

CLEAN COAL TECHNOLOGIES – PRESENT SCENARIO IN INDIA

R K Sachdev
Former Advisor (Coal) to Government of India
&
President, Coal Preparation Society of India

ABSTRACT

With nearly 58% of India's commercial energy coming from coal and over 70% of total coal being consumed in generation of electricity, India's energy programme implies a continuing high dependence on coal.

To sustain India's rapid economic development, currently at 9% per annum of GDP the demand of electricity is set to increase. Present installed electricity generation capacity including captive generation is around 147,000 mega watt. It is projected to increase to over 800,000 mega watts by the year 2032.

Accordingly, India's annual coal consumption is projected to increase from 460 million tonnes in 2006-07 to 730 million tonnes by the terminal year 2011-12 of the 11th Five Year Plan. It will further increase to 1,125 million tonnes in 2016-17, 1,600 million tonnes in 2026-27 and over 2,000 million tonnes in 2031-2032.

With rapidly increasing consumption of coal and other fossil fuels, environmental concerns are becoming more and more pronounced and hence the importance of introduction of Clean Coal Technologies in the entire Coal-Energy chain.

Given its high inherent ash content, washing of Indian coal has been accepted as the first step on the 'clean coal' ladder. Power plants located in urban and environmentally sensitive areas are required to use coal with ash content below 34%. In order to comply with this mandate, sizeable coal washing capacity has to be established. Cost effective washing technology, high recovery of clean coal and environment-friendly disposal of washery rejects are some of the issues receiving attention of the industry.

The paper discusses various important aspects of the Indian coal industry, like supply and demand, coal washing, fly ash management, and steps taken for identification, introduction, adaptation and development of Clean Coal Technologies in India including the required institutional structure and appropriate international collaboration relating to the Clean Coal Technologies Roadmap that has been identified for future development for achieving the ultimate goal of 'near zero' emissions.

1.0 INTRODUCTION

- 1.1 With one of the lowest per capita energy consumption in the world (513 Kgoe against the world average of 1,651 Kgoe) and equally low per capita GDP (USD 2,670 against world's average USD 7,804), India faces a gigantic challenge in providing adequate energy and sustainable infrastructure, the two basic essentials required for achieving the targeted economic growth rate of 9% plus in GDP terms to become a 'middle income' economy by the target year 2020.
- 1.2 Electricity is the most common form of commercial energy used in India. Present peak demand is 100,715 MW and average peak shortage is 14 %. In terms of energy, the total availability is 690.59 billion kWh and the average energy shortage is about 10 %. Shortages are much higher in many areas and many parts of the country including the metropolitan cities continue to face frequent power cuts. Annual per capita consumption of electricity is very low at 606 units.
- 1.3 India's Planning Commission has projected that while the contribution of oil & gas, hydro, nuclear as well as renewable energy sources would substantially increase, but **coal** would continue to dominate, contributing over 50% towards India's commercial energy demand in the coming three decades.

1.4 As on April 1, 2007, the installed electricity generation capacity in India was as follows:

	Capacity in MW	% age of Total
Thermal	85,576	64.8
<i>Coal</i>	70,682 (53.5%)	
<i>Gas</i>	13,692 (10.4%)	
<i>Oil</i>	1,202 (0.9%)	
Hydro	34,654	26.2
Nuclear	4,120	3.1
Renewable	7,760	5.9
Total	1,32,110	100

Note: In addition 14,636 MW of captive generation capacity is largely coal based.

2.0 FUTURE ENERGY DEMAND

2.1 In the report on integrated energy policy an estimate of country's total primary commercial energy demand for next 25 years based on 9 % annual economic growth in terms of GDP has been worked out.

2.2 The following table gives five-year plan-wise likely growth in population, the estimated total primary energy demand and the projected electricity demand for the same period:

Total Primary Commercial Energy Demand (TPCE)

Year	Projected Population (Million)	TPCE (MTOE)	Projected demand of electricity		
			Total energy (Billion kWh)	Peak demand (GW)	Capacity required (GW)
2006-07	1,114	389	774	109	155
2011-12	1,197	521	1,167	168	233
2016-17	1,275	684	1,687	250	337
2021-22	1,347	898	2,438	372	488
2026-27	1,411	1,166	3,423	522	685
2031-32	1,468	1,514	4,806	733	960

Source: Integrated Energy Policy Report of Planning Commission of India.

2.3 According to the Central Electricity Authority (CEA) an additional generation capacity of 78,577 MW has been targeted for the 11th Five Year Plan period 2007-2012. This includes 58,644 MW thermal of which 52,905 MW capacity will coal based.

2.4 For the 12th Five Year Plan period 2012-2017, further addition of 82,200 MW in the generating capacity including 40,200 MW coal based, has been envisaged.

3.0 COAL - THE MAIN STAY OF INDIA'S ELECTRICITY SUPPLY

- 3.1 Present installed electricity generation capacity (including captive generation) is about 147,000 mega watt. It is projected to increase to over 800,000 mega watts by the year 2032. About 50 to 55 % of the installed generation capacity will be coal based.
- 3.2 Correspondingly, India's total coal consumption is projected to increase from the present level of 460 million tonnes per year to 731 million tonnes by 2011-12, the terminal year of the 11th Five Year Plan. It is projected to further increase to 1,125 million tonnes in 2016-17, 1,731 million tonnes in 2026-27 and over 2,200 million tonnes in 2031-2032.
- 3.3 About 70% of the total coal consumed in the country will go for generation of electricity and balance 30% will be used by iron & steel, cement and other industries.
- 3.4 Inadequate domestic availability and increasing demand-supply gap, is attracting serious government attention. Present coal scenario can be briefly described as follows:
- ❑ Over 90% of domestic production of coal is coming from government-controlled mines.
 - ❑ At present about 30 million tonnes of low ash coal is imported in addition to the domestic production of 430 million tonnes.
 - ❑ Power utilities are the single largest consumer using 72% of the total consumption:
 - Iron & steel -13% (including imported coal), cement - 5%
 - Balance is consumed by a large number of other industries
 - ❑ The projected increase in the coal demand in next 25 years is given below:

Terminal year of Five Year Plan period	Demand
10 th <u>2006-07</u>	<u>460 m t</u>
11 th 2011-12	731 m t
12 th 2016-17	1,125 m t
13 th 2021-22	1, 390 m t
15 th 2026-27	1, 731 m t
16 th 2031-32	2, 221 m t

- ❑ Unless the coal blocks allotted to private and public companies for development of coal mines for their captive use are developed fast to yield the expected coal production, a sizeable gap in demand and domestic supply would make large imports inevitable.

4.0 INDIAN COAL RESOURCES:

4.1 A brief overview of Indian coal resources is as below:

- i. Coal deposits in India are mainly distributed along the present day river valleys.
- ii. Major coal deposits are confined to south and southeastern quadrant of the country.
- iii. Coal deposits are of drift origin and high in extraneous ash content.
- iv. There are 44 known coalfields located in the peninsular India containing 95% of total resources.
- v. Total estimated geological resource of coal, as on January 01' 07 is 255 billion tonnes, out of which about 98 billion tonnes is of 'proven' category.

4.2 Table below gives the state-wise overall resource position.

Coal Resources of India
(As on 1.1.2007)

State	Coal Resources in Million Tonnes			
	Proved	Indicated	Inferred	Total
Andhra Pradesh	8,475	6,328	2,658	17,461
Arunachal Pradesh	31	40	19	90*
Assam	314	27	34	375**
Bihar	0	0	160	160
Chhattisgarh	9,973	27,035	4,442	41,450
Jharkhand	36,881	31,094	6,339	74,314
Madhya Pradesh	7,584	9,259	2,934	19,777
Maharashtra	4,856	2,822	1,992	9,670
Meghalaya	118	41	300	459*
Nagaland	4	1	15	20*
Orissa	17,464	30,239	14,296	61,999
Uttar Pradesh	766	296	0	1,062*
West Bengal	11,454	11,810	5,071	28,335
Total	97,920	118,992	38,260	255,172

Source: Geological Survey of India (* 0 -300 metres depth, ** 0 - 600 metres depth and all others 0 - 1200 metres depth).

5.0 COAL DEMAND & SUPPLY SCENARIO

5.1 As already mentioned, electricity sector is the major consumer accounting for about 72 % of total coal consumption. Its demand has been projected based on the total generation capacity envisaged in successive five-year plan periods.

5.2 The estimation of long-term of coal demand for other sectors, except iron & steel and cement, is difficult due to factors like rapid changes in the relative availability and prices of different fuels as well as the technological changes etc. The expert committee on integrated energy policy has estimated the long-term 'power demand' and 'non-power demand' based on the growth projections made by different agencies.

5.3 The committee has made an assessment of the requirement of coal under different scenarios using multi-sector, multi-period optimizing linear programming model. Three alternative scenarios considered by the committee are:

- Coal dominant scenario: with maximum coal based electricity.
- Maximum development of hydro, nuclear and gas based generation.
- Low coal scenario: maximizing efficiency and contribution from renewable energy sources.

5.4 Coal demand in the year 2031-32 estimated under the above-mentioned scenarios works out between 1.4 billion tonnes in 'low coal' scenario and 2.7 billion tonnes in 'high coal' scenario.

5.5 Based on various estimates one possible scenario of sector-wise demand of major industry groups has been projected as given the table below:

Sector-wise Coal Demand in million tonnes

Year Sector	2005-06	2006-07	2011-12	2016-17	2021-22	2026-27	2031-32
Electricity (A)	310	341	539	835	1,040	1,340	1,659
Iron & Steel	43	43	69	105	112	120	150
Cement	20	25	32	50	95	125	140
Others	53	51	91	135	143	158	272
Non-elect. (B)	116	119	192	290	350	403	562
Total A + B	426	460	731	1,125	1,390	1,743	2,221

Notes:

- Figures for 2011-12 and 2016-17 are based on the Report of the Working Group for 11th Five Year Plan and 2031-32 on the Integrated Energy Policy Report.
- Figures for intervening years have been extrapolated.
- Coal with a calorific value of 4000 K cal/kg has been taken as the basis of these estimates.

5.6 Based on a detailed exercise carried out by the Ministry of Coal, the following production/domestic availability pattern has emerged:

Domestic Coal Production Plan for next 10 years

Company	10 th 5 - Yr Plan	11 th Five Year Plan					12 th 5-year Plan
	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2016-17
	Actual	Projected domestic coal production					
CIL	361.02	384.51	411.36	449.49	482.38	520.50	664
SCCL	37.71	38.04	38.30	39.00	40.00	40.80	45
Other PSU	1.77	1.92	2.02	2.32	2.52	2.52	3
Tata St	7.04	6.50	6.50	6.50	6.50	6.50	7
Captive	17.52	23.93	36.22	47.09	73.00	104.08	330
Meghalya	5.79	5.60	5.60	5.60	5.60	5.60	6
All India	430.85	460.50	500.00	550.00	610.00	680.00	1055

5.7 Taking into account the estimated demand of coal during next 10 years, a gap of 51 million tonnes is predicted in the terminal year of the 11th Five Year Plan (2011-12). Gap in the demand and availability gap for the terminal year of 12th Fiver Year Plan (2016-17) is projected as 70 million tonnes. This gap will have to be met by importing coal.

6.0 COAL QUALITY ISSUES:

6.1 Due to their inherent nature Indian coal resources are high in ash content, varying from 24 to 50%. Average ash content of coal used in power plants is around 38-40% and average heat value is of the order of 3500 Kilo cal/kg.

6.2 In early sixties, the high ash content in the domestic coal was not very popular for combustion particularly in power station boilers. As such in 1962 the concept of UHV was introduced for grading of non-coking coals. UHV differs from the Gross Calorific Value (GCV) by a factor that can be termed as 'ash penalty'. Following empirical formulae have been used for determination of UHV.

- For high moisture coals:

$$\text{UHV} = 8900 - 138 (A+M) \text{ where 'A' and 'M' are ash and moisture at 60\% RH and } 40\text{C}^0.$$

- For low moisture coals:

$$\text{UHV} = 8900 - 138 (A+M) - 150 (19 \text{ VM}) \text{ where A, M and VM are ash, moisture and volatile matter percentages as analyzed at 60\% RH and } 40\text{C}^0.$$

Note: 2nd formula in effect means 1st formula minus 150 Kcal reductions for each 1% reduction in VM content below 19% fraction prorata and is applicable for coal with moisture content below 2% and volatile matter content below 19%.

