualified for grant of upfront tariff by NEPRA.
- d. NEPRA has announced up front tariff for wind power technology during 2011 to facilitate the investors while at present the proposal of the Punjab Power Development Board for approval of upfront tariff for hydel power project in Punjab is under process at NEPRA.

NEPRA Notice of Hearing for Development of Determination of Upfront Tariff for Coal Power Projects (Date: May 08, 2012)

All the stakeholders, interested/affected persons and the general public are hereby notified that NEPRA keeping in view the current power crisis in the country, high cost of generating electricity from the oil and decreasing gas availability to the power sector has decided to play a pro active role in the development of Coal power projects, Which are likely to have comparatively lower tariffs because coal is abundantly available both locally as well as internationally. Accordingly on the basis of proposal for Upfront Tariff submitted by the Private Power & Infrastructure Board and the information otherwise available, NEPRA in exercise of its powers under rule 3 (1) of the NEPRA (Tariff Standards and Procedure) Rules, 1998 read with regulation 3 of the NEPRA Upfront Tariff (Approval & Procedure) Regulations, 2011, has decided to develop determine and approve the upfront tariff for generation of electricity from Coal.

THE SALIENT FEATURES OF THE UPFRONT TARIFFS PROPOSED BY PPIB ARE AS UNDER:

1. The proposed levelized upfront tariff for the different capacities is given hereunder;

Capacity	Origin of Coal	Form of Financing	Fuel cost	Val. O & M	Energy Charge	Capacity Charge		Levelised Tariff at 60% Plant Factor	
						1 st 10Yrs.	11-30 Yrs.		
						(Rs./kWh/Hour)		(Rs./kWh)	
200 MW	Local	Local	4.5679	0.1842	4.7521	5.0753	1.9613	11.4038	12.9589
		Foreign	4.5679	0.1842	4.7521	3.4947	1.7656	9.5732	10.8786
200 MW	Imported	Local	3.7397	0.1563	3.8941	4.6483	1.7086	9.9353	11.2901
		Foreign	3.7397	0.1563	3.8941	3.1884	1.5561	8.2609	9.3874
600 MW	Local	Local	4.4693	0.1767	4.6460	5.0966	2.0134	11.3512	12.8991
		Foreign	4.4693	0.1767	4.6460	3.4489	1.7779	9.4245	10.7096
600 MW	Imported	Local	3.6340	0.1552	3.7892	4.5926	1.7144	9.7732	11.1060
		Foreign	3.6340	0.1552	3.7892	3.0933	1.5337	8.0397	9.1360
1,000 MW	Local	Local	4.1975	0.1708	4.3683	5.2675	2.0557	11.2836	12.8223
		Foreign	4.1975	0.1708	4.3683	3.5515	1.8109	9.2773	10.5424
1,000 MW	Imported	Local	3.398	0.1542	3.5522	4.7022	1.7211	9.6592	10.9763
		Foreign	3.398	0.1542	3.5522	3.1493	1.5340	7.8636	8.9359

2. The tariff models for local coal excludes Thar Coal for which a separate tariff mechanism is required owing to certain costs particular to Thar coal Projects including development surcharge, etc and a separate mechanism shall be devised in due course.
3. The Key Assumptions used to arrive at the above tariff requiring input /comments from stakeholders are as below:
 - a. Projects to be set up shall install new plant machinery and equipment
 - b. Plant Factor= 60%
 - c. Net Thermal Efficiency and Annual Generation;

Capacity	Thermal Efficiency		Annual Net Generation GWh
	Local Coal	Imported Coal	
200MW	34%	35%	1,576.80
600MW	34.75%	36%	4730.40
1,000MW	37%	38.50%	7884.00

NEPRA Notice of Hearing for Development of Determination of Upfront Tariff for Coal Power Projects (Date: May 08, 2012)

- d. Proposed Construction Period is 40 months for 200 MW plant and 48 months each for 600 MW and 1000 MW
- e. Fuel will be a pass through item and reference fuel cost component of tariff will be adjusted as per actual delivered coal price. Assumed coal price is US\$ 100.35/ton for imported coal and US\$ 57/ton for local
- f. The LHV calorific value of 23,038.07Btu/Kg for imported coal and 11,023 Btu/Kg. for local coal have been assumed.
- g. IRR on Equity is 20% for local coal projects and 17% for imported coal projects.
- h. Working capital requirement is worked out on the basis of Coal Inventory (15 days for local coal and 60 days for imported coal); and Receivables (30 days)
- i. These tariff models have been worked out on 30 years Project Life and finance is based on 100% local loan and 100% foreign loan respectively. In case the project is financed through a combination of Local and Foreign Debt Financing, the debt repayment and interest charges component of upfront tariff for each year will be adjusted as per actual percentage of local and foreign debt financing.
- j. The reference exchange rate is US\$ 1 = PKR 88
- k. The Debt servicing component on Local financing is Kibor (11.91%) + 3.5%; whereas, the debt servicing component on Foreign financing is Libor (0.45%) + 4.5%.
- l. The EPC cost and O & M Costs are under;

Capacity	EPC Cost (US \$ in million)		Variable O & M Cost (US \$ in million)		Fixed O & M Cost (US \$ in million)	
	Local Coal	Imported Coal	Local Coal	Imported Coal	Local Coal	Imported Coal
200MW	250	236	3.3	2.8	5.734	5.645
600MW	720	672	9.5	8.34	16.663	16.124
1,000MW	1,250	1,160	15.3	13.81	25.98	24.19

4. Following indexations and escalations will be available on quarterly basis for the upfront tariff for coal based projects:

Tariff Component	Indexation/Escalation	Tariff Component	Indexation/Escalation
O & M (Local)	WPI	Interest (Local Loans)	KIBOR
O & M (Foreign)	US\$ to Pak Rupees & US CPI	Interest (Foreign Loans)	LIBOR (or other applicable benchmark) & Exchange Rate as applicable
Return on equity	US\$ to Pak Rupees	Principal Repayment (Foreign)	Exchange Rate as applicable
Insurance	US\$ to Pak Rupees in case of foreign currency insurance cost	Cost of Working Capital	KIBOR

The tariff once approved will be applicable after achieving Commercial Operation along with allowed indexations and escalations. The upfront tariff will be reviewed and revised quarterly on the basis of indexations & escalations. The eligible companies will also be given coverage against the indexations and escalations during the construction period of the project.

