

# 電力産業の現状と展望

2003年 8月

UBS証券会社

伊藤 敏憲

# 電力産業が抱える問題

## ◆ 公益的課題への対応

- 安全の確保
- 安定供給の確保
- 地球環境問題への対応

## ◆ 原子力問題への対応

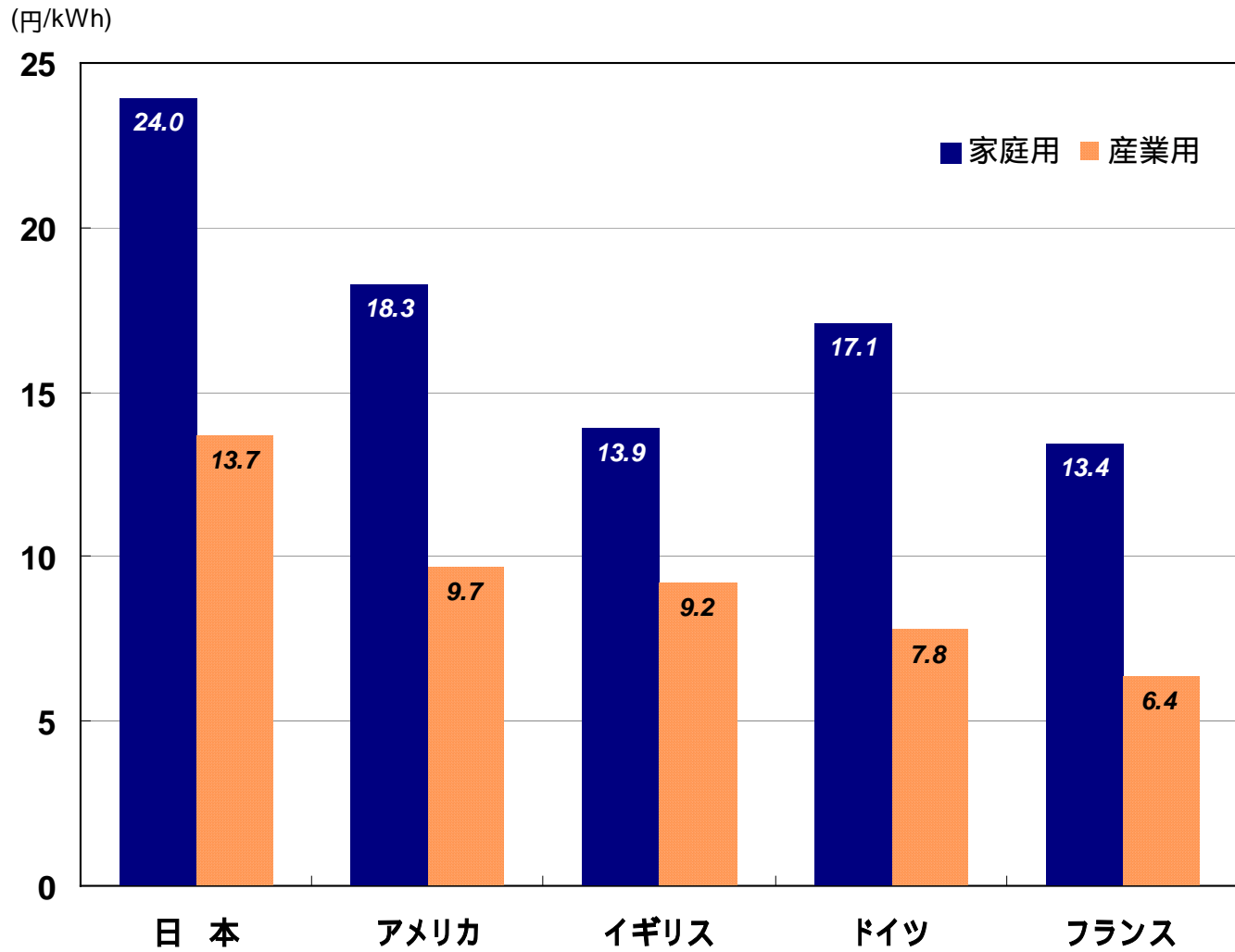
## ◆ 電力市場変化への対応

- 規制・制度改革
- 販売電力量の伸び鈍化
  - 経済成長率の鈍化、少子高齢化、分散型電源の普及
- 営業力の強化

## ◆ 料金の是正

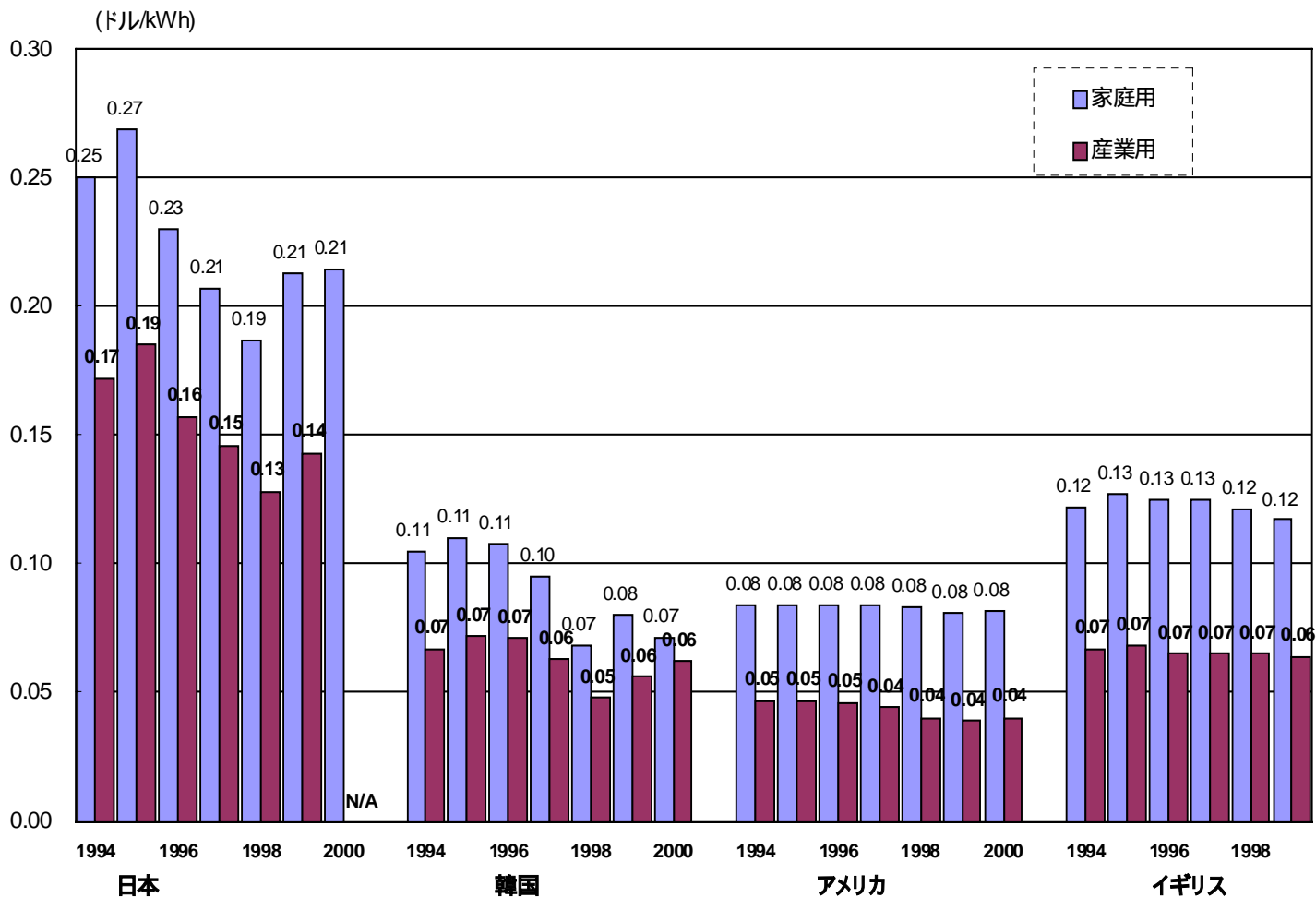
- 内外価格差の縮小
- リバランス

# 図35: 電気料金の国際比較(2000年2月時点)



(注: 仕様形態を統一したモデル料金の比較 / 出所: 電気事業連合会)

# 図36 電気料金の経年比較



# 表5: 電力会社が1985年以降に実施した料金改定

	実施日	改定率	算定諸元		引下げ額 (億円)	引下げ単価 (円/kWh)
			為替レ-ト (円/\$)	原油CIF (\$/bl)		
第一次暫定引下げ	1986/ 6	9.30%	177	19.0	24,200	2.20
第二次暫定引下げ	1987/ 1	13.10%	158	15.0		3.10
1988年改定	1988/ 1	17.83%	138	18.5	23,100	4.28
1989年改定	1989/ 4	2.96%	124	16.5	3,500	0.58
1993年暫定引下げ	1993/11	1.80%	104	16.5	2,300	0.35
1994年暫定引下げ	1994/10	1.80%	99	17.0	2,540	0.35
1995年暫定引下げ	1995/ 7	2.00%	85	19.0	3,050	0.40
1996年改定	1996/ 1	6.29%	92	17.7	9,356	1.24
1998年改定	1998/ 2	4.67%	117	19.1	7,118	0.89
2000年改定	2000/10	5.42%	107	26.6	6,817	1.11
累 計		32.63%			49,891	8.10

(注)改定率、引下げ単価は電力10社の平均、引下げ額は電力10社の合計額。

第一次、第二次暫定引下げと1988年改定は1980年に設定された1985年度実績単価に対する改定率。

1993年、1994年、1995年の暫定引下げと1996年の改定は1989年設定単価に対する改定率。

1993年、1994年、1995年の暫定引下げ額は年換算額。

累計は、1988年、1989年、1996年、1998年、2000年改定の累計。

(出所: 電気事業連合会等)

# 表6: 電力会社が2002年度に実施した料金改定

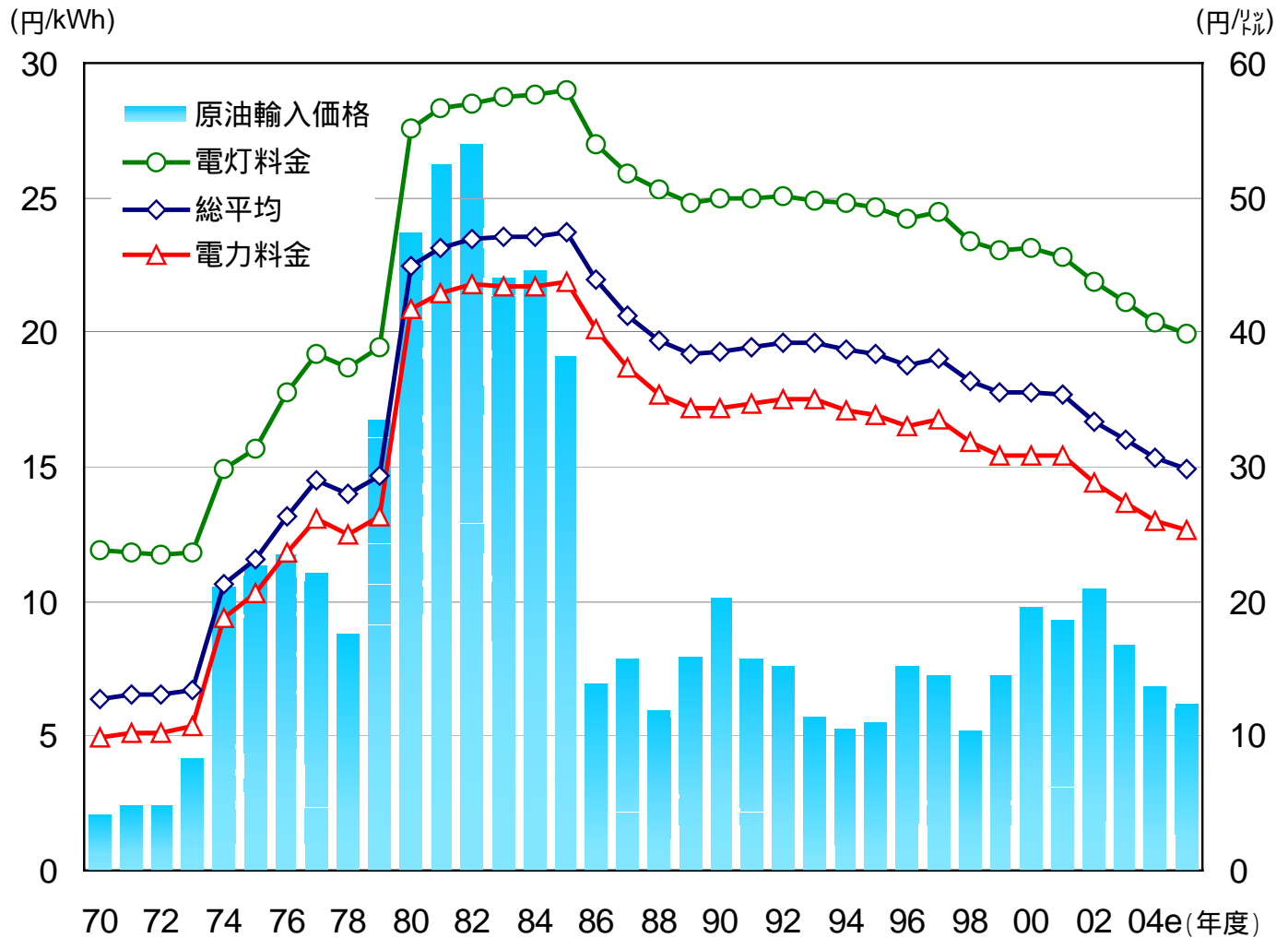
	東京	中部	関西	中国	北陸	東北	四国	九州	北海道	沖縄
改定時期	4月1日	9月1日	10月1日	10月1日	10月1日	7月1日	10月1日	10月1日	10月1日	10月1日
改定料金 (従量料金単価、円/kWh)										
電灯	21.93	21.3	21.26	21.16	20.88	21.81	21.67	21.00	21.27	22.09
業務用	16.5	16.97	16.42	16.38	15.20	16.48	16.3	16.51	15.59	17.75
小口	18.6	18.77	18.72	18.71	17.54	18.21	19.79	19.00	17.93	19.47
大口	13.7	14.06	14.03	13.77	12.10	13.57	13.19	13.63	13.31	12.46
引き下げ幅 (円/kWh)										
電灯	1.25	1.10	0.92	0.98	0.94	1.25	0.84	0.93	0.89	0.91
業務用	2.44	2.38	1.86	1.95	0.96	2.43	2.00	1.76	1.75	1.45
小口	0.61	0.60	0.38	0.73	0.54	0.96	0.45	0.50	0.53	0.52
大口	0.59	0.81	0.84	0.70	0.68	0.93	0.75	0.67	0.62	0.33
料金改定率										
電灯	-5.4%	-4.9%	-4.2%	-4.4%	-4.3%	-5.4%	-3.7%	-4.2%	-4.0%	-4.0%
業務用	-12.9%	-12.3%	-10.1%	-10.7%	-10.0%	-12.8%	-11.0%	-9.6%	-10.1%	-10.0%
小口	-3.2%	-3.1%	-2.0%	-3.8%	-3.0%	-5.1%	-2.3%	-2.6%	-2.9%	-2.6%
大口	-4.1%	-5.5%	-5.7%	-4.9%	-5.3%	-6.4%	-5.3%	-4.7%	-4.4%	-2.6%
接続供給約款 (託送料金、円/kW、円/kWh)										
基本料金	440	390	450	365	400	420	545	415	380	470
事故時・基本料金	925	920	1,094	815	1,010	950	1,045	1,070	1,320	1300
電力量料金	1.66	1.61	1.4	1.32	1.25	1.43	1.21	1.35	1.52	1.12
事故時・電力量料金	12.63	12.44	12.34	14.61	12.74	14.99	12.71	13.32	11.91	5.69
接続供給料金平均単価	2.87	2.70	2.62	2.07	2.02	2.19	2.08	2.19	1.7	1.25
振替供給料金	0.3	0.24	0.30	0.38	0.22	0.42	0.33	0.31	0.32	-