6.3 For pricing purpose, thermal coals are graded into different grades namely 'A' to 'G', based on their ash and moisture content. In case of coking coal the grades are based on ash content. Government is working on switching over gross calorific value based grading system.

Grades of non-coking coals

Grade	Useful Heat Value in Kilo cal/kg
A	> 6200
B	> 5600 and < 6200
C	> 4940 and < 5600
D	> 4200 and < 4940
E	> 3360 and < 4200
F	> 2400 and < 3360
G	> 1300 and < 2400

Grades of coking coals

Grade	Ash content (%)
Steel grade I	< 15
Steel grade II	> 15 and < 18
Washery grade I	> 18 and < 21
Washery grade II	> 21 and < 24
Washery grade III	> 24 and < 28
Washery grade IV	> 28 and < 35

6.4 An over view of the overall quality of Indian coal production can be seen from the following table:

Overall quality of India's domestic coal production (in million tonnes)

Year	Coking	Non-coking	Grades (N.C)			Total
			A-B	C-D	E-F-G	
2005-06	31.39	375.61	26.32	92.67	256.62	407.00
2004-05	30.22	352.39	26.08	94.56	231.75	382.61
2003-04	29.40	331.85	25.97	93.48	212.40	361.25
2002-03	30.19	311.08	25.24	86.46	199.38	341.27
Increase in %	3.97	20.74	4.27	7.18	25.41	19.26

6.5 From the above figures it can be seen that while total production of coal increased by about 21% during the four-year period (2002-06), production of inferior grades had increased by more than 25%. With this trend continuing future production mix will have increasing proportion of inferior grades of coal.

6.6 This underlines the need and the importance of beneficiation of thermal coal in India.

7.0 COAL WASHING SCENARIO:

7.1 Present scenario in respect of cleaning of coal can be described as follows:

- i. Over 80% of coal produced in India being mined from mechanized open pit mines and 'out of seam dilution' is high. In coming years the over all quality of the product will further go down with inferior grades of coal contributing more towards total production.
- ii. Multiplicity of supply sources in many cases further adds to the problem of inconsistency in quality of coal.
- iii. Power plants that are getting coal of high ash content, inconsistent in quality and size face various operational problems. These problems as well as the economic benefits of using coal with lower ash and consistent quality coal in thermal power stations are well recognized by all concerned.

- iv. While entire quantity of metallurgical coking coal is washed to bring down the ash content to below 17 % before supply to steel plants, the question whether “to wash or not to wash” coal for power plants has been debated since 1978.
- v. Pending consensus on the issue government has mandated use of coal with ash content below 34% in power plants located beyond 1000 km from the coal supply source and also for those located in urban and environmentally sensitive areas. This was enforced from 1st June 2002.
- vi. Present total installed coal washery capacity in India is about 25% of the total domestic production on coal. While there is 100% coverage in case coking coal, only about 22% of the thermal coal is washed.
- vii. The ownership-wise number of coal washeries and their installed throughput capacity are given below (as in July 2007):

Present installed coal washing capacity

(Source: Ministry of Coal)

Owner	Coking	Non-coking	Total
Coal India	12 (20.10)	7 (20.20)	19 (40.30)
SAIL	2 (3.50)	0	2 (3.50)
Tata Steel	4 (6.42)	0	4 (6.42)
Others (pvt)	2 (2.35)	21 (50.15)	23 (52.50)
Under Const (Private)	0	3 (16.50)	3 (16.50)
Total	21 (32.37)	31 (86.85)	52 (109.22)

Note: Throughput capacity in million tonnes/year is given within the parenthesis.

- 7.2 Coal consumers’ main concerns are inconsistent quality, mismatch between designed parameters and actual quality and its impact on power plant performance.
- 7.3 A number of committees set up by the government between 1978 and 2003 have recommended washing of coal for supply to the power plants. Pending a consensus on the issue, the mandate to the power plants located beyond 1000 km from the coal supply source and also those located in urban and environmentally sensitive areas to use coal with ash content below 34% was enforced from 1st June 2002.
- 7.4 In the last 5 to 7 years a number of private washeries have been set up to wash coal on behalf of the power plants. Further, to help establishment of more washery capacity under ‘build-own-operate’ (BOO) mode as per the ‘declared’ policy of the government the coal companies are supposed to provide all facilities like land, water, electricity, access road, railway siding, site for dumping rejects etc. under mutually agreed terms.

- 7.5 Since the mandate of using coal of below 34% ash content places the entire responsibility on the power stations for the ash content in the coal they should be using this, has not proved to be conducive to large-scale establishment of coal washeries.
- 7.6 Lack of clarity of action on disposal rejects produced from the washing process and various other unresolved commercial issues have been coming in the way of development of required coal washing capacity.
- 7.7 Recently, Coal India Ltd. has declared that the company will set up some 80 mine-mouth washeries with an aggregate capacity of over 200 million tonnes. CIL is expected to invite global bids for setting up these facilities.
- 7.8 This policy once implemented will hopefully result in resolution of all outstanding issues including environmentally safe disposal of rejects or tailings from these washeries. These materials can safely be disposed off in the mined out areas.
- 7.9 Besides CIL, the power utilities, other coal consumers and private developers will also set up coal washing facilities under the declared policy of the government.

8.0 CLEAN COAL INITIATIVE:

8.1 Historical:

- i. Domestic coal has been the main source of primary commercial energy in India from late sixties.
- ii. Massive coal based power development programme was taken up in early eighties. Since then, the capacity addition has been increasing gradually.
- iii. There has been a gradual up scaling of power plant boiler parameters from 30 MW to 100 MW unit size (Turbine steam pressure of 90 Kg/cm²; temperature 535 C⁰) in 1970s to 500 MW unit size (Turbine steam pressure of 170 Kg/cm²; temp. 538 C⁰). This has further gone up to 660 MW unit size with steam pressure of 247 Kg/cm² temp and temperatures of 535C⁰/566C⁰) in case of units now under construction. Further up scaling of unit size to 800 MW with super critical steam parameters has been planned with 4000 MW capacities at a single location. At least 6 such Mega Thermal Power Projects are expected to be in operation in coming 5 to 8 years.
- iv. On the up stream side (pre-combustion stage) with a view to reducing the ash content and also for ensuring uniformity of quality, washing of coal is undertaken.
- v. NTPC has taken major initiative to mitigate emissions from thermal power plants. For this purpose a facility called Centre for Power Efficiency & Environmental Protection (CenPEEP) was established in 1994 under a bilateral agreement between the Indian government and the US Agency for International Development (USAID). The Centre functions as a Resource Centre for acquisition, demonstration and dissemination of state-of-the-art technologies and practices for performance improvement of coal-fired power plants. This approach has brought significant benefits to the power plants and helped in reduction of greenhouse gas emissions.
- vi. Similarly, in iron & steel industry through persistent R & D efforts a number of technologies have been developed and adapted and results achieved have been significant by way of reduction in coal consumption per unit of output. Cement industry has also achieved similar results through in-house research and development work.
- vii. In addition several R&D and pilot projects undertaken by BHEL and various central laboratories have helped create awareness on CCT and resulted in several R&D initiatives both in R&D institutions / industry and helped better use of Indian coal with emphasis on emission reduction and control.

8.2 Implementation of Clean Coal Technology Programme

- i. In the context of sustainable development, considering the future scenario of more than three fold increase in coal consumption and the resultant emissions in early thirties, development of clean coal technologies assumes greater significance.

- ii. Furthermore, when we perceive of 'low carbon' path for sustainable economic development it is not difficult to visualize as to how steep the climb would be in the given scenario of technological and financial constraints.
- iii. It has also to be recognised that the per capita consumption of energy in India is amongst the lowest in the world. In order to achieve the targeted economic growth for providing the basic human needs and quality of life India's energy consumption is bound to increase steeply.

9.0 CLEAN COAL TECHNOLOGY ROADMAP:

9.1 With its relatively comfortable resource base compared to limited known oil & gas resources COAL is the obvious, affordable and sustainable choice for generation of electricity. Therefore India's power development programme is heavily dependent on coal and its quality is an important parameter that influences the performance of the power stations.

9.2 Based on open-house discussions on the Study Report, the following roadmap for Clean Coal Technologies has been drawn:

Ongoing and near term or < 5yrs:

- Coal beneficiation, improved recovery, lower cost, rejects disposal etc.
- R & M for improvement in power plant performance.
- PFBC; super-critical power plant boilers, IGCC (demo-unit).
- Enhanced energy recovery from coal: CMM, CBM and UCG etc. (demo scale)
- Coal liquefaction (Pilot scale)

Medium term or 5-10 yrs:

- IGCC, PFBC, Ultra-supercritical power plants
- Enhanced energy recovery from coal: CBM, UCG (commercial scale)
- Coal liquefaction. (Commercial scale)
- Zero Emission Technologies (ZETs) (pilot scale).
- Carbon sequestration pilot scale.

Long term or > 15 years and beyond:

- Zero Emission Technologies (ZETs) – commercialization.
- Carbon sequestration (commercial scale).
- IGFC, Hydrogen fuels from coal.

9.3 In order to institutionalize the implementation and monitoring of the Clean Coal Technology programme, establishment of a multi-institutional and multi-disciplinary 'Clean Coal Technology Centre' with following broad objectives has been envisaged:

- To identify and pursue coal related R&D programmes and major development and demonstration projects.
- To ensure no programme gaps, to minimize overlaps across institutions and to accomplish more than what is required for validation and confirmation of results.
- To foster leveraging of project investments and expenditure by networking and collaboration with international community working in similar areas.
- To provide a conduit for advice to government on what is practicable or otherwise in relation to environmental law and regulations.
- To provide a platform for all stakeholders to pursue jointly policy issues, technology issues, technology development and share the results to enhance their business prospects and meet the Nation's economic goals.

- To provide required alignment with US-India FutureGen project and other similar multi-country and multi-institutional projects.

9.4 Recommended technologies for the future development:

Future development and adaptation programme of clean coal technologies will inter alia focus on:

- i. Development of cost effective cleaning of coal, maximising recovery of clean coal and environmental friendly disposal and/or utilisation of washery rejects.
- ii. Reducing SO_x, NO_x & CO₂ emissions to meet international expectations & standards.
- iii. Maximising energy extraction from coal through:
 - a) Improvements through renovation and modernisation of old PC fired boilers.
 - b) Circulating fluidized bed combustion for reducing SO_x, NO_x emissions
 - c) Indirect combustion through coal gasification and power generation using gas turbines
 - d) Up-scaling of sub critical steam parameters to supercritical parameters and further to ultra super critical parameters
- iv. Identified clean coal technologies are:
 - a) Super critical boilers
 - b) IGCC
 - c) Oxy fuel Combustion
 - d) Coal Bed Methane, Coal Mine Methane (large scale applications)
 - e) Underground Coal Gasification
 - f) Emission control techniques
 - g) Coal to liquid and Gas to liquid
 - h) CO₂ sequestration
 - i) Hydrogen energy.

These technologies will ultimately lead to near 'zero emission' generation of electricity.

10.0 DRIVERS FOR CLEAN COAL TECHNOLOGY INITIATIVE IN INDIA

10.1 In India the need for Clean Coal Technologies arises from three basic requirements, namely:

- a) **Economic:** oil, natural gas and other fuel options are more expensive compared to domestic coal providing a cheaper options and better value to domestic economy.
- b) **Energy security:** it reduces over dependence on imports and domestic coal resources can be tapped.
- c) **Environment:** lower CO₂ emissions and CO₂ sequestration becomes a viable option.

10.2 Accordingly, following are considered as the main drivers for Indian clean coal technology initiative:

- a) Future energy demand-supply scenario is heavily dependent on coal.
- b) India is the third highest coal consumer in the world and will maintain its position in coming 40 to 50 years.
- c) Compared to hydrocarbon resources coal is the most abundant, sustainable and cheapest domestic fuel for power.
- d) Increasing coal usage particularly in power industry will increase CO₂ emissions.
- e) Efficiency in utilization of coal is critical for conservation of resources, cost effectiveness and environmental acceptability.