**NEPRA Notice of Hearing for Development of Determination of
Upfront Tariff for Coal Power Projects (Date: May 08, 2012)**

5. The following issues and costs associated with coal based power projects have not been covered in the tariff and also require input /comments from stakeholders:
 - a. Quality of Coal/ Design coal;
 - b. Locations/ sites of Plant;
 - c. The technologies to be used in coal plants, (e.g., Pulverized coal (PC) combustion or Fluidized beds combustion (FBC) technology) and the type of boilers to be used (sub-critical, super critical or ultra super critical);
 - d. Mechanism for Transportation of local coal (railway etc) and the cost associated with it;
 - e. Cost of hedging as opposed to quarterly indexations of Interest;
 - f. Cost of Coal indexation adjustment mechanism;
 - g. Loss during transportation_ of coal; and
 - h. Cost of opening Letter of credit in respect of first import of coal;
6. This upfront tariff shall be applicable for projects achieving financial closing before 31st December 2014.
7. Any interested person who desires to participate in the proceedings may file an intervention request from the date of publication of this notice. Such intervention request shall state the name and address of the person filing the same, objections and the manner in which such person is or is likely to be substantially and specifically affected by any determination in the proceedings. The intervention request may also contain the contentions of the person, the relief sought and the evidence, if any, in support of the case. The intervention request shall be signed, verified and supported by means of an affidavit in the same manner as in the case of the petition.
8. Any person may also file the comments in the matter and the Authority, if deemed fit, may permit participation of such person into the proceedings and also may consider those comments in the final determination.
9. All stakeholders and interested I affected persons are also informed that in order to arrive at a just and informed decision, the Authority has decided to hold a hearing in the subject matter according to the schedule mentioned below:

Date : May 08, 2012

10. Time and Venue hall be informed later on.

All communication should be address to: communications should be addressed to:

Registrar NEPRA

2nd Floor, OPF Building, Shahrah-e-Jamhuriat, G-5/2, Islamabad.

Phone: 051-920 7200 Fax: 051-921 0215, Email: office@nepra.org.pk

For further information please visit our website: www.nepa.org.pk.

For further information please visit our website: www.nepa.org.pk.

Assumption of Tariff for 600MW & 300MW Class

Assumption of Tariff of Generation (600 MW Class)

	Fuel (Coal) a	Water b	Val. O & M c	EPP d = a+b+c	CPP e	Tariff f = d+e/0.6
1 st to 10 th years	5.250	0.212	0.236	5.698	4.599	13.361
11 th to 30 th years	5.250	0.212	0.236	5.698	2.371	9.650
Fuel (Coal) 1. Heating Value (Block II): 3,211 kcal/kg, 12,742 Btu/kg (0.252 kcal/Btu) 2. Price of coal: US\$60/ton 3. EPC cost: US\$960 mil. for 600 MW (US\$1,600/kW) 4. Net thermal efficiency: 34.75% 5. Heat rate: 9,819 Btu/kW (3,412 Btu/kWh divided by 34.75%) 6. Coal cost per kW · US\$60/1,000 x (9,819/12,724) = US\$4.62/kWh (<u>Rs.5.250/kWh</u>) Valuable O & M Rs.0.1767 x US\$960mil./US\$720 mil. = 0.1767 x 1.333 = Rs.0.236 CPP 1. 1st to 10th years: Rs.3.4489 x US\$960mil./US\$720 mil. = Rs.3.4489 x 1.333 = Rs.4.599 2. 11th to 30th years: Rs.1.7779 x US\$960mil./US\$720 mil. = Rs.1.7779 x 1.333 = Rs.2.371						

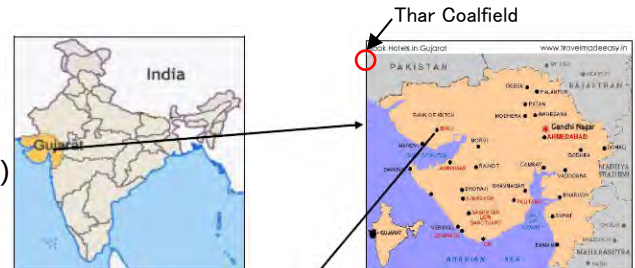
Assumption of Tariff of Generation (300 MW Class)

	Fuel (Coal) a	Water b	Val. O & M c	EPP d = a+b+c	CPP e	Tariff f = d+e/0.6
1 st to 10 th years	5.375	0.212	0.251	5.838	4.753	13.760
11 th to 30 th years	5.375	0.212	0.251	5.838	2.401	9.840
Fuel (Coal) 1. Heating Value (Block II): 3,211 kcal/kg, 12,742 Btu/kg (0.252 kcal/Btu) 2. Price of coal: US\$60/ton 3. EPC cost: US\$510 mil. for 300 MW (US\$1,700/kW) 4. Net thermal efficiency: 34% 5. Heat rate: 10,035 Btu/kW (3,412 Btu/kWh divided by 34%) 6. Coal cost per kW · US\$60/1,000 x (10,035/12,724) = US\$4.73/kWh (<u>Rs.5.375/kWh</u>) Valuable O & M Rs.0.1842 x US\$510mil./US\$375 mil. = 0.1842 x 1.36 = Rs.0.251 CPP 1. 1st to 10th years: Rs.3.4947 x US\$510mil./US\$360 mil. = Rs.3.4947 x 1.36 = Rs.4.753 2. 11th to 30th years: Rs.1.7656 x US\$510mil./US\$360mil. = Rs.1.7656 x 1.36 = Rs.2.401						

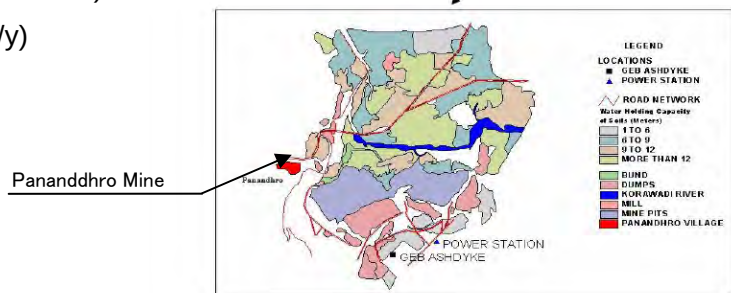
Valuable O & M and CPP are calculated in proportion of EPC costs assumed by JST and assumed by PPIB.

