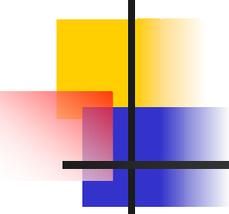


中国の最新電力事情

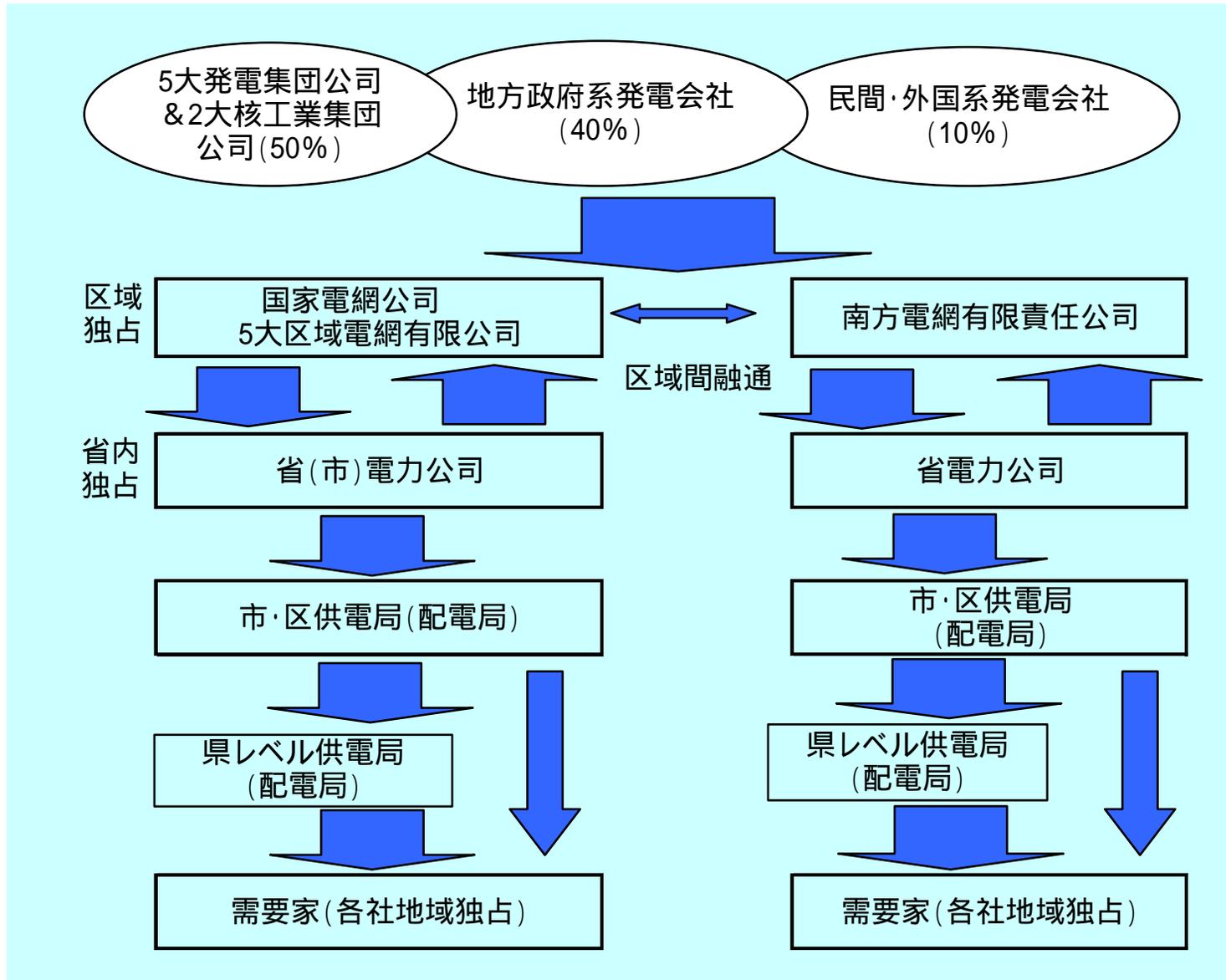
日本エネルギー経済研究所
産業ユニット
電力・原子力・石炭グループ
倪春春



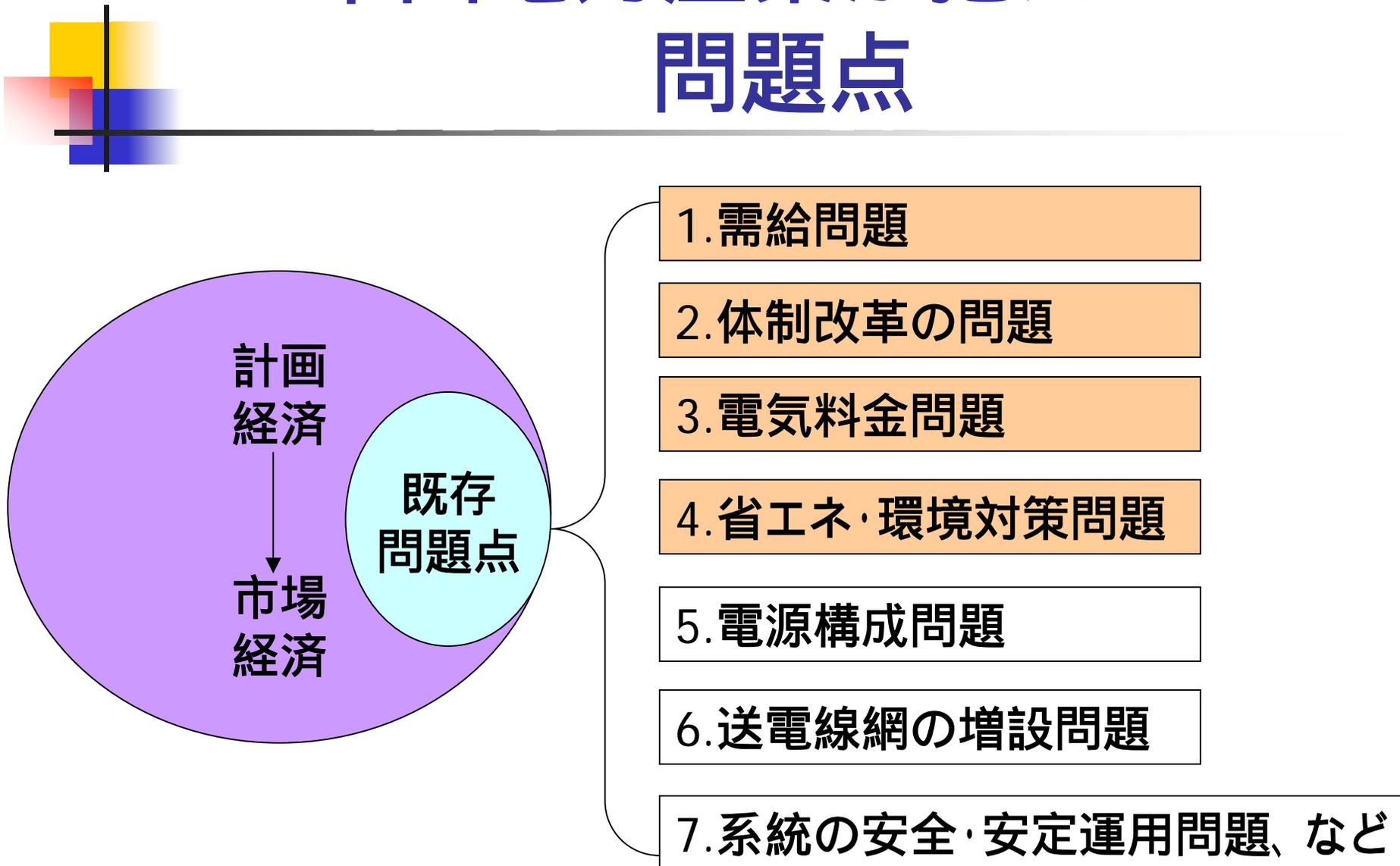
内容

1. 中国電力産業の構造
2. 中国電力産業が抱えている問題点
3. 課題および今後の動向

1. 中国電力産業の構造

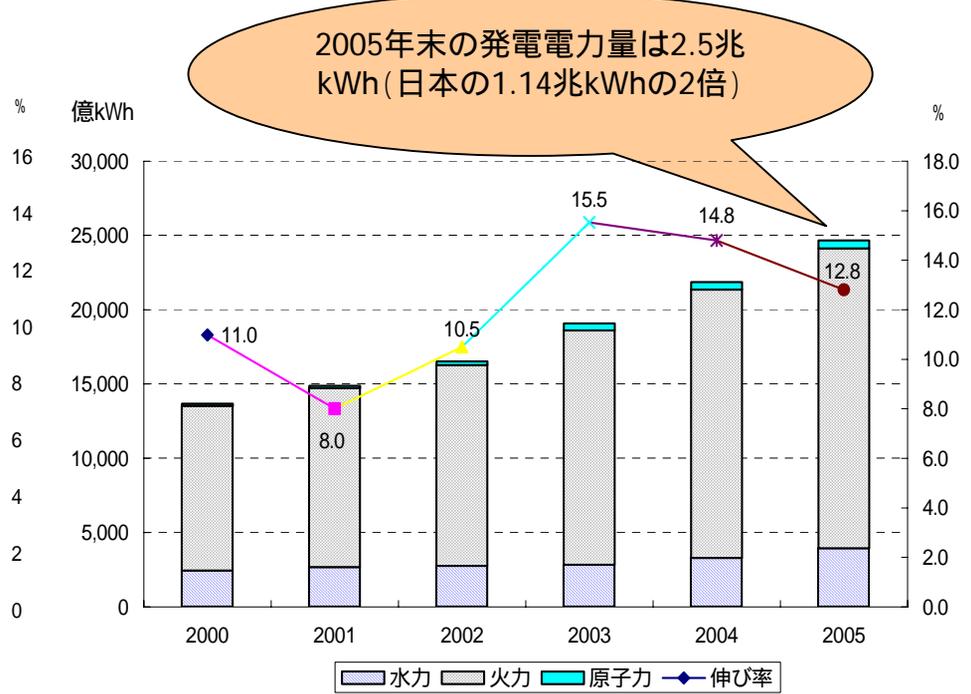
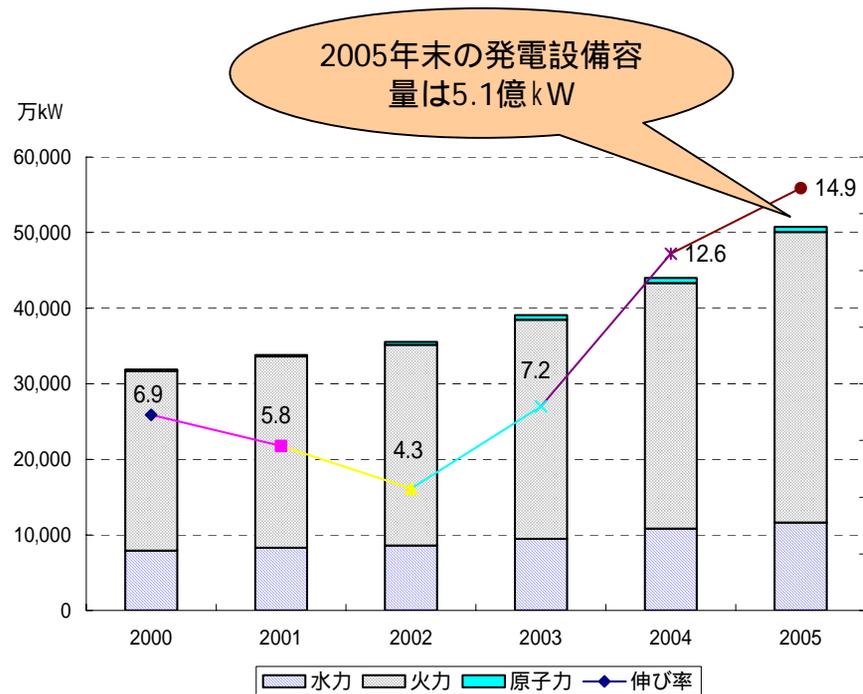