- f) Conventional technologies have limitations.
- g) CCTs are required for improving efficiency and performance in the integrated Coal-Energy Chain.
- h) Global climate change concerns arising from increased consumption of coal and other fossil fuels are also to be addressed and steps initiated and actions taken well before the problem becomes unmanageable requiring massive economic and technological efforts to deal with the situation developing out of lack of timely action.

11.0 MANAGEMENT OF FLY ASH:

- 11.1 Due to high ash content in coal, currently about 125 million tonnes of fly ash is being generated annually at various power plants in India. The annual quantity of ash generated by power plants is expected to be about 170 million tonne by 2012 and 225 million tonne by 2017.
- 11.2 Till early 1990's, fly ash had been considered as a "Polluting Industrial Waste" and most of it was being dumped in the ash ponds. Very few utilisation areas of fly ash were known. Considering the need for safe disposal and gainful utilisation of Fly Ash, in 1994, a 'Fly Ash Mission' was commissioned under the Department of Science & Technology (DST) as the Nodal Agency and Technology Information, Forecasting and Assessment Council (TIFAC) as the Implementing Agency with main focus on technology demonstration projects for promoting large-scale adaptation of fly ash technologies.
- 11.3 Fly Ash Mission (FAM) [now known as Fly Ash Utilisation Programme (FAUP)], in collaboration with other stake holder agencies including government ministries / departments, public sector undertakings, industry, R&D institutions, academia, user-agencies etc has brought to the fore the economic potential of the fly ash. The utilisation areas known earlier and the new developments have been strengthened undertaking technology demonstration projects, facilitating multiplier effects and creating awareness among the user agencies. The fly ash and its products generated from a number of locations in the country have been analysed for various technical parameters and possible harmful effects.
- 11.4 Main activities undertaken by FAUP are:
- Identification of promising technology.
 - Technology commercialization.
 - Setting up of technology demonstration / confidence building projects.
 - Facilitate availability of Fly Ash.
 - Part financial assistance on soft terms.
 - Networking with potential user agencies.
 - Research & industrial infrastructure development.
 - Policy support to the government and the industry.
- 11.5 The important sectors, where large quantities of fly ash can be utilised, include geo-technical applications are:
- Construction of roads and embankments, ash pond dykes, reclamation of low-lying areas etc.
 - Manufacture of cement and concrete, building components (bricks, blocks, tiles, pre-cast concrete products etc.

- 11.6 Dam construction and other hydro sector activities, agriculture and related applications, reclamation of wastelands.
- 11.7 Filling of de-coaled areas in underground mines, backfilling of open cast mines, construction of haul roads, stabilisation of OB dumps and other mining sector activities.
- 11.8 Most of the above-mentioned applications of fly ash have been found to improve the technical properties and quality of the end product, economic and eco-friendly. Another important and potential utilization of fly ash is in agriculture related applications. Field demonstration projects taken at more than 50 locations in varying agro-climatic conditions and different soil - crop combinations supported with laboratory investigations have shown significant increase in yields of edible part as well as biomass without any adverse impact on soil health or crop produce because of any reasons including presence of trace and heavy metals and radio-nuclides in fly ash.
- 11.9 In August 2003 the Government of India had mandated the use of fly ash in construction materials like cement, aggregates, blocks, bricks, tiles etc. in all buildings and construction works within a radius of 100 km of a coal/lignite based power plant. It is also mandatory for the power plants to use only fly ash-based construction materials. Similarly, all agencies government and private have to use fly ash in making roads, highways, bridges and other related construction works.
- 11.10 As a result of these concerted efforts about 55 million tonnes of fly ash has been utilized during 2006-07 in construction of buildings and works.
- 11.11 Table below gives quantitative break up of about 55 million tonnes of fly ash currently being utilised in various applications.

Fly Ash Utilisation Areas 2006 – 07

S. No.	Sector	Utilisation (%)
1	Cement and its substitutes.	50
2	Land fills.	17
3	Cement and its substitutes.	20
4	Bricks and blocks.	3
5	Dykes.	5
6	Mine fills	3
7	Agricultural applications	1
8	Others	1

- 11.12 Some senior professionals of fly ash in the country to provide techno-managerial solutions to almost all the issues pertaining to fly ash management have recently formed an expert agency called Centre for Fly Ash Research & Management (C-FARM). As an independent agency outside the Government, it would be able to provide custom made solutions even to the individual problems.
- 11.13 The Mission Mode Programme has put in place sustainable systems in terms of technology development, scale up, demonstration & confidence building, technology transfer and standards/specifications & guidelines for large-scale adaptation. The Model can be replicated in other countries producing large volumes of fly ash.

12.0 ENHANCED ENERGY RECOVERY FROM COAL:

12.1 Coal Bed Methane:

- a. As an effort towards enhancing energy recovery from coal, Coal Bed Methane (CBM) is now considered as an alternative source for augmenting the country's energy resource. With world's fourth largest proven coal reserve, India holds significant prospects for commercial recovery of CBM.
- a. Prior to 1997, due to absence of proper administrative, fiscal and legal regime, CBM E&P activities were limited to R&D only. After the formulation of the policy for exploration & production of CBM by the Government in July 1997, CBM exploration activity commenced in the country. Policy provides for attractive fiscal & contractual terms, which are considered to be one of the best in the world, with freedom to work in a free and flexible environment.
- b. So far 26 CBM blocks (including 10 blocks allotted recently) covering an area of 13,600 sq. km have been allotted. CBM reserve in these blocks is estimated at 1374 BCM and the production potential is estimated to be 38 MMSCMD. So far an investment of USD 150 million has already been made. In addition, one demo project under UNDP aegis is in advanced stage of development.
- c. Present status of CBM exploration and development is:
 - i. Phase-I exploration activities in 5 blocks have been completed and Market Survey & Pilot Assessment Phase (Phase-II) is in progress. In the remaining 11 blocks, Phase-I exploration activities are in progress.
 - ii. The exploration activities have established encouraging CBM resources in some of the awarded blocks. There have been significant findings in the eastern and central part of India. CBM gas being flared in the test wells bears ample testimony of the story of success.
- e. Commercial assessment has been completed in 4 blocks. The total established reserves in these blocks are 6.24 TCF. Commercial production of CBM in India is now a reality and is expected to commence from 2007.

12.2 Coal Mine Methane and Abandoned Mine Methane:

- a. Despite past failures of trial projects for drainage of methane gas in two underground coal mines, both CMM and AMM are being pursued as additional sources of clean energy from coal. With no definite estimates of methane resource available, the output will not be of any great significance except that it will reduce CH₄ emissions that have been going on unabated from various gassy coal mines.

12.3 Coal to liquid:

- a. This is another clean coal technology area, which is being pursued vigorously. In the northeastern region of the country coal deposits have very low ash content, generally below 8% but sulphur is high ranging between 1.5 to 3.5%. Furthermore, due to difficult hilly terrain coal transportation by rail to rest of the country is not easy. Oil India Ltd, a government company oil and gas company engaged in exploration and production of oil and natural gas in the region has taken up a research programme to carry out techno - economic viability study for making synthetic crude oil from coal. A pilot coal liquefaction plant has been set up at the R&D centre in Duliajan and first phase of study has been successfully completed.

- b In addition, SASOL from S. Africa is working on the preliminaries with Coal India Ltd as well as with some private companies. They have approached the government for allocation of a large size coal block for setting up a mine and CTL facility under captive route.

12.4 Underground Coal Gasification (UCG)

- a Out of India's total coal inventory of 255 BT only 98 BT are of proven category. A sizeable percentage of these proven resources are not considered as exploitable due to geo-mining limitations imposed by depth, steep gradient, too thin or too thick seams, and inconsistency in continuity etc. Energy content of such reserve which otherwise are not extractable through traditional mining methods can be harnessed by underground gasification technology (UCG).
- b It has been estimated that only about 25% of the total proven coal reserve is extractable. In addition there is a sizeable reserve of 123 BT of tertiary origin at great depth in Gujarat area, all of which has to be exploited by UCG technology. Therefore, UCG offers global opportunities to leverage R & D, share lessons learnt and best practices so far established.
- c According to CISRO Australia UCG has been performed at over 50 sites since 1930s. UCG operations were dominant in the erstwhile USSR and deeper UCG operations of > 600 metres depth were also tried in Western Europe.
- d Major environmental concerns relating to UCG are:
 - Contamination of ground water.
 - Possibilities of subsidence in case thick coal horizons are gasified under shallow depths.
- e Viable solutions can be found to these problems through international partnership and technical collaboration by sharing of knowledge and experience already gained at various operating sites.
- f A number of Indian companies government owned and private are keenly working on preliminaries for taking up UCG projects. GAIL a government owned company, which is engaged in gas business and owns a vast pipeline network in the country has already signed up with a Canadian company for development of a UCG project in a lignite basin of Barmer area in Rajasthan. Other companies who are seriously working on UCG projects are: ONGC, Reliance, Coal India, NTPC, BHEL, Neyveli Lignite Corporation, GMDC, GIPCL, GSPC and Singareni Collieries Company.

12.5 Integrated Combined Cycle Gasification (IGCC):

- i. In the context of high ash content Indian coals, after extensive R & D work as well as trials conducted at BHEL corporate R&D division and Tiruchy based facility, it has been proposed to set up a 125-megawatt demo unit at one of the existing gas based plant of NTPC at Auraiya. Detailed project report for the proposed plant has been submitted and discussions on technical points are under way between BHEL and NTPC. According to BHEL this project is based on a homegrown technology developed for high ash content domestic coal.

13.0 ECONOMY, ENERGY AND CLIMATE CHANGE:

13.1 Some of the important points that need mention are given below:

- 1) India's foremost priority is to achieve 9% economic growth so that it can meet the basic needs of its vast population which is projected to increase to > 1.35 billion in 25 years or so. This however, does not mean that environmental sustainability and climate change concerns are being ignored.

- 2) India's future '**Energy Vision**' is quoted below:

“To reliably meet the demand for energy services of all sectors including the vulnerable households in all parts of the country with safe, clean & convenient energy at the least cost in technically efficient, economically viable and ecologically viable and sustainable ways considering different fuels and forms of energy, both conventional and non-conventional as well as new technologies and emerging energy sources.”

- 3) Per capita CO₂ emission in India is among the lowest in the world. Present annual CO₂ emissions are estimated at 1.0 billion tonne. These could rise to around 5 billion tonnes in 2031-32 (5.5 billion tonnes in the high coal scenario and 3.9 billion tonnes per year in low coal scenario). In per capita terms this works out to 3.5 tonnes (2.6 to 3.6 tonnes under different coal scenarios) of CO₂ compared to 2004 level of over 20 tonnes in the US and a global average of 4.5 tonnes in the same year.
- 4) Sufficient mitigation measures have been enshrined in the energy policy framework and adequate emphasis is on development of clean sources of energy like hydro, nuclear and non-conventional sources.
- 5) India is bound by UN Framework Convention Treaty on Climate Change and Kyoto Protocol. Though there is no binding commitment on CO₂ emission reduction, India is working with international community on various R & D for new technologies.
- 6) India is the first Asian country to join the US Government Steering Committee for FutureGen Initiative for collaborative development of first emission free 275 MW coal based power plant and is well represented in various international efforts like:
- Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF)
 - Methane to Market Partnership initiative.
 - International Partnership for a Hydrogen Economy (IPHE).
 - India is a full partner country in cooperative international R&D for International Thermonuclear Experimental Reactor (ITER) project.
 - India has signed Charter of Asia Pacific Partnership for Clean Development and Climate along with US, China, Japan, Australia and South Korea.

14.0 LONG-TERM ENERGY SECURITY:

- 14.1 Some of the important policies initiatives taken by the government for ensuring long-term energy security and sustainable development mentioned below:

- Accelerated development of coal industry through appropriate institutional, policy and legislative reforms for promoting private investment in production and marketing of coal.
- Appropriate mix of various sources of energy.
- Institutional and policy reforms covering industry structure as well as regulatory mechanism for the energy sector.
- Maximizing the contribution of renewable energy in the overall energy mix and special thrust on Hydrogen Energy.
- Supplementing domestic resource base of coal, oil and natural gas by overseas equities and acquisitions.
- Encouraging international cooperation, regional and inter-regional, to get gas through pipelines from across the international borders.
- Augmenting supply and reducing consumption of total energy requirement through efficient production, conversion, distribution and use of energy, development of efficient energy markets.
- Accelerated development of nuclear power generation capacity through appropriate technologies and required safety measures.
- Enforcement of energy efficiency, and demand side management through implementation of specific policies.
- Appropriate R&D strategy covering all aspects of energy chain.