Information of Panandhro Lignite Mine

- Owner: GUJARAT MINERAL DEVELOPMENT CORPORATION LTD.
- Location: Panandhro, Fulra & Khanot, Lakhpat, Kutch, Gujarat in India
- Nearest Railway station: Bhuj (130 km)
- Commencement Period: 1973-74
- Lease Area: 1151 ha
- Mineral Mined: Lignite and Limestone
- Mineable Reserves: 109 million tons (Lignite)
- Overall Ratio: 1: 3.64
- Production: 55,000t (1st – 15th Jan. 2013)
(approximately 3 to 5million tons/y)



- Quality
 - Total Moisture: 37.85%
 - Ash: 10.92%
 - Volatile Matter: 29.43%
 - Fixed Carbon: 21.8%
 - Calorific Value: 3018.96 Kcal/kg



Source: Prasoon,Dipanwita,Gurdeep,

- Mining: Opencast Mining, Using hydraulic excavators and dumper combination, Dozer, Water sprinkler, Graders
- Geological Formation

Period	Series	Formation
Recent		Top Soil
Lower Origocene	Lower Nari	Hard and Compact Siliceous Limestone
Upper Eocene	Kirthar	Nummulitic Limestone
MiddleEocene	Laki	Shales, Clays, Lignite
Lower Eocene		
Unconformity		
Paleocene	Supratrappeans	Clays, Sands Altanated Formations
Unconformity		
Upper Cretaceous		Basic Volcanic Rocks / Traps

- Usage: This lignite is being supplied not only GEB's Power Station at Panandhro but also to industrial units (textiles, chemicals, ceramics, bricks, captive power etc.) all over the Gujarat State.

Information of Panandhro Lignite Mine

Panandhro Lignite Mine Working



Source: GMDC Web-site <http://www.gmdcltd.com>

In Panandhro, lignite deposit occurs at shallow depths without hard strata as roof and interburden it is being extracted by opencast methods from 1974. Based on lignite field characteristics the entire field is divided into four mineable blocks. Overburden, interburden and lignite are being removed by different mining methods like manual mining, mechanized mining and mining by bucket wheel excavators. The lignite bearing area of Panandhro lignite field has an extent of 8.3 sq km. The formations belonging to upper cretaceous period to lower Oligocene period are exposed in an around the field. Lignite in this field appears to be made of several seams separated by bands or intercalations. As many as ten seams have been reported in several bore holes drilled at Panandhro lignite field. The thicknesses of these individual seams vary from a minimum of 0.10 m. to 10.50 m.¹.

¹ Source: Assessment of Groundwater Resources of Panandhro Lignite Mining Region, Gujarat State, India 2011

Basic Information for Thermal Power Generation

1. The difference of Drum Type Boiler and One-through Boiler

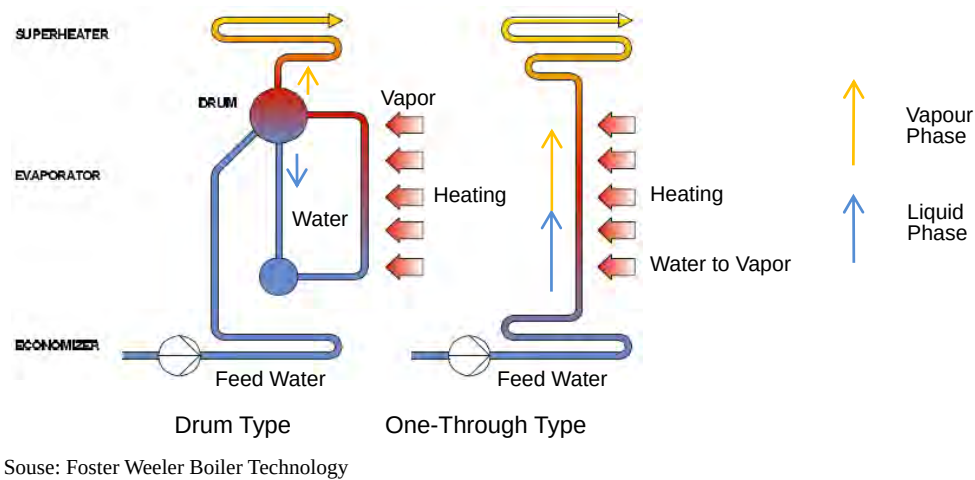


Figure 4.1 The difference of Boiler Type

➤ Drum Type Boiler

Feed water is heated in furnace and separated water and steam in the drum. Steam is more heated to superheated vapour.

➤ One-through Boiler

Feed water is heated and it is directly changed the phase from liquid to vapour called super critical fluid when it exceeds critical point of water in furnace.

2. The fluid of exceeding critical point of water

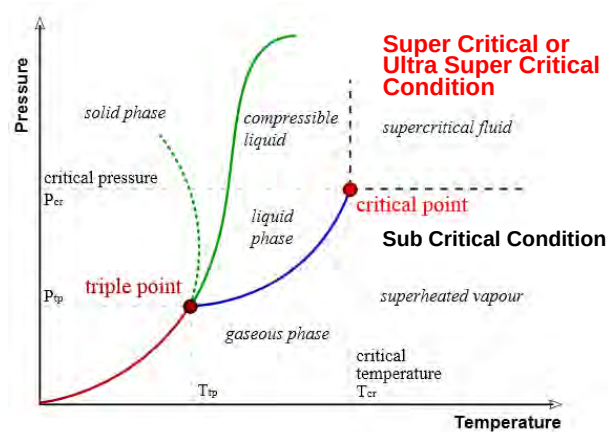


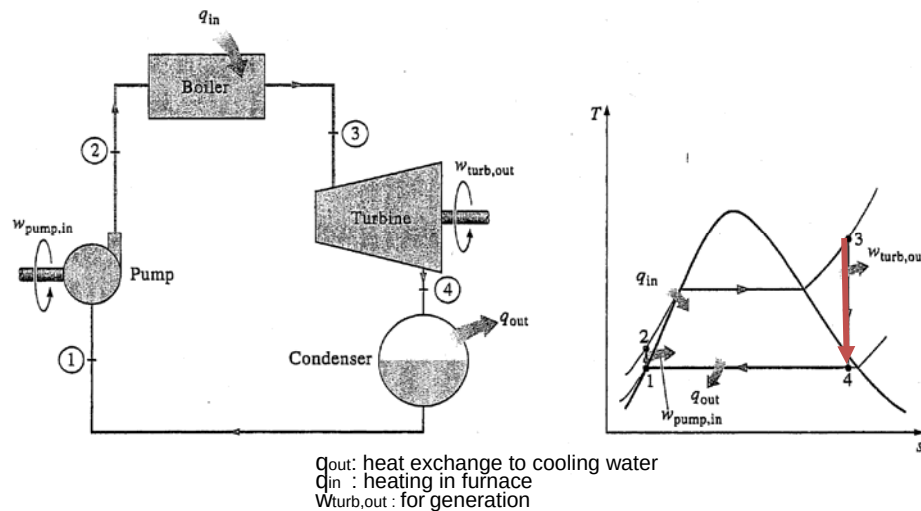
Figure 4.2 Typical phase diagram of water and the steam condition

Generally material has three phases depend on temperature. Typical example is water has solid phase (Ice) liquid phase and vapour phase (Steam) in normal pressure. When it is transcended the critical point (22.1MPa, 374⁰C), which condition is not separated the

Basic Information for Thermal Power Generation

three phase. This condition is called super critical fluid. Super Critical and Ultra Super Critical Boiler is used this steam condition of the Supercritical fluid.