2. 中国電力産業が抱えている 問題点



2.1. 需給問題-需給の現状

■ 発電設備容量、発電量ともに世界第2位



(出所) 国家電力情報ネットワーク, 「中国電力統計」 (<http://www.sp.com.cn/>) より作成。

2.1. 需給問題-需給の現状

- 一人当たりの発電電力量は、米国の約1/10、日本の1/7、世界平均値の半分以下のレベル(2002年実績)

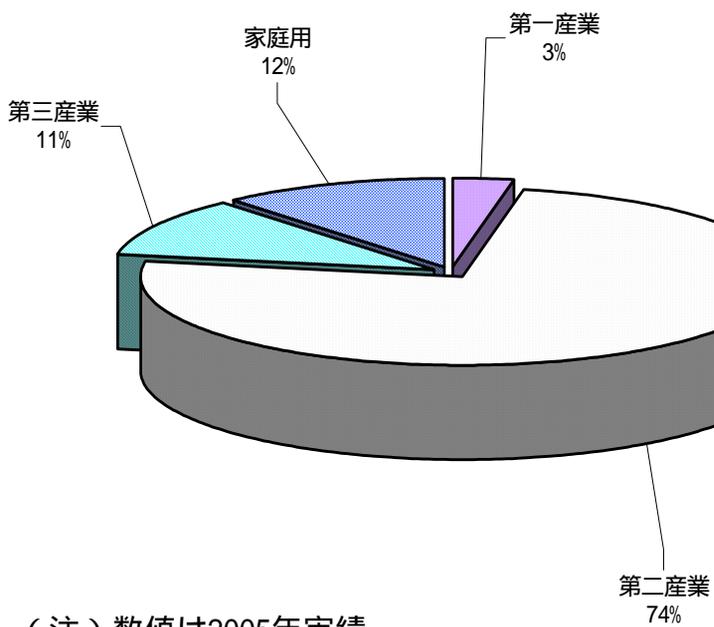
	中国	アメリカ	日本	世界計
発電設備(万kW)	35,657	97,959	26,613	337,281
(世界統計との比較)	9.6%	(26.4%)	(7.2%)	(100%)
発電電力量(億kWh)	16,542	38,585	10,972	156,141
(世界統計との比較)	10.6%	(24.7%)	(7.0%)	(100%)
一人当たり発電電力量(kWh/人)	1,288	13,120	8,612	2,578



(出所) (社) 海外電力調査会 (2005年), 『海外電気事業統計』より作成.

2.1. 需給問題-需給の現状

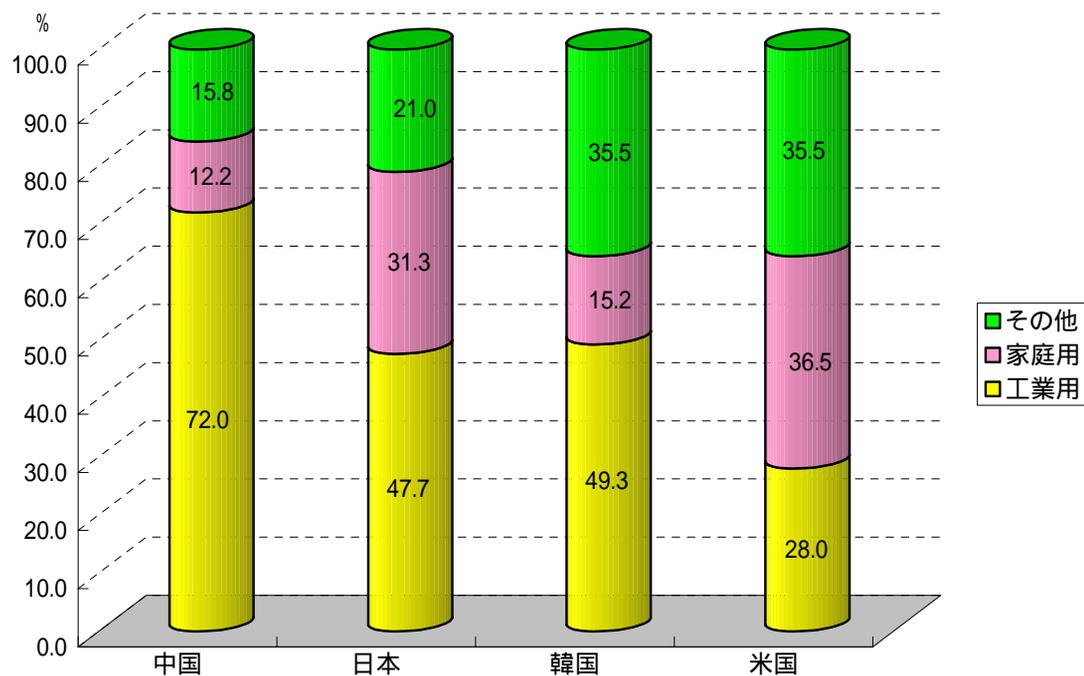
- 電力消費を需要家別で見ると、第二次産業(工業用)が約7割を占め、家庭用の比率が低い(1割)



(注) 数値は2005年実績。

(出所) 国家電力情報ネットワーク，

「中国電力統計」(<http://www.sp.com.cn/>)より作成。

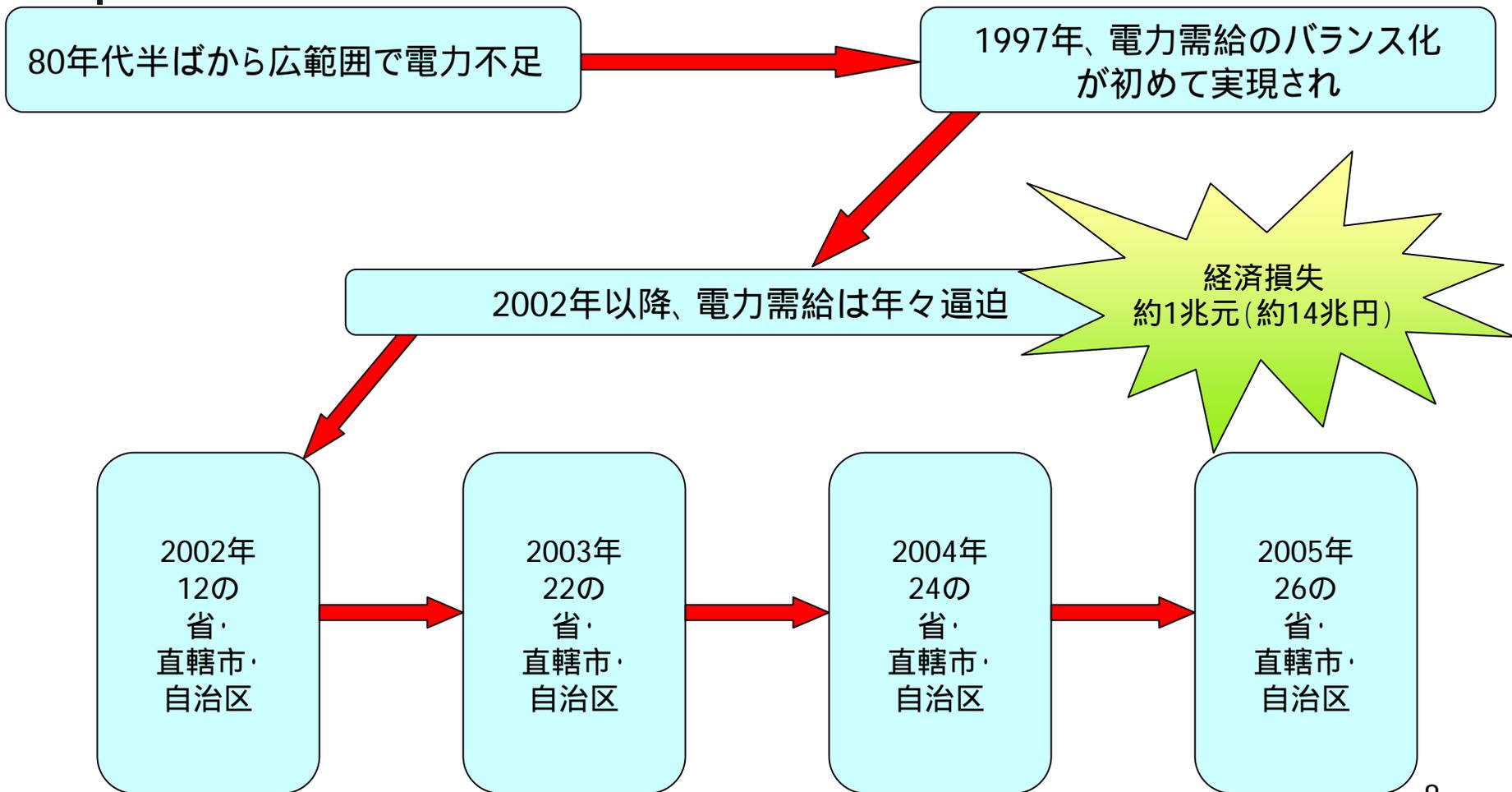


(注) 数値は2002年実績。

(出所) (社) 海外電力調査会 (2005年)，

『海外電気事業統計』より作成。

2.1. 需給問題-需給の現状



< 参考 > 需給逼迫地域

電力供給制限を実施した省・直轄市・自治区 (2002年～2005年夏期まで)

区域	2005年1-8月 (26)	2004年 (24)	2003年 (22)	2002年 (12)
華北	北京、天津、河北、山西、内モンゴル、山東	天津、河北、山西、内モンゴル、山東	河北、山西、内モンゴル	河北、山西、内モンゴル
東北	遼寧			
華東	上海、江蘇、浙江、安徽、福建	上海、江蘇、浙江、安徽、福建	上海、江蘇、浙江、安徽、福建	上海、江蘇、浙江
華中	江西、河南、湖北、湖南、四川、重慶	江西、河南、湖北、湖南、四川、重慶	江西、河南、湖北、湖南、四川、重慶	河南、湖北、四川、重慶
西北	陝西、甘肅、青海、寧夏	陝西、甘肅、青海、寧夏	甘肅、青海、寧夏	
南方	広東、広西、貴州、雲南	広東、広西、貴州、雲南	広東、広西、貴州、雲南、海南	広東、貴州

(出所): 中国電力企業連合会の発表資料より作成.