- Addressing the growing global concern about the climate change and availing emission reduction credits under the Clean Development Mechanism (CDM) by various eligible industry units and projects.

14.2 Following steps have been initiated for accelerated augmentation of power generation capacity:

- Faster decisions on new projects and close monitoring of progress of implementation.
- Establishment of large capacity Ultra Mega Power Plants each of 4000 MW near coal mines and at coastal locations based on imported coal.
- Establishment of Merchant Power Plants of <1000 MW by private developers coal availability and access to transmission.
- Special emphasis on higher efficiency in generation, transmission and distribution.
- Up-gradation of transmission network and development of National Grid

15.0 COAL IMPORTS:

15.1 With rapid increase in coal demand and domestic supplies falling short, import of coal is bound to increase. Briefly the coal import scenario has been as follows:

- Imports increased by 84% in last five years.
- Coking coal imports increased by 53%, power coal by 120%.
- ~ 51 mt coal to be imported in 2011-12 and 70 mt in 2016-17.
- Factors leading to further rise in import of coal:
 - ✓ Steep increase in demand for electricity and likely shortfall in captive coal production.
 - ✓ Eight new coast-based Ultra Mega Power Projects are coming up.
 - ✓ Each UMPP of 4,000 MW capacity would need 12 MT of coal.
 - ✓ Time frame of commissioning of UMPPs is 2011-12 to 2015.
 - ✓ Order for two UMPPs, one mine mouth and one coastal already placed.
 - ✓ More large capacity steel plants are being set up.

16.0 CONCLUSIONS:

- a. *Coal* is an important pillar of India's energy security and sustainable development
- b. Compared to hydrocarbon resources, coal is the most abundant, sustainable and cheapest domestic fuel for power. As such the future energy demand-supply scenario is heavily dependent on coal.
- c. India is the third highest coal consumer in the world and will maintain its position in coming 40 to 50 years.
- d. Coal demand is set to increase steeply from the present 460 MT to 731 MT, 1,125 MT and 2,221 MT in 2012, 2017 and 2032 respectively.
- e. Coal washing has been accepted as the first step towards achieving clean coal technology goal.
- f. In order to meet the demand and supply gap and also to usher in cleaner and more efficient coal combustion technologies, large capacity of 4000 megawatt each (5 x 800 MW) ultra mega power plants using super critical combustion technology and based on imported low ash coal has been planned at 4 to 5 coastal locations. Other 3 to 4 similar units based on domestic coal will be set up at mine mouth locations. These units are expected to be on-stream in next 5 to 7 years.
- g. Environmental sustainability has been recognized as an important component of India's growth strategy.
- h. Clean Coal Technologies are important in the entire coal-energy chain.

- i. A time-bound clean coal technology road map is under finalisation and steps are being initiated to establish required R&D infrastructure to implement it by providing self-sustaining funding mechanism under an autonomous institutional set up with the ultimate goal of achieving emission-free generation of electricity.
- j. R&D in energy sector is critical to augment our energy resources and also to promote energy efficiency.
- k. Implementation of IGCC technology is being put on project management route. BHEL & NTPC are working together on 125 MWe IGCC project at one of the existing gas-based power plant site of NTPC.
- l. R & D in carbon capture and storage and other challenging clean coal technologies research is being encouraged.
- m. Besides the capacity addition for sufficiency of supply and adequate infrastructure for timely delivery, the quality of coal is an equally essential and integral aspect of India's energy programme, which needs a strong commitment on the part of all concerned. In order to achieve these coal producers, the consumers particularly the power industry and the government must work out a viable solution to this long-debated issue.

Energy Coordination Committee under the chairmanship of the Prime Minister of India is engaged in identification of actions that must be taken to fully meet country's energy requirement and at the same time taking care of its social, economic, fiscal and environmental impacts as well as global climate change concerns.

17.0 KEY REFERENCES:

1. Clean Coal, Building a Future through Technology, World Coal Institute London.
2. E COAL Quarterly Newsletter of the World Coal Institute, London.
3. G Viswaanathan et al, Recent Developments in High Ash Coal gasification in India, 2005 ICC&T Okinawa, - October 2005.
4. Integrated Energy Policy- Report of the Expert Committee (August 2006), Planning Commission, Government of India.
5. M Karunakarareddy et al, BHEL's Approach to Clean Coal technologies in India, India-Canada Joint Symposium on 'Zero emissions Technologies' – Energy for Tomorrow, CHEMCON – 2006, 27-30 December, 06, Ankaleshwar, India.'
6. Official presentations made by R V Shahi on behalf of the Ministry of Power, Government of India at various international meetings.
7. Proceedings of DST-BHEL Workshop on Clean Coal Technology Initiative – Roadmap for the Future, 26-27 October' 07, New Delhi.
8. P Selvakumaran et al, Integrated gasification Combined Cycle (IGCC), Advanced Clean Coal Technology International Symposium 2006, September 5, 2006, Tokyo – Japan.
9. Report on Clean Coal Technology Initiative -An in depth study, Department of Science Technology, Government of India.
10. Sachdev R K, Meeting India's Energy Needs for the Next 20 Years, EWC Conference on 'South Asia's Energy and Environment in a Global Context' November 16-18, 2005 New Delhi - India
11. Sachdev R K, Clean Coal and Climate Change – Indian initiative presentation at the IEA-World Coal Institute Workshop
12. Sachdev R K, Indian Clean Coal Technology Scenario by Japan - India Coal Presentation Meeting, November 6' 2006, New Delhi – India
13. Sachdev R K, Need for an Integrated Coal Utilization Policy for India International Coal Congress & Expo 2006 (ICC&E 2006), December 11-13' 2006, New Delhi - India
14. Sachdev R K, Indian Coal Outlook – Economic Growth, Power, Steel & Resources Needed, IBC Conference 'Coal Markets 2007, Asian Hunger, 30-31 January' 07, Singapore.

15. Sachdev R K, Clean Coal Technologies – Indian Scenario, CCT 2007, Third International Conference on Clean Coal Technologies for our Future, may 15-17, 2007, Sardinia, Italy.
16. Topper John Dr., IEA Clean Coal Centre, Clean Coal Technologies: Global Scenario, 26-27 October' 07, New Delhi – India.
17. Vimal Kumar - Mission Director, Fly Ash Mission, Government of India et al - Fly Ash Management in India.
18. Verma V.S - Japan-India Energy Dialogue, Working Group on Coal, June 27, 2007 - New Delhi
19. Vision Coal 2025' document of the Ministry of Coal, Government of India.
20. Web sites of Government of India – Ministries of power, coal, petroleum & natural gas, directorate general of hydrocarbons etc.

クリーン・コール・テクノロジー—インドにおける現行シナリオ

R K Sachdev
元インド石炭省局長
インド選炭協会会長

概要

インドは商業エネルギーの 58%近くを石炭から得ており、産出する石炭全体の 70%強を発電に消費していることからわかるように、インドのエネルギー計画は今後も引き続き石炭に大きく依存するはずである。

インドが GDP で年 9%という経済急成長を継続するには、必然的に電力需要は増加する。現在設置されている発電設備の容量は自家発電を含めておよそ 147,000MW である。それが 2032 年までに 800,000MW 以上の水準に達する見通しである。

インドの年間石炭消費量は 2006~2007 年度の 4 億 6000 万トンから、第 11 次 5 カ年計画の最終年度である 2011~2012 年度には 7 億 3000 万トンに増加する見通しである。その後もさらに増加し、2016~2017 年度は 11 億 2500 万トン、2026~2027 年度は 16 億トン、2031~2032 年度は 20 億トン以上に達すると考えられる。

石炭およびその他の化石燃料の消費が急増していることから環境に関する懸念がますます強くなっており、「石炭—エネルギー」連鎖全体にクリーン・コール・テクノロジーを導入することが重要となっている。

インド炭は本来的に高灰分であるため、選炭が「クリーンな石炭」を得るための第 1 段階として認知されている。都市部や環境への配慮が必要な地域に所在する発電所では、灰分 34%未満の石炭使用が義務づけられている。この規定を遵守するには、かなり大きな規模の選炭設備容量を確保しなければならない。そのために、費用対効果の高い選炭技術、クリーンな石炭の高回収率、環境にやさしい選炭廃石の処分法といった問題が石炭産業の関心を集めている。

本書はインド石炭産業の重要な側面を考察する。すなわち需要と供給、選炭、フライアッシュの管理、クリーン・コール・テクノロジーの特定、導入、適応、開発のために講じる措置などであり、クリーン・コール・テクノロジーについては「ニアゼロ」エミッションという最終目標を達成するために必要な今後の開発を示した「クリーン・コール・テクノロジー・ロードマップ」を示し、それに関係づける形で必要な組織構造や望ましい国際協力などを記述する。

1.0 はじめに

- 1.1 インドは 1 人当たりのエネルギー消費量が世界の最低水準にあり(世界平均の 1,651Kgoe に対し 513Kgoe)、1 人当たりの GDP も同様に低水準にあることから(世界平均の 7,804 USD に対し 2,670 USD)、目標とする GDP 9%超という経済成長率を達成し、目標年の 2020 年までに「中程度所得」経済を実現するためには、必須の二大基本要素、すなわち適切なエネルギーと持続可能なインフラを提供するという困難な課題を実現しなければならない。
- 1.2 電力は、インドで用いられている最も一般的な商業エネルギーである。現在のピーク需要は 100,715 MW、平均のピーク時電力不足は 14%である。エネルギーに関しては、利用可能なエネルギーの合計は 6905.9 億 kWh、平均のエネルギー不足は約 10%である。エネルギー不足は多くの地域で非常に大きな問題であり、大都市を含む国内の多くの地域で継続的に頻繁な送電停止が発生している。年間の 1 人当たりの電力消費量は 606 ユニットと非常に低い水準である。
- 1.3 インドの計画委員会は、石油天然ガス、水力、原子力、再生可能なエネルギー源などによる寄与は大幅に増加するであろうが、今後も石炭が支配的な立場を維持し、今後 30 年におけるインドの商業エネルギー需要の 50%以上を満たすと予測している。

1.4 2007年4月1日時点におけるインドの発電設備容量は以下のとおりである。

	発電容量(MW)	全体に占める割合(%)
火力	85,576	64.8
石炭	70,682 (53.5%)	
天然ガス	13,692 (10.4%)	
石油	1,202 (0.9%)	
水力	34,654	26.2
原子力	4,120	3.1
再生可能エネルギー	7,760	5.9
合計	1,32,110	100

注：さらに自家発電容量 14,636MW の大部分も石炭によるものである。

2.0 将来のエネルギー需要

- 2.1 総合エネルギー政策に関する報告書は、GDP での年間経済成長率を 9%と想定してインドの今後 25 年における一次商業エネルギーの合計を推定している。
- 2.2 下表は 5 ヶ年計画の期間ごとに人口、推定の一次エネルギー総需要、予想電力需要の合計を示したものである。

一次商業エネルギー総需要 (TPCE)

年	予想人口 (100 万人)	TPCE (MTOE)	予想電力需要		
			総エネルギー (10 億 kWh)	ピーク需要 (GW)	必要容量 (GW)
2006-2007	1,114	389	774	109	155
2011-2012	1,197	521	1,167	168	233
2016-2017	1,275	684	1,687	250	337
2021-2022	1,347	898	2,438	372	488
2026-2027	1,411	1,166	3,423	522	685
2031-2032	1,468	1,514	4,806	733	960

出典：インド計画委員会の総合エネルギー政策報告書

- 2.3 中央電力局(CEA)によれば、第 11 次 5 ヶ年計画期間の 2007～2012 年には発電容量を 78,577MW 追加することを目標としている。そのうち火力発電が 58,644MW であり、さらにそのうちの 52,905MW が石炭による発電である。