(注) 原価算定緒元: 東京電力(為替レート1ドル=122円、原油価格1バレル=22.5ドル、事業報酬率3.5%)

東北電力(為替レート1ドル=132円、原油価格1バレル=19.9ドル、事業報酬率3.5%)

他電力(為替レート1ドル=129円、原油価格1バレル=24.9ドル、事業報酬率3.4% (北陸のみ3.5%))

# 図37: 電気料金と原油輸入価格の推移



(出所: 電気事業連合会、予想はUBS)

# 大きく変わりつつある電力産業の経営環境

## ◆ 規制・制度改革の進展

## ◆ 競争の拡大

- 料金の引き下げ・割引メニューの導入
  - エネルギー間での競争拡大
- 規制緩和でエネルギー産業の垣根はなくなる
  - エネルギー産業間での相互参入の拡大
  - 異業種・外国企業の参入
    - 新規参入は一部に限定される公算大
      - 強い電力会社の競争力
      - 限定的な自家発電設備の余剰

## ◆ 分散型電源の普及

- コジェネレーションシステムの普及拡大
- 小型分散型電源の浸透
  - 導入が加速する低コストのディーゼル発電システム
  - 燃料電池の普及にまだ時間がかかる可能性が高い



# 電力自由化は2004年度に新局面へ

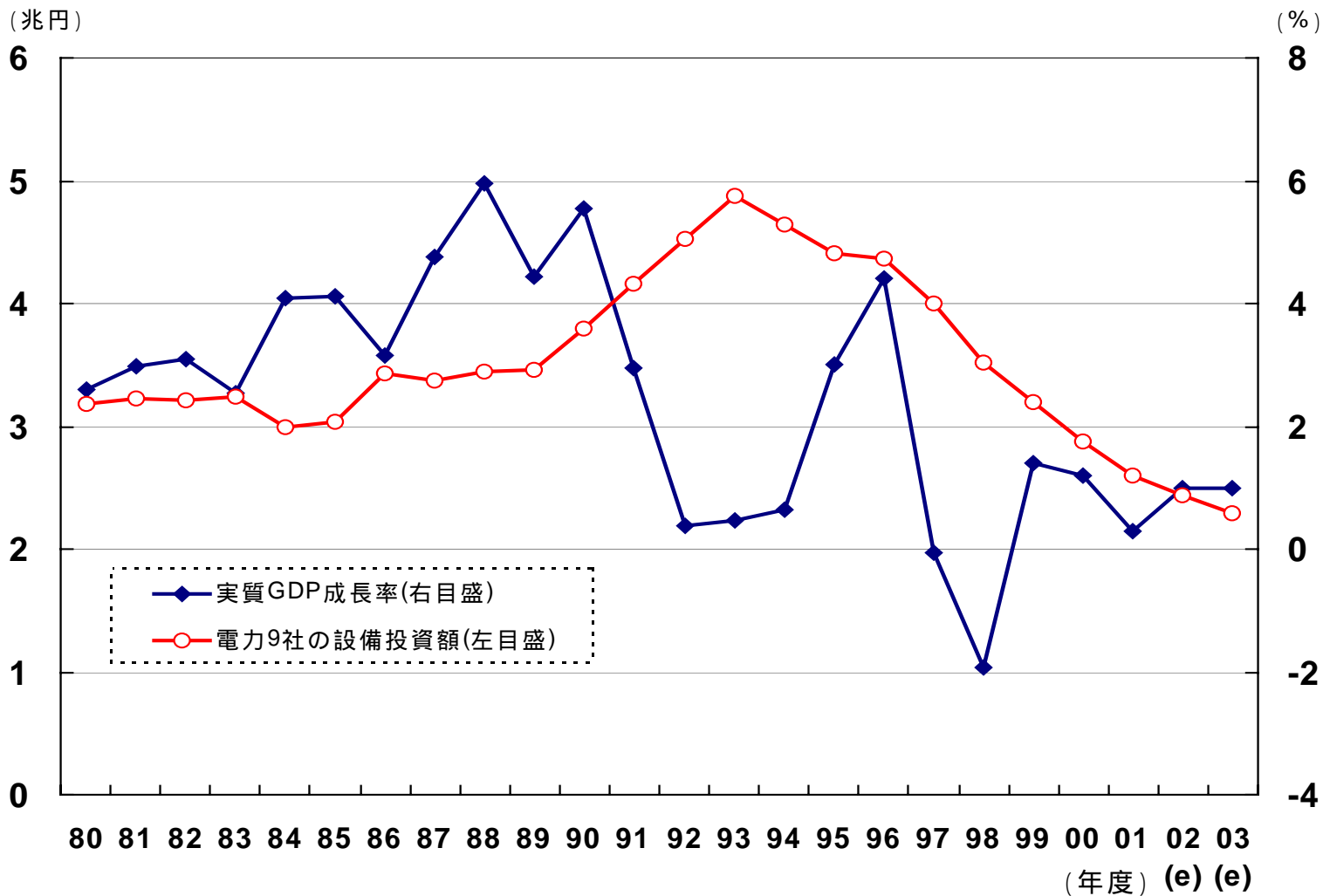
- ◆ **発電事業への参入自由化等...1995年度実施**
- ◆ **小売部分自由化と自由化範囲の拡大**
  - 2000年3月～：2万V受電、使用規模2,000kW以上(全国シェア26%)
  - 2004年4月～：6千V受電、使用規模500kW以上(同40%)
  - 2005年4月～：6千V受電、使用規模50kW以上(同63%)
- ◆ **送配電部門の調整機能の確保**
  - 中立機関によるルールの策定、監視
  - 送配電部門の情報遮断、会計分離
- ◆ **全国規模の電力流通の活性化**
  - 託送制度の見直し(振替料金制度の廃止)
- ◆ **電源開発投資環境の整備**
  - 卸電力取引市場の整備

# 規制緩和をきっかけに変化した電力各社の経営

## ◆ 規制緩和はポジティブファクターに

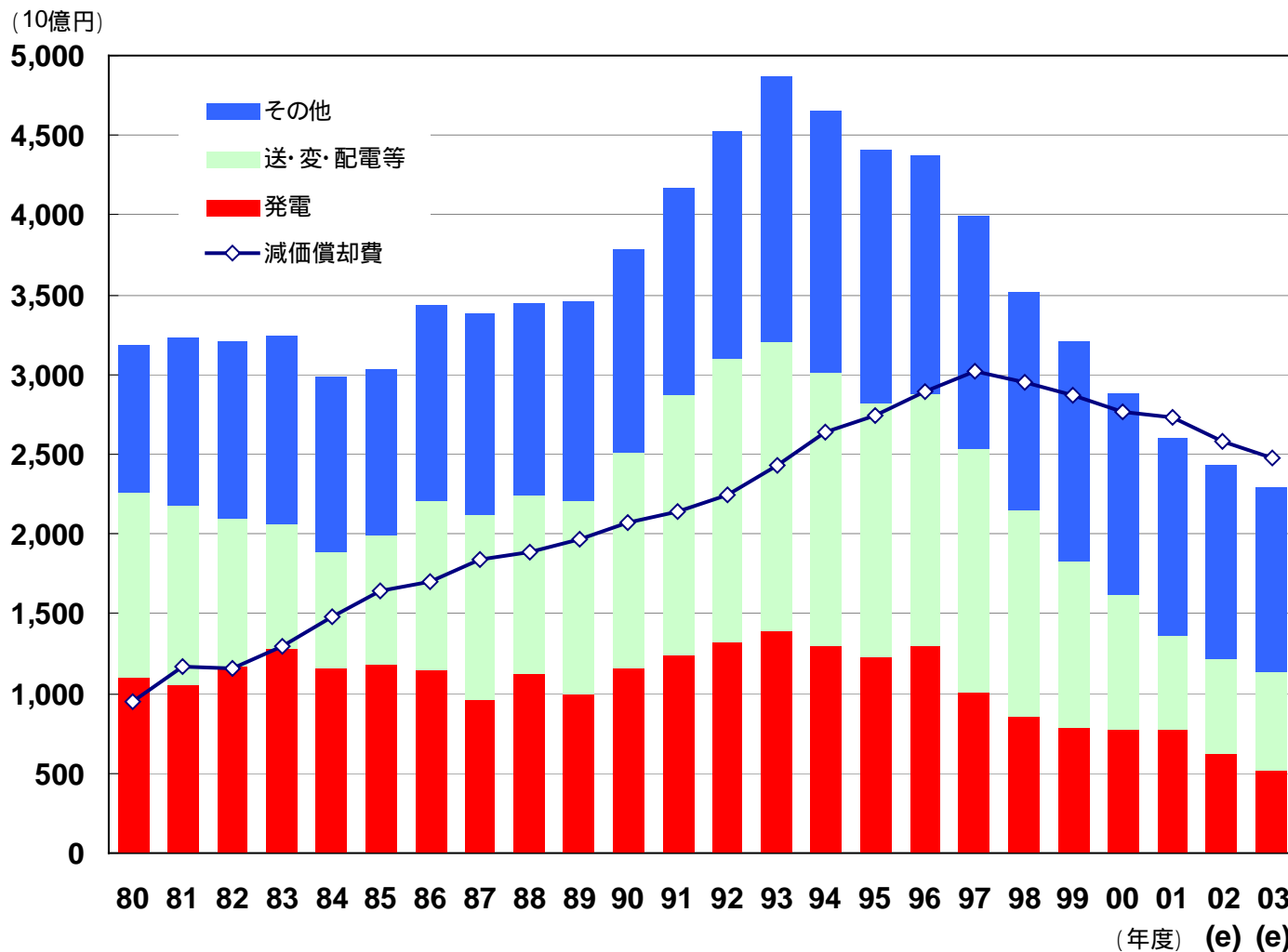
- 経営の自由度拡大
  - 料金の設定
  - 効率化の成果配分
  - 設備運営の効率化・維持コストの低減
  - 事業領域の拡大
- 設備投資の大幅な削減
  - 規制下では景気調整役を担わされていた電力産業
  - 設備投資額はピーク時の半分以下に縮小
- 規制改革をきっかけに業績・財務体質ともに大きく改善
  - 業績は1996年度以降、拡大傾向で推移
  - 財務体質も1999年度から急速に改善

# 図38: 電力9社の設備投資額と経済成長率の推移



(出所: 電気事業連合会、予想はUBS)

# 図39: 電力9社の設備投資額と減価償却費の推移



(出所: 電力各社の供給計画等、予想はUBS)