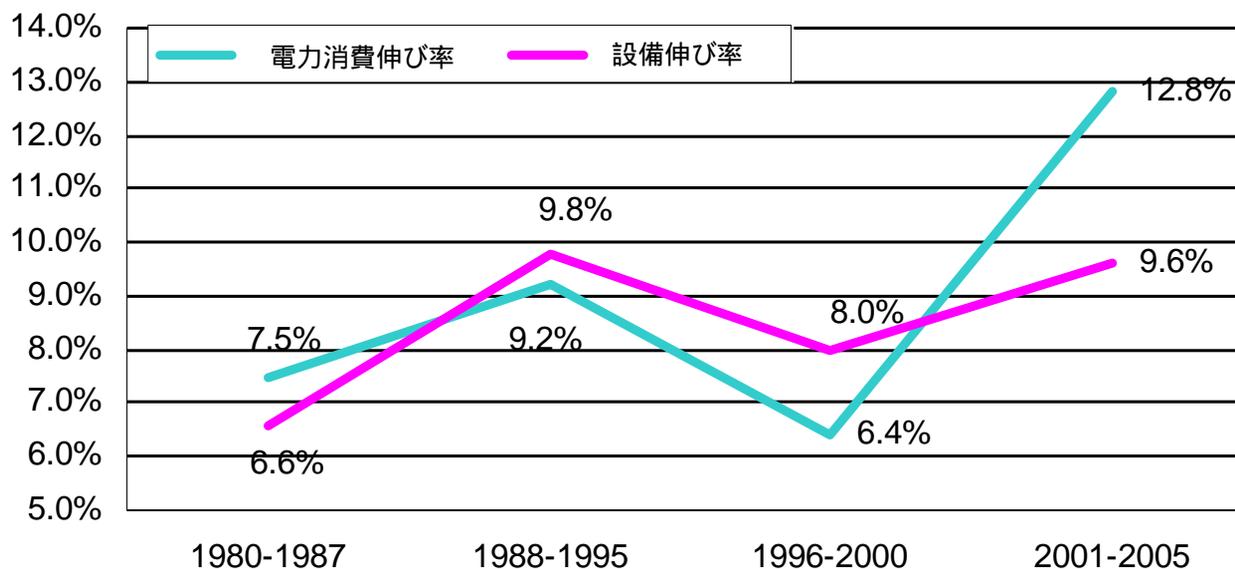
2.1. 需給問題-逼迫の要因

■責任主体:

- ▶ **中央政府**: 「九・五」計画後半に電源開発計画を下方修正した—“今後3年間新規火力発電所の建設を差し止める”措置

■その他の主な要因:

- ▶ 需要伸びの急増(急速な経済成長、エネルギー多消費産業需要の増大、家電製品の普及)



2.1. 需給問題-逼迫の要因

■ その他の主な要因(続き)

▶ 発電用石炭による問題

- 石炭の生産不足と輸送のボトルネック
- 石炭価格の高騰と石炭品質の低下

▶ 気候影響(渇水、猛暑)

- 湖南省、福建省、青海省等水力発電所が多い省に電力不足

(単位:元/トン)

	2001 年末	2002 年末	2003 年末	2004 年 9 月	2005 年
計画内 価格	144.7 (0.9%)	152.2 (5.2%)	155.8 (2.4%)	220.2 (41.3%)	240 ~ (2004 年 9 月の調整価格から 8% の範囲内)
市場価格	141.9 (1.9%)	167.8 (18.3%)	173.8 (3.6%)	302.0 (73.8%)	

(出所) : 海外電力調査会資料より作成 .

2.1. 需給問題-逼迫への取組

■ 電力逼迫対策への取組

➤ 需要側の対策

ピークシフト: 夜間、土日の工場操業 (TOU料金格差の拡大など)
ピークカット: 設備点検、負荷遮断 (“輪番休業”、“開三停四”)

➤ 供給側の対策

電源開発の前倒し (原子力発電の推進)

電力網の整備 (隣接区域との電力融通) など (例: 2005年、国家電網会社の増設・建設状況: 投資額921.57億元 (約1.3兆円)、新設線路こう長12,333km、変電容量6,226万kVA以上)

2.1. 需給問題-今後の見通し

■ 短期:

- 電力需要の伸びはやや低下 (2006年10%、2007年7%の見通し)
- 2006年～2007年の間に稼動する発電設備は1.5億kW以上になる見通し (2006年、8,000万kW、2007年、7,000万kW)
- 2006年、需給逼迫は一部の地域、一部の時間帯に限定する (華北: 夏季300万kW、冬季400万kW; 南方: 夏季500万kW、冬季500万kW)
- 2007年、需給バランスが基本的に確保される

2006年の需給見通し

	2004年(実績)	2005年(実績)	2006年見通し
年末発電設備 (億kW)	4.41 (12.6%)	5.08 (14.9%)	5.91 (15.7%)
増分電源規模 (万kW)	4,930	7,000	8,000
消費電力量 (億kWh)	21,735 (14.9%)	24,689 (13.5%)	26,680 (10.0%)
最大不足電力規模 (万kW)	3,500	2,500 ~ 3,000 (推定)	600 ~ 1,000

()は前年同期比.

(出所): 国家電網公司資料より作成.

2.1. 需給問題-今後の見通し

■ 長期:

- 2010年末の発電設備が約**6億kW**、2020年末が約**9億kW**前後の見通し
- 2010年末の電力需要が約**3兆kWh**、2020年末が約**4.6兆kWh**前後の見通し

2010年～2020年の電源構成見通し 単位:百万kW

	2010年	2020年
総設備容量	543～559(100%)	865～947(100%)
石炭火力	338～384(62-69%)	509～661(56-69%)
石油火力	3～4(1%)	1～6(1%)
天然ガス	25～28(5%)	43～46(5%)
水力	132～154(24-28%)	191～240(22-25%)
原子力	9～15(2-3%)	31～40(3-4%)
新エネ	3～7(1%)	11～30(1-3%)

2005年～2020年の電力需要予測

	単位	2000年	2005年	2010年	2015年	2020年
Lowケース	億kWh	13,508	22,222	29,179	35,582	43,244
伸び率	%		10.5	5.1	3.2	2.6
レファランスケース	億kWh	13,508	22,788	30,444	37,988	46,308
伸び率	%		11	6	4.5	4
Highケース	億kWh	13,508	23,366	32,469	42,199	51,524
伸び率	%		11.6	7.3	6	6.3

(出所)国電動力経済研究センター資料より抜粋。

注:()は構成比率。

(出所)国務院発展研究センター資料により抜粋。

今後も、石炭火力
が中心となっていく！

市場規模が約1.8～2.0
兆元(約22～25兆円)

2.1. 需給問題-今後の見通し

- 2010年、一人当たりの電力消費量は約**2,130kWh**、一人当たり生活用電力消費量は約**258kWh**に達する
- 2020年、一人当たりの電力消費量は約**3,200kWh**、一人当たりの生活用電力消費量は約**560kWh**に達する

2010年		2020年	
一人当たり電力消費量	国際比較	一人当たり電力消費量	国際比較
2,130kWh	50年代初期のアメリカ、西ドイツ、60年代中期の日本	3,200kWh	50年代中・後期のアメリカ、60年代末の日本、70年代初期の西ドイツ
一人当たり生活用電力消費量	国際比較	一人当たり生活用電力消費量	国際比較
258kWh	60年代初期の日本、60年代中期のフランス	560kWh	1967年のドイツ、70年代初期の日本、1992年の韓国

(出所) 国電動力経済研究センターのプレゼンテーション資料より作成.

2.1. 需給問題-発展計画

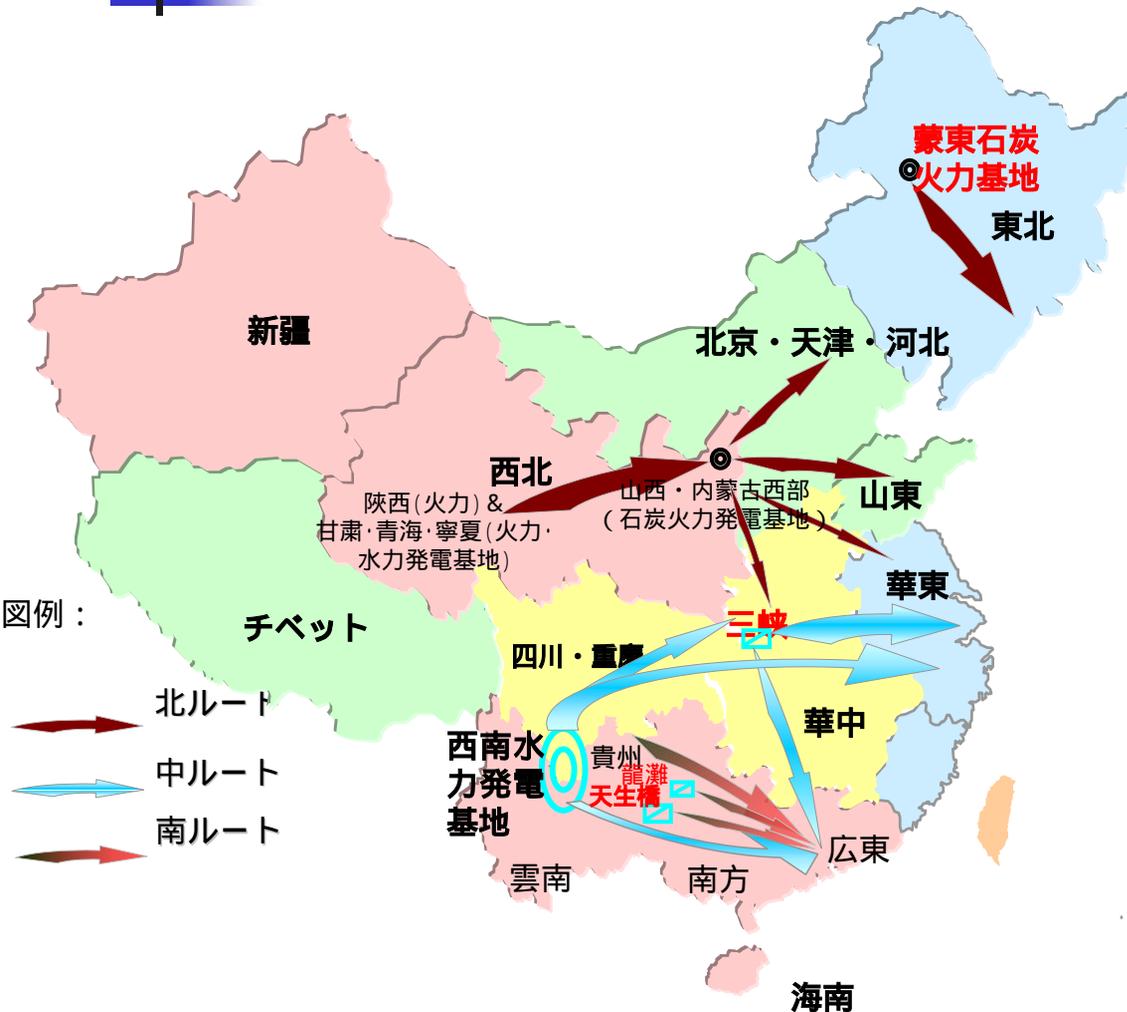
■ 発電分野:

- ▶ 水力開発の積極的取組み
- ▶ 石炭火力発電の大規模化、技術高度化
- ▶ 原子力発電の積極的な開発
- ▶ 天然ガス発電の適度な導入
- ▶ 再生可能エネルギーの導入
- ▶ 省エネの強化、エネルギー利用の効率化

■ 送配電分野:

- ▶ 電源建設と電網建設の歩調(1990年代の発・送・配電投資比率: 1:0.2:0.2)
- ▶ 「西電東送」・「南北互供」プロジェクトにより「全国連系」の実現
- ▶ 地域送配電線網の増設・建設により電力資源配分の最適化

2.1. 需給問題-発展計画



■ 「西電東送」:

北通路:

2005年まで700万kW
2010年まで1,800万kW
2020年まで4,000万kW

中間通路:

2005年まで700万kW
2010年まで2,180万kW
2020年まで4,000-4,500万kW

南通路:

2005年まで1,088万kW
2010年まで1,500万kW
2020年まで2,000-2,500万kW

2.1. 需給問題-発展計画

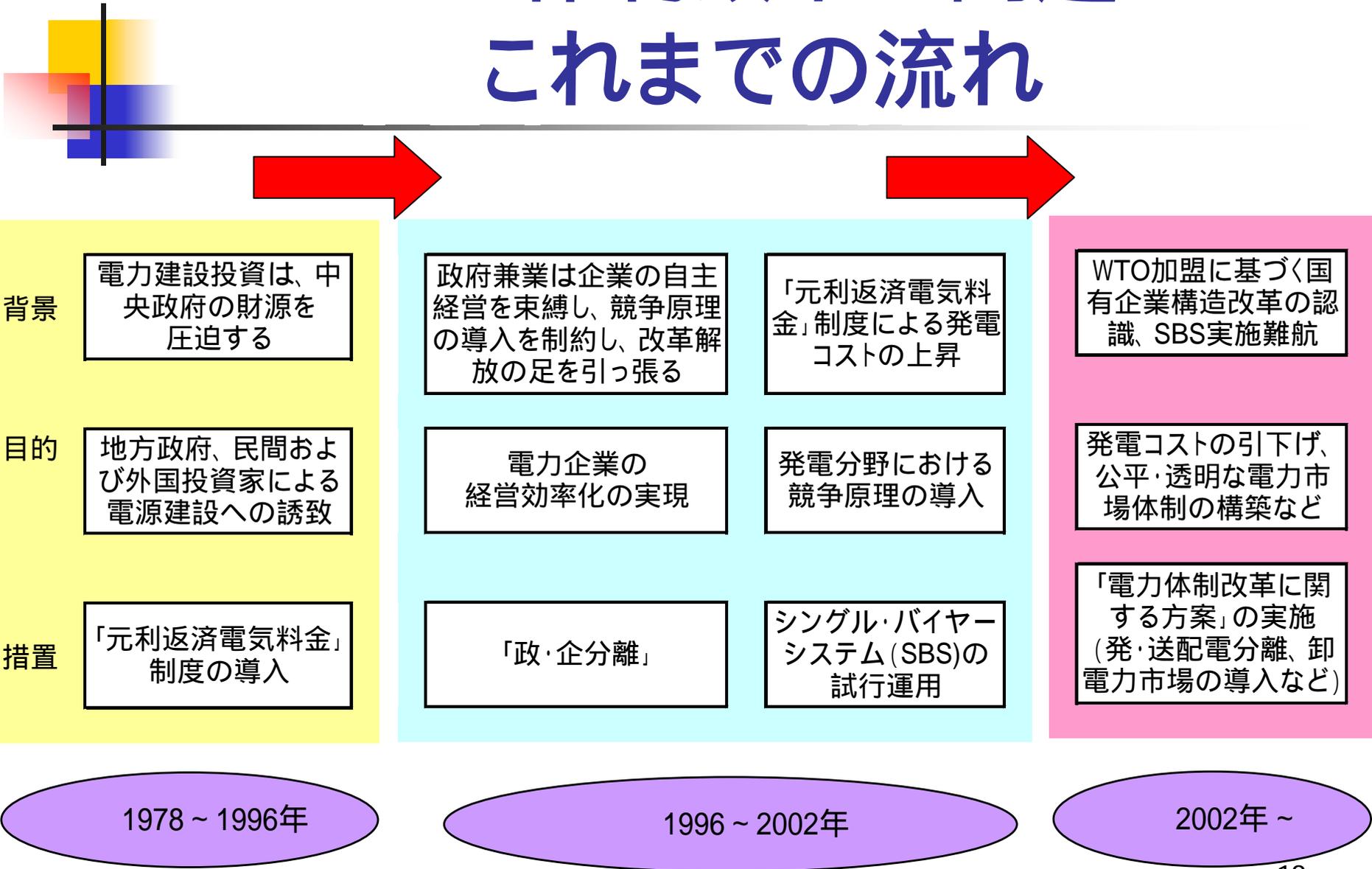


■ 「南北互供」:

東北	華北間連系
山東	華北間連系
華中	華北間交流およびBTB連系
華中	西北間BTB連系
福建	華東間連系
三峡	広東間直流プロジェクト

■ 送電系統の全国連系の実現 (チベットを除く)

2.2. 体制改革の問題- これまでの流れ

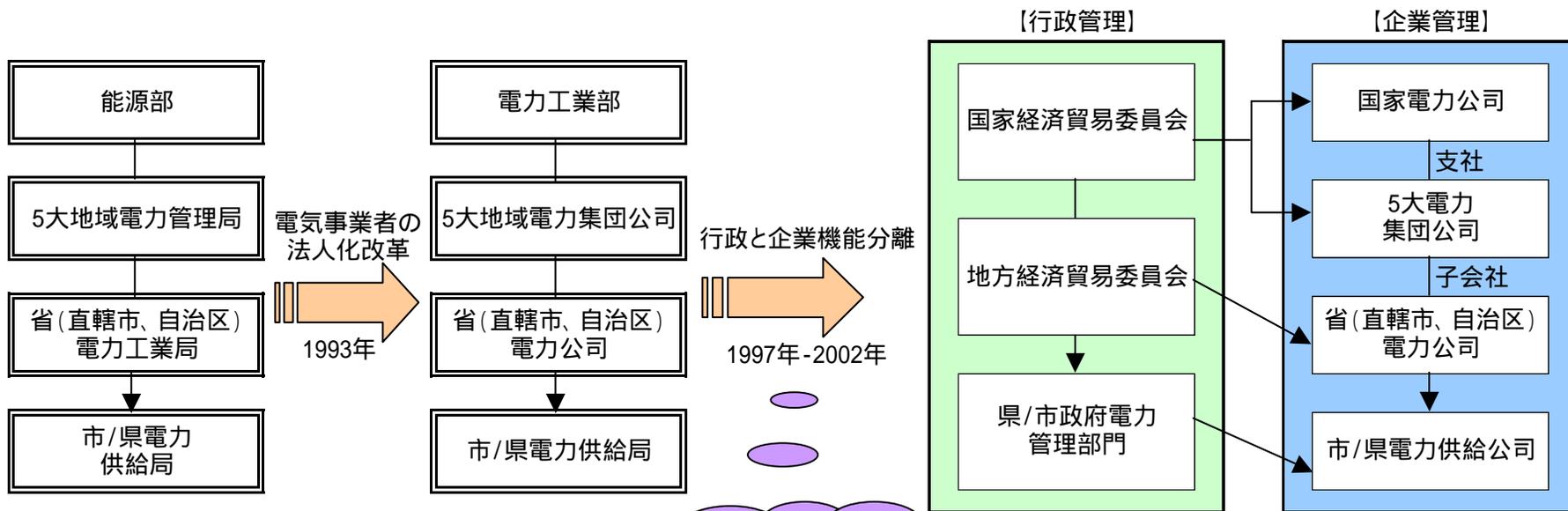


2.2. 体制改革の問題- 電気事業の再編

- 「政・企分離」 - 国家電力会社の誕生(1997年1月):

規模: 発電設備163GW、全体の約50%を占め;

発電量、供給量は、それぞれ全体の約65%、90%を占める

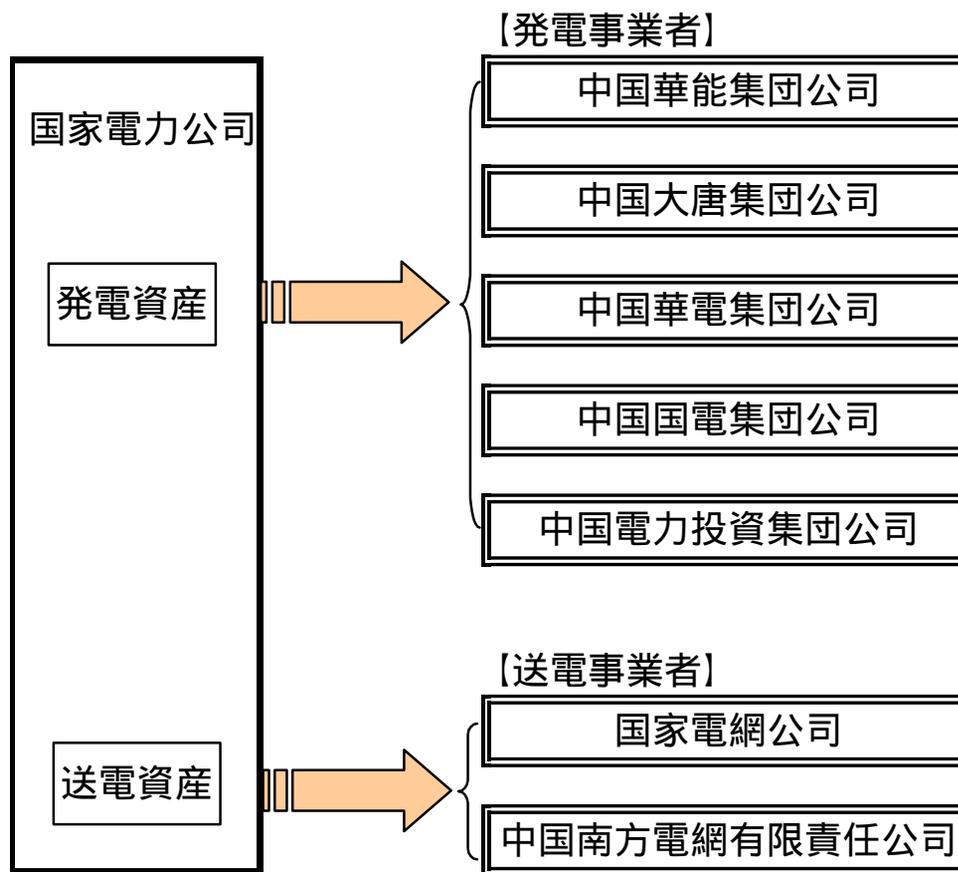


地方の「政・企分離」が遅れていた!

2.2. 体制改革の問題- 電気事業の再編

- 「競争導入・市場独占の打破」 - 発・送配電分離

国家電力会社の再編
2002年12月



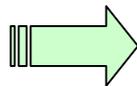
2.2. 体制改革の問題- 電気事業の再編

■ 発電分野:

2002年12月現在

・ 電網公司

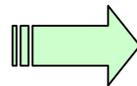
(負荷調整と予備用電源,
送電線建設資金の補填)



国家電網公司				
東北電網 有限公司	華北電網 有限公司	華東電網 有限公司	華中電網 有限公司	西北電網 有限公司
4,050万kW	7,470万kW	7,600万kW	7,430万kW	2,700万kW
南方電網公司 6,350万kW(広東省、広西自治区、海南省、貴州省、雲南省)				

シングル・バイヤー
としての公正・公平
が懸念される!

・ 5大電力公司

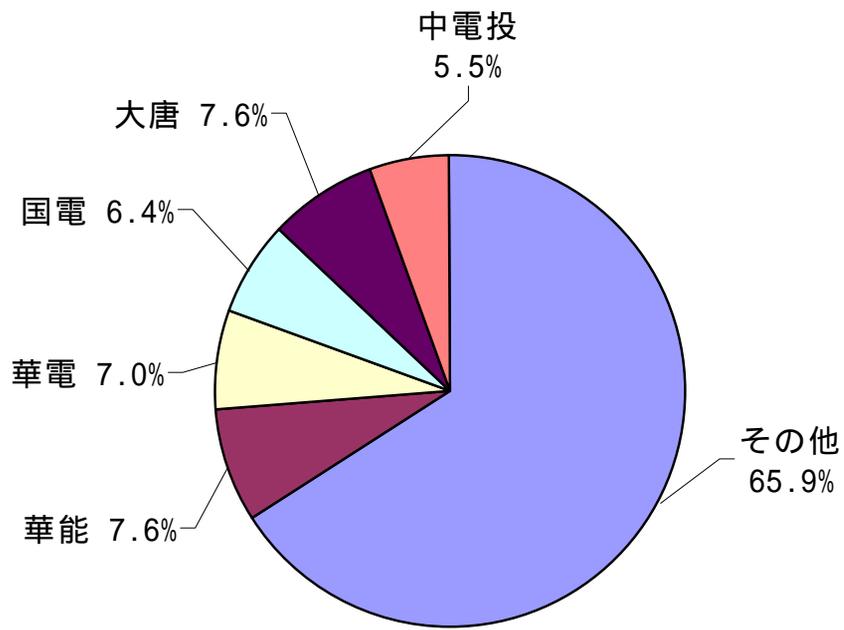


5大電力集团公司	発電容量	電源構成			資産 億元
		水力	火力	原子力	
華能電力集团公司	38.0GW	18%	82%	-	1,265
大唐電力集团公司	32.5GW	21%	79%	-	716
華電電力集团公司	31.3GW	19%	81%	-	712
国電電力集团公司	30.8GW	15%	85%	-	733
中国電力投資集团公司	30.2GW	26%	70%	3.8%	769