- 2.4 第12次5ヵ年計画期間の2012～2017年には、発電容量をさらに82,200MW追加する予定であり、そのうち石炭による発電容量は40,200MWである。

3.0 石炭—インドの電力供給の支柱

- 3.1 現在の発電設備容量(自家発電を含む)はおよそ147,000MWである。これが2032年までに800,000MW以上の水準に増加する見通しである。発電設備容量の約50～55%は石炭によるものとなるはずである。
- 3.2 したがってインドの石炭総消費量は、現在の年間4億6000万トン水準から第11次5ヵ年計画の最終年度である2011～2012年度には7億3100万トンに増加する見通しである。さらに2016～2017年度は11億2500万トン、2026～2027年度は17億3100万トン、2031～2032年度は22億トン以上に増加すると考えられる。
- 3.3 インドの石炭総消費量のうち約70%は発電であり、残る30%が鉄鋼、セメント、その他の産業で用いられている。
- 3.4 インド国内での石炭入手可能性が限られており、需給ギャップが拡大しつつある点を政府は深刻に憂慮している。石炭に関する現行シナリオは次のように要約することができる。
- 国内石炭生産量の90%超は、政府管轄下の炭鉱によるものである。
 - 現在、国内生産の4億3000万トンに加え低灰分の石炭およそ3000万トンを輸入している。
 - 電力会社は総消費量の72%を消費する単独最大の消費者である。
 - ・ 鉄鋼13%(輸入炭を含む)、セメント5%
 - ・ 残りはその他多くの産業が消費している。
 - 今後25年の石炭需要の伸びは次のように予想されている。

各5ヵ年計画の最終年度	需要
第10次 2006～2007年度	4億6000万トン
第11次 2011～2012年度	7億3100万トン
第12次 2016～2017年度	11億2500万トン
第13次 2021～2022年度	13億9000万トン
第15次 2026～2027年度	17億3100万トン
第16次 2031～2032年度	22億2100万トン

- 自家消費用の炭鉱開発を目的に官民双方の企業に配分されている炭鉱区画の開発が急速に進み、予想されている石炭生産量を達成することができなければ、需要と国内供給のあいだにかなり大きなギャップが生じ、大量の輸入が不可避になるであろう。

4.0 インドの石炭資源

- 4.1 インド石炭資源の概要を以下に示す。
- i インドの石炭鉱床は主に現代の河谷に分布している。
 - ii 大規模な石炭鉱床は国土の南から南東の四分区画に限定されている。

- iii 石炭鉱床は元来表層であり、外来性の灰分が高い。
- iv インド半島には 44 の炭田が存在することがわかっており、それが総資源の 95%を占めている。
- v 2007 年 1 月 1 日時点における地質学的な石炭資源の推定埋蔵量は合計 2550 億トンであり、そのうち 980 億トンが「確定埋蔵量」である。

4.2 下表は各州の資源状況を示したものである。

インドの石炭資源
(2007 年 1 月 1 日時点)

州	石炭資源、単位：100万トン			
	確定	概測	予測	合計
Andhra Pradesh	8,475	6,328	2,658	17,461
Arunachal Pradesh	31	40	19	90*
Assam	314	27	34	375**
Bihar	0	0	160	160
Chhattisgarh	9,973	27,035	4,442	41,450
Jharkhand	36,881	31,094	6,339	74,314
Madhya Pradesh	7,584	9,259	2,934	19,777
Maharashtra	4,856	2,822	1,992	9,670
Meghalaya	118	41	300	459*
Nagaland	4	1	15	20*
Orissa	17,464	30,239	14,296	61,999
Uttar Pradesh	766	296	0	1,062*
West Bengal	11,454	11,810	5,071	28,335
合計	97,920	118,992	38,260	255,172

出典：インド地質調査所*深度0～300m、**深度0～600m、
それ以外はすべて深度0～1,200m)

5.0 石炭需給シナリオ

- 5.1 上述したように、電力部門が石炭の大消費者であり、石炭総消費量の約 72%を占めている。電力部門の需要を、今後の 5 ヶ年計画期間ごとの総発電容量に基づき予測した。
- 5.2 鉄鋼とセメントを除く他部門については、各種燃料の相対的な入手可能性と価格の急速な変化や技術変化といった要因があるため、その石炭需要は長期予測が困難である。総合エネルギー政策の専門家委員会は、各機関が行った成長予測に基づいて長期の「電力の石炭需要」および「電力以外の石炭需要」を推定している。
- 5.3 同委員会は多部門・多期間の最適化線形プログラミングモデルを用いて、各シナリオにおける石炭需要を推定している。同委員会が検討したシナリオは以下の 3 種である。
 - 石炭主流シナリオ：石炭による電力が最大限

- 水力、原子力、天然ガスによる発電が最大限に増加
 - 低石炭シナリオ：効率の最大化と再生可能エネルギー源の寄与
- 5.4 上記シナリオについて推定した 2031～2032 年度の石炭需要は、低石炭シナリオの 14 億トンから石炭主流シナリオの 27 億トンまでの範囲であった。
- 5.5 さまざまな推定データに基づいて各主要産業部門の需要を想定したシナリオの 1 つを下表に示す。

部門別の石炭需要、単位：100 万トン

年度 部門	2005- 2006	2006- 2007	2011- 2012	2016- 2017	2021- 2022	2026- 2027	2031- 2032
電力 (A)	310	341	539	835	1,040	1,340	1,659
鉄鋼	43	43	69	105	112	120	150
セメント	20	25	32	50	95	125	140
その他	53	51	91	135	143	158	272
電力以外 (B)	116	119	192	290	350	403	562
A+B の合計	426	460	731	1,125	1,390	1,743	2,221

注：

- 2011～2012 年度および 2016～2017 年度に関する数値は第 11 次 5 ヶ年計画作業グループの報告書に基づいており、2031～2032 年度の数値は総合エネルギー政策報告書に基づいている。
- その中間にある年度の数値は外挿法で推定した。
- 以上の推定の前提として、石炭の発熱量を 4,000Kcal/kg とした。

5.6 石炭省の詳細な調査に基づき、生産量／国内入手可能性の推移を次のように想定している。

今後 10 年におけるインド国内石炭生産計画

企業名	第 10 次 5 カ年計画	第 11 次 5 カ年計画					第 12 次 5 カ年計 画
	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2016- 2017
	実際の生産 量	予想国内石炭生産量					
CIL	361.02	384.51	411.36	449.49	482.38	520.50	664
SCCL	37.71	38.04	38.30	39.00	40.00	40.80	45
Other PSU	1.77	1.92	2.02	2.32	2.52	2.52	3
Tata St	7.04	6.50	6.50	6.50	6.50	6.50	7
Captive	17.52	23.93	36.22	47.09	73.00	104.08	330
Meghalya	5.79	5.60	5.60	5.60	5.60	5.60	6
国内合計	430.85	460.50	500.00	550.00	610.00	680.00	1055

5.7 今後 10 年間の推定石炭需要を考えると、第 11 次 5 カ年計画の最終年度(2011～2012 年度)には 5100 万トンの需給ギャップが予想される。第 12 次 5 カ年計画の最終年度(2016～2017 年度)における予想需給ギャップは 7000 万トンである。このギャップは石炭輸入によって埋めなければならない。

6.0 炭質問題

6.1 インドの石炭資源は、24～50%と本来的に高灰分である。発電所で用いる石炭の平均灰分は約 38～40%であり、平均発熱量は 3,500Kcal/kg 程度である。

6.2 1960 年代前半、高灰分のインド国内炭は燃焼用途ではさほど一般的ではなく、発電所のボイラではなおさら一般的ではなかった。ところが 1962 年、UHV という考え方が一般炭の等級分類に導入された。UHV は「灰分ペナルティ(ash penalty)」と呼ばれる係数の分だけ総発熱量(GCV)と異なっている。UHV は以下の経験的な公式を用いて決定する。

○ 高湿分炭

$UHV = 8,900 - 138(A + M)$ 、ここで A と M は RH(相対湿度)60%および 40°Cにおける灰分と湿分である。

○ 低湿分炭

$HHV = 8,900 - 138(A + M) - 150(19VM)$ 、ここで A、M、VM は、RH(相対湿度)60%および 40°Cにおいて分析した灰分、湿分、揮発性物質のパーセンテージである。

注：實際上、第 2 の公式は、VM 含有量が 19%未満の状態では VM が 1%減少するごとに第 1 の公式から 150Kcal が減じることを意味しており、湿分 2%未満で揮発性物質含有量 19%未満の石炭に適用することができる。

6.3 価格決定を目的に、一般炭を灰分および湿分に基づいて A～G の等級に分類している。原料炭の等級は灰分に基づいている。政府は総発熱量を基準とする等級分類システムへの移行について検討中である。

一般炭の等級

等級	有効発熱量(Kcal/kg)
A	6,200 より大きい
B	5,600～6,200
C	4,940～5,600
D	4,200～4,940
E	3,360～4,200
F	2,400～3,360
G	1,300～2,400

原料炭の等級

等級	灰分 (%)
鉄鋼等級 I	15 より小さい
鉄鋼等級 II	15～18
選炭工場等級 I	18～21
選炭工場等級 II	21～24
選炭工場等級 III	24～28
選炭工場等級 IV	28～35

6.4 インド炭生産量全体における品質の概要を下表に示した。

インド国内炭生産量全体における品質 単位：100 万トン

年度	原料炭	一般炭	等級			合計
			A-B	C-D	E-F-G	
2005-2006	31.39	375.61	26.32	92.67	256.62	407.00
2004-2005	30.22	352.39	26.08	94.56	231.75	382.61
2003-2004	29.40	331.85	25.97	93.48	212.40	361.25
2002-2003	30.19	311.08	25.24	86.46	199.38	341.27
増加率、%	3.97	20.74	4.27	7.18	25.41	19.26

6.5 上記のデータから、石炭の総生産量は4年間(2002～2006)で約21%増加している一方、低級炭の生産量は25%以上増加していることがわかる。こうした傾向が続けば、将来の生産量では低級の石炭比率が増加するものと考えられる。

6.6 以上のことはインド一般炭に対する選炭の必要性および重要性を明確に示している。

7.0 選炭シナリオ

7.1 選炭に関する現在のシナリオを要約して以下に示す。

- i インドにおいて機械式の露天掘炭鉱および「out-of-seam dilution」から産出した石炭の80%以上は高灰分である。さらに今後、生産量全体に占める低級炭の割合が増加し、製品の全体的品質はさらに低下するはずである。
- ii 供給源の数の増加は、石炭品質のばらつきという問題をさらに深刻化することが多い。
- iii 高灰分であり、しかも品質とサイズにばらつきがある石炭を受け入れる発電所は、操業に関し多様な問題に直面する。こうした問題があること、さらに低灰分で品質が一貫した石炭を火力発電所で使用することの経済的利点を、関係者全員は明確に認識している。
- iv 原料炭についてはすべてを選炭し、灰分を17%未満にしてから鉄鋼工場に供給するの

に対し、発電所に供給する石炭については「選炭すべきかそうでないか」の問題が1978年から議論となっている。

- v 政府はこの点について合意を得ることを保留したまま、石炭供給源から 1,000km 以上離れた発電所、ならびに都市部や環境への配慮が必要な地域に所在する発電所については、灰分 34%未満の石炭の使用を義務づけている。この命令は 2002年 6月 1日から施行されている。
- vi インドにおける選炭工場の現在の設備容量は、石炭の国内総生産量の約 25%である。原料炭についてはその 100%を選炭する一方、一般炭については約 22%しか選炭していない。
- vii 所有企業別の選炭工場数および設備処理能力を下表に示す(2007年 7月時点)。

現在の選炭設備容量

(出典：石炭省)

所有企業	原料炭	一般炭	合計
Coal India	12 (20.10)	7 (20.20)	19 (40.30)
SAIL	2 (3.50)	0	2 (3.50)
Tata Steel	4 (6.42)	0	4 (6.42)
その他(民間)	2 (2.35)	21 (50.15)	23 (52.50)
建設中(民間)	0	3 (16.50)	3 (16.50)
合計	21 (32.37)	31 (86.85)	52 (109.22)