# コスト削減・効率化の進展で利益成長続く

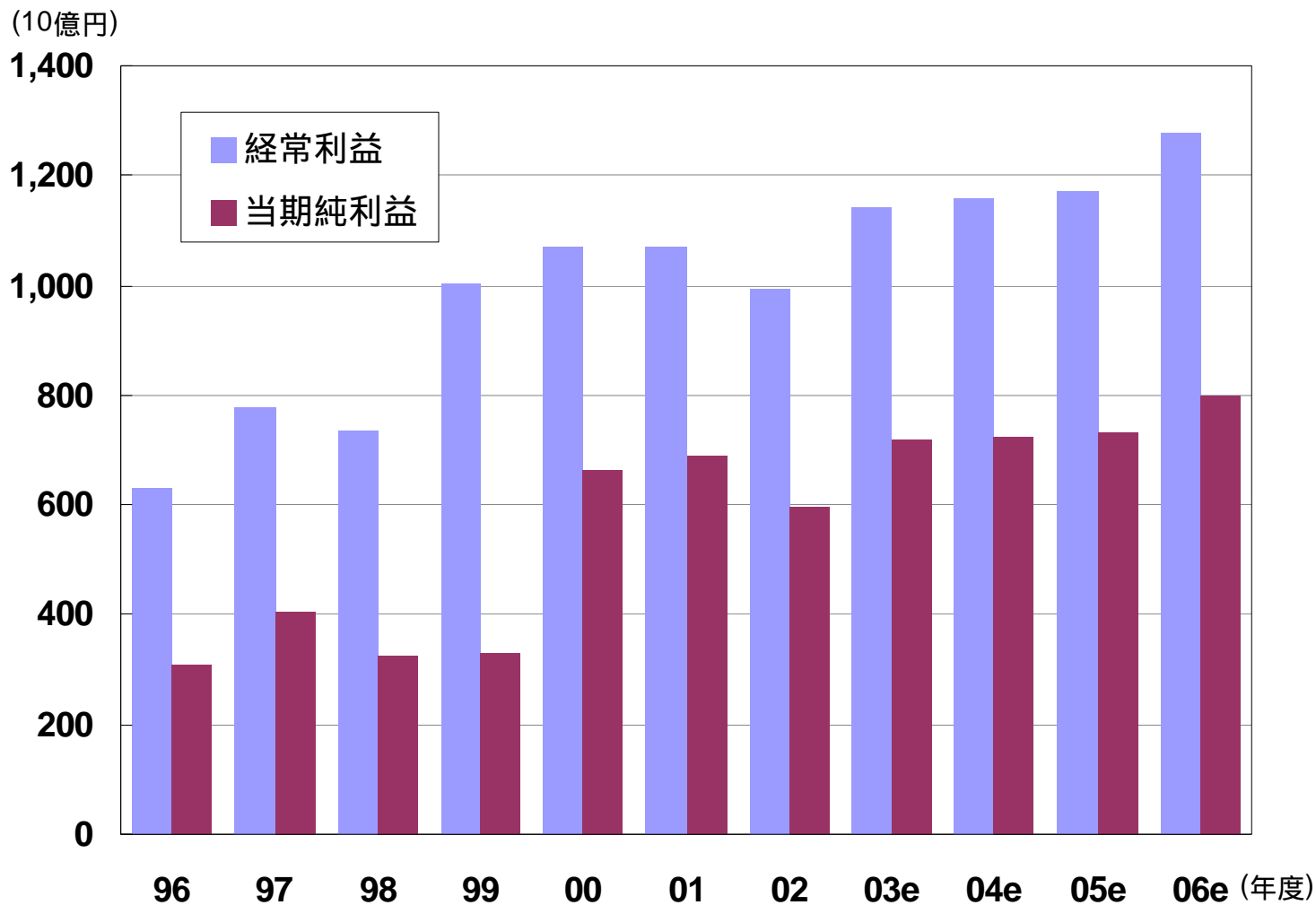
## ◆ 合理化・効率化の推進

- 人員合理化
- 設備形成の効率化
  - 電源開発・流通設備計画の見直し、工法の改良など
- 設備運用の効率化
  - 負荷平準化
  - 総合熱効率の向上、設備稼働率の向上、保守点検作業の合理化・効率化など
- 資機材・燃料・資金調達の効率化
  - 競争原理の導入など

## ◆ コスト削減

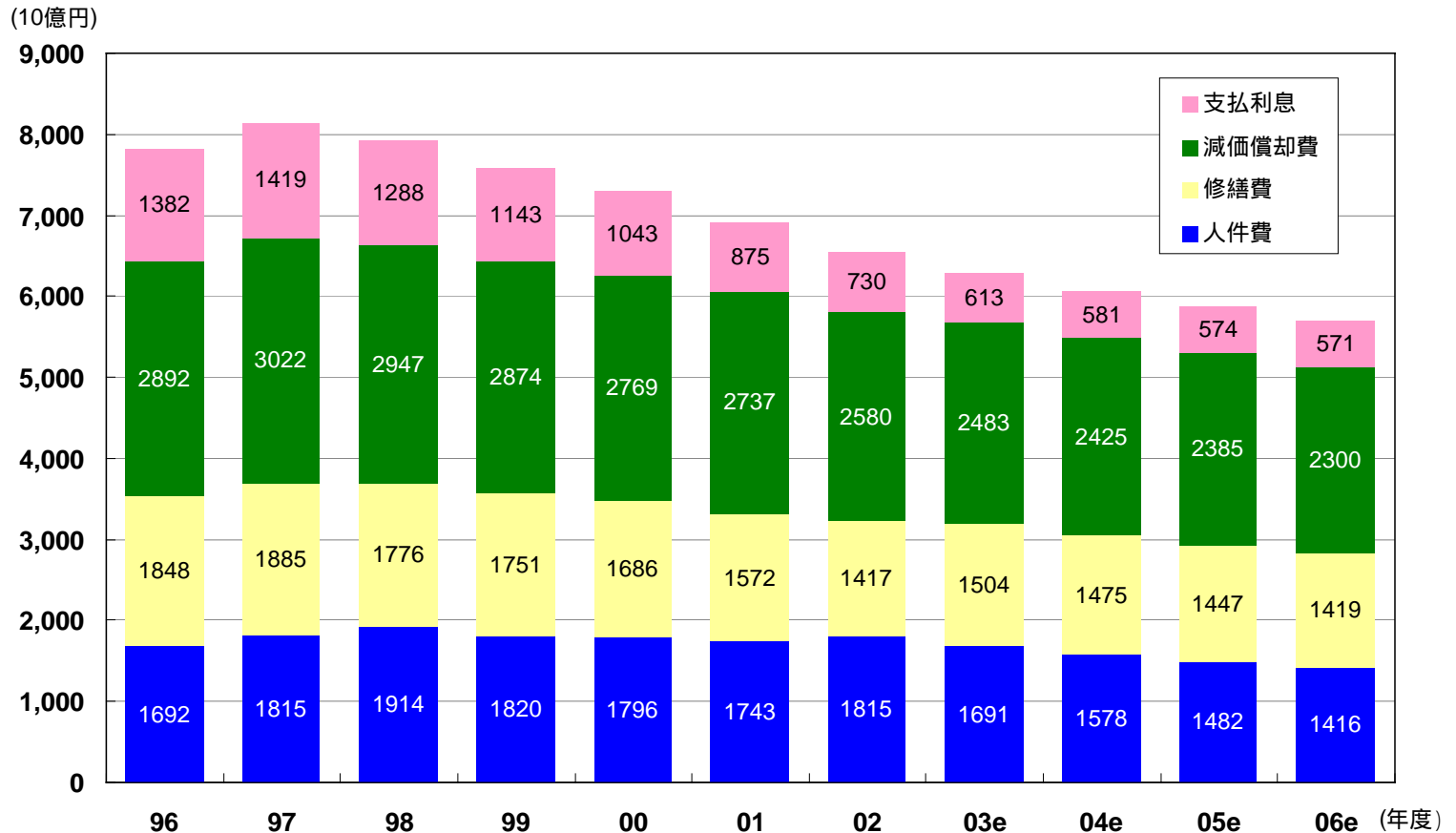
- 需給関係費
  - 燃料費、購入電力料など
- 設備関係費
  - 修繕費、減価償却費、支払利息など
- その他費用
  - 人件費、委託費、研究開発費、税金など

# 図40: 電力9社の連結利益の推移



(出所: 各社決算報告書、予想はUBS)

# 図41: 電力各社主要費用の推移(単体ベース)



(出所: 電気事業連合会、予想はUBS)

# 財務体質の健全化進む

## ◆ 経営の自由度拡大が要因の一つ

- 利益・キャッシュフローの拡大
- バランスシートのスリム化

## ◆ 電力各社間で改善ペースに差が生じつつある

- キャッシュフローの水準の差
  - 営業キャッシュフロー
    - 業績較差
  - 投資キャッシュフロー
    - 電源開発・流通設備等への投資負担の差など