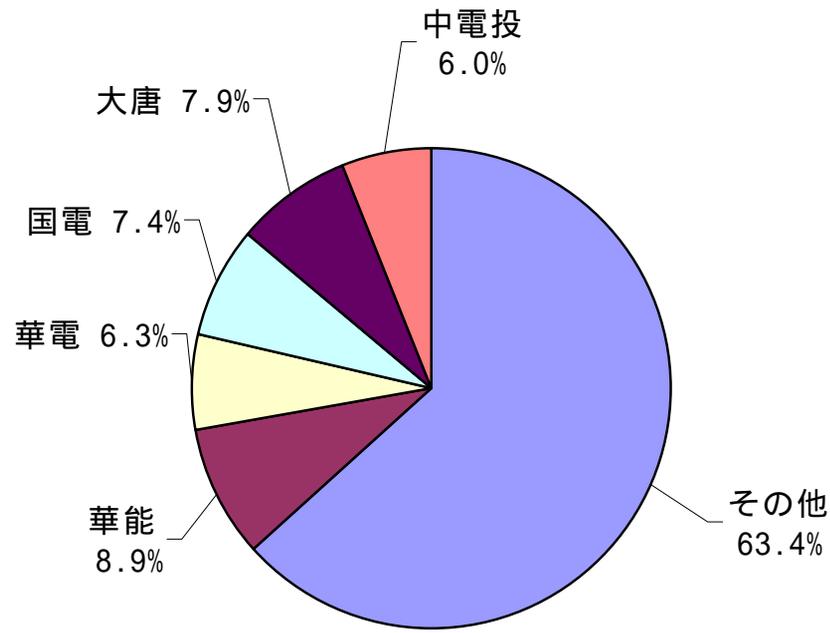
(注) 競争力がほぼ同等、また、各地域における市場シェアを20%
以下に留まるよう考慮された分割。

<参考> 各集団会社の市場シェア (2004年)

2004年 各集団会社の設備容量のシェア



2004年 各集団会社の発電量のシェア



(出所) 各社資料より作成.

2.2. 体制改革の問題- 電気事業の再編

■ 送電分野: 国家電網公司&南方電網有限公司



国家電網公司:

東北電網有限公司: 黒龍江省、吉林省、遼寧省、内モンゴル自治区東部

華北電網有限公司: 北京市、天津市、河北省、山西省、山東省、内モンゴル自治区西部

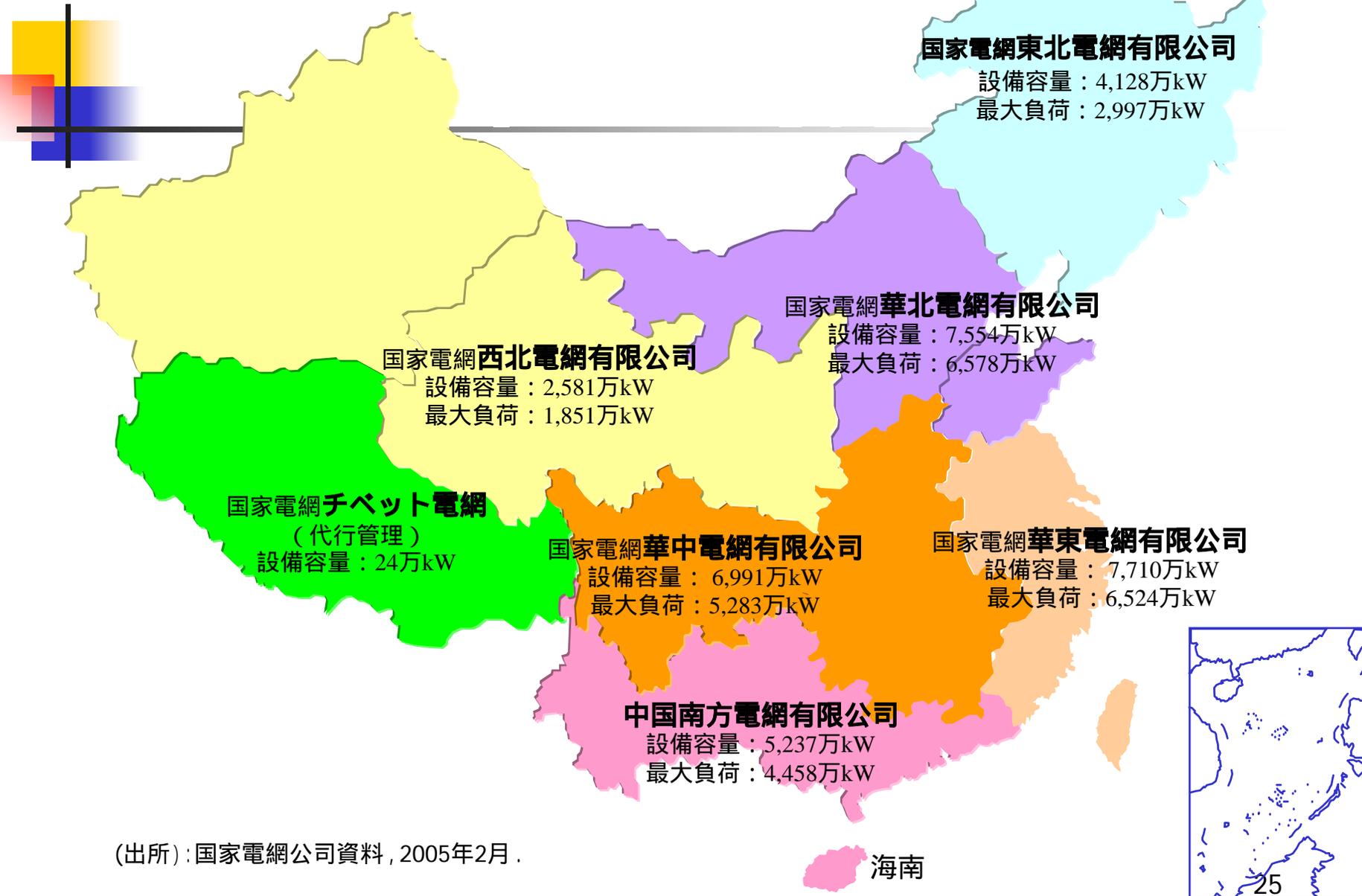
華東電網有限公司: 上海市、浙江省、安徽省、江蘇省、福建省

華中電網有限公司: 江西省、河南省、湖北省、湖南省、重慶市、四川省

西北電網有限公司: 陝西省、甘肅省、青海省、寧夏自治区、新疆ウイグル自治区

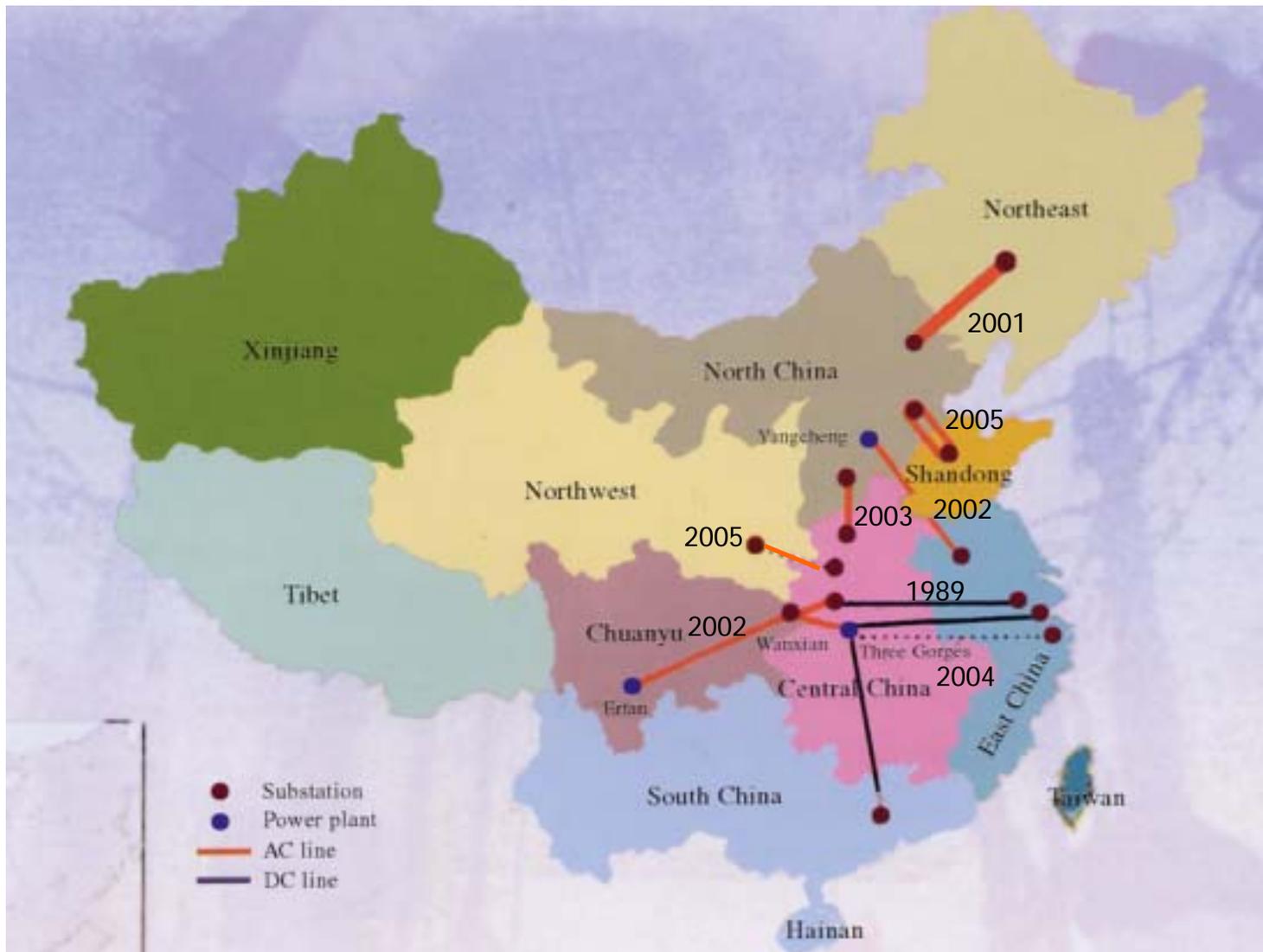
南方電網有限公司: 広東省、広西自治区、雲南省、貴州省、海南省

< 参考 > 各区域電網公司内の容量、負荷状況



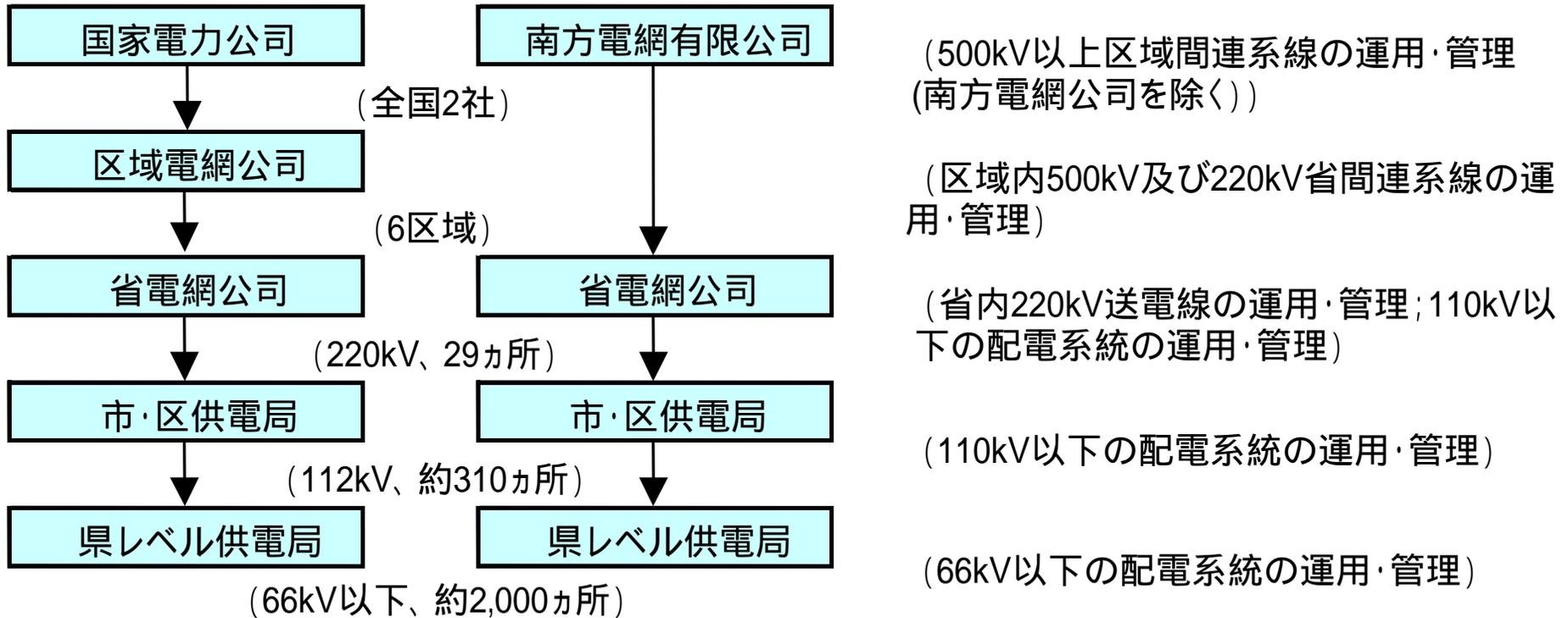
(出所): 国家電網公司資料, 2005年2月.

< 参考 > 全国連系の状況 (2005年12月現在)



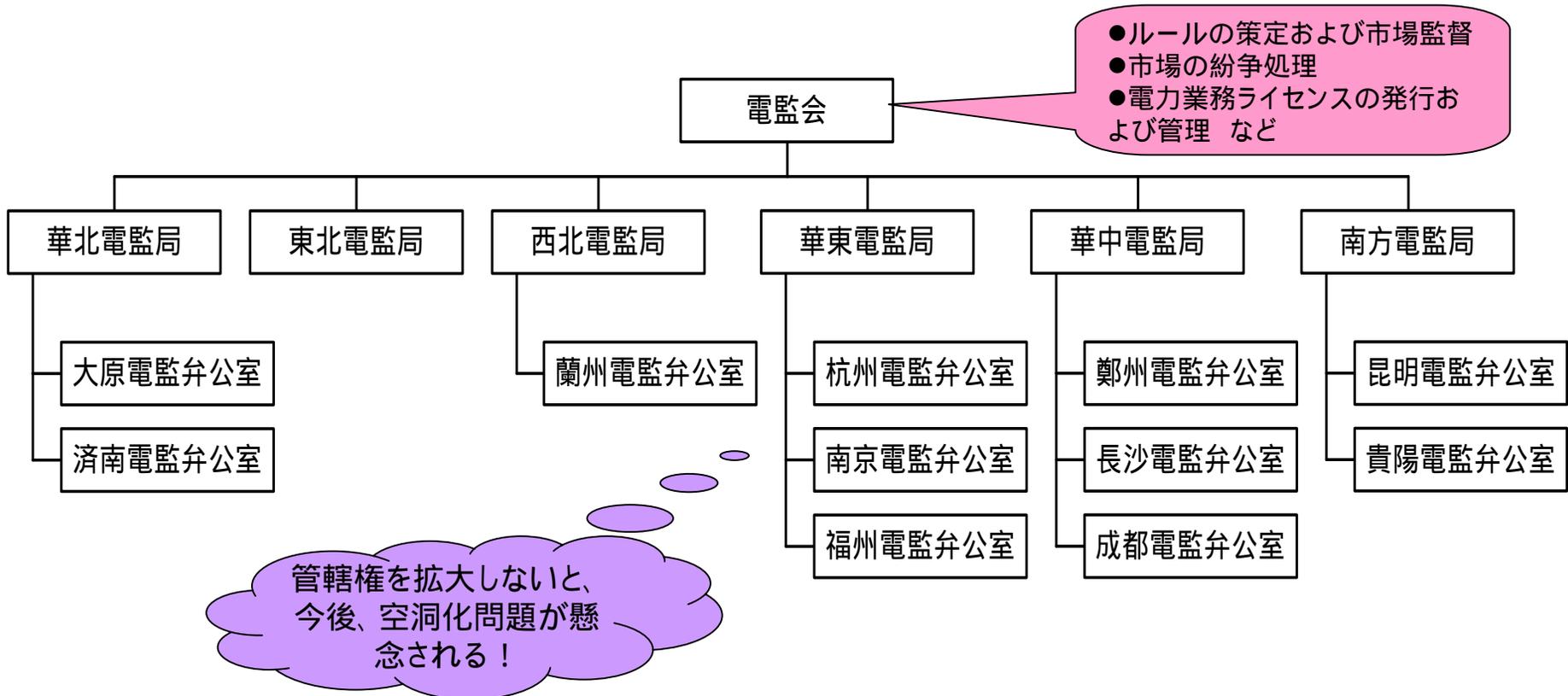
(出所): 国家電網公司, Electric Power In China, 2005.

< 参考 > 電力給電指令機関



2.2. 体制改革の問題- 電気事業の再編

■ 国家電力監督管理委員会の設置



2.2. 体制改革の問題- SBSの試行

- 実施の目的: 市場競争原理の導入による
発電コストの引下げ
- 実施時期: 1998年から2001年
- 実施地域: 上海市、浙江省、山東省、遼寧省、吉林省、黒龍江省(6省1市)
- 実施方法: 発・送配電部門の会計分離、省(市)電力会社が単一購入者として所要電力の15% ~ 20%を競争入札によって購入

2.2. 体制改革の問題- SBSの試行

- **実施結果**: 目標を達せずに終わった(浙江省を除く)

- **問題点**:

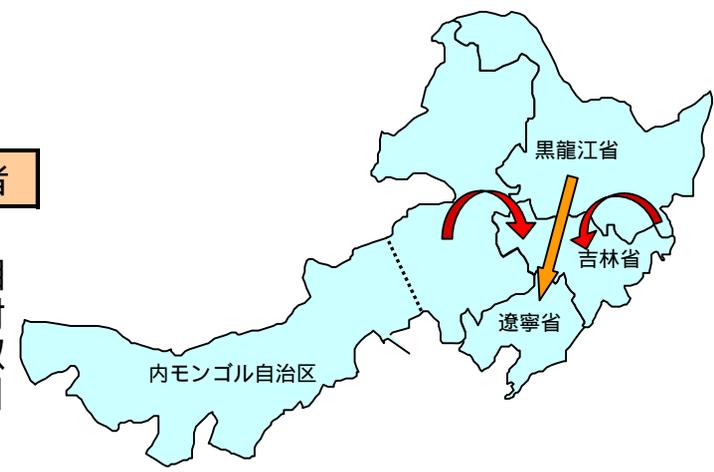
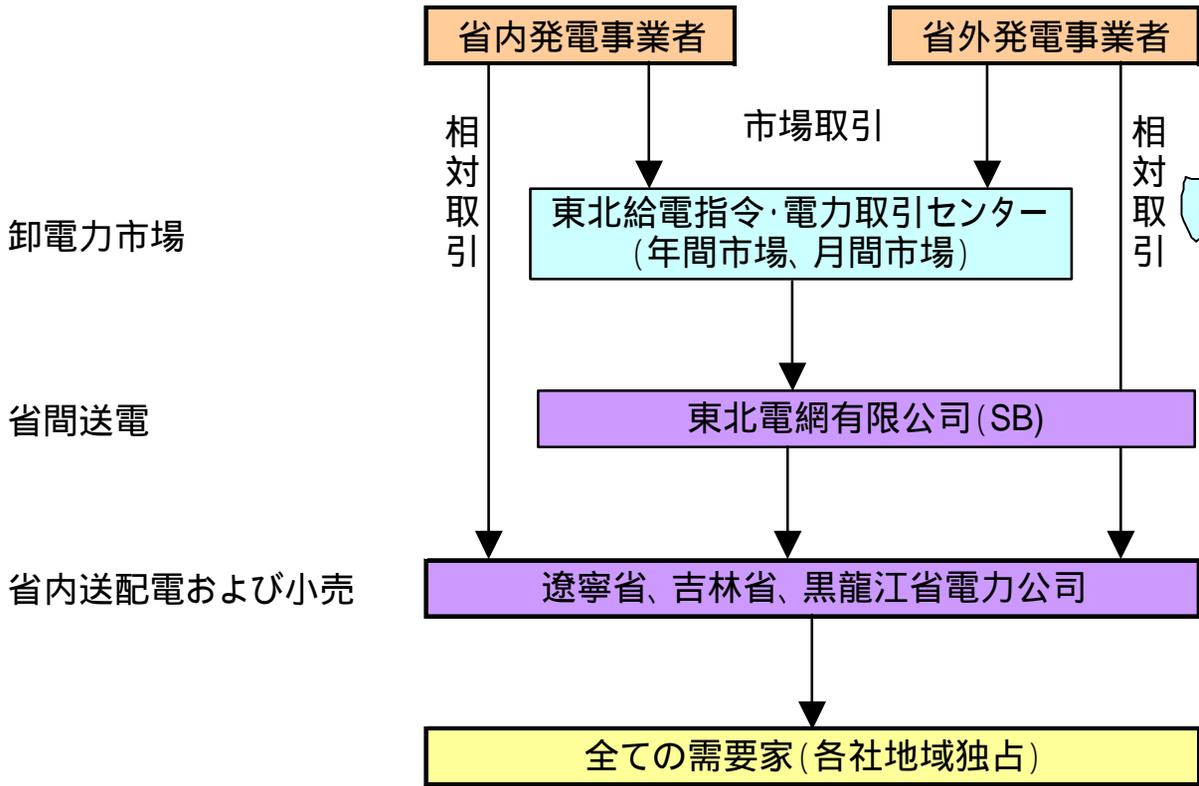
発・送配電部門の会計分離が徹底的ではない