3. Rankine Cycle



Source: Figures from Cengel and Boles, Thermodynamics, An Engineering Approach, 6th ed., McGraw Hill, 2008

Figure 4.3 The explanation of Rankine Cycle

Figure 4.3 is typical model of steam cycle generation (left), and the relation between steam energy and steam temperature (right). Thermodynamics technology is very difficult to understanding, however explained simply, main points are mark 3 and 4, the mark 3 has maximum energy (max. steam pressure and temperature), and the mark 4 has minimum energy (exhausted steam pressure and temperature from turbine). The red line means thermal energy changes to kinetic energy. Therefore the difference of this gap is larger, the turbine efficiency (power generation) rate is better.

The consequently it is necessary that the condition of generation is the point 3 is higher (e.g. USC) and the point 4 is lower (condenser water temperature), it as much as possible.

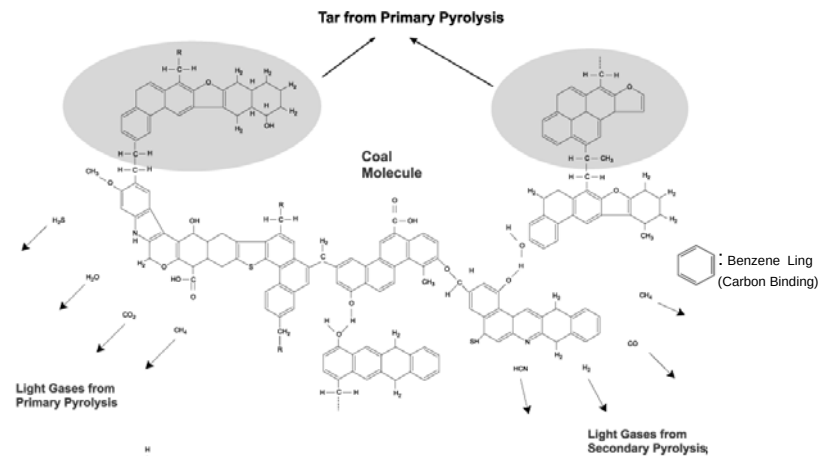
4. Coal Molecule Structure Related Liquefaction and Gasification

Coal is a compound comprised of carbon, hydrogen, oxygen and some mineral. Crude oil and natural gas is also same compound comprised. The difference of them is molecule size. The volume of molecular of coal is huge. Crude oil and gas are in the order corresponding to decrease. Typical structure and decomposition of coal are shown Figure 4.4.

Therefore Gasification means that large molecular binding of coal separate off small molecular of liquid or gas by adding hydrogen or steam in high temperature and pressurised

Basic Information for Thermal Power Generation

circumstance.



Source : Energy and Fuels 1988, 2, 405

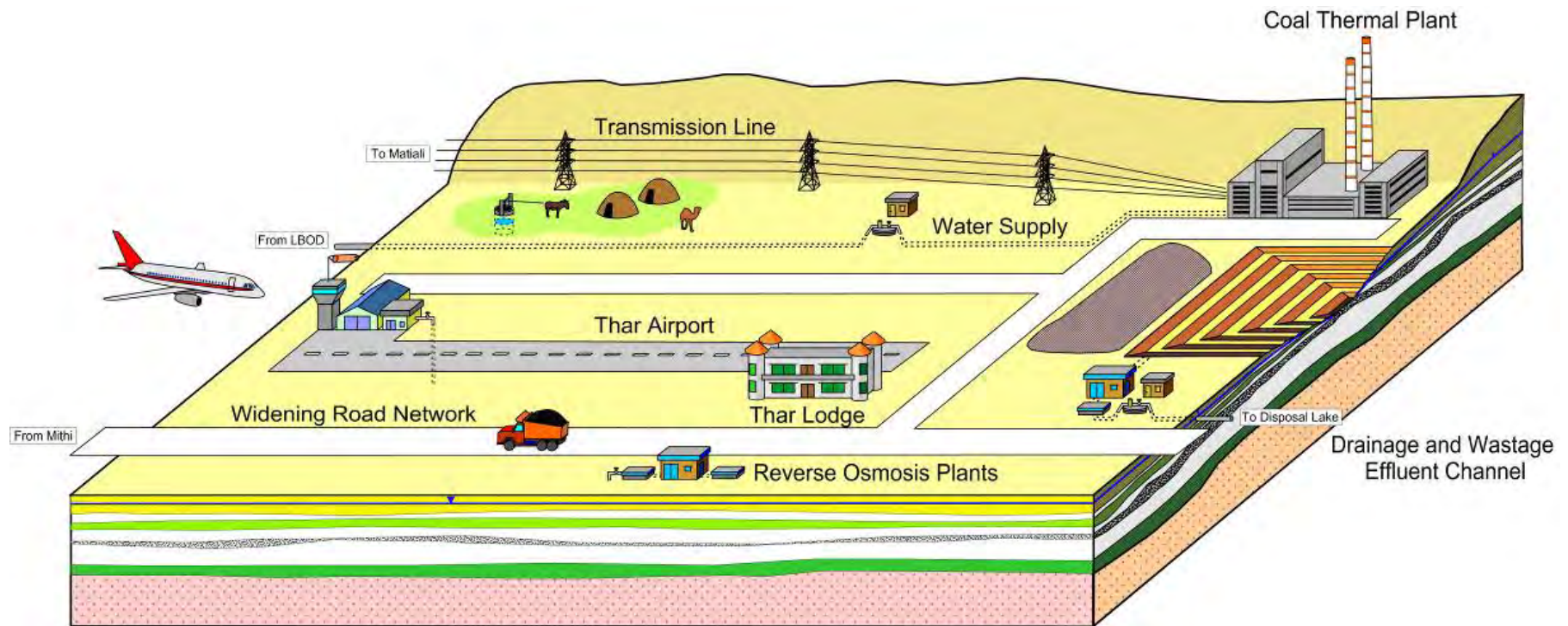
Figure 4.4 : Molecular Structure and Decompositions of Coal