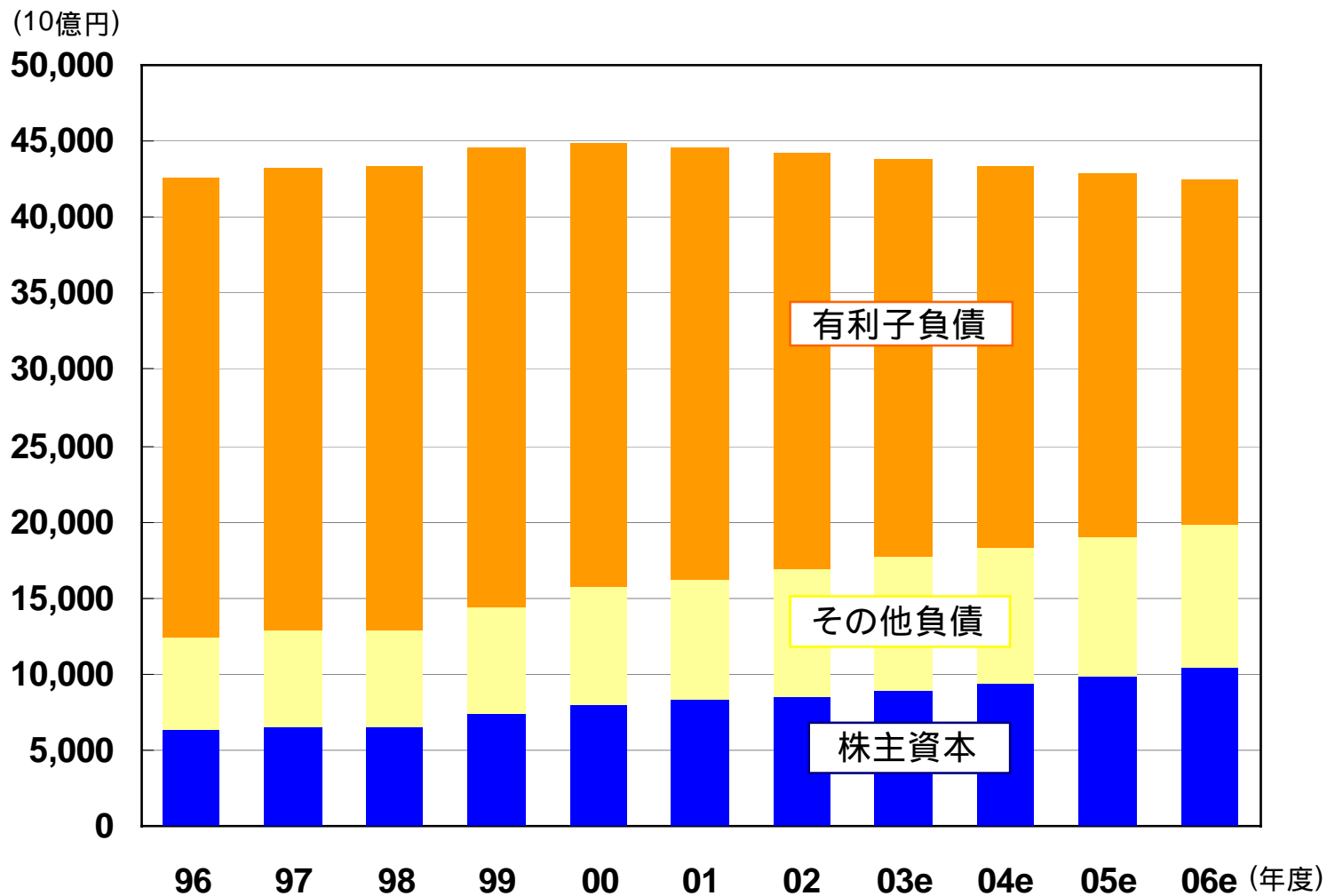


# 財務体質は急速に改善

## 表6: 経営効率化数値目標一覧

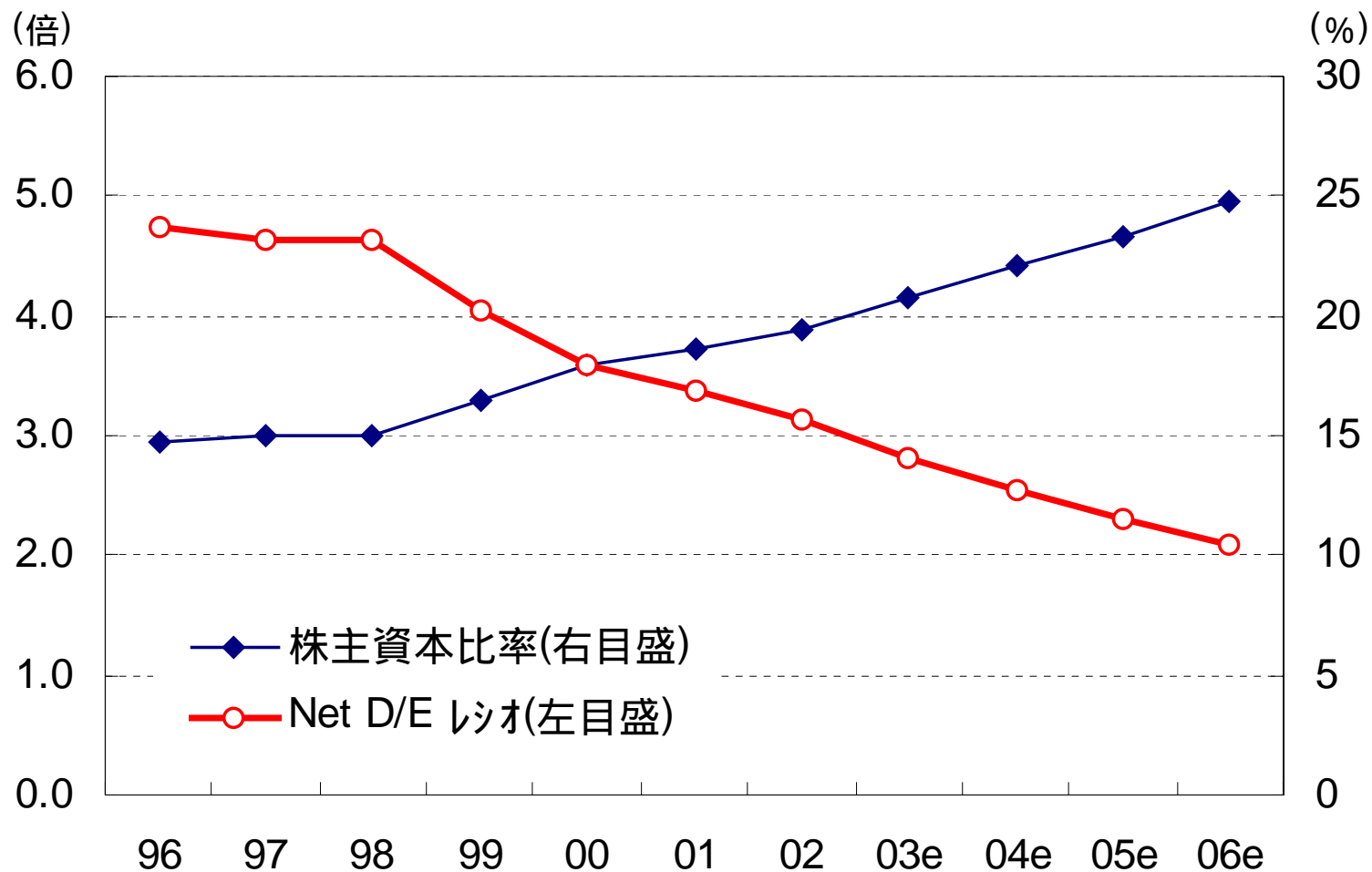
中国電力(9504)	新計画(2003年3月)	計画(2002年3月)	計画(2001年3月)
経常利益		700億円以上 (02～04年度平均)	600億円以上 (00～02年度平均)
ROA(総資産税引き後営業利益率)	変更なし	3%程度 (02～04年度平均)	2%以上 (00～02年度平均)
ROE		8%程度 (02～04年度平均)	N.A.
フリーキャッシュフロー		1,100億円以上(配当前) (02～04年度平均)	700億円以上(配当後) (00～02年度平均)
株主資本比率		23%程度 (04年度末)	20%程度 (02年度末)
設備投資	1,300億円程度 (03～05年度平均)	1,400億円以下 (02～04年度平均)	1,700億円以下 (00～02年度平均)
* 2001年3月時ROAは総資産当期利益率			
北陸電力(9505)	新計画(2003年3月)	計画(2002年3月)	計画(2001年3月)
経常利益		300億円以上 (02～04年度平均)	300億円以上 (01～03年度平均)
ROA(総資産営業利益率)	変更なし	3% (02～04年度平均)	3% (01～03年度平均)
株主資本比率		25% (08年度)	25% (08年度)
設備投資	1,000億円以下 (03～05年度平均)	1,100億円以下 (02～04年度平均)	1,200億円以下 (01～03年度平均)
東北電力(9506)	新計画(2003年3月)	計画(2002年3月)	計画(2001年3月)
ROA(総資産営業利益率)	4%以上 (03～05年度平均)	4%以上 (02～04年度平均)	4%以上 (01～03年度平均)
有利子負債残高	2.1兆円以下 (05年度末)	2.35兆円以下 (03年度末)	2.35兆円以下 (03年度末)
修繕費	1,600億円以下 (03～05年度平均)	1,700億円以下 (02～04年度平均)	1,700億円以下 (01～03年度平均)
四国電力(9507)	新計画(2003年3月)	計画(2002年3月)	計画(2001年3月)
ROA(総資本経常利益率)	4% (03～05年度平均)	3% (02～04年度平均)	2.5% (01～03年度平均)
有利子負債残高	6,400億円程度 (05年度末)	6,900億円程度 (04年度末)	7,300億円程度 (03年度末)
設備投資	630億円程度 (03～05年度平均)	760億円程度 (02～04年度平均)	総額2,500億円以内 (01～03年度累計)
株主資本比率	28% (05年度末)	27% (04年度末)	27% (03年度末)
* 2003年3月計画のみ総資本営業利益率			
九州電力(9508)	新計画(2003年3月)	計画(2002年3月)	計画(2001年3月)
経常利益		1,000億円 (02～06年度平均)	900億円 (00～03年度平均)
ROA(総資産税引後営業利益率)	変更なし	3% (02～06年度平均)	1.5%程度 (00～03年度平均)
ROE		8% (02～06年度平均)	8%程度 (00～03年度平均)
有利子負債		4,500億円程度削減 (02～06年度累計)	2,000億円程度削減 (00～03年度累計)
フリーキャッシュフロー		1,200億円 (02～06年度平均)	N.A.
株主資本比率		25% (06年度末)	20%以上 (03年度末)
設備投資	2,200億円程度 (03～06年度平均)	2,500億円程度 (02～06年度平均)	3,100億円 (99～03年度平均)
修繕費	1,600億円程度 (03～06年度平均)	1,700億円 (02～06年度平均)	N.A.
* 2001年3月時ROAは総資産当期利益率			
北海道電力(9509)	新計画(2003年3月)	計画(2002年3月)	計画(2001年3月)
ROA(総資産営業利益率)	4% (02-06年度平均)		1.5%以上 (00～04年度平均)
有利子負債	7,600億円以下 (06年度末)	変更無し	8,000億円台を維持 (00～04年度平均)
株主資本比率	27% (06年度末)		25% (04年度末)
設備投資	1,000億円以下 (02-06年度平均)	1,100億円以下 (00～04年度平均)	1,200億円以下 (00～04年度平均)

# 図42: 電力9社の負債・資本構成の変化



(出所: 各社決算報告書、予想はUBS)

# 図43: 電力9社の財務指標の変化



(出所: 各社決算報告書、予想はUBS)

# 電力各社間格差拡大へ

## ◆ 異なる経営基盤・経営体質

- 経営環境の差
- 販売電力の構成と伸び率の差
- コスト削減・効率化のペース
- 設備投資負担
- 多角化事業
- マネジメント

## ◆ 差はどのように生じるか

- 業績
- 財務体質
- 電気料金
- 株主還元

# 表7: 電力各社の供給区域比較

電力会社	供給区域	人口 (万人)	世帯数 (万世帯)	面積 (千km <sup>2</sup> )	人口密度 (人/m <sup>2</sup> )	経済規模	
						域内総生産額 (兆円)	製造品等出荷額 (兆円)
東京	東京、神奈川、埼玉、千葉、栃木、茨城、群馬、山梨、静岡(富士川以東)	4,256.6 (0.47%)	1,648.3 (1.55%)	39.5	1,078	190.2 (1.18%)	110.3 (-0.58%)
中部	愛知、岐阜、三重、長野、静岡(富士川以西)	1,574.1 (0.38%)	547.6 (1.48%)	40.3	391	66.6 (2.32%)	68.7 (0.33%)
関西	大阪、京都、兵庫、奈良、和歌山、滋賀	2,085.5 (0.21%)	785.7 (1.31%)	27.3	763	84.4 (2.11%)	54.0 (-0.82%)
中国	広島、岡山、鳥取、島根、山口	773.2 (-0.02%)	283.3 (1.08%)	31.9	242	29.2 (2.05%)	22.2 (-0.33%)
北陸	石川、富山、福井	313.1 (0.07%)	102.8 (1.23%)	12.6	248	12.3 (2.42%)	8.6 (0.70%)
東北	青森、秋田、岩手、宮城、福島、山形、新潟	1,229.3 (0.07%)	406.5 (1.23%)	79.5	155	43.9 (3.42%)	23.5 (1.88%)
四国	徳島、高知、愛媛、香川	415.4 (-0.10%)	154.0 (1.05%)	18.8	221	13.9 (2.95%)	8.5 (1.24%)
九州	福岡、佐賀、長崎、大分、熊本、宮崎、鹿児島	1,344.6 (0.11%)	499.6 (1.19%)	42.2	319	44.1 (3.03%)	20.5 (1.67%)
北海道	北海道	568.3 (0.07%)	230.6 (1.27%)	78.4	72	20.3 (3.06%)	6.1 (0.48%)
沖縄	沖縄	131.8 (0.76%)	44.6 (1.93%)	2.3	581	3.4 (2.93%)	0.6 (1.14%)
合計		12,691.9 (0.26%)	4,703.1 (1.37%)	372.8	340	508.3 (2.03%)	323.1 (-0.01%)

(注1) 下段( )内は1990年以降の年平均伸び率

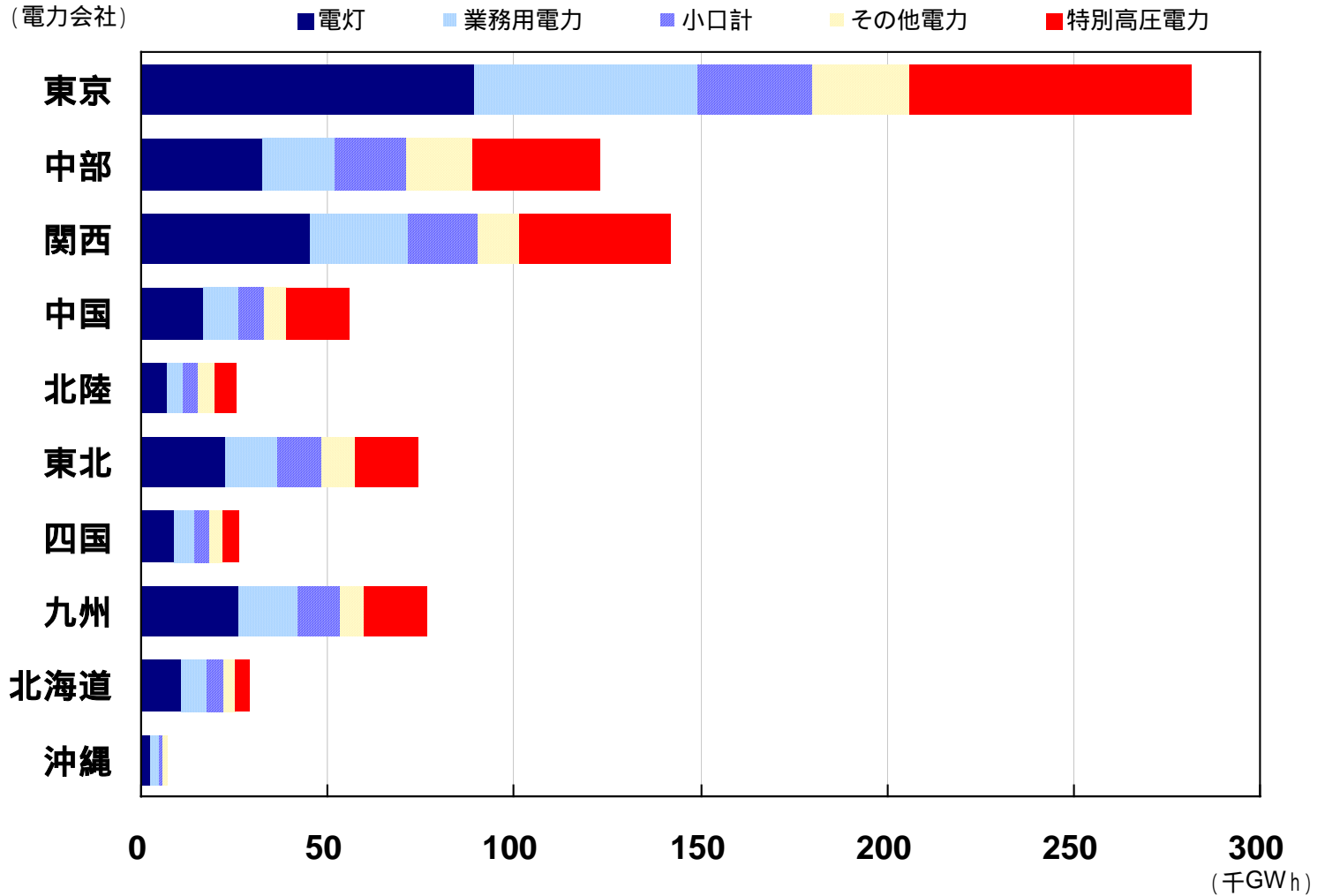
(注2) 供給区域の都道府県の合算値、東京電力と中部電力が供給する静岡県は人口比で配分。