卸売入札価格が正しい発電コストを反映していない

地方レベルにおける「政・企分離」が徹底ではない

2.2. 体制改革の問題- 卸電力市場の試行(模擬)運用

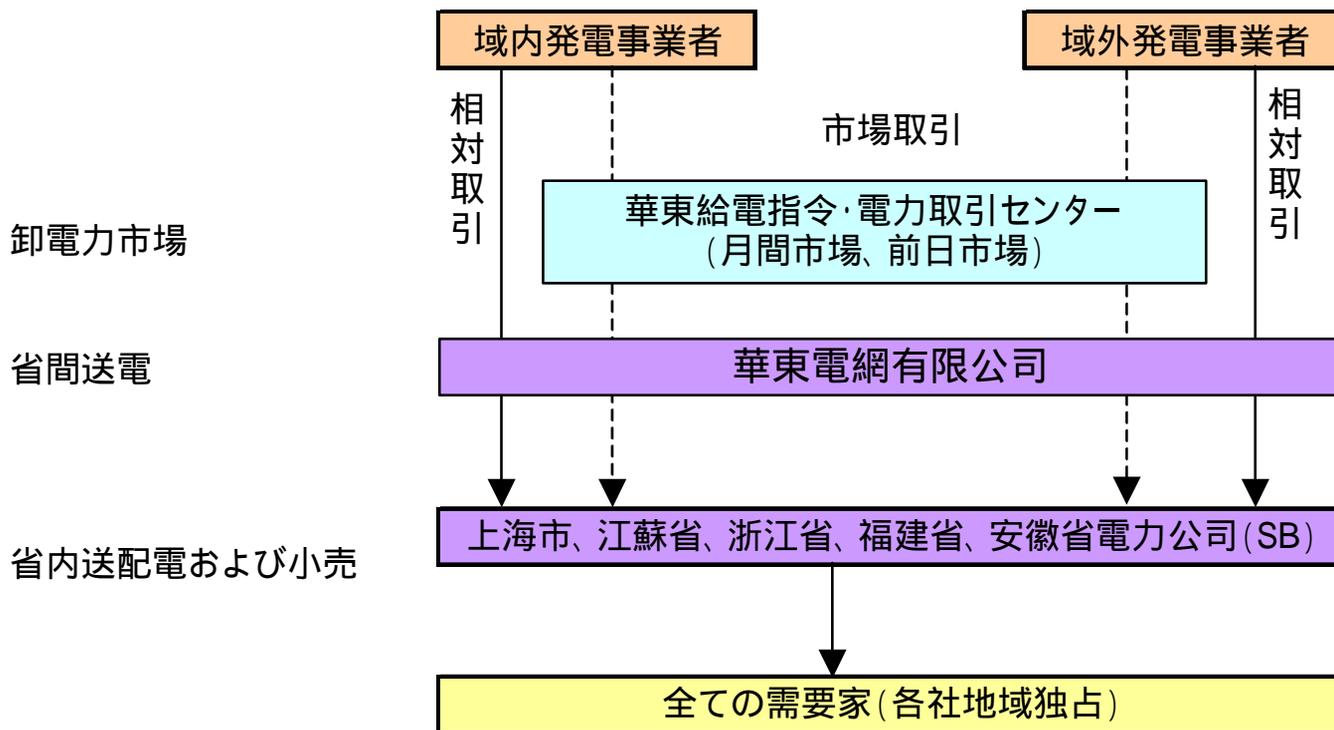
■ 東北区域の供給体制



2004年1月から模
擬実験、2004年7
月から試行運用を
開始

2.2. 体制改革の問題- 卸電力市場の試行(模擬)運用

■ 華東区域の供給体制



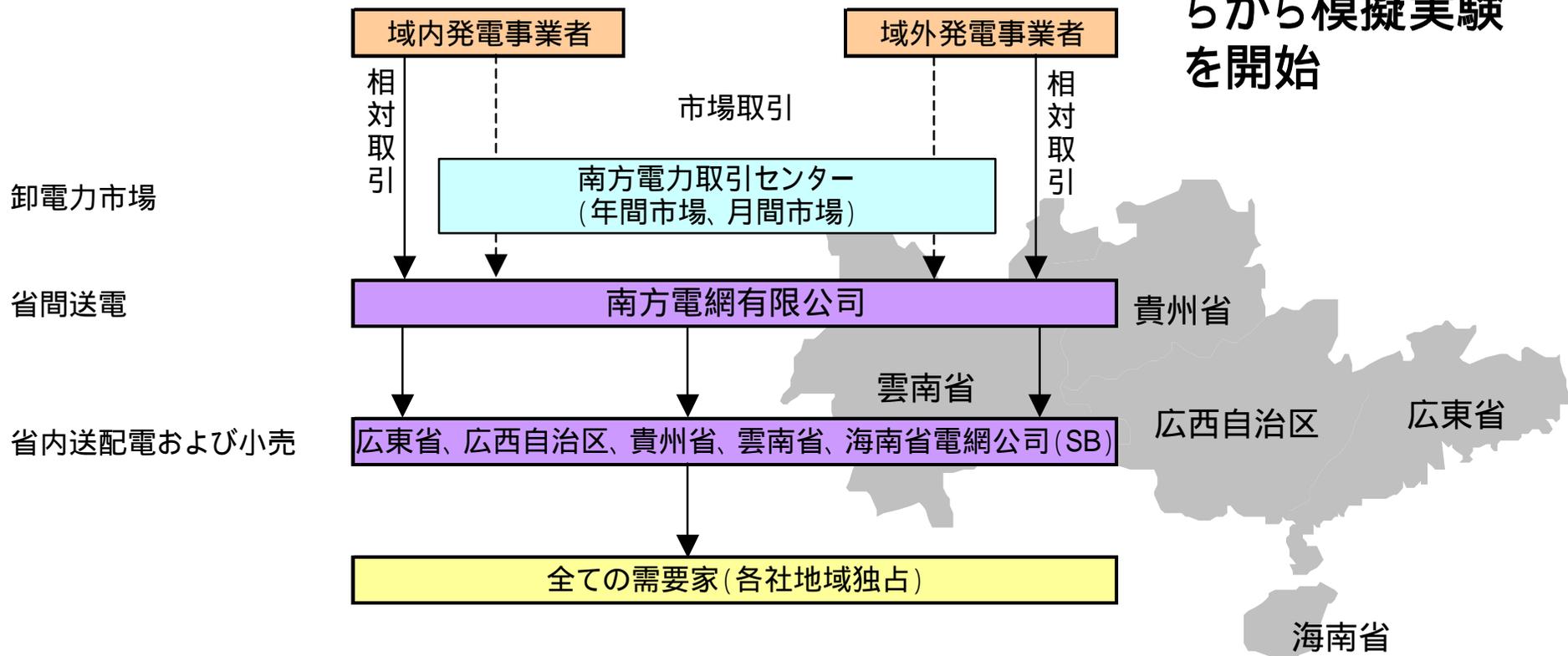
2004年5月から
模擬実験を開始

-----▶ は、模擬の取引状況を表す。

2.2. 体制改革の問題- 卸電力市場の試行(模擬)運用

■ 南方区域の供給体制

2005年11月か
らから模擬実験
を開始



-----▶ は、模擬の取引状況を表す。

2.2. 体制改革の問題- 卸電力市場の試行(模擬)運用

<東北区域>

- 市場取引価格が相対取引価格よりやや安い(0.002元/kWh)、遼寧省の電力不足状況がある程度緩和され、卸電気料金の安定維持に寄与した。

<華東区域>

- 電力需給が逼迫するほど、取引量が大きい、取引価格が高い;
- 入札価格差(地域間、発電事業者間)が生じている;
- 取引は、買電価格の高い省に集中する傾向にある;
- 系統の安全・安定運用が懸念される。

問題点:

- 投資形態により発電コストが異なるため、大容量古い発電ユニットを有する発電事業者に有利
- 小売料金が固定されているため、電力会社が市場価格変動リスクを負う 市場導入を反対
- 取引による系統安全運用のマイナス影響、など

2.2. 体制改革の問題- 今後の動向

自由化が
加速される!



- 中期目標 (2006年-2010年):
送・配電分離 (機能 or 会計)、部分自由化
- 長期目標 (2010年以降): 全面自由化

2.3. 電気料金問題-卸電気料金

外国投資家の平均卸電気料金が国内平均の3.8倍!

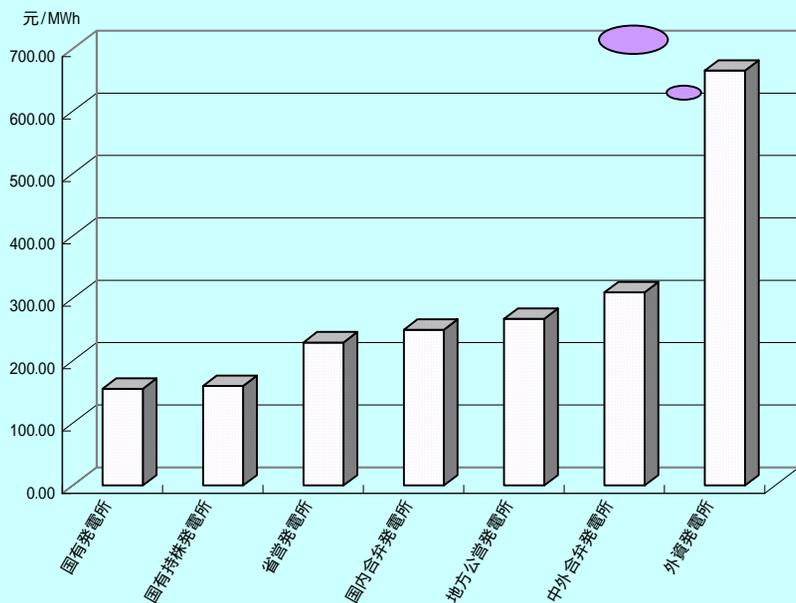
■ 卸電気料金:

「元利返済卸電気料金」(1985年～1998年): 元利の返済期間に基づく算定方式(一般的に、10年)

「経営期卸電気料金」(1998年～2003): 発電ユニットの耐用年数に基づく算定方式(火力25年、水力30年)

「暫定卸電気料金」(2005年5月～):
 --競争を導入していない市場について、
 を適応; 同一地区の同タイプ新規発電機に対し、統一価格を適応する;
 --競争を導入している市場について、各市場のルールに基づく

各種発電所の卸売電気料金(1996年6月時点)



(出所) 劉建雄(2003年), 「電力市場の競争導入について」,
『中経BP』, No.1.25より作成.

2.3. 電気料金問題-送・配電料金

■ 送・配電料金:

送・配電コスト = 小売電気料金 - 平均卸買電価格 ÷ (1 - 送電損失率)

(2002年旧国家電力公司系の送配電価格水準は0.115元/kWhで小売価格の**29%**相当、一方、卸電力価格は**71%**を占める)

設備投資が制限
される!

2006年1月から実施予定

送・配電料金構成		料金算定方式		支払側	料金認可機関
共用ネットワーク送・配電料金		域内省間: 郵便切手方式 省レベル: 電圧別階級		需要家	国务院価格主管部門
特定サービス料金	接続料金	均一容量料金		発電事業者	省を跨ぐ接続: 国务院価格主管部門 省内接続: 省価格主管部門
	特定ルート工事料金	容量料金+従量料金		特定ルート使用者	国务院価格主管部門
	電網連系料金	長期取引なし: 均一容量料金		連系双方	国务院価格主管部門
		長期取引あり	予備電源のための容量料金		
			長期電源のための従量料金		受電側電網
アンシラリー・サービス		別途規定			

2.3. 電気料金問題- 小売電気料金

- 小売電気料金：
「目録電価」+ **共通加算料金** (三峽ダム建設基金、
都市公益事業附加費など)
- 小売電気料金メニュー：
「目録電価」、時間帯別・季節別電気料金、二部
料金制度を工業用需要家のみ導入 (**基本料金の設定が低く、従量料金の設定が高い**)

2.3.電気料金問題- 小売電気料金

■ 電気料金の価格推移:

- 2004年1月、卸電気料金を一律0.007元/kWh、産業用を一律0.008元/kWh値上げ
- 2004年6月華北、華東、華中、南方地区の産業用電気料金を平均0.022元/kWh値上げ
- 2005年5月燃料調整制度の導入により全国平均小売電気料金を0.0252元/kWh値上げ
 - ✓ 料金の見直し期間を6ヵ月とする;
 - ✓ 石炭価格の変動幅が5%を超えた場合、実施する;
 - ✓ 石炭上昇分の70%を料金見直しの対象とし、残りの30%が発電会社の負担とする;
 - ✓ 第一回目の燃料調整は、2004年9月の石炭調整価格から8%以内の範囲内で協議する

< 参考 > 電気料金の動向

2004年電気料金見直し後の新規発電所統一単価例

地域		卸売料金(元/kWh・税込)		発電運転時間(h)	超過電力量料金 (元/kWh)
		脱硫無	脱硫付		
華北	北京	0.305	0.320	5,500	0.288
華東	上海	0.375	0.390	5,500	0.260
華中	重慶	0.295	0.310	5,000	0.260
西北	陝西	0.260	0.275	5,000	0.207
南方	広東	0.405	0.420	5,000	0.160

(出所) 国際貿易投資研究所(監修)(2005年), 『中国のエネルギー産業』, p.221.