5. Usage of latent heat in coal moisture

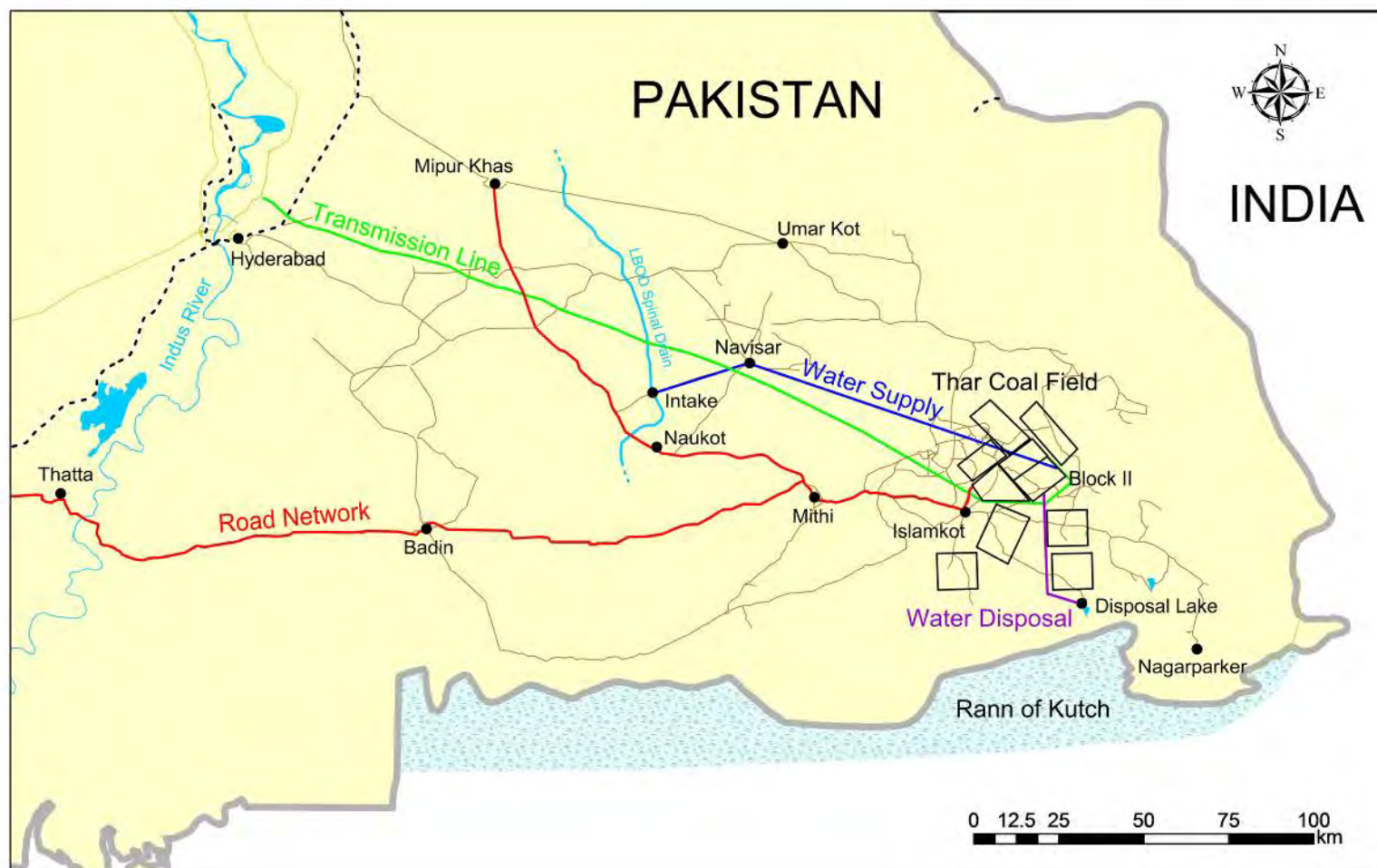
In the case of direct combustion, the temperature of coal moisture is heated around 1300°C as same as the exhaust gas in furnace. Its heat energy is able to recover at such as super heater, economizer and air heater. Finally the exhaust gas temperature from a stack is necessary to be held more than 150°C due to keep up to the dew point of sulphuric acid.

However pre-drying system for coal is necessary the other heat source for drying of latent heat to change the phases, which is liquid to vapour. In addition the energy of vapourized moisture is difficult to recover because of low temperature (It is estimated hundred-something degree). Therefore total efficiency of plant added pre-drying system is lower than direct combustion boiler.

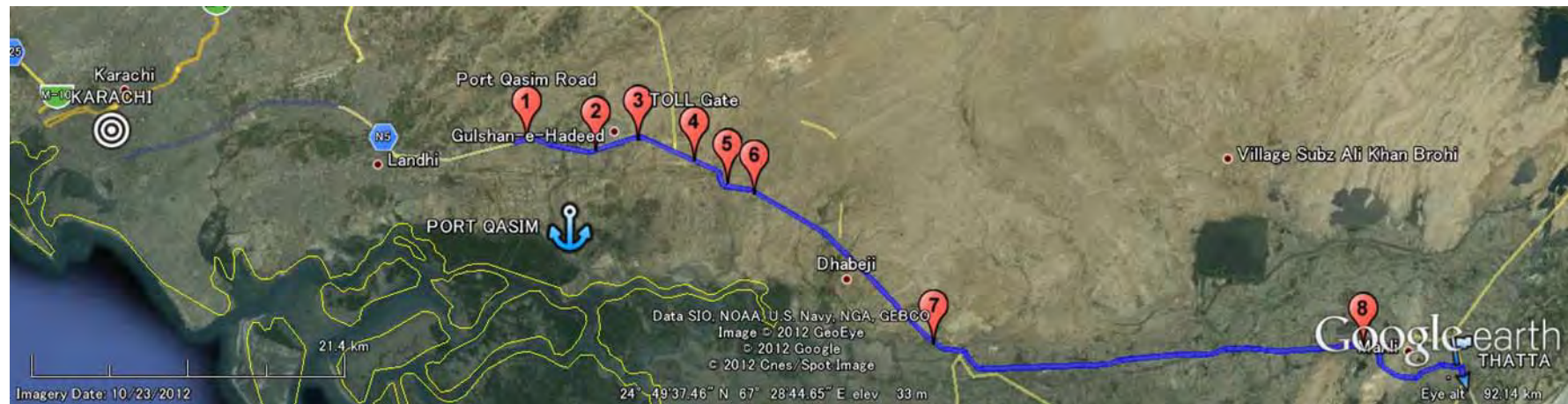
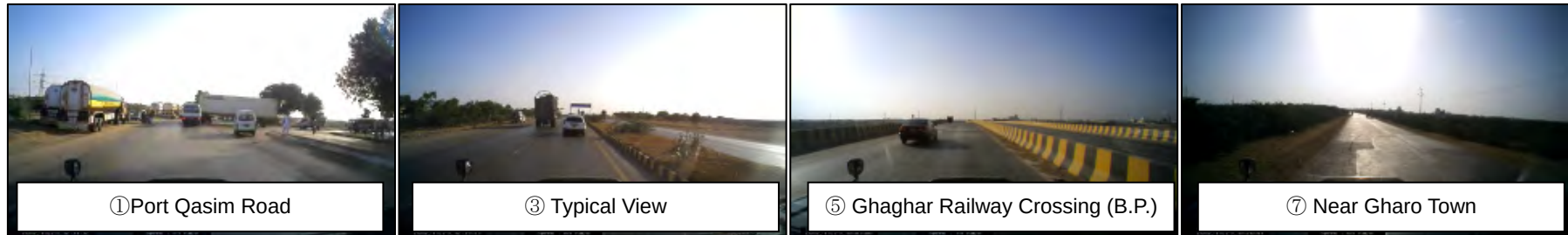
付録 5-1 Summary of Infrastructures in Thar Coalfield