(注3) 人口と世帯数は2000年10月1日。

(注4) 域内総生産額は1996年度、製造品出荷額等は1997年度実績。

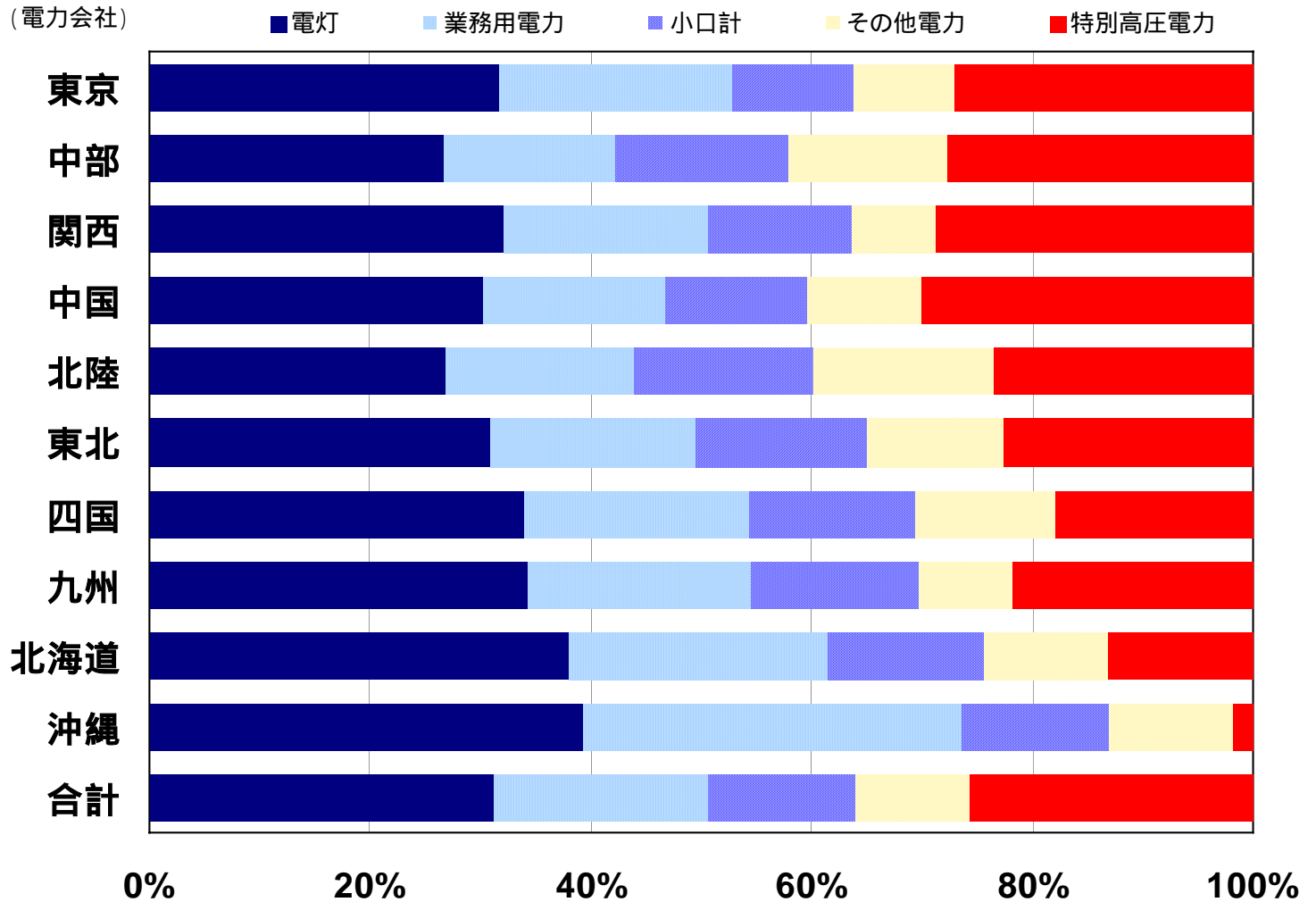
(出所: 総務庁統計などを参考にUBS)

# 図44: 会社別販売電力量(2002年度)



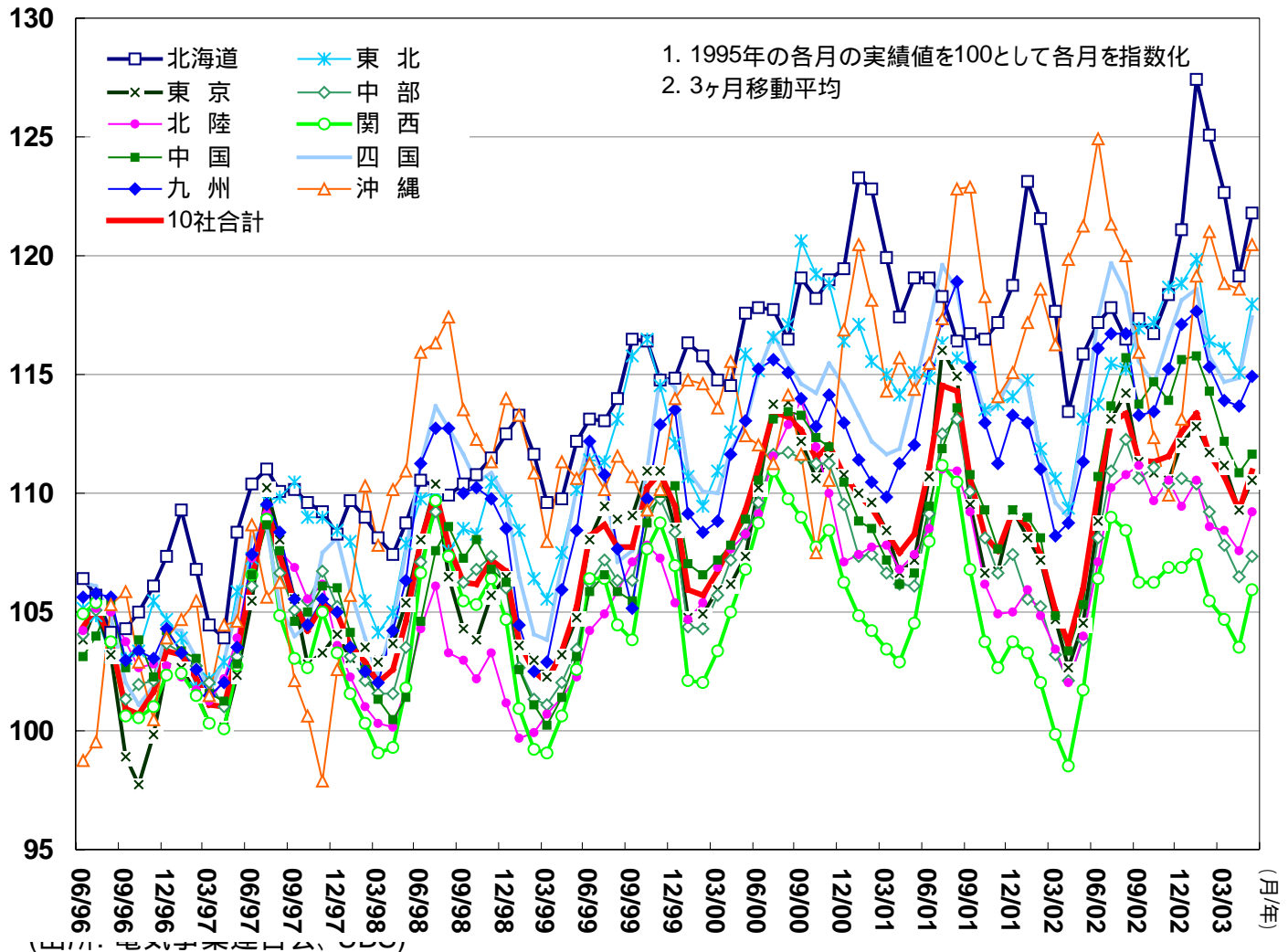
(出所: 電気事業連合会)

# 図45: 会社別販売電力量の構成比(2002年度)



(出所: 電気事業連合会)

# 図46: 電力10社の販売電力量の伸び比較



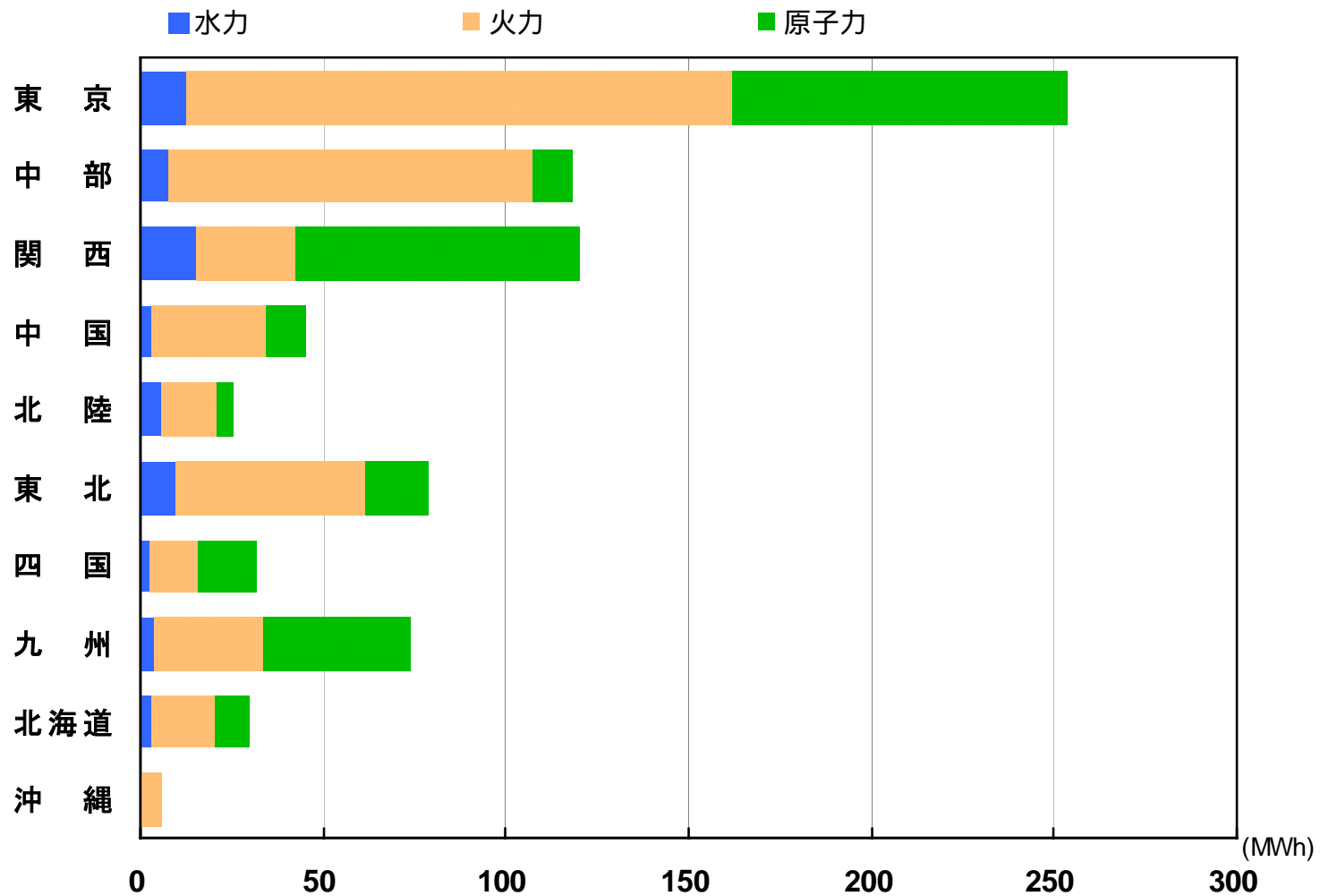


# 表8: 販売電力量の伸び率比較

				前年比(予想)					年平均伸び率		
	1999年度	2000年度	2001年度	2002年度	2003年度	2004年度	2005年度	2006年度	91-96	97-01	02-06e
(電灯)											
北海道	103.1	103.1	100.5	101.9	101.0	101.3	101.6	101.6	+5.2	+2.5	+1.5
東北	104.0	102.7	99.1	103.1	100.5	101.1	101.4	101.4	+4.9	+2.2	+1.5
東京	103.7	102.4	98.9	105.0	99.5	101.2	101.5	101.5	+3.9	+2.2	+1.8
中部	102.5	103.1	100.3	103.2	99.7	101.1	101.4	101.4	+4.5	+2.3	+1.4
北陸	105.2	103.5	99.8	103.4	100.4	101.4	101.7	101.7	+4.6	+2.5	+1.7
関西	102.5	102.0	99.9	102.8	99.9	100.8	101.1	101.1	+4.0	+1.8	+1.1
中国	102.5	102.9	101.1	102.8	99.8	101.2	101.5	101.5	+4.6	+2.3	+1.4
四国	101.9	102.2	100.9	102.8	100.3	101.1	101.4	101.4	+4.3	+2.2	+1.4
九州	102.0	103.1	102.0	102.3	100.5	101.3	101.6	101.7	+4.7	+2.6	+1.5
9電力計	103.1	102.6	99.9	103.6	99.9	101.1	101.4	101.4	+4.3	+2.2	+1.5
(電力)											
北海道	104.1	104.0	98.2	101.1	100.4	100.7	100.8	101.0	+3.0	+2.1	+0.8
東北	103.9	104.2	96.5	102.1	100.0	100.5	100.6	100.7	+3.2	+1.8	+0.8
東京	102.3	102.3	97.8	101.1	100.3	100.3	100.6	100.6	+2.0	+1.1	+0.6
中部	101.3	102.3	97.5	101.3	100.0	100.1	100.4	100.4	+1.7	+0.4	+0.4
北陸	103.2	103.3	96.4	102.0	100.0	100.3	100.5	100.5	+1.5	+0.1	+0.7
関西	100.5	101.6	96.9	100.8	100.4	99.7	100.0	100.0	+1.4	-0.1	+0.2
中国	102.5	103.0	97.2	104.8	98.5	100.7	100.9	100.9	+2.0	+0.6	+1.1
四国	101.5	103.0	100.0	101.4	100.1	100.6	100.8	100.8	+1.8	+1.9	+0.7
九州	101.2	102.9	99.1	101.4	100.5	100.3	100.5	100.6	+3.4	+1.4	+0.7
9電力計	101.9	102.6	97.6	101.5	100.1	100.2	100.5	100.5	+2.1	+0.8	+0.6
(総合計)											
北海道	103.7	103.7	99.1	101.4	100.6	100.9	101.1	101.2	+3.8	+2.3	+1.1
東北	104.0	103.8	97.3	102.4	100.2	100.7	100.9	100.9	+3.7	+1.9	+1.0
東京	102.7	102.3	98.2	102.3	100.0	100.6	100.9	100.9	+2.5	+1.4	+0.9
中部	101.6	102.5	98.2	101.8	99.9	100.4	100.6	100.7	+2.3	+0.9	+0.7
北陸	103.7	103.4	97.3	102.4	100.1	100.6	100.8	100.9	+2.2	+0.7	+0.9
関西	101.1	101.7	97.8	101.5	100.2	100.1	100.3	100.3	+2.2	+0.5	+0.5
中国	102.5	103.0	98.4	104.2	98.9	100.8	101.1	101.1	+2.7	+1.1	+1.2
四国	101.6	102.7	100.3	101.9	100.2	100.8	101.0	101.0	+2.6	+2.0	+1.0
九州	101.4	103.0	100.1	101.7	100.5	100.6	100.9	100.9	+3.8	+1.8	+0.9
9電力計	102.3	102.6	98.3	102.1	100.1	100.5	100.8	100.8	+2.7	+1.2	+0.9