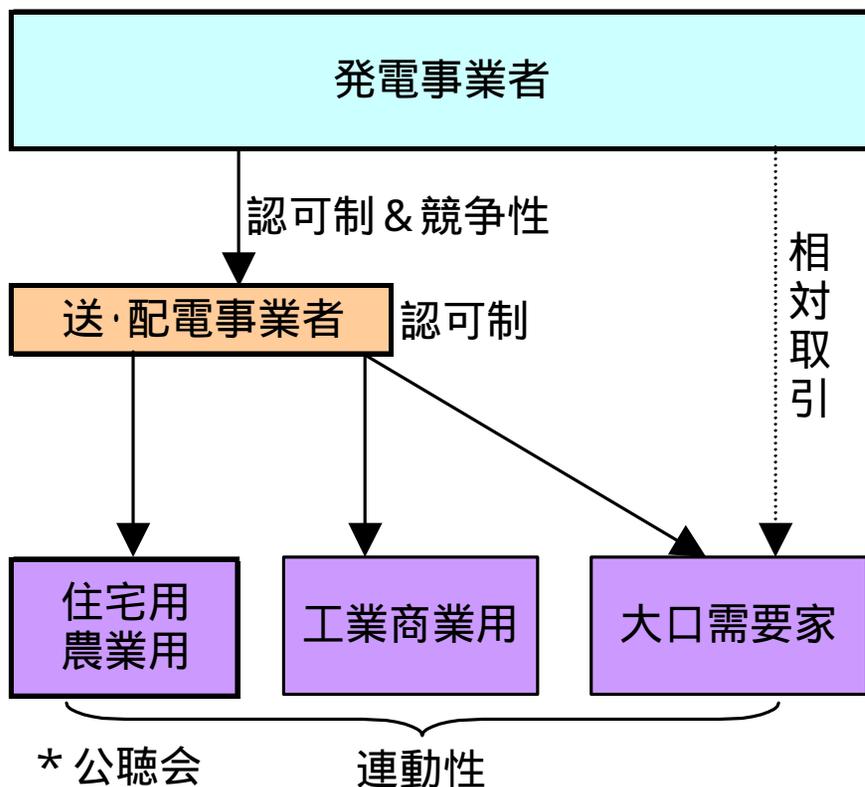
平均小売電気料金の推移(2000年～2005年)

	2000年	2001年	2002年	2003年～2004年	2005年
全国平均	0.376 (5.8%)	0.385 (2.2%)	0.403 (4.7%)	2004年の全国平均値上げ 幅は0.028元/kWh	2005年の全国平均値上げ 幅は0.0252元/kWh

(注) ()は前年価格との比較(%)を示す.

(出所) 2002年までの価格推移は、『海外電気事業統計2004』による.

2.3. 電気料金問題-まとめ



■ まとめ

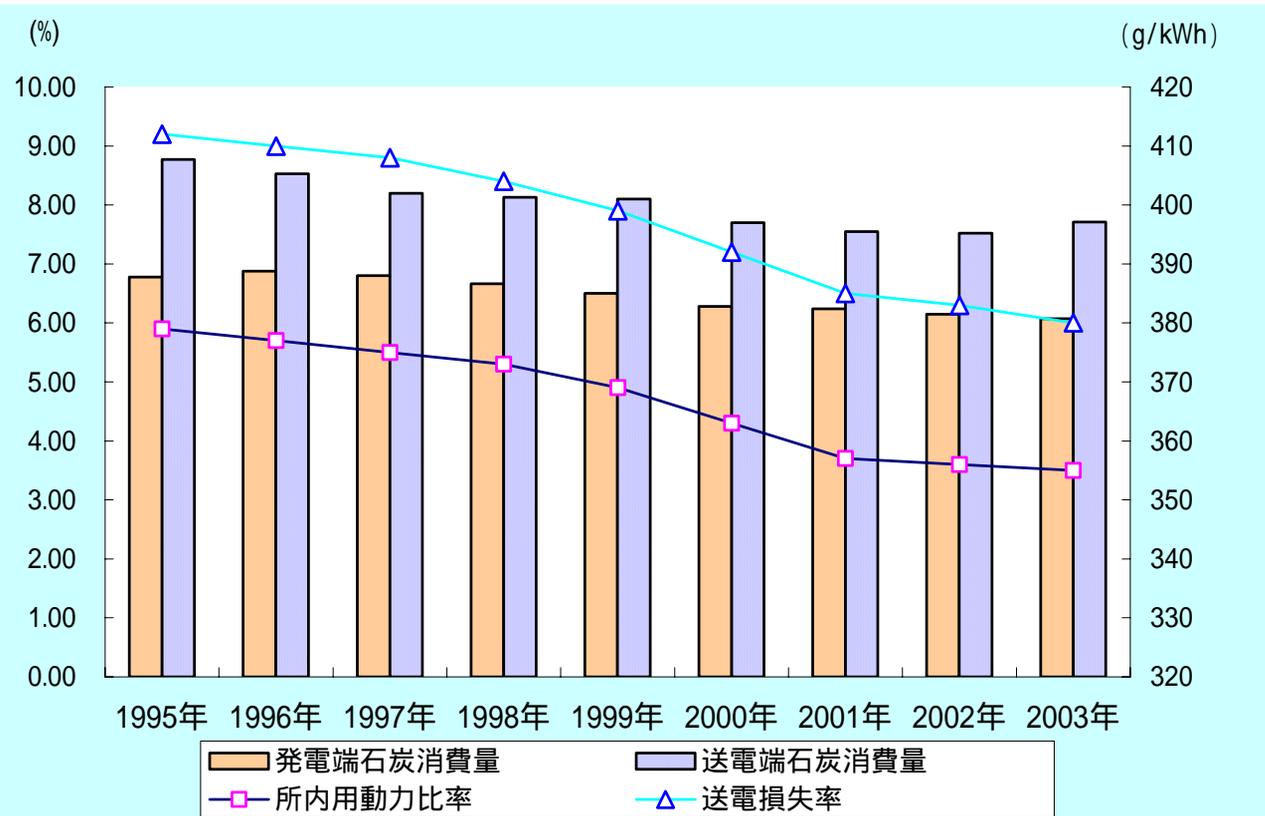
卸電気料金: 燃料調整制度 & 市場価格、認可制

送・配電料金 (2006年1月から実施予定): 認可制

小売電気料金: 卸電気料金連動性、認可制

.....▶ は、試行運用段階を表す.

2.4. 省エネ・環境対策問題

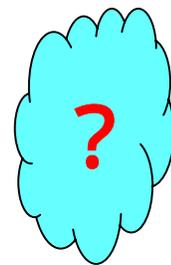


- 先進諸国に比べ、電力原単位が50g (年間1億トン)余計に、送電ロス率が2-2.5%高、火力発電所の使用水量が50%多い;
- SO₂排出量のうち、電力産業が全体の50%を占める

電力生産の拡大にと
もない、環境への負
荷は大きくなる一方!

(出所) 国家電力情報ネットワーク, 「中国電力統計」 (<http://www.sp.com.cn/>) より作成.

3. 課題および今後の動向-



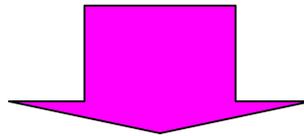
■ 課題:

対象分野	課題	内容	現行政策
燃料分野	発電用石炭の安定供給	2004年から、石炭供給者と発電事業者間の交渉が難航	2005年5月、燃料調整制度の導入、2005年12月、計画価格の廃止
発電分野	超過投資	2004年許可なし建設約1.2億kW	建設の停止命令、銀行による貸付の回収、立地許可の撤回など
	脱硫設備装置の普及	2004年末、脱硫装置付の発電設備が全体のわずか6%	『火力発電所大気汚染排出基準(2004年1月修正版)』の実施
送配電分野	送電網の資金調達	電網会社の負債率は、70-80%	『送配電コスト算定方法』(2006年1月から)
小売分野	小売電気料金	業務用電気料金が家庭用 비해、高い	『送配電コスト算定方法』(2006年1月から)
規制分野	系統運用者の公正・公平・透明性	“ピーク調整用電源”	-

3. 課題および今後の動向-

■ 発電分野:

「十一・五」期間中、単機容量30万kW以上の火力発電ユニットが全体の50%、
新設石炭火力発電機の場合、60万kW以上のみを認可、
超臨界、超超臨界大容量ユニットを奨励; 2020年までに、原子力発電4,000万kW

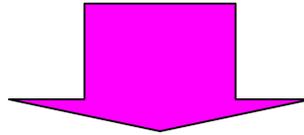


石炭火力発電の大規模化、技術高度化目標により、超臨界、超超臨界、
大型ガスタービンプラントおよび原子力プラントの国際発注・入札が拡大される

3. 課題および今後の動向-

■ 発電分野:

「十一・五」期間中、新設風力発電設備容量が300万kW、
風力発電機の国産化率が70%以上

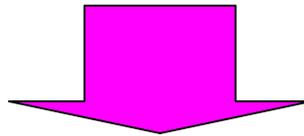


風力発電プラントの国産化が加速される

3. 課題および今後の動向-

■ 発電分野:

「経営期卸電気料金制度」 & 卸電力市場の導入

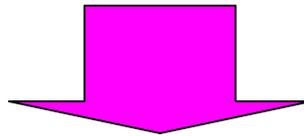


発電分野における外資の撤退が加速される(シーメンス、
ヴァッテンファル、アメリカン・エレクトリックパワー、アルストンなど)

3. 課題および今後の動向-

■ 発電分野:

「十一・五」期間中、SO₂排出量:1,200万-1,300万トン/年(10%削減);
煤煙排出量:300万トン/年(25%以上削減);kWhあたり石炭消費量:360g以下;
送電損失率:7%以下;煤塵の総合利用率:70%、など

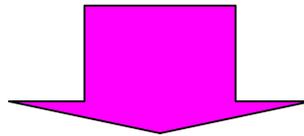


発電分野における省エネ・環境対策の潜在力が極めて大きい、したがって、
今後、当該分野における国際間(政府間・民間)の活発化が期待できる

3. 課題および今後の動向-

■ 送電分野:

「十一・五」期間中、新設330kV以上送電線こう長7.5万km、
変電容量3.6億kVA、投資規模約1.5兆元(約21兆円)

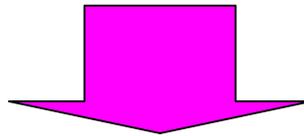


中・高圧・特高圧送変電設備の海外発注が拡大される；
系統の安全・安定運用に関する技術協力(民間)が活発される

3. 課題および今後の動向-

■ 小売分野:

『再生可能エネルギー法』(2006年1月から)、『卸電気料金管理暫定弁法』、
『送配電料金管理暫定弁法』、『小売電気料金管理暫定弁法』(2005年5月から)の実施

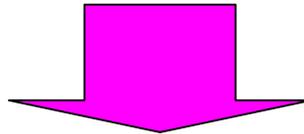


小売電気料金は引き続き上昇する傾向にある

3. 課題および今後の動向-

■ 電力市場の自由化:

2007年、需給均衡が維持される見通し



区域電力市場の実施が加速され、厳しい市場競争により、小規模発電事業者の淘汰および大規模発電事業者の市場集中が予想される

ご清聴ありがとうございました！