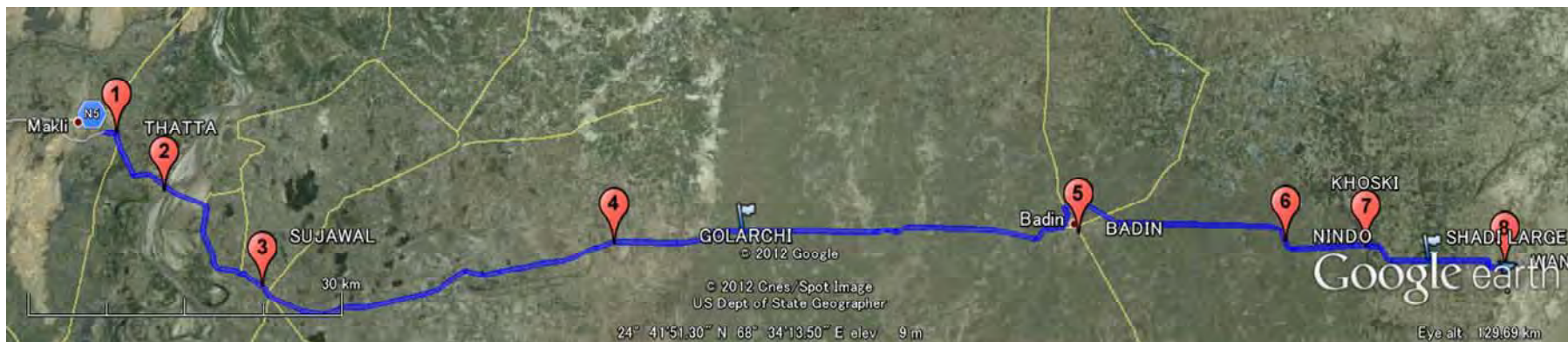
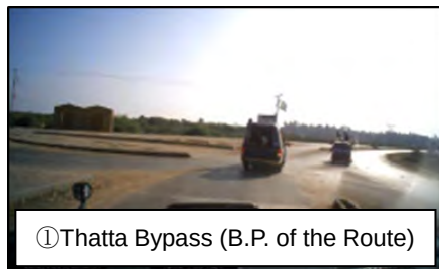
付録 5-2 Route Map of Infrastructures for Thar Coalfield



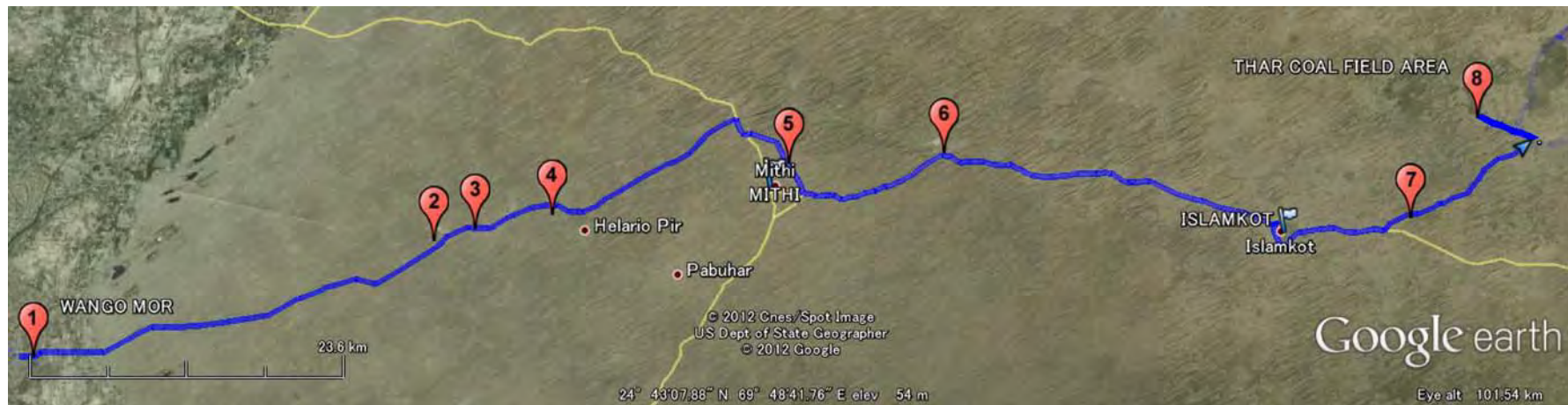
付録 5-3 Route Map of Access Road to Thar Coalfield (Segment-1)



付録5-3 Route Map of Access Road to Thar Coalfield (Segment-2)



付録 5-3 Route Map of Access Road to Thar Coalfield (Segment-3)



付録 7-1 Preliminary Scoping of Environmental and Social Impacts of the Indivisible Projects