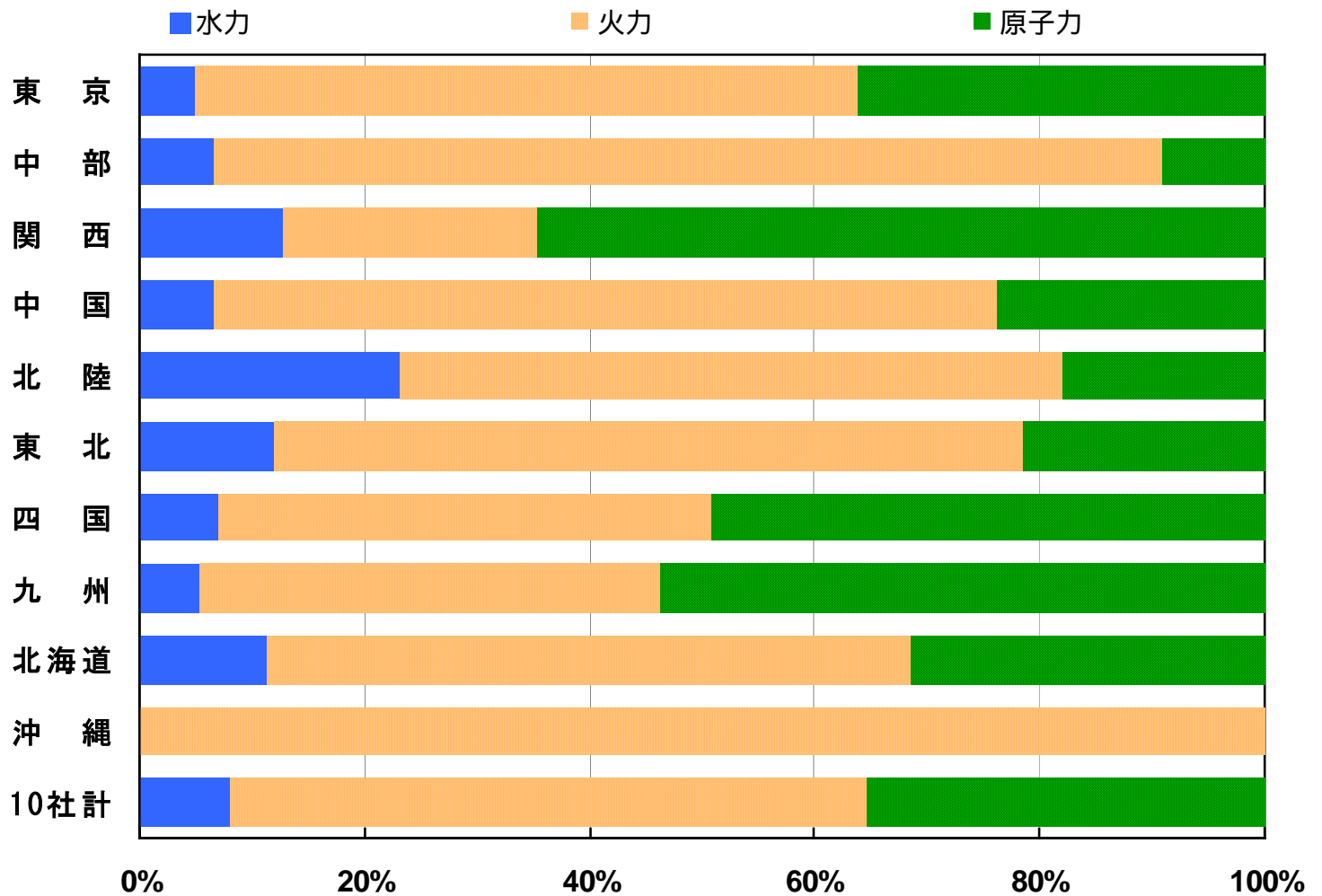
(出所: 電気事業連合会, 予想はUBS)

# 図47: 電源種別発電電力量の比較(2002年度)



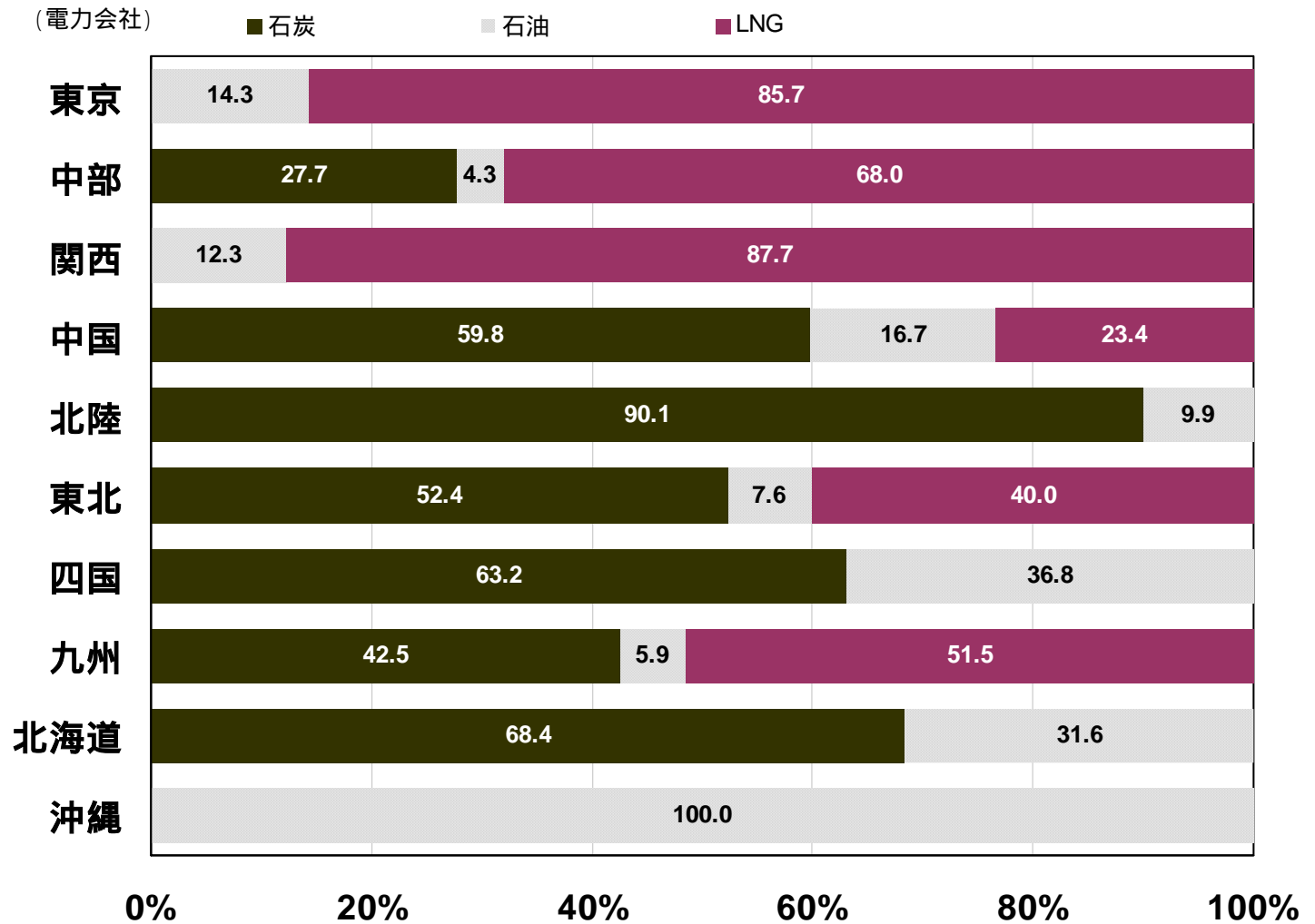
(出所: 電気事業連合会)

# 図48: 電源種別発電構成比較(2002年度)



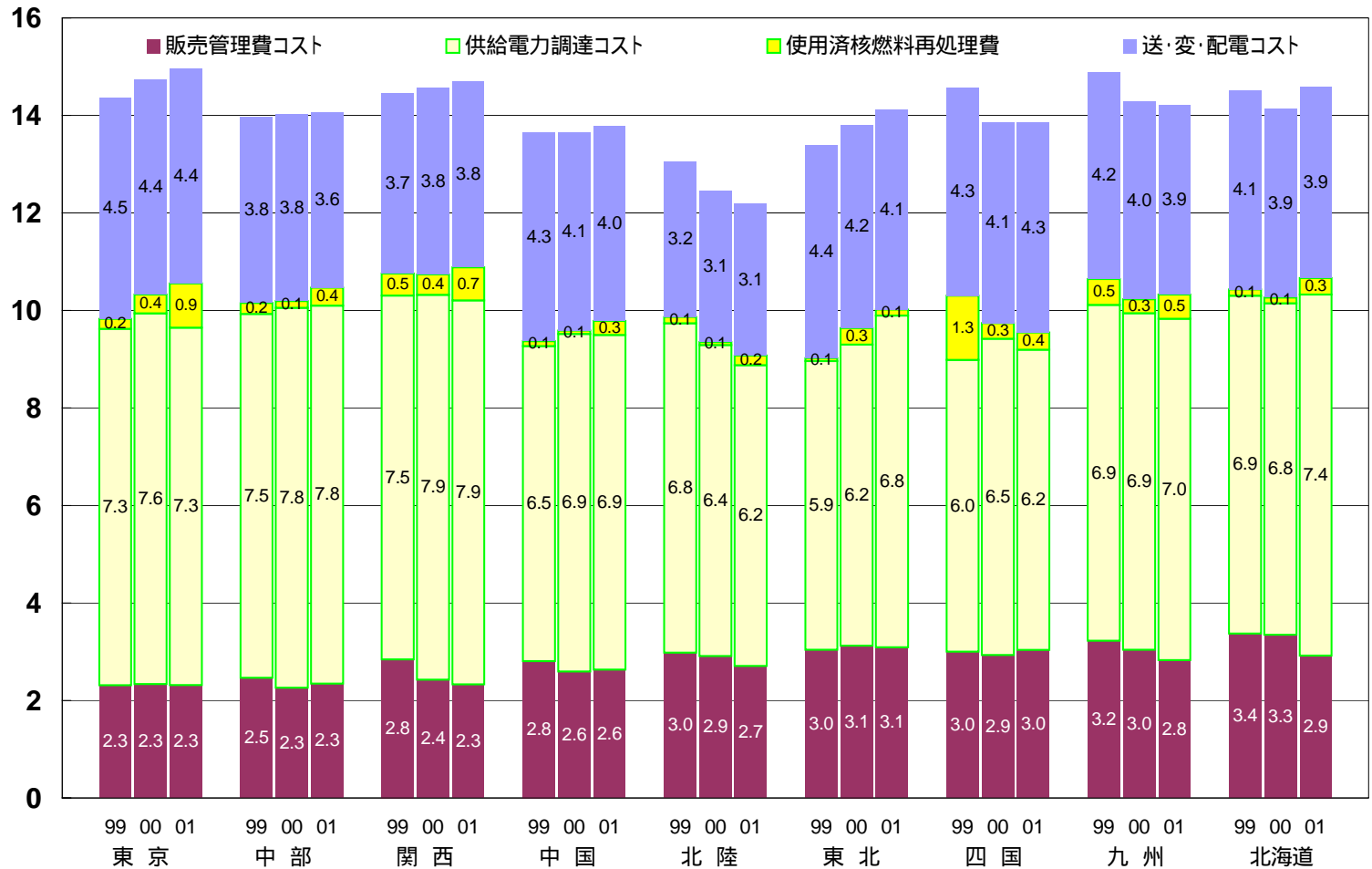
(出所: 電気事業連合会)