注：カッコ内に記載したのは 100 万トン／年を単位とする処理能力である。

- 7.2 石炭消費者が強い関心を寄せているのは、品質のばらつき、設計パラメータと実際の品質の不一致、発電所性能に対する影響である。
- 7.3 政府が 1978～2003 年の期間に設置した複数の委員会は、発電所に供給される石炭に選炭を行うことを勧告している。この問題について合意を得ることを保留したまま、石炭供給源から 1,000km 以上離れた発電所、ならびに都市部や環境への配慮が必要な地域に所在する発電所については、灰分 34%未満の石炭使用を義務づける命令が 2002年 6月 1日から施行されている。
- 7.4 最近の 5～7 年間、発電所に代わって選炭を行う民間工場が建設されている。さらに、政府が「言明した」政策に基づいて建設・所有・操業(BOO)方式での選炭能力増強を支援することを目的に、石炭会社には相互契約に基づいて土地、水、電力、取付道路、鉄道、側線、廃石処分場などすべての施設を提供することが義務づけられている。
- 7.5 灰分 34%未満の石炭使用を命じた規定により、使用する石炭の灰分に関する全責任が発電所に負わされたことが、選炭工場の大規模な新設にとってマイナスに作用している。
- 7.6 必要とされる選炭能力を確保する上では、選炭プロセスで生じる廃石の処分に関する規制が明確でない問題やその他の商業的問題が未解決である。
- 7.7 最近、Coal India Ltd.(CIL)は同社がおよそ 80 ヲ所の炭鉱口に選炭工場を建設する予定であり、その総処理能力は 2 億トン超に達すると発表した。CIL は選炭工場の建設に世界的な入札

を行うものと思われる。

- 7.8 この建設が実現すれば、選炭工場から出る廃石や尾鉱を、環境を損なわずに処分する問題など、あらゆる未解決の問題が解決できるものと期待される。廃石や尾鉱は、それらを採掘した区域内に安全に処分できるからである。
- 7.9 CIL のほか、電力会社、その他の石炭消費者、民間開発業者なども、政府発表の方針に基づいて選炭工場を建設するものと考えられる。

8.0 クリーン・コール・イニシアティブ

8.1 歴史

- i 国内炭は 1960 年代後半からインドにおける一次商業エネルギーの主要な源となっている。
- ii 1980 年代前半に石炭火力発電の大規模な増強計画が開始された。それ以来、設備容量は次第に増加ペースを速めている。
- iii 発電所のボイラに関するパラメータも次第に改善しつつあり、1970 年代にはユニット規模 30~100MW(タービン蒸気圧 90kg/cm²、温度 535°C)であったものが 500MW(タービン蒸気圧 170kg/cm²、温度 538°C)規模に達している。さらに現在建設中のユニットは、規模 660MW、蒸気圧 247kg/cm²、温度 535/566°Cとなっている。さらにまた、超臨界蒸気パラメータである 800MW までスケールアップし、1 ヶ所の発電所で 4,000MW の発電容量を実現する計画もある。こうした超大型火力発電プロジェクトが少なくとも 6 件、今後 5~8 年のうちに操業を開始する見通しである。
- iv 上流蒸気側(燃焼前段階)では灰分の低減および品質の均一化のために選炭を行っている。
- v NTPC(インド火力発電公社)は火力発電所の排出物質を低減する大規模なプロジェクトに取り組んでいる。このプロジェクトのため、1994 年にはインド政府と米国国際開発庁(USAID)との二国間契約に基づいて電力効率環境保護センター(CenPEEP)と呼ばれる施設を設立した。同センターは最新の技術および慣行の取得、実証、普及を行い、石炭火力発電所の性能向上を目指す資源センターとして機能している。この方式により各発電所に大きな恩恵をもたらし、温室効果ガスの排出量削減に役立っている。
- vi 同様に鉄鋼産業も継続的な研究開発活動を通じて複数の技術の開発または適応を行い、出力単位当たりの石炭消費量の低減など大きな成果を達成してきた。セメント産業も社内での研究開発活動を通じて同様の結果を達成している。
- vii そのほか、BHEL 社やその他の代表的研究所が行ったさまざまな研究開発やパイロットプロジェクトによって CCT(クリーン・コール・テクノロジー)に対する認識が広がり、その結果として研究開発機関と企業の双方で研究開発プロジェクトが始まり、インド炭の利用法が排出量の削減と抑制を重視する方向で改善している。

8.2 クリーン・コール・テクノロジー・プログラムの実行

- i 持続可能な成長を目指すのであれば、1930 年代前半に石炭消費量が現在よりも 3 倍以上増加し、それにともなって排出物質も増加するという将来シナリオからもクリーン・コール・テクノロジー開発の重要性はなおさら増加している。
- ii さらに、「低炭素」という方向で持続的経済成長を実現するとしても、そのシナリオが持つ技術的経済的制約を考えれば、その実現は非常に困難なものである。

- iii それと同時に、インドの人口 1 人当たりのエネルギー消費量が世界最低水準にあることも認めなければならない。目標とする経済成長を成し遂げ、人間の基本的ニーズとクオリティーオブライフを確保するには、インドのエネルギー消費量は急増せざるを得ない。

9.0 クリーン・コール・テクノロジーのロードマップ

9.1 既知の石油および天然ガス資源が限定されているのに比べ石炭には豊かな資源基盤があり、発電に用いる資源としては明らかに安価で持続可能な選択肢である。したがってインドの発電増強計画は石炭に大きく依存しており、炭質は発電所の性能に影響を及ぼす重要パラメータである。

9.2 調査報告書に関する公開の議論に基づき、クリーン・コール・テクノロジーに関する以下のロードマップが作成されている。

現在および短期(すなわち 5 年未満)

- ・ 選炭、回収率の向上、費用低減、廃石処分など
- ・ 発電所性能改善のための研究開発
- ・ PFBC、超臨界圧発電所ボイラ、IGCC(実証ユニット)
- ・ 石炭のエネルギー回収率の改善：CMM、CBM、UCG など(実証規模)
- ・ 石炭の液化(パイロット規模)

中期(すなわち 5~10 年)

- ・ IGCC、PFBC、超超臨界圧発電所
- ・ 石炭のエネルギー回収率の改善：CBM、UCG(事業規模)
- ・ 石炭の液化(事業規模)
- ・ ゼロエミッション技術(ZET)(パイロット規模)
- ・ 炭素封鎖(パイロット規模)

長期(すなわち 15 年以上)

- ・ ゼロエミッション技術(ZET)、商業化
- ・ 炭素封鎖(事業規模)
- ・ IGFC、石炭からの水素燃料

9.3 クリーン・コール・テクノロジー・プログラムの実行および開始を制度化するため、以下の目標を目指し、多機関・多分野から成る「クリーン・コール・テクノロジー・センター」を設立することを計画している。

- ・ 石炭に関連する研究開発プログラムおよび大規模な開発実証プロジェクトを識別、推進する。
- ・ プログラム間の欠落部分をなくすと共に異なる機関間の重複を最小限に抑え、結果の検証および確認のために必要とされる以上の成果を達成する。
- ・ 類似分野で活動する国際機関とのネットワーク化および提携を進めることで、プロジェクトへの投資および支出の効果を増幅させる。
- ・ 環境法規制において何が実際的であるか、および何が実際的でないかに関し、政府に助言を行う経路を提供する。
- ・ すべての利害関係者が結集できるプラットフォームを提供して政策問題、技術問題、技術開発に共同で取り組み、その結果を共有することによって、利害関係者の事業展望の改善と国家経済目標の達成に貢献する。
- ・ 米印 FutureGen プロジェクトや類似の多国間・多機関間プロジェクトとの間に必要とされる緊密な連携を提供する。

9.4 今後の開発が勧告されている技術

クリーン・コール・テクノロジーの今後の開発および適応プログラムでは特に以下の点

が重要となる。

- i 費用対効果に優れた選炭方法の開発、精炭回収率の最大化、環境にやさしい選炭廃石の処分/利用法
- ii 国際的な期待と基準に適合し得る SO_x、NO_x、CO₂排出量の削減
- iii 以下を通じた石炭のエネルギー抽出率の最大化
 - a) 旧式 PC 燃焼ボイラの修理および近代化による改善
 - b) 循環流動床燃焼による SO_x および NO_x 排出量の削減
 - c) 石炭ガス化による間接燃焼とガスタービン利用の発電
 - d) 亜臨界蒸気パラメータの超臨界パラメータへの、さらに超超臨界パラメータへのスケールアップ
- iv 識別したクリーン・コール・テクノロジーは次のとおりである。
 - a) 超臨界ボイラ
 - b) IGCC
 - c) 酸素燃料燃焼
 - d) 炭層メタン、炭鉱メタン(大規模な応用)
 - e) 石炭地下ガス化
 - f) 排出物質抑制技術
 - g) 石炭液化と天然ガス液化
 - h) CO₂ 固定
 - i) 水素エネルギー

以上の技術は最終的にはニア「ゼロエミッション」の発電につながるものである。

10.0 インドにおけるクリーン・コール・テクノロジーの取組みを促す動機

- 10.1 インドにおけるクリーン・コール・テクノロジーの必要性は、以下の 3 つの基本的な要求から生まれている。
 - a) **経済**：石油や天然ガスなどの燃料選択枝は国内炭に比べて高価であり、国内炭という選択枝は安価で国内経済に大きな価値をもたらす。
 - b) **エネルギー保障**：輸入への依存を緩和し、国内炭資源の開発が可能になる。
 - c) **環境**：CO₂ 排出量の低減、CO₂ 固定の実現可能化
- 10.2 したがってインドにおけるクリーン・コール・テクノロジーの取組みを促す主要な動機として以下が考えられる。
 - a) 今後のエネルギー需給シナリオは大きく石炭に依存している。
 - b) インドは世界第 3 位の石炭消費国であり、その立場は今後 40~50 年間継続する見通しである。
 - c) 炭化水素資源に比べると、石炭は最も豊富で持続可能であり、発電用の国内燃料として最も安価である。
 - d) 電力産業を中心とする石炭消費量の増加によって CO₂ 排出量が増加する見通しである。
 - e) 資源の保全、費用対効果、環境受容性にとって石炭の利用効率が非常に大きな意味を持つ。
 - f) 従来の技術には限界がある。
 - g) 統合した「石炭エネルギー連鎖」で効率と性能を改善するには CCT が必要である。
 - h) 石炭その他の化石燃料の消費量増加によって地球気候の変動に関する懸念が生じており、そうした問題にも対処する必要がある。適切な時点での対処を怠ったために問題が制御不能となってしまった状況に対応するには、経済的・技術的に途方もない負担が生じるため、問題が生じるはるか以前から対策を開始し措置を実施する必要がある。