Item	Thermal Power	Mining	Secure Water	Sufficient Water Disposal	Road Development	Description
Pollution control						
1. Air pollution	A-	B-	B-	B-	B-	-Negative impacts on air quality are expected due to operation of the thermal power projects if without enough mitigation measures. -Some negative impacts on air quality are expected due to operation of heavy equipment/ vehicles as well as traffic jam incidental to construction and operation works of each project.
2. Water pollution	C	A-	C	A-	B-	-Negative impacts on surface water and ground water quality as acid rock drainage and metal leaching are expected due to the mining projects and the sufficient water disposal project if without enough mitigation measures. -Some negative impacts on river water quality would be caused by the turbid water generated from bridge works on the development of road. -Some potential negative impacts on groundwater quality would be caused by the turbid water generated from construction yards of digging works during construction stage. However the expected impacts would be small since groundwater level is deeper than the depth of excavation.
3. Soil Contamination	C	A-	C	C	C	-Negative impacts on soil are expected due to the mining projects if without enough mitigation measures. -In case that the soil at the construction sites is already contaminated by other reasons, the construction activity of the each project may cause the negative impacts.
4. Solid Waste and/or Industrial Discharge	B-	B-	B-	B-	B-	-It is expected that the each projects will generate the construction waste in the construction stage. The solid waste from the construction works will be managed according to the Pakistan regulations and guidelines concerned, then it is not expected to cause the serious impacts.
5. Noise and vibration	B-	B-	B-	B-	B-	-Some negative impacts of noise and vibration are expected due to the operation of the heavy equipment/vehicles of the each project.
6. Ground subsidence	D	B-	D	D	D	-Some impacts of ground subsidence are expected due to drawdown of groundwater in the mining projects. -Some negative impacts of ground subsidence are expected due to rehabilitated land after the mining. -There are no project components or activities except the mining projects

Item	Thermal Power	Mining	Secure Water	Sufficient Water Disposal	Road Development	Description
						that may cause the negative impacts on the ground subsidence since groundwater level is deeper than the depth of excavation.
7. Odor	C	C	C	C	C	- Some negative potential impacts on odor are expected due to noxious or offensive odor emissions in each project.
8. Bottom sediment	D	D	D	B-	D	- Some negative impacts on sediment are expected due to sufficient water disposal project.
Natural Environment						
9. Geographical Conditions and Geological Conditions	D	B-	B-	D	D	-Some negative impact on geographical conditions and geological conditions are expected due to the digging.
10. Soil Erosion	D	B-	D	B-	D	-Some negative impacts on soil erosion are expected due to changes to hydrological flow regimes.
11. Flora	C	C	C	C	C	Some negative potential impacts on flora might be expected due to cutting threatened plants during the construction stage on each projects.
12. Fauna	C	A-	C	C	C	-Some negative impacts on fauna are expected due to cutting trees which have nests of threatened vultures in breeding season in the mining project. Same negative potential impact for vultures might be expected in the other projects. - Some negative potential impacts on fauna in the wetland are expected due to sufficient water disposal to the salt lake.
13. Ground Water	D	A-	D	D	D	-Negative impacts on ground water level are expected due to the drawdown of groundwater in the mining projects.
14. Water Body (River, Lakes, etc.)	D	D	D	D	A-	-Negative impacts on water bodies are expected due to sufficient water disposal to salt lakes.
15. Natural/Ecological Reserves and Sanctuaries	D	D	D	D	A-	-Negative impacts on natural/ecological reserves and sanctuaries are expected due to sufficient water disposal to the Run of Kutch, Ramsar site.
Social Environment						
16. Involuntary Resettlement	D	A-	B-	B-	B-	-Negative impacts on involuntary resettlement are expected due to the mining project if without enough mitigation measures. -Some negative potential impacts might be expected due to the other projects.

Item	Thermal Power	Mining	Secure Water	Sufficient Water Disposal	Road Development	Description
17 Local economies (employment, livelihood, etc.)	B+	A+	B+	B+	B+	Positive effect on the local economy is expected because of possible increment of business/ employment opportunity generated by the each project implementation.
18. Water right	D	C	C	D	D	-Some positive potential impacts are expected due to the secure water project. -No impact on water use or water right is expected due to the projects implementation.
21. Land use and utilization of local resources	D	A-	B-	B-	B-	-Negative impacts are expected due to the major change of land use and utilization of local resources by the mining projects if without mitigation measures. -Some negative impacts on land use and utilization of local resources are expected due to construction works during the construction stage and existence of facilities during operation stage.
22. Social institutions and community	D	A-	D	D	D	-Negative impacts are expected on social institutions and community due to the mining projects if without mitigation measures. -No impact on social institutions and community is expected since no significant part of the local community would be divided by the other projects.
23. Existing social infrastructures and services	D	A-	D	D	D	-Negative impacts are expected on social institutions and community due to the mining projects if without enough mitigation measures. -No impact on social institutions and community is expected since no significant part of the local community would be divided by the other projects.
24. Poor, indigenous, or ethnic people	D	C	D	D	D	-Negative potential impacts might be expected on poor, indigenous, or ethnic people due to the mining projects. -No impact on poor indigenous or ethnic people is expected because of characteristics of the other projects.
25. Misdistribution of benefits and damages	D	C	D	D	D	-Negative potential impacts might be expected on misdistribution of benefits and damages due to the mining projects. -No impact on poor indigenous or ethnic people is expected because of characteristics of the other projects.
26. Local conflicts of interest	D	C	D	D	D	-Negative potential impacts might be expected on local conflicts of interest due to the mining projects. -No impact on poor indigenous or ethnic people is expected because of

Item	Thermal Power	Mining	Secure Water	Sufficient Water Disposal	Road Development	Description
						characteristics of the other projects.
27. Gender and Children's rights	D	C	D	D	D	-Negative potential impacts might be expected on gender and children's right due to the mining projects. -No impact on poor indigenous or ethnic people is expected because of characteristics of the other projects.
28. Cultural heritage	D	D	D	D	D	-There are no project components or activities that may cause the negative impacts on effect on cultural heritage.
29. Landscape	B-	B-	B-	B-	D	-As a result of the construction and existence of the facilities, the semi-desert and agricultural landscape would be changed.
30. Infectious diseases such as HIV/AIDS	B-	B-	B-	B-	B-	-During construction stage, increments of risks are probably expected on infectious diseases among the construction workforce.
31. Working conditions (including occupational safety)	B-	B-	B-	B-	B-	-Increment of the risks on traffic safety is expected due to the operation of heavy equipment and heavy vehicles during the construction stage. -Increment of the risks on safety is expected due to the operation of each equipment in the operation stage.
Others						
32. Accident and Hazard	C	C	C	C	C	There is a possibility of accident hazard due to operation of the construction heavy vehicles, though the project is not special method of construction.
33. Global warming	A-	B-	B-	B-	B-	-Negative impacts are expected on global warming due to the Greenhouse Gas (GHG) emission in the operation of the thermal power projects. -Some negative impacts is expected due to the operation of heavy vehicles as well as traffic jam incidental to the construction works, although the expected probability will be temporary during the construction stage.