# 図49: 火力発電燃料構成比較



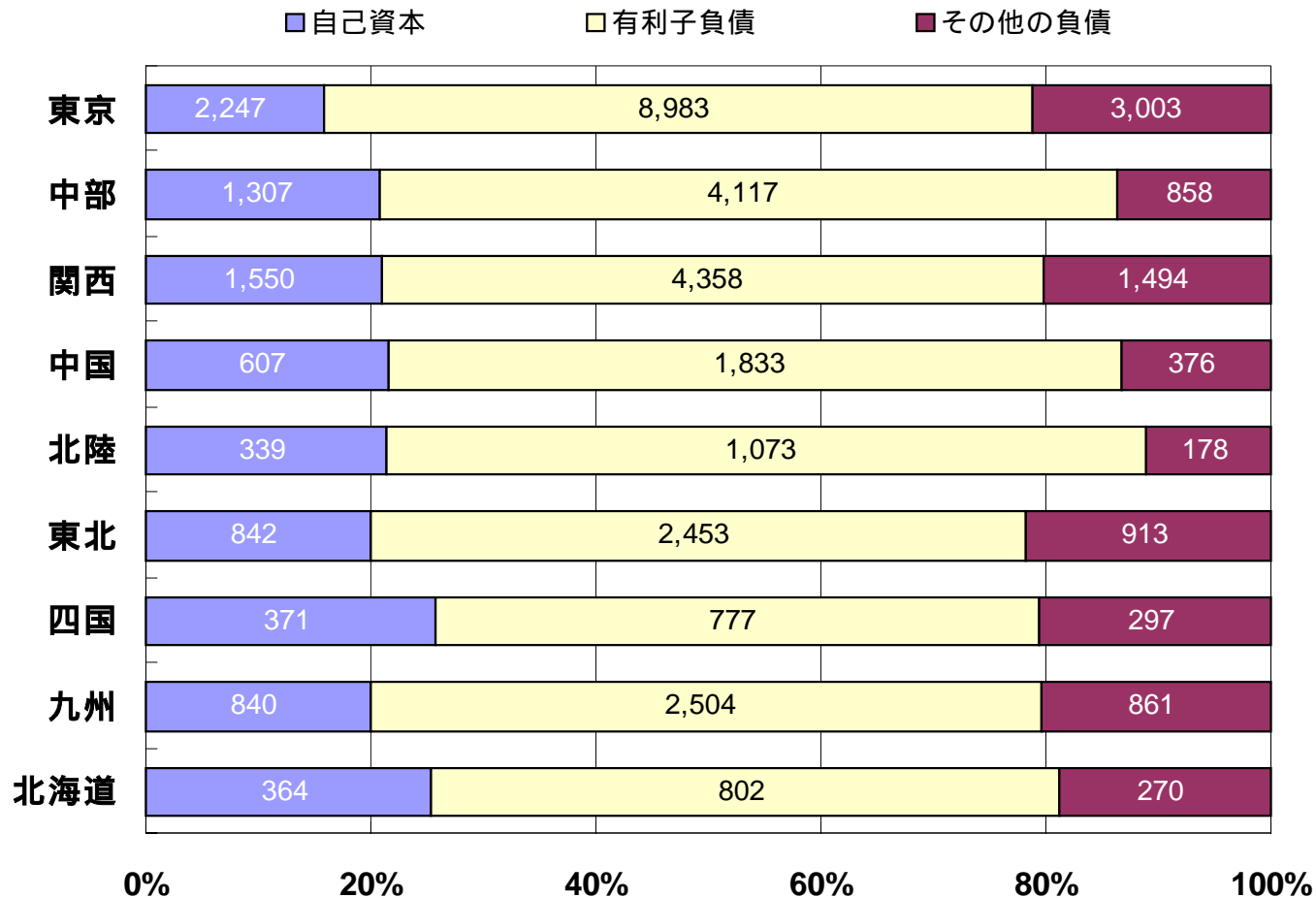
(出所: 電気事業連合会、UBS)

# 図50: 1kWh当りの電気事業主要項目営業費用



注1) 変・配電、販売管理費コストは「販売電力量」、送電コストは「自社発電」、供給電力調達コストは「送電端供給力」の、いずれも各「1kWh」あたりの金額。  
 注2) 01年度は一部推定 出所: 各社決算資料・電気事業連合会資料よりUBS作成

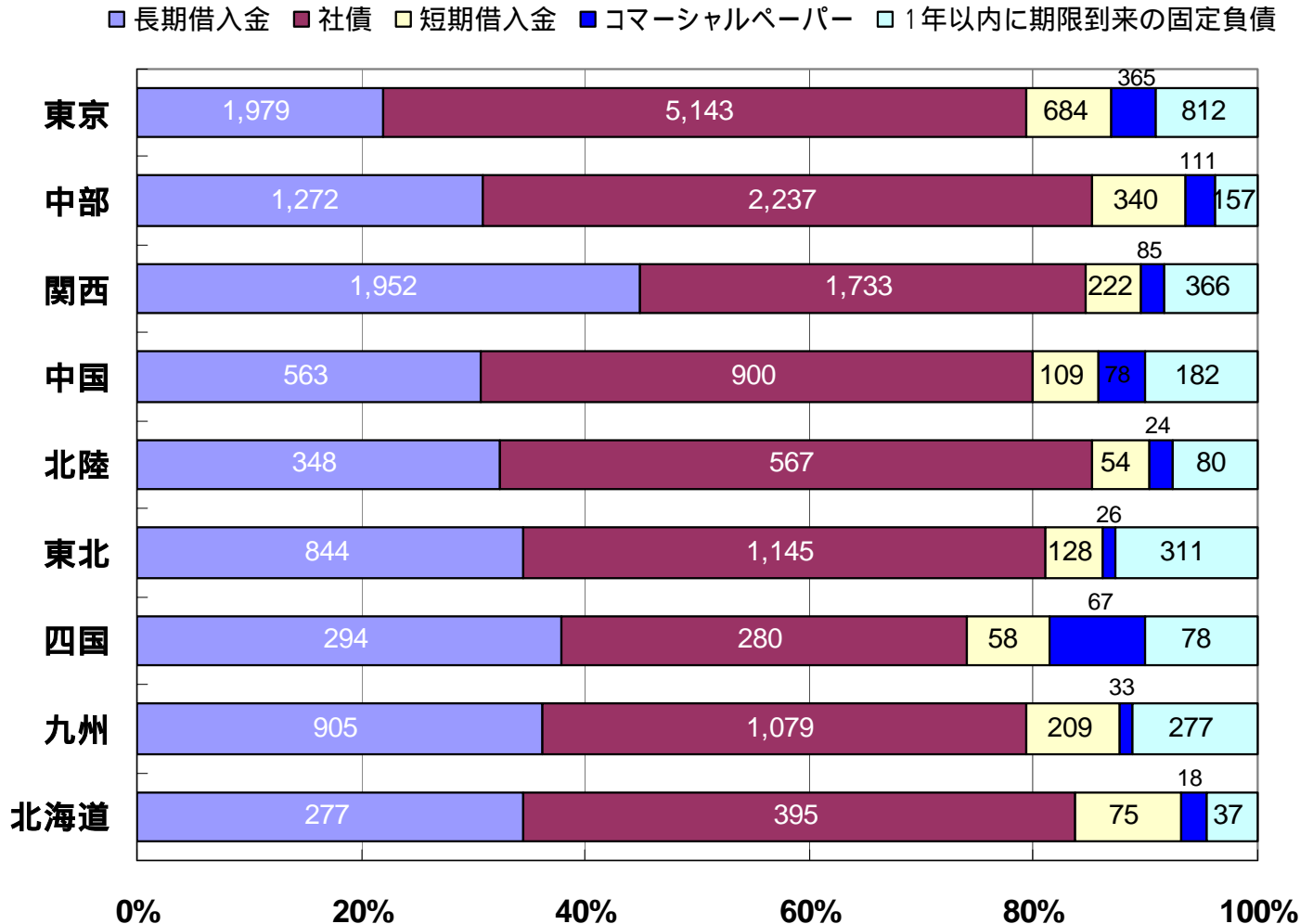
# 図51: 負債・資本構成の比較(2002年度)



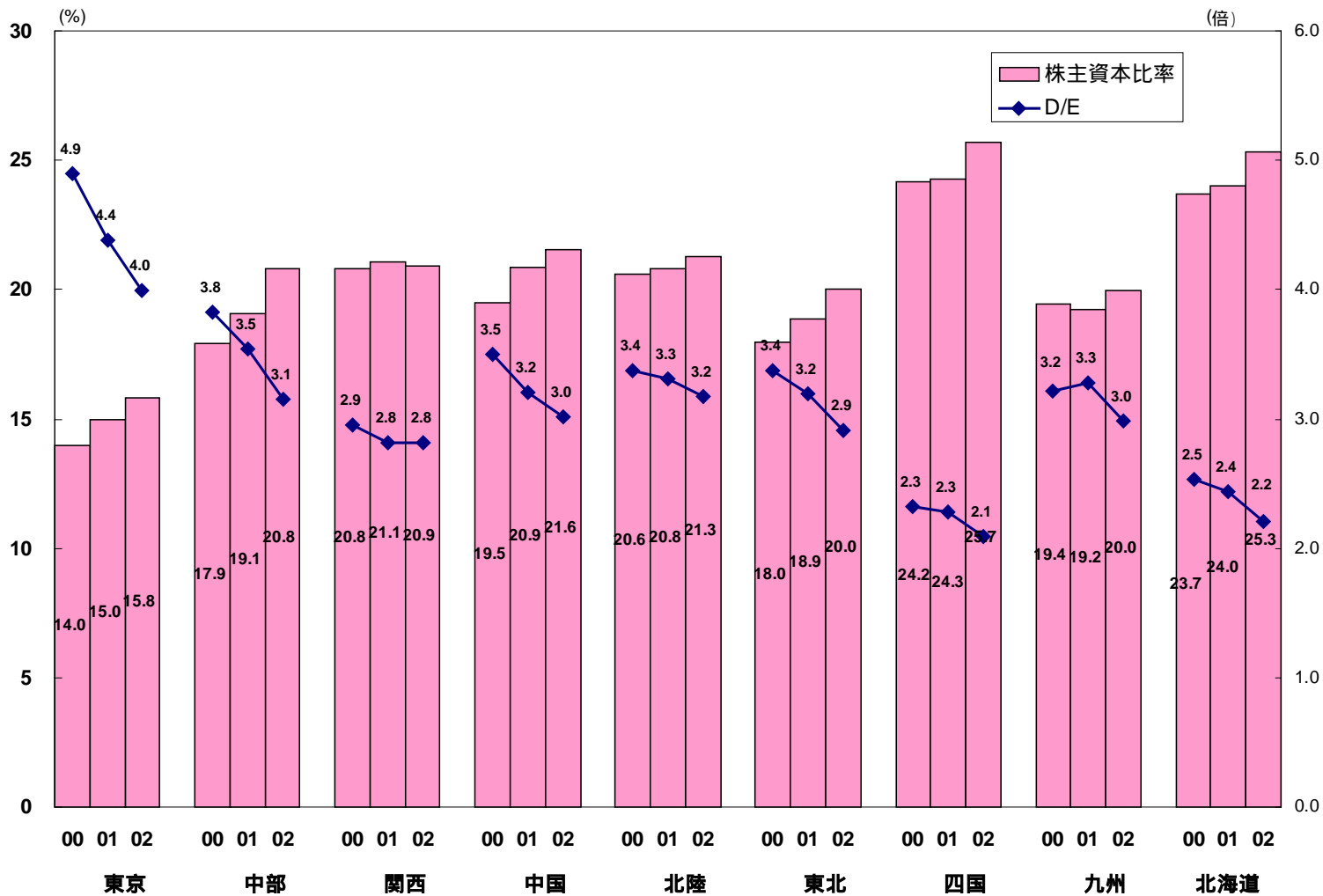
(出所) 各社有価証券報告書よりUBS

# 電力各社間で異なる有利子負債の構成

図52: 有利子負債構成の比較(2002年度)