11.0 フライアッシュの管理

- 11.1 石炭の灰分が高いため、現在のインドでは発電所から年間およそ 1 億 2500 万トンのフライアッシュが発生している。発電所のフライアッシュ年間発生量は、2012 年までに約 1 億 7000 万トン、2017 年までに約 2 億 2500 万トンに達すると予想される。
- 11.2 1990 年代前半になるまで、フライアッシュは「汚染を引き起こす産業廃棄物」と見なされ、そのほとんどは灰捨場に投棄されていた。当時はフライアッシュを利用できる分野がごくわずかししか明らかになっていなかったのである。1994 年、フライアッシュの安全な処分と有効利用の必要性を考え、科学技術省を中心機関とし、技術情報予測評価委員会(TIFAC)を執行機関とする「フライアッシュミッション」が発足した。ミッションの主眼はフライアッシュ技術の大規模な適応を促進するための技術実証プロジェクトであった。
- 11.3 「フライアッシュミッション(FAM)」(現在の名称は「フライアッシュ利用プログラム(FAUP)」)は他の利害関係者、すなわち政府省庁、公共部門の契約企業、研究開発機関、学术界、利用者団体などと協力し、フライアッシュの経済的可能性を切り開いた。技術実証プロジェクトを実施し、相乗効果を促進し、利用者団体による認知を促すことによって、それまでにすでにわかっていた利用分野を強化したのみならず、新たな開発も実現したのである。また、インド国内のさまざまな場所で発生するフライアッシュおよびその生成物を分析し、多様な技術パラメータおよび考えられる有害作用を明らかにした。
- 11.4 FAUP が行った主な活動は次のとおりである。
- 有望な技術の識別
 - 技術の商業化
 - 技術の実証／信頼醸成プロジェクトの実施
 - フライアッシュの利用可能性の拡大
 - ゆるやかな条件での部分的な経済支援
 - 潜在的な利用者団体とのネットワーク形成
 - 研究および産業インフラの開発
 - 政府および企業に対する政策支援
- 11.5 大量のフライアッシュが利用可能な重要部門(地質工学用途を含む)として以下を挙げることができる。
- 道路、堤防、灰捨場の堤防などの建設、低地の埋立て
 - セメント、コンクリート、建築資材(レンガ、ブロック、タイル、プレキャストコンクリート製品など)の製造
- 11.6 ダムの建設など水力部門の活動、農業およびその関連用途、荒地の再生
- 11.7 坑内掘炭鉱の採炭区画への充填、露天掘炭鉱への充填、運搬道路の建設、土捨場(OB dump)の安定化、鉱業部門におけるその他の活動
- 11.8 上記したフライアッシュの用途のほとんどは、最終製品の技術特性および品質を、経済的に、しかも環境を損なわずに改善するものであることがわかっている。フライアッシュの用途としてそれ以外で重要なのは農業関連分野である。多様な農業気候条件にある 50 ヶ所以上の場所でさまざまな土壌と穀物を組み合わせて実施した現地実証プロジェクトと、さらにその補足として行った室内実験によって、食用部分およびバイオマスの収穫高が著しく増加することと、それでいながらフライアッシュに微量元素や重金属、放射性核種などが含まれているという理由から土壌の健康や生産穀物に悪影響が生じることは一切ないことが明らかになった。
- 11.9 2003 年 8 月、インド政府は石炭／褐炭を使用する発電所から 100km 以内のあらゆる建築または建設工事において、フライアッシュをセメント、砂利、ブロック、レンガ、タイルな

どの建築資材に使用することを命令した。さらに発電所に対して、フライアッシュを含む建築資材以外の使用を禁じる命令を出した。同様にすべての政府機関および民間企業に対し、道路、高速道路、橋、その他の建築工事にフライアッシュを使用することを命じた。

11.10 こうした集中的な努力の結果、2006～2007 年度には建築物の建設および工事でおよそ 5500 万トンのフライアッシュを利用することができた。

11.11 下表は、現在多様な用途に用いられているフライアッシュおよそ 5500 万トンの数量内訳を示したものである。

フライアッシュの利用分野 2006～2007 年度

通し番号	分野	利用率 (%)
1	セメントおよびその代用品	50
2	土地の埋立て	17
3	セメントおよびその代用品	20
4	レンガおよびブロック	3
5	堤防	5
6	鉱山への充填	3
7	農業用途	1
8	その他	1

11.12 最近、フライアッシュ管理に関してほとんどあらゆる問題に技術管理上の解決策を提供してきたインド国内の有力なフライアッシュ専門家らが、フライアッシュ研究管理センター(C-FARM)という名称の専門家機関を設立した。C-FARM は政府に属さない独立機関として、個人的な問題に対しても独自の解決策を提供できるものと考えられる。

11.13 フライアッシュに関する上記のミッション方式のプログラムにより、技術開発、スケールアップ、実証および信頼醸成、技術移転、大規模適応のための規格/仕様およびガイドラインなどの持続可能なシステムが実現した。この方式は、大量のフライアッシュが発生している他の国でも再現可能である。

12.0 石炭のエネルギー回収率の改善

12.1 炭層メタン

- a. 石炭のエネルギー回収率を改善する試みの 1 つとして、現在、国家のエネルギー資源を補足する代替エネルギー源として炭層メタン(CBM)に注目が集まっている。インドは世界第 4 位という膨大な確定石炭資源を蔵しており、CBM の商業回収には大きな期待が寄せられている。
- b. CBM の探査生産活動は、1997 年以前には行政、財政、法律に関する適切な枠組みが存在していなかったため研究開発のみに限定されていた。政府が 1997 年 7 月に CBM の探査および生産に関する政策を策定したのち、インド国内で CBM の探査活動が始まった。この政策は財政および契約面で有利な条件を提供し、自由で柔軟な環境で作業を行う自由を与えるものであり、世界で最も優れた水準にあると考えられる。
- c. これまでに 26 の CBM 区画(最近割当てが行われた 10 区画を含む)が割り当てられてお

り、その総面積は 13,600km² に及ぶ。この区画の CBM 埋蔵量は 1,374BCM、潜在的生産能力は 38MMSCMD と推定される。これまでにすでに 1 億 5000 万米ドルの投資が行われている。さらに UNDP(国連開発計画)の支援のもと、ある実証プロジェクトは開発がかなり進んだ状態に達している。

d. CBM の探査および開発の現況

- i 5 区画でフェーズ I の探査活動が完了しており、市場調査および予備評価段階(フェーズ II)が進んでいる。残る 11 区画ではフェーズ I の探査活動が進行中である。
- ii 探査活動により、割当て区画のいくつかでは有望な CBM 資源の存在が確認された。重要な発見があったのはインドの東部および中央部である。試験井で CBM ガスが燃えているのが、開発成功を約束する十分な証拠である。

- e. 4 区画で商業化のための評価が完了している。この区画で確認された総埋蔵量は 6.24TCF である。インドの CBM 商業生産は今や現実のものとなっており、2007 年から生産開始の予定である。

12.2 炭鉱メタン(CMM)と廃坑メタン(AMM)

- a. 2 ヶ所の坑内掘炭鉱からメタンガスを排出しようとした過去の実験プロジェクトは失敗に終わったものの、CMM と AMM のどちらにおいても石炭によるもう 1 つのクリーンエネルギー源としての取組みが続いている。メタン資源量について確定的な推定はないものの、その生産量はさほど大きなものにはならないと考えられるが、ガスを大量に含むさまざまな炭鉱から衰えることなくこれまで排出されてきた CH₄ の排出量削減が期待できる。

12.3 石炭液化

- a. 石炭液化はもう 1 つのクリーン・コール・テクノロジー分野であり、したがって精力的な取組みが行われている。インド北東部に存在する石炭鉱床は灰分がおおむね 8% 未満と非常に低いものの、硫黄分が 1.5~3.5% と高い。また険しい丘陵地帯であるため、インドのそれ以外の地域に鉄道で石炭を輸送することは困難である。国有の石油天然ガス企業である Oil India Ltd はこの地域の石油および天然ガスの探査と生産に取り組んでおり、石炭から合成原油を生産する技術について技術的経済的な実行可能性調査を行う研究プログラムを発足させた。そして Duliajan に所在する同社の研究開発センターに石炭液化パイロットプラントを設置し、研究の第 1 段階が成功裡に終了している。
- b. さらに南アフリカの SASOL 社も、Coal India Ltd および複数の民間企業と共に準備研究を行っている。そして政府に対し、専用ルートで炭鉱および CTL(石炭液化)施設を建設するための大型石炭区画の割当てを求めている。

12.4 石炭地下ガス化(UCG)

- a. インドの石炭総資源量 255BT のうち確定埋蔵量は 98BT に過ぎない。しかもこの確定埋蔵量のうちかなりの割合が、深度、急勾配、炭層の薄過ぎまたは厚過ぎ、連続性の欠如などに起因する地質採掘上の制約から開発不能と見なされている。こうした埋蔵量は従来の採掘方法では採取不可能であるが、地下ガス化技術(UCG)を利用すればエネルギー成分を利用することが可能である。
- b. 推定では、石炭の確定埋蔵量全体のうち採取可能なのはわずか 25% に過ぎない。しかも Gujarat 地域の深深度に所在する第三紀の石炭鉱床は 123BT と非常に大きいものでありながら、それを開発するには UCG 技術を用いるほかはない。したがって UCG は、研究開発を促進し、これまでの学習教訓および確立済みの最善慣行を共有するための全地球的な好機となり得る。

- c. オーストラリアの CISRO によれば、UCG は 1930 年代以来 50 を超えるサイトで実施されている。UCG の操業経験は旧 USSR に集中しており、西欧では深度 600m 超の深深度 UCG 操業が試みられたことがある。
- d. UCG による主な環境への懸念
 - ・ 地下水の汚染
 - ・ 厚い炭層を浅深度でガス化した場合の地盤沈下の可能性
- e. こうした問題に対しては、国際的なパートナーシップおよび技術協力を通じて、多様な操業サイトで得られた知識と経験を共有することにより、実行可能な解決策を見出すことが可能である。
- f. 政府所有または民間のインド企業も UCG プロジェクトの発足準備活動に熱心に取り組んでいる。政府所有の GAIL は天然ガス事業を行い、インド国内に広大なパイプラインネットワークを所有している企業であり、Rajasthan の Barmer 地方に所在する褐炭盆地での UCG プロジェクト開発に関し、あるカナダ企業とすでに契約を締結している。そのほかの UCG プロジェクトに真剣に取り組んでいる企業は以下のとおりである。ONGC、Reliance、Coal India、NTPC、BHEL、Neyveli Lignite Corporation、GMDC、GIPCL、GSPC、Singareni Collieries Company。

12.5 石炭ガス化コンバインドサイクル(IGCC)

- i BHEL 社はその研究開発部門および Tiruchy に所在する施設において、インド炭が高灰分であることを踏まえた幅広い研究開発と実験を行った上で、Auraiya に所在する NTPC 社の既存天然ガスプラントの 1 つに 125MW の実証ユニットを設置することを提案している。このユニット設置に関する詳細なプロジェクト報告書もすでに提出されており、現在 BHEL 社と NTPC 社が技術的な事項について協議を行っている段階である。BHEL 社によれば、同プロジェクトは高灰分のインド国内炭のために開発した自国製技術に基づくものである。

13.0 経済、エネルギー、気候変動

13.1 注目を要する重要事項を以下に示す。

- 1) インドの最優先事項は 9% の経済成長を達成することであり、それによっておよそ 25 年後には 13.5 億人を超えると思われる膨大な数の国民の基本的ニーズを満足することである。しかしそれは、環境の持続可能性や気候変動に関する懸念を無視することを意味しているわけではない。
- 2) インドの今後の「エネルギー構想」を以下に引用する。
「脆弱な家庭を含め、国家のすべての地方、すべての部門のエネルギーサービス需要を満足するため、従来型および非従来型の多様な燃料とエネルギー形式ならびに新技術や新生エネルギー源を考慮し、技術としては効率的に、経済としては実行可能な形で、エコロジーとしては実行可能で持続可能な形により、安全かつクリーンで便利なエネルギーを、できる限り安価な費用で信頼性をもって供給する」
- 3) インドの人口 1 人当たりの CO₂ 排出量は世界最低水準にある。現在の CO₂ 年間排出量は 10 億トンと推定される。これが 2031~2032 年度には約 50 億トンにまで増加するはずである(石炭主流シナリオでは年 55 億トン、低石炭シナリオでは年 39 億トン)。これを人口 1 人当たりに換算すると 3.5 トンであり(石炭シナリオによって 2.6~3.6 トン)、それに対し 2004 年の米国の水準は 20 トン超、世界平均は 4.5 トンである。
- 4) エネルギー政策の枠組みの中には十分な緩和措置を明記しており、水力や原子力、非従来型エネルギー源などのクリーンエネルギー源の開発にも適切な注力を行っている。

- 5) インドは国連気候変動枠組み条約および京都議定書を批准している。そして CO₂ 排出量の削減に関して拘束力を持つ公約を行っていないにもかかわらず、新技術に関するさまざまな研究開発について国際機関と協力を行っている。
- 6) インドは、世界初のエミッションフリー275MW 石炭発電所の共同開発を目指す米国の FutureGen プロジェクト政府運営委員会に参加したアジアで初めての国であり、次のようなさまざまな国際的取組みにも精力的に参加している。
 - ・ 「炭素隔離リーダーシップフォーラム(CSLF)」
 - ・ 「メタン市場化パートナーシップ」の取組み
 - ・ 「水素経済のための国際パートナーシップ(IPHE)」
 - ・ インドは「国際熱核融合実験炉(IETR)」プロジェクトのための協同国際研究開発における完全パートナー国である。
 - ・ インドは「クリーン開発と気候に関するアジア太平洋パートナーシップ憲章」に、米国、中国、日本、オーストラリア、韓国と共に加盟している。