Rating

A+/-: Significant positive / negative impact is expected.

B+/-: Positive / negative impact is expected to some extent.

C+/-: Extent of positive / negative impact is unknown. (A further examination is needed, and the impact could be clarified as the study progress)

D: No impact is expected

Reference: Appendix 5 of JICA Guidelines for Environmental and Social considerations (April 2010)

Source: JST

Financial and Economic Analyses (300MW & 600MW)

1. Assumptions

Table Assumptions

	Unit	300MW	600MW
Capacity Charge (1 st -10 th year)	Rs./kWh	4.753	4.599
Capacity Charge (11 th year-)	Rs./kWh	2.401	2.371
Energy Charge	Rs./kWh	5.838	5.698
Coal cost	Rs./kWh	2.239	2.193

Note: Assumptions that are not described here are same as those used for the case of 1200 MW.

2. Financial Cost

Table Financial Cost of the Generation Project upon Completion of Construction (Unit: Rs. million)

Items	300MW			600MW		
	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total
Construction & procurement	35,542	12,900	48,442	66,867	24,300	91,167
Price escalation	0	0	0	0	0	0
Physical contingency	2,005	851	2,856	3,743	1,597	5,340
IDC/commitment charge	0	0	0	0	0	0
Consulting services	1,075	438	1,513	1,251	506	1,757
Total: Eligible Portion	38,623	14,188	52,811	71,861	26,403	98,265
Total: Non-eligible Portion	0	12,240	12,240	0	22,923	22,923
Grand Total	38,623	26,429	65,051	71,861	49,326	121,187

Note: The total cost may not match due to rounding. This principle on rounding is applicable to all the tables on costs and benefits.

Source: JICA Survey Team

Table Annual Allocation of Financial Cost (Generation) (Unit: Rs. million)

Year	300MW			600MW		
	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total
Year 1	204	70	274	198	70	268
Year 2	181	88	269	171	91	263
Year 3	5,816	3,983	9,799	10,766	7,410	18,176
Year 4	15,206	10,479	25,684	21,390	14,728	36,118
Year 5	13,376	9,180	22,557	28,513	19,612	48,125
Year 6	3,840	2,629	6,469	10,824	7,415	18,239
Total	38,623	26,429	65,051	71,861	49,326	121,187

Source: JICA Survey Team

3. Economic Cost

Table Economic Cost of the Project upon Completion of Construction (Generation) (Unit: Rs. million)

Items	300MW			600MW		
	F/C	F/C	L/C	Total	L/C	Total
Construction & procurement	35,542	10,694	46,236	66,867	20,145	87,012
Price escalation	0	0	0	0	0	0
Physical contingency	2,005	825	2,830	3,743	1,549	5,292
IDC/commitment charge	0	0	0	0	0	0
Consulting services	1,075	425	1,500	1,251	491	1,742
Total: Eligible Portion	38,623	11,944	50,567	71,861	22,185	94,046
Total: Non-eligible Portion	0	582	582	0	1,088	1,088
Grand Total	38,623	12,526	51,148	71,861	23,272	95,134

Source: JICA Survey Team

Financial and Economic Analyses (300MW & 600MW)

Table Annual Allocation of Economic Cost (Generation) (Unit: Rs. million)

Year	300MW	600MW
Year 1	272	266
Year 2	267	260
Year 3	7,713	14,267
Year 4	20,126	28,304
Year 5	17,693	37,707
Year 6	5,079	14,331
Total	51,148	95,134

Source: JICA Survey Team

4. FIRR and FNPV

(1) Base Case

Table 8.5-1 FIRRs and FNPVs of the Generation Projects

Case	FIRR	FNPV (Rs. million)	FNPV (US\$ million)
300MW	13.3%	4,169	44
600MW	14.2%	12,605	132

Source: JICA Survey Team

2) Sensitivity Analysis

Table Sensitivity Analysis for the 300MW Generation Project (FIRR & FNPV)

Case	Benefit	Cost	FIRR (%)	FNPV (Mil Rs.)	FNPV (Mil US\$)
Base case	No change	No change	13.3%	4,169	44
Tariff increase (+10%)	+10%	No change	14.6%	8,570	90
Cost increase (+10%)	No change	+10%	12.1%	186	2
Delay in construction (1 year)	No change	No change	13.0%	2,788	29

Source: JICA Survey Team

Table Sensitivity Analysis for the 600MW Generation Project (FIRR & FNPV)

Case	Benefit	Cost	FIRR (%)	FNPV (Mil Rs.)	FNPV (Mil US\$)
Base case	No change	No change	14.2%	12,605	132
Tariff increase (+10%)	+10%	No change	15.6%	21,155	222
Cost increase (+10%)	No change	+10%	12.8%	5,316	56
Delay in construction (1 year)	No change	No change	13.8%	9,481	99

Source: JICA Survey Team

Financial and Economic Analyses (300MW & 600MW)

5. EIRR and ENPV

(1) Base Case

Table EIRRs and ENPVs of the Generation Projects

Case	EIRR	ENPV (Rs. million)	ENPV (US\$ million)
300MW	27.5%	57,990	608
600MW	29.9%	122,055	1,279

Source: JICA Survey Team

Note: EIRR and NPV are calculated without including the economic cost of the transmission project based on the assumption that the transmission line is already connected with the coal thermal power plant.

(2) Sensitivity Analysis

Table Sensitivity Analysis for 300MW Generation Project (EIRR & ENPV)

Case	Benefit	Cost	EIRR (%)	ENPV (Rs. million)	ENPV (US\$ million)
Base case	No change	No change	27.5%	57,990	608
Benefit increase (+10%)	+10%	No change	29.7%	68,415	717
Cost increase (+10%)	No change	+10%	25.7%	54,856	575
Delay in construction (1 year)	No change	No change	27.5%	51,660	542

Source: JICA Survey Team

Table Sensitivity Analysis for 600MW Generation Project (EIRR & ENPV)

Case	Benefit	Cost	EIRR (%)	ENPV (Rs. million)	ENPV (US\$ million)
Base case	No change	No change	29.9%	122,055	1,279
Benefit increase (+10%)	+10%	No change	32.3%	142,904	1,498
Cost increase (+10%)	No change	+10%	27.9%	116,331	1,219
Delay in construction (1 year)	No change	No change	29.9%	108,744	1,140

Source: JICA Survey Team