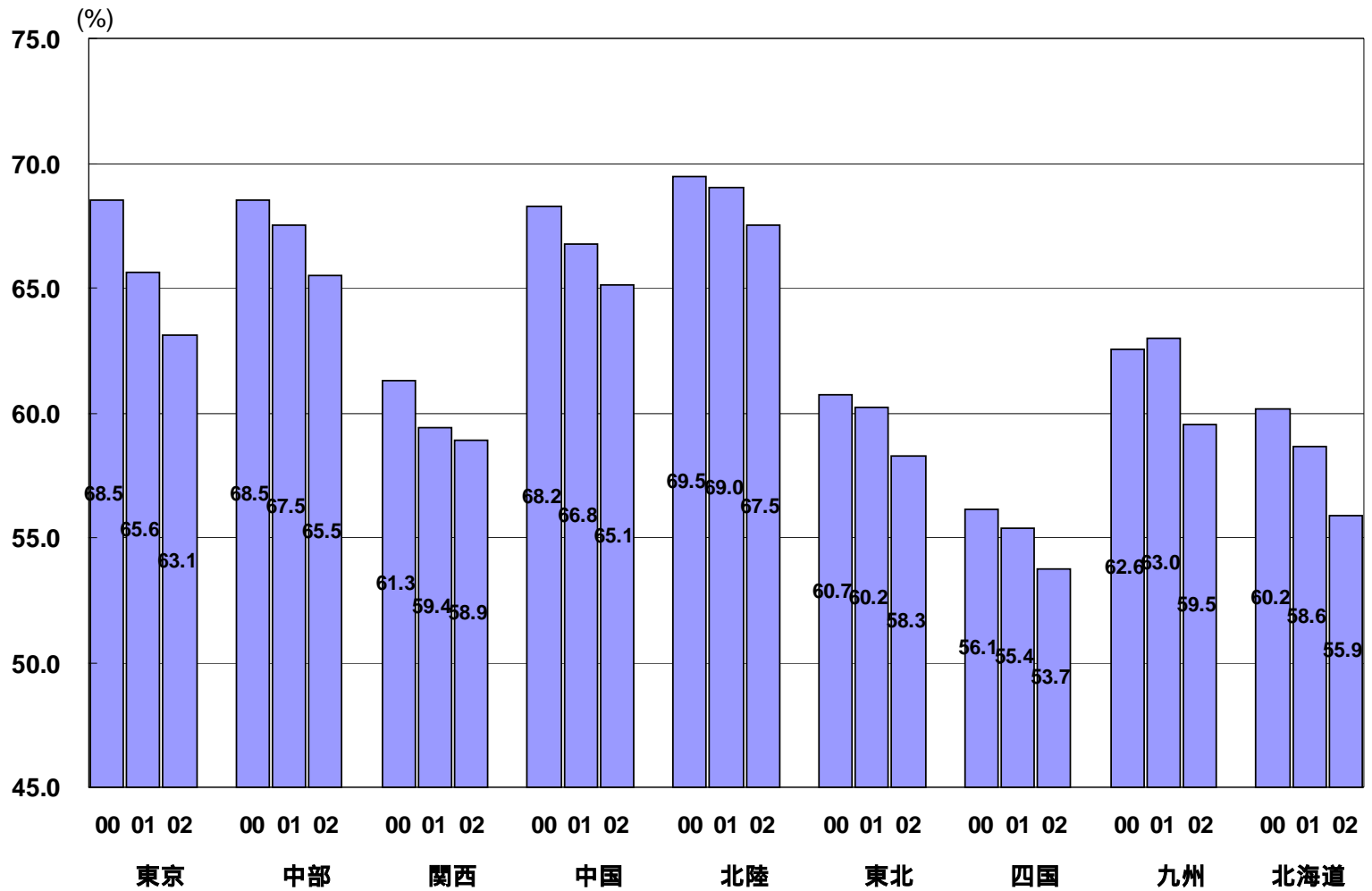
# 図53: 株主資本比率とNet D/Eレシオの比較



(注) 1/1 日付の期末数及び平均数



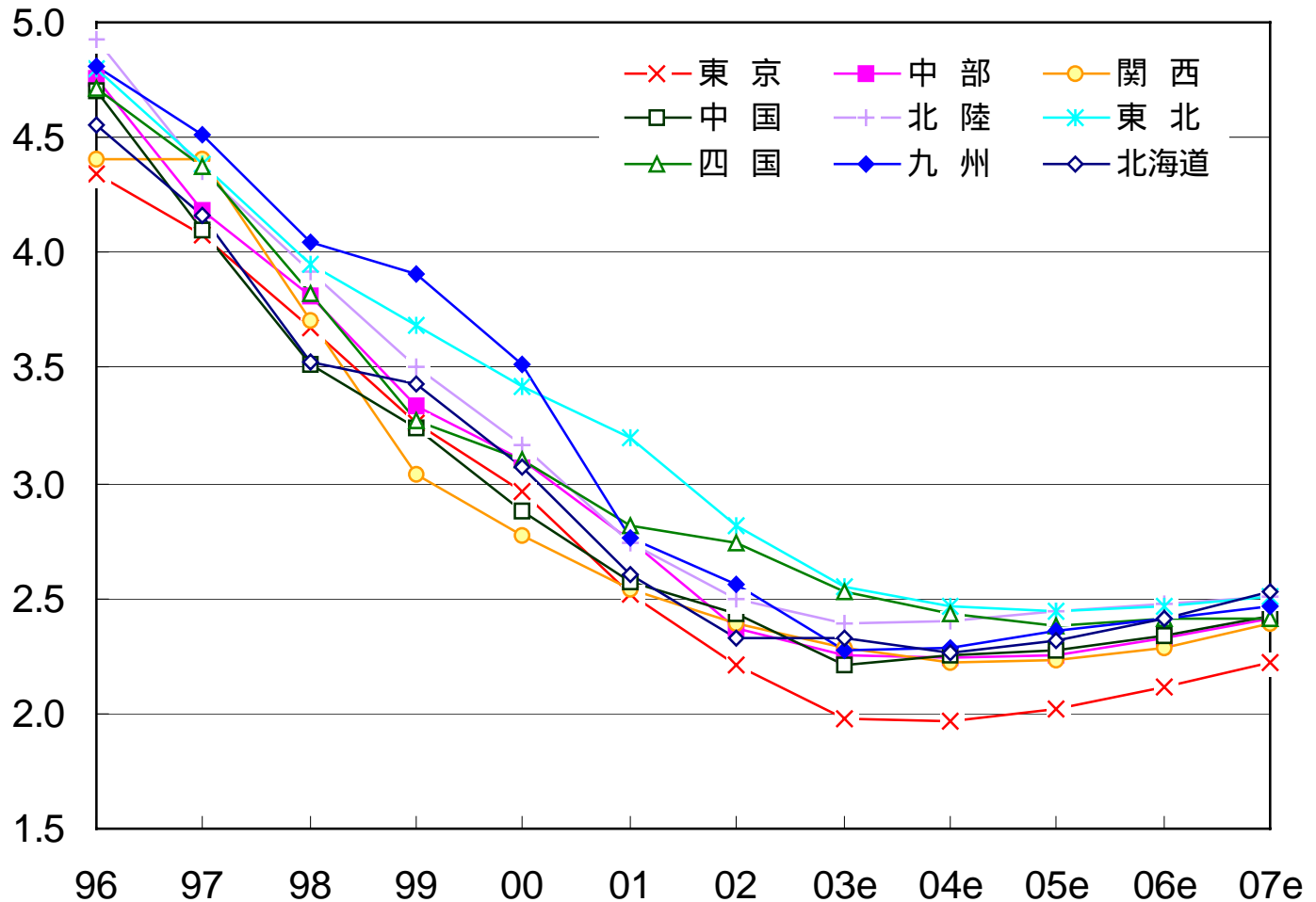
# 図54: 有利子負債依存度の比較



(出所) 各社有価証券報告書よりUBS

# 急速に低下した有利子負債の平均利回り

図55: 有利子負債平均利回りの各社別推移 (単体)



(出所) 各社有価証券報告書、ヒアリングよりUBS

予想はUBS



# 電力各社の主な新規事業分野

## ◆ エネルギー分野

- 総合エネルギー企業への脱皮
- 有望なガス事業
  - 電力各社のLNG購入量は都市ガス大手を凌ぐ
- ESCO事業

## ◆ 情報通信事業

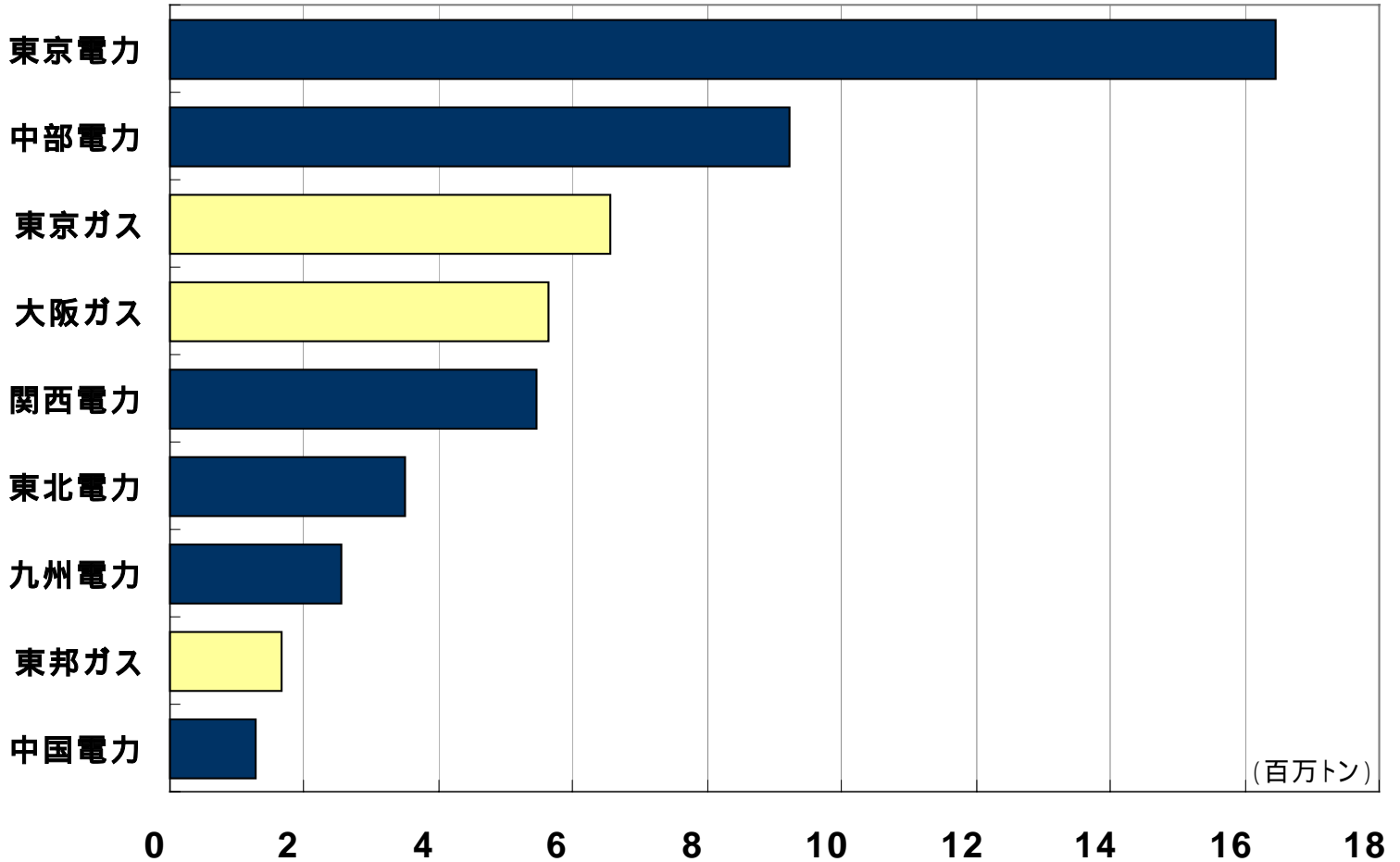
- 通信事業...競争は激しいが、電力会社の光ファイバーネットワークはNTTにほぼ匹敵
- 光ファイバー心線賃貸事業は安定収益源の一つ
- 有望なデータセンター事業
- 課題はアステル事業の整理

## ◆ その他

- 遊休不動産の活用
- 顧客関係の活用

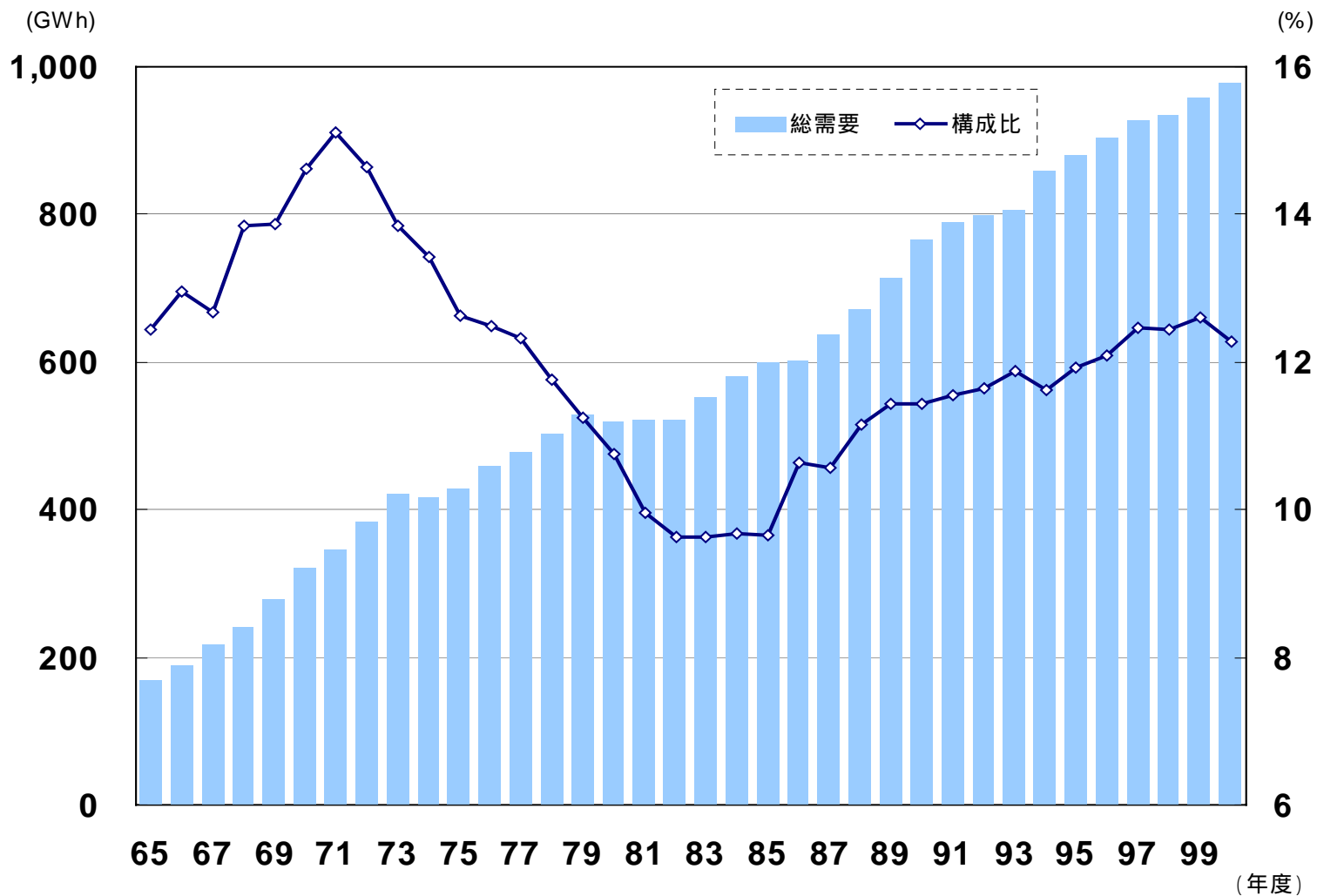
# 図56:電力・都市ガス大手のLNG購入量(2001年度)

(電力/ガス会社)



(出所: 有価証券報告書及び各社からのヒアリングによりUBS)

# 図57: 自家発電自家消費量と構成比の推移



(出所: 電気事業便覧)