14.0 長期エネルギー保障

- 14.1 長期エネルギー保障および持続可能な成長を確保するために政府が行っている重要な政策的取組みを以下に示す。
 - ・ 石炭の生産および市場販売に対する民間投資を促進するため、制度、政策、法律上の適切な改革を実施し、石炭産業の発展を加速する。
 - ・ 多様なエネルギー源による適切なエネルギーミックス
 - ・ エネルギー部門の産業構造および規制メカニズムに関する制度および政策の改革
 - ・ エネルギーミックス全体への再生可能エネルギーの寄与を最大化し、水素エネルギーに特に注力する。
 - ・ 海外への出資や取得によって石炭、石油、天然ガスなどの国内資源基盤を補足する。
 - ・ 地域内または地域間の国際協力を促進し、国境を越えるパイプラインによって天然ガスを調達する。
 - ・ エネルギーの効率的な生産、変換、流通、利用、ならびに効率的なエネルギー市場の育成によって、総エネルギー需要への供給を補い、消費量を削減する。
 - ・ 適切な技術と必要な安全措置によって原子力発電容量の開発を加速する。
 - ・ エネルギー効率を改善すると共に、具体的政策の実行によって需要側管理を行う。
 - ・ エネルギー連鎖のすべての分野について適切な研究開発戦略を実施する。
 - ・ 気候変動に対する全地球的な懸念の高まりに対応し、産業における多様で適切なユニットおよびプロジェクトを通じてクリーン開発メカニズム(CDM)の排出削減クレジットを利用する。
- 14.2 発電容量の増加を加速するため、以下の措置を開始している。
 - 新プロジェクトに関する意思決定を敏速に行い、実行状況を細かく監視する。
 - 炭鉱付近、あるいは輸入炭を用いる場合には沿岸に、それぞれ 4,000MW という大容量の超大型発電所を建設する。
 - 石炭の入手可能性や送電網へのアクセスを考慮し、民間開発業者によって 1,000MW 未満の商業発電所を建設する。
 - 発電、送電、配電における効率向上に特に力を入れる。
 - 送電網をグレードアップし、全国的送電網を開発する。

15.0 石炭輸入

- 15.1 石炭需要の急増と国内供給の不足があり、石炭輸入は必然的に増加せざるを得ない。石炭輸入シナリオの要約を以下に示す。

- 直近の5年間で輸入は84%増加している。
- 原料炭輸入の増加率は53%、一般炭輸入の増加率は120%である。
- 2011～2012年度は5100万トン弱、2016～2017年度は7000万トンを輸入する見通しである。
- 今後さらに輸入増加を促す要因は以下のとおりである。
 - ✓ 電力需要が急増する一方、国内炭の生産が不足すると考えられる。
 - ✓ 沿岸の8カ所に超大型発電所を建設するプロジェクトが始まる。
 - ✓ 発電容量4,000MWの超大型発電所のそれぞれが1200万トンの石炭を必要とする。
 - ✓ 超大型発電所の運転開始が2011～2012年度から2015年度にかけて予定されている。
 - ✓ 2カ所の超大型発電所(一方は山元、もう一方は沿岸)がすでに発注済みである。
 - ✓ より大きな容量を持つ鉄鋼工場の建設も進んでいる。

16.0 結論

- a. 石炭はインドのエネルギー保障と持続可能な成長にとって重要な支柱である。
- b. 炭化水素資源に比べると、石炭は最も豊富で持続可能であり、発電用の国内燃料として最も安価である。したがって今後のエネルギー需給シナリオは石炭に大きく依存している。
- c. インドは世界第3位の石炭消費国でありその立場は今後40～50年は継続する見通しである。
- d. 石炭需要は現在の4億6000万トンが2012年、2017年、2032年にそれぞれ7億3100万トン、11億2500万トン、22億2100万トンに急増する見通しである。
- e. 選炭は、クリーン・コール・テクノロジーの目標を達成する上での最初のステップとして認知されている。
- f. 需給ギャップを解消すると共に、よりクリーンで効率的な石炭燃焼技術を導入するため、それぞれが4,000MW(800MW×5基)という大容量を持ち、超臨界石炭燃焼技術および低灰分の輸入炭を用いる超大型発電所を沿岸の4～5カ所に建設する計画がある。また国内炭を用いる同等規模の発電所を3～4カ所の山元に建設する計画もある。こうした発電所はこれから5～7年後には操業を開始する見通しである。
- g. インドは環境の持続可能性を自国の成長戦略における重要要素の1つとして認識している。
- h. 石炭—エネルギー連鎖全体においてクリーン・コール・テクノロジーは重要である。
- i. クリーン・コール・テクノロジーに関する期限を定めたロードマップの作成が最終段階にあり、ロードマップを実行するために必要な研究開発インフラを設置するための措置を、独立的機関が自立的な資金提供制度を提供するという方式で実施し始めている。最終的な目標はエミッションフリーの発電を実現することである。
- j. エネルギー部門の研究開発は、エネルギー資源を増強すると同時にエネルギー効率を高める上で非常に重要な意味を持つ。
- k. IGCC技術の実行はプロジェクト運営の段階に入っている。BHELとNTPCの両社は協力し、NTPC社の既存天然ガス発電所サイトにおける125MWeのIGCCプロジェクトに取り組んでいる。
- l. 炭素回収貯留に関する研究開発やそのほかの先進的なクリーン・コール・テクノロジーに関する研究にも力を入れている。

- m. 十分な供給を確保するための容量追加と、すばやい供給を実現できる適切なインフラに加え、炭質もインドのエネルギー計画においてそれと同等に重要な不可欠の要素であり、このエネルギー計画に関係者すべてが積極的に関与する必要がある。この計画を実現するためには石炭生産者、消費者、とりわけ電力産業および政府が協力し、長く議論が交わされてきたこの問題に実行可能な解決策を見出さなければならない。

インド首相を議長とするエネルギー調整委員会は、国家のエネルギー需要を十分に満たすと共に、社会、経済、財政、環境に及ぶ影響や地球の気候変動に対する懸念にも配慮した措置を特定する作業に取り組んでいる。

17.0 主要参考文献

1. Clean Coal, Building a Future through Technology, World Coal Institute London.
2. E COAL Quarterly Newsletter of the World Coal Institute, London.
3. G Viswaanathan et al, Recent Developments in High Ash Coal gasification in India, 2005 ICC&T Okinawa, - October 2005.
4. Integrated Energy Policy- Report of the Expert Committee (August 2006), Planning Commission, Government of India.
5. M Karunakarareddy et al, BHEL's Approach to Clean Coal technologies in India, India-Canada Joint Symposium on 'Zero emissions Technologies' - Energy for Tomorrow, CHEMCON - 2006, 27-30 December, 06, Ankaleshwar, India.'
6. Official presentations made by R V Shahi on behalf of the Ministry of Power, Government of India at various international meetings.
7. Proceedings of DST-BHEL Workshop on Clean Coal Technology Initiative - Roadmap for the Future, 26-27 October' 07, New Delhi.
8. P Selvakumaran et al, Integrated gasification Combined Cycle (IGCC), Advanced Clean Coal Technology International Symposium 2006, September 5, 2006, Tokyo - Japan.
9. Report on Clean Coal Technology Initiative -An in depth study, Department of Science Technology, Government of India.
10. Sachdev R K, Meeting India's Energy Needs for the Next 20 Years, EWC Conference on 'South Asia's Energy and Environment in a Global Context' November 16-18, 2005 New Delhi - India
11. Sachdev R K, Clean Coal and Climate Change - Indian initiative presentation at the IEA-World Coal Institute Workshop
12. Sachdev R K, Indian Clean Coal Technology Scenario by Japan - India Coal Presentation Meeting, November 6' 2006, New Delhi - India
13. Sachdev R K, Need for an Integrated Coal Utilization Policy for India International Coal Congress & Expo 2006 (ICC&E 2006), December 11-13' 2006, New Delhi - India
14. Sachdev R K, Indian Coal Outlook - Economic Growth, Power, Steel & Resources Needed, IBC Conference 'Coal Markets 2007, Asian Hunger, 30-31 January' 07, Singapore.
15. Sachdev R K, Clean Coal Technologies - Indian Scenario, CCT 2007, Third International Conference on Clean Coal Technologies for our Future, may 15-17, 2007, Sardinia, Italy.
16. Topper John Dr., IEA Clean Coal Centre, Clean Coal Technologies: Global Scenario, 26-27 October' 07, New Delhi - India.
17. Vimal Kumar - Mission Director, Fly Ash Mission, Government of India et al - Fly Ash Management in India.
18. Verma V.S - Japan-India Energy Dialogue, Working Group on Coal, June 27, 2007 - New Delhi
19. Vision Coal 2025' document of the Ministry of Coal, Government of India.
20. Web sites of Government of India - Ministries of power, coal, petroleum & natural gas, directorate general of hydrocarbons etc.

氏名 : R K Sachdev

Former Advisor (Coal) to GOI &
President Coal Preparation Society of India

Born on April 21st 1938, Mr. Sachdev got his First Class Honours degree in Mining Engineering from the Indian School of Mines in 1962. He has to his credit more than 44 years of experience in coal, mining, energy, environment and policy related fields.

He held many senior positions in the Indian coal industry and in the Government of India. His last official position was Advisor (Coal) to the Government of India.



Subsequently, Mr. Sachdev was associated with the US Department of Energy-USAID, India as an International Energy Project Advisor on the Indo-US Clean Coal Programme. He also worked with the World Bank on the Indian Coal Sector Rehabilitation Project on the Study of the Regulatory Framework in the Indian Coal Industry.

He worked as an Advisor with the Expenditure Reforms Commission constituted by the Government of India to review the organizational structures of various government ministries and departments.

He has undertaken a number of energy, clean coal and environment related assignments with the Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH, India. He has also undertaken study of some major projects for the Ministry of Statistics & Programme Implementation, Government of India, in hydro-electricity, petroleum & natural gas and irrigation sectors.

He recently carried out an in-depth study on Clean Coal Technology Initiative for the Department of Science & Technology, Government of India.

He is the Founder President of Coal Preparation Society of India - a non-government and non-profit professional body dedicated to a clean and environmentally acceptable coal-energy chain in India. He is a Member of the Organizing Committee of the International Coal Preparation Congress. He is a Fellow of Institution of Engineers (India) and Member, Mining, Geological & Metallurgical Institute, India.

He is working as an Independent Consultant in Coal, Energy and Environment related fields with focus on clean coal technologies, coal washeries, policy framework, facilitating joint ventures & business development, and acquisition of coal prospects with in India and abroad.

元インド石炭省局長およびインド選炭協会会長

1938年4月21日生まれ。Sachdev氏は1962年にインド鉱業大学で鉱山工学の優等学位を取得し、石炭、鉱山、エネルギー、環境、政策に関連する諸分野で44年以上に及ぶ実績に基づく信望を得ている。

インド石炭業界とインド政府の上級職を歴任し、最終公職はインド石炭省局長。

その後、印米クリーン・コール・プログラムの国際エネルギー・プロジェクト顧問として米国エネルギー省国際開発庁インド部門と関わった。また、インド石炭産業の規制枠組研究に関するインド石炭部門復興プロジェクトで世界銀行と協働した。

インド政府諸省庁の組織構造を見直すために政府が設立した経費改革委員会の顧問を務めた。

ドイツ技術協力公社 (GTZ) インド支社と共に多くのエネルギー、クリーン・コール、環境関連の仕事を行った。また、インド政府統計・計画実施省のために水力発電、石油・天然ガス、灌漑部門の幾つかの大規模プロジェクトに関する研究も行った。

最近では、インド政府科学技術庁のためにクリーン・コール・テクノロジー・イニシアティブについて綿密な研究を行った。

氏はインドにおけるクリーンで環境的に許容可能な石炭エネルギー・チェーンを専門とする非政府・非営利専門組織、インド選炭協会の創設会長である。また、国際選炭会議の組織委員会のメンバーであり、(インド)技術士会会員、インド鉱山・地質・冶金学会会員である。

石炭、エネルギー、環境関連の分野における独立コンサルタントとして、クリーン・コール・テクノロジー、洗炭、政策枠組、合弁事業およびビジネス開発の促進、インド国内および海外における採炭有望地の獲得を専門